



**Sergio Alonso Álvarez Cárdenas**

**Modelo de desagregação de potências,  
estimação de fluxos e perdas técnicas em  
sistemas de subtransmissão**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação  
em Engenharia Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial  
para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Rio de Janeiro  
Setembro de 2017



**Sergio Alonso Álvarez Cárdenas**

**Modelo de desagregação de potências, estimação  
de fluxos e perdas técnicas em sistemas de  
subtransmissão**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Delberis Araujo Lima**

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Ricardo Bernardo Prada**

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez**

Universidade Federal do Maranhão

**Prof. Marcio da Silveira Carvalho**

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 29 de setembro de 2017

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização do autor, do orientador e da universidade.

### **Sergio Alonso Álvarez Cárdenas**

Graduou-se em Engenharia Elétrica na UIS (Universidad Industrial de Santander) em 2013. Sua área de pesquisa envolve sistemas de subtransmissão e estimação de perdas técnicas.

#### Ficha Catalográfica

Álvarez Cárdenas, Sergio Alonso

Modelo de desagregação de potências, estimação de fluxos e perdas técnicas em sistemas de subtransmissão / Sergio Alonso Álvarez Cárdenas ; orientador: Delberis Araujo Lima. – 2017.  
67 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2017.  
Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Estimação de perdas. 3. Desagregação de potência. 4. Fluxo DC. 5. Programação linear. 6. Sistemas de subtransmissão. I. Lima, Delberis Araujo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Para meus pais Alonso e Zoraida, e minha sobrinha Lia.

## Agradecimentos

Aos meus pais Alonso e Zoraida, pelo amor, dedicação e paciência neste desafio.

A minha irmã Lilian, pelo amor e carinho.

Á Rocío, pelo amor, compreensão, motivação e apoio incondicional.

Aos meus colegas do LSE pelo companheirismo e ajuda desinteressada neste processo de aprendizagem.

Ao meu orientador Delberis, pela dedicação ao trabalho, paciência e as oportunidades que me foram dadas.

Aos professores e funcionários departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, pela qualidade do ensino e excelente infraestrutura, essenciais para a execução do curso de mestrado.

Ao CAPES, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

## Resumo

Álvarez, Sergio Alonso; Lima, Delberis Araujo. **Modelo de desagregação de potências, estimação de fluxos e perdas técnicas em sistemas de subtransmissão**. Rio de Janeiro, 2017. 67 p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A estimação dos fluxos de potência e perdas técnicas nos sistemas de subtransmissão é um grande desafio para as distribuidoras pela importância no planejamento e operação do sistema. Por isso, surge a necessidade de contar com modelos que permitam simular estas grandezas, para o adequado planejamento do sistema. Neste trabalho é proposto e implementado um modelo de estimação de fluxos de potência e perdas técnicas em um sistema de subtransmissão baseado na desagregação de potência da demanda importada da rede de transmissão. A metodologia envolve a determinação de fatores de desagregação por barra associados à importação total de potência, estimação dos fluxos de potência DC usando a matriz de sensibilidade ramo-barra característica da rede elétrica e, finalmente, a estimação das perdas elétricas. O sistema IEEE 24 barras foi utilizado para o caso de estudo. Neste caso, a rede elétrica de 230 kV foi tratada como a rede de transmissão e a rede de 138 kV como a rede de subtransmissão. Dados de geração e carga realistas, com base horária e ao longo de um ano, foram utilizados para estimar os parâmetros dos modelos. Para avaliar os resultados, foram utilizadas métricas estatísticas e os resultados foram comparados com um modelo puramente estatístico, que correlaciona a importação total com as potências injetadas em cada barra, os fluxos nas linhas e as perdas totais. Os resultados obtidos indicaram que o modelo proposto ganha importância quando é possível controlar algumas injeções da rede elétrica, tornando-o mais dependente da rede elétrica.

## Palavras-chave

Estimação de perdas; Desagregação de potência; fluxo DC; Programação linear; Sistemas de subtransmissão.

## Abstract

Álvarez, Sergio Alonso; Lima, Delberis Araujo (Advisor). **Disaggregation power model and Flows and Loss estimation applied for subtransmission system**. Rio de Janeiro, 2017. 67 p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The estimation of the power flows and technical losses in the subtransmission systems is a great challenge for electricity distribution companies because of their importance in the planning and operation of the system. Therefore, there is the increasing need to have models that allow to simulate these variables for the proper planning of the system. In this work, a model of estimation of power flows and technical losses in a subtransmission system is proposed and implemented; this model is based on the power disaggregation of the imported demand from the transmission network. The methodology involves the determination of buses disaggregation factors associated with total power import, estimation of DC power flows using the bus-branch sensitivity matrix of the network and finally the estimation of the electrical losses. The IEEE 24 bus system was used for this study case. In this case, the 230 kV power grid was treated as the transmission network and the 138 kV network as the subtransmission network. Realistic generation and loading data, based on hourly time and over the span of a year, were used to estimate the parameters of the models. In order to evaluate the results, statistical metrics were used and the results were compared with a purely statistical model, which correlates the total imports with the injected power in each bus, line flows and total losses. The obtained results indicate that the proposed model gains importance when it is possible to control some of the injections into the power grid, turning it more dependent of the power grid.

## Keywords

Loss estimation; Power disaggregation; DC Power flow; Linear Optimization; subtransmission systems.

## Sumário

1. Introdução	16
1.1. Motivação e objetivos	18
1.2. Revisão Bibliográfica	20
1.3. Estrutura da Dissertação	21
2. Métricas Estatísticas	23
Erro Médio Absoluto Porcentual (MAPE – Mean Absolute Percentage Error)	23
Mediana dos Erros Absolutos Percentuais (MdAPE)	23
Raiz Quadrada da Mediana dos Erros Percentuais Quadráticos (RMdSPE)	24
Coeficiente de determinação (R <sup>2</sup> )	24
Erro Médio por Capacidade da Linha (EMC)	24
3. Metodologia Proposta	25
3.1 Modelo de desagregação de potência	25
3.2 Estimção de Fluxos e Cálculo de Perdas Elétricas.	28
4. Tratamento de Dados e Estudo de Caso	30
4.1 Tratamento de Dados	31
4.2 Sistema de Subtransmissão	33
5. Resultados	35
5.1 Modelo estatístico	35
5.2 Modelo Proposto	40
5.3 Modelo Proposto com 24 Clusters	44
5.4 Modelo Proposto com 24 Clusters, barra 2 fixa	46
5.5 Modelo Proposto com 24 Clusters, barras 1,3 e 7 fixas	49

5.6 Comparação entre modelos	50
5.6.1. Erros em Fluxos estimados	50
5.6.2. Erros em Perdas elétricas	53
6. Conclusão e Perspectivas	54
7. Referências bibliográficas	56
Apêndice A Matriz de Sensibilidade	59
Apêndice B Sistemas de Teste	62
Anexo: Teste com potências reais.	66

## Lista de figuras

Figura 1.1–Percentual de Perdas no sistema Global das distribuidoras de energia no Brasil.	17
Figura 1.2–Sistema de Subtransmissão de 4 barras.	19
Figura 4.1– Sistema IEEE 24 barras.	31
Figura 4.2– Perfil de geração e carga total.	33
Figura 4.3– Sistema de subtransmissão de 13 barras.	34
Figura 5.1– Fatores associados à potência por barra no modelo estatístico.	37
Figura 5.2– Erros potência por barra modelo estatístico.	38
Figura 5.3– Erros fluxos por linha, modelo estatístico.	39
Figura 5.4– Erros fluxos por capacidade de linha, modelo estatístico.	39
Figura 5.5– Perdas elétricas em função da importação total, modelo estatístico.	40
Figura 5.6– Fatores gamma, associados á potência desagregada por barra, modelo proposto.	41
Figura 5.7– Erros potência desagregada por barra, modelo proposto.	42
Figura 5.8– Erros fluxos estimados por linha, modelo proposto.	42
Figura 5.9– Erros fluxos por capacidade de linha, modelo proposto.	43
Figura 5.10– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto.	44
Figura 5.11–Erros potências desagregadas por barra, modelo proposto com clusters.	45
Figura 5.12– Erros fluxos por capacidade da linha, modelo proposto com clusters.	46
Figura 5.13– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto com clusters.	46
Figura 5.14– Erros potências desagregadas por barra, modelo proposto com clusters e barra 2 fixa.	47
Figura 5.15– Erros fluxos por capacidade de linha, modelo proposto com clusters e barra 2 fixa.	48
Figura 5.16– Perdas elétricas em função da importação total,	

modelo proposto com clusters e barra 2 fixa.	48
Figura 5.17– Erros fluxos estimados por linha, modelo proposto com clusters e barras 1,3,7 fixas.	49
Figura 5.18– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto com clusters e barras 1,3,7 fixas.	50
Figura 1 – Erros percentuais dos fluxos usando as potências reais do sistema.	66

## **Lista de tabelas**

Tabela 4.1 – Porcentagem de carga ativa total alocado nas barras do sistema.	32
Tabela 5.2 – Fatores de desagregação de potência, modelo proposto.	40
Tabela 5.3 – MAPE Fluxos estimados	51
Tabela 5.4 – MdAPE Fluxos estimados	51
Tabela 5.5 –R2 Fluxos estimados	52
Tabela 5.6 – Erros na estimação de perdas.	53
Tabela B.1 - Dados de barra do sistema IEEE 24 barras.	62
Tabela B.2 - Dados de linha do sistema IEEE 24 barras.	63
Tabela B.3 - Dados de barra do sistema de subtransmissão de 13 barras.	64
Tabela B.4 - Dados de linha do sistema de subtransmissão de 13 barras.	64
Tabela 1 – MAPE Fluxos estimados	67
Tabela 2 – MdAPE Fluxos estimados	67
Tabela 3 –R2 Fluxos estimados	68

## Caracteres Romanos Maiúsculos

$F_{t,l}$	Fluxo de potência no intervalo $t$ para cada linha $l$ , calculado do fluxo de carga
$F_{t,l}^{cal}$	Fluxo de potência no intervalo $t$ para cada linha $l$ , calculado no modelo proposto.
$F_{t,l}^{est}$	Fluxo de potência no intervalo $t$ para cada linha $l$ , obtido no modelo estatístico.
$F_l^{Min}$	Fluxo de potência mínimo na linha $l$
$F_l^{Max}$	Fluxo de potência máximo na linha $l$
$P_{t,i}^{cal}$	Potência injetada no tempo $t$ na barra $i$ calculada via fatores de desagregação
$P_t^{DC}$	Perdas de potência no tempo $t$ calculadas usando a aproximação do fluxo DC
$P_{t,i}^{est}$	Potência obtido pelo modelo estatístico no tempo $t$
$P_{t,i}$	Potência injetada no tempo $t$ na barra $i$ , calculado do fluxo de carga
$P_i^{Min}$	Potência injetada mínima na barra $i$
$P_i^{Max}$	Potência injetada máxima na barra $i$
$Per_t^{est}$	Perdas de potência obtidas pelo modelo estatístico no tempo $t$
$R_l$	Resistência da linha $l$
$X_l$	Reatância da linha $l$

## Caracteres Gregos Maiúsculos

$\Omega_B$	Conjunto de barras
$\Omega_{NR}$	Conjunto de barras exceto a barra de referência
$\Omega_F$	Conjunto de barras de fronteira
$\Omega_L$	Conjunto de linhas de transmissão
$\Omega_{Li}$	Conjunto de linhas de transmissão ligadas à barra $i$
$\Omega_T$	Conjunto de intervalos de tempo
$\gamma_{n_i}$	Fator $n$ de desagregação de energia

## Caracteres Gregos Minúsculos

$\varepsilon_{B,t,i}^+$	Variável auxiliar associada à variável de folga $\delta_{B,t,i}$
$\varepsilon_{B,t,i}^-$	Variável auxiliar associada à variável de folga $\delta_{B,t,i}$
$\varepsilon_{P,t,i}^+$	Variável auxiliar associada à potência no tempo $t$ na barra $i$
$\varepsilon_{P,t,i}^-$	Variável auxiliar associada à potência no tempo $t$ na barra $i$
$\varepsilon_{F,t,l}^+$	Variável auxiliar associada ao fluxo de potência no tempo $t$ na linha $l$
$\varepsilon_{F,t,l}^-$	Variável auxiliar associada ao fluxo de potência no tempo $t$ na linha $l$
$\varepsilon_{x,t,i}^+$	Variável auxiliar associada à variável de folga $\delta_{x,t,i}$
$\varepsilon_{x,t,i}^-$	Variável auxiliar associada à variável de folga $\delta_{x,t,i}$
$\theta_i$	Ângulo de tensão da barra $i$
$\delta_{B,t,i}$	Variável de folga associada ao balanço de potência no tempo $t$ na barra $i$
$\delta_{x,t,i}$	Variável de folga associada à potência fixada no tempo $t$ na barra $i$
$\beta_{l,i}$	Elemento da linha $l$ , coluna $i$ da Matriz de fatores de

	sensibilidade Beta
$\alpha_{Pn}$	Coeficiente correspondente ao grau n do polinômio do modelo estatístico de estimação de potências
$\alpha_{Fn}$	Coeficiente correspondente ao grau n do polinômio do modelo estatístico de estimação de fluxos
$\alpha_{Pern}$	Coeficiente correspondente ao grau n do polinômio do modelo estatístico de estimação de perdas

### **Abreviaturas, Siglas e Símbolos.**

<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>kV</i>	Quilovolt
<i>MAC</i>	Erro Médio por Capacidade da Linha
<i>MAPE</i>	Erro Médio Absoluto Percentual
<i>MdAE</i>	Mediana dos Erros Absolutos
<i>MW</i>	Megawatts
<i>RMdSPE</i>	Raiz quadrada da média dos erros percentuais quadráticos.
$R^2$	Coeficiente de determinação
<i>V</i>	Volts

# 1. Introdução

O sistema de transmissão de energia elétrica é responsável por transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. O sistema de subtransmissão, por sua vez, é a interface entre as redes de transmissão e distribuição, entregando a energia para grandes consumidores e subestações de distribuição [1]. Em geral, nas redes de transmissão, a energia elétrica trafega em tensão que pode variar de 88 kV a 750 kV. Algumas unidades industriais recebem a energia em níveis elevados de tensão (2,3 kV a 88 kV). Nesses sistemas as perdas elétricas envolvem considerações importantes do ponto de vista econômico e técnico.

Segundo sua natureza, as perdas elétricas podem ser classificadas em perdas de demanda e perdas de energia [2]:

As perdas de Demanda ( $P_D$ ) são a diferença entre a demanda requerida e a demanda vendida sistema, em um instante de tempo ( $t$ ):

$$P_D = Demanda_{Requerida}(t) - Demanda_{Vendida}(t) \quad (1.1)$$

Por outro lado, as perdas de Energia ( $P_E$ ) são a diferença entre a energia requerida pelo sistema e a energia vendida no mesmo sistema, em um intervalo de tempo ( $\Delta t$ ):

$$P_E = Energia_{Requerida}(t) - Energia_{Vendida}(t) \quad (1.2)$$

Com relação à origem, as perdas podem ser classificadas como perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são definidas como a energia perdida por efeitos inerentes ao transporte e transformação da energia elétrica, ou seja, a energia gerada, mas não entregue ao consumo. Isto inclui as perdas por efeito joule e por efeito corona nos cabos, condutores, ramais, medidores, conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, fugas de correntes em isoladores e para-raios, além das perdas nos transformadores (no ferro e nos condutores ou no cobre) [3].

Por outro lado, as perdas não técnicas correspondem à energia não faturada, que englobam as perdas comerciais, como furto de energia e perdas por erros administrativos, como erros do cadastro e erros de medição [4].

No Brasil, onde cerca de 95% da população tem acesso à rede elétrica, as perdas são maiores em comparação com outros países por dois principais motivos: o primeiro é a característica de grande desequilíbrio que existe entre a disponibilidade de unidades de geração com relação à concentração de carga nas diferentes regiões do país; o segundo motivo é o baixo nível de densidade de carga em um país com dimensões continentais onde a maioria da população está concentrada nas regiões centro-sul, o que provoca o aumento significativo nos fluxos nas linhas de transmissão do sistema e, conseqüentemente, aumento das perdas elétricas [5].

A revisão do histórico de perdas elétricas nas distribuidoras do país revela que nos últimos anos o percentual de perdas tem estado em torno de 14% da potência injetada no sistema global das distribuidoras. No ano 2015, as perdas técnicas representaram o 58% das perdas totais do sistema, como é mostrado na Figura 1.1.

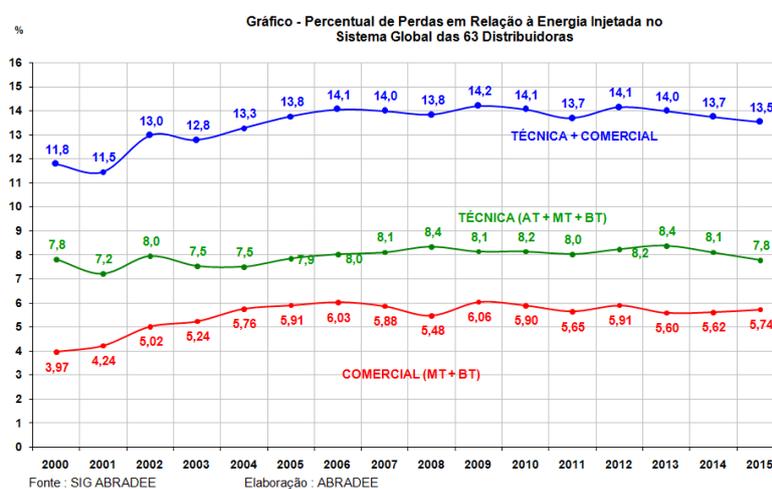


Figura 1.1–Percentual de Perdas no sistema Global das distribuidoras de energia no Brasil.

Grande parte das linhas de subtransmissão do país com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras [6]. Segundo a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas elétricas desses sistemas são calculadas pela diferença entre a energia injetada e fornecida

medidas na fronteira com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e subestações de subtransmissão [7]. Além disto, por se tratar de um nível elevado de tensão, estas perdas elétricas são, em grande medida, perdas técnicas.

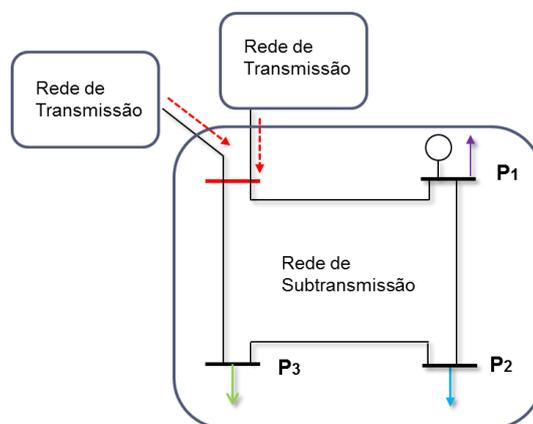
A estimação das perdas futuras é importante para o planejamento e operação das distribuidoras. Um exemplo disto é a definição do contrato de demanda da distribuidora que envolve a estimação da demanda pico obtido pela agregação das cargas e perdas elétricas do sistema. Além disto, uma boa estimação permite á distribuidora estimar com mais acurácia a energia que ela precisa adquirir nos leilões. Para a ANEEL, a estimação que cada distribuidora faz de suas perdas elétricas é uma informação chave para estabelecer os preços de referência para a energia.

Esta dissertação busca oferecer contribuições propondo um novo método de desagregação de potências, estimação de fluxos e, finalmente, cálculo de perdas técnicas de potência, de forma a contribuir para a estimação de perdas nos sistemas de subtransmissão, conforme é apresentado na próxima seção deste capítulo. Como subprodutos deste processo, ter-se-á um modelo de desagregação que permite estimar a potência em cada barra do sistema e, conseqüentemente, os fluxos de potência nas linhas baseando-se apenas na importação da rede de transmissão e na simulação futura desta variável.

### **1.1. Motivação e objetivos**

A simulação futura das perdas técnicas é um grande desafio para as empresas distribuidoras. Uma das dificuldades está na simulação de cenários de geração e carga para cada uma das barras do sistema. Em muitos casos utilizam-se modelos matemáticos que levam em conta fatores climáticos como as precipitações ou a influência da temperatura no sistema elétrico. A dificuldade nas previsões climáticas torna este problema altamente complexo e difícil de solucionar. Além do anterior, as potências por barra não podem ser tratadas como variáveis independentes, o que cria a necessidade de acrescentar ao modelo o efeito de interação entre os geradores e cargas do sistema.

Mesmo superada a dificuldade anterior, existe a complicação de correlacionar as variações de potência injetada em um sistema, com o comportamento das perdas elétricas. Considere-se um sistema de subtransmissão de 4 barras como o apresentado na Figura 1.2. A barra em cor vermelha, representa a barra de fronteira que permite a ligação entre o sistema de subtransmissão e a rede de transmissão de onde está sendo importada a demanda. Supondo que para um determinado cenário futuro, sejam previstos aumentos nas cargas P1, P2 e P3, não é possível determinar a proporção de aumento nas perdas elétricas. Isto é devido à natureza quadrática das perdas, em relação à corrente que está circulando pelas linhas de transmissão.



**Figura 1.2–Sistema de Subtransmissão de 4 barras.**

Este trabalho propõe que ao invés de simular a futuro os cenários de geração ou carga de cada uma das barras do sistema, seja simulado unicamente o valor da potência que está sendo importada. Conhecendo essa informação com anterioridade, o objetivo deste trabalho é que, a partir do valor de importação simulado, seja desagregada a potência em cada uma das barras utilizando fatores característicos da rede, determinados previamente mediante um treinamento da rede baseado em um histórico de dados. Com esses resultados, poderá ser estimado os fluxos de potência e as perdas elétricas técnicas para cada um dos intervalos futuros e, desta forma, contribuir para aumentar a eficácia do planejamento das distribuidoras.

## 1.2. Revisão Bibliográfica

Nesta seção serão apresentados trabalhos presentes na literatura atual que abordam a estimação de perdas técnicas, que é o objetivo principal deste trabalho.

Em [8] é apresentado um modelo para calcular as perdas de energia considerando os diferentes níveis de tensão do sistema. Os parâmetros dos elementos da rede de baixa tensão são simplificados por uma rede equivalente para, em seguida, aplicar o fluxo de potência. A análise e predição de perfis de perdas para um determinado período de tempo é feita considerando a potência da rede em estudo. Na referência [9] é implementado um método baseado em dados disponíveis da rede como potências pico, potência média e perdas de energia nos picos de carga. A estimação de perdas é feita usando fórmulas de aproximações do fator de perdas.

Outros trabalhos abordam o uso de modelos estatísticos dos sistemas de distribuição como um todo para estimação das perdas. A referência [10] propõe um método para o cálculo de perdas técnicas em baixa tensão usando um modelo estatístico e um indicador de perdas por mês. A referência [11] propõe a estimação baseada em técnicas como agrupamento estatístico de curvas de demanda diária e de circuitos elétricos dependendo da informação disponível. Em [12] é desenvolvido um modelo analítico que estima perdas técnicas e não técnicas considerando as variações de carga. As perdas são caracterizadas como variáveis aleatórias que estão relacionadas a momentos estatísticos como a média e a variância. O conceito de coeficiente de perdas como parâmetro fundamental para descrever as variações de carga na estimativa de perdas é usado em [13]. Na referência [14] é proposta uma metodologia top-down para a estimação de perdas em média tensão dos sistemas de distribuição. O modelo tenta estimar as perdas técnicas de energia ao longo de um período, alocando parâmetros do modelo de carga aplicado, levando em considerações as medições de tensões e potência nas subestações e, quando disponível, as medidas de tensão e potências demandadas pelas cargas usando medidores instalados nos transformadores.

Existem metodologias que propõem dividir as perdas no sistema dependendo do segmento em que ocorrem. O sistema de alta tensão (subtransmissão), a rede primária, o transformador de distribuição, a rede secundária e o medidor de energia são alguns exemplos desses segmentos dos sistemas de distribuição. Para o segmento de subtransmissão, a referência [15] estima as perdas pelo uso de um índice percentual obtido pela aplicação de um modelo de fluxo de potência para um determinado sistema. Esse índice é regularmente computado e atualizado de acordo com possíveis mudanças na configuração do sistema ou nos padrões de carga.

A referência [16] propõe uma metodologia para a estimação das perdas em alta tensão baseada no perfil de carga e curva de perdas. Para isso, são realizadas medições em alimentadores selecionados. Esses resultados são extrapolados para outros alimentadores usando propriedades como a capacidade instalada dos transformadores de distribuição e o comprimento dos alimentadores. No caso de baixa tensão, o modelo desenvolvido tem em conta as medições das correntes por fase.

Na referência [17] as perdas de energia do segmento de subtransmissão são obtidas diretamente das medições nos pontos da fronteira da empresa e nas subestações de distribuição. A metodologia proposta por [18] consiste em simular o fluxo de potência considerando as curvas diárias de carga das várias barras que compõem o sistema elétrico para obter as perdas de demanda e de energia no segmento de alta tensão. Para isso, devem ser verificadas que as condições operativas da rede sejam as mesmas existentes no bando de dados utilizado.

### **1.3. Estrutura da Dissertação**

Esta dissertação está organizada como segue:

No capítulo 1, como já foi visto é apresentado o panorama geral do cálculo de perdas de energia no Brasil nos sistemas de subtransmissão. Além disto, está apresentada a motivação de este trabalho, que é a dificuldade para estimar as perdas elétricas nos sistemas de subtransmissão, bem como os objetivos do trabalho, que é uma proposta de desagregação de potência e estimação de perdas

elétricas. Também está apresentada uma revisão dos trabalhos presentes na literatura para a estimação de perdas elétricas.

No capítulo 2 são definidas as métricas de acurácia utilizadas para avaliar o modelo. No capítulo 3 é apresentada a formulação do modelo de otimização aplicado para a desagregação de potência, assim como a expressão de cálculo de perdas elétricas a partir dos fluxos estimados. No capítulo 4 é apresentada a forma como foram preparados os dados utilizados no modelo e o tipo de rede elétrica usada. No capítulo 5 são apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta ao sistema de estudo e as comparações com o modelo usado de referência.

No capítulo 6 são dadas as considerações finais e a conclusão do trabalho. No capítulo 7 são apresentadas todas as referências bibliográficas utilizadas para o desenvolvimento desta dissertação.

No Apêndice A desta dissertação é apresentado o procedimento de cálculo da matriz de sensibilidade  $\beta$  utilizada no cálculo e ajuste de perdas elétricas.

No Apêndice B é apresentado o sistema utilizado na implementação da metodologia juntamente com suas características e parâmetros. Finalmente, no anexo são apresentados os resultados dos fluxos nas linhas utilizando as potências injetadas reais.

## 2. Métricas Estatísticas

Nesta seção serão apresentadas as métricas de avaliação dos modelos de desagregação e estimação utilizados. Pela natureza dos resultados serão usadas na maioria dos casos, métricas que permitam aproveitar a independência da escala [19]. A métrica por capacidade da linha é utilizada para ponderar os erros em termos da capacidade da linha e a analisar os erros de maneira independente em cada uma delas.

### **Erro Médio Absoluto Porcentual (MAPE – Mean Absolute Percentage Error)**

O MAPE é uma das métricas mais usadas na literatura de métodos de estimação [20]. Para o trabalho proposto, o MAPE será obtido pela soma do valor absoluto da diferença percentual dos valores estimados e observados em cada tempo  $t$ .

$$MAPE = \frac{100}{n} * \sum_t^n \frac{|Y(t) - F(t)|}{Y(t)} \quad (2.1)$$

Onde:  $Y(t)$  é o valor observado no intervalo de tempo  $t$ ;

$F(t)$  é o valor estimado no intervalo de tempo  $t$ ;

$n$  é o total das observações.

### **Mediana dos Erros Absolutos Percentuais (MdAPE)**

O MdAPE é definido como a mediana das diferenças entre os valores estimados e observados.

$$MdAPE = 100 * mediana \left( \sum_t^n \frac{|Y(t) - F(t)|}{Y(t)} \right) \quad (2.2)$$

### Raiz Quadrada da Mediana dos Erros Percentuais Quadráticos (RMdSPE)

O RMdSPE é calculado pela mediana dos erros quadráticos.

$$RMdSPE = 100 * \sqrt{\text{mediana} \left[ \left( \frac{Y(t) - F(t)}{Y(t)} \right)^2 \right]} \quad (2.3)$$

### Coefficiente de determinação ( $R^2$ )

O coeficiente de determinação indica quanto a variação total dos dados é explicada pelo modelo. Ele é calculado a través da comparação do erro do modelo e a variação dos dados da série dependente (a ser prevista) em torno de sua média [21].

$$R^2 = \left[ \frac{\sum_t^n [(Y(t) - \bar{Y}(t)) * (F(t) - \bar{F}(t))]}{\sqrt{\sum_t^n [Y(t) - \bar{Y}(t)]^2} * \sqrt{\sum_t^n [F(t) - \bar{F}(t)]^2}} \right]^2 \quad (2.4)$$

Onde:  $\bar{F}$  é a média de  $F$

### Erro Médio por Capacidade da Linha (EMC)

O EMC é uma métrica definida para avaliar a estimação de fluxos de potência nas linhas e relaciona a diferença entre os valores reais e observados, por a capacidade da linha assim:

$$EMC = \frac{100}{n} * \sum_t^n \frac{|Y(t) - F(t)|}{C} \quad (2.5)$$

Onde:  $C$  é a capacidade térmica da linha.

### **3. Metodologia Proposta**

Nesta seção estão apresentados os modelos que permitirão estimar as potências injetadas em cada barra do sistema, os fluxos de potência nas linhas e as perdas elétricas. Na subseção 3.1 está apresentado o modelo de desagregação de potência elétrica obtido a partir de um modelo de programação linear que permite calcular os parâmetros que definem como as injeções de potência são desagregadas para cada barra. O cálculo das perdas elétricas, que são função do quadrado da corrente elétrica nas linhas do sistema, é descrito na subseção 3.2.

Neste trabalho considera-se a utilização do fluxo de potência DC [22] e da matriz de sensibilidade  $\beta$  [23] para a estimação dos fluxos a partir da potência desagregada. Desta forma, busca-se uma expressão na qual as perdas elétricas possam ser estimadas diretamente pela potência importada.

#### **3.1 Modelo de desagregação de potência**

A obtenção do modelo de desagregação de potência requer um conjunto de estados passados da rede elétrica. Neste trabalho, esta informação compreende as potências injetadas em intervalos de tempo  $t$  que definirão os valores de potências máximos e mínimos em cada barra utilizados para estabelecer os limites de potência no modelo, assim como os fluxos de potências nas linhas para determinar os limites do fluxo no modelo. Para o trabalho proposto foram calculados os resultados do fluxo de potência AC para estes diferentes intervalos de tempo. Este artifício foi considerado para buscar reproduzir a situação típica das redes elétricas de alta tensão das distribuidoras, nas quais se dispõe das potências injetadas em cada barra e dos limites térmicos das linhas de subtransmissão.

A função de potência calculada em cada barra a ser ajustada considera um polinômio de desagregação de ordem dois, conforme mostrado a seguir:

$$P_{t,i}^{cal} = \gamma_{2_i} \left( \sum_{i \in \Omega_F} P_{t,i} \right)^2 + \gamma_{1_i} \left( \sum_{i \in \Omega_F} P_{t,i} \right) + \gamma_{0_i}, \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.1)$$

Os fatores  $\gamma_{2_i}, \gamma_{1_i}, \gamma_{0_i}$  representam os parâmetros do polinômio associados à potência injetada nas barras de fronteira. Testes preliminares mostraram que não existem ganhos significativos para polinômios de ordem superior.

A função objetivo do problema consiste na soma das diferenças, em valores absolutos, da potência nas barras e os fluxos nas linhas. Matematicamente, pode ser descrita da seguinte forma:

$$f_{obj} = \sum_{t \in \Omega_T, i \in \Omega_B} |P_{t,i} - P_{t,i}^{cal}| + \sum_{t \in \Omega_T, l \in \Omega_L} |F_{t,l} - F_{t,l}^{cal}| \quad (3.2)$$

Para descrever a função objetivo de um problema de programação linear da forma  $C^T X$ , é necessário redefinir da expressão do valor absoluto como a soma de duas variáveis de decisão auxiliares não negativas ( $\varepsilon^+, \varepsilon^-$ ) e acrescentar as seguintes restrições ao modelo:

$$P_{t,i} - P_{t,i}^{cal} = \varepsilon_{P_{t,i}}^+ - \varepsilon_{P_{t,i}}^- \quad (3.3)$$

$$F_{t,l} - F_{t,l}^{cal} = \varepsilon_{F_{t,l}}^+ - \varepsilon_{F_{t,l}}^- \quad (3.4)$$

Portanto, garante-se que o valor absoluto da diferença será minimizado. Além disto, devem ser penalizadas na função objetivo, as variáveis de folga  $\delta_B$  e  $\delta_x$  para cada intervalo de tempo  $t$  e barra  $i$ . Desta forma garante-se o balanço de potência por barra. Isto ocorre porque o problema proposto utiliza um modelo aproximado de fluxo de potência e, portanto, para que as restrições associadas a equação de fluxo de potência sejam respeitadas em todos os intervalos e para cada barra, variáveis de folga devem ser incorporadas. O problema fica evidente com a fixação da potência em algumas barras, como será visto na seção 5. Desta forma, o modelo proposto pode ser descrito da seguinte forma:

$$\min_{\left\{ \begin{array}{l} \gamma_2, \gamma_1, \gamma_0, \varepsilon_{P_{t,i}}^+, \varepsilon_{P_{t,i}}^- \\ P_{t,i}^{cal}, F_{t,l}^{cal}, \theta_i, \theta_j, \varepsilon_{F_{t,l}}^+ \\ \varepsilon_{F_{t,l}}^-, \varepsilon_{B_{t,i}}^+, \varepsilon_{B_{t,i}}^-, \delta_{B_{t,i}} \\ \varepsilon_{x_{t,i}}^+, \varepsilon_{x_{t,i}}^-, \delta_{x_{t,i}} \end{array} \right\}} \sum_{t \in \Omega_T, i \in \Omega_B} (\varepsilon_{P_{t,i}}^+ + \varepsilon_{P_{t,i}}^-) + \sum_{t \in \Omega_T, l \in \Omega_L} (\varepsilon_{F_{t,l}}^+ + \varepsilon_{F_{t,l}}^-) \quad (3.5)$$

$$+ \sum_{t \in \Omega_T, i \in \Omega_B} (\varepsilon_{B_{t,i}}^+ + \varepsilon_{B_{t,i}}^-) + \sum_{t \in \Omega_T, i \in \Omega_B} (\varepsilon_{x_{t,i}}^+ + \varepsilon_{x_{t,i}}^-)$$

s.a:

$$P_{t,i} - P_{t,i}^{cal} = \varepsilon_{P_{t,i}}^+ - \varepsilon_{P_{t,i}}^- \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.6)$$

$$F_{t,l} - F_{t,l}^{cal} = \varepsilon_{F_{t,l}}^+ - \varepsilon_{F_{t,l}}^- \quad \forall t \in \Omega_T; l \in \Omega_L \quad (3.7)$$

$$\delta_{B_{t,i}} = \varepsilon_{B_{t,i}}^+ - \varepsilon_{B_{t,i}}^- \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.8)$$

$$\delta_{x_{t,i}} = \varepsilon_{x_{t,i}}^+ - \varepsilon_{x_{t,i}}^- \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.9)$$

$$P_{t,i}^{cal} = \gamma_2 \left( \sum_{i \in \Omega_F} P_{t,i} \right)^2 + \gamma_1 \left( \sum_{i \in \Omega_F} P_{t,i} \right) + \gamma_0, \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.10)$$

$$P_{t,i}^{cal} = P_{t,i} + \delta_{x_{t,i}} \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.11)$$

$$P_{t,i}^{cal} + \sum_{l \in \Omega_L} F_{t,l}^{cal} = \delta_{B_{t,i}}, \quad \forall i \in \Omega_B; t \in \Omega_T; \quad (3.12)$$

$$F_{t,l}^{cal} = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_l}, \quad \forall (i, j) \in \Omega_B; t \in \Omega_T; l \in \Omega_L \quad (3.13)$$

$$P_i^{Min} \leq P_{t,i}^{cal} \leq P_i^{Max}, \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.14)$$

$$F_l^{Min} \leq F_{t,l}^{cal} \leq F_l^{Max}, \quad \forall t \in \Omega_T; l \in \Omega_L \quad (3.15)$$

$$\varepsilon_{P_{t,i}}^+, \varepsilon_{P_{t,i}}^-, \varepsilon_{B_{t,i}}^+, \varepsilon_{B_{t,i}}^-, \varepsilon_{x_{t,i}}^+, \varepsilon_{x_{t,i}}^- \geq 0, \quad \forall t \in \Omega_T; i \in \Omega_B \quad (3.16)$$

$$\varepsilon_{F_{t,l}}^+, \varepsilon_{F_{t,l}}^- \geq 0, \quad \forall t \in \Omega_T; l \in \Omega_L \quad (3.17)$$

A restrição (3.6) indica a comparação entre o valor da potência calculada e o valor da potência injetada na barra. Da mesma forma a restrição (3.7) indica a comparação entre o valor do fluxo calculado e o valor do fluxo de potência na linha. Essas restrições garantem a minimização do valor absoluto dessas diferenças na função objetivo (3.5). O valor da potência calculada na barra  $i$  em

(3.10) inclui o valor da potência injetada mais uma parte das perdas alocadas nesta barra. Isto ocorre porque a desagregação na fronteira inclui a potência gerada e demandada nas barras mais as perdas do sistema. No caso que a potência desagregada numa barra seja fixada aos valores obtidos no fluxo de potência, a restrição (3.11) permite essa condição, com o uso da variável de folga  $\delta_{x_{t,i}}$ . As expressões (3.12)-(3.13) garantem a primeira e a segunda lei de kirchoff considerando um modelo simplificado (DC) de fluxo de potência. As restrições (3.14) e (3.15) contemplam os limites máximos e mínimos de potência para cada barra  $i$  e para cada linha  $l$ , ambos obtidos pelo histórico de dados. As restrições (3.16) e (3.17) garantem que as variáveis auxiliares sejam positivas.

### 3.2 Estimação de Fluxos e Cálculo de Perdas Elétricas.

Utilizando a matriz de sensibilidade  $\beta$  característica do sistema e assumindo que a rede elétrica de estudo vai permanecer sem alterações, são calculados os fluxos DC por linha e por intervalo, a partir das potências desagregadas no modelo anterior da seguinte forma:

$$F_{t,l}^{cal} = \sum_{i \in \Omega_{NR}} \beta_{l,i} P_{t,i}^{cal} \quad \forall t \in \Omega_T; l \in \Omega_L; i \in \Omega_B \quad (3.18)$$

O resultado do fluxo nas linhas já foi obtido no modelo descrito na seção anterior. Entretanto, deve-se ter em conta que a simulação de estados futuros dependerá da importação futura que, por sua vez, irá definir as potências futuras em (3.2). Finalmente, as perdas elétricas calculadas usando a aproximação do fluxo DC podem ser obtidas conforme expressão abaixo:

$$P_t^{DC} = \sum_{l \in \Omega_L} F_{t,l}^{cal^2} R_l \quad (3.19)$$

$$P_t^{DC} = \sum_{l \in \Omega_L} \left( \left( \sum_{i \in \Omega_{NR}} \left( \beta_{l,i} \left[ \gamma_{2_i} \left( \sum_{i \in \Omega_F} P_{t,i}^{cal} \right)^2 + \gamma_{1_i} \sum_{t,i \in \Omega_F} P_{t,i}^{cal} + \gamma_{0_i} \right] \right) \right) \right)^2 * R_l$$

Assim, a estimativa dos valores futuros de perdas elétricas pode ser obtida diretamente da desagregação do cenário simulado de importação e da matriz de sensibilidade ramo-barra. Como se observa, os fluxos de potência são um subproduto do modelo proposto, já que as perdas elétricas podem ser estimadas diretamente da potência injetada.

## 4. Tratamento de Dados e Estudo de Caso

Neste capítulo está apresentado o tratamento dos dados utilizados para os dados de entrada do modelo e o sistema onde foram implementados.

Para simular os dados que uma empresa de distribuição poderia dispor nos medidores instalados, foram gerados dados de carga e geração para cada uma das barras nos intervalos de tempo considerando dados realistas de geração e carga. Estes dados foram inseridos nas barras do sistema IEEE 24 barras [24] para cálculo do fluxo de potência. Dos fluxos resultantes desse sistema, foram tomadas como importação da rede de transmissão (230 kV), as potências injetadas nas barras 11 e 24.

Desta forma, considera-se que o sistema de subtransmissão são as 13 barras de 138 kV, conectadas a rede de transmissão de 230 kV por três barras de fronteira. O fluxo de potência AC foi calculado para obter as perdas elétricas técnicas para cada intervalo de tempo. Todos os fluxos de potência foram rodados usando o software MATLAB [25].

O sistema de 24 barras mostrado na Figura 4.1 será utilizado para apresentar a dinâmica de geração dos dados para o sistema de subtransmissão. Para rodar os fluxos de potência, a barra 13 é selecionada como barra de referência.

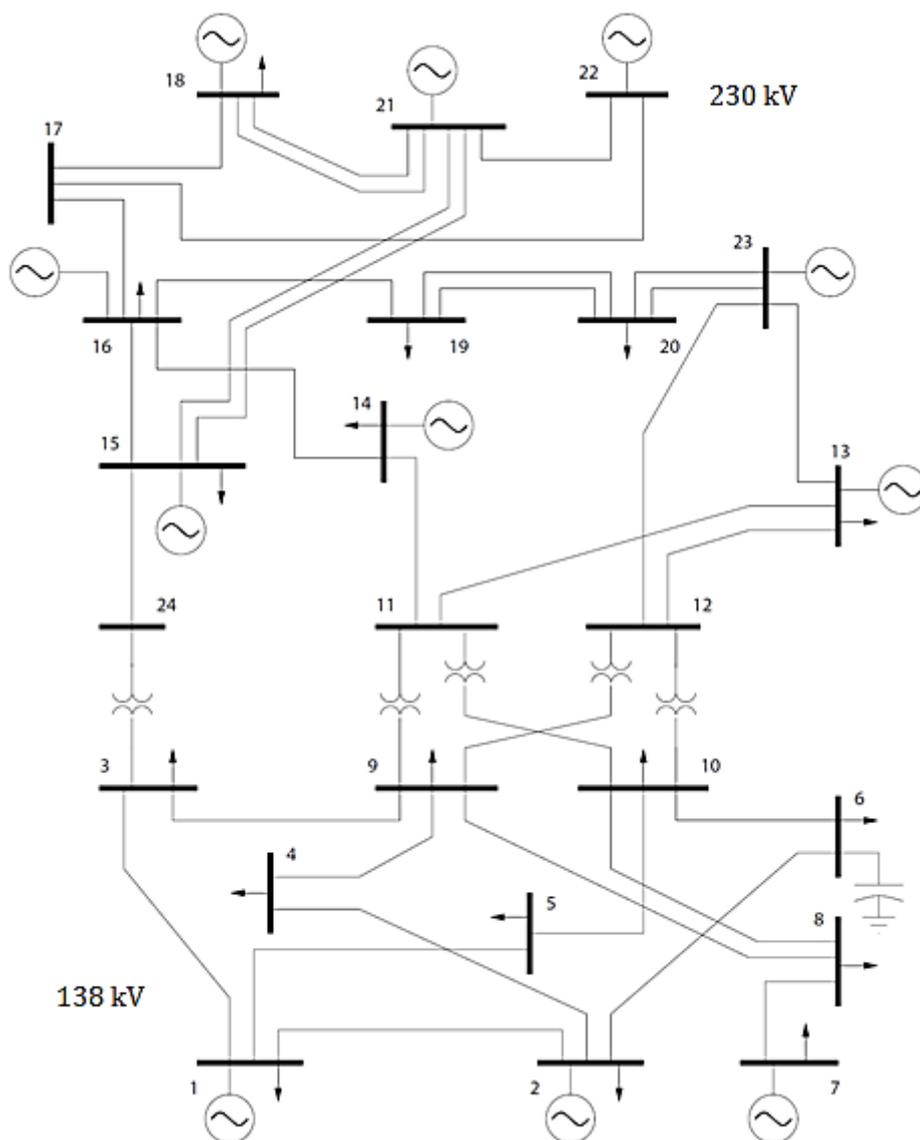


Figura 4.1– Sistema IEEE 24 barras.

#### 4.1 Tratamento de Dados

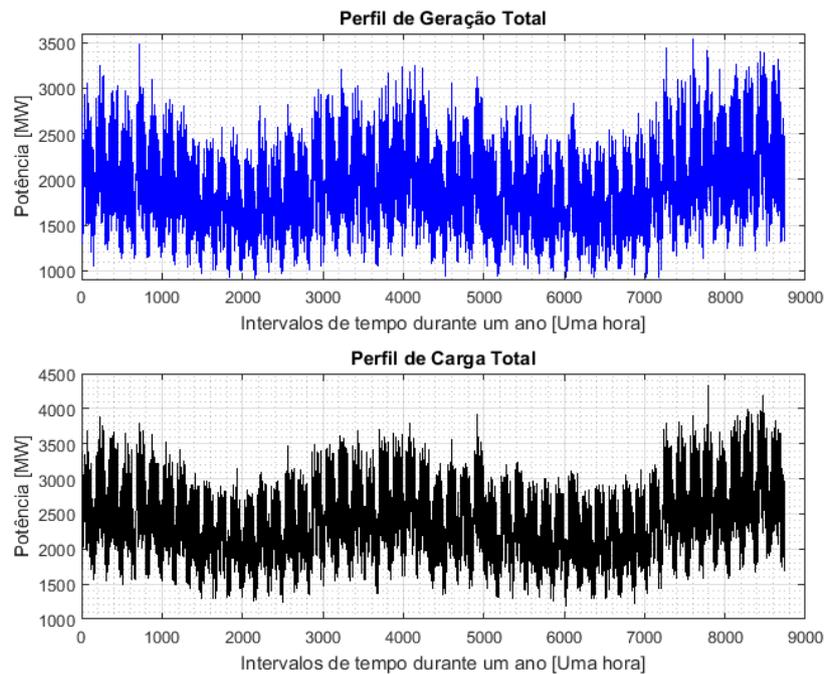
Na geração de dos dados de fluxo (geração e carga ativa), foram considerados 8736 intervalos de uma hora dentro do ano. Para os dados de carga reativa, foram considerados os mesmos valores para todos os intervalos de tempo, conforme a tabela 5 da referência [24]. O procedimento de geração dos dados de carga ativa por barra para cada intervalo de tempo foi o seguinte:

1. Foi assumido um valor de 2850 MW como valor base de referência para a carga total do sistema.
2. O valor de referência foi multiplicado pelo percentual de pico de carga por hora, dia da semana e semana do ano segundo as tabelas 2,3 e 4 do [26], gerando os 8736 dados de carga total.
3. A contribuição por barra para a carga total foi feita usando a Tabela 4.1. Com o fim de criar variabilidade no sistema e simular um comportamento de carga real, foram tomados valores percentuais da contribuição e multiplicados por um fator aleatório entre 0.7 e 1.3.

**Tabela 4.1 – Porcentagem de carga ativa total alocado nas barras do sistema.**

Barras	% de carga do sistema	Barra	% de carga do sistema
3	7.13	13	10.13
4	3.43	14	7.63
5	3.33	15	11.93
6	5.63	16	4.33
8	6.83	18	12.53
9	6.93	19	7.23
10	7.63	20	5.31

Os dados de geração foram obtidos tomando como referência o valor de carga total depois da aplicação dos fatores aleatórios. Esse valor foi multiplicado pela contribuição por barra seguindo o percentual de potência máxima apresentados na Tabela 1 da referência [26]. Para criar variabilidade nesses dados, foram multiplicados por um fator aleatório entre 0.5 e 1.08. Assim, os perfis de geração e carga total são apresentados na Figura 4.2.



**Figura 4.2– Perfil de geração e carga total.**

Os dados de geração e carga ativa de cada barra para cada intervalo de tempo estão organizados em [27].

## 4.2 Sistema de Subtransmissão

Com o objetivo de reproduzir um sistema de subtransmissão com barras de fronteira, o sistema de 24 barras é adaptado para um sistema de 13 barras como é apresentado na Figura 4.3. Além das barras, as linhas são numeradas para facilitar a identificação das mesmas. Por simplicidade, os transformadores serão identificados pela mesma nomenclatura e serão descritos como linhas do sistema.

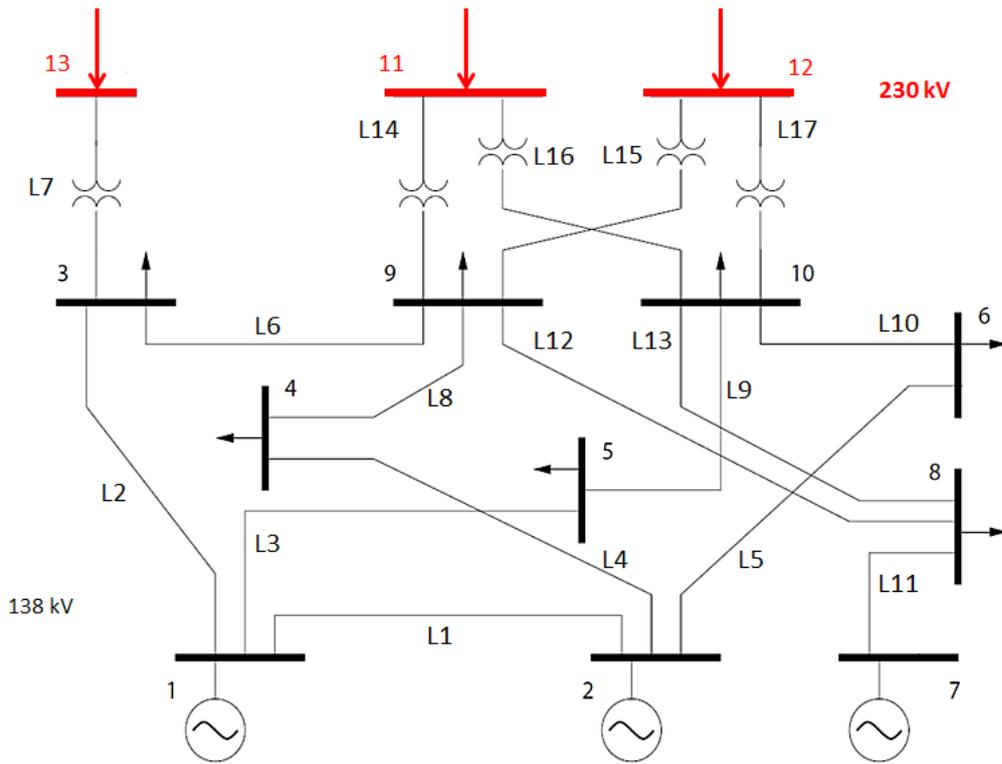


Figura 4.3– Sistema de subtransmissão de 13 barras.

Os dados de geração e carga das barras 1 até 10 são as mesmas potências definidas no sistema de 24 barras. Estes dados, para cada intervalo de tempo podem ser obtidos em [27].

A partir dos dados apresentados, os fluxos de potência para cada intervalo foram obtidos, usando como barra de referência a barra 12. O tempo de execução dos fluxos de potência foi de 10 minutos em um computador com 8 GB de RAM e processador Intel Core i7, 3.30 GHz.

## 5. Resultados

Neste capítulo são apresentados e discutidos os principais resultados obtidos na aplicação do modelo descrito nas seções anteriores. O objetivo das análises é avaliar se o método proposto apresenta resultados compatíveis com o esperado. Também, busca-se interpretar e examinar os resultados de maneira a compreender a essência da metodologia proposta e como esta pode contribuir para o planejamento das distribuidoras.

Como modelo de referência para a estimação de potência nas barras, fluxo nas linhas e perdas totais, será utilizado um modelo estatístico que não leva em conta nenhum parâmetro da rede elétrica. Além dos resultados obtidos nesse modelo, serão apresentados os resultados do modelo proposto que leva em conta restrições de rede e conseqüentemente os resultados para alguns casos especiais onde o modelo proposto pode ser desenvolvido para grupos de estados similares ou “clusters” horários e/ou considerando a possibilidade de algum tipo de controle no sistema por parte da distribuidora.

### 5.1 Modelo estatístico

O modelo estatístico pretende relacionar estados da rede elétrica com a importação total num intervalo de tempo  $t$ . O objetivo do modelo, é encontrar fatores similares aos fatores  $\gamma$  do modelo de desagregação, utilizando o mesmo histórico de dados que no modelo proposto. Como no modelo não vai ser usado nenhum parâmetro da rede, a expressão usada para a estimação das potências, os fluxos e as perdas vai ser descrito matematicamente por um polinômio de grau dois, onde os fatores alfa, vão ser encontrados mediante uma análise de regressão dos dados. Assim, utilizando o EXCEL, o modelo de cálculo de tendência polinomial pode ser descrito assim:

$$P_{t,i}^{est} = \alpha_{P2} \left( \sum_{i \in \Omega F} P_{t,i} \right)^2 + \alpha_{P1} \left( \sum_{i \in \Omega F} P_{t,i} \right) + \alpha_{P0} \quad (5.1)$$

$$F_{t,l}^{est} = \alpha_{F2} \left( \sum_{i \in \Omega F} P_{t,i} \right)^2 + \alpha_{F1} \left( \sum_{i \in \Omega F} P_{t,i} \right) + \alpha_{F0} \quad (5.2)$$

$$Per_t^{est} = \alpha_{Per2} \left( \sum_{i \in \Omega F} P_{t,i} \right)^2 + \alpha_{Per1} \left( \sum_{i \in \Omega F} P_{t,i} \right) + \alpha_{Per0} \quad (5.3)$$

A expressão (5.1) é usada para estimar a potência desagregada em cada barra. Da mesma forma, as expressões (5.2) e (5.3) estimam os fluxos de potência em cada linha e as perdas de potência para cada instante de tempo  $t$ , respectivamente. Na Tabela 5.1 são apresentados os fatores  $\alpha$  associados á estimação da potência em cada barra  $i$ .

**Tabela 5.1 – Constantes associadas ás potências estimadas no modelo estatístico.**

Barras	$\alpha_{P2}$	$\alpha_{P1}$	$\alpha_{P0}$
1	-1.03806E-04	0.250829	-1.133923
2	-1.04385E-04	0.254901	-3.542373
3	6.58863E-05	-0.317449	0.233499
4	4.40430E-05	-0.162790	0.940008
5	3.10837E-05	-0.141844	-4.525715
6	4.55878E-05	-0.241460	-2.925526
7	-1.42390E-04	0.344063	1.656795
8	6.46189E-05	-0.307619	2.296262
9	5.65171E-05	-0.305971	1.944930
10	4.27601E-05	-0.311833	-5.351693
11	5.26805E-05	0.329302	2.263947
12	-7.12424E-05	0.503468	-6.797721
13	1.85640E-05	0.167229	4.534229

Para compreender o peso de cada fator no modelo estatístico de potências, a figura 5.1 mostra o valor correspondente ao cada um dos fatores multiplicado por um valor de importação de 1000 MW. Como pode-se observar, o fator que

contribui em maior medida é o fator  $\alpha_{p1}$ , e efeito do fator  $\alpha_{p0}$  é quase insignificante.

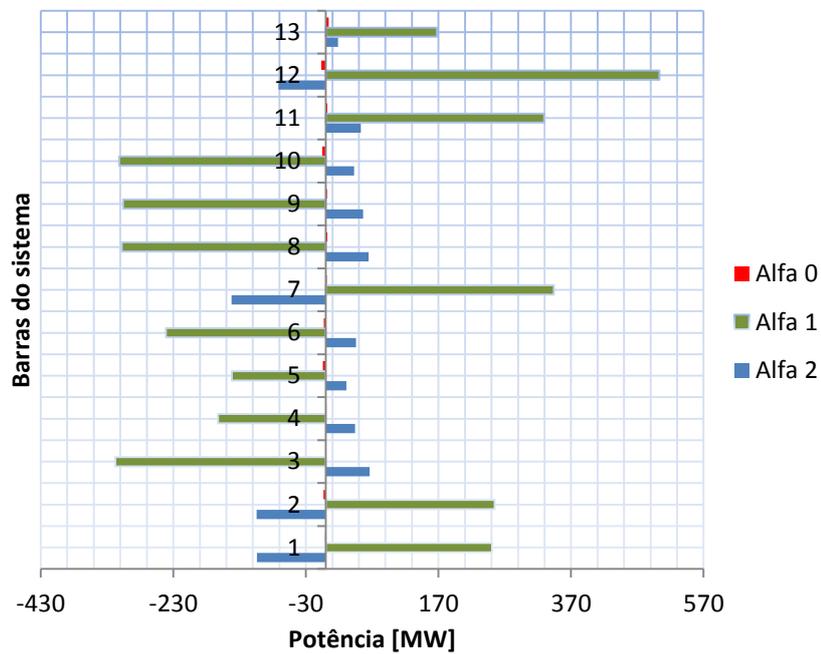
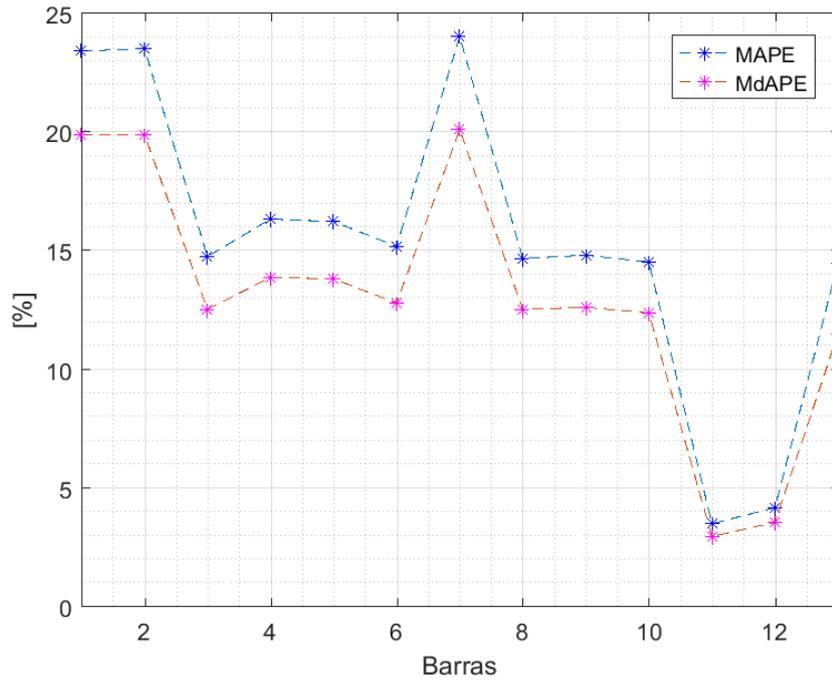


Figura 5.1– Fatores associados à potência por barra no modelo estatístico.

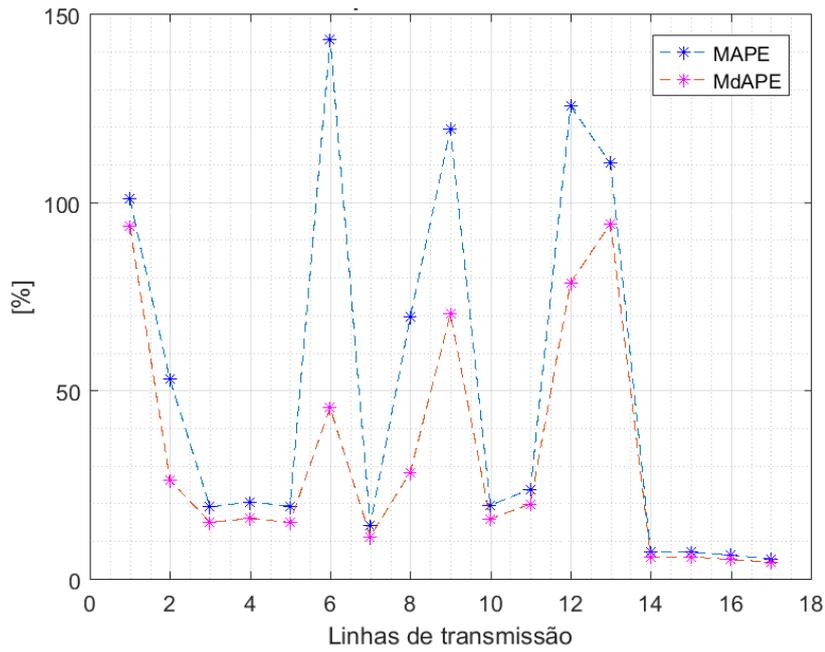
Para avaliar a acurácia do modelo, a utilização das métricas estatísticas foi considerada. Os erros nas potências estimadas são apresentados na Figura 5.2 com o MAPE e MdAPE.



**Figura 5.2– Erros potência por barra modelo estatístico.**

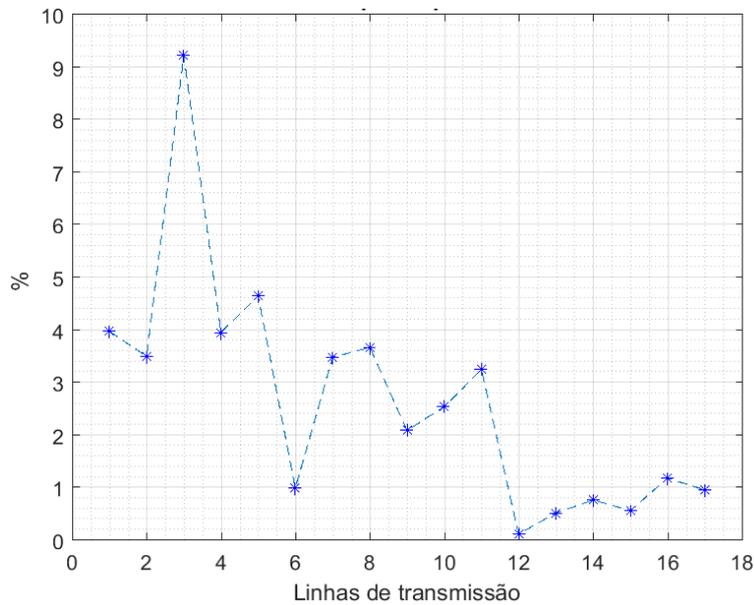
Os erros altos encontrados obedecem à alta variação do valor da potência gerada, para valores de importação similares. É claro que para essas barras, o modelo estatístico não consegue recuperar a relação potência injetada e importação.

Da mesma forma, foram estimados os fluxos em cada linha para todos os intervalos de tempo. Na figura 5.3 são apresentados os erros percentuais por linha com as mesmas métricas. Neste caso, destacam-se os erros percentuais obtidos acima de 100% para as linhas 1, 6, 9, 12 e 13.



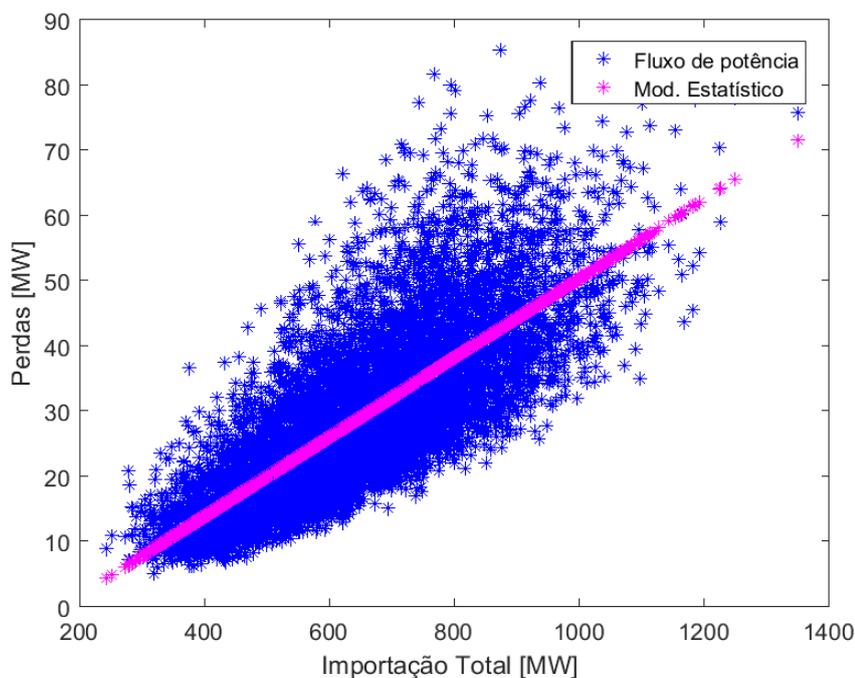
**Figura 5.3– Erros fluxos por linha, modelo estatístico.**

Apesar de erros relativamente altos, quando comparados aos limites térmicos das linhas, estes valores se mostram relativamente menores. A Figura 5.4 apresenta as métricas dos erros percentuais de potência por linha, em relação à capacidade máxima da linha (EMC).



**Figura 5.4– Erros fluxos por capacidade de linha, modelo estatístico.**

Com relação às perdas elétricas, a figura 5.5 mostra a comparação entre as perdas obtidas pelo fluxo de potência e as estimadas usando o modelo estatístico. Ao final do capítulo será apresentada uma comparação quantitativa detalhada dos erros com o modelo estatístico e o modelo proposto.



**Figura 5.5– Perdas elétricas em função da importação total, modelo estatístico.**

## 5.2 Modelo Proposto

O modelo proposto foi implementado no software XPRESS [27] em um computador com 64 GB de RAM e processador Intel Core i7, 3.30 GHz. O tempo de execução foi de 7 horas e 34 minutos. Com a solução do modelo de desagregação de potência, foram obtidos os fatores de desagregação apresentados na Tabela 5.2. Fazendo uma comparação com o modelo estatístico, nota-se que os fatores associados ao grau um do polinômio, têm maior peso na expressão de desagregação. Esses mesmos fatores tem um valor positivo nas barras onde existem geradores ou importações, o que indica que o modelo captura esta característica em cada barra.

**Tabela 5.2 – Fatores de desagregação de potência, modelo proposto.**

Barras	$\gamma_2$	$\gamma_1$	$\gamma_0$
1	-8.99067E-05	0.22396	5.39986
2	-9.18501E-05	0.231573	1.42864
3	8.04886E-05	-0.3379	5.16755
4	5.00175E-05	-0.16859	1.33481
5	2.20507E-05	-0.13277	-7.30885
6	2.65929E-05	-0.22427	-7.36801
7	-1.07430E-04	0.28289	19.2768
8	4.12184E-05	-0.28026	-6.8283
9	5.11069E-05	-0.29933	-1.54016
10	3.80458E-05	-0.31772	-1.36024
11	5.32417E-05	0.327882	2.35836
12	-9.68836E-05	0.529799	-13.5747
13	2.33078E-05	0.164737	3.01425

Da mesma maneira que no modelo estatístico, a figura 5.6 mostra os pesos correspondentes na expressão de desagregação de potência, para uma importação de 1000 MW. Similar ao modelo estatístico, o fator  $\gamma_{1_i}$  é quem define o valor da potência desagregada. Os outros dois fatores não contribuem significativamente.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1513211/CA

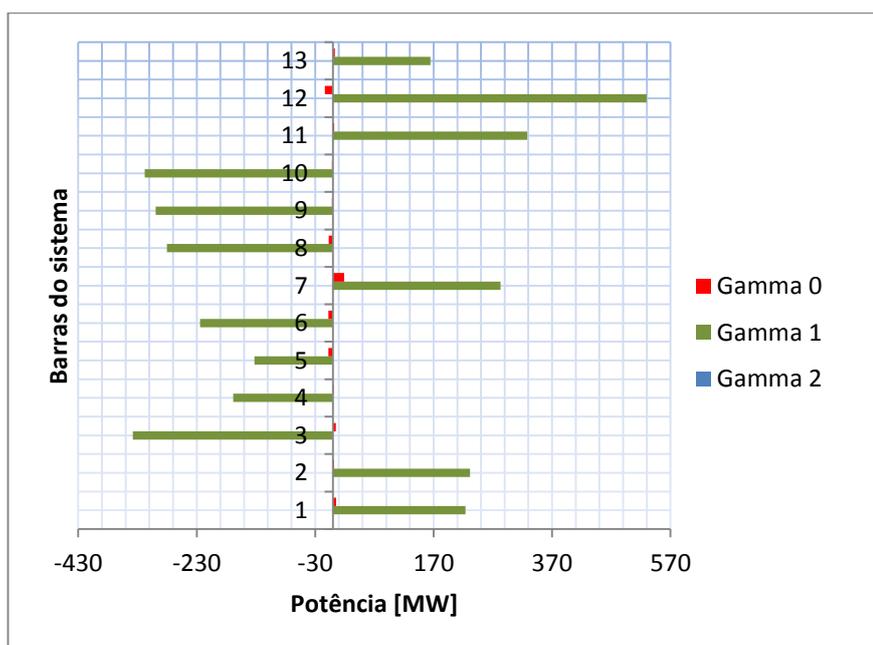


Figura 5.6– Fatores gamma, associados á potência desagregada por barra, modelo proposto.

A Figura 5.7 apresenta as métricas para as potências desagregadas nas 13 barras do sistema de estudo, considerando todos os intervalos de tempo. Como é possível observar, os erros são muito similares aos calculados no modelo estatístico.

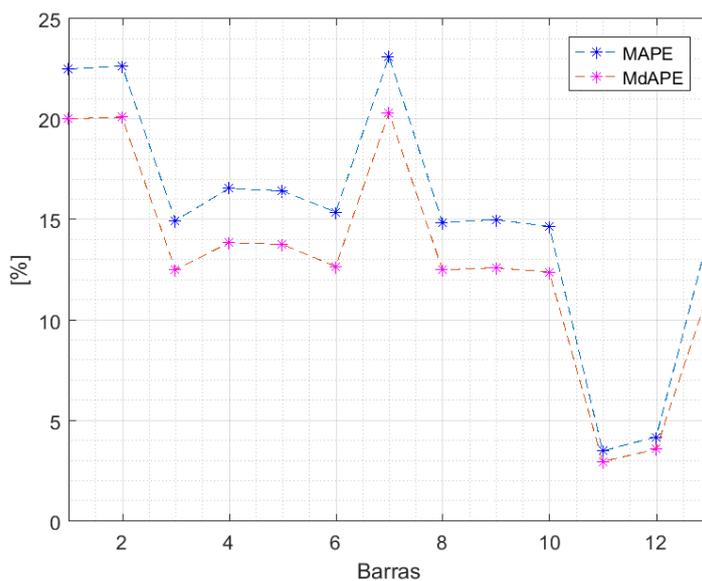


Figura 5.7– Erros potência desagregada por barra, modelo proposto.

Usando a expressão (3.19), são estimados os fluxos por linha para cada tempo  $t$ . A figura 5.8 apresenta os erros percentuais desses resultados.

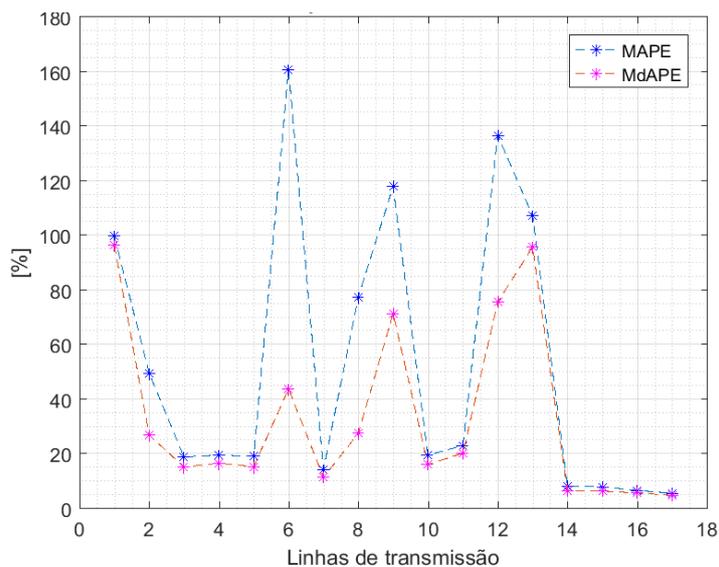
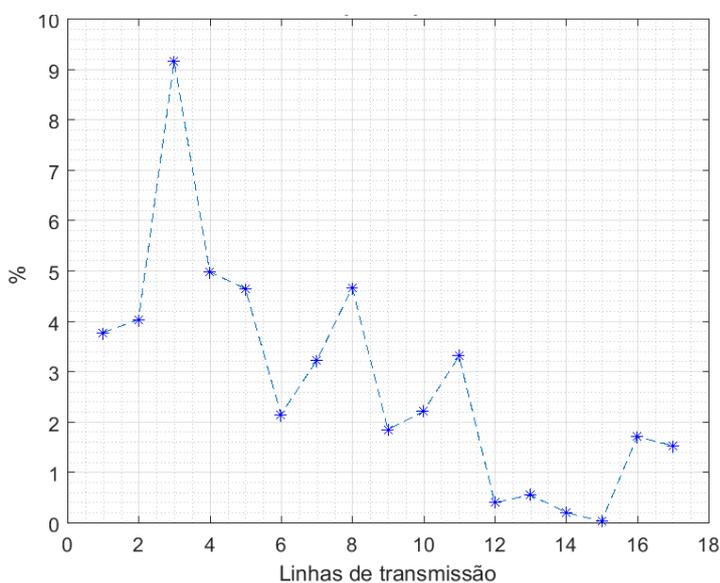


Figura 5.8– Erros fluxos estimados por linha, modelo proposto.

Partes desses erros são explicados pela aproximação que está sendo feita entre os fluxos DC estimados e os fluxos reais AC. Além disto, o modelo representa uma expressão que depende apenas da importação igualmente aplicada para todas as horas do dia, o que é uma simplificação bastante rigorosa. Não obstante, como as potências tem erros associados à desagregação, estas diferenças também se refletem nos fluxos nas linhas associadas à essas barras.

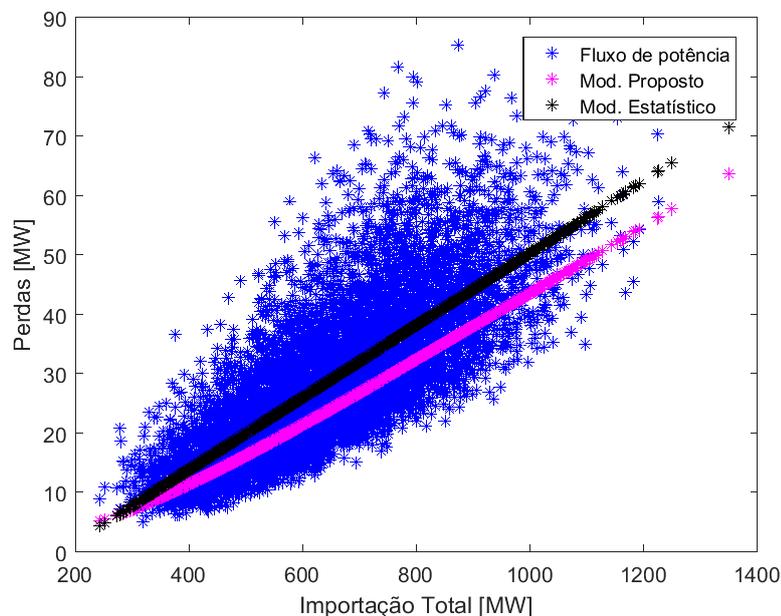
Observando as linhas 1,6,9,12 e 13, nota-se que a estimação dos fluxos apresenta erros consideravelmente altos, semelhante aos erros calculados no modelo estatístico. A explicação desses erros é que os fluxos estão mudando consideravelmente em magnitude e/ou invertendo de sentido para valores de importação similar e os modelos não conseguem acompanhar essas variações. Capturar fielmente os comportamentos dos fluxos nessas linhas é realmente uma tarefa complicada para os modelos. Para avaliar qual deve ser a magnitude dos erros que não deveria supor problemas na estimação, é importante observar as linhas onde o fluxo de potência atinge valores próximos aos limites físicos e que possivelmente exijam necessidade de reforços no sistema. Por isto, é feita uma análise do erro percentual por linha (2.5), baseado na capacidade máxima da linha, como é apresentado na Figura 5.9.



**Figura 5.9– Erros fluxos por capacidade de linha, modelo proposto.**

Observa-se que, similar ao modelo estatístico, a estimação do modelo proposto tem erros por capacidade significativamente baixos, especialmente nas linhas onde os erros percentuais são críticos. É importante acrescentar que o fluxo

máximo da linha 3, atinge um 75% da sua capacidade térmica, por isso, essa análise de capacidade é importante para essa linha em particular. Na figura 5.10 são apresentadas as perdas elétricas obtidas pelo modelo proposto, comparadas com as perdas obtidas no modelo estatístico e no fluxo de potência.



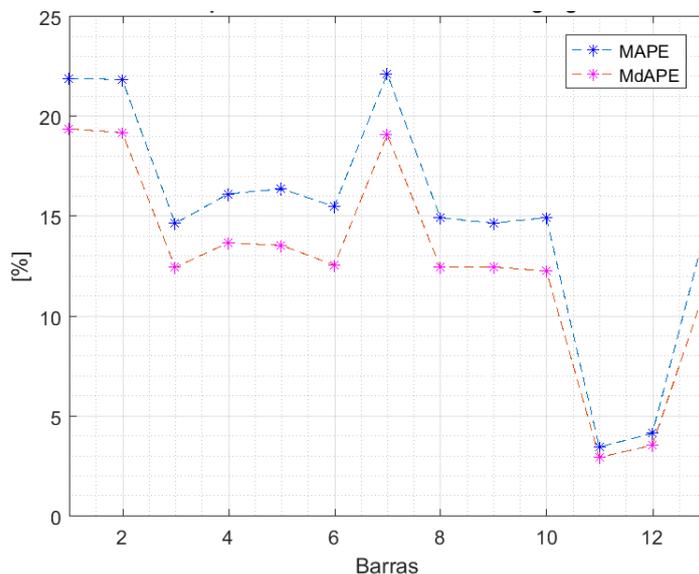
**Figura 5.10– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto.**

O modelo proposto não apresenta um bom poder explicativo, similar ao  $R^2$  do resultado do modelo estatístico de 59%, porém, como se observa, os dados não estão sendo explicados, da mesma forma.

### 5.3 Modelo Proposto com 24 Clusters

Como alternativa para potencializar o desempenho do modelo, os cenários de estudo foram agrupados em 24 clusters usando como atributo o valor da importação associada à hora do dia. A finalidade dos clusters é encontrar fatores de desagregação para cada hora, partindo da premissa de que o comportamento da rede é similar para as mesmas horas ao longo dos intervalos de estudo. Os clusters foram obtidos usando a técnica de agrupamento de dados por K-médias (*K-means clustering*). O algoritmo foi rodado em [25] e os fatores gamma foram calculados com um tempo de execução de 3 horas e 36 minutos, usando um computador com

8 GB de RAM e processador Intel Core i7, 3.30 GHz. Na figura 5.11 são apresentadas as métricas das potências desagregadas usando o modelo descrito.



**Figura 5.11**–Erros potências desagregadas por barra, modelo proposto com clusters.

O uso dos clusters reduz tanto o tempo de execução do modelo como os erros nas potências principalmente nas barras de geração. No entanto, os erros não variam significativamente nas outras barras em comparação ao modelo de restrição de rede sem clusters.

Graficamente não se consegue observar diferenças significativas nas métricas da estimação dos fluxos com respeito aos modelos anteriores. Em média, o MAPE dos fluxos estimados é de 51,63 %. Por outro lado, a Figura 5.12 mostra erros consideravelmente baixos na análise por capacidade das linhas na utilização dos 24 clusters.

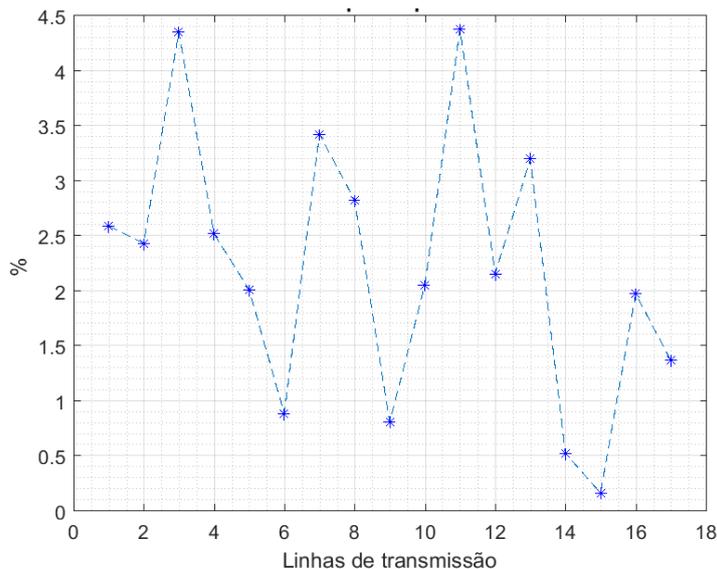


Figura 5.12– Erros fluxos por capacidade da linha, modelo proposto com clusters.

Em relação às perdas, observa-se na Figura 5.13 como a estimação de perdas é melhorada pelo uso dos clusters, onde o  $R^2$  da estimação é de 63.37 %.

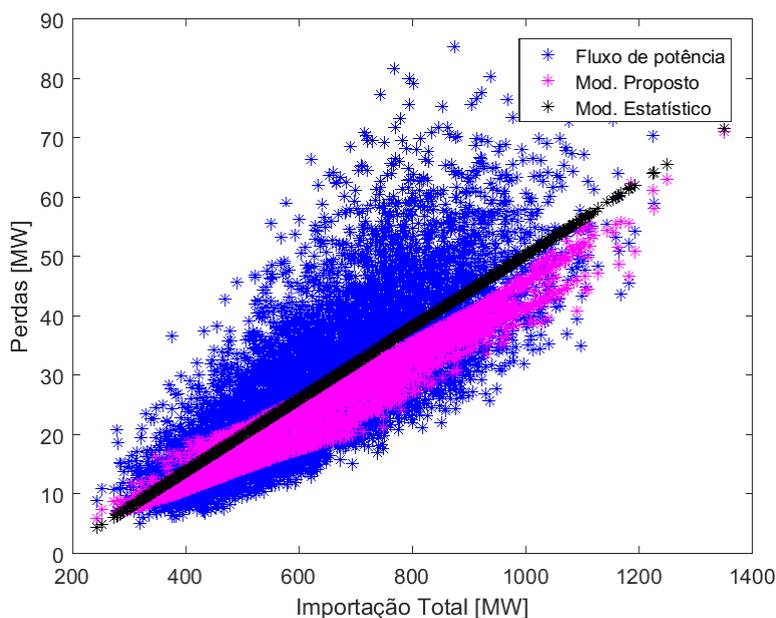


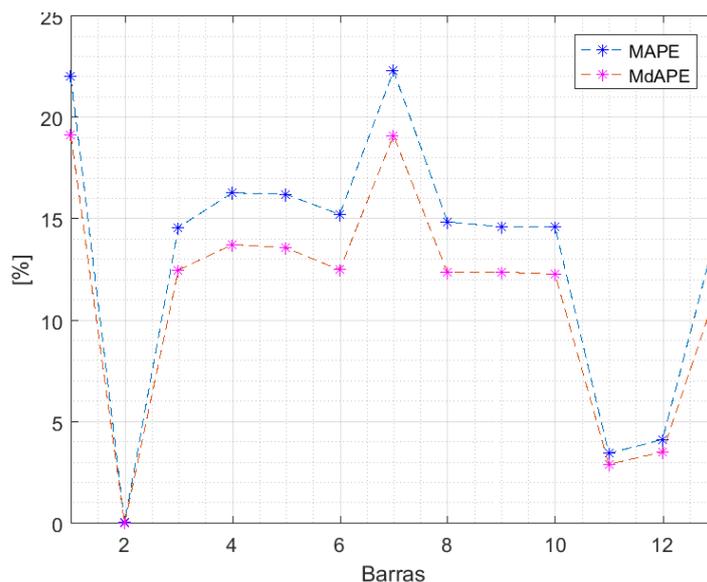
Figura 5.13– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto com clusters.

#### 5.4 Modelo Proposto com 24 Clusters, barra 2 fixa

Assumindo que a distribuidora possa ter algum tipo de informação ou controle do sistema que permita prever o comportamento de um grande consumidor ou gerador, a estimação dos fluxos e conseqüentemente das perdas

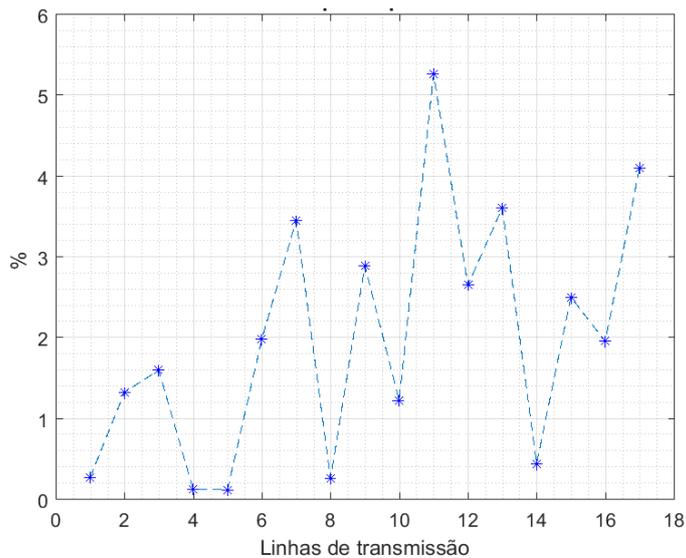
elétricas, deveria melhorar consideravelmente. Nesta seção serão apresentados os resultados do modelo proposto no caso onde o valor da potência na barra 2 não precisa ser estimada. O objetivo desse teste é verificar como esse tipo de informação adicional contribui na estimação.

Na figura 5.14 são apresentadas as métricas das potências desagregadas usando o modelo nas condições descritas anteriormente. O resultado não mostra diferenças significativas na desagregação das barras diferentes á barra fixa.



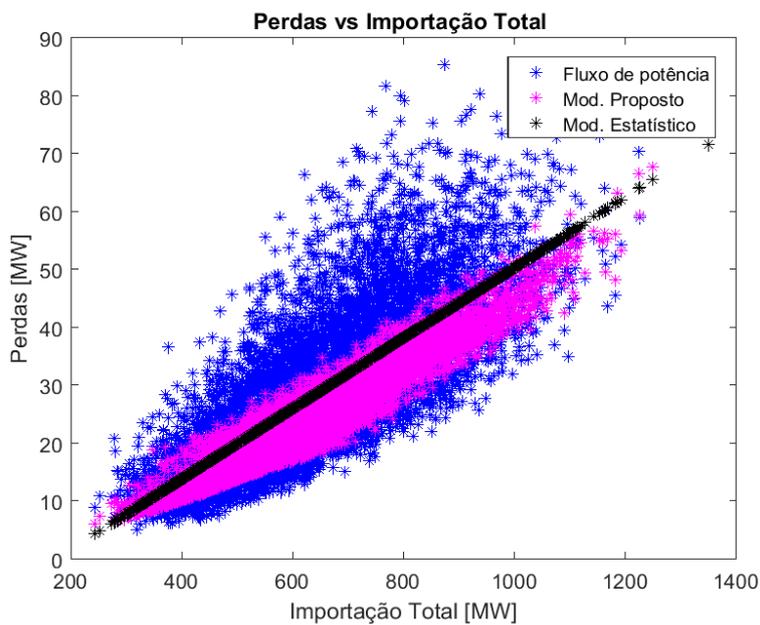
**Figura 5.14– Erros potências desagregadas por barra, modelo proposto com clusters e barra 2 fixa.**

No caso da estimação dos fluxos de potência, os erros continuam sendo consideravelmente altos em algumas linhas, mas o MAPE é em média de 52.33 %. A figura 5.15 apresenta os erros por capacidade de linha.



**Figura 5.15– Erros fluxos por capacidade de linha, modelo proposto com clusters e barra 2 fixa.**

Já na estimação de perdas, observa-se na Figura 5.16 como o modelo consegue explicar em melhor medida os dados estimados, onde o  $R^2$  é de 70.62%.



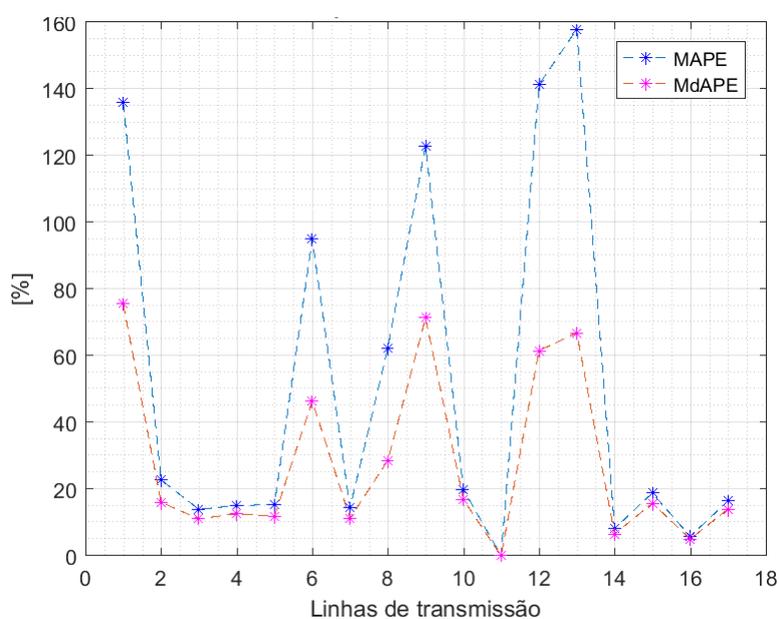
**Figura 5.16– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto com clusters e barra 2 fixa.**

## 5.5

### Modelo Proposto com 24 Clusters, barras 1,3 e 7 fixas

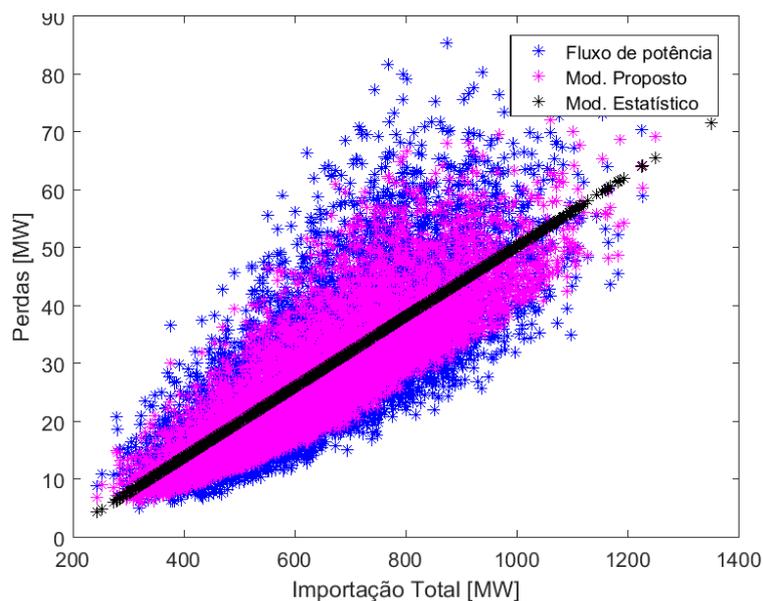
No caso onde são conhecidas as potências nas barras 1, 3 e 7, os erros das potências desagregadas não tiveram diferenças significativas com respeito aos modelos anteriores. Na estimação dos fluxos, O MAPE em média é do 50,95% sendo o menor de todos os casos estudados. Isto indica o quanto o controle da distribuidora na rede elétrica pode prover melhora na estimação destas variáveis.

Na figura 5.17 são apresentadas as métricas para cada linha do sistema.



**Figura 5.17– Erros fluxos estimados por linha, modelo proposto com clusters e barras 1,3,7 fixas.**

A recuperação das perdas elétricas com o modelo se aproxima das perdas elétricas reais, inclusive nos cenários mais afastados da grande massa de dados, como mostra-se na Figura 5.18.



**Figura 5.18– Perdas elétricas em função da importação total, modelo proposto com clusters e barras 1,3,7 fixas.**

## 5.6 Comparação entre modelos

Nesta subseção são comparados de forma quantitativa, os resultados das estimações dos fluxos de potência para cada linha e as perdas totais do sistema. Em cor azul são marcadas as linhas onde o modelo de restrição de rede proposto consegue igualar ou melhorar a estimativa, em comparação ao modelo estatístico. Em cor vermelha são mostradas as linhas onde a estimativa melhora com o fato de fixar a potência injetada em alguma das barras.

### 5.6.1. Erros em Fluxos estimados

Na Tabela 5.3 é apresentado o valor do MAPE para os fluxos estimados em cada linha para os modelos estatístico e de restrição de rede com as diferentes configurações usadas.

Tabela 5.3 – MAPE Fluxos estimados

	Estatístico [%]	Restrição de rede [%]	Restrição clusters [%]	Barra 2 Fixa [%]	Barra 1,7,3 Fixa [%]
Linha 1	101.2	99.8	102.0	140.7	136.1
Linha 2	53.2	49.7	47.5	40.7	22.8
Linha 3	19.3	18.9	18.5	14.1	13.9
Linha 4	20.6	19.6	18.8	13.9	15.1
Linha 5	19.5	19.1	18.9	14.3	15.4
Linha 6	143.5	160.7	151.5	146.5	95.0
Linha 7	14.4	14.4	14.3	14.4	14.4
Linha 8	69.8	77.5	74.7	59.0	62.3
Linha 9	119.6	117.9	111.1	118.2	123.0
Linha 10	19.8	19.6	19.6	19.5	19.9
Linha 11	24.0	23.1	22.1	22.3	0.0
Linha 12	125.8	136.7	140.0	134.9	141.3
Linha 13	110.6	107.3	111.5	114.2	157.9
Linha 14	7.3	8.1	7.6	7.9	8.2
Linha 15	7.3	8.0	7.6	12.1	18.8
Linha 16	6.5	6.7	6.5	6.5	5.8
Linha 17	5.6	5.7	5.5	10.3	16.5
Média	51.1	52.5	51.6	52.3	51.0

A Tabela 5.4 apresenta o valor do MdAPE para os fluxos em cada linha para os modelos estatístico e de restrição de rede com as diferentes configurações usadas.

Tabela 5.4 – MdAPE Fluxos estimados

	Estatístico [%]	Restrição de rede [%]	Restrição clusters [%]	Barra 2 Fixa [%]	Barra 1,7,3 Fixa [%]
Linha 1	101.2	96.5	95.4	73.7	75.6
Linha 2	53.2	27.0	26.3	22.9	16.0
Linha 3	19.3	15.3	14.3	11.1	11.1
Linha 4	20.6	16.7	15.8	11.8	12.6
Linha 5	19.5	15.4	14.7	11.2	11.9
Linha 6	143.5	43.8	44.4	48.5	46.4
Linha 7	14.4	11.4	11.2	11.3	11.2
Linha 8	69.8	27.6	27.6	28.1	28.6
Linha 9	119.6	71.5	75.9	71.3	71.3
Linha 10	19.8	16.1	16.1	16.3	16.9
Linha 11	24.0	20.3	19.1	19.1	0.0

<b>Linha 12</b>	125.8	75.7	73.4	75.9	61.5
<b>Linha 13</b>	110.6	95.8	92.9	93.4	66.8
<b>Linha 14</b>	7.3	6.4	6.2	6.2	6.5
<b>Linha 15</b>	7.3	6.4	6.2	10.4	15.7
<b>Linha 16</b>	6.5	5.8	5.5	5.6	5.0
<b>Linha 17</b>	5.6	4.9	4.7	8.9	14.0
<b>Média</b>	51.1	32.7	32.3	30.9	27.7

Finalmente, Na Tabela 5.5 são apresentados o valor do  $R^2$  para os fluxos em cada linha estimada para os modelos estatístico e de restrição de rede com as diferentes configurações usadas.

**Tabela 5.5 –  $R^2$  Fluxos estimados**

	<b>Estatístico [%]</b>	<b>Restrição de rede [%]</b>	<b>Restrição clusters [%]</b>	<b>Barra 2 Fixa [%]</b>	<b>Barra 1,7,3 Fixa [%]</b>
<b>Linha 1</b>	0.5	0.5	1.2	37.6	34.2
<b>Linha 2</b>	6.8	6.7	11.5	36.7	70.7
<b>Linha 3</b>	38.6	38.6	43.5	68.2	69.4
<b>Linha 4</b>	30.6	30.6	35.8	65.6	59.2
<b>Linha 5</b>	41.2	41.1	44.8	68.8	64.7
<b>Linha 6</b>	3.5	3.4	4.4	1.5	50.8
<b>Linha 7</b>	70.1	70.1	70.4	70.4	70.4
<b>Linha 8</b>	32.8	32.8	33.3	41.7	38.4
<b>Linha 9</b>	6.4	6.4	8.1	29.3	31.7
<b>Linha 10</b>	53.1	53.1	53.3	50.7	49.1
<b>Linha 11</b>	26.3	26.2	31.4	31.4	100.0
<b>Linha 12</b>	14.9	14.9	17.8	17.9	57.9
<b>Linha 13</b>	6.4	6.4	9.3	9.2	52.5
<b>Linha 14</b>	90.3	90.3	90.4	90.3	89.4
<b>Linha 15</b>	86.8	86.8	87.0	68.9	46.5
<b>Linha 16</b>	91.9	91.9	92.0	92.1	93.8
<b>Linha 17</b>	91.9	91.9	91.9	78.7	53.5
<b>Média</b>	40.7	40.7	42.7	50.5	60.7

Como esperado, à medida que mais potências injetadas são fixadas no modelo com restrição rede, o número de linhas que são estimadas com maior acurácia aumenta. Mesmo que em algumas linhas os erros aumentem em pequena proporção, a média dos erros do conjunto de linhas do sistema diminuem para o caso de três barras fixas. No caso particular da linha 11, o valor é recuperado totalmente devido a que a potência gerada na barra 7, que está sendo fixada, é

transportada unicamente por essa linha. No anexo são apresentados os resultados dos cálculos dos fluxos no caso onde são utilizadas as potências reais. Esses resultados ajudam a visar o limite do modelo ao utilizar aproximações de fluxo DC.

### 5.6.2. Erros em Perdas elétricas

Com os resultados das perdas elétricas, foram escolhidas algumas métricas que permitem avaliar os modelos. Para este caso o MAPE, MdAPE, RMSPE e  $R^2$  foram calculados como é mostrado na Tabela 5.6.

**Tabela 5.6 – Erros na estimação de perdas.**

<b>Modelo</b>	<b>MAPE [%]</b>	<b>MdAPE [%]</b>	<b>RMSPE [%]</b>	<b>R<sup>2</sup> [%]</b>
Sem cluster	21.74	19.78	26.34	59.33
Estatístico	23.86	19.67	30.47	59.31
24 clusters	20.48	18.25	24.95	63.37
Barra 2 fixa	18.45	16.50	22.48	70.62
Barra 1,7 e 3 fixa	10.46	9.21	12.84	92.5

Como esperado, o modelo com potências fixadas apresenta os melhores resultados. Como destaque dos resultados, O  $R^2$  de 92,5% mostra a alta capacidade que tem o modelo proposto com potências fixadas para explicar as variações nas importações com relação as perdas elétricas, o que leva a conclusão de que não se deve ignorar a correlação entre as barras e o detalhamento da rede elétrica no cálculo dos fluxos e perdas nos sistemas de subtransmissão.

## 6. Conclusão e Perspectivas

Esta dissertação apresentou uma metodologia para a desagregação de potência elétrica e a estimação de fluxos e perdas elétricas em sistemas de subtransmissão. A principal inovação desta proposta consiste na implementação de um modelo que, a partir da simulação da importação futura da distribuidora, possa desagregar esta potência entre as barras, fluxo e, finalmente, estimar as perdas elétricas.

Como é possível observar através dos resultados obtidos, o modelo proposto, além de desagregar a potência nas barras, faz uma estimação com boa acurácia nas perdas elétricas do sistema. Entretanto, os resultados associados aos fluxos de potência nas linhas ainda devem ser refinados em função da simplificação do modelo proposto. Além disto, no caso de estudo são analisados os resultados de perdas elétricas obtidas pelo modelo proposto a partir de uma comparação com um modelo puramente estatístico. Neste caso, o modelo desenvolvido mostrou-se capaz de recuperar as perdas elétricas com uma acurácia similar ao modelo estatístico, ainda que a relação entre as perdas e a potência importada não sejam bem definidas. Neste sentido, os clusters por hora e a fixação de resultados das barras tiveram um papel importante para melhora do resultado.

A metodologia proposta pode contribuir na toma de decisões na contratação de demanda por parte da empresa distribuidora, assim como no reforço de linhas de subtransmissão e estimação das perdas. Como pré-requisito para aplicação do trabalho, deve-se dispor de um modelo estatístico para fazer simulações de cenários futuros de importação.

Como trabalhos futuros, recomenda-se desenvolver a metodologia apresentada mediante o uso de clusters que agrupem estados da rede por geração ou carga, separando as desagregações para barras de geração e carga. Com o aumento da geração distribuída, esta segregação será ainda mais importante. Finalmente, devem ser incorporadas restrições de rede associadas com o fluxo de potência AC, como os efeitos da potência reativa no sistema. Como foi visto no

anexo, o uso da aproximação dos fluxos DC para AC, restringe o modelo a erros altos em algumas linhas do sistema. A principal dificuldade neste caso está associada a não convexidade do problema ao considerar as restrições do fluxo de potência AC.

## 7. Referências bibliográficas

- 1 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELETRICA ABRADDEE. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. Acesso em: maio 2017.
- 2 COMITÊ DE SUBTRANSMISSÃO – CODI. CODI 3.2.19.34.0: método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de subtransmissão. Rio de Janeiro: ABRADDEE, 1996. 205 p.
- 3 A. C. M. de Araujo, C. A. de Siqueira, "Considerações sobre as Perdas na Subtransmissão de Energia Elétrica no Brasil," SENDI 2006 – XVII Seminário nacional de subtransmissão de energia elétrica, Belo Horizonte, 2006.
- 4 Z. Mahmoodzadeh, N. Ghanbari, A. Mehrizi-Sani and M. Ehsan, "Energy loss estimation in distribution networks using stochastic simulation," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- 5 L. Queiroz, C. Cavellucci and C. Lyra, "Evaluation of technical losses estimation in LV power distribution systems," CIRED 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, Prague, Czech Republic, 2009, pp. 1-4.
- 6 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELETRICA ABRADDEE. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>. Acesso em: maio 2017.
- 7 Procedimentos de Subtransmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7\\_Revisao\\_4-2\\_.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7_Revisao_4-2_.pdf)>. Acesso em: maio 2017.

- 8 Analysis and prediction of power and energy losses in distribution networks," 2008 43rd International Universities Power Engineering Conference, Padova, 2008, pp. 1-5.
- 9 J. Dickert, M. Hable and P. Schegner, "Energy loss estimation in distribution networks for planning purposes," 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, 2009, pp. 1-6.
- 10 H. Lasso, C. Ascanio and M. Guglia, "A Model for Calculating Technical Losses in the Secondary Energy Distribution Network," 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Caracas, 2006, pp. 1-6.
- 11 M. Madrigal, J. J. Rico and L. Uzcategui, "Estimation of technical energy losses in electrical distribution systems," in IEEE Latin America Transactions, vol. 13, no. 10, pp. 3310-3316, Oct. 2015.
- 12 Edison A.C. Aranha Neto, Jorge Coelho, Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system, Electric Power Systems Research, Volume 97, April 2013, Pages 93-99.
- 13 L. M. O. Queiroz, M. A. Roselli, C. Cavellucci and C. Lyra, "Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1879-1887, Nov. 2012.
- 14 V. Armaulia Sanchez, D. A. Lima, L. F. Ochoa and M. E. Oliveira, "Statistical Top-Down approach for energy loss estimation in distribution systems," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015, pp. 1-6.
- 15 C. C. B. Oliveira, N. Kagan, A. Meffe, S. Jonathan, S. Caparroz and J. L. Cavaretti, "A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems," 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. (IEE Conf. Publ No. 482), Amsterdam, Netherlands, 2001, pp. 328-328.
- 16 P. S. N. Rao and R. Deekshit, "Energy loss estimation in distribution feeders," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1092-1100, July 2006.
- 17 A. A. Cordero, "Sistematica para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON" – Aplicação na SAELPA, XIII SENDI, São Paulo, Maio de 1997.

- 18 J. A. Cipoli, J. A. Borges, "Avaliação de Perdas de Energia no Sistema Elétrico", I-SIDEE, Belo horizonte, Nov de 1990.
- 19 Sungil Kim, Heeyoung Kim, A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts, International Journal of Forecasting, Volume 32, Issue 3, 2016, Pages 669-679.
- 20 Rob J. Hyndman, Anne B. Koehler, Another look at measures of forecast accuracy, International Journal of Forecasting, Volume 22, Issue 4, 2006, Pages 679-688.
- 21 SOUZA, R. C.; OLIVEIRA, F. L. C. Análise de séries temporais: os modelos de amortecimento exponencial. Rio de Janeiro, RJ [s.n.], 2015.
- 22 MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- 23 SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO – STR/ANEEL. **Manual da metodologia nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos**. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Metodologia\\_completa.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Metodologia_completa.pdf).
- 24 C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, et al. The IEEE Reliability Test System 1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. IEEE Transactions on Power Systems, 14(3): 1010-1020, 1999.
- 25 Matlab (Matrix Laboratory) versão 8.1.0.604 – Software produzido pela MathWorks Inc. Disponível em: <http://www.mathworks.com/>
- 26 IEEE-Task-Force (1999). The IEEE Reliability Test System 1996, IEEE Trans. on Power Systems 14(3): 1010– 1020.
- 27 S. Álvarez, “DADOS DE GERAÇÃO E CARGA PARA SISTEMAS DE 13 E 24 BARRAS”, Repositório de dados de pesquisa Maxwell. Disponível em: [https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca\\_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=30912@1](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=30912@1)
- 28 Xpress - FICO™ Xpress Optimization Suite. [Online] Disponível em: <http://www.fico.com/en/Products/DMTools/Pages/FICO-Xpress-Optimization-Suite.aspx>.

## Apêndice A Matriz de Sensibilidade

Neste Apêndice é apresentado o desenvolvimento para a obtenção da matriz de sensibilidade  $\beta$  calculada no modelo proposto no capítulo 2. O desenvolvimento da matriz de sensibilidade  $\beta$ , conforme feito em [23], tem início na aplicação da primeira Lei de *Kirchhoff* aplicada a cada barra de um sistema de transmissão.

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_k \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1k} + \dots + P_{1n} \\ P_{21} + P_{23} + \dots + P_{2k} + \dots + P_{2n} \\ \vdots \\ P_{k1} + P_{k2} + \dots + P_{ki} + \dots + P_{kn} \\ \vdots \\ P_{n1} + P_{n2} + \dots + P_{nk} + \dots + P_{ni} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Considerando que para o fluxo de potência DC as perdas nas linhas de transmissão são desprezadas, pode-se afirmar que  $P_{ki} = -P_{ik}$ . Com isso, (A.1) é reescrita na formulação apresentada em (A.2).

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_k \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ -1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ \vdots \\ P_{ki} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

$$\mathbf{P} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{F}$$

Sendo  $A$  a matriz de incidência nodal do sistema de transmissão de dimensão  $n \times n_\ell$  (com  $n_\ell$  igual ao número total de linhas no sistema). A regra de construção da matriz de incidência nodal, relacionada com cada elemento  $a_{\ell i}$ , é dada em (A.3).

$$a_{\ell i} = \begin{cases} 1, & \text{se a potência do ramo } \ell \text{ sai do barramento } i \\ -1, & \text{se a potência do ramo } \ell \text{ entra no barramento } i \\ 0, & \text{se os ramos } \ell \text{ e a barra } i \text{ não estão conectados} \end{cases} \quad (\text{A.3})$$

Do fluxo de potência DC, para uma linha delimitada pelas barras genéricas  $k$  e  $i$  a igualdade  $P_{ki} = B_{ki}(\theta_k - \theta_i)$  é verdadeira. O termo  $B_{ki}$  corresponde ao

elemento da matriz do tipo admitância nodal  $B'$  [19]. Aplicando a todas as linhas do sistema, a igualdade pode ser escrita matricialmente conforme (A.4).

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ \vdots \\ P_{ki} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{12} & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & B_{13} & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & B_{ki} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & B_{nn_r} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ -1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (A.4)$$

$$F = B^{\Delta} A^t \theta$$

Sendo  $\theta$  o vetor dos ângulos das barras do sistema. A matriz  $B^{\Delta}$  consiste na matriz diagonal que contem como elementos não nulos os elementos de  $B'$  relativos às linhas de transmissão. Ainda sobre  $B^{\Delta}$ , sua formulação oriunda da matriz  $B'$ , permite relacioná-la com a matriz de admitância das linhas de transmissão  $b$ . A matriz  $b$ , assim como a matriz  $B^{\Delta}$ , é uma matriz diagonal e possui em seus elementos não nulos as admitâncias correspondentes a cada linha de transmissão do sistema. Assim, pode-se escrever (A.5).

$$B^{\Delta} = -b \quad (A.5)$$

Ainda do fluxo de potência DC, tem-se (A.6).

$$P = B' \theta \rightarrow \theta = (B')^{-1} P \quad (A.6)$$

Substituindo (A.5) e (A.6) em (A.4):

$$F = -b \cdot A^t \cdot (B')^{-1} \cdot P \quad (A.7)$$

Dado que a matriz  $B'$ , é singular, são retiradas a linha e coluna referente à barra de referência do sistema. Para que a igualdade em (A.7) seja válida, são retiradas também a linha do vetor  $P$ , e a coluna na matriz  $A^t$  correspondentes a barra de referência. Assim, a igualdade em (A.7) é modificada e apresentada em (A.8), com o sobrescrito  $r$  indicando a retirada de linhas e colunas associadas à barra de referência.

$$F = -b \cdot (A^r)^t \cdot (B'^r)^{-1} \cdot P^r \quad (A.8)$$

Em (A.8) é obtida a relação entre fluxo de potência nas linhas de transmissão ( $F$ ) e a potência injetada nas barras do sistema ( $P^r$ ). Esta relação

define o conceito inserido na matriz de sensibilidade  $\beta$ , e sua formulação é apresentada em (A.9).

$$\beta = -\mathbf{b} \cdot (\mathbf{A}^r)^t \cdot (\mathbf{B}^r)^{-1} \quad (\text{A.9})$$

## Apêndice B

### Sistemas de Teste

Neste Apêndice são apresentadas as características e parâmetros do sistema IEEE 24 barras e do sistema de 13 barras usado para a modelagem do sistema de subtransmissão.

Na Tabela B.1 são apresentadas todas as características das barras do sistema IEEE 24 barras utilizadas para a realização dos estudos de fluxo de potência nas simulações apresentadas neste trabalho.

**Tabela B.1 - Dados de barra do sistema IEEE 24 barras.**

Barra	Tipo*	Tensão (pu)	Ângulo (°)
1	1	1,04	0
2	1	1,04	-4,98
3	2	0,98	-12,72
4	2	1,01	-10,33
5	2	1,02	-8,78
6	2	1,01	-14,22
7	1	1,03	-13,37
8	2	1,09	-13,36
9	2	1,06	-14,94
10	2	1,05	-15,1
11	2	1,06	-14,79
12	2	1,06	-15,07
13	3	1,02	0
14	1	1,00	-16,04
15	1	1,01	-13,36
16	1	1,02	-14,94
17	2	1,02	-15,1
18	1	1,05	-14,79
19	2	1,06	-15,07
20	2	1,05	-15,16
21	1	1,05	0
22	1	1,05	-15,07
23	1	1,05	-15,16
24	2	1,00	-16,04

\*: 1-barra PV, 2-barra PQ, 3-barra de referência

Na Tabela B.2 são apresentadas todas as características das linhas do sistema IEEE 24 Barras.

**Tabela B.2 - Dados de linha do sistema IEEE 24 barras.**

Barra	Barra	Tipo*	R	X	B Shunt
1	2	0	0.0052	0.0139	0,46
1	3	0	0.1092	0.2112	0,06
1	5	0	0.0436	0.0845	0,02
2	4	0	0.0656	0.1267	0,03
2	6	0	0.0994	0.192	0,05
3	9	0	0.0616	0.119	0,03
3	24	1	0.0046	0.0839	0,00
4	9	0	0.0536	0.1037	0,03
5	10	0	0.0456	0.0883	0,02
6	10	0	0.0278	0.0605	0,00
7	8	0	0.0318	0.0614	0,02
8	9	0	0.0854	0.1651	0,04
8	10	0	0.0854	0.1651	0,04
9	11	1	0.0046	0.0839	0,00
9	12	1	0.0046	0.0839	0,00
10	11	1	0.0046	0.0839	0,00
10	12	1	0.0046	0.0839	0,00
11	13	0	0.0122	0.0476	0,10
11	14	0	0.0108	0.0418	0,09
12	13	0	0.0122	0.0476	0,10
12	23	0	0.0248	0.0966	0,20
13	23	0	0.022	0.0865	0,18
14	16	0	0.01	0.0389	0,08
15	16	0	0.0044	0.0173	0,04
15	21	0	0.0126	0.049	0,10
15	21	0	0.0126	0.049	0,10
15	24	0	0.0134	0.0519	0,11
16	17	0	0.0066	0.0259	0,05
16	19	0	0.006	0.0231	0,05
17	18	0	0.0036	0.014	0,03
17	22	0	0.027	0.1053	0,22
18	21	0	0.0066	0.0259	0,05
18	21	0	0.0066	0.0259	0,05
19	20	0	0.0102	0.0396	0,08

19	20	0	0.0102	0.0396	0,08
20	23	0	0.0056	0.0216	0,05
20	23	0	0.0056	0.0216	0,05
21	22	0	0.0174	0.0678	0,14

\*: 0 - linha de transmissão, 1 – transformador

Na Tabela B.3 são apresentadas todas as características das barras do sistema de 13 barras utilizadas para a realização dos estudos de fluxo de potência.

**Tabela B.3 - Dados de barra do sistema de subtransmissão de 13 barras.**

Barra	Tipo*	Tensão (pu)	Ângulo (°)
1	1	1,04	0
2	1	1,04	-4,98
3	2	0,98	-12,72
4	2	1,01	-10,33
5	2	1,02	-8,78
6	2	1,01	-14,22
7	1	1,03	-13,37
8	2	1,09	-13,36
9	2	1,06	-14,94
10	2	1,05	-15,1
11	2	1,02	-14,79
12	3	1,02	0
13	2	1,02	0

\*: 1-barra PV, 2-barra PQ, 3-barra de referência

Na Tabela B.4 são apresentadas todas as características das linhas do sistema de 13 Barras.

**Tabela B.4 - Dados de linha do sistema de subtransmissão de 13 barras.**

Barra	Barra	Tipo*	R	X	B Shunt	Capacidade
1	2	0	0.0052	0.0139	0,46	200
1	3	0	0.1092	0.2112	0,06	220
1	5	0	0.0436	0.0845	0,02	220
2	4	0	0.0656	0.1267	0,03	220
2	6	0	0.0994	0.192	0,05	220
3	9	0	0.0616	0.119	0,03	220
3	13	1	0.0046	0.0839	0,00	600
4	9	0	0.0536	0.1037	0,03	220

## Apêndice B: Sistemas de Teste

5	10	0	0.0456	0.0883	0,02	220
6	10	0	0.0278	0.0605	0,00	200
7	8	0	0.0318	0.0614	0,02	220
8	9	0	0.0854	0.1651	0,04	220
8	10	0	0.0854	0.1651	0,04	220
9	11	1	0.0046	0.0839	0,00	600
9	12	1	0.0046	0.0839	0,00	600
10	11	1	0.0046	0.0839	0,00	600
10	12	1	0.0046	0.0839	0,00	600

\*: 0 - linha de transmissão, 1 – transformador

## Anexo: Teste com potências reais.

Nesta seção são apresentados os resultados do cálculo dos fluxos de potência nas linhas fixando todas as potências injetadas nas barras do sistema. Na Figura 1 mostra-se os erros percentuais dos fluxos. Mesmo usando esses valores de potência, não é possível zerar o erro no cálculo devido à aproximação do modelo DC que está sendo feita ao usar a matriz Beta no cálculo dos fluxos. Esses erros representam os valores de erro mínimo que o modelo proposto poderia ter ao ser comparado com os resultados reais do fluxo AC, fazendo uma desagregação hipotética de 8736 clusters. Como é apresentado, o cálculo dos fluxos nas linhas 9 e 13 estão condicionados a erros altos na estimação.

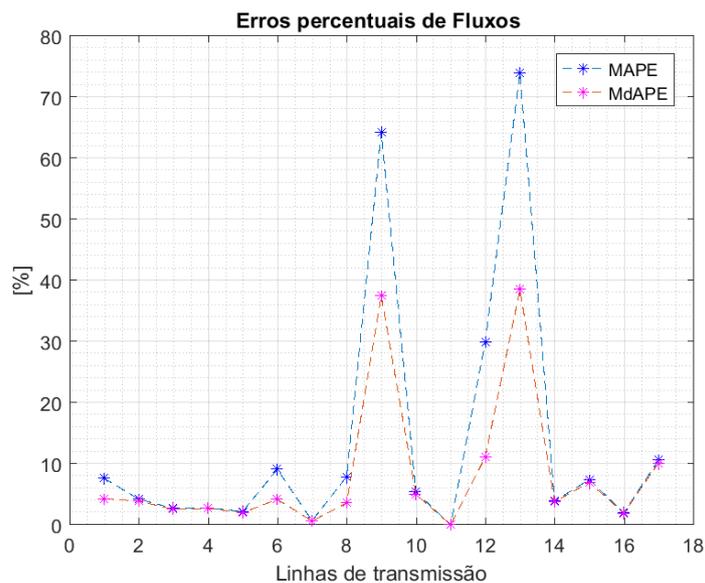


Figura 1 – Erros percentuais dos fluxos usando as potências reais do sistema.

A Tabela 1 apresenta os valores do MAPE para os fluxos em cada linha para os modelos estatístico e de restrição de rede com as configurações usadas.

Tabela 1 – MAPE Fluxos estimados

	<b>Estatístico [%]</b>	<b>Restrição de rede [%]</b>	<b>Restrição clusters [%]</b>	<b>Potências Reais [%]</b>
<b>Linha 1</b>	101.2	96.5	95.4	7.6
<b>Linha 2</b>	53.2	27.0	26.3	4.2
<b>Linha 3</b>	19.3	15.3	14.3	2.7
<b>Linha 4</b>	20.6	16.7	15.8	2.8
<b>Linha 5</b>	19.5	15.4	14.7	2.2
<b>Linha 6</b>	143.5	43.8	44.4	9.1
<b>Linha 7</b>	14.4	11.4	11.2	0.7
<b>Linha 8</b>	69.8	27.6	27.6	7.9
<b>Linha 9</b>	119.6	71.5	75.9	64.3
<b>Linha 10</b>	19.8	16.1	16.1	5.4
<b>Linha 11</b>	24.0	20.3	19.1	0.0
<b>Linha 12</b>	125.8	75.7	73.4	29.9
<b>Linha 13</b>	110.6	95.8	92.9	74.0
<b>Linha 14</b>	7.3	6.4	6.2	3.9
<b>Linha 15</b>	7.3	6.4	6.2	7.4
<b>Linha 16</b>	6.5	5.8	5.5	2.0
<b>Linha 17</b>	5.6	4.9	4.7	10.6
<b>Média</b>	51.1	32.7	32.3	13.8

A Tabela 2 apresenta os valores do MdAPE para os fluxos em cada linha para os modelos estatístico e de restrição de rede com as configurações usadas.

Tabela 2 – MdAPE Fluxos estimados

	<b>Estatístico [%]</b>	<b>Restrição de rede [%]</b>	<b>Restrição clusters [%]</b>	<b>Potências Reais [%]</b>
<b>Linha 1</b>	101.2	96.5	95.4	4.3
<b>Linha 2</b>	53.2	27.0	26.3	3.9
<b>Linha 3</b>	19.3	15.3	14.3	2.5
<b>Linha 4</b>	20.6	16.7	15.8	2.7
<b>Linha 5</b>	19.5	15.4	14.7	2.0
<b>Linha 6</b>	143.5	43.8	44.4	4.2
<b>Linha 7</b>	14.4	11.4	11.2	0.6
<b>Linha 8</b>	69.8	27.6	27.6	3.6
<b>Linha 9</b>	119.6	71.5	75.9	37.5
<b>Linha 10</b>	19.8	16.1	16.1	5.0
<b>Linha 11</b>	24.0	20.3	19.1	0.0
<b>Linha 12</b>	125.8	75.7	73.4	11.1
<b>Linha 13</b>	110.6	95.8	92.9	38.5
<b>Linha 14</b>	7.3	6.4	6.2	3.7
<b>Linha 15</b>	7.3	6.4	6.2	7.0
<b>Linha 16</b>	6.5	5.8	5.5	1.9
<b>Linha 17</b>	5.6	4.9	4.7	10.1
<b>Média</b>	51.1	32.7	32.3	4.3

A Tabela 3 apresenta os valores do  $R^2$  para os fluxos em cada linha para os modelos estatístico e de restrição de rede com as configurações usadas.

**Tabela 3 –  $R^2$  Fluxos estimados**

	<b>Estatístico [%]</b>	<b>Restrição de rede [%]</b>	<b>Restrição clusters [%]</b>	<b>Potências Reais [%]</b>
<b>Linha 1</b>	101.2	96.5	95.4	99.9
<b>Linha 2</b>	53.2	27.0	26.3	99.8
<b>Linha 3</b>	19.3	15.3	14.3	100.0
<b>Linha 4</b>	20.6	16.7	15.8	99.8
<b>Linha 5</b>	19.5	15.4	14.7	99.9
<b>Linha 6</b>	143.5	43.8	44.4	99.6
<b>Linha 7</b>	14.4	11.4	11.2	100.0
<b>Linha 8</b>	69.8	27.6	27.6	98.9
<b>Linha 9</b>	119.6	71.5	75.9	99.2
<b>Linha 10</b>	19.8	16.1	16.1	99.8
<b>Linha 11</b>	24.0	20.3	19.1	100.0
<b>Linha 12</b>	125.8	75.7	73.4	98.8
<b>Linha 13</b>	110.6	95.8	92.9	99.0
<b>Linha 14</b>	7.3	6.4	6.2	100.0
<b>Linha 15</b>	7.3	6.4	6.2	97.7
<b>Linha 16</b>	6.5	5.8	5.5	100.0
<b>Linha 17</b>	5.6	4.9	4.7	98.5
<b>Média</b>	51.1	32.7	32.3	99.8