ARTIGO ORIGINAL

Simulação de segmentos de energia elétrica de média tensão: Qual modelo utilizar?

Simulation of medium voltage electrical power segments: Which model to use?

Andressa Tais Diefenthäler ¹, Airam T. Z. R. Sausen ¹, Paulo S. Sausen ¹,
Maurício de Campos ¹

¹Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (UNIJUI)

*andressa.tais@sou.unijui.edu.br; airam@unijui.edu.br; sausen@unijui.edu.br; campos@unijui.edu.br.

Recebido: 05/05/2020. Revisado: 22/01/2021. Aceito: 08/02/2021.

Resumo

A modelagem matemática de linhas de transmissão de energia elétrica é uma importante ferramenta para o planejamento de operação e expansão dos sistemas elétricos, principalmente diante da transformação das redes elétricas atuais em redes inteligentes. A literatura apresenta diferentes modelos matemáticos e circuitos elétricos para a simulação de linhas de transmissão. Nesse contexto, esse artigo objetiva fornecer subsídios para a escolha de um modelo matemático adequado para a representação de segmentos urbanos e rurais da rede elétrica de média tensão, a partir da realização da simulação, validação e análise comparativa de modelos utilizando dados reais. Os dados foram obtidos de medições realizadas em duas linhas curtas da rede elétrica de duas concessionárias da região sul do Brasil. A modelagem matemática das linhas de transmissão é realizada a partir dos modelos PI, Bergeron, J. Marti (domínio modal) e *Universal Line Model* (domínio de fases) no *software* PSCAD. Os resultados das simulações possibilitam a validação, determinação da acurácia e análise comparativa dos modelos para diferentes segmentos da rede elétrica (urbano e rural). A partir da análise dos resultados das simulações é possível observar que todos os modelos avaliados representam acuradamente a predição da tensão de saída de uma linha curta de média tensão. No entanto, o modelo PI é indicado, por requerer menor número de parâmetros, quando comparado aos demais modelos de linhas de transmissão de energia elétrica.

Palavras-Chave: Análise comparativa; dados reais; linhas de transmissão; modelagem matemática.

Abstract

The mathematical modeling of electrical power transmission lines is an important tool for planning the operation and expansion of electrical systems, especially given the transformation of current electrical networks into smart grids. The literature presents different mathematical models and electrical circuits for transmission lines simulation. In this context, this paper aims to provide subsidies to choose an appropriate mathematical model for the representation of urban and rural segments of the medium voltage electrical power network, from the realization of the simulation, validation and comparative analysis of the models from real data. The data were obtained from measurements performed on two short lines of the electrical network of two utility companies of the southern region of Brazil. Mathematical modeling of the transmission lines is performed from PI, Bergeron, J. Marti (modal domain) and *Universal Line Model* (phase domain) models in *software* PSCAD. The simulations results allow the validation, determination of accuracy and comparative analysis of the models for electrical segments (urban and rural). From the analysis of the simulations results it is possible to observe that all models accurately represent the output voltage prediction of a short medium voltage line. Therefore, the PI model is indicated because it requires fewer parameters when compared to other models of electrical power transmission lines.

Keywords: Comparative analysis; mathematical modeling; real data; transmission lines.

1 Introdução

A crescente comercialização de equipamentos elétricos e eletrônicos tem contribuído para o aumento da demanda por energia elétrica a nível mundial. Além disso, a descentralização da produção de energia, a partir da geração distribuída utilizando fontes renováveis, têm ampliado os desafios relacionados à confiabilidade, qualidade e segurança no fornecimento de energia elétrica (Masera et al., 2018). Nesse sentido, a necessidade de atualização dos sistemas elétricos de potência têm impulsionado a migração dos sistemas atuais para redes elétricas inteligentes, visando a incorporação de tecnologias da informação, instrumentação e automação ao sistema. Tais alterações possibilitam a comunicação e o controle da rede elétrica em tempo real, devido ao fluxo bidirecional de energia e de informações entre a concessionária e os consumidores (Deng et al., 2015).

A inserção de novos recursos aos sistemas elétricos atuais requer a realização de estudos prévios, que pode ser feita através da modelagem matemática de Linhas de Transmissão (LTs) de energia, envolvendo a representação, simulação e predição da dinâmica do sistema elétrico real (Masera et al., 2018). Existe uma variedade de modelos matemáticos e circuitos elétricos de LTs na literatura técnica, que podem ser classificados em categorias distintas, de acordo com a natureza dos parâmetros e a dependência da frequência (Martinez-Velasco and Grebe, 1998, Martinez-Velasco and Gustavsen, 2001).

Atualmente, a maioria das pesquisas dedica-se à modelagem matemática de LTs longas de alta tensão, utilizando um modelo de determinada categoria, assim como parâmetros estimados e dados de entrada simulados computacionalmente, não sendo realizada a validação desses modelos com base em dados reais de um sistema elétrico (Martinez-Velasco and Grebe, 1998, Araújo et al., 2015, Marti and Tavighi, 2018). Diante disso, torna-se relevante a aplicação e a análise comparativa de diferentes modelos matemáticos de LTs de energia, objetivando determinar qual modelo utilizar a partir da simulação com uma significativa quantidade de dados medidos diretamente da rede elétrica real.

Nesse contexto, no presente artigo são simulados e validados um modelo elétrico de cada categoria, ou seja, modelo PI (parâmetros concentrados), Bergeron (parâmetros distribuídos independente da frequência), J. Marti (dependente da frequência no domínio modal) e Universal Line Model - ULM (dependente da frequência no domínio de fases), considerando dois cenários de simulação, uma rede elétrica que atende consumidores da área urbana, e outra da área rural, ambas de média tensão pertencentes a duas concessionárias de distribuição de energia elétrica da região sul do Brasil. Uma análise comparativa dos modelos matemáticos é apresentada, a partir da utilização de dados reais e cálculo do erro de cada modelo, objetivando determinar qual é o indicado para a representação de LTs curtas de média tensão. As simulações computacionais são realizadas no software PSCAD (Power Systems Computer Aided Design).

O restante desse artigo está organizado como segue. Na Seção 2 são apresentados os trabalhos correlatos no que se refere à análise comparativa de modelos de LTs

de energia elétrica. Na Seção 3 são descritos os modelos matemáticos de LTs utilizados nesta pesquisa. Na Seção 4 são caracterizados os dois cenários de simulação. Na Seção 5 são apresentados os resultados das simulações, e a discussão e a análise comparativa dos modelos de LTs. Na Seção 6 são apresentadas as conclusões e possibilidades de trabalhos futuros.

2 Trabalhos correlatos

Na pesquisa desenvolvida por Restrepo et al. (2008), com base em uma ampla revisão bibliográfica, os modelos de LTs são classificados para a análise de transientes eletromagnéticos em sistemas elétricos de potência. São abordados os modelos PI, Bergeron, J. Marti, T. Noda, Z-Line, linha idempotente e o modelo de Nguyen. O modelo de J. Marti é utilizado como padrão de comparação teórica para os demais modelos, que são analisados qualitativamente em relação à precisão, tempo de resposta computacional, capacidade de simular LTs com alta assimetria, e complexidade. Os modelos são comparados a partir de resultados de pesquisas bibliográficas, não sendo simulados em um mesmo cenário. Os autores verificaram que o grau de complexidade do modelo é diretamente proporcional à precisão e inversamente proporcional ao tempo de resposta computacional.

Em Jinrui et al. (2013) é realizada uma análise comparativa entre os modelos PI, Bergeron e J. Marti, no que se refere à simulação de oscilações de uma onda de tensão transitória gerada. Os resultados obtidos evidenciam o distanciamento entre a simulação dos modelos PI e Bergeron, em relação ao modelo modal.

Já na pesquisa desenvolvida por Morales and et al. (2014) são comparados os modelos PI e J. Marti na análise de transientes ocasionados por descargas atmosféricas, isto é, sobretensões induzidas devido a um raio indireto. São utilizadas seções de 0,1 km entre postes, e uma rede trifásica de 23 kV do sul do Brasil. Considerando que descargas atmosféricas provocam reações distintas para cada fase do sistema, os resultados indicam que o modelo J. Marti apresenta variações na magnitude das tensões de acordo com cada fase, o que não ocorre nas simulações a partir do modelo PI, que apresentou valores muito superiores para tensão e corrente, distantes dos valores reais esperados.

Em Araújo et al. (2015) são utilizados os modelos PI (composto por 5 e por 100 seções associadas em cascata) e o modelo ULM durante condições transitórias para a análise de oscilações espúrias nas tensões na extremidade receptora aberta, considerando uma LT de comprimento de 100 km, com fonte de tensão de 20 kV. Os resultados indicam um bom desempenho do modelo ULM, enquanto o modelo PI depende do número de seções, assim como da frequência e do comprimento da LT, sendo que, um menor número de seções introduz oscilações espúrias, o que pode comprometer a validade dos resultados obtidos.

Em Marti and Tavighi (2018) é proposto um novo modelo de linha dependente da frequência, denominado de FDLM, o qual é comparado ao modelo revisado de J. Marti (fdLine) e ao modelo ULM. São simulados quatro cenários para uma LT de 300 km. Os modelos são validados a partir da comparação com uma solução de referência no domínio

da frequência obtida por *Discrete-Time Fourier Series*. Os resultados obtidos evidenciam valores muito próximos para todos os modelos, com o modelo FDLM apresentando melhor acurácia, seguido pelo modelo *fdLine*. Por outro lado, o modelo ULM apresenta maior eficiência computacional.

De modo geral, as pesquisas indicam a elevada acurácia dos modelos de parâmetros distribuídos dependentes da frequência, mas tais modelos são complexos e requerem um maior número de parâmetros quando comparados aos modelos de parâmetros concentrados. Além disso, na maioria dos trabalhos relacionados, a modelagem matemática de LTs é realizada com base em dados sintéticos ou restrita à análise de cenários hipotéticos (não reais), não sendo encontrados trabalhos na literatura que indiquem com clareza qual modelo matemático deve ser utilizado pelo usuário, considerando a realização de uma análise comparativa de modelos em um mesmo cenário real de distribuição primária de energia elétrica (Martinez-Velasco and Grebe, 1998).

Assim, diferentemente de outras pesquisas, nesse artigo é realizada a análise comparativa de um modelo de cada categoria, i.e., modelos PI, Bergeron, J. Marti e ULM, os quais são descritos na próxima seção. A partir de segmentos reais (urbano e rural) de um sistema de distribuição de energia elétrica, é realizada a validação e a determinação do erro de cada modelo, considerando dados obtidos diretamente de LTs curtas de média tensão.

3 Modelagem Matemática de LTs

As LTs são classificadas de acordo com o seu comprimento em linhas curtas (até 80 km), médias (de 80 km a 240 km) e linhas longas (maiores que 240 km). Quanto ao transporte de energia elétrica, as LTs operam em níveis de alta, média ou baixa tensão (Grainger and Stevenson, 1994). O sistema elétrico de potência funciona de modo análogo ao de um circuito elétrico, com as propriedades elétricas de condutância, indutância, capacitância e resistência.

Em uma rede elétrica real pode-se desconsiderar a condutância, enquanto que os parâmetros resistência, indutância e capacitância são distribuídos ao longo da LT. Entretanto, para linhas curtas, os parâmetros sofrem pequena variação e podem ser considerados como concentrados em um único ponto, o que determina a principal classificação de modelos de LTs, que é dada por: (i) modelos de parâmetros concentrados; e (ii) modelos de parâmetros distribuídos. Os modelos distribuídos ainda são classificados de acordo com a dependência da frequência, ou seja: (i) modelos independentes da frequência; e (ii) modelos dependentes da frequência (Martinez-Velasco and Gustavsen, 2001, Diefenthäler et al., 2019). Para o desenvolvimento deste artigo, foi selecionado um modelo de cada categoria, considerando os que são mais citados e utilizados nos trabalhos correlatos, sendo eles: modelo PI, Bergeron, J. Marti (Modal) e ULM (Fases) (Martinez-Velasco and Grebe, 1998).

3.1 Modelos de Parâmetros Concentrados

O modelo PI é um modelo de parâmetros concentrados, recomendado para a modelagem matemática de LTs cur-

tas e médias. Esse modelo fornece soluções em regime permanente, já que os parâmetros são calculados apenas na frequência padrão (Martinez-Velasco and Gustavsen, 2001). O modelo PI é representado por um circuito elétrico (Fig. 1) em que a resistência é concentrada na impedância (Z) e a parte capacitiva é representada pela admitância característica (Y) (Grainger and Stevenson, 1994), descritas por:

Figura 1: Circuito equivalente ao modelo PI para linhas médias Grainger and Stevenson (1994).

$$Z = (r + j\omega L)l \quad (1)$$

$$Y = j\omega C l, \quad (2)$$

onde: Z é a impedância em série (Ω), l é o comprimento da linha (km), r é a resistência por unidade de comprimento (Ω/km), j é a componente complexa, ωL é a reatância indutiva, em que ω é a velocidade angular, e L é a indutância por unidade de comprimento (H/km), Y é a admitância total da linha (S) e C é a capacitância (F/km).

Nesse modelo, a partir da aplicação das Leis de Kirchhoff no circuito, a tensão e a corrente elétrica de transmissão são determinadas por:

$$V_S = aV_R + bI_R \quad (3)$$

$$I_S = cV_R + dI_R, \quad (4)$$

onde: V_S e I_S são a tensão e a corrente de entrada no sistema, e V_R e I_R são a tensão e a corrente de saída, respectivamente. Os parâmetros a , b , c e d são descritos por:

$$a = d = \frac{ZY}{2} + 1$$

$$b = Z$$

$$c = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right).$$

3.2 Modelos de Parâmetros Distribuídos

Os modelos de parâmetros distribuídos são dependentes da variação no tempo e no espaço, e assim, as LTs podem ser modeladas através de Equações Diferenciais Parciais

(EDPs). A maioria destes modelos diferencia-se pelos métodos de resolução de equações diferenciais, deduzidas de circuitos elétricos que representam a LT. Os modelos distribuídos são independentes ou dependentes da frequência (Martinez-Velasco and Gustavsen, 2001).

3.2.1 Modelos Independentes da Frequência

Nos modelos distribuídos independentes da frequência os parâmetros do cabo são avaliados apenas em uma frequência padrão, destacando-se o modelo de Bergeron, também conhecido como método das características (Dommel, 1969). Neste artigo é utilizado o circuito equivalente ao modelo de Bergeron considerando as perdas do sistema elétrico, que consiste em uma rede de impedâncias de duas portas, em que as perdas são representadas a partir da adição de resistências (R) concentradas na forma de nó ao circuito (Fig. 2) (Caballero et al., 2016). Nesta rede, é trivial obter as expressões das fontes históricas de corrente (I_k e I_m), cujas principais equações são descritas a seguir.

Figura 2: Circuito equivalente ao modelo de Bergeron com perdas (Caballero et al., 2016).

$$I_k(t - \tau) = \left(\frac{1+H}{2} \right) \left(\frac{-1}{Z} V_m(t - \tau) - i_{m,k}(t - \tau) \right) + \left(\frac{1-H}{2} \right) \left(\frac{-1}{Z} V_k(t - \tau) - i_{k,m}(t - \tau) \right) \quad (5)$$

$$I_m(t - \tau) = \left(\frac{1+H}{2} \right) \left(\frac{-1}{Z} V_k(t - \tau) - i_{k,m}(t - \tau) \right) + \left(\frac{1-H}{2} \right) \left(\frac{-1}{Z} V_m(t - \tau) - i_{m,k}(t - \tau) \right), \quad (6)$$

onde:

$$Z = Z_c + \frac{R}{4} \quad (7)$$

$$H = \frac{Z_c - \frac{R}{4}}{Z_c + \frac{R}{4}} \quad (8)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}. \quad (9)$$

3.2.2 Modelos Dependentes da Frequência

Os modelos dependentes da frequência possibilitam representar com maior precisão uma LT e seus fenômenos, como a propagação de ondas, o estudo de transitórios e sobretensões. Entretanto, a utilização de modelos no domínio da frequência implica na necessidade da posterior transformação da resposta ao domínio do tempo (Araújo et al., 2014). Nesse contexto, destacam-se complexidades relacionadas ao processo de resolução, visto que envolve inúmeras técnicas matemáticas e computacionais, tais como, a aproximação de parâmetros por funções racionais e exponenciais, a utilização de convolução recursiva, transformada inversa de Fourier, técnica do *vector fitting*, dentre outras (Martinez-Velasco and Gustavsen, 2001). De modo geral, os modelos dependentes da frequência são classificados em modelos desenvolvidos no domínio modal e modelos no domínio de fases.

3.2.2.1 Modelo no Domínio Modal. Dentre os modelos no domínio modal, destaca-se o modelo *J. Marti*, no qual é proposta a utilização de uma matriz de transformação real e constante, calculada em uma frequência específica, para a realização das transformações entre os domínios de fase e modal (Marti, 1982). As principais equações são descritas a seguir:

$$F_k(\omega) = V_k(\omega) + Z_c(\omega) I_k(\omega) \quad (10)$$

$$F_m(\omega) = V_m(\omega) + Z_c(\omega) I_m(\omega), \quad (11)$$

$$B_k(\omega) = [V_m(\omega) + Z_c(\omega) I_m(\omega)] e^{-\gamma(\omega)l} \quad (12)$$

$$B_m = [V_k(\omega) + Z_c(\omega) I_k(\omega)] e^{-\gamma(\omega)l}. \quad (13)$$

onde: F_k e F_m são as funções de propagação de onda progressivas e B_k e B_m as funções regressivas. A impedância característica ($Z_c(\omega)$) e a constante de propagação ($\gamma(\omega)$) podem ser definidas como:

$$Z_c(\omega) = \sqrt{\frac{R(\omega) + j\omega L(\omega)}{G(\omega) + j\omega C(\omega)}} \quad (14)$$

$$\gamma(\omega) = \sqrt{(R(\omega) + j\omega L(\omega))(G(\omega) + j\omega C(\omega))}. \quad (15)$$

Para acelerar o processo de resolução, as matrizes dos valores da impedância característica e propagação são sintetizadas por meio de funções racionais, que permitem obter exponenciais no domínio do tempo, aplicando assim, técnicas de convolução recursiva. Desse modo, a resposta no domínio do tempo é obtida a partir de integrais de convolução, e a relação entre as tensões do sistema pode ser expressa por:

$$v_m(t) - Zc i_m(t) = v_k(t - \tau) + Zc i_k(t - \tau). \quad (16)$$

O modelo *J. Marti* possibilita uma análise com maior grau de precisão, sendo útil para uma ampla faixa de frequências. Entretanto, a acurácia do modelo é limitada por considerar a matriz de transformação independente da frequência.

3.2.2.2 Modelo no Domínio de Fases. No domínio de fases, destaca-se o ULM, cuja utilização tem se difundido por demonstrar aplicabilidade em LTs de diferentes geometrias e configurações. O modelo ULM opera com base no princípio de que a dependência da frequência total de um sistema de transmissão pode ser representada por duas funções de transferência: a função de propagação $H(\omega)$ e a admitância característica $Y_c(\omega)$ (Morched et al., 1999). As principais equações, derivadas das Equações do Telégrafo, são dadas por:

$$Y_c V_k - I_k = 2H^T I_{mr} = 2I_{ki} \quad (17)$$

$$Y_c V_m - I_m = 2H^T I_{kr} = 2I_{mi}, \quad (18)$$

onde:

$$H(\omega) = e^{-\gamma(\omega)l} \quad (19)$$

$$Y_c(\omega) = Z^{-1}\gamma. \quad (20)$$

As matrizes $H(\omega)$ e $Y_c(\omega)$ são aproximadas e substituídas por funções racionais equivalentes, descritas por:

$$H_{ij}(j\omega) = \sum_{k=1}^n \left[\sum_{m=1}^{N_k} \frac{c_{mk-ij}}{j\omega - p_{mk}} \right] e^{-j\omega\tau_k}, \quad (21)$$

onde: n é o número de modos, N_k é a ordem de aproximação (número de polos) para o modo k , c_{mk-ij} é o resíduo da função racional para o modo k , p_{mk} são os polos da função racional aproximada para o modo k , e τ_k é o tempo de propagação (atraso) do modo k .

$$Y_{c-ij}(j\omega) = d_{ij} + \sum_{k=1}^n \frac{c_{k-ij}}{j\omega - p_k}, \quad (22)$$

onde: d é uma constante real, c_{k-ij} é o resíduo e p_k os polos. No domínio do tempo, as equações são obtidas a partir do circuito de Norton, cujas fontes históricas de corrente são calculadas a cada passo de tempo.

Por fim, destaca-se que os principais circuitos elétricos

e modelos matemáticos de LTs de energia apresentados nessa seção são alguns dos mais citados pela literatura técnica (Marti, 1982, Morched et al., 1999). Podem ser encontradas outras formulações e propostas de modificação de tais modelos, que são menos utilizadas nas pesquisas relacionadas.

4 Cenários de Simulação

Neste artigo foram utilizados dois segmentos reais do sistema elétrico de distribuição para a análise comparativa dos modelos, os quais são classificados como LTs aéreas curtas de média tensão, e apresentam parâmetros e cargas distintas, sendo um urbano e outro rural. Estes segmentos de rede pertencem a duas concessionárias da região noroeste do estado do Rio Grande do Sul (RS) – Brasil, o Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI – Cenário 1) e a Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda (CERILUZ DISTRIBUIÇÃO – Cenário 2).

A escolha desses segmentos se deve à própria configuração dos sistemas elétricos, pois dentre os alimentadores de distribuição, constituem-se como as LTs de maior comprimento localizadas entre a saída da subestação e a primeira carga, sem ramificações, em ambos os casos. Além disso, optou-se pela rede elétrica destas concessionárias, pois esses sistemas são diferentes entre si, foram desenvolvidos no século passado, e requerem planejamentos que possibilitem a atualização, principalmente com a incorporação de tecnologias relacionadas às redes elétricas inteligentes, visando o atendimento da demanda e o fornecimento de energia elétrica com segurança e qualidade.

Nas próximas seções os segmentos de rede que foram objetos da pesquisa são caracterizados, e também são apresentados os principais parâmetros e grandezas medidas das redes elétricas das duas concessionárias, i.e., dos dois cenários de simulação.

4.1 Cenário 1

O primeiro cenário de simulação corresponde a uma rede elétrica que atende consumidores da área urbana do município de Ijuí/RS. A LT está inserida no alimentador AL – 13 da subestação Ijuí-01, que opera em tensão de 13,8 kV e fornece energia principalmente a cargas residenciais, além de dois hospitais. A LT possui comprimento total de 0,4078 km, cujo segmento compreende a distância entre a saída da subestação (ponto A_1) e a primeira carga (ponto A_2), conforme Fig. 3. O sistema elétrico primário é trifásico, e a disposição dos três cabos nos postes obedece a uma configuração delta (o condutor central fica em posição um pouco elevada em relação aos outros dois condutores). O cabo é fabricado em alumínio nu, código Tulip 336, 4, cujos parâmetros são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros dos cabos – Cenário 1

Parâmetro	Valor
Raio (m)	0,00845
Resistência (Ω/km)	0,187
Indutância (H/km)	$1,077 \cdot 10^{-3}$
Capacitância (F/km)	$1,13579 \cdot 10^{-8}$

Figura 3: Segmento da rede elétrica - Cenário 1 (Google, 2019a).

As grandezas utilizadas neste artigo foram obtidas a partir de medições simultâneas na entrada (ponto A_1) e na saída (ponto A_2) do sistema real, as quais foram realizadas pelas próprias equipes da concessionária, de acordo com as normas reguladoras (ANEEL, 2017). No ponto A_1 , para a medição de fronteira, foi utilizado um medidor ION modelo 8600, trifásico, quatro quadrantes, com classe de precisão de 0,2%. Já no ponto A_2 , as grandezas foram obtidas a partir da instalação de um analisador de energia, sendo um registrador de MT modelo MARH – MT da marca RMS Sistemas Eletrônicos, o qual apresenta precisão de 2,0%, com taxa de amostragem de 64 amostras por ciclo, e com Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs) na classe de precisão de 0,5%.

As medições ocorreram no período de 16 de outubro de 2018 a 17 de outubro de 2018 (24 horas) com periodicidade de 5 minutos, totalizando um conjunto de 288 dados, para cada grandeza medida. Na Tabela 2 é apresentada uma amostra dos principais dados coletados referentes a fase C do sistema, organizados conforme o horário do dia, na qual, V_S e I_S são respectivamente a tensão (V) e a corrente (A) de entrada do sistema, V_R é a tensão de saída (V), P é a potência ativa (kW), e Q_L é a potência reativa indutiva (kVar) (medidas na saída do sistema).

Tabela 2: Amostra dos dados medidos da rede elétrica - Cenário 1

Hora	V_S	I_S	V_R	P	Q_L
00:00	13198,12	80,32	13095,80	959,81	430,33
00:05	13210,99	77,24	13104,20	909,88	431,93
00:10	13211,78	74,52	13106,34	885,92	423,41
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
11:55	13216,56	111,30	13088,60	130,97	484,31
12:00	13263,34	105,92	13129,16	124,79	481,76
12:05	13300,20	103,71	13172,06	121,51	486,71
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
23:45	13206,93	81,60	13092,69	973,51	445,46
23:50	13219,51	79,99	13102,64	946,37	426,74
23:55	13198,88	81,27	13098,54	941,50	426,14
Média	13262,85	93,69	13146,82	109,49	478,25

4.2 Cenário 2

O segundo cenário de simulação refere-se a uma rede elétrica que atende consumidores da área rural dos municípios da região noroeste do estado do RS. O segmento de rede selecionado pertence ao alimentador AL – 02 da subestação SE – 02 da concessionária, com tensão de 13,8 kV, o qual está localizado no município de Santo Augusto/RS e conectado a uma carga residencial rural.

Essa LT apresenta comprimento total de 12,151 km, cujo segmento também compreende a distância entre a saída da subestação (ponto B_1) e a primeira carga (ponto B_2), conforme Fig. 4. A rede elétrica também é trifásica com configuração delta. O cabo utilizado neste segmento é fabricado em alumínio com alma de aço, código Linnet 336, 4, cujos principais parâmetros são apresentados na Tabela 3.

Figura 4: Segmento da rede elétrica - Cenário 2 (Google, 2019b).

Tabela 3: Parâmetros dos cabos - Cenário 2

Parâmetro	Valor
Raio (m)	0,009155
Resistência (Ω/km)	0,16925
Indutância (H/km)	$1,0046 \cdot 10^{-3}$
Capacitância (F/km)	$1,15469 \cdot 10^{-8}$

Neste cenário as grandezas foram aquisitadas de modo análogo ao segmento anterior. É considerado o mesmo intervalo de medição, i.e., o período de 16 de outubro de 2018 a 17 de outubro de 2018 (24 horas, a cada 5 minutos, totalizando 288 dados). Na Tabela 4 é apresentada uma amostra dos principais dados coletados referentes a fase B do sistema, organizados conforme o horário do dia. Para a medição no ponto B_1 foi utilizado um relé digital tipo F6 (relogador microprocessado Form 6), com alta precisão e taxa de amostragem de 64 amostras por ciclo, sendo que os TCs utilizados na medição apresentam precisão máxima

de 5, 0%, enquanto os TPs operam na classe de 0, 3%. No ponto B_2 , os dados foram obtidos a partir da instalação de um analisador de energia modelo MARH – MT da RMS, o qual apresenta precisão de 2, 0%, com taxa de amostragem de 64 amostras por ciclo, e com TCs e TPs com precisão de 0, 5%.

Tabela 4: Amostra dos dados medidos da rede elétrica – Cenário 2

Hora	V_S	I_S	V_R	P	Q_L
00:00	13288,00	15,81	13000,26	172,64	136,88
00:05	13281,80	15,59	12987,59	168,53	134,31
00:10	13310,90	15,37	12995,58	165,17	133,31
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
11:55	13337,40	22,80	12977,06	249,76	180,18
12:00	13352,50	22,69	12986,61	249,83	181,78
12:05	13361,00	22,48	13005,72	246,88	178,84
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
23:45	13311,20	15,27	13003,77	163,00	134,59
23:50	13318,70	15,38	12996,36	169,23	132,28
23:55	13312,90	15,81	13000,85	179,32	135,84
Média	13327,83	21,48	13037,47	236,33	177,42

Desse modo, a metodologia adotada para a aquisição dos dados, assim como o dia da semana e o intervalo de medição, foram os mesmos para as redes elétricas dos dois cenários de pesquisa, o que possibilita a utilização desses dados para a simulação, validação, determinação do erro e análise comparativa dos modelos de LTs de energia para esses cenários.

5 Simulações e Análise dos Resultados

A partir dos dois cenários definidos e descritos anteriormente, foram realizadas uma série de simulações com o auxílio do software PSCAD, um programa do tipo EMTDC (*Electromagnetic Transients including DC*), que fornece uma interface gráfica para a simulação de sistemas elétricos, eletromagnéticos e eletromecânicos, permitindo representar e solucionar equações diferenciais no domínio do tempo. O PSCAD apresenta uma biblioteca de modelos de simulação, incluindo modelos matemáticos de LTs.

A metodologia adotada para as simulações é padrão para os dois cenários de simulação. Inicialmente, para a representação do segmento de rede foram elaborados circuitos elétricos com fonte de tensão senoidal e uma carga resistiva indutiva conectada ao sistema, de modo análogo ao sistema elétrico real. Para a simulação dos segmentos foi considerado um tempo de simulação igual a 0,1 s e passo de tempo equivalente a 10% do tempo de propagação de onda (τ) (Silva et al., 2013), o qual é diferente para cada cenário, visto que os parâmetros das LTs são distintos:

$$\tau = l\sqrt{LC}. \quad (23)$$

Para a análise da acurácia dos modelos, diferentemente de outras pesquisas, neste artigo é calculado o erro relativo

(%), o qual é definido como a diferença entre os valores de tensão de saída medidos da rede elétrica e os simulados computacionalmente pelos modelos.

5.1 Resultados das Simulações – Cenário 1

A partir dos dados referentes ao Cenário 1, os modelos PI, Bergeron, Modal e de Fases foram simulados com passo de tempo de $1,4263 \cdot 10^{-7}$ s para esta LT. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 5, e nas Figs. 5 e 6, onde: V_R é a tensão de saída medida (V), V_{Rsim} é a tensão de saída simulada (V), SD é o desvio padrão e E_{sim} é o erro relativo da simulação (%) dado por:

$$E_{sim} = \frac{|V_{Rsim} - V_R|}{V_R} \cdot 100\%. \quad (24)$$

Nas Figs. 5 e 6, observa-se que as curvas dos gráficos aparecem sobrepostas, visto que as tensões simuladas têm magnitudes iguais na maioria dos casos. Portanto, nas simulações dos modelos PI, Bergeron, Modal e de Fases, foram obtidos erros relativos médios iguais, evidenciando que, para o segmento do Cenário 1, a natureza distribuída dos parâmetros e a dependência em relação à frequência que são consideradas nas diferentes categorias de modelos, podem ser desprezadas.

Tabela 5: Resultados das simulações – Cenário 1

Hora	PI		Bergeron		Modal		Fases	
	V_{Rsim}	E_{sim}	V_{Rsim}	E_{sim}	V_{Rsim}	E_{sim}	V_{Rsim}	E_{sim}
00:00	13187	0,6965	13187	0,6965	13187	0,6965	13187	0,6965
00:05	13200	0,7324	13200	0,7324	13200	0,7324	13200	0,7324
00:10	13201	0,7238	13201	0,7238	13201	0,7238	13201	0,7238
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
11:55	13202	0,8716	13202	0,8716	13202	0,8716	13202	0,8716
12:00	13249	0,9196	13249	0,9196	13249	0,9196	13249	0,9196
12:05	13286	0,8721	13286	0,8721	13286	0,8721	13286	0,8721
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
23:45	13195	0,7855	13195	0,7855	13195	0,7855	13195	0,7855
23:50	13208	0,8081	13208	0,8081	13208	0,8081	13208	0,8081
23:55	13187	0,6825	13187	0,6825	13187	0,6825	13187	0,6825
Média	13250	0,7883	13250	0,7883	13250	0,7883	13250	0,7883
SD	74,16	0,2087	74,16	0,2087	74,16	0,2087	74,16	0,2087

5.2 Resultados das Simulações – Cenário 2

De modo análogo ao anterior, a partir dos dados medidos do segmento da rede elétrica do Cenário 2, foram simulados e validados os modelos PI, Bergeron, Modal e de Fases, com passo de tempo igual a $4,1385 \cdot 10^{-6}$ s para esta LT. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 6, e nas Figs. 7 e 8.

Nas Figs. 7 e 8 também observa-se que as curvas estão muito próximas, visto que as tensões de saída simuladas e os erros obtidos têm magnitudes semelhantes. A partir

Figura 5: Tensão de saída medida e simulada a partir dos modelos de LTs – Cenário 1.

Figura 7: Tensão de saída medida e simulada a partir dos modelos de LTs – Cenário 2.

Figura 6: Erros percentuais dos modelos de LTs – Cenário 1.

Figura 8: Erros percentuais dos modelos de LTs – Cenário 2.

Tabela 6: Resultados das simulações – Cenário 2

Hora	PI		Bergeron		Modal		Fases	
	V_{Rsim}	E_{sim}	V_{Rsim}	E_{sim}	V_{Rsim}	E_{sim}	V_{Rsim}	E_{sim}
00:00	13212	1,6329	13212	1,6329	13210	1,6172	13210	1,6173
00:05	13207	1,6957	13207	1,6957	13205	1,6802	13205	1,6804
00:10	13237	1,8634	13237	1,8634	13235	1,8481	13235	1,8482
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
11:55	13233	1,9750	13233	1,9750	13230	1,9539	13230	1,9541
12:00	13247	2,0120	13247	2,0120	13245	1,9908	13245	1,9910
12:05	13258	1,9411	13258	1,9411	13255	1,9203	13255	1,9205
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
23:45	13238	1,8015	13238	1,8015	13236	1,7860	13236	1,7862
23:50	13245	1,9149	13245	1,9149	13243	1,8996	13243	1,8998
23:55	13236	1,8135	13236	1,8135	13234	1,7978	13234	1,7979
Média	13228	1,4972	13228	1,4972	13225	1,4803	13225	1,4805
SD	85,23	0,7007	85,23	0,7007	85,30	0,6914	85,30	0,6915

dos resultados das simulações dos modelos PI e Bergeron foram obtidos erros relativos médios iguais em todos os casos, já os modelos Modal e de Fases apresentaram um erro pouco inferior aos demais modelos simulados para

este cenário.

5.3 Análise Comparativa

A partir dos resultados das simulações, os modelos PI, Bergeron, Modal (J. Marti) e de Fases (ULM) foram validados para dois segmentos da rede elétrica real do sul do Brasil, sendo que em todos os casos a média dos erros relativos foi inferior a 2%, o que evidencia a acurácia dos modelos na representação das LTs de energia elétrica reais utilizadas nessa pesquisa. Uma síntese dos resultados é apresentada na Tabela 7, favorecendo uma análise comparativa dos modelos.

Tabela 7: Análise comparativa dos resultados

Modelo	Cenário 1	Cenário 2
	Média do erro (%)	Média do erro (%)
PI	0,79	1,50
Bergeron	0,79	1,50
Modal	0,79	1,48
Fases	0,79	1,48

Inicialmente, quanto ao Cenário 1, todos os modelos apresentam mesma acurácia, com média do erro igual a 0,79%, o que já era esperado, visto que esse segmento corresponde a uma LT curta de 0,4078 km, e assim, a natureza distribuída dos parâmetros e sua dependência da frequência podem ser desprezadas, no que se refere à análise da predição da tensão de saída do sistema. Quanto ao segmento do Cenário 2, a média dos erros relativos para os modelos PI e Bergeron foi de 1,50%, e para os modelos Modal e de Fases foi igual a 1,48%, sendo pouco inferior em relação aos modelos de parâmetros concentrados.

Conforme trabalhos correlatos, os modelos de parâmetros distribuídos dependentes da frequência são os que apresentam melhor acurácia, principalmente na análise de transientes e propagação de distúrbios (Araújo et al., 2015, Jinrui et al., 2013, Morales and et al., 2014). Entretanto, considerando a análise da tensão de saída nas duas LTs que são objetos desta pesquisa, observa-se que todos os modelos descreveram os sistemas reais urbano e rural com acurácia, apresentando resultados semelhantes. Cabe reforçar que esta pesquisa concentra-se na análise da acurácia enquanto diferença relativa entre os valores da tensão de saída medidos e simulados computacionalmente.

A partir dos dois cenários avaliados, para segmentos de LTs de média tensão, é possível afirmar que o modelo matemático indicado é o circuito equivalente ao modelo PI, por requerer menor número de parâmetros e apresentar acurácia satisfatória quando comparado aos demais modelos de LTs de energia elétrica. O modelo PI é recomendado pela literatura técnica para a modelagem matemática de linhas curtas, entretanto, a partir desta pesquisa, considerando a utilização de dados reais, foi possível validar e quantificar a sua acurácia para LTs urbanas e rurais de média tensão, assim como foi possível determinar o erro de um modelo matemático de LT de cada categoria em um mesmo cenário.

6 Conclusões

Neste artigo foram realizadas as simulações computacionais de um modelo elétrico de cada categoria, ou seja, modelo PI (parâmetros concentrados), Bergeron (parâmetros distribuídos independente da frequência), J. Marti (dependente da frequência no domínio modal) e ULM (dependente da frequência no domínio de fases), no software PSCAD, para uma significativa quantidade de dados reais medidos de duas LTs curtas de média tensão (urbana e rural). Os resultados das simulações possibilitaram a validação e o cálculo do erro relativo de cada modelo, viabilizando uma análise comparativa entre eles e a indicação de qual modelo utilizar, considerando a predição da tensão de saída dos sistemas elétricos estudados.

A partir dos resultados das simulações foi concluído que a natureza distribuída dos parâmetros e a dependência da frequência são fenômenos desprezíveis para os cenários apresentados. Assim, é indicado o circuito equivalente ao modelo PI para a modelagem matemática de LTs curtas de média tensão urbanas e rurais, por esse modelo apresentar acurácia satisfatória e menor número de parâmetros de entrada, o que exige menos dados da rede elétrica da concessionária para as simulações.

Por fim, destaca-se a importância desta pesquisa e da modelagem matemática de sistemas de distribuição de energia, ao favorecer o planejamento de operação, expansão e migração dos sistemas atuais para redes elétricas inteligentes, visando garantir a qualidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica. Como trabalhos futuros sugere-se a ampliação dos segmentos, incluindo trechos ramificados e a presença de cargas no sistema, para verificar se o desempenho dos modelos matemáticos de LTs mantém-se com alterações nos cenários.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Referências

- ANEEL (2017). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 5, rev. 5 - Sistemas de Medição*, Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/modulo-5>.
- Araújo, A., Silva, R. and Kurokawa, S. (2014). Using universal line model (ulm) for representing electromagnetic transients in three-phase transmission lines, *IEEE Latin America Transactions* 12(2): 190–196. <https://doi.org/10.1109/TLA.2014.6749537>.
- Araújo, A., Silva, R. and Kurokawa, S. (2015). Analyses of the spurious oscillations in the lumped parameters line model, *IEEE Latin America Transactions* 13(7): 2183–2189. <https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7273775>.
- Caballero, P., Costa, E. and Kurokawa, S. (2016). Frequency-dependent line model in the time domain for simulation of fast and impulsive transients, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 80: 179–189. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.01.051>.
- Deng, R., Yang, Z., Chow, M. and Chen, J. (2015). A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 11(3): 570–582. <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2414719>.
- Diefenthäler, A., Sausen, A., Sausen, P. and Campos, M. (2019). *Electric Circuits and Mathematical Models of Electric Power Transmission Lines*, Vol. 25, Nova Science Publishers.
- Dommel, H. (1969). Digital computer solution of electromagnetic transients in single- and multiphase networks, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-88(4): 388–399. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1969.292459>.
- Google (2019a). *Google Maps [Online]*. Disponível em <https://www.google.com.br/maps/place/Subesta%2F-28.4075717,-53.924498,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x94fc2d4e90c47933:0x95e40dadd63a0c37!8m2!3d-28.4077369!4d-53.9252061>.

- Google (2019b). *Google Maps [Online]*. Disponível em <https://www.google.com.br/maps/place/SE++CERILUZ+2/@-27.9637989,-53.7946772,13z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x94fc13c+671b55711:0xe8ab5b1421193ef!8m2!3d-27.9441832!4d-53.8068589>.
- Grainger, J. and Stevenson, W. (1994). *Power System Analysis*, McGraw-Hill.
- Jinrui, T., Xianggen, Y. and Zhe, Z. (2013). Modeling technology in traveling-wave fault location, *TELKOMNIKA* **11**(6): 3333–3340. <https://doi.org/10.11591/telkomnika.v11i6.2691>.
- Marti, J. (1982). Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-101**(1): 147–157. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317332>.
- Marti, J. and Tavighi, A. (2018). Frequency dependent multiconductor transmission line model with collocated voltage and current propagation, *IEEE Transactions on Power Delivery* **33**(1): 71–81. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2691343>.
- Martinez-Velasco, J. and Grebe, T. (1998). Bibliography on modeling and analysis of system transients using digital programs, *IEEE Power & Energy Society*.
- Martinez-Velasco, J. and Gustavsen, B. (2001). Overview of overhead line models and their representation in digital simulations, *International Conference on Power Systems Transients*.
- Masera, M., Bompard, E., Profumo, F. and Hadjsaid, N. (2018). Smart (electricity) grids for smart cities: Assessing roles and societal impacts, *Proceedings of the IEEE* **106**(4): 613–625. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2018.2812212>.
- Morales, J. and et al. (2014). Induced over voltages produced by atmospheric discharges considering jmarti and pi distribution lines models, *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. <https://doi.org/10.1109/ROPEC.2014.7036321>.
- Morched, A., Gustavsen, B. and Tartibi, M. (1999). A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables, *IEEE Transactions on Power Delivery* **14**(3): 1032–1038. <https://doi.org/10.1109/61.772350>.
- Restrepo, L., Delgado, G. and Castro-Aranda, F. (2008). Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia, *Revista Energía y Computación* **16**(1): 21–32. Disponível em <http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/1471/2/V.16No.1-p.21-32.pdf>.
- Silva, H., Kariyawasam, K., Gole, A. and Nordstrom, J. (2013). Accurate time domain simulation of frequency dependent transmission line models for large time steps, *International Conference on Power Systems Transients*. <https://doi.org/10.1109/61.772350>.