



Jéssica Felix Macedo Talarico

**Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a
Sistemas Elétricos Interligados**

Dissertação de Mestrado

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.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva
Coorientador: Prof. Zulmar Soares Machado Júnior

Rio de Janeiro
Abril 2021



Jéssica Felix Macedo Talarico

Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a Sistemas Elétricos Interligados

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

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Zulmar Soares Machado Júnior

Coorientador

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – UNIFEI

João Guilherme de Carvalho Costa

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – UNIFEI

Carlos Rubens Rafael Dornellas

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Rio de Janeiro, 23 de abril de 2021

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

Jéssica Felix Macedo Talarico

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2013. Atualmente trabalha como engenheira na área de contratos e contabilização da transmissão no Operador Nacional do Sistema - ONS.

Ficha Catalográfica

Talarico, Jéssica Felix Macedo

Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a Sistemas Elétricos Interligados / Jéssica Felix Macedo Talarico; orientador: Armando Martins Leite da Silva; coorientador: Zulmar Soares Machado Júnior – 2021.

110 f. ; il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Tarifas de transmissão. 3. Precificação nodal. 4. Tarifação zonal. 5. Agrupamento espectral. 6. Agrupamento *k-means*. I. Leite da Silva, Armando Martins. II. Machado Jr., Zulmar Soares. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD:621.3

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus e à minha família por todo amor e por estarem comigo em todas as etapas deste processo;

Especialmente ao meu marido, Erick Talarico, por ter sido o meu maior motivador do início ao fim deste trabalho, sempre me apoiando nos momentos mais difíceis;

Aos meus orientadores, Armando Leite da Silva e Zulmar Machado, por todo suporte, orientação e passagem de conhecimento, que foram primordiais no desenvolvimento desta dissertação;

Ao meu colega de trabalho e mentor, Lenilson Mattos, pelos ensinamentos transmitidos durante este período;

Aos colegas do ONS e da PUC-Rio pelas discussões e reflexões ao longo de todo o percurso;

Ao ONS e aos meus gerentes, Gustavo Rodrigues e Monica Sammartino, pela oportunidade concedida e confiança no meu trabalho;

À PUC-Rio, pelos auxílios concedidos na realização deste trabalho;

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

Resumo

Talarico, Jéssica Felix Macedo; Leite da Silva, Armando Martins; Machado Jr., Zulmar Soares. **Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a Sistemas Elétricos Interligados**. Rio de Janeiro, 2021. 110p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os sistemas de transmissão cumprem uma função vital para o bom desempenho dos mercados de energia elétrica. A precificação do seu uso afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias e os custos dos participantes do mercado. No Brasil, os usuários do sistema interligado nacional (SIN) devem pagar pela disponibilização dos equipamentos que compõem a rede para as transmissoras detentoras destes ativos de forma proporcional ao seu uso. Assim, a agência reguladora brasileira (ANEEL) estabeleceu as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST), que são calculadas anualmente por barra via metodologia nodal. Tais tarifas são compostas por duas parcelas: locacional e selo. A parcela locacional reflete o uso efetivo da rede por cada agente participante, medindo o impacto da injeção de potência marginal de uma barra nos equipamentos do sistema. A parcela selo consiste num valor constante que garantirá a remuneração da porção não utilizada da rede. Em geral, a proximidade elétrica das barras do sistema implica valores tarifários similares. Esta Dissertação de Mestrado propõe uma nova metodologia a ser incorporada no cálculo da TUST, considerando a divisão do SIN em zonas tarifárias de transmissão (ZTT). Desta forma, cada ZTT apresentará uma única tarifa a ser aplicada aos seus participantes, que corresponderá à média ponderada das tarifas finais calculadas via metodologia nodal. Para a identificação das ZTT, são aplicadas técnicas de agrupamento *k-Means* e espectral nos sistemas IEEE-RTS e SIN. Nesta dissertação, avalia-se também o uso de modelos matemáticos para definir o número ideal de ZTT a ser considerado. São realizadas diversas análises de sensibilidade relativas a mudanças de despacho, alterações de topologia e evolução do sistema ao longo dos anos. Os resultados correspondentes são então extensivamente discutidos.

Palavras-chave

Tarifas de transmissão; precificação nodal; tarifação zonal; agrupamento espectral; agrupamento k-means.

Abstract

Talarico, Jéssica Felix Macedo; Leite da Silva, Armando Martins; Machado Jr., Zulmar Soares. **Zonal Tariff for the Transmission Usage Applied to Interconnected Power Systems**. Rio de Janeiro, 2021. 110p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Transmission systems play a vital role in the good performance of the electrical energy markets. The pricing of its use directly affects the budget of concessionary companies and the costs of market participants. In Brazil, users of the national interconnected system (NIS) must pay for the equipment availability that makes up the network to the transmission companies that own these assets in proportion to their use. Thus, the Brazilian regulatory agency (ANEEL) established the tariffs for transmission system usage (TTSU), which are calculated annually by bus using the nodal methodology. Such tariffs are made up of two installments: locational and postage stamp. The locational portion reflects the effective use of the grid by each participating agent, measuring the impact of the marginal power injection at a bus on the system equipment. The stamp portion consists of a constant amount that will guarantee the remuneration of the unused portion of the network. In general, the electrical proximity of the system buses leads to similar tariff values. This dissertation proposes a new methodology to be incorporated into the TTSU calculation, considering the division of the NIS into transmission tariff zones (TTZ). In this way, each TTZ will present a single tariff to be applied to its participants, which will correspond to the weighted average of the final tariffs calculated via the nodal methodology. For the identification of the TTZ, k-Means and Spectral clustering techniques are applied to the IEEE-RTS and SIN systems. In this dissertation, the use of mathematical models is also assessed to define the ideal number of TTZ to be considered. Various sensitivity analyses are carried out regarding changes in dispatch, grid topology and expansion of the system over the years. The corresponding results are deeply discussed.

Keywords

Transmission tariffs; nodal pricing; zonal tariffs; spectral clustering; k-means clustering.

Sumário

Resumo	5
Abstract	6
Sumário	7
1 Introdução	14
1.1 Considerações Iniciais	14
1.2 Estado da Arte	16
1.3 Objetivo	22
1.4 Estrutura da Dissertação	23
2 Metodologia para Tarificação do Uso de Sistemas de Transmissão	24
2.1 Introdução	24
2.2 Fluxo de Potência Linearizado DC	25
2.3 Matriz de Sensibilidade β	27
2.4 Tarificação Nodal	29
2.4.1 Parcela Locacional da Tarifa	29
2.4.2 Parcela Selo da Tarifa	34
2.4.3 Tarifa Final	34
2.4.4 Critério de Despacho	36
2.5 Conclusões	37
3 Tarificação Zonal	38
3.1 Introdução	38
3.2 Método K-Means	38
3.2.1 Conceitos Básicos	39
3.2.2 Formulação Matemática	41
3.3 Método Spectral Clustering	42
3.3.1 Formulação Matemática do Algoritmo	43
3.3.2 Escolha dos Atributos das Conexões	45
3.4 Conclusões	46

4	Resultados	48
4.1	Introdução	48
4.2	Aplicação no Sistema de 24 Barras IEEE-RTS	49
4.2.1	Descrição do Sistema IEEE-RTS	49
4.2.2	Comparação entre Métodos K-Means e Spectral Clustering: IEEE-RTS	53
4.2.3	Método Elbow	59
4.2.4	Análise de Sensibilidade a Diferentes Despachos	66
4.2.5	Análise de Sensibilidade a Alterações de Topologia	70
4.3	Aplicação no Sistema Interligado Nacional	74
4.3.1	Descrição do SIN	74
4.3.2	Comparação entre Métodos K-Means e Spectral Clustering - SIN	74
4.3.3	Método Elbow	80
4.3.4	Análise de Sensibilidade a Diferentes Despachos	86
4.3.5	Análise de Sensibilidade a Alterações de Topologia	92
4.3.6	Análise de Sensibilidade Temporal	97
4.4	Conclusões	101
5	Conclusões	103
6	Referências bibliográficas	106

Lista de figuras

Figura 3.1 - Exemplo de conjunto de observações a ser clusterizado.....	39
Figura 3.2 - Passo 1 do método <i>K-means</i> : Inicialização dos centroides.....	39
Figura 3.3 - Passo 2 do método <i>K-Means</i> : Classificação das observações em clusters.	40
Figura 3.4 - Classificação das observações em <i>clusters</i>	40
Figura 3.5 - Passo 3 do método <i>K-means</i> - Recálculo dos novos centroides.	40
Figura 3.6 - Passo 4 do método <i>K-Means</i> : Reclassificação das observações em clusters.	41
Figura 3.7 - Observações classificadas em <i>clusters</i> após a convergência.	41
Figura 3.8 - Exemplo de grafo contendo os pesos das conexões.	43
Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema IEEE-RTS.	50
Figura 4.2 - Agrupamento das tarifas do sistema IEEE-RTS original para $k = 2$.55	
Figura 4.3 - Agrupamento das Tarifas do Sistema IEEE-RTS Original para $k=4$	57
Figura 4.4 - Agrupamento das tarifas do sistema IEEE-RTS original para $k=6$. .58	
Figura 4.5 - Histograma das Tarifas Locacionais do Sistema IEEE-RTS.	59
Figura 4.6 - <i>Elbow</i> da soma das distâncias tarifárias.	61
Figura 4.7 - <i>Elbow</i> da soma dos atributos das conexões.	62
Figura 4.8 - <i>Elbow</i> e <i>Knee</i> da soma das distâncias tarifárias obtidas no 63	
Figura 4.9 - <i>Knee</i> da soma das distâncias tarifárias obtida no método SC.....	64
Figura 4.10 - <i>Knee</i> da soma dos atributos das conexões obtida no método SC.64	
Figura 4.11 - <i>Knee</i> da Soma das Distâncias Tarifárias Obtida no método KM. ..	65
Figura 4.12 - <i>Knee</i> da soma dos atributos das conexões obtida no método KM.65	
Figura 4.13 - Agrupamento das tarifas do sistema IEEE-RTS original para $k = 5$	66
Figura 4.14 - Agrupamento das tarifas para diferentes cenários de despacho do sistema IEEE-RTS.	69
Figura 4.15 - Diagrama unifilar no sistema IEEE-RTS contendo o C1 da LT 20-22.	71
Figura 4.16 - Diagrama do sistema IEEE-RTS contendo C1 e C2 da LT 20-22. 72	

Figura 4.17 - Agrupamento das Tarifas para Diferentes Cenários de Topologia do Sistema IEEE-RTS.....	73
Figura 4.18 - Tarifas locais (geração) calculadas para o SIN referentes ao ciclo tarifário 2020-2021.....	75
Figura 4.19 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 2$	76
Figura 4.20 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 5$	76
Figura 4.21 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 5$ com mudança de escala na barra de cores de modo que a divisão das zonas representadas pela cor azul escuro ficasse mais evidente.....	77
Figura 4.22 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 10$	78
Figura 4.23 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k=10$ com mudança de escala na barra de cores de modo que a divisão das zonas ficasse mais evidente.	78
Figura 4.24 - Histograma das tarifas locais do SIN.....	79
Figura 4.25 - Elbow da soma das distâncias tarifárias para o SIN.....	80
Figura 4.26 - <i>Elbow</i> da soma dos atributos das conexões para o SIN.	81
Figura 4.27 - <i>Knee</i> da soma das distâncias tarifárias obtida no método KM para o SIN.....	82
Figura 4.28 - <i>Knee</i> da soma dos atributos das conexões obtida no método KM	82
Figura 4.29 - <i>Knee</i> da soma das distâncias tarifárias obtida no método SC.....	83
Figura 4.30 - <i>Knee</i> da soma dos atributos das conexões obtida no método SC.	83
Figura 4.31 - Agrupamento das tarifas locais do SIN utilizando o número de zonas obtido pelo método <i>Knee</i> para o KM e o SC.	84
Figura 4.32 - Comparação das tarifas locais oficiais e o agrupamento obtido pelo método SC em 22 zonas tarifárias.....	85
Figura 4.33 - Tarifas locais calculadas para o SIN referentes ao Cenário Original do ciclo tarifário 2014-2015.....	87
Figura 4.34 - Tarifas locais calculadas para o SIN referentes ao Cenário 1 do ciclo tarifário 2014-2015.	88
Figura 4.35 - Agrupamento em zonas tarifárias utilizando o método SC para o Cenário Original do SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.....	88
Figura 4.36 - Agrupamento em zonas tarifárias utilizando o método SC para o.	89
Figura 4.37 - Diferença entre as tarifas locais calculadas no Cenário 1 e o Cenário Original para o SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.....	89
Figura 4.38 - Tarifas locais calculadas para o SIN referentes ao Cenário 2 do ciclo tarifário 2014-2015.	90

Figura 4.39 - Agrupamento em zonas tarifárias utilizando o método SC para o Cenário 2 do SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.....	91
Figura 4.40 - Diferença entre as tarifas locais calculadas no Cenário 2 e o Cenário 1 para o SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.....	91
Figura 4.41 - Diagrama unifilar do SIN com destaque no circuito duplo da LT Campina Grande III – Ceará Mirim 2 500 kV disponibilizado em (46).....	93
Figura 4.42 - Diagrama unifilar do SIN com destaque no circuito duplo da LT Ceará Mirim 2 – Extremoz 230 kV disponibilizado em (46).	93
Figura 4.43 - Diferença das tarifas locais calculados do Cenário 1 x Cenário Original e Cenário 2 x Cenário Original.	94
Figura 4.44 - Diferença das tarifas locais calculados do Cenário 1 x Cenário Original e Cenário 2 x Cenário Original com foco no Nordeste.....	94
Figura 4.45 - Agrupamento das tarifas locais via método SC para diferentes cenários de topologia do SIN.	96
Figura 4.46 - Tarifas locais oficiais calculadas para os ciclos tarifários 205-2016, 2016-2017- 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021 utilizando a mesma escala.	98
Figura 4.47 - Tarifas locais oficiais calculadas para os ciclos tarifários 205-2016, 2016-2017- 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021.	99
Figura 4.48 - Tarifas locais oficiais calculadas para os ciclos tarifários 205-2016, 2016-2017- 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021 com mudança na escala de cores.	100

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Dados de Geração do Sistema IEEE-RTS.....	51
Tabela 4.2 - Dados de Carga do Sistema IEEE-RTS.....	51
Tabela 4.3 - Dados de Linha do Sistema IEEE-RTS.....	52
Tabela 4.4 - Resultado das tarifas agrupadas do sistema IEEE-RTS original	53
Tabela 4.5 - Resultado das Tarifas Agrupadas do Sistema IEEE-RTS Original .	56
Tabela 4.6 - Resultado das Tarifas Agrupadas do Sistema IEEE-RTS Original .	57
Tabela 4.7 - Dados de Capacidade Instalada e Potência Despachada dos Cenários Estudados para o Sistema IEEE-RTS.....	67
Tabela 4.8 - Resultado das Tarifas Agrupadas para Diferentes Cenários de Despacho.	67
Tabela 4.9 - Dados do Circuito 1 da LT 20-22 Referente ao Cenário 3 de Análise.	70
Tabela 4.10 - Dados dos Circuitos 1 e 2 da LT 20-22 Referente ao.....	71
Tabela 4.11 - Tarifas Agrupadas para Diferentes Cenários de Topologia.	72

Lista de abreviaturas

AMSE:	Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
CUST:	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EUST:	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
KM:	<i>K-Means</i>
MUST:	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RAP:	Receita Anual Permitida
SC:	<i>Spectral Clustering</i>
SDA:	Soma das Distâncias dos Atributos
SIN:	Sistema Interligado Nacional
SSE:	<i>Sum of Squared Errors</i> (Soma dos Erros Quadrados)
TUST:	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
ZTT:	Zonas Tarifárias de Transmissão

1

Introdução

1.1

Considerações Iniciais

No Brasil, os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN), isto é, geradores, consumidores e concessionárias de distribuição de energia elétrica, têm de pagar pelo uso dos equipamentos de transmissão disponibilizados pelas transmissoras detentoras destes ativos.

De acordo com o Submódulo 1.2 dos Procedimentos de Rede [1], a Receita Anual Permitida (RAP) corresponde ao valor que deverá ser remunerado às transmissoras referente à prestação de serviço público de transmissão vinculado às instalações de transmissão componentes de seu contrato de concessão.

De forma a realizar a remuneração da disponibilidade destes equipamentos às transmissoras, os usuários do sistema de transmissão devem participar da Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (AMSE), realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mediante assinatura prévia de seus Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

De acordo com os procedimentos de rede [1], o CUST é o instrumento contratual celebrado entre um usuário da rede básica, o ONS e os agentes de transmissão, estes representados pelo ONS, no qual são estabelecidos os termos e condições relacionados ao uso da rede básica. Nele, os usuários contratam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) que pretendem injetar ou demandar da rede.

Conforme disposto na Resolução Normativa [2], o MUST contratado por centrais de geração será dado pelo valor declarado pelo usuário da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ser no mínimo igual à potência instalada subtraída da carga própria. Em relação às unidades consumidoras e distribuidoras, a regulamentação estabelece que os MUST contratados deverão corresponder à máxima demanda anual de potência elétrica, por ponto de conexão e horário de contratação (horários na ponta e fora da ponta).

Ainda estabelecido pela Resolução [2], os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) são devidos multiplicando-se os valores de MUST pelas

denominadas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), por ponto de conexão e horário de contratação. Ressalta-se que os MUST considerados no cálculo dos encargos de uso são determinados como o maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu, em conformidade com [3], o procedimento de cálculo das TUST que são aplicadas aos usuários da rede.

As TUST são publicadas anualmente, por meio da emissão de Resolução Homologatória, e seu período de vigência se inicia em 1º de julho e termina em 30 de junho do ano seguinte, sendo denominado ciclo tarifário. Os agentes do segmento geração têm suas tarifas publicadas por empreendimento, já os agentes do segmento consumo têm suas tarifas definidas por ponto de conexão.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.726, emitida em 14.07.2020, alterada pela REH nº 2.748, de 11.08.2020, definiu as TUST para o ciclo 2020-2021, isto é, vigentes para o período de 1º de julho de 2020 até 30 de junho de 2021.

A TUST é constituída por duas parcelas: locacional e selo. A parcela locacional é calculada com base na metodologia de custo marginal e reflete o custo do uso da rede pelo usuário conectado na rede básica. Já a parcela selo está relacionada ao custo das folgas da transmissão, apresentando valor constante para todos os usuários.

O foco desta dissertação consiste no estudo de um método alternativo para o estabelecimento das TUST, que visa agrupar usuários que possuam características similares do ponto de vista tarifário e elétrico em zonas tarifárias. Neste sentido, cada zona tarifária apresentaria um único valor de tarifa, calculado como a média das tarifas finais dos usuários pertencentes àquela região ponderada pelos valores de seus MUST. Para tanto, foram avaliados os métodos de agrupamento *K-Means* (KM) [4] e *Spectral Clustering* (SC) [5] e [6], que serão apresentados no Capítulo 3 desta dissertação.

Para definição das zonas tarifárias foi desenvolvido um algoritmo em Matlab, que foi aplicado no sistema de 24 barras do IEEE-RTS [7] e no SIN, de modo a avaliar o comportamento dos métodos em sistemas de pequeno e grande porte. Ressalta-se que o cálculo das tarifas locais que subsidiam o algoritmo desenvolvido foi feito utilizando o programa Nodal (programa oficial de cálculo das TUST, disponibilizado pela ANEEL) e o programa TUST, proposto em [8] e que será detalhado posteriormente.

Adicionalmente, serão aplicados algoritmos para validação do número de *clusters* ou grupos com o intuito de amparar a definição do número ideal de zonas tarifárias em que se deseja dividir o sistema de transmissão.

De forma complementar, serão apresentadas análises de sensibilidade da clusterização (i.e., agrupamento) do sistema elétrico considerando alterações de despacho, mudanças de topologia e evolução tarifária ao longo dos anos.

1.2 Estado da Arte

Segundo [9], as metodologias de alocação de custos de transmissão podem ser fundamentadas em métodos que traduzem comportamentos médios, incrementais ou marginais.

Os métodos baseados em comportamentos médios repartem os custos de transmissão entre os usuários com base na proporção de variáveis regulatórias, potência de ponta ou energia transmitida e podem ou não considerar estudos de fluxo de potência.

O método Pro Rata ou Selo [10] é um exemplo em que o custo total da transmissão é dividido entre os agentes de forma proporcional à sua geração ou carga. O método não possui sinalização locacional, pois as tarifas calculadas são iguais para todos os agentes. Por este motivo, muitas vezes ele é utilizado de forma combinada com outros métodos que são capazes de alocar custos considerando o impacto de cada usuário na rede.

O método Caminho do Contrato [11] baseia-se na hipótese de que existe um caminho a ser percorrido entre a geração e a carga. Assim, a variação de 1 MW na barra de geração é compensada por uma variação de mesmo valor na barra do consumidor contratado, que possui a responsabilidade de pagamento dos circuitos elétricos que compõe o caminho do contrato.

De acordo com [12], uma das desvantagens deste método é que a energia elétrica é regida pelas leis da física, podendo não seguir o caminho especificado. Portanto, os agentes envolvidos podem fazer uso de linhas de transmissão que não remuneram. Outra desvantagem observada em [13] é que, além de não fornecer sinais econômicos adequados, o método Caminho do Contrato pode ocasionar valores de tarifas extremamente altos para usuários que se encontrem distantes eletricamente.

Existem também as metodologias baseadas na divisão proporcional [9], [14] e [15], que utilizam a premissa de que o fluxo de potência que sai de uma barra

consiste na combinação proporcional dos fluxos que nela incidem. Em [16], o valor de Shapley [17] é utilizado para validação do princípio da divisão proporcional no problema de alocação de perdas.

O método MW-Milha [11] e [18] considera o montante em MW transmitido entre a barra que injeta potência e a barra que absorve considerando o comprimento das linhas de transmissão (LT) entre elas. Foram apresentadas duas versões para este método, uma fundamentada no montante de potência transmitido e a distância entre as barras de injeção e absorção de potência, e outra versão que considera o resultado do fluxo de potência de um determinado ponto de operação.

Na primeira versão do método MW-Milha, quanto maior o montante transmitido e a distância entre as barras, maior será o encargo associado. Dessa forma, ele apresenta um sinal econômico indicando que há um custo menor para o gerador que se conectar próximo a centros de carga, e vice-versa.

Já na segunda versão do método MW-Milha, primeiramente calcula-se o fluxo de potência a fim de se obter um caso base para o sistema. Após a determinação dos fluxos em todos os equipamentos da rede, os custos são alocados na proporção da razão entre o fluxo de potência associado a cada transação bilateral e a capacidade de cada circuito. Como o fluxo de potência nos circuitos costuma ser menor que a capacidade deles, este método não recupera o custo total da transmissão, sendo necessário associá-lo a outra metodologia.

O método do Módulo [19] e [20] utiliza a premissa de que todos os agentes devem pagar não somente pelo uso, mas também pela reserva de capacidade da transmissão. Isto se justifica pela necessidade de atendimento aos critérios de confiabilidade, estabilidade e segurança da operação e planejamento do sistema.

O método do Fluxo Positivo [20] assume que não há custo para o agente que ocasione fluxo de potência na direção oposta aos ramos da rede. Desse modo, há um incentivo financeiro para os agentes que contribuam para a diminuição do fluxo nos circuitos.

A metodologia denominada Fluxo Dominante [20] surge como uma combinação dos métodos do Módulo e do Fluxo Positivo. Nela, a alocação de custos da transmissão é formada por duas parcelas, R_1 e R_2 . A parcela R_1 relaciona-se à capacidade do circuito que é efetivamente utilizada e é custeada pelos agentes que apresentam fluxo na direção positiva, enquanto a parcela R_2 relaciona-se à capacidade disponível não utilizada dos circuitos e é custeada por todos os agentes.

Uma limitação apontada em [21] dos métodos apresentados até o momento é que eles consideram apenas o custo da rede de transmissão existente, ignorando o custo das expansões previstas do sistema.

De acordo com [22], [23] e [24], as metodologias incrementais são capazes de contemplar o custo da expansão da rede em seu cálculo. Um exemplo de método incremental é o *Long-Run Incremental Cost Methods* (LRIC) [19], cujo princípio consiste em contabilizar o custo incremental associado a uma transação, que corresponderá à diferença entre os custos de operação, manutenção, expansão e reforços do sistema na presença e na ausência dela. Para tanto, é necessário estabelecer um caso base para comparação.

Entretanto, as metodologias incrementais apresentam alta complexidade na contabilização dos custos relacionados a cada transação e dependem dos resultados com relação à sequência de inclusão das transações, introduzindo um caráter discriminatório na alocação dos custos [9].

As metodologias marginais [23] buscam avaliar, em relação a um determinado ponto de operação do sistema, a variação dos custos de transmissão associada pela variação marginal de alguma grandeza, por exemplo a injeção ou absorção de potência em um barramento. Assim, a alocação de custos é feita com base no uso efetivo da rede. Os sinais econômicos emitidos pelos preços marginais [25] justificam a aplicação de tais métodos na tarifação do uso em outros países.

O Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) [26] corresponde ao custo de suprir uma unidade adicional de energia utilizando apenas os circuitos elétricos existentes. No caso do sistema brasileiro, que conta com forte participação de geração hidroelétrica, o cálculo do custo de produção de energia é baseado na programação dinâmica dual estocástica, tendo em vista que uma decisão de despachar ou guardar água hoje tem influência no futuro.

A aplicação do CMCP não é suficiente para a recuperação do custo total da transmissão, pois não leva em conta as expansões da rede. Assim, de forma a tornar a recuperação dos custos mais aderente aos valores de RAP das empresas, são incluídos os custos de investimentos no cálculo [27] e os custos marginais passam a ser de longo prazo.

O Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) utiliza o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão como base para o cálculo do valor dos serviços da transmissão. Para determinar seu valor é necessário considerar um horizonte futuro, onde serão avaliadas as previsões de expansão do sistema, bem como seus custos associados.

A metodologia Nodal [28] foi adotada pela ANEEL para subsidiar o cálculo das tarifas de transmissão do SIN utilizando o conceito de CMLP. As TUST são estabelecidas por barra e os custos são alocados na proporção de 50% para geração e 50% para carga. Segundo [29], as TUST deverão:

1. Assegurar tratamento equânime aos agentes;
2. Assegurar a cobertura dos custos compatíveis com custos-padrão;
3. Estimular novos investimentos nos sistemas elétricos;
4. Induzir a otimização da utilização dos sistemas elétricos;
5. Minimizar os custos de expansão ou utilização dos sistemas elétricos.

A TUST é formada por duas componentes: a parcela locacional e a parcela selo. A parcela locacional da tarifa é calculada utilizando o CMLP e reflete o uso da rede por cada agente conectado. Neste sentido, a localização elétrica do agente impacta diretamente nos valores das tarifas. Um agente de geração conectado em meio a agentes de consumo terá uma tarifa mais baixa do que se estivesse conectado longe dos centros de carga, pois utilizará menos a rede no atendimento à carga. Desse modo, a parcela locacional estabelece uma sinalização econômica para os agentes, com o objetivo de otimizar o uso da rede de transmissão.

Tendo em vista que o uso da rede não ocorre em sua máxima capacidade, isto é, há folgas na transmissão principalmente devido ao critério de segurança N-1 utilizado durante o planejamento de expansão da rede, a parcela locacional da TUST não é suficiente para a recuperação total dos custos da transmissão. De forma a recuperar o valor integral da RAP, foi estabelecida a parcela selo da tarifa, calculada com base na metodologia *Pro Rata*, que irá recuperar os custos da capacidade não utilizada da transmissão.

Em [8] foi proposta uma nova metodologia de alocação de custos da transmissão para sistemas de transmissão interligados por submercados. Neste método também é possível decompor a tarifa em uma parcela relacionada ao uso da rede e uma parcela responsável pela capacidade ainda disponível da transmissão. O objetivo desta metodologia consiste em possibilitar a alocação de custos para diferentes cenários de despacho, de forma que se aproximem mais da realidade da operação.

Com relação a pesquisas mais recentes, em [24] foi proposto um modelo para a consideração na precificação nodal de múltiplos cenários hidrológicos, obtidos por meio de modelagem energética hidrotérmica. O objetivo do método é fortalecer o sinal locacional das tarifas de uso do sistema e torná-las mais

aderentes aos cenários de geração, ou despacho, utilizados em estudos de planejamento da operação de médio prazo, da determinação da política operativa e precificação.

Em [30] foi feita uma análise de sensibilidade de contingências de unidades geradoras e circuitos na alocação dos custos de transmissão entre os usuários da rede. A metodologia proposta inseriu a tarifação nodal em um ambiente de simulação Monte Carlo não sequencial, a fim de modificar o ponto de operação e avaliar o impacto nos encargos de geradores e consumidores.

Foi apresentado em [23] um procedimento probabilístico para tarifação de sistemas de transmissão considerando a intermitência dos geradores eólicos. Foi observado que a escolha do ponto de operação para o cálculo tarifário impacta significativamente os valores finais dos encargos dos agentes. Duas propostas de escolha de ponto de operação foram discutidas. A primeira, que considera séries históricas de geração, refletindo melhor a operação ao longo do tempo do sistema ao incluir no cálculo todos os eventos de inversões de fluxo. E a segunda, que simula apenas um cenário, em bases estatísticas, sendo mais simples de ser aplicada e tendo como benefício a adoção de um ponto de operação baseado em dados reais dos parques eólicos.

Em relação à tarifação zonal, os trabalhos [22] e [31] evidenciaram o fato de que as tarifas calculadas pela metodologia nodal tendem a assumir valores praticamente iguais devido à proximidade elétrica entre barras de uma mesma área, sendo interessante alocá-las em uma zona que apresente um valor único de tarifa. Para a identificação destas zonas foi estabelecido um intervalo arbitrário onde as usinas (e cargas), cujos valores de tarifa pertençam a esse intervalo, façam parte dessa zona e assumam o mesmo valor de tarifa. A aplicação do procedimento foi realizada no SIN em ambos os trabalhos.

Em [32] foi utilizado o método de clusterização *K-Means* (KM) [4] para a determinação de zonas tarifárias e suas respectivas médias ponderadas, com o objetivo de padronizar as tarifas de transmissão por região do sistema. O método foi aplicado no sistema acadêmico de 24 barras IEEE-RTS [7].

As duas últimas metodologias apresentadas realizam a classificação das zonas tarifárias tendo como base unicamente o valor das tarifas das barras, o que pode ocasionar o agrupamento de barras distantes eletricamente, mas com valores de tarifas próximos. Esta avaliação será feita no Capítulo 4 desta dissertação.

De forma a mitigar este efeito e buscar o agrupamento de barras considerando a localização eletro-geográfica da barra na rede de transmissão,

será proposta o método *Spectral Clustering* (SC) [5] e [6]. O método SC é baseado em teoria de grafos, de modo que as barras e as linhas de transmissão são representadas como vértices e arestas de um grafo, respectivamente. Nele, são utilizados os autovalores e autovetores da matriz de Laplace que representa a rede como informação para o processo de clusterização.

Em [33], os autores vão além do método padrão de clusterização KM, utilizando um algoritmo baseado no método SC para revelar a estrutura interna de conexões de um sistema de transmissão. Para a modelagem da rede como um grafo, foram utilizados os valores de fluxo de potência e de admitância das linhas como peso para as conexões entre as barras. Foi afirmado pelos autores que, para aplicações em dinâmica, o uso do fluxo de potência como atributo é mais adequado, pois depende do ponto de operação considerado. Já para aplicações estáticas, a utilização da admitância das linhas como atributo torna-se interessante para análise da topologia da rede. O algoritmo foi aplicado em sistemas de pequeno, médio e grande porte, incluindo um modelo da rede de transmissão da Grã-Bretanha.

O trabalho [34] também utilizou o método SC para a divisão de sistemas de transmissão em regiões com características similares. Foi utilizada a admitância entre as linhas de transmissão como medida de similaridade entre os vértices do grafo que representa a rede.

Em [35] foi apresentada uma metodologia de agrupamento de sistemas de transmissão utilizando o método SC, considerando a topologia do sistema, bem como os atributos dos vértices ou barras. Diferentemente dos trabalhos citados anteriormente, ao invés de considerar o fluxo de potência ou a admitância das linhas, foi considerada a diferença entre o preço marginal locacional entre barras como medida de similaridade entre elas. A ideia de utilizar o custo marginal de cada barra como atributo resulta da finalidade do preço marginal locacional: incentivar o uso racional de energia elétrica tendo como base a interdependência entre a geração e transmissão. O algoritmo foi aplicado na rede de transmissão da Alemanha.

A maioria dos algoritmos de clusterização necessita da definição prévia do número de *clusters* [36] a ser considerado no agrupamento. O método *Elbow* ou Cotovelo [37] utiliza o princípio de que existe um número ótimo k de clusters e que a partir deste número, o ganho de informação não justifica o uso computacional da clusterização. Para identificação deste ponto, o algoritmo de clusterização tem de ser rodado várias vezes, onde uma medida da qualidade do agrupamento é

plotada num gráfico. O ponto em que a curva forma um “cotovelo” corresponde ao número de grupos em que os dados deverão ser divididos.

Em [36] os autores propuseram um procedimento para estimar o número ideal de *clusters* de forma autônoma. Para identificar o ponto de “cotovelo” ou “joelho” da curva, o método realiza o cálculo do ponto de máxima curvatura da função que reflete a medida de qualidade do agrupamento para diferentes números de *clusters*.

No trabalho [38] foi apresentada uma definição formal para o “joelho” de uma curva formada por dados discretos utilizando o conceito matemático de curvatura para funções contínuas. O algoritmo proposto permite a identificação do ponto de máxima curvatura baseando-se na ideia de que o “joelho” da curva corresponde aproximadamente ao valor de máximo local, que pode ser obtido a partir de uma rotação de eixos. O algoritmo será explicado em detalhes no Capítulo 4 desta dissertação.

1.3 Objetivo

Atualmente, a metodologia Nodal utilizada pela ANEEL para cálculo das TUST considera uma parcela locacional e uma parcela selo. Enquanto a parcela locacional está relacionada ao uso do sistema pelos agentes, a parcela selo é responsável por recuperar o custo da porção da rede que não é utilizada.

Tendo em vista que o cálculo da parcela locacional das TUST é subsidiado por um caso base de fluxo de potência, a proximidade elétrica das barras acaba resultando em valores tarifários muito próximos.

O objetivo desta dissertação consiste em apresentar uma nova metodologia de cálculo tarifário a ser incorporada à metodologia nodal que identifique as barras que possuam características tarifárias e elétricas similares, de modo a determinar zonas tarifárias no SIN. Neste sentido, cada zona tarifária apresentará um valor único de tarifa que corresponderá à média das tarifas finais calculadas para aquelas barras via método nodal ponderada pelos valores de MUST dos participantes da zona.

A tarifação zonal consiste em uma boa alternativa de representação de um sistema de transmissão de grande porte como o SIN. Ela contribui para a simplificação da identificação de regiões que apresentem uma melhor sinalização locacional para a conexão de novos usuários, colaborando, assim, para a utilização racional do sistema de transmissão.

Os algoritmos de clusterização *K-Means* e *Spectral Clustering* serão utilizados para a identificação destas zonas tarifárias. Serão estudados também modelos matemáticos para auxiliar na escolha do número ideal de zonas a se dividir o sistema.

Adicionalmente, serão realizadas simulações alterando o caso base de estudo, considerando variações de despacho e de topologia, bem como a evolução tarifária ao longo do tempo, de forma a avaliar o comportamento do agrupamento realizado.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação se divide em 5 capítulos, que serão descritos de forma breve a seguir.

O presente capítulo descreve os principais conceitos que permeiam a alocação de custos da transmissão no Brasil, além de apresentar o estado da arte das metodologias de tarifação do uso da transmissão.

O Capítulo 2 apresenta a formulação matemática que subsidia a metodologia Nodal de cálculo das tarifas, tais como o fluxo de potência linearizado, cálculo da matriz de sensibilidade, formação das parcelas locacional e selo da TUST e critério de despacho do caso base de estudo.

O Capítulo 3 introduz os métodos de clusterização KM e SC utilizados no agrupamento do sistema em zonas tarifárias, bem como a formulação matemática por trás destes algoritmos.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos no agrupamento em zonas tarifárias do sistema de 24 barras do IEEE-RTS e no SIN. Primeiramente, foi realizada uma comparação da clusterização destes sistemas utilizando os algoritmos KM e SC. Em seguida, foram aplicados modelos matemáticos baseados no método *Elbow* para a identificação do número ideal de zonas tarifárias a serem consideradas. Além disso, foram realizadas análises de sensibilidade a alterações de despacho, mudanças de topologia e evolução temporal dos casos base utilizando o método SC.

Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho e a proposição de trabalhos futuros a serem estudados relacionados à pesquisa apresentada.

2 Metodologia para Tarificação do Uso de Sistemas de Transmissão

2.1 Introdução

De acordo com [12], o critério adotado para cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST no Brasil parte da premissa de que cada usuário que utiliza a rede de transmissão, carga ou geração, deve arcar de forma individual pelos custos que provoca. Neste sentido, cada ponto de conexão terá um valor de TUST atribuído a ele referente à remuneração dos investimentos realizados pelas transmissoras nos equipamentos pertencentes à Rede Básica.

A utilização da metodologia Nodal no cálculo das TUST foi definida na Resolução Normativa ANEEL nº 281/1999 [29] e posteriormente substituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 [3]. Tal resolução estabelece que as TUST sejam aplicadas em base mensal e calculadas considerando a metodologia marginal, a partir do rateio inicial dos encargos de uso do sistema de transmissão na proporção de 50% para o segmento geração e 50% para o segmento consumo. Outra premissa importante estabelecida pela resolução refere-se ao despacho a ser considerado no fluxo de potência linear que subsidia o cálculo das tarifas nodais. Foi estabelecido o despacho de todas as centrais geradoras de forma proporcional à sua potência disponível, de forma a manter o equilíbrio carga/geração por submercado do SIN.

Nesta dissertação, além da utilização da metodologia Nodal na forma convencionalizada pela ANEEL, será estudado o agrupamento de agentes do mesmo segmento por zonas tarifárias tendo como base a metodologia de cálculo de tarifas desenvolvida em [8] e [22], que abrange não somente o despacho por submercados, como também outros tipos de despacho mais realistas, como por exemplo, o despacho considerando o SIN com um único submercado.

Em ambos os métodos, a tarifa final de uso do sistema de transmissão é formada por duas parcelas, a parcela locacional e a parcela selo. A parcela locacional da TUST está relacionada diretamente com a utilização da rede pelo usuário conectado em determinado ponto de conexão. Ela reflete o impacto da

injeção ou absorção de 1 MW numa barra em todos os outros equipamentos de transmissão pertencentes à Rede Básica. Já a parcela selo tem a função de remunerar os custos totais da RAP não recuperados em sua totalidade pela parcela locacional, isto é, ela representa a parcela “ociosa” (i.e., reserva de capacidade) dos equipamentos da rede.

A seguir será apresentada a formulação matemática do fluxo de potência linearizado DC, matriz de sensibilidade β e tarifa nodal, utilizados em ambas as metodologias.

2.2 Fluxo de Potência Linearizado DC

De acordo com [39], o fluxo de potência ativa entre duas barras i e k é definido como:

$$P_{ik} = -G_{ik}V_i^2 + V_iV_k(G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.1)$$

onde:

V_i, V_k – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $i - k$ em p.u.;

θ_{ik} – diferença entre os ângulos das tensões das barras i e k em radianos;

G_{ik} – condutância elétrica (parte real da matriz de admitância nodal) em p.u.;

B_{ik} – susceptância elétrica (parte imaginária da matriz de admitância nodal) em p.u..

A injeção de potência ativa na barra i corresponde à soma dos fluxos que saem da barra, portanto:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_i} P_{ik} \quad (2.2)$$

De outra forma,

$$P_i = V_i \sum_{k \in \Omega_i} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.3)$$

onde:

Ω_i – conjunto das barras adjacentes à barra i

A modelagem matemática do Fluxo de Potência Linearizado DC leva em consideração as seguintes aproximações:

$$\begin{aligned} V_i &\cong V_k \cong 1 \\ G_{ik} &\cong 0 \\ \theta_i &\cong \theta_k \\ \text{sen}(\theta_{ik}) &\cong \theta_i - \theta_k \\ \text{cos}(\theta_{ik}) &\cong 1 \end{aligned} \quad (2.4)$$

Portanto, o fluxo P_{ik} pode ser aproximado por:

$$P_{ik} \cong B_{ik}(\theta_i - \theta_k) \quad (2.5)$$

$$P_i \cong \sum_{k \in \Omega_i} B_{ik} \theta_{ik} \quad (2.6)$$

Matricialmente, pode-se escrever para um sistema com nb barras:

$$P = B' \theta \quad (2.7)$$

onde:

θ – vetor ($nb \times 1$) dos ângulos das tensões nodais θ_k em radianos;

P – vetor ($nb \times 1$) das injeções líquidas de potência ativa de cada barra em p.u.;

B' – matriz ($nb \times nb$) de admitância nodal, cujos elementos (em p.u.) são:

$$B'_{ik} = -B_{ik}, \quad \text{se } k \in \Omega_i \quad (2.8)$$

$$B'_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} B_{ik} \quad (2.9)$$

A matriz B' é singular, portanto, não admite inversa. Para tornar o sistema viável, basta retirar a coluna e a linha referentes à barra de referência (*swing*) do sistema, visto que ela possui seu ângulo especificado. Desse modo, a nova matriz B' torna-se não singular, permitindo o cálculo dos ângulos de tensão de todas as

outras barras do sistema. Portanto, considerando a nova matriz B' , sem a linha e a coluna referentes à barra de referência do sistema, ainda representada por B' , só que com dimensão reduzida $(nb - 1) \times (nb - 1)$, e tendo os vetores θ e P suas dimensões reduzidas temporariamente também para $(nb - 1 \times 1)$, pode-se escrever:

$$\theta = (B')^{-1}P \quad (2.10)$$

2.3 Matriz de Sensibilidade β

O vetor de injeções de potência nas barras é dado por:

$$P = A F_L \quad (2.11)$$

onde:

A – matriz de incidência nodal de dimensão $(nb \times nl)$. Se o fluxo de potência ativa entre as barras i e k é positivo, a matriz de incidência nodal assume o valor $A_{ik} = +1$ e o valor $A_{ki} = -1$. Caso não haja conexão, $A_{ik} = A_{ki} = 0$.

F_L – vetor de fluxos de potência ativa nos ramos, de dimensão $(nl \times 1)$.

P – vetor de injeção de potência ativa nodal, de dimensão reestabelecida para $(nb \times 1)$.

nl – número de linhas do sistema.

nb – número de barras do sistema.

O fluxo de potência linearizado F_{km} entre as barras k e m em função da diferença angular θ_{km} e o elemento correspondente da matriz B' é dado por:

$$F_{km} = B'_{km} \theta_{km} \quad (2.12)$$

Portanto, pode-se mostrar que o fluxo de potência ativa nos ramos do sistema é definido como:

$$F_L = D C \theta \quad (2.13)$$

onde:

D – Matriz ($nl \times nl$) diagonal de susceptâncias do sistema extraída da matriz B . Os elementos da diagonal principal correspondem as susceptâncias das linhas de transmissão e o restante dos elementos possuem o valor zero.

$C = A^T$ – matriz de incidência nodal transposta de dimensão ($nl \times nb$).

θ – Vetor angular de tensões nodais, de dimensão reestabelecida para ($nb \times 1$), com a posição da barra de referência preenchida com zero.

Tem-se:

$$F_L = D C X P \quad (2.14)$$

onde:

X – Matriz inversa da rede, preenchida com zeros na linha e coluna relativas à barra de referência, portanto, de dimensão $nb \times nb$, em p.u., i.e.,

$$X = (B')^{-1}, \text{ aumentada com linha e coluna nulas} \quad (2.15)$$

Observe que (2.14) a relação entre os fluxos nos circuitos e as injeções de potência ativa nas barras é linear, neste sentido, pode-se escrever:

$$F_L = \beta P \quad (2.16)$$

Finalmente a matriz de sensibilidade do sistema é definida como:

$$\beta = D C X \quad (2.17)$$

A matriz β definida por (2.17) possui nl linhas e nb colunas e seus termos representam as derivadas parciais (1ª ordem) dos fluxos de potência ativa nos circuitos com relação às injeções de potência ativa nas barras, i.e.,

$$\beta = \partial F / \partial P \quad (2.18)$$

Os elementos da matriz β , de dimensão $nl \times nb$, são denominados fatores de sensibilidade e definem o incremento de fluxo em cada linha de transmissão decorrentes do incremento de demanda ou geração em cada barra do sistema, de acordo com [8], [22], [26] e [28].

2.4 Tarifação Nodal

A metodologia Nodal [28] é utilizada no Brasil para o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas nodais são calculadas para todos os usuários da rede, refletindo a variação do custo da “rede ideal de custo mínimo” decorrente da injeção ou absorção de potência incremental em cada ponto de conexão do sistema, conforme [26].

A “rede ideal de custo mínimo”, de acordo com [28], consiste na rede necessária para o atendimento da demanda utilizando a geração proveniente das usinas existentes, e que possui a mesma topologia da rede existente, observando as ampliações previstas ao longo do tempo. A capacidade de transmissão de uma rede ideal de custo mínimo corresponde exatamente ao fluxo verificado no equipamento, de forma que não são consideradas margens de transmissão na rede.

As tarifas nodais são calculadas com base em dois métodos: o método marginal, que é utilizado no cálculo da parcela locacional da tarifa, e o método “Selo Postal”, utilizado no cálculo da parcela selo.

A formulação matemática do cálculo das parcelas locacional, selo e, enfim, da tarifa final de uso do sistema de transmissão, serão apresentadas em seguida.

2.4.1 Parcela Locacional da Tarifa

Conforme mencionado, a parcela locacional da tarifa nodal é calculada como a variação do custo da rede ideal de custo mínimo referente ao acréscimo marginal de potência na barra. O termo locacional se deve ao fato de que a localização do agente na rede impactará diretamente no valor da sua tarifa. Um agente “bem localizado” é aquele que reduz os fluxos nos elementos da rede ao injetar ou demandar 1MW da rede e vice-versa. Por exemplo, caso um gerador se conecte numa região elétrica predominantemente de cargas, o valor da sua tarifa locacional tende a ser baixo. Analogamente, na hipótese de um gerador se conectar numa região predominantemente ocupada por geradores, o valor de sua tarifa locacional tende a ser mais alto.

Assim, seguindo a notação de [23], pode-se definir de maneira simplificada a parcela locacional da tarifa nodal em um período de apuração T como:

$$\pi_j = \frac{\partial K}{\partial P_j} \quad (2.19)$$

onde:

π_j – tarifa locacional ou parcela locacional da tarifa nodal para a barra j ($\$/MW \times T$)

K – custo de reposição ou custo de investimento da rede ideal de custo mínimo ($\$/T$)

P_j – injeção de potência na barra j (MW)

Como citado anteriormente, a rede ideal de custo mínimo não apresenta folgas na transmissão, de modo que os equipamentos da rede encontram-se na sua capacidade operativa máxima, o que não representa a realidade do sistema de transmissão brasileiro. Portanto, o custo K será considerado como o custo total utilizado da transmissão, aqui chamado de CTU .

Neste ponto, faz-se necessária a distinção entre a metodologia de cálculo aplicada pela ANEEL por meio do programa Nodal [28] e a metodologia utilizada no programa TUST [8], [22].

A tarifa locacional da barra j , referente à parcela locacional da tarifa nodal, utilizada no programa TUST é definida como:

$$\pi_j = \frac{\partial CTU}{\partial P_j} = \sum_{i=1}^{nl} \frac{CT_i}{\bar{f}_i} \beta_{ij} \quad (2.20)$$

onde:

CTU – custo total utilizado da transmissão ($\$/ano$)

P_j – injeção de potência na barra j

CT_i – custo unitário do circuito i em ($\$/T$)

\bar{f}_i – capacidade do circuito i em (MW)

β_{ij} – termo $i - j$ da matriz de sensibilidade

Tanto no programa Nodal quanto no programa TUST existe a consideração do fator de ponderação no cálculo da tarifa, como mostra a equação abaixo:

$$\pi_j = \frac{\partial CTU}{\partial P_j} = \sum_{i=1}^{nl} \frac{CT_i}{\bar{f}_i} \beta_{ij} F_{pond_L} = \sum_{i=1}^{nl} CT_i \beta_{ij} \frac{F_L}{\bar{f}_i^2} \quad (2.21)$$

onde:

$$F_{pond_L} = \frac{F_L}{\bar{f}_i} - \text{fator de ponderação do carregamento do elemento } L$$

F_L – fluxo no elemento L do sistema (MW)

O fator de ponderação [28] possui valor 0 (zero) se o nível de carregamento do elemento estiver abaixo de um limite mínimo pré-estabelecido e vale 1 (um), caso esteja acima do limite máximo.

A utilização do fator de ponderação [28] teve o intuito de desconsiderar do cálculo das tarifas nodais o impacto dos elementos que possuam carregamento inferior ao mínimo estabelecido. Entretanto, o que é visto na prática é que, ao fazer uso do fator de ponderação, há uma diminuição na parcela locacional que compõe a tarifa nodal, visto que a parcela é dividida pela capacidade do circuito \bar{f}_i elevada ao quadrado.

Na metodologia utilizada no programa TUST, o CTU é obtido aplicando-se as tarifas locacionais sobre os valores de geração e carga no ponto de operação do fluxo de potência DC calculado [8], [22] e [23]. Já no programa Nodal, os encargos devidos à parcela locacional da tarifa são calculados baseando-se nas potências instaladas dos geradores e nas demandas contratadas das cargas [12].

$$CTU_{geração} = \sum_{j=1}^{nb} \pi_j PG_j \quad (2.22)$$

$$CTU_{carga} = - \sum_{j=1}^{nb} \pi_j PC_j \quad (2.23)$$

onde, para o programa TUST:

PG_j – potência gerada em cada barra j (MW)

PC_j – potência demandada em cada barra j (MW)

onde, para o programa Nodal:

PG_j – capacidade instalada em cada barra j (MW)

PC_j – potência demandada contratada em cada barra j (MW)

Outra diferença a ser destacada entre a formulação matemática do programa Nodal e do programa TUST refere-se à forma de tratar a influência da barra de referência (e a divisão de encargos na proporção 50%:50% entre geração e carga) no cálculo da parcela locacional. No caso do programa Nodal faz-se somente um único ajuste para se obter a tarifa final. No caso do programa TUST são feitos dois ajustes de modo a se explicitar a tarifa locacional e de se ter flexibilidade na divisão dos encargos, além daquela adotada no Brasil, i.e., 50%:50%.

Conforme explicado anteriormente, para montar a matriz de sensibilidade β , que relaciona o impacto da injeção ou absorção de 1MW numa barra em todos os equipamentos de transmissão, é necessário retirar as linhas e colunas referentes à barra de referência arbitrada para o sistema. Consequentemente, os valores absolutos das parcelas locacionais das tarifas nodais serão diferentes de acordo com a barra de referência escolhida. Entretanto, a diferença entre os valores das tarifas entre duas barras de geração ou barras de carga será constante independente da escolha da barra de referência, de acordo com [28].

De forma a tornar o valor absoluto das parcelas locacionais independente da barra de referência, foi adotada na metodologia de cálculo do programa TUST uma parcela aditiva de valor constante nas tarifas nodais, a parcela m [8], [22]. O processo de cálculo da parcela m é explicado a seguir.

No modelo de Fluxo de Potência Linearizado DC, a soma dos elementos de injeções de potência nas barras do vetor P é nula, isto é:

$$\pi_0 \times P = 0 \quad (2.24)$$

onde:

π_0 – vetor de dimensão $1 \times nb$ com elementos iguais a uma constante m

P – vetor de dimensão $nb \times 1$ com as injeções de potência nas barras

Aplicando o ajuste à parcela locacional da tarifa nodal, têm-se:

$$\pi \times P = (\pi + \pi_0) \times P = CTU \quad (2.25)$$

É possível notar que a adição da parcela m não afeta a recuperação do custo total utilizado da transmissão, que permanece igual ao CTU . Para que o cálculo da parcela m considere a divisão do CTU de forma igual para os geradores e as cargas, e tendo em vista que as tarifas locais, referentes à parcela locacional da tarifa nodal, são simétricas para os dois tipos de usuários da rede, pode-se escrever:

$$(\pi + \pi_0) \times PG = (\pi + \pi_0) \times (-PC) \quad (2.26)$$

onde:

PG – vetor de potências geradas (MW)

PC – vetor de potências consumidas (MW)

Desenvolvendo a equação, tem-se:

$$\begin{aligned} \pi \times PG - \pi_0 \times PG &= -\pi \times PC + \pi_0 \times PC \\ \pi_0 \times (PG + PC) &= \pi \times (PG + PC) \\ \pi_0(PG + PC) &= m(PG_1 + PC_1) + m(PG_2 + PC_2) + \dots \\ &\quad + m(PG_n + PC_n) \end{aligned} \quad (2.27)$$

$$m \left(\sum_{j=1}^{nb} PG_j + \sum_{j=1}^{nb} PC_j \right) = \pi(PG + PC) \quad (2.28)$$

Finalmente,

$$m = \frac{\pi(PG + PC)}{\sum_{j=1}^{nb} PG_j + \sum_{j=1}^{nb} PC_j} \quad (2.29)$$

Conclui-se que a parcela m é equivalente à média ponderada das tarifas locais de todas as barras, cujos pesos são iguais à soma dos montantes de geração e carga do sistema. Logo, após a aplicação do ajuste da parcela m , é possível obter valores absolutos de tarifas locais independentes da barra de referência escolhida.

2.4.2 Parcela Selo da Tarifa

Como explicado anteriormente, a parcela locacional é responsável por recuperar o custo utilizado da transmissão, o CTU . Entretanto, o objetivo da tarifa de uso do sistema é ressarcir o custo total dos equipamentos da rede pela sua disponibilidade para as transmissoras. Utilizando a notação de [22] e [23], o custo total a ser ressarcido é denominado CTT , que consiste justamente na Receita Anual Permitida – RAP, conforme definição da ANEEL.

Assim, de modo a remunerar a diferença entre o custo total (CTT) e o custo efetivamente utilizado da rede (CTU), pode-se definir:

$$CTN = CTT - CTU \quad (2.30)$$

A parcela CTN corresponde ao custo a ser pago pelos usuários com o objetivo de remunerar a capacidade ainda disponível dos equipamentos da rede.

A metodologia Pro Rata (ou Selo) foi definida para o rateio do CTN entre os usuários, na proporção de 50% do custo para os agentes de geração e 50% para os agentes de consumo.

A parcela selo da tarifa nodal pode, então, ser determinada:

$$k_g = \frac{CTN/2}{\sum_{j=1}^{nb} PG_j^{instalada}} \quad (2.31)$$

$$k_c = \frac{CTN/2}{\sum_{j=1}^{nbb} PC_j} \quad (2.32)$$

onde:

$PG_j^{instalada}$ – capacidade instalada em cada barra j (MW)

PC_j – potência demandada em cada barra j (MW)

2.4.3 Tarifa Final

Para o programa Nodal, a tarifa final de uso do sistema de transmissão é calculada somando as parcelas selo e locacional das tarifas.

Já na metodologia de cálculo do programa TUST não é possível somar diretamente estas parcelas, visto que são aplicadas a bases de potência

diferentes, potência instalada ou despachada. Deste modo, é necessário calcular o encargo total para cada gerador e dividi-lo por sua capacidade instalada, de forma a obter a tarifa final que irá recuperar o *CTT*.

Considerando que a parcela locacional da tarifa utiliza a premissa de custo marginal, ela pode resultar em valores positivos ou negativos caso a injeção/absorção de potência na barra acarrete numa redução/aumento no carregamento dos equipamentos da rede.

Caso um usuário obtenha tarifa locacional negativa e esta não seja totalmente coberta pela parcela selo, que é sempre positiva e constante para todos os usuários, sua tarifa final apresentará valor negativo.

Como no Brasil os usuários do SIN não são remunerados por meio da TUST, é necessário eliminar tais alocações negativas. Neste sentido, o primeiro passo consiste em identificar o montante total do custo atribuído negativamente e redistribuí-los na forma de uma parcela única para os outros usuários da rede. Dessa forma, os usuários que detinham alocações de custo negativas passarão a ter tarifas finais nulas.

Os desenvolvimentos apresentados anteriormente consideram o fluxo de potência DC linearizado sem perdas, ou seja, carga igual a geração. De forma a representar melhor a realidade, principalmente em sistemas de grande porte, a metodologia TUST modela as perdas em cada linha de transmissão como cargas extras fictícias em suas barras terminais [39] [8], [22]. Dessa forma, serão atribuídos custos a estas cargas fictícias, que serão realocados entre as cargas reais do sistema via selo, adicionando-se a parcela abaixo à tarifa de cada carga [40].

$$\delta_c = \frac{\pi_c \times PFIC}{\sum_{j=1}^{nb} PC_j} \quad (2.33)$$

onde:

π_c – vetor de tarifas locacionais das cargas fictícias de dimensão $1 \times nb$

$PFIC$ – vetor de cargas fictícias de dimensão $nb \times 1$

2.4.4 Critério de Despacho

O critério de despacho utilizado pela ANEEL no cálculo das TUST é chamado proporcional por submercado, pois consiste em despachar todas as centrais geradoras de forma proporcional à sua potência disponível até o atendimento pleno da demanda do submercado somada às perdas.

Como o montante de perdas de cada submercado é dependente do despacho considerado, é necessário um processo iterativo que será inicializado com um despacho original para obtenção dos valores das perdas, para então calcular o primeiro despacho proporcional. Este processo é repetido até que a variação das perdas em todos submercados entre duas iterações seguidas seja menor que uma tolerância pré-determinada.

A seguir é mostrada uma descrição do algoritmo de despacho proporcional por submercado [26]:

1. Executa o fluxo de potência linearizado com perdas a partir do despacho original;
2. Considera a geração de todas as usinas iguais à sua potência disponível;
3. Calcula as perdas de todos os submercados;
4. Armazena o valor das perdas por submercado;
5. Para cada submercado i :
 - 5.1 $ERRO \leftarrow 0$;
 - 5.2 $CARGA_TOTAL(i) \leftarrow$ somatório das cargas mais perdas do submercado i ;
 - 5.3 $GERAÇÃO_TOTAL(i) \leftarrow$ geração total do submercado i ;
 - 5.4 $FATOR \leftarrow CARGA_TOTAL(i) / GERAÇÃO_TOTAL(i)$;
 - 5.5 Multiplica a geração de todos os geradores do submercado i por FATOR. Para os geradores cuja geração for maior que sua potência disponível, atribuir à geração igual a este limite, acumulando estas ultrapassagens na variável ERRO.
 - 5.6 Enquanto $ERRO > 0$:
 - 5.6.1 $POTÊNCIA_RESTANTE(i) \leftarrow$ somatório da potência dos geradores do submercado i que ainda não atingiram o máximo de suas potências disponíveis;
 - 5.6.2 $FATOR_RESTANTE \leftarrow (POTÊNCIA_RESTANTE(i) + ERRO) / POTÊNCIA_RESTANTE(i)$;

5.6.3 Multiplica a potência dos geradores do submercado i que ainda não atingiram o máximo de sua potência disponível por $FATOR_RESTANTE$;

5.6.4 $ERRO \leftarrow 0$;

5.6.5 Para os geradores cuja geração for maior que sua potência disponível, atribuir à geração igual a este limite, acumulando estas ultrapassagens na variável $ERRO$.

6. Executa o fluxo de potência linearizado com perdas;

7. Recalcula as perdas de cada submercado;

8. Caso algum submercado apresente variação de perdas maior que a tolerância, retorna ao Passo 4. Caso contrário, finaliza o despacho proporcional.

Cabe ressaltar que esta premissa de despacho provoca a minimização do uso das interligações, de forma que seu custo seja remunerado quase inteiramente via parcela selo da tarifa, de forma proporcional para todos os usuários.

2.5 Conclusões

Neste capítulo foi apresentada a formulação matemática que subsidia a metodologia Nodal para cálculo das TUST.

Primeiramente, apresentou-se o método para cálculo do fluxo de potência linearizado DC e o procedimento para encontrar a matriz de sensibilidade β . Utilizando estes resultados, foi explicitado o cálculo das parcelas locacional e selo da tarifa, necessárias para a composição da tarifa final. E por fim, foi descrito o algoritmo que subsidia o despacho utilizado no cálculo das TUST.

No próximo capítulo será introduzido o conceito de tarifação zonal e serão explicados os métodos de agrupamento *K-Means* (KM) e *Spectral Clustering* (SC) em detalhes.

3 Tarifação Zonal

3.1 Introdução

O conceito de tarifação Zonal busca agrupar agentes que possuam um certo conjunto de características em comum e atribuir a mesma tarifa para os participantes de determinada zona.

De acordo com [22], a proximidade geoelétrica entre as barras de um sistema de transmissão pode provocar valores de tarifas muito próximos tendo em vista o modelo de cálculo das tarifas, a metodologia Nodal. Portanto, torna-se interessante buscar técnicas, que aliadas à metodologia Nodal, busquem identificar zonas em que as barras da rede de transmissão possuam características geoelétricas semelhantes, de forma a tornar o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão mais homogêneo.

Após a identificação das zonas tarifárias, calcula-se um único valor de tarifa para cada conjunto de barras pertencentes a uma mesma zona, que pode ser calculada por meio da média das tarifas das barras participantes daquela zona ponderada pelos seus valores de MUST.

Nesta dissertação foram utilizadas duas técnicas de clusterização para realizar a identificação das zonas tarifárias na rede de transmissão, o método *K-Means* (KM) e o método *Spectral Clustering* (SC), que serão explicadas a seguir.

3.2 Método K-Means

O método KM tem como objetivo identificar grupos em um dado conjunto de observações, tendo como base a quantidade de grupos, ou *clusters* k em que se deseja dividir as N observações. O centroide de um *cluster* corresponde à média das observações pertencentes a este *cluster*, daí o nome *K-Means* atribuído a esta metodologia. A classificação das observações em *clusters* é feita comparando-se a distância euclidiana entre cada observação e cada centroide, classificando-as como pertencentes ao *cluster* cujo centroide está mais próximo.

3.2.1 Conceitos Básicos

De forma a explicar o funcionamento do método de forma mais didática e intuitiva, considere o conjunto de observações mostrados na Figura 3.1, modificado de [41], que se deseja agrupar:

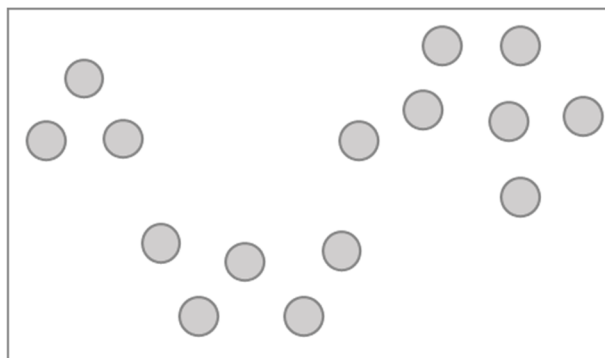


Figura 3.1 - Exemplo de conjunto de observações a ser clusterizado.

Passo 1: Para uma clusterização em três grupos, por exemplo, escolhem-se aleatoriamente três observações para serem inicializadas como os centroides do problema. No caso abaixo, têm-se os centroides $C1$, $C2$ e $C3$, como os centroides iniciais do problema.

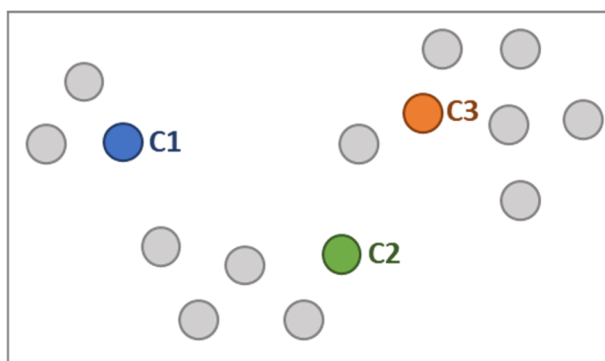


Figura 3.2 - Passo 1 do método *K-Means*: Inicialização dos centroides.

Passo 2: Calcula-se a distância de cada observação para cada um dos centroides inicializados. Cada observação será classificada como pertencente ao *cluster* cujo centroide está mais próximo dela.

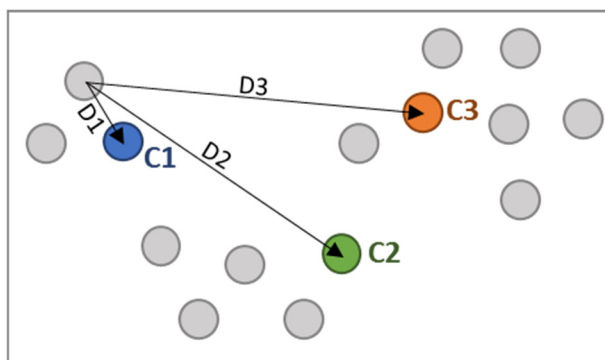


Figura 3.3 - Passo 2 do método *K-Means*: Classificação das observações em clusters.

Após as classificações de todas as observações no exemplo dado, tem-se um conjunto inicial de clusters mostrados na Fig. 3.4:

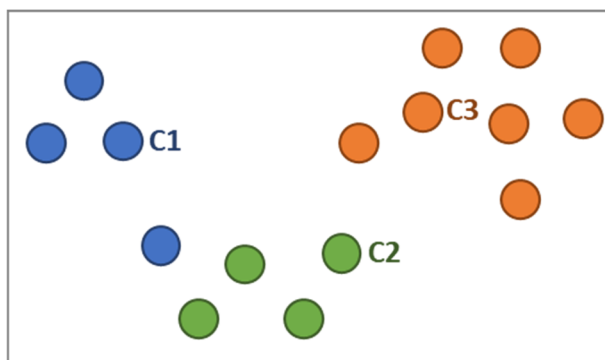


Figura 3.4 - Classificação das observações em clusters.

Passo 3: Recalculam-se os novos centroides utilizando a média dos valores das observações de cada cluster. Os novos centroides foram representados como $C1'$, $C2'$ e $C3'$.

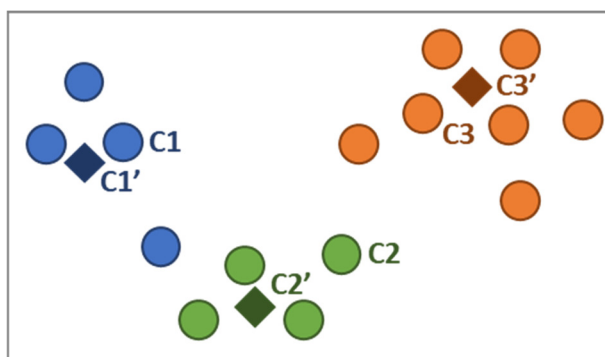


Figura 3.5 - Passo 3 do método *K-means* - Recálculo dos novos centroides.

Passo 4: Recalculam-se as distâncias entre cada observação e cada centroide novamente, associando cada uma ao cluster cujo centroide esteja mais próximo dela.

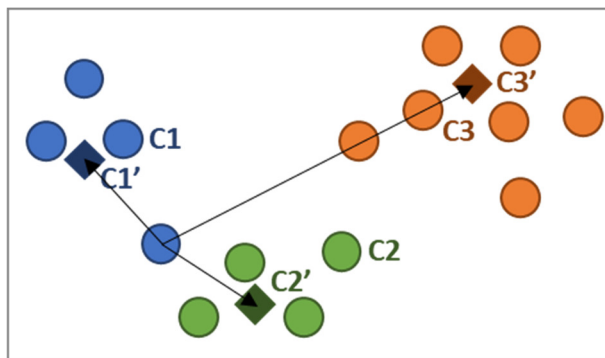


Figura 3.6 - Passo 4 do método *K-Means*: Reclassificação das observações em *clusters*.

Os passos 2 e 3 são repetidos até atingir a convergência: quando todos os centroides não variam mais sua posição entre uma interação e a próxima.

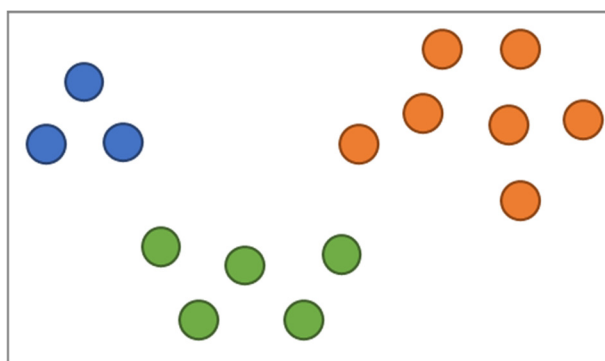


Figura 3.7 - Observações classificadas em *clusters* após a convergência.

3.2.2 Formulação Matemática

Seguindo a notação proposta em [4], a técnica de clusterização KM pode ser definida da seguinte maneira. Suponha que exista um total de N dados x^n a serem agrupados em K centroides escolhidos previamente e representados como vetores μ_j , aonde $j = 1, \dots, K$. O objetivo do algoritmo é particionar o conjunto de dados $\{x^1, \dots, x^N\}$ em K grupos definidos como S_j (que irão conter N_j dados), por meio da minimização da função (3.1):

$$J = \sum_{j=1}^K \sum_{n \in S_j} \|x^n - \mu_j\|^2 \quad (3.1)$$

Aonde μ_j corresponde à média dos dados contidos no grupo S_j e é definida como:

$$\mu_j = \frac{1}{N_j} \sum_{n \in S_j} x^n \quad (3.2)$$

Conforme explicado anteriormente utilizando o recurso ilustrativo, o algoritmo começa escolhendo K pontos do conjunto de dados de forma aleatória e definindo-os como os clusters iniciais. Após, cada ponto do conjunto de dados é classificado como pertencente ao cluster mais próximo, de acordo com (3.1). As médias dos dados pertencentes a cada grupo S_j são, então, calculadas, e definidas como os novos centroides do sistema, conforme (3.2). Finalmente, o processo descrito é repetido até que não haja mais variação na classificação dos dados estudados a seus respectivos clusters.

Nesta dissertação, o método KM é utilizado na tarifação Zonal a qual é aplicada em dois sistemas sob diferentes condições operativas: um acadêmico (IEEE-RTS) e o Sistema Interligado Nacional (SIN). A técnica de clusterização KM terá como base os valores das tarifas locais de uso do sistema de transmissão dos agentes que compõem a rede, obtidas por meio da metodologia Nodal. Os resultados serão apresentados no Capítulo 4, após a introdução do segundo método de clusterização a ser mostrado a seguir.

3.3 Método Spectral Clustering

Conforme comentado anteriormente, os valores das tarifas de uso do sistema de transmissão, que atualmente são calculados por barra utilizando a metodologia Nodal, apresentam características similares em barras próximas na rede, o que possibilita o particionamento do sistema interligado em regiões tarifárias. Esta similaridade está intimamente ligada à proximidade geoeletrica das barras do sistema.

Tendo em vista que o Sistema Interligado Nacional consiste numa rede de transmissão complexa e altamente malhada, fez-se necessário o estudo de uma

técnica de clusterização que considere, além dos valores das tarifas de uso do sistema de transmissão, as conexões entre as barras do sistema.

O método SC, ou clusterização espectral [5] e [6], é fundamentado em Teoria de Grafos. A técnica realiza o particionamento dos dados em grupos baseando-se nos atributos presentes em suas conexões, representadas por um grafo. Para representar uma rede de transmissão como um grafo, as barras são representadas como vértices e as linhas são representadas como arestas [42], [34] e [35].

Na próxima seção será apresentada a formulação matemática por trás do algoritmo SC e a fundamentação utilizada para a escolha dos atributos que irão medir a similaridade entre as barras do sistema e subsidiarão o processo de clusterização.

3.3.1 Formulação Matemática do Algoritmo

A formulação matemática do algoritmo SC será apresentada em passos para facilitar a compreensão. Seja o grafo da Figura 3.8, retirado de [43], cujos pesos das conexões são representados em uma cor diferente para cada aresta.

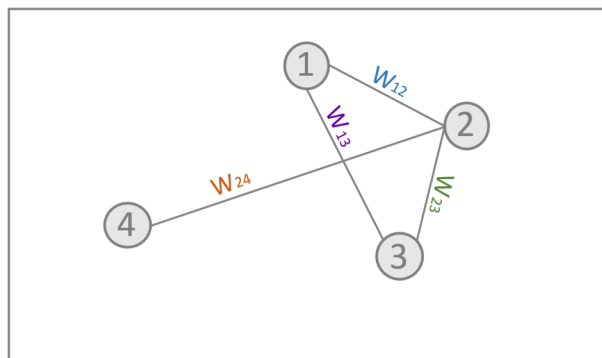


Figura 3.8 - Exemplo de grafo contendo os pesos das conexões.

Passo 1: O primeiro passo do método consiste na montagem da matriz de adjacência A , que relaciona os vértices do grafo de acordo com o peso ou atributo da conexão entre eles.

$$A_{ij} = \begin{cases} w_{ij} : \text{peso da conexão (aresta) entre os nós } i \text{ e } j \\ 0 : \text{se não há conexão entre os nós } i \text{ e } j \end{cases} \quad (3.3)$$

Para o grafo da Figura 3.8 a matriz de adjacência A é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & w_{12} & w_{13} & 0 \\ w_{12} & 0 & w_{23} & w_{24} \\ w_{13} & w_{23} & 0 & 0 \\ 0 & w_{24} & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Passo 2: Calcula-se a matriz de Laplace do grafo, que é dada pela matriz Diagonal D subtraída da matriz de Adjacência A .

$$L = D - A \quad (3.4)$$

onde a matriz Diagonal D é dada pela soma dos atributos das conexões entre o vértice i e os outros vértices do grafo.

$$d_i = \sum_{\{j | (i,j) \in E\}} w_{ij} \quad (3.5)$$

Portanto, para o grafo da Figura 3.8:

$$\begin{aligned} d_1 &= w_{12} + w_{13} \\ d_2 &= w_{12} + w_{23} + w_{24} \\ d_3 &= w_{13} + w_{23} \\ d_4 &= w_{24} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Assim, a matriz de Laplace L pode ser escrita:

$$L_{ij} = \begin{cases} d_i : \text{se } i = j \\ -w_{ij} : \text{se há conexão entre } i \text{ e } j \\ 0 : \text{se não há conexão entre } i \text{ e } j \end{cases} \quad (3.7)$$

$$L = \begin{bmatrix} d_1 & -w_{12} & -w_{13} & 0 \\ -w_{12} & d_2 & -w_{23} & -w_{24} \\ -w_{13} & -w_{23} & d_3 & 0 \\ 0 & -w_{24} & 0 & d_4 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Pode-se notar que os vértices que não estão conectados possuem valor de peso da conexão igual a zero, indicando uma medida de similaridade nula entre eles (equivalentemente, nenhuma conexão entre eles).

Passo 3: Calcula-se os primeiros k autovetores $\{v_1, v_2, \dots, v_k\}$ relacionados aos primeiros autovalores $\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k\}$ da matriz de Laplace do sistema e monta-se a matriz $U \in \mathbb{R}^{n \times k}$, formada pelos autovetores $\{v_1, v_2, \dots, v_k\}$.

Para o exemplo da Figura 3.8, caso o número de *clusters* desejado seja 3, logo, $k = 3$, e a matriz U assume a forma abaixo.

$$U = \begin{bmatrix} v_1(1) & v_2(1) & v_3(1) \\ v_1(2) & v_2(2) & v_3(2) \\ v_1(3) & v_2(3) & v_3(3) \\ v_1(4) & v_2(4) & v_3(4) \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Portanto, para cada vértice do grafo (1,2,3,4), existirão 3 atributos pertencentes à dimensão (x,y,z) associados.

Passo 4: É aplicado o algoritmo KM considerando cada linha da matriz U como um ponto em \mathbb{R}^k , no exemplo \mathbb{R}^3 , com o intuito de efetuar o agrupamento do conjunto de dados em k clusters.

3.3.2 Escolha dos Atributos das Conexões

O algoritmo SC é flexível no que tange à determinação dos atributos que medem a similaridade ou peso das conexões entre as arestas. Qualquer função por ser utilizada como medida de similaridade entre as barras e inserida na matriz de Laplace que subsidiará o processo de clusterização.

Representando um sistema de transmissão como um grafo, isto é, os vértices como barras e as arestas como linhas de transmissão, é possível considerar a topologia da rede no processo de clusterização. A matriz de Laplace pode ser construída, por exemplo, utilizando como peso das conexões as admitâncias das linhas ou até mesmo os valores de fluxo de potência de determinado ponto de operação [33] e [34].

Considerando que o foco deste trabalho é propor que a tarifação do uso do sistema de transmissão se dê por meio de zonas tarifárias, optou-se por utilizar

uma função que levasse em conta o valor das tarifas locais das barras do sistema como atributo das conexões.

Conforme explicado no Capítulo 2, as tarifas locais refletem o uso da rede pelos usuários do sistema. Sendo assim, ao utilizá-la como medida de similaridade entre as barras, busca-se facilitar a identificação das regiões na rede que apresentam uma boa sinalização local para a conexão de novos agentes, contribuindo para o uso otimizado dos equipamentos da rede.

A função escolhida para medir a similaridade tarifária entre os agentes baseia-se na distância entre os valores das tarifas locais entre as barras, inspirada em [35].

$$\begin{aligned} m &= \max |T_{\text{local}}_i - T_{\text{local}}_j| \\ w_{ij} &= m - |T_{\text{local}}_i - T_{\text{local}}_j| + 1 \\ \forall (i, j) \in E \end{aligned} \quad (3.10)$$

Dessa forma, primeiramente calcula-se o máximo valor de distância tarifária entre todas as barras, que é subtraído do módulo da distância tarifária entre cada conjunto de duas barras. Este artifício é utilizado de modo que a função meça um valor maior de similaridade quanto menor seja a distância tarifária entre duas barras. O valor 1 é somado à função de modo que a função w não obtenha valor nulo, o que representaria a ausência de conexão entre barras.

Maiores detalhes relacionados ao método *Spectral Clustering* podem ser consultados em [33], [34] e [35].

No próximo capítulo serão apresentados os resultados da aplicação das metodologias de agrupamento KM e SC em sistemas de transmissão de pequeno e grande porte.

3.4 Conclusões

Neste capítulo foi introduzido o conceito de tarifação zonal de um sistema elétrico, cuja premissa é encontrar regiões que apresentem características similares do ponto de vista tarifário.

Os métodos de agrupamento KM e SC foram apresentados, bem como o passo-a-passo de seus respectivos algoritmos. Enquanto o método KM agrupa com base na diferença tarifária entre as barras, o algoritmo SC considera a diferença tarifária e a conectividade das barras em seu agrupamento.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados da tarifação zonal para um sistema teste de 24 barras e para o Sistema Interligado Nacional – SIN. Adicionalmente, serão feitas análises de sensibilidade do agrupamento e um estudo para encontrar o número ideal de zonas tarifárias a se dividir cada sistema analisado.

4 Resultados

4.1 Introdução

Conforme mencionado no Capítulo 3, a proximidade elétrica entre as barras de um sistema de transmissão pode provocar valores de tarifas muito próximos, tornando interessante classificá-lo em zonas tarifárias. Neste capítulo serão apresentados os resultados referentes ao agrupamento de um sistema de transmissão em regiões tarifárias utilizando os métodos de clusterização *K-Means* (KM) e *Spectral Clustering* (SC).

Os sistemas de transmissão escolhidos para a aplicação dos dois métodos de agrupamento foram o sistema de 24 barras IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS) [7] e o Sistema Interligado Nacional – SIN. As principais características de cada sistema estudado, tais como topologia, dados de geração e carga, serão fornecidas posteriormente.

A primeira análise que será apresentada é a comparação da aplicação dos métodos KM e SC para ambos os sistemas de transmissão escolhidos, variando-se o número de zonas tarifárias de forma incremental, com o objetivo de avaliar o comportamento dos dois métodos de agrupamento.

Em seguida, serão introduzidos modelos matemáticos baseados no método *Elbow* [37] com a finalidade de auxiliar na escolha do número ideal de zonas tarifárias em que se deve dividir cada sistema avaliado. Para aplicação do método *Elbow* ou “Cotovelo”, é necessário calcular, por exemplo, a variância dos dados para várias rodadas do algoritmo de clusterização, até que seja possível observar graficamente o “cotovelo” da curva formada. Este ponto representará o número ideal de *clusters* ou zonas tarifárias em que o sistema deverá ser representado.

A seguir, será realizada uma avaliação da sensibilidade dos métodos de agrupamento KM e SC tendo como base diferentes casos de despacho das centrais geradoras disponíveis nos sistemas. Serão analisados os casos originais do sistema IEEE-RTS e do SIN, bem como dois casos variantes resultantes de alterações no despacho dos casos originais com o intuito de avaliar o impacto destas mudanças na classificação das zonas tarifárias.

Também será apresentada uma análise de sensibilidade dos resultados do agrupamento considerando alterações na topologia da rede. Para o IEEE-RTS, será avaliado além do caso original, dois casos derivados que simulam alternativas de expansão deste sistema. Já para o SIN, serão analisados casos considerando a abertura de conexões importantes no sistema, de modo a impactar nos valores das tarifas e, conseqüentemente, no resultado da clusterização. Desse modo, será possível retratar os diferentes cenários de topologia do SIN ao longo dos anos.

Finalmente, serão exibidos os resultados da clusterização para os ciclos tarifários 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021, com o intuito de observar o comportamento do agrupamento ao longo dos anos.

4.2

Aplicação no Sistema de 24 Barras IEEE-RTS

4.2.1

Descrição do Sistema IEEE-RTS

O sistema IEEE-RTS [7] apresenta 24 barras, 38 circuitos, 10 unidades geradoras, e é representado pelo diagrama unifilar da Figura 4.2. As barras 1 a 10 possuem tensão de 138kV, enquanto as barras 11 a 24 apresentam nível de tensão de 230 kV. Nas tabelas 4.1 a 4.3 são apresentados os dados de geração e carga do sistema.

Para calcular os valores das tarifas de uso do sistema de transmissão, é necessário definir o valor da RAP, que define o custo anual dos equipamentos de transmissão que compõem o sistema e que deverá ser remunerado pelos usuários da rede. Dessa forma, foi estipulado o valor de 1,00 R\$/MW por ano em relação à capacidade das linhas de transmissão, conforme apresentado na Tabela 4.3, juntamente com os dados de características elétricas dos circuitos.

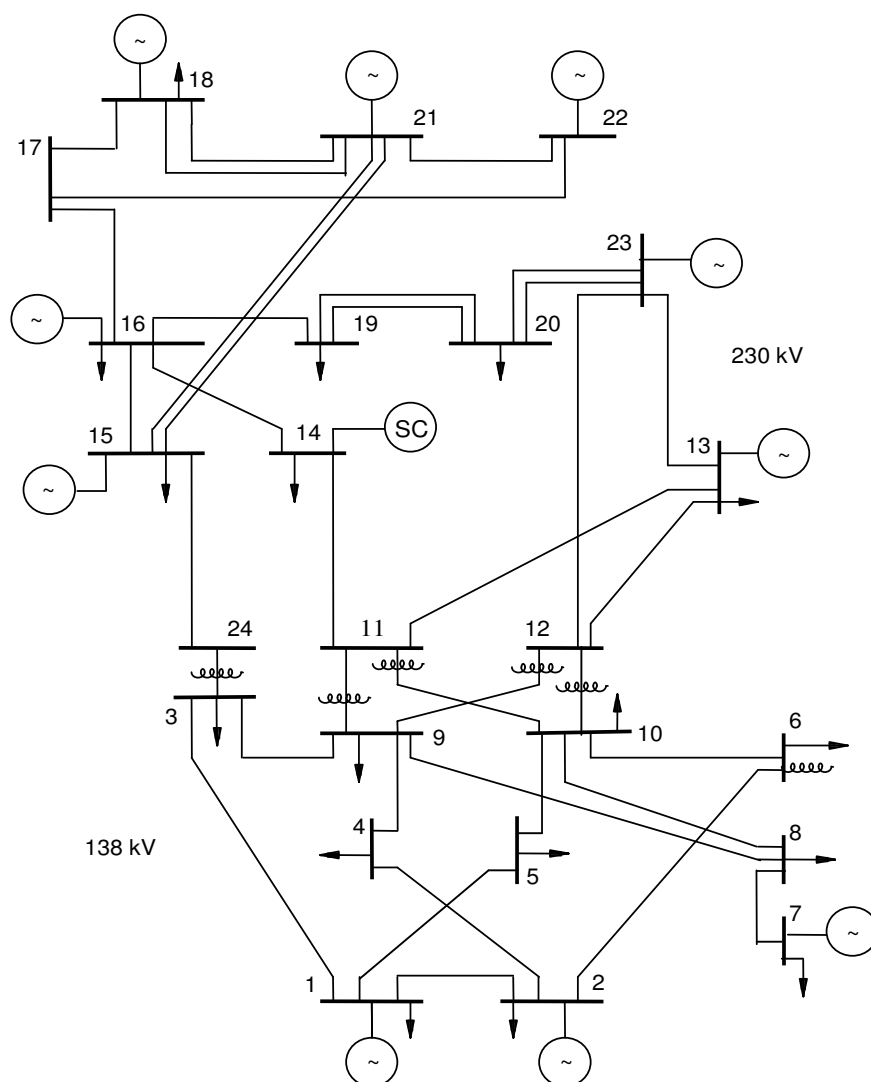


Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema IEEE-RTS.

Tabela 4.1 - Dados de Geração do Sistema IEEE-RTS.

Barra	Capacidade Instalada (MW)	Potência Despachada (MW)
1	192	172
2	192	172
7	300	240
13	591	416
15	215	200
16	155	130
18	400	350
21	400	350
22	300	270
23	660	550
Total	3405	2850

Tabela 4.2 - Dados de Carga do Sistema IEEE-RTS.

Barra	Demanda (MW)
1	108
2	97
3	180
4	74
5	71
6	136
7	125
8	171
9	175
10	195
13	265
14	194
15	317
16	100
18	333
19	181
20	128
Total	2850

Tabela 4.3 - Dados de Linha do Sistema IEEE-RTS.

Nº do Circuito	Barra Origem	Barra Destino	R (pu)	X (pu)	Capacidade (MW)	Custo Anual (R\$)
1	1	2	0,00260	0,01390	175	175
2	1	3	0,05460	0,21120	175	175
3	1	5	0,02180	0,08450	175	175
4	2	4	0,03280	0,12670	175	175
5	2	6	0,04970	0,19200	175	175
6	3	9	0,03080	0,11900	175	175
7	3	24	0,00230	0,08390	400	400
8	4	9	0,02680	0,10370	175	175
9	5	10	0,02280	0,08830	175	175
10	6	10	0,01390	0,06050	175	175
11	7	8	0,01590	0,06140	175	175
12	8	9	0,04270	0,16510	175	175
13	8	10	0,04270	0,16510	175	175
14	9	11	0,00230	0,08390	400	400
15	9	12	0,00230	0,08390	400	400
16	10	11	0,00230	0,08390	400	400
17	10	12	0,00230	0,08390	400	400
18	11	13	0,00610	0,04760	500	500
19	11	14	0,00540	0,04180	500	500
20	12	13	0,00610	0,04760	500	500
21	12	23	0,01240	0,09660	500	500
22	13	23	0,01110	0,08650	500	500
23	14	16	0,00500	0,03890	500	500
24	15	16	0,00220	0,01730	500	500
25	15	21	0,00315	0,02450	1000	1000
26	15	24	0,00670	0,05190	500	500
27	16	17	0,00330	0,02590	500	500
28	16	19	0,00300	0,02310	500	500
29	17	18	0,00180	0,01440	500	500
30	17	22	0,01350	0,10530	500	500
31	18	21	0,00165	0,01295	1000	1000
32	19	20	0,00255	0,01980	1000	1000
33	20	23	0,00140	0,01800	1000	1000
34	21	22	0,00870	0,06780	500	500

4.2.2

Comparação entre Métodos K-Means e Spectral Clustering: IEEE-RTS

Nesta seção foi utilizado o programa TUST para cálculo das tarifas locacionais do sistema de 24 Barras IEEE RTS. De forma a subsidiar a comparação entre os métodos de agrupamento KM e SC para um sistema de pequeno porte, foram realizadas simulações utilizando os dois algoritmos e variando o número de zonas tarifárias k desejadas.

- **Para um número de zonas tarifárias $k = 2$:**

A Tabela 4.4 apresenta os valores das tarifas locacionais individuais (Indiv.) calculadas para o sistema IEEE-RTS com o despacho indicado na Tabela 4.1 (cenário Original) e os valores das tarifas agrupadas após os processos de clusterização utilizando os métodos KM e SC. O valor das tarifas agrupadas corresponde ao valor do centroide daquele *cluster*, isto é, a média dos valores das tarifas locacionais das barras pertencentes a cada *cluster*.

As duas últimas colunas da Tabela 4.4 apresentam a distância entre o valor das tarifas agrupadas e o valor das tarifas calculadas pelo programa TUST para cada método, usando a equação (4.1):

$$\text{Distância} = \| \text{Tarifa Locacional}_{TUST} - \text{Tarifa Agrupada} \| \quad (4.1)$$

Tabela 4.4 - Resultado das tarifas agrupadas do sistema IEEE-RTS original para $k = 2$.

Cenário Original ($k = 2$)					
	Tarifa (\$/MW.Ano)			Distância (\$/MW.Ano)	
Barra	Indiv.	KM	SC	KM	SC
1	-1,4782	-1,9410	-1,4933	0,4628	0,0151
2	-2,4244	-1,9410	-1,4933	0,4834	0,9311
3	-0,7267	-1,9410	-1,4933	1,2143	0,7666
4	-3,1741	-1,9410	-1,4933	1,2331	1,6808
5	-2,7063	-1,9410	-1,4933	0,7653	1,2130
6	-3,0596	-1,9410	-1,4933	1,1186	1,5663
7	-1,9569	-1,9410	-1,4933	0,0159	0,4636

8	-2,9569	-1,9410	-1,4933	1,0159	1,4636
9	-1,9692	-1,9410	-1,4933	0,0282	0,4759
10	-1,9446	-1,9410	-1,4933	0,0036	0,4513
11	-1,1408	-1,9410	-1,4933	0,8002	0,3525
12	-0,8092	-1,9410	-1,4933	1,1318	0,6841
13	0,0013	0,9905	-1,4933	0,9892	1,4946
14	-0,4487	0,9905	-1,4933	1,4392	1,0446
15	1,3903	0,9905	1,1945	0,3998	0,1958
16	0,2647	0,9905	1,1945	0,7258	0,9298
17	1,0542	0,9905	1,1945	0,0637	0,1403
18	1,8095	0,9905	1,1945	0,8190	0,6150
19	-0,8856	-1,9410	1,1945	1,0554	2,0801
20	-0,0144	0,9905	-1,4933	1,0049	1,4789
21	2,5894	0,9905	1,1945	1,5989	1,3949
22	2,9881	0,9905	1,1945	1,9976	1,7936
23	0,9153	0,9905	-1,4933	0,0752	2,4086
24	0,3456	0,9905	1,1945	0,6449	0,8489
Média				0,7953	1,0204

É possível notar na última linha da Tabela 4.4 que o valor médio das distâncias entre tarifas calculadas pelo método KM é menor do que o calculado pelo método SC. Este comportamento é esperado, visto que o método KM leva em consideração somente o valor das tarifas em seu algoritmo, verificando-se uma maior aproximação dos valores das tarifas antes e após a clusterização.

A Figura 4.2 apresenta a classificação do sistema IEEE-RTS pelo método KM e pelo método SC em duas regiões tarifárias, uma representada pela cor amarela e outra pela cor azul. A média das tarifas das barras pertencentes a cada região (ou o centroide de cada *cluster*) é apresentada na barra de cores que fica à direita das figuras. Cabe destacar que os dados de latitude e longitude das barras do sistema de 24 barras do IEEE-RTS não são disponibilizados. Portanto, os eixos horizontal e vertical da figura foram plotados de forma automática no padrão de saída do Matlab.

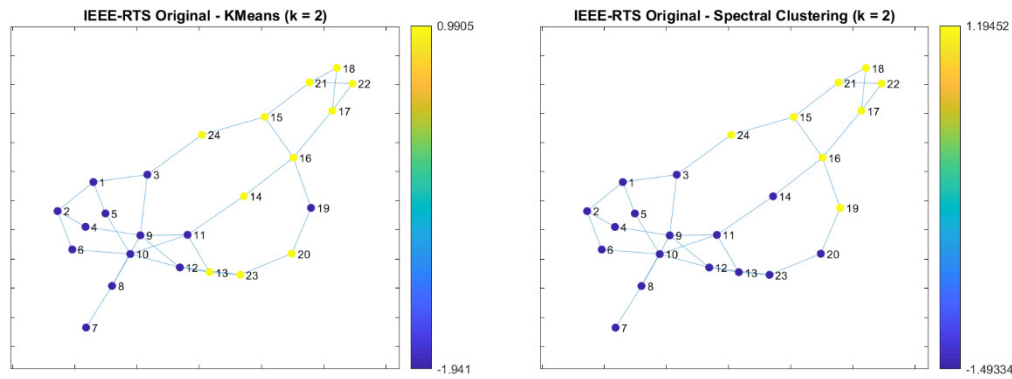


Figura 4.2 - Agrupamento das tarifas do sistema IEEE-RTS original para $k = 2$.

É possível notar que o algoritmo KM agrupou a Barra 19 como pertencente à zona tarifária representada pela cor azul, mesmo não tendo ligação elétrica com o restante das barras pertencentes a este grupo. Este fato ocorre porque o método KM leva em consideração apenas a distância entre os valores das tarifas, desprezando a conectividade delas entre si. A tarifa da Barra 19, conforme apresentada na Tabela 4.4, é -0,8856 e, portanto, está mais próxima do centroide da região tarifária azul (-1,9410) do que do centroide da região amarela (0,9905).

Já o algoritmo SC considera, além da diferença entre os valores das tarifas das barras, a topologia do sistema como premissa para a clusterização das tarifas. Em vista disso, não existe região tarifária onde uma barra apareça totalmente desconectada das outras barras pertencentes à mesma região.

- **Para um número de zonas tarifárias $k = 4$:**

A Tabela 4.5, a seguir, apresenta os dados das tarifas calculadas antes e pós o agrupamento para ambos os métodos considerando 4 zonas tarifárias.

Pode-se observar que, ao aumentar o número de *clusters*, a média da distância calculada para ambos os métodos diminui. Este fato ocorre porque um número de *clusters* maior representará com mais detalhes as variações dos valores das tarifas. No limite, para um número de clusters igual a 24, a distância entre as tarifas calculadas antes e após a clusterização será zero, pois cada barra configurará seu próprio *cluster* de um único elemento.

Tabela 4.5 - Resultado das Tarifas Agrupadas do Sistema IEEE-RTS Original

para $k = 4$.

Cenário Original ($k = 4$)					
Barra	Tarifa (\$/MW.Ano)			Distância (\$/MW.Ano)	
	Indiv.	KM	SC	KM	SC
1	-1,4782	-0,9149	-1,9042	0,5633	0,4260
2	-2,4244	-2,5240	-1,9042	0,0996	0,5202
3	-0,7267	-0,9149	-1,9042	0,1882	1,1775
4	-3,1741	-2,5240	-1,9042	0,6501	1,2699
5	-2,7063	-2,5240	-1,9042	0,1823	0,8021
6	-3,0596	-2,5240	-1,9042	0,5356	1,1554
7	-1,9569	-2,5240	-2,4569	0,5671	0,5000
8	-2,9569	-2,5240	-2,4569	0,4329	0,5000
9	-1,9692	-2,5240	-1,9042	0,5548	0,0650
10	-1,9446	-2,5240	-1,9042	0,5794	0,0404
11	-1,1408	-0,9149	-0,3403	0,2259	0,8005
12	-0,8092	-0,9149	-0,3403	0,1057	0,4689
13	0,0013	0,5653	-0,3403	0,5640	0,3416
14	-0,4487	-0,9149	-0,3403	0,4662	0,1084
15	1,3903	0,5653	1,6827	0,8250	0,2924
16	0,2647	0,5653	1,6827	0,3006	1,4180
17	1,0542	0,5653	1,6827	0,4889	0,6285
18	1,8095	2,4623	1,6827	0,6528	0,1268
19	-0,8856	-0,9149	-0,3403	0,0293	0,5453
20	-0,0144	0,5653	-0,3403	0,5797	0,3259
21	2,5894	2,4623	1,6827	0,1271	0,9067
22	2,9881	2,4623	1,6827	0,5258	1,3054
23	0,9153	0,5653	-0,3403	0,3500	1,2556
24	0,3456	0,5653	-1,9042	0,2197	2,2498
Média				0,4089	0,7179

A Fig. 4.3 ilustra a classificação em quatro zonas tarifárias para ambos os métodos de clusterização.

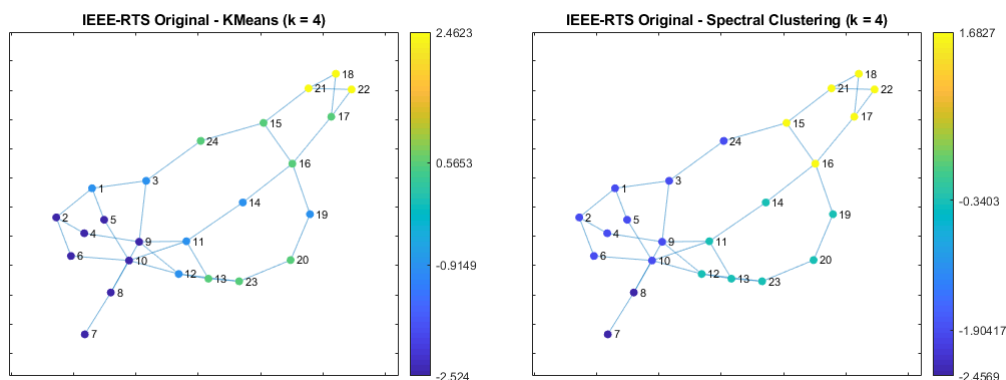


Figura 4.3 - Agrupamento das Tarifas do Sistema IEEE-RTS Original para $k=4$.

Para $k = 4$, verifica-se que, utilizando o método KM, as barras 13, 15, 16, 17, 20, 23 e 24 foram classificadas como pertencentes à zona tarifária verde, ainda que o grupo de barras 13, 20 e 23 não possua conexão com o restante das barras desta zona. O mesmo ocorre com a zona tarifária “azul claro”. Mais uma vez, nota-se que o método SC respeitou a topologia do sistema na clusterização das tarifas.

- **Para um número de zonas tarifárias $k = 6$:**

Tabela 4.6 exibe os dados das tarifas calculadas após o agrupamento para ambos os métodos de agrupamento considerando 6 zonas tarifárias.

Tabela 4.6 - Resultado das Tarifas Agrupadas do Sistema IEEE-RTS Original para $k = 6$.

Cenário Original ($k=6$)					
	Tarifa (\$/MW.Ano)			Distância (\$/MW.Ano)	
Barra	Indiv.	KM	SC	KM	SC
1	-1,4782	-1,9547	-2,5685	0,4765	1,0903
2	-2,4244	-1,9547	-2,5685	0,4697	0,1441
3	-0,7267	-0,8022	0,3364	0,0755	1,0631
4	-3,1741	-2,9742	-2,5685	0,1999	0,6056
5	-2,7063	-2,9742	-2,5685	0,2679	0,1378
6	-3,0596	-2,9742	-2,5685	0,0854	0,4911
7	-1,9569	-1,9547	-2,4569	0,0022	0,5000
8	-2,9569	-2,9742	-2,4569	0,0173	0,5000
9	-1,9692	-1,9547	-0,7708	0,0145	1,1984
10	-1,9446	-1,9547	-0,7708	0,0101	1,1738

11	-1,1408	-0,8022	-0,7708	0,3386	0,3700
12	-0,8092	-0,8022	-0,7708	0,0070	0,0384
13	0,0013	0,1493	-0,7708	0,1480	0,7721
14	-0,4487	-0,8022	-0,7708	0,3535	0,3221
15	1,3903	1,2923	0,3364	0,0980	1,0539
16	0,2647	0,1493	1,7412	0,1154	1,4765
17	1,0542	1,2923	1,7412	0,2381	0,6870
18	1,8095	1,2923	1,7412	0,5172	0,0683
19	-0,8856	-0,8022	-0,4500	0,0834	0,4356
20	-0,0144	0,1493	-0,4500	0,1637	0,4356
21	2,5894	2,7888	1,7412	0,1994	0,8482
22	2,9881	2,7888	1,7412	0,1993	1,2469
23	0,9153	1,2923	-0,7708	0,3770	1,6861
24	0,3456	0,1493	0,3364	0,1963	0,0092
Média				0,1939	0,6814

Nota-se que, para $k = 6$, a média das distâncias de ambos os métodos apresentam valores ainda menores em comparação à $k = 4$, conforme esperado.

A Figura 4.4 mostra que a identificação de zonas tarifárias se torna difícil nos resultados do método KM para $k = 6$. As barras 15 e 23, por exemplo, foram classificadas no mesmo grupo das barras 17 e 18, sendo que elas não se conectam com nenhuma outra barra de seu *cluster*. O mesmo ocorre com a Barra 7, que não possui conexão com nenhuma outra barra pertencente à sua zona.

Enquanto no método SC é possível notar a divisão das zonas de forma claramente delimitada, conforme o grafo abaixo demonstra.

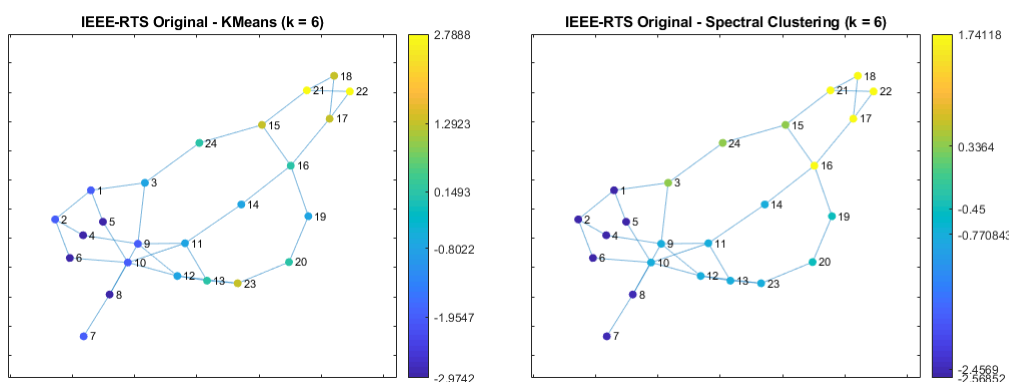


Figura 4.4 - Agrupamento das tarifas do sistema IEEE-RTS original para $k=6$.

Observando os valores dos centroides obtidos pelo método KM, conta-se que a divisão em zonas apresenta uma característica uniforme. Este

comportamento sugere que a distribuição de tarifas locais do caso estudado não possui grupos bem definidos com características similares. Para auxiliar na análise, segue o histograma das tarifas locais calculadas para o sistema.

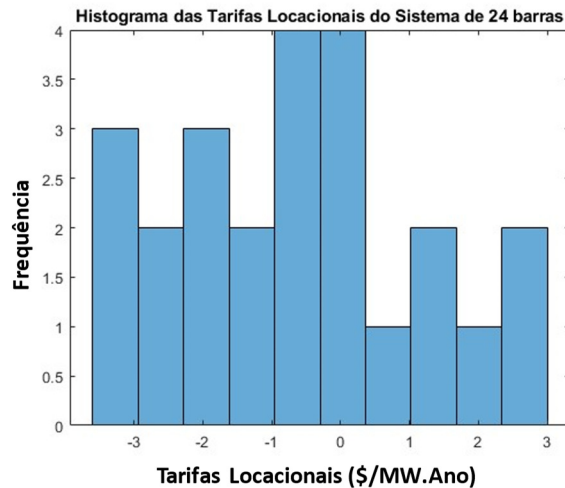


Figura 4.5 - Histograma das Tarifas Locacionais do Sistema IEEE-RTS.

O histograma da Figura 4.5 mostra que não há uma clara divisão de grupos tarifários nos dados a serem classificados. Portanto, o método KM cria uma separação artificial dos dados.

Conclui-se que o método SC é uma opção mais adequada para realizar a divisão de um sistema em grupos, nos casos em que a topologia da rede venha a ser um fator importante a ser considerado.

Para analisar e comparar sistematicamente o agrupamento para diferentes números de zonas, utilizaremos o método *Elbow* [37] ou método do “Cotovelo”, que será discutido a seguir.

4.2.3 Método Elbow

A identificação do número correto de *clusters* na classificação de um sistema (ou grafo) é muito importante. Tendo em vista que a maioria dos métodos de clusterização é baseada na determinação prévia do número de clusters [36], como ocorre nos algoritmos estudados nesta dissertação, faz-se necessária a utilização de uma sistemática para amparar esta decisão. Desse modo, para auxiliar a escolha do número ideal de grupos em que se deve dividir o sistema estudado, foi escolhido o método *Elbow* ou método do Cotovelo.

O método *Elbow* parte do princípio de que existe um número ótimo de k *clusters* no processo de clusterização e, que a partir deste número, a adição de *clusters* não contribuirá significativamente na representação de uma determinada amostra [37]. Para tanto, é preciso ter como base uma função que meça a qualidade da clusterização, que deverá ser medida para cada número de grupos em que se deseja dividir o sistema. Assim, o algoritmo de clusterização deverá ser reprocessado várias vezes a fim de se obter um resultado visual que ampare a escolha de k .

Nesta dissertação será utilizada como medida da qualidade da clusterização a função abaixo, retirada de [37], que calcula a soma das distâncias entre a tarifa de cada barra em relação ao centroide da zona a que ela pertence, lembrando que o centroide corresponde à média das tarifas das barras de cada zona.

$$SSE = \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in S_k} \|x_i - C_k\|^2 \quad (4.2)$$

onde:

- K – número total de *clusters* ou zonas tarifárias;
- k – índice que representa o *cluster* ou a zona tarifária ;
- i – índice de cada barra;
- x_i – valor de tarifa calculado para cada Barra i ;
- S_k – zona tarifária correspondente ao cluster de índice k ;
- C_k – centroide de cada *cluster* k ;
- SSE – *sum of squared errors* (soma dos erros quadrados).

O gráfico abaixo ilustra o cálculo de SSE para diferentes k zonas tarifárias, utilizando os métodos KM e SC.

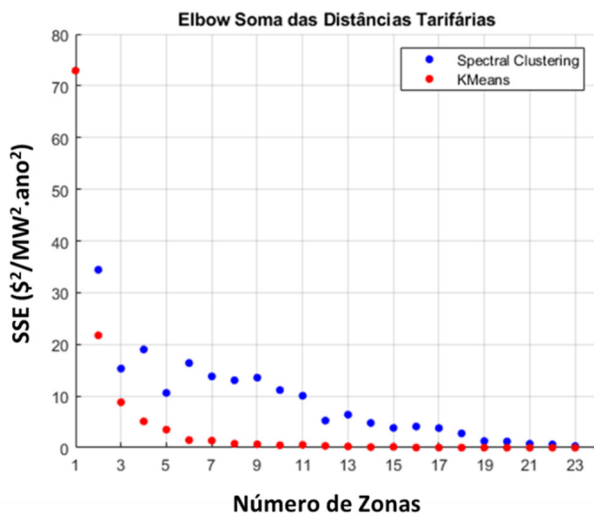


Figura 4.6 - Elbow da soma das distâncias tarifárias.

Conforme esperado, ao aumentar o número de zonas tarifárias, o valor de SSE diminui. No limite, utilizando-se 24 zonas tarifárias, cada barra formaria uma zona tarifária, portanto, sua distância ao centroide é zero.

Comparando as duas metodologias de clusterização estudadas, verifica-se que as distâncias SSE para o KM são menores que as calculadas para o SC. Este fato é esperado, visto que o KM se preocupa em agrupar somente pelo valor das tarifas, enquanto o SC considera também a topologia no agrupamento.

De forma a avaliar a questão da topologia do sistema, calcula-se um novo índice da qualidade da clusterização SDA (Soma das Distâncias dos Atributos), que mede a soma das distâncias entre as barras de um mesmo cluster utilizando os atributos ou pesos entre as ligações como parâmetro. Quanto menor for o SDA, maior a similaridade entre os elementos de um mesmo *cluster*.

$$SDA = \sum_{k=1}^K \sum_{i \in S_k} \sum_{j \in S_k} D_{ij} \quad (4.3)$$

onde:

K – número total de *clusters* ou zonas tarifárias;

k – índice que representa o *cluster* ou a zona tarifária;

i, j – índices de cada barra;

D_{ij} – menor distância entre as barras i e j ;

S_k – zona tarifária correspondente ao índice k ;

SDA – soma das distâncias dos atributos.

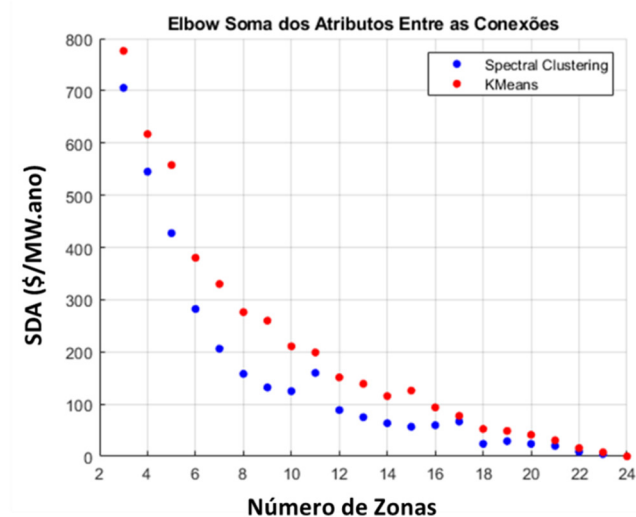


Figura 4.7 - Elbow da soma dos atributos das conexões.

Ao considerar os atributos entre as barras como distância entre elas, verifica-se que o método KM apresenta valores de SDA consideravelmente maiores que os obtidos no SC. Isto se deve ao fato do método KM agrupar barras que se encontram afastadas numa mesma zona tarifária.

O método *Elbow* na verdade representa uma classe de algoritmos, pois não há um único jeito de encontrar o número de clusters ótimo no sentido do *Elbow*. Na literatura, existem vários métodos que buscam detectar automaticamente o número k ótimo de zonas em que se deve dividir um conjunto de dados. Em [36], por exemplo, utiliza-se o conceito de que para qualquer função $f(x)$ contínua, existe uma fórmula fechada $K_f(x)$ que define a curvatura de $f(x)$ em cada ponto. Desse modo, o ponto que obtiver o maior valor de $K_f(x)$ corresponde ao ponto ótimo k de zonas. Este método foi aplicado nos resultados obtidos pelo método SC, entretanto, conforme previsto no artigo [36], a aproximação de dados discretos por uma função contínua é difícil quando estes dados são ruidosos, portanto, o método foi desconsiderado.

Nesta dissertação, foi escolhido o método *Knee* [38], subclasse do método *Elbow*, que pode ser aplicado em dados discretos na identificação do ponto de máxima curvatura num conjunto de dados. O *Knee* baseia-se na ideia de que o ponto de máxima curvatura ou “joelho” de um grupo de dados corresponde aproximadamente ao valor de máximo local se a curva de dados for rotacionada θ graus, no sentido horário com relação à reta formada pelos pontos (x_{\min}, y_{\min}) e (x_{\max}, y_{\max}) .

O primeiro passo do algoritmo consiste na normalização dos dados no intervalo unitário $[0,1]$, de forma que o método funcione do mesmo modo

independente da magnitude dos dados. Para curvas de dados com concavidade positiva, formando *elbows* (cotovelos) ao invés de *knees* (joelhos), que é o caso analisado nesta dissertação, cabe fazer a seguinte adaptação:

$$y_i = y_{máx} - y_i^{original} \quad (4.4)$$

Os novos valores dos pontos normalizados podem ser calculados como abaixo:

$$x_{in} = \frac{x_i - x_{mín}}{x_{máx} - x_{mín}} \quad (4.5)$$

$$y_{in} = \frac{y_i - y_{mín}}{y_{máx} - y_{mín}} \quad (4.6)$$

A Figura 4.8 ilustra a curva original que representa a soma das distâncias tarifárias *interclusters* obtida com o método SC e sua respectiva curva normalizada pelo método *Knee* [38].

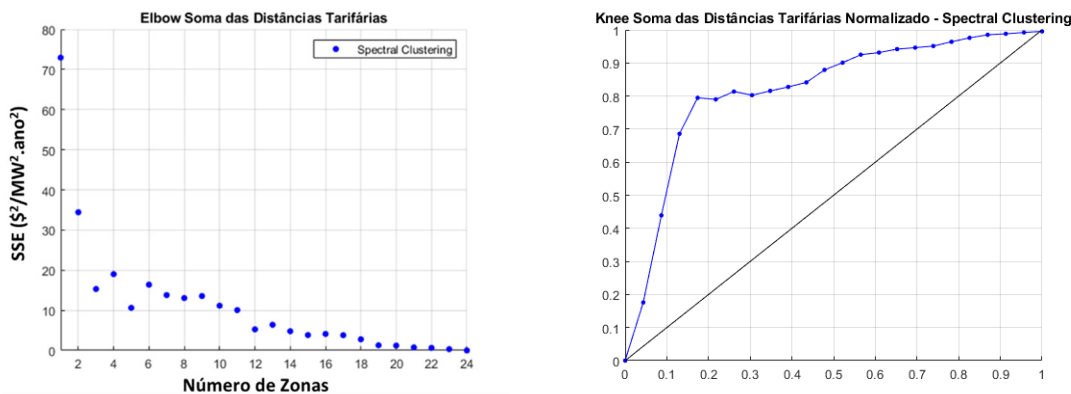


Figura 4.8 - *Elbow* e *Knee* da soma das distâncias tarifárias obtidas no *Spectral Clustering*.

O próximo passo consiste em calcular as distâncias dos pontos à reta formada pelos pontos $(x_{mín}, y_{mín})$ e $(x_{máx}, y_{máx})$ por meio da fórmula abaixo:

$$Distância = \frac{\|x_{in} - y_{in}\|}{\sqrt{2}} \quad (4.7)$$

A figura abaixo representa as distâncias dos pontos à reta e seus respectivos valores calculados. Nota-se que o maior valor obtido corresponde ao $k = 5$, refletindo o “joelho” da curva.

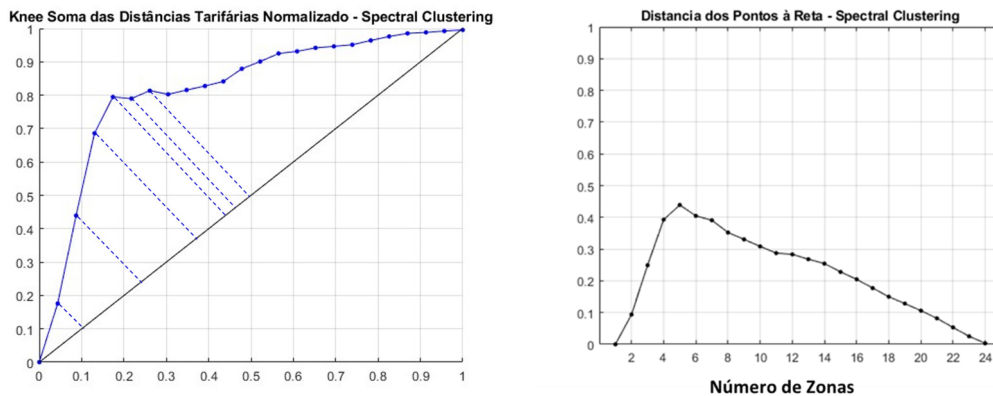


Figura 4.9 - *Knee* da soma das distâncias tarifárias obtida no método SC.

Aplicando o *Knee* para os resultados da soma dos atributos das conexões obtidos no método SC, o resultado é o mesmo, indicando a utilização de 5 zonas tarifárias para representar o sistema de 24 barras IEEE-RTS.

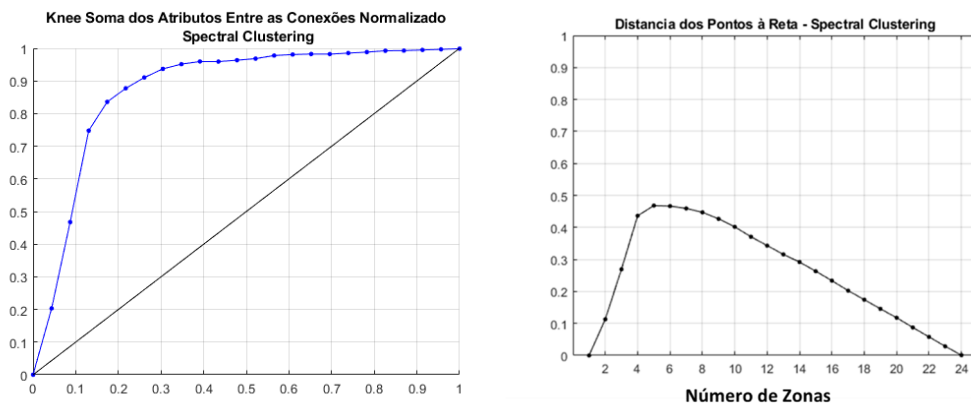


Figura 4.10 - *Knee* da soma dos atributos das conexões obtida no método SC.

As figuras 4.11 e 4.12 mostram os resultados obtidos para o método KM.

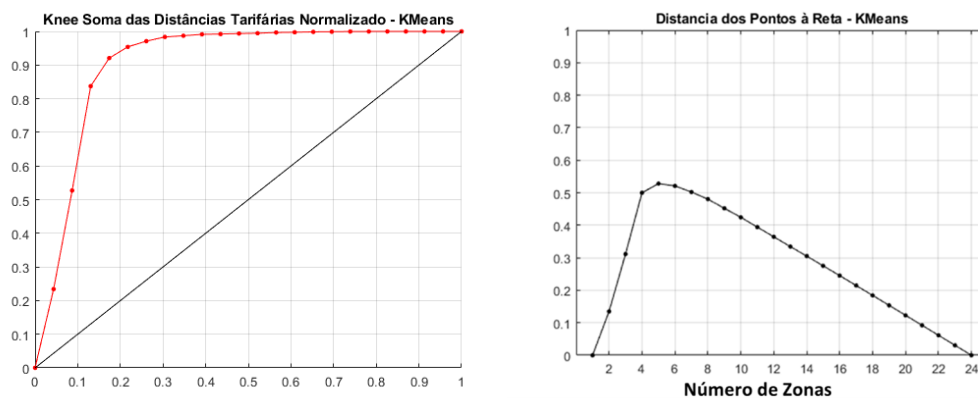


Figura 4.11 - Knee da Soma das Distâncias Tarifárias Obtida no método KM.

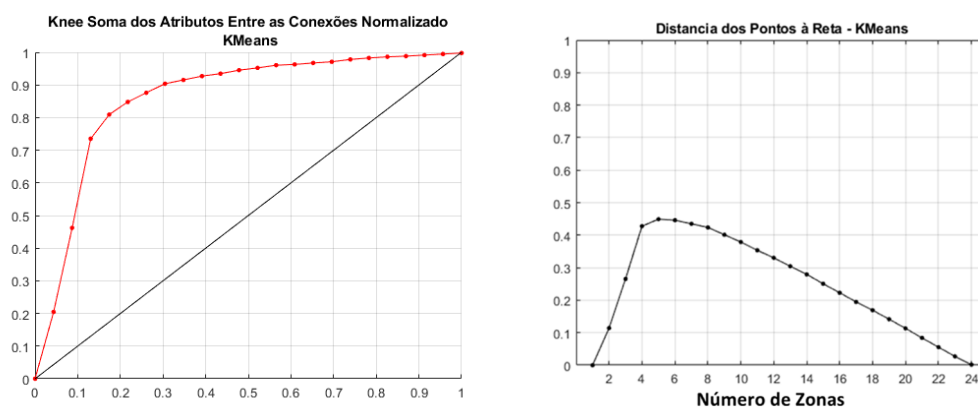


Figura 4.12 - Knee da soma dos atributos das conexões obtida no método KM.

É possível observar que o método *Knee* [38] também indica 5 zonas tarifárias para classificar o sistema com os resultados do método KM.

Na Figura 4.13 é exibido o grafo do sistema IEEE-RTS classificado em 5 zonas tarifárias, com os seus respectivos centroides.

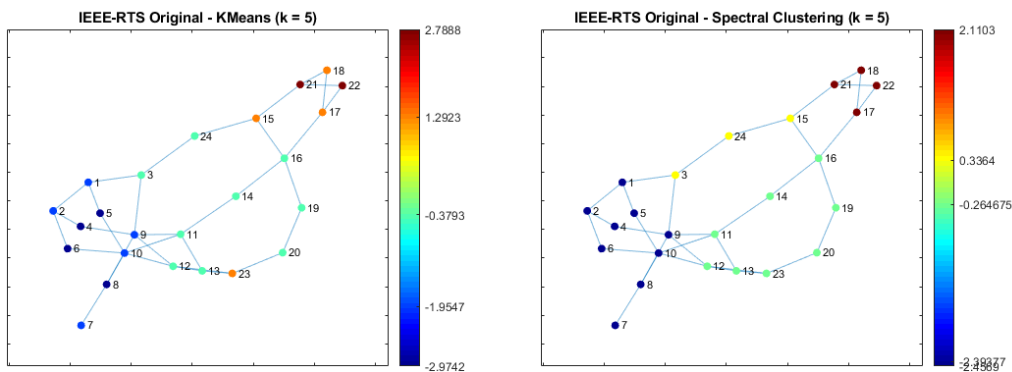


Figura 4.13 - Agrupamento das tarifas do sistema IEEE-RTS original para $k = 5$.

Tendo em vista que o método SC apresentou resultados mais adequados para o sistema IEEE-RTS no que se refere à identificação de zonas tarifárias cujas barras estejam próximas elétrica e geograficamente, ele foi considerado nas análises de sensibilidade que serão apresentadas a seguir.

4.2.4

Análise de Sensibilidade a Diferentes Despachos

Nesta seção será analisada a sensibilidade do algoritmo de clusterização SC a mudanças de despacho no sistema de 24 barras do IEEE-RTS [7].

No sistema IEEE-RTS, a região de 230 kV é predominantemente de geração e a região de 138 kV apresenta uma quantidade maior de cargas. Neste sentido, de modo a causar impacto no cálculo das tarifas e, consequentemente, na divisão do sistema em zonas tarifárias, serão apresentados os resultados para dois cenários de despacho diferentes, utilizando a premissa de aumentar a geração na região de 138 kV e reduzir a geração na região de 230 kV.

Cenário 1: Os despachos das unidades geradoras das barras 1 e 2 (138 kV) foram aumentados em 20 MW cada, enquanto o despacho da usina da Barra 23 (230 kV) foi reduzido no mesmo montante, de modo a continuar atendendo a carga total do sistema.

Cenário 2: As usinas das barras 1, 2 e 7 (138 kV) foram despachadas no máximo de suas capacidades instaladas ao mesmo tempo em que as barras 21, 22 e 23 (230 kV) tiveram sua geração reduzida, de forma a atender o montante total de 2.850 MW de carga do sistema.

Tabela 4.7 - Dados de Capacidade Instalada e Potência Despachada dos Cenários Estudados para o Sistema IEEE-RTS.

IEEE-RTS Original			Cenário 1		Cenário 2	
Barra	Cap. Inst. (MW)	Pot. Desp. (MW)	Cap. Inst. (MW)	Pot. Desp. (MW)	Cap. Inst. (MW)	Pot. Desp. (MW)
1	192	172	192	192	192	192
2	192	172	192	192	192	192
7	300	240	300	240	300	300
13	591	416	591	416	591	416
15	215	200	215	200	215	200
16	155	130	155	130	155	130
18	400	350	400	350	400	350
21	400	350	400	350	400	300
22	300	270	300	270	300	250
23	660	550	660	510	660	520
Total	3405	2850	3405	2850	3405	2850

Segue abaixo os valores de tarifas locais calculados para o sistema IEEE-RTS, considerando os cenários Original (despacho do caso base), 1 e 2, utilizando o programa TUST e os respectivos resultados das clusterizações.

Tabela 4.8 - Resultado das Tarifas Agrupadas para Diferentes Cenários de Despacho.

Cenário Original (k=5)				Cenário 1 (k=5)			Cenário 2 (k=5)		
Barra	Tarifa (\$/MW.ano)			Tarifa (\$/MW.ano)			Tarifa (\$/MW.ano)		
	Indiv.	SC	Dist.	Indiv.	SC	Dist.	Indiv.	SC	Dist.
1	-1,478	-2,394	0,916	-0,984	-2,136	1,152	-1,132	-2,077	0,946
2	-2,424	-2,394	0,031	-1,975	-2,136	0,161	-2,088	-2,077	0,011
3	-0,727	0,336	1,063	-1,117	0,100	1,216	-1,843	-0,324	1,519
4	-3,174	-2,394	0,780	-2,977	-2,136	0,841	-2,778	-2,077	0,701
5	-2,706	-2,394	0,313	-2,385	-2,136	0,249	-2,513	-2,077	0,436
6	-3,060	-2,394	0,666	-2,846	-2,136	0,710	-2,954	-2,077	0,877
7	-1,957	-2,457	0,500	-1,892	-2,392	0,500	-0,718	-0,718	0,000
8	-2,957	-2,457	0,500	-2,892	-2,392	0,500	-1,718	-2,077	0,359
9	-1,969	-2,394	0,425	-1,979	-2,136	0,156	-1,524	-2,077	0,553
10	-1,945	-2,394	0,449	-1,805	-2,136	0,331	-1,912	-2,077	0,166
11	-1,141	-0,265	0,876	-1,126	-0,286	0,840	-1,052	-0,283	0,769
12	-0,809	-0,265	0,545	-0,782	-0,286	0,496	-0,682	-0,283	0,399
13	0,001	-0,265	0,266	0,012	-0,286	0,298	0,080	-0,283	0,363
14	-0,449	-0,265	0,184	-0,482	-0,286	0,195	-0,501	-0,283	0,218

15	1,390	0,336	1,054	1,284	0,100	1,185	1,120	-0,324	1,444
16	0,265	-0,265	0,529	0,188	-0,286	0,474	0,082	-0,283	0,365
17	1,054	2,110	1,056	0,967	2,018	1,051	0,841	1,882	1,041
18	1,810	2,110	0,301	1,718	2,018	0,301	1,581	1,882	0,301
19	-0,886	-0,265	0,621	-0,940	-0,286	0,654	-1,002	-0,283	0,719
20	-0,014	-0,265	0,250	-0,050	-0,286	0,236	-0,074	-0,283	0,208
21	2,589	2,110	0,479	2,493	2,018	0,475	2,348	1,882	0,466
22	2,988	2,110	0,878	2,895	2,018	0,877	2,758	1,882	0,876
23	0,915	-0,265	1,180	0,890	-0,286	1,176	0,886	-0,283	1,169
24	0,346	0,336	0,009	0,131	0,100	0,032	-0,248	-0,324	0,076
Média	0,578			0,588			0,583		

É possível observar que no caso original do sistema IEEE-RTS, os valores das tarifas locais das barras 1 e 2 são negativos. Isto se deve ao fato de que a região elétrica onde se encontram estas usinas possui muitas cargas, portanto, elas encontram-se bem localizadas do ponto de vista tarifário. Isto significa que a injeção de potência nestas barras contribui para a diminuição do fluxo de potência nos equipamentos de transmissão da rede.

No Cenário 1, ao aumentar o despacho das barras 1 e 2 e reduzir o despacho da Barra 23, nota-se que apesar das tarifas das barras 1 e 2 aumentarem, elas continuam negativas, portanto, permanece o impacto da boa localização destas barras em suas tarifas. Em contrapartida, ao reduzir o despacho na Barra 23, há uma ligeira diminuição no valor de sua tarifa, indicando que há um excesso de geração nesta região.

Analogamente, no Cenário 2, ao aumentar o despacho nas barras 1, 2 e 7, suas tarifas aumentam quando comparadas ao caso Original, mas continuam negativas, mantendo a característica do bom posicionamento desta geração na rede. Já a redução da geração nas barras 21, 22 e 23 atenua o valor de suas tarifas, indicando que estas barras estão localizadas numa região em que já predominam barras de geração. Dessa forma, a redução no despacho destas barras contribui para a diminuição do carregamento das linhas de transmissão.

A Figura 4.14 apresenta o resultado da classificação em zonas tarifárias, onde cada zona é representada por uma cor diferente. Foram apresentados dois grafos para cada caso, um com base no valor dos centroides de cada zona e outro com base no número de cada zona, de modo a facilitar a visualização do agrupamento.

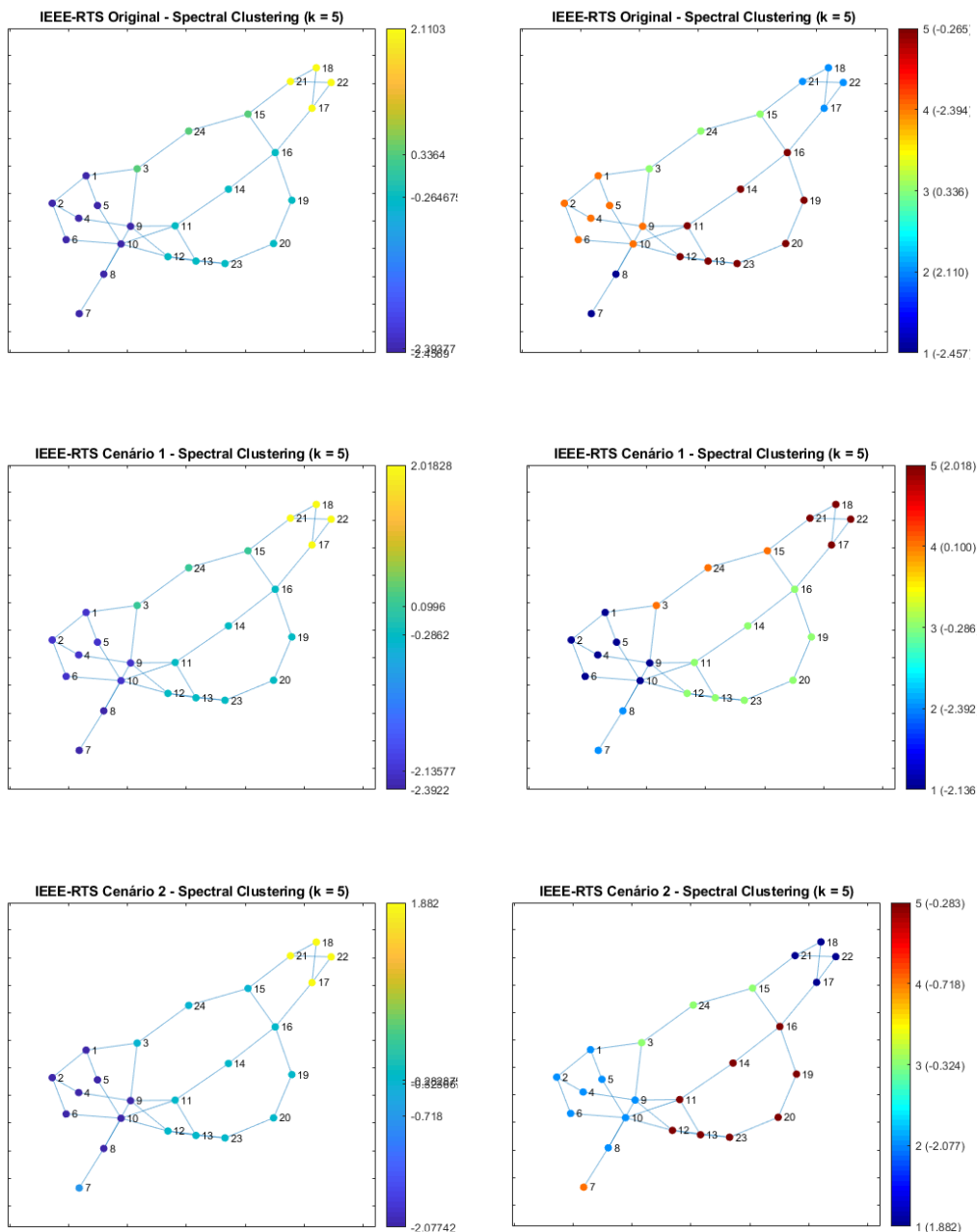


Figura 4.14 - Agrupamento das tarifas para diferentes cenários de despacho do sistema IEEE-RTS.

Comparando o resultado do agrupamento do caso Original e do Cenário 1, é possível notar que, apesar de os valores das tarifas mudarem de um caso para o outro, assim como os valores dos centroides de cada cluster, a classificação das barras pertencentes à cada zona permaneceu a mesma.

Já no Cenário 2, como são feitas mudanças mais significativas de despacho, retirando-se 100 MW de geração da região de 230 kV e inserindo o mesmo montante na região de 138 kV, pode-se observar diferenças na

classificação das zonas. A Barra 7 passou a fazer parte de uma zona tarifária composta por somente ela, cujo centroide é -0,718 e a Barra 8, com tarifa locacional igual a -1,718, passou a compor a zona de centroide -2,077, juntamente com as barras 1, 2, 4, 5, 6, 9 e 10.

4.2.5

Análise de Sensibilidade a Alterações de Topologia

Nesta seção serão apresentados os resultados do agrupamento mediante alterações de topologia. O objetivo é simular os impactos da expansão do sistema de transmissão na classificação do sistema em zonas tarifárias. Além do caso Original do sistema de 24 barras do IEEE-RTS, serão analisados mais dois cenários simulando a expansão do sistema, descritos a seguir.

Cenário 3: Implantação do primeiro circuito da linha de transmissão da Barra 20 para a Barra 22, representado na Figura 4.15, com as características apresentadas na Tabela 4.9 abaixo. É importante ressaltar que a escolha da implantação deste circuito faz sentido do ponto de vista da expansão da rede, considerando que as barras 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22 se conectavam de forma radial no sistema Original. Portanto, ao conectar diretamente as barras 20 e 22, a confiabilidade do sistema é aumentada.

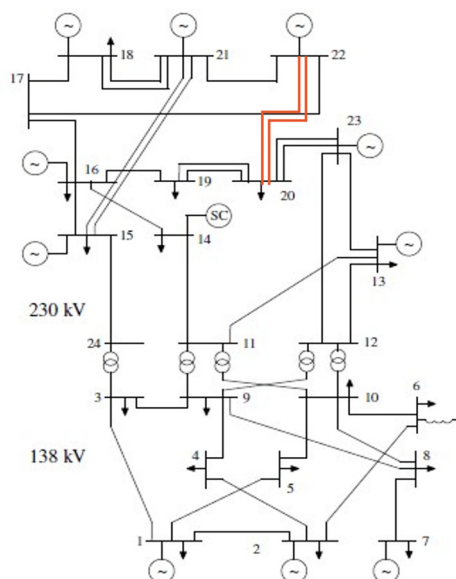
Tabela 4.9 - Dados do Circuito 1 da LT 20-22 Referente ao Cenário 3 de Análise.

Cenário 3 - Implantação do Circuito 1 da LT 20-22						
Nº do Circuito	Barra Origem	Barra Destino	R (pu)	X (pu)	Capacidade (MW)	Custo Anual (R\$)
35	20	22	0,00230	0,08390	400	400



Tabela 4.10 - Dados dos Circuitos 1 e 2 da LT 20-22 Referente ao Cenário 4 de Análise.

Cenário 4 - Implantação dos Circuitos 1 e 2 da LT 20-22						
Nº do Circuito	Barra Origem	Barra Destino	R (pu)	X (pu)	Capacidade (MW)	Custo Anual (R\$)
35	20	22	0,00230	0,08390	400	400
36	20	22	0,00230	0,08390	400	400



Na Tabela 4.11 são apresentados os resultados do agrupamento do caso Original, Cenário 3 e Cenário 4 utilizando o método SC para a classificação das zonas tarifárias. A Figura 4.17 ilustra os resultados do agrupamento para os três casos de estudo.

Cenário Original (k=5)				Cenário 3 (k=5)			Cenário 4 (k=5)		
	Tarifa (\$/MW.ano)			Tarifa (\$/MW.ano)			Tarifa (\$/MW.ano)		
Barra	Indiv.	SC	Dist.	Indiv.	SC	Dist.	Indiv.	SC	Dist.
1	-1,478	-2,394	0,916	-0,944	-1,877	0,933	-0,915	-1,823	0,908
2	-2,424	-2,394	0,031	-1,872	-1,877	0,005	-1,819	-1,823	0,004
3	-0,727	0,336	1,063	-1,938	-0,663	1,275	-1,886	-0,648	1,238
4	-3,174	-2,394	0,780	-2,622	-1,877	0,745	-2,549	-1,823	0,726
5	-2,706	-2,394	0,313	-2,185	-1,877	0,309	-2,124	-1,823	0,301
6	-3,060	-2,394	0,666	-2,556	-1,877	0,680	-2,485	-1,823	0,662
7	-1,957	-2,457	0,500	-1,479	-1,965	0,487	-1,435	-1,909	0,474
8	-2,957	-2,457	0,500	-2,452	-1,965	0,487	-2,383	-1,909	0,474
9	-1,969	-2,394	0,425	-1,466	-1,877	0,411	-1,423	-1,823	0,400
10	-1,945	-2,394	0,449	-1,492	-1,877	0,385	-1,448	-1,823	0,376
11	-1,141	-0,265	0,876	-0,919	0,209	1,128	-0,891	0,212	1,103
12	-0,809	-0,265	0,545	-0,265	0,209	0,474	-0,250	0,212	0,462
13	0,001	-0,265	0,266	0,468	0,209	0,258	0,463	0,212	0,251
14	-0,449	-0,265	0,184	-0,720	0,209	0,930	-0,701	0,212	0,913
15	1,390	0,336	1,054	0,568	-0,663	1,231	0,548	-0,648	1,196
16	0,265	-0,265	0,529	-0,468	0,912	1,380	-0,458	0,875	1,333
17	1,054	2,110	1,056	0,259	0,912	0,653	0,242	0,875	0,633

Cenário Original (k=5)				Cenário 3 (k=5)			Cenário 4 (k=5)		
	Tarifa (\$/MW.ano)			Tarifa (\$/MW.ano)			Tarifa (\$/MW.ano)		
Barra	Indiv.	SC	Dist.	Indiv.	SC	Dist.	Indiv.	SC	Dist.
1	-1,478	-2,394	0,916	-0,944	-1,877	0,933	-0,915	-1,823	0,908
2	-2,424	-2,394	0,031	-1,872	-1,877	0,005	-1,819	-1,823	0,004
3	-0,727	0,336	1,063	-1,938	-0,663	1,275	-1,886	-0,648	1,238
4	-3,174	-2,394	0,780	-2,622	-1,877	0,745	-2,549	-1,823	0,726
5	-2,706	-2,394	0,313	-2,185	-1,877	0,309	-2,124	-1,823	0,301
6	-3,060	-2,394	0,666	-2,556	-1,877	0,680	-2,485	-1,823	0,662
7	-1,957	-2,457	0,500	-1,479	-1,965	0,487	-1,435	-1,909	0,474
8	-2,957	-2,457	0,500	-2,452	-1,965	0,487	-2,383	-1,909	0,474
9	-1,969	-2,394	0,425	-1,466	-1,877	0,411	-1,423	-1,823	0,400
10	-1,945	-2,394	0,449	-1,492	-1,877	0,385	-1,448	-1,823	0,376
11	-1,141	-0,265	0,876	-0,919	0,209	1,128	-0,891	0,212	1,103
12	-0,809	-0,265	0,545	-0,265	0,209	0,474	-0,250	0,212	0,462
13	0,001	-0,265	0,266	0,468	0,209	0,258	0,463	0,212	0,251
14	-0,449	-0,265	0,184	-0,720	0,209	0,930	-0,701	0,212	0,913
15	1,390	0,336	1,054	0,568	-0,663	1,231	0,548	-0,648	1,196
16	0,265	-0,265	0,529	-0,468	0,912	1,380	-0,458	0,875	1,333
17	1,054	2,110	1,056	0,259	0,912	0,653	0,242	0,875	0,633

18	1,810	2,110	0,301	0,983	0,912	0,071	0,946	0,875	0,071
19	-0,886	-0,265	0,621	0,213	0,209	0,004	0,214	0,212	0,002
20	-0,014	-0,265	0,250	0,935	0,209	0,726	0,926	0,212	0,714
21	2,589	2,110	0,479	1,732	0,912	0,819	1,675	0,875	0,800
22	2,988	2,110	0,878	2,056	0,912	1,144	1,969	0,875	1,094
23	0,915	-0,265	1,180	1,753	0,209	1,544	1,721	0,212	1,509
24	0,346	0,336	0,009	-0,619	-0,663	0,044	-0,606	-0,648	0,042
Média	0,578			0,672			0,654		

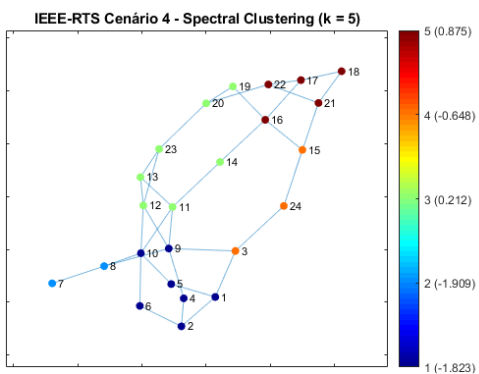
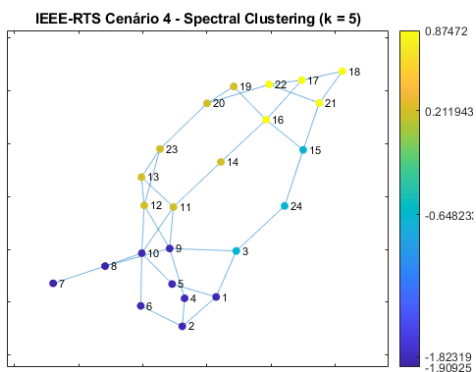
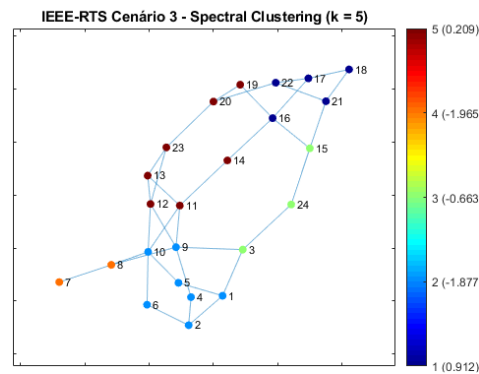
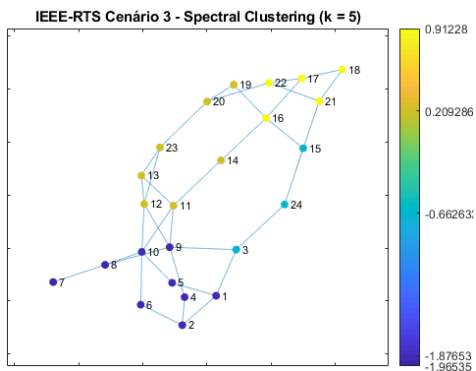
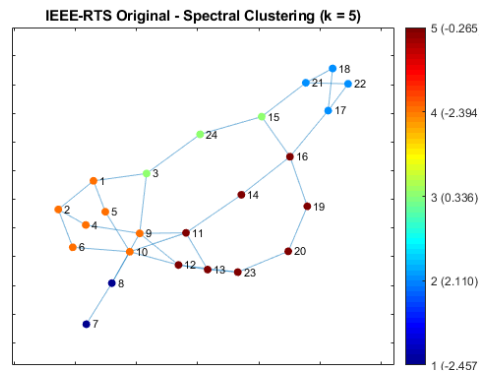
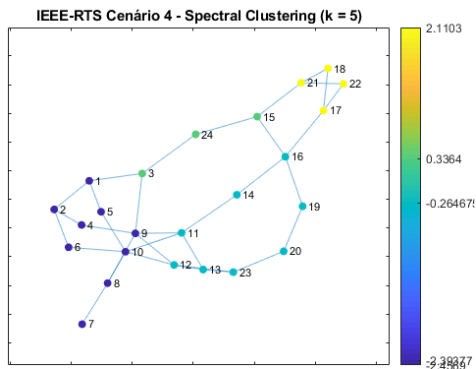


Figura 4.17 - Agrupamento das Tarifas para Diferentes Cenários de Topologia do Sistema IEEE-RTS.

Observa-se que a implantação do circuito 1 da LT que interliga as barras 20 e 22 (Cenário 3) alterou significativamente a classificação das barras pertencentes a cada zona. Este fato demonstra a sensibilidade do método SC a mudanças de topologia da rede.

Um fato interessante a ser observado no Cenário 4, quando comparado ao Cenário 3, é que não houve alteração da classificação das barras de cada *cluster*. Isto ocorre porque a adição do circuito 2 da LT que conecta as barras 20 e 21, para este caso específico, representa uma expansão daquele circuito e não uma alteração de topologia propriamente.

4.3

Aplicação no Sistema Interligado Nacional

4.3.1

Descrição do SIN

Nesta seção serão aplicados os métodos de agrupamento estudados KM e SC ao SIN. Foi escolhido para estudo o caso base “oficial” para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão disponibilizado pela ANEEL por meio da Resolução [44], que alterou [45], referente ao ciclo tarifário 2020-2021. Todos os dados de carga, geração e despacho encontram-se nestas resoluções.

4.3.2

Comparação entre Métodos K-Means e Spectral Clustering - SIN

Nesta subseção foi utilizado o programa Nodal para cálculo das tarifas locais das barras pertencentes à Rede Básica do SIN, avaliadas para o ciclo tarifário 2020-2021. Ressalta-se que o cálculo foi realizado tendo como premissa a injeção de potência na rede, portanto, corresponde a tarifa locacional calculada para os geradores do sistema, sob as premissas do programa Nodal.

No grafo da Figura 4.18 são representadas as barras do SIN a partir dos dados reais de latitude e longitude, bem como as interligações do sistema. A barra de cores à direita do grafo apresenta escala tendo como base os valores das tarifas locais calculadas.

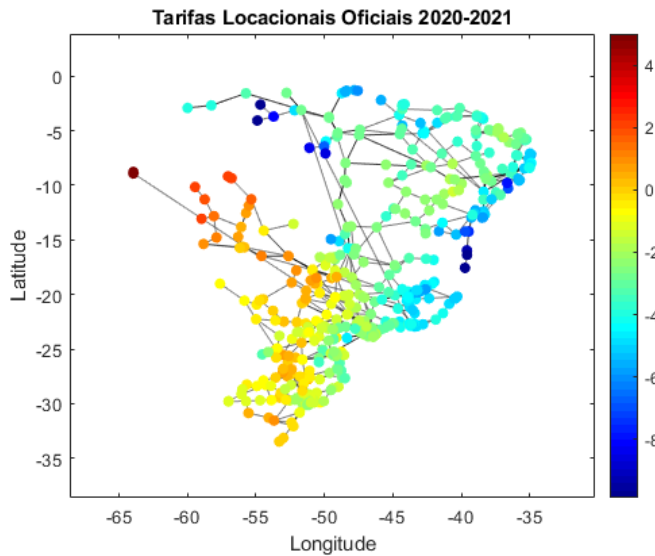


Figura 4.18 - Tarifas locais (geração) calculadas para o SIN referentes ao ciclo tarifário 2020-2021.

Conforme explicado no Capítulo 2, a tarifa locacional dos geradores é maior onde há predominância de geração e é menor onde há predominância de cargas. Analisando a Figura 4.18 pode-se observar que as tarifas locais calculadas pelo programa Nodal apresentam valores mais altos nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso em comparação ao restante do SIN. Isto ocorre porque esta região apresenta pouca carga e conta com a geração das usinas de grande porte como Santo Antônio e Jirau, localizadas em Rondônia.

A seguir serão apresentados os resultados da aplicação dos métodos KM e SC no agrupamento do sistema de transmissão brasileiro em k zonas tarifárias.

- **Para um número de zonas tarifárias $k = 2$:**

A Figura 4.19 exibe o resultado do agrupamento do SIN para os dois métodos estudados. Os centroides de cada zona são apresentados na barra de cores ao lado direito dos grafos.

O agrupamento do SIN em duas zonas tarifárias obtido pelo método KM, assim como no sistema de 24 barras do IEEE-RTS, apresentou barras que não possuem conexão como pertencentes ao mesmo grupo, ficando difícil de interpretá-las como uma zona bem definida.

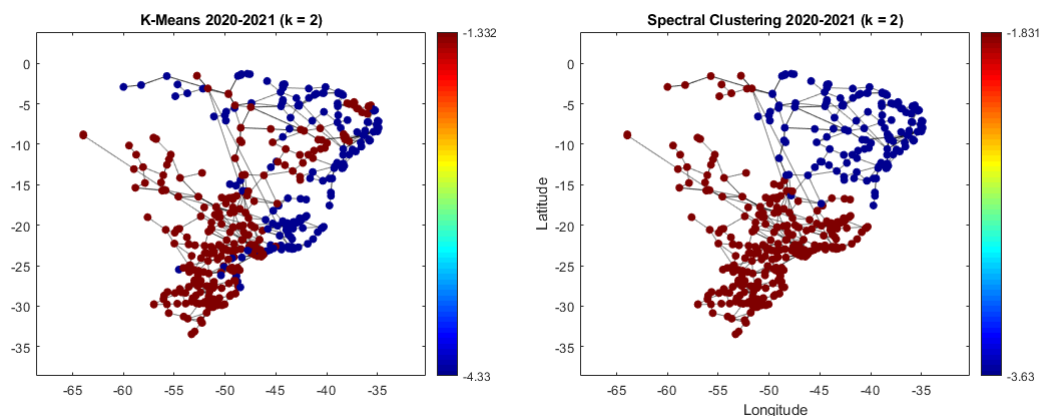


Figura 4.19 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 2$.

Já o agrupamento obtido utilizando o método SC resultou em uma divisão bem mais definida do SIN em duas zonas. Como já era esperado, dividir um sistema deste porte em apenas duas zonas tarifárias não é suficiente para representar suas características. Portanto, o número de zonas será aumentado de forma gradual com o objetivo de avaliar os diferentes resultados dos agrupamentos.

- **Para um número de zonas tarifárias $k = 5$:**

A Figura 4.20 exibe o resultado do agrupamento para 5 zonas tarifárias.

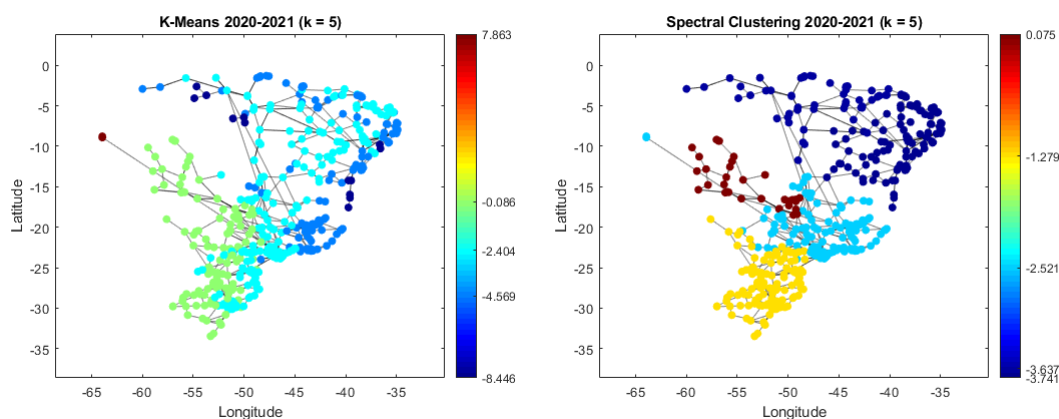


Figura 4.20 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 5$.

Pode ser observado na Figura 4.20 que o agrupamento via método KM mais uma vez resultou em zonas tarifárias pouco definidas, com barras longe tanto elétrica quanto geograficamente umas das outras agrupadas numa mesma zona.

Um comportamento interessante ao dividir o SIN em 5 zonas tarifárias, utilizando o método SC, é que as zonas encontradas se aproximam das regiões geográficas brasileiras. É possível relacionar a zona tarifária de cor amarela à região geográfica Sul, a zona azul clara à região Sudeste, a zona vermelha à região Centro-Oeste e as duas zonas representadas pela cor azul escuro à região Norte e Nordeste.

As zonas tarifárias cujos centroides calculados pelo método SC são -3,637 e -3,741 foram representadas por tons muito próximos de azul escuro, dificultando a visualização de seus limites no grafo da Figura 4.20. De modo a tornar mais clara a divisão entre estas duas zonas, foi plotado na Figura 4.21 o mesmo grafo apresentado na Figura 4.20, referente ao método SC, com mudança na escala de cores. Assim, torna-se mais evidente a divisão das duas zonas, agora representadas pelas cores verde claro (centroide -3,637) e azul escuro (centroide -3,741).

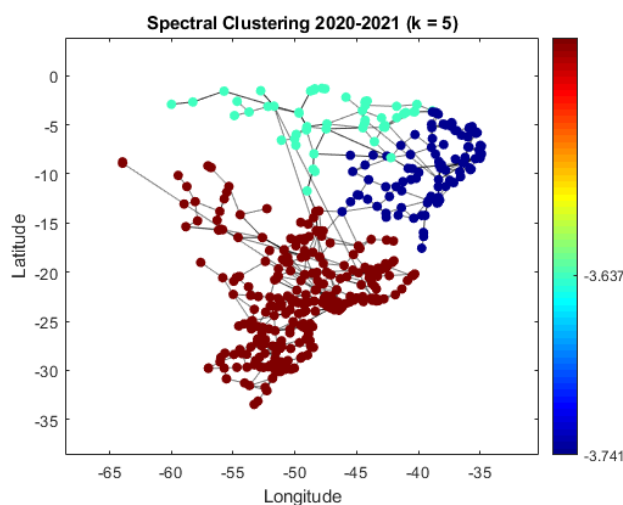


Figura 4.21 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 5$ com mudança de escala na barra de cores de modo que a divisão das zonas representadas pela cor azul escuro ficasse mais evidente.

- **Para um número de zonas tarifárias $k = 10$:**

A Figura 4.22 exhibe o resultado do agrupamento para 10 zonas tarifárias.

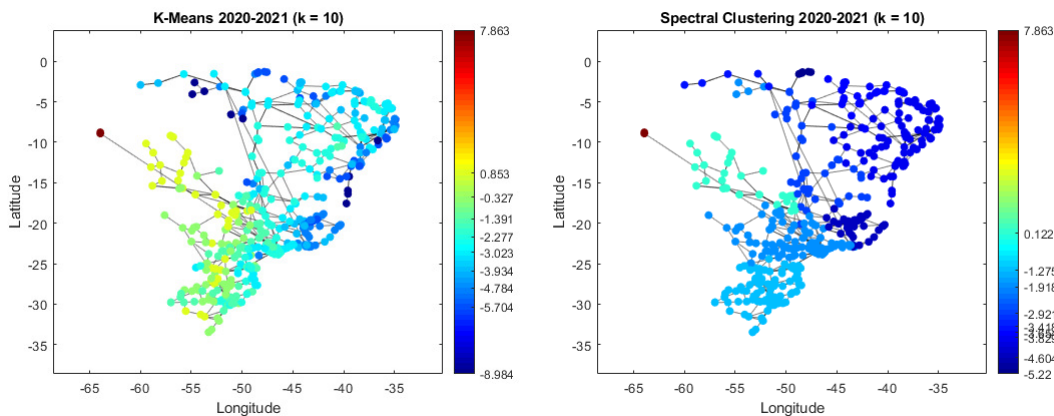


Figura 4.22 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k = 10$.

Pode-se notar pela Figura 4.22, que para $k = 10$ houve a criação de uma zona de cor vermelha que destoa do restante das zonas, pois o valor de seu centroide (7,863) é muito maior que o centroide das demais zonas. Isto se deve ao fato de que as barras que compõem a zona de cor vermelha fazem parte da Coletora Porto Velho 500 kV, onde se conectam as usinas do Complexo do Madeira (Usinas de Santo Antônio e Jirau). Estas usinas possuem tarifas locais muito altas porque se encontram numa região predominantemente de geração e com pouca carga.

De modo a distribuir melhor a escala de cores dos centroides, foram representados os mesmos grafos da Figura 4.22 desconsiderando a zona de centroide 7,863 na escala de cores. O resultado pode ser observado na Figura 4.23 abaixo.

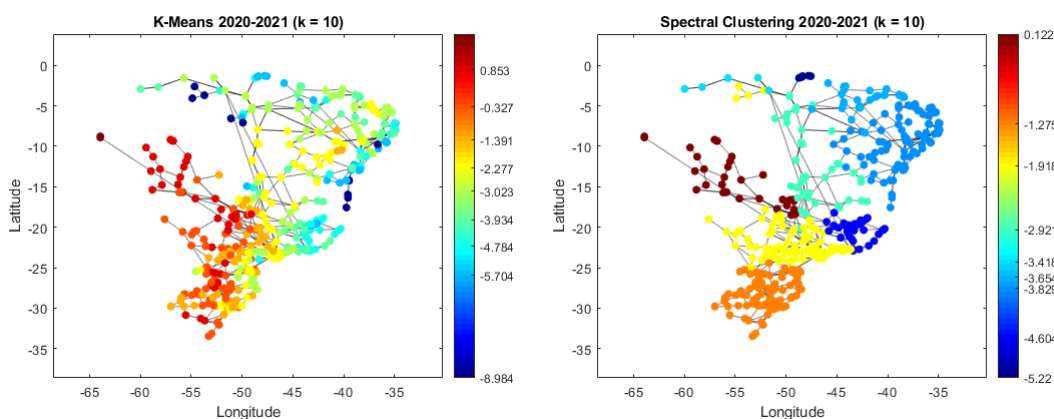


Figura 4.23 - Agrupamento das tarifas do SIN para $k=10$ com mudança de escala na barra de cores de modo que a divisão das zonas ficasse mais evidente.

Novamente, o agrupamento realizado pelo método KM deu origem a zonas tarifárias com barras dispersas umas das outras. Cabe ressaltar que, comparando o grafo do método KM com o grafo das tarifas locais oficiais (individuais), representado na Figura 4.18, verifica-se que eles são bem parecidos. Isto ocorre porque o método KM agrupa do ponto de vista do valor tarifário apenas.

Enquanto no método SC é possível encontrar barras com valores de tarifa mais altos ou mais baixos que o restante das barras participantes de sua zona, entretanto, elas se encontram próximas eletricamente umas das outras. O método tenta encontrar um equilíbrio entre a diferença tarifária entre barras e a conectividade entre elas. Como resultado, é possível encontrar regiões tarifárias bem definidas, facilitando a interpretação dos sinais econômicos para os agentes que fazem uso da rede.

Analisando o histograma das tarifas locais do SIN apresentado na Figura 4.24, observa-se que realmente não existem grupos tarifários bem definidos neste conjunto de dados. É possível notar um grupo pequeno formado pela barra em que se conectam as usinas de Santo Antônio e Jirau e outro grupo grande formado pelo restante das barras. Desse modo, o método KM realiza o agrupamento quase que simplesmente dividindo as barras em zonas tarifárias de forma uniforme, o que pode ser observado nos valores de centroides obtidos nesta classificação e exibidos na Figura 4.23.

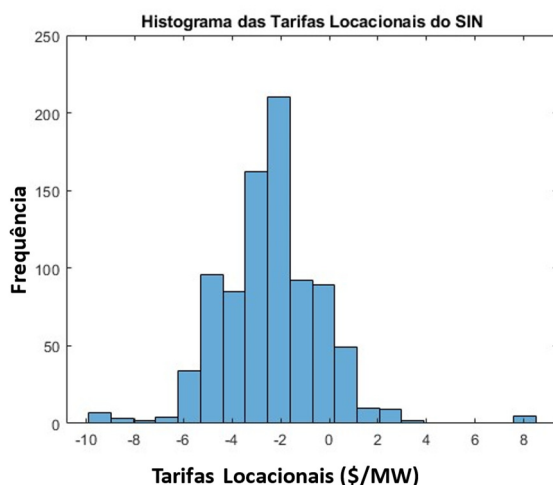


Figura 4.24 - Histograma das tarifas locais do SIN.

Já o método SC, que considera também a conectividade direta entre barras no agrupamento, os centroides obtidos apresentam uma distribuição menos uniforme, ocorrendo, inclusive casos em que os centroides apresentam valores muito próximos, mas são agrupados em zonas diferentes. Este fato ocorre, por exemplo, nas duas zonas tarifárias cujos centroides são -3,564 -3,418,

respectivamente. Apesar de as barras pertencentes a estas zonas possuírem valores de tarifas muito próximos, elas não foram agrupadas na mesma zona por não possuírem conectividade entre elas.

Na próxima seção serão apresentados os resultados do *Elbow* para o SIN e os resultados da clusterização serão discutidos mais detalhadamente.

4.3.3 Método Elbow

Assim como realizado para o sistema IEEE-RTS, também foi utilizado o método *Elbow* para amparar a escolha do número de zonas tarifárias ideal em que se deve dividir o SIN.

O grafo da Figura 4.25 abaixo exhibe o cálculo do índice SSE para 100 rodadas do algoritmo de clusterização KM, bem como do algoritmo SC. Conforme explicado na Seção 4.2.3, o índice SSE calcula a soma das distâncias entre a tarifa de cada barra em relação ao centroide da zona a que ela pertence, segundo a equação (4.2).

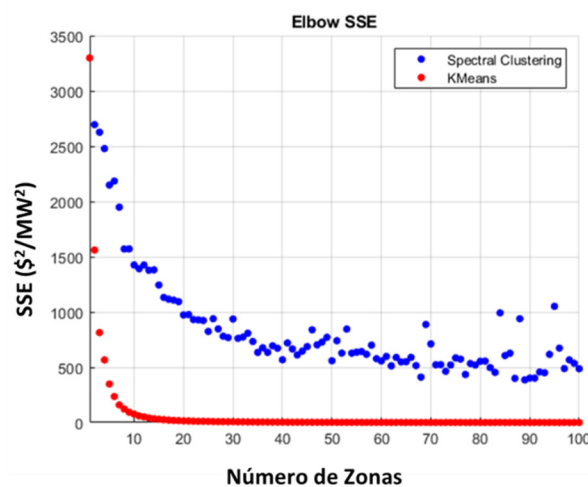


Figura 4.25 - Elbow da soma das distâncias tarifárias para o SIN.

O gráfico da Figura 4.25 mostra que, ao aumentar o número de *clusters* k , a soma das distâncias entre os centroides e as tarifas locais calculadas para cada barra diminui. No limite, ao rodarmos quaisquer dos dois algoritmos o mesmo número de vezes que a quantidade de barras do SIN, o SSE será nulo e cada barra comporá uma única zona tarifária.

Pode-se destacar que, assim como para o sistema de 24 barras analisado na Seção 4.2, o índice SSE calculado para o algoritmo KM atinge valores próximos

de zero bem mais rápido que no método SC. Este fato era esperado, visto que o método KM busca otimizar apenas a distância tarifária entre as barras.

Já o método SC, além de precisar de mais rodadas para alcançar o valor nulo de índice SSE, apresenta um comportamento bem mais ruidoso que o método KM. Este comportamento ocorre porque o método SC visa a otimização de dois atributos: a distância tarifária entre as barras e a conectividade entre elas.

De forma complementar, o gráfico da Figura 4.26 a seguir foi plotado considerando 100 rodadas de ambos os algoritmos de agrupamento estudados, calculando para cada uma delas o índice SDA, segundo a equação (4.3). O SDA mede a distância entre as barras de um mesmo *cluster* utilizando a soma dos atributos das conexões que ligam uma barra à outra no sistema, com o intuito de avaliar a qualidade do agrupamento do ponto de vista da topologia da rede.

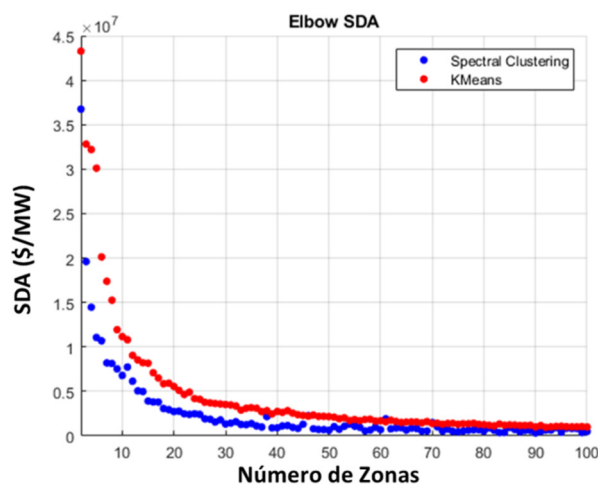


Figura 4.26 - Elbow da soma dos atributos das conexões para o SIN.

Analisando a Figura 4.26 é possível observar que a situação se inverte, o método SC alcança valores próximos a zero mais rápido que o método KM. Isto ocorre porque o método KM não leva em consideração a distância entre as barras no agrupamento, classificando inclusive barras de subsistemas diferentes em uma mesma zona tarifária.

O método *Knee* foi escolhido para auxiliar na definição do número ideal de zonas tarifárias em que se deve dividir o SIN tendo como base o agrupamento realizado via algoritmos KM e SC.

A Figura 4.27 e a Figura 4.28 apresentam os resultados do *Knee* obtidos para o algoritmo KM tendo como base o cálculo dos índices SSE e SDA, respectivamente.

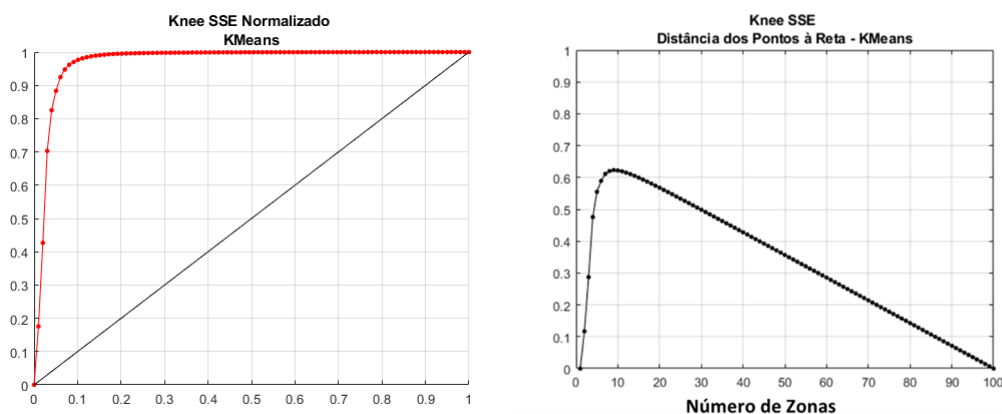


Figura 4.27 - Knee da soma das distâncias tarifárias obtida no método KM para o SIN.

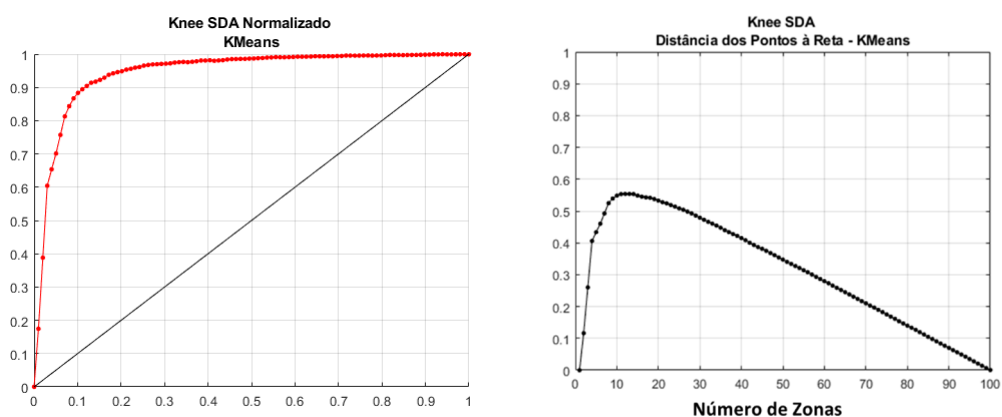


Figura 4.28 - Knee da soma dos atributos das conexões obtida no método KM para o SIN.

O ponto de máximo da curva de distância dos pontos à reta com base no índice SSE, conforme Figura 4.27, é 9, indicando que é interessante classificar o SIN em 9 zonas tarifárias diferentes. Já o ponto de máximo da curva equivalente referente ao índice SDA, conforme Figura 4.28, é 12.

A seguir são apresentados os resultados obtidos para o método SC.

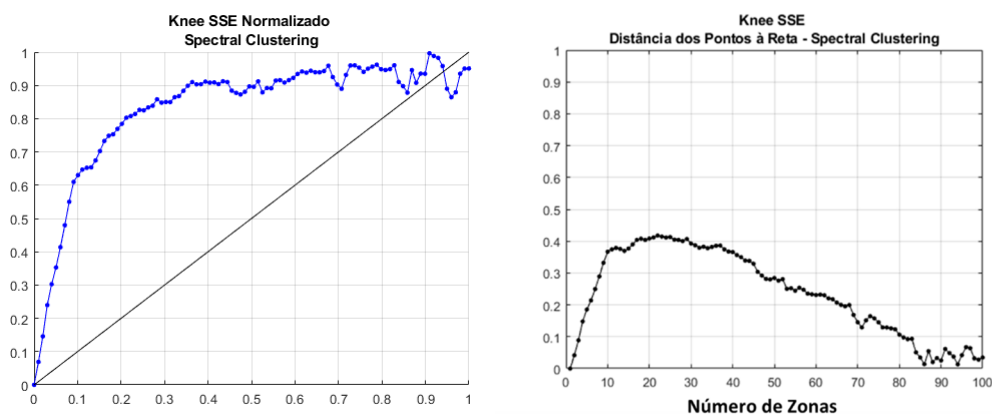


Figura 4.29 - Knee da soma das distâncias tarifárias obtida no método SC para o SIN.

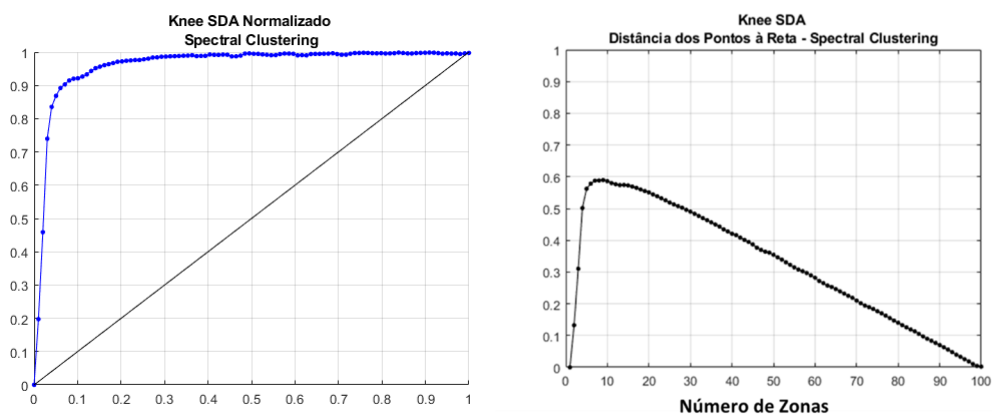


Figura 4.30 - Knee da soma dos atributos das conexões obtida no método SC para o SIN.

Em relação aos resultados obtidos no método SC, o ponto de máximo da curva de distância dos pontos à reta, ou joelho da curva, com base no índice SSE, é 22, conforme Figura 4.29. Enquanto o ponto de máximo da curva de distância referente ao índice SDA é 9.

O método *Elbow* visa a identificação do número de clusters no qual a partir dele não há ganhos significativos na modelagem dos dados que justifique a próxima rodada do algoritmo, isto é, o valor mínimo de clusters a ser utilizado no agrupamento. Portanto, entende-se que quando duas medidas de qualidade são utilizadas para avaliar o agrupamento e cada uma indica um número de clusters ideal diferente da outra, é melhor optar pelo maior valor entre elas.

Considerando que o método *Knee* indicou os valores 9 e 12 como número ideal de zonas para o método KM e os valores de 22 e 9 para o método SC, foi escolhido o valor $k = 12$ para KM e o valor $k = 22$ para o SC. O resultado final do agrupamento com base nestes valores pode ser visto Figura 4.31 abaixo. Para tornar a visualização dos *clusters* mais clara, os grafos foram plotados utilizando o número de zonas como parâmetro, de modo que haja um espaçamento fixo entre as zonas tarifárias que cada uma delas seja representada por uma cor diferente.

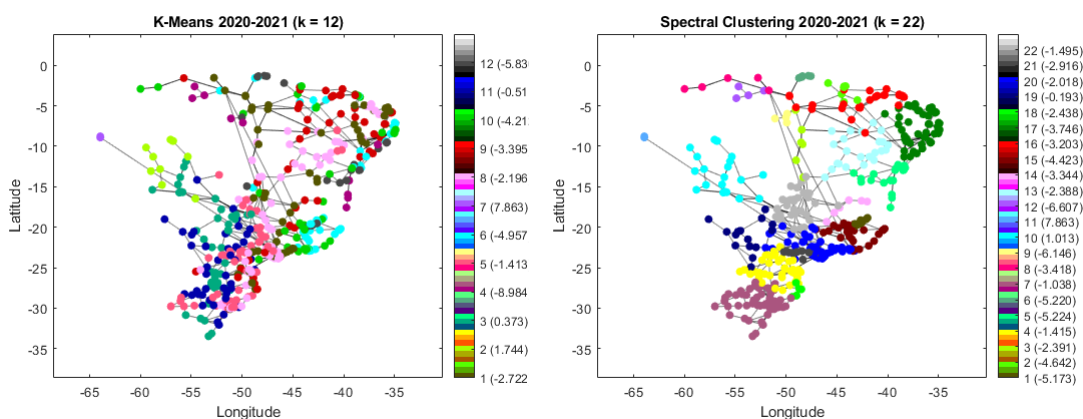


Figura 4.31 - Agrupamento das tarifas locais do SIN utilizando o número de zonas obtido pelo método *Knee* para o KM e o SC.

A Figura 4.31 demonstra que o agrupamento via KM para $k = 12$ apresenta regiões tarifárias indefinidas, cujas barras estão dispersas tanto do ponto de vista elétrico quanto geográfico. Por este motivo, este método será desconsiderado nas próximas seções desta dissertação.

Já o agrupamento via SC apresenta zonas tarifárias bem definidas, com características elétricas e geográficas similares. A Figura 4.32 abaixo apresenta a comparação entre o grafo das tarifas locais oficiais, calculadas por meio do programa Nodal, e o resultado final do agrupamento em 22 zonas tarifárias. Alguns exemplos de agrupamento foram destacados de modo a demonstrar a sensibilidade do algoritmo SC no processo de clusterização.

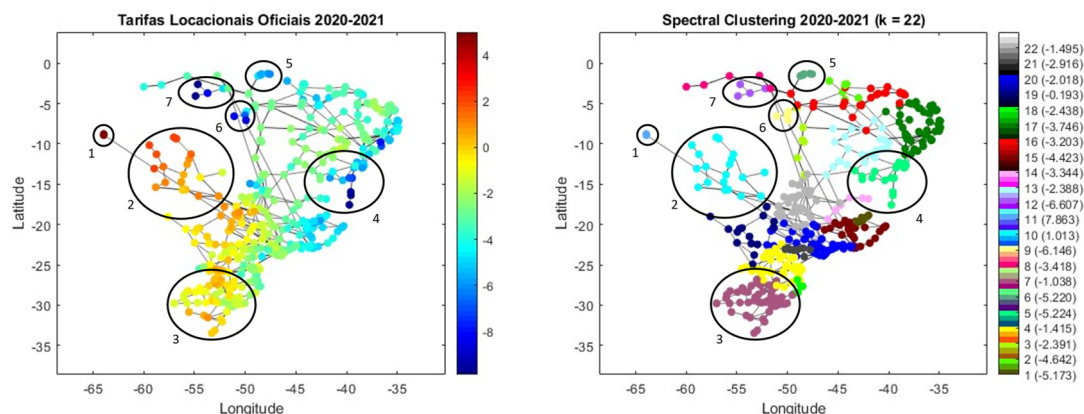


Figura 4.32 - Comparação das tarifas locacionais oficiais e o agrupamento obtido pelo método SC em 22 zonas tarifárias.

Seguem algumas conclusões com relação aos agrupamentos destacados nos grafos:

1. Conforme mencionado anteriormente, a barra referente à coletora Porto Velho, situada em Rondônia, foi agrupada separadamente, pois o valor de sua tarifa é muito maior que o restante do país;
2. A região de Mato Grosso possui tarifas locacionais altas devido à alta presença de usinas geradoras, como por exemplo, o Complexo Teles Pires, além de contar com a presença de pouca carga. Por este motivo o grafo das tarifas locacionais oficiais aparece destacado nas cores amarelo e laranja, o que foi devidamente identificado pelo método SC e agrupado na zona tarifária azul claro, cujo centroide é 1,013;
3. Destaca-se a zona de cor lilás, localizada no Sul do Brasil, que conta com as barras do estado de Rio Grande do Sul e algumas de Santa Catarina. É interessante notar como a questão geográfica foi bem delimitada nesta zona;
4. Outro ponto a ser destacado foi o agrupamento da região litorânea da Bahia, que possuía valores de tarifa baixos, com algumas barras apresentando a cor azul escuro no grafo das tarifas locacionais oficiais;
5. É interessante notar também o comportamento do método SC no agrupamento de barras conectadas de forma radial, conforme destacado no círculo de número 5 no grafo, localizado no Pará;

6. A zona representada pelo círculo número 6 foi ressaltada, pois os valores de tarifa locacional eram mais baixos que os das barras adjacentes. O método foi capaz de identificar este comportamento e agrupá-las numa zona à parte.
7. O mesmo fato que ocorreu no círculo de número 6, também ocorreu no de número 7. O conjunto de barras conectadas de forma radial e com valores tarifários destoantes do restante das barras foi agrupado numa zona exclusiva.

Tendo em vista os resultados satisfatórios obtidos no método SC, nas próximas seções será avaliada a sensibilidade do método a alterações de despacho do SIN e a mudanças de topologia.

4.3.4

Análise de Sensibilidade a Diferentes Despachos

A presente seção destina-se a avaliar o comportamento do algoritmo de clusterização SC a mudanças de despacho no SIN. O caso selecionado para o estudo refere-se ao caso base do Plano Decenal de Expansão de Energia – Ciclo 2008-2017 da EPE, ciclo tarifário 2014-2015.

O cálculo das tarifas locacionais desta seção foi feito utilizando o programa TUST, baseado nos casos de estudo do relatório [40], considerando o fator de ponderação no cálculo das tarifas, conforme discutido no Capítulo 2 desta dissertação.

A Figura 4.33 apresenta o resultado das tarifas locacionais calculadas para o ciclo 2014-2015 com as barras e linhas representadas em um grafo.

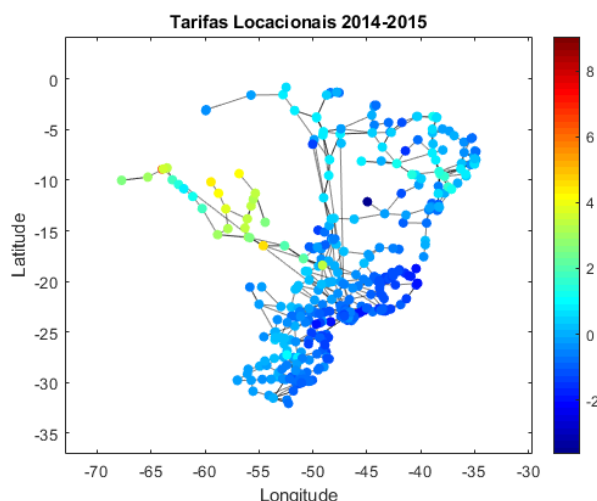


Figura 4.33 - Tarifas locais calculadas para o SIN referentes ao Cenário Original do ciclo tarifário 2014-2015.

Pode-se observar que a sinalização locacional está bem representada na Figura 4.33. As tarifas de geração apresentam valores altos nos estados de Acre, Rondônia e Mato Grosso e valores baixos nas regiões Sudeste e Sul, devido à grande quantidade de cargas.

Atualmente, a metodologia Nodal utilizada pela ANEEL no cálculo das TUST utiliza a premissa de despacho proporcional por submercado. Isto significa que as unidades geradoras são despachadas de forma proporcional até o atendimento pleno da carga de cada submercado do SIN. Consequentemente, o fluxo nas interligações entre os subsistemas tende a zero.

Na realidade, as interligações possuem papel fundamental no atendimento das cargas de todo o país. É comum ocorrer intercâmbio entre subsistemas exportadores para subsistemas importadores de energia elétrica ao longo do ano.

Neste sentido, o primeiro cenário de sensibilidade a ser estudado considerará o chamado Despacho Proporcional Brasil [40], que será descrito a seguir.

Cenário 1: Considera o Despacho Proporcional Brasil, que consiste em despachar todas as usinas do SIN de forma proporcional até o atendimento pleno de toda carga do país. Desse modo, as interligações entre subsistemas são utilizadas de forma mais próxima da realidade e seu custo é dividido entre os usuários na proporção de 50%:50% via selo.

A seguir serão apresentados os resultados do cálculo das tarifas locais para o Cenário 1 de estudo.

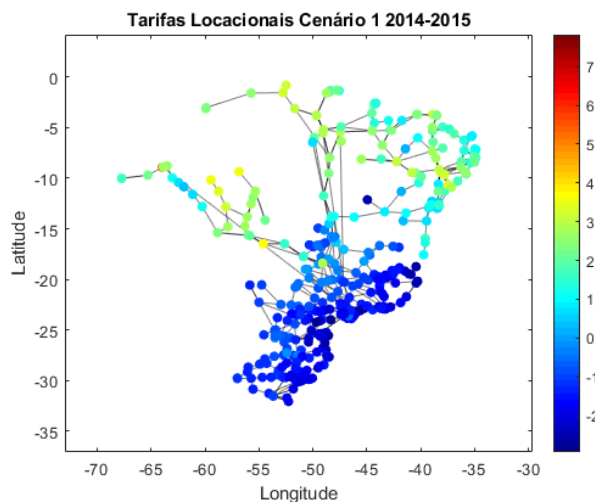


Figura 4.34 - Tarifas locais calculadas para o SIN referentes ao Cenário 1 do ciclo tarifário 2014-2015.

A Figura 4.34 mostra que ao utilizar o Despacho Proporcional Brasil, o sinal locacional reflete uma divisão clara do país como Norte exportador de energia e Sul como importador de energia. Este resultado indica que do ponto de vista de otimização da rede de transmissão é recomendado que novas usinas se conectem nas regiões de grande carga, Sul e Sudeste do país.

Em seguida serão comparados os resultados do agrupamento em zonas tarifárias do Cenário Original x Cenário 1. De forma a facilitar a visualização dos *clusters*, foram utilizados dois tipos de escala para a exibição dos grafos, a primeira escala considera os valores dos centroides de cada zona como parâmetro e a segunda escala é parametrizada pelo número da zona, de 1 a 22.

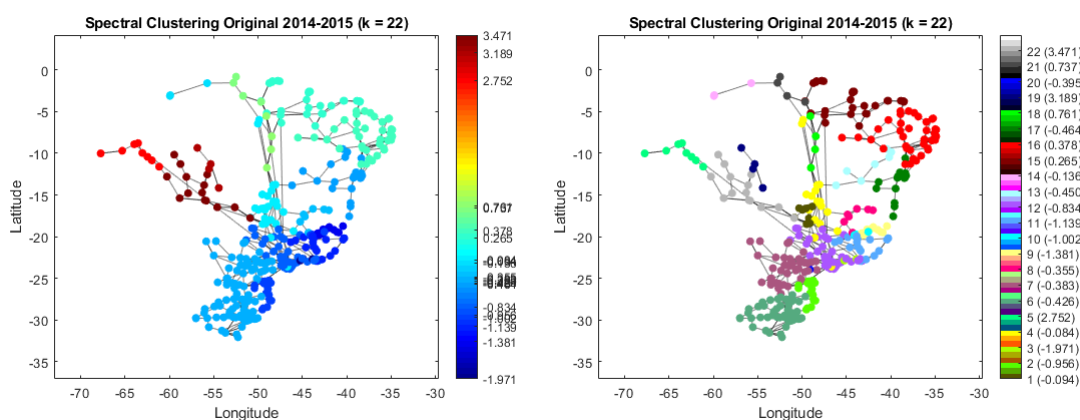


Figura 4.35 - Agrupamento em zonas tarifárias utilizando o método SC para o Cenário Original do SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.

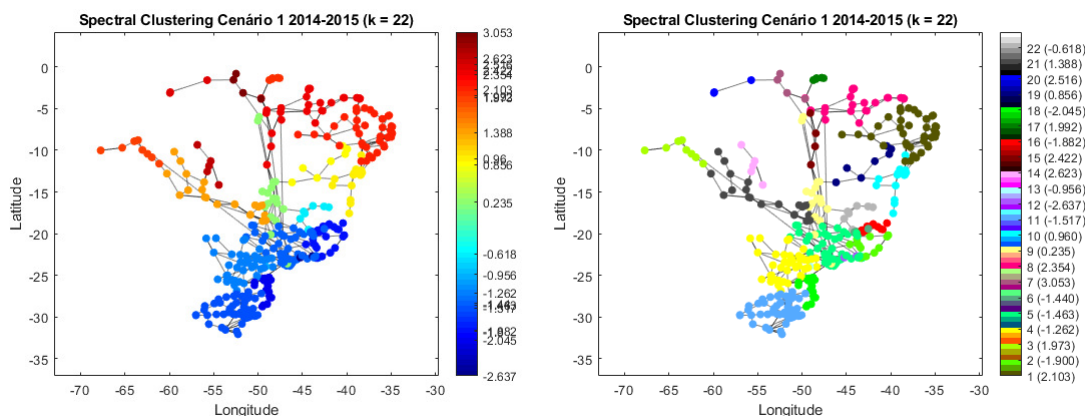


Figura 4.36 - Agrupamento em zonas tarifárias utilizando o método SC para o Cenário 1 do SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.

Quando comparamos o agrupamento do método SC no Cenário Original e no Cenário 1 é possível constatar que não houve diferenças significativas nas barras pertencentes a cada zona. Naturalmente, os valores dos centroides são diferentes, visto que as tarifas mudaram, mas os “cortes” feitos pelo algoritmo de clusterização permanecem basicamente os mesmos.

Para ajudar a entender o ocorrido, foi plotado na forma de um grafo as diferenças entre tarifas locais do Cenário 1 em comparação com o Cenário Original, que pode ser visto na Figura 4.37.

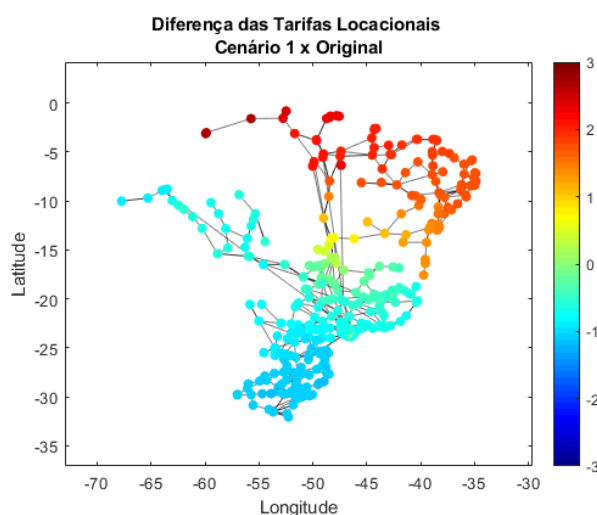


Figura 4.37 - Diferença entre as tarifas locais calculadas no Cenário 1 e o Cenário Original para o SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.

A Figura 4.37 mostra que a mudança de despacho proposta no Cenário 1 impactou de forma global as tarifas do SIN, aumentando as tarifas de forma quase uniforme nas regiões Norte e Nordeste e reduzindo também de maneira uniforme no Sul e Sudeste. Isto explica o porquê de não ter havido mudanças nos cortes das zonas pelo método SC.

Como o processo de clusterização leva em consideração a diferença tarifária entre uma barra e outra no momento da criação das zonas, caso as tarifas aumentem ou diminuam juntas, não há impacto nos grupos formados e sim nos valores dos centroides.

Cenário 2: Considera, além do Despacho Proporcional Brasil, a condição em que a região Norte-Nordeste importa energia elétrica da região Sul-Sudeste-Centro-Oeste e é denominado Despacho Norte-Nordeste Importador, conforme [40]. Neste cenário são deslocados 3 GW das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso para as usinas de Itaipu, Itumbiara e Marimbondo.

O resultado das tarifas locais calculadas para o Cenário 2 é apresentado abaixo.

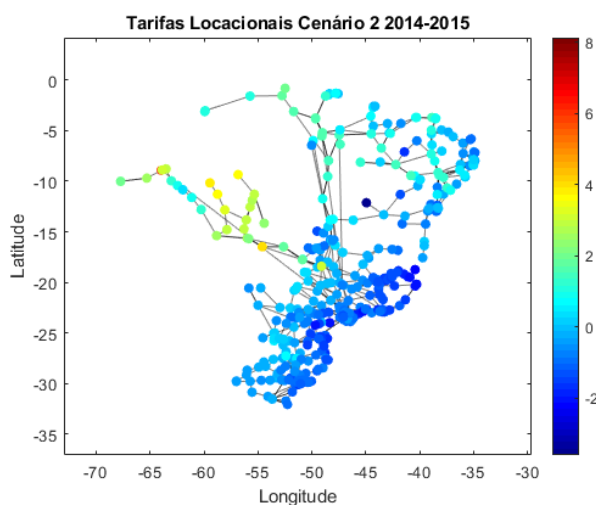


Figura 4.38 - Tarifas locais calculadas para o SIN referentes ao Cenário 2 do ciclo tarifário 2014-2015.

Verifica-se que no Cenário 2, representado pela Figura 4.38, em comparação com o Cenário 1, representado na Figura 4.34, ao tornar a região N-NE importadora, suas tarifas locais diminuem, enquanto as tarifas no S-SE-CO aumentam. Este comportamento é esperado visto que agora o N-NE conta com menos capacidade de geração, que foi deslocada para a região S-SE-CO.

O resultado da clusterização em zonas tarifárias do Cenário 2 é apresentado abaixo.

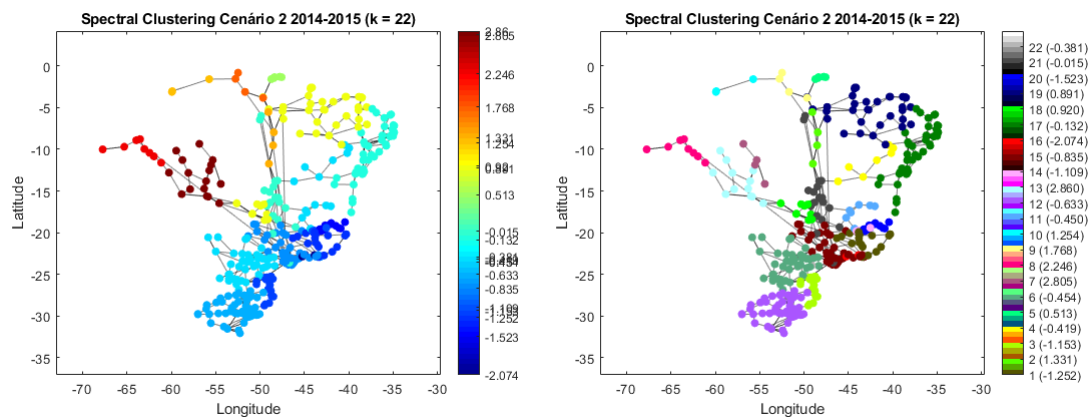


Figura 4.39 - Agrupamento em zonas tarifárias utilizando o método SC para o Cenário 2 do SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.

Ao comparar o resultado do agrupamento nos cenários 2 e 1, é possível notar diferença na região Nordeste. De modo a auxiliar na análise foi plotado o grafo da Figura 4.40, que contém a diferença entre as tarifas locais do Cenário 2 em comparação com o Cenário 1.

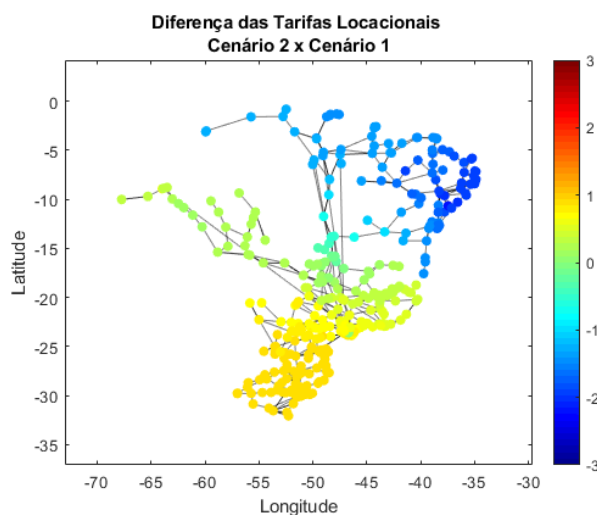


Figura 4.40 - Diferença entre as tarifas locais calculadas no Cenário 2 e o Cenário 1 para o SIN referente ao ciclo tarifário 2014-2015.

Analisando a região Nordeste, pode-se observar que parte de suas barras apresenta a cor azul claro e outra parte apresenta cor azul escuro, evidenciando que o impacto do deslocamento da geração do Nordeste influenciou algumas tarifas mais do que as outras.

Este fato foi percebido pelo método SC, que agrupou o litoral do Nordeste em uma única zona, cujo centroide é -0,132.

A próxima seção abordará a análise de sensibilidade do algoritmo SC a alterações de topologia no SIN.

4.3.5

Análise de Sensibilidade a Alterações de Topologia

O objetivo desta seção é apresentar uma análise de sensibilidade do método SC a mudanças de topologia no SIN.

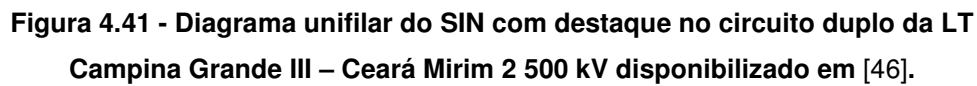
O caso base utilizado para o estudo refere-se aos dados oficiais da ANEEL que subsidiaram o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão do ciclo 2020-2021. Nesta seção foi utilizado o programa Nodal para cálculo das tarifas locais do SIN.

Cabe ressaltar que foi considerada a abertura da interligação Norte-Sul como caso de sensibilidade de alteração de topologia, por exemplo, a abertura do circuito triplo Miracema – Gurupi 500 kV. Entretanto, não houve diferença significativa das tarifas locais calculadas, logo, o resultado do agrupamento também não obteve mudanças relevantes. Isto se deve ao fato de que a premissa de despacho utilizada pelo programa Nodal considera o despacho proporcional por submercado, minimizando assim o fluxo de potência nas interligações inter-regionais do SIN.

De forma a impactar o cálculo das tarifas e, consequentemente, do agrupamento em zonas tarifárias, foi escolhida a região Nordeste para a aplicação de dois cenários diferentes de topologia em comparação com o caso “oficial” do ciclo 2020-2021. Optou-se pela região Nordeste devido ao grande potencial de geração eólica disponível e ao fato deste subsistema possuir conexões com grande capacidade de transmissão.

A seguir serão apresentados os cenários 3 e 4 de sensibilidade com suas respectivas características.

Cenário 3: Abertura do circuito duplo Campina Grande III – Ceará-Mirim 500 kV representado na Figura 4.41.



Cenário 4: Abertura do circuito duplo Campina Grande III – Ceará-Mirim 2



De modo a comparar os casos estudados, foi plotado o grafo do SIN contendo a diferença entre as tarifas locais calculadas do Cenário 1 x Cenário Original e Cenário 2 x Cenário Original para cada barra. O resultado é apresentado na Figura 4.43 e Figura 4.44.

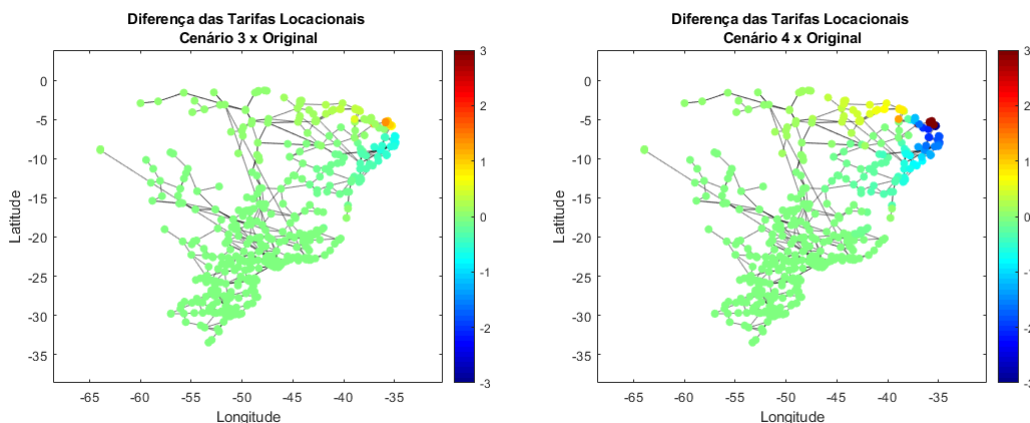


Figura 4.43 - Diferença das tarifas locais calculados do Cenário 1 x Cenário Original e Cenário 2 x Cenário Original.

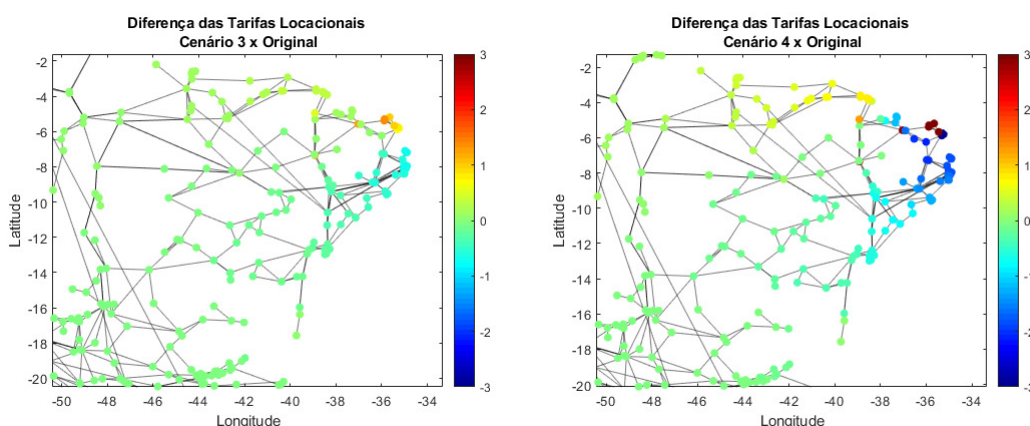


Figura 4.44 - Diferença das tarifas locais calculados do Cenário 1 x Cenário Original e Cenário 2 x Cenário Original com foco no Nordeste.

Pode-se notar que tanto no Cenário 1 quanto no Cenário 2 o impacto da abertura das conexões ocorreu somente na região Nordeste, pois a diferença tarifária é praticamente nula no restante do SIN.

Pode-se observar que em ambos os cenários houve um aumento significativo das tarifas no estado do Rio Grande do Norte, cujas barras apresentam valor amarelo e laranja no grafo Cenário 1 x Original e apresentam valores vermelhos no grafo Cenário 2 x Original. Isto ocorre porque há uma grande

concentração de usinas eólicas conectadas nestas barras, cuja energia era escoada pelos circuitos que foram abertos na análise de sensibilidade. Desse modo, ao abrir os circuitos, há um excesso de geração nesta região que se reflete nas tarifas locacionais, indicando um custo alto para uma nova usina se conectar nestas barras.

Em contrapartida, há uma diminuição das tarifas locacionais na região litorânea do Nordeste, representada pelas barras de cor azul claro no grafo Cenário 1 x Original e pela cor azul escuro no grafo Cenário 2 x Original. Isto se deve ao fato de que a região litorânea possui muita carga e deixou de ser atendida pelos circuitos que foram desconectados, tornando-se um bom lugar para a conexão de novas unidades geradoras.

Conforme esperado, as alterações nos valores das tarifas são refletidas no agrupamento realizado pelo método SC, que pode ser verificado na Figura 4.45.

Em consonância com as conclusões obtidas relativas às tarifas locacionais e tendo em vista que os três grafos exibidos na Figura 4.45 possuem a mesma escala, é possível identificar que do Cenário Original para os cenários 1 e 2 há uma redução nos valores dos centroides referentes à zona tarifária que compõe a região litorânea do Nordeste.

Comparando o Cenário Original e o Cenário 1, nota-se que com a desconexão do circuito duplo Campina Grande III – Ceará-Mirim 2 500 kV houve uma divisão entre clusters no Nordeste exatamente no ponto de desconexão desta LT. É possível notar que as barras pertencentes ao Rio Grande do Norte que comportam uma grande quantidade de usinas eólicas, cujas tarifas apresentaram um aumento considerável, foi agrupada na zona verde clara.

Já no Cenário 2, que além da abertura da LT Campina Grande III – Ceará Mirim 2 500 kV, conta com a desconexão do circuito duplo Ceará Mirim – Extremoz 230 kV, as tarifas das barras de cor vermelha, localizadas no Rio Grande do Norte, aumentaram tanto que formaram um único cluster, conforme Figura 4.45.

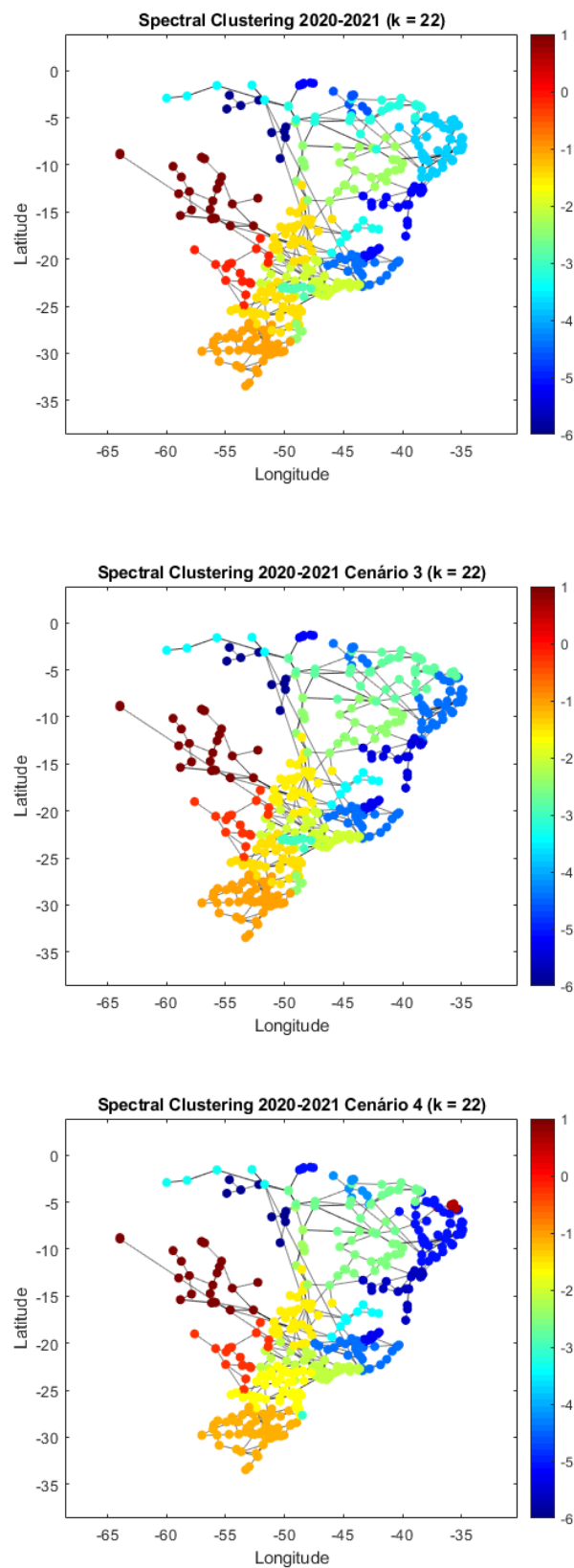


Figura 4.45 - Agrupamento das tarifas locacionais via método SC para diferentes cenários de topologia do SIN.

A sensibilidade do agrupamento via SC a alterações de topologia é uma propriedade importante e desejada na classificação do SIN em zonas tarifárias. Considerando que o agrupamento em zonas possui a característica de compartilhar o custo da transmissão tendo como base uma tarifa média ponderada para cada zona, usuários com tarifa mais baixa que a média calculada de sua zona podem ser prejudicados e usuários com tarifas mais altas serão beneficiados. Portanto, nos casos em que a tarifa de determinada barra destoe de forma expressiva das barras adjacentes, é de grande importância que o algoritmo de clusterização identifique este fato e a agrupe em uma zona à parte, conforme demonstrado no Cenário 2.

4.3.6

Análise de Sensibilidade Temporal

De modo a possibilitar a análise do agrupamento ao longo do tempo, foi utilizado o programa Nodal para calcular as tarifas locacionais das barras do SIN com base nos casos que subsidiaram a publicação “oficial” das TUST referente aos ciclos 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021. Os dados de geração, de carga e de linha foram disponibilizados nas resoluções [47], [48], [49], [50], [51] e [44], respectivamente. Os grafos apresentados na Figura 4.46 exibem as tarifas locacionais de cada barra utilizando a mesma escala da barra de cores.

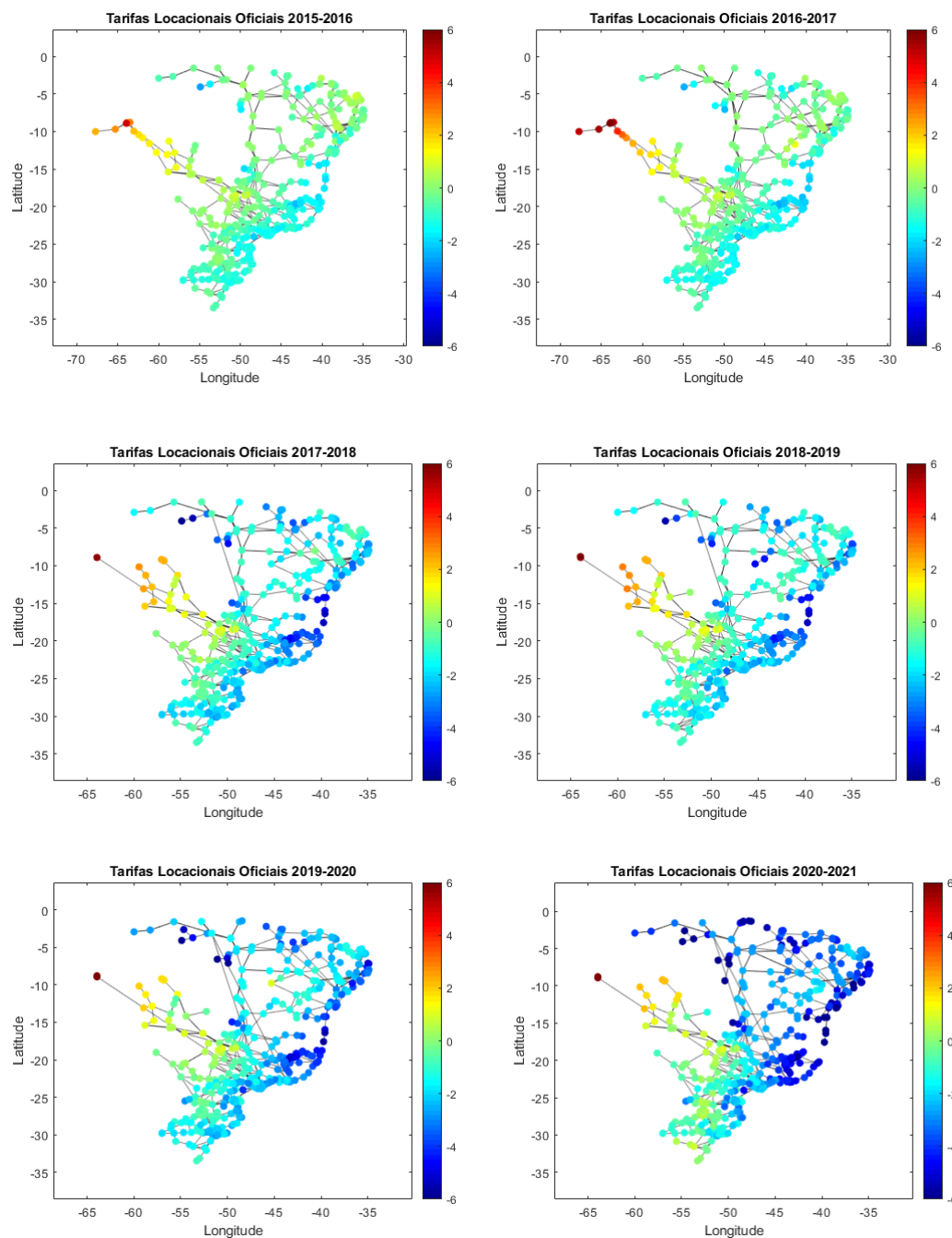


Figura 4.46 - Tarifas locacionais oficiais calculadas para os ciclos tarifários 205-2016, 2016-2017- 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021 utilizando a mesma escala.

O resultado do agrupamento via método SC, considerando 22 zonas tarifárias, é mostrado a seguir.

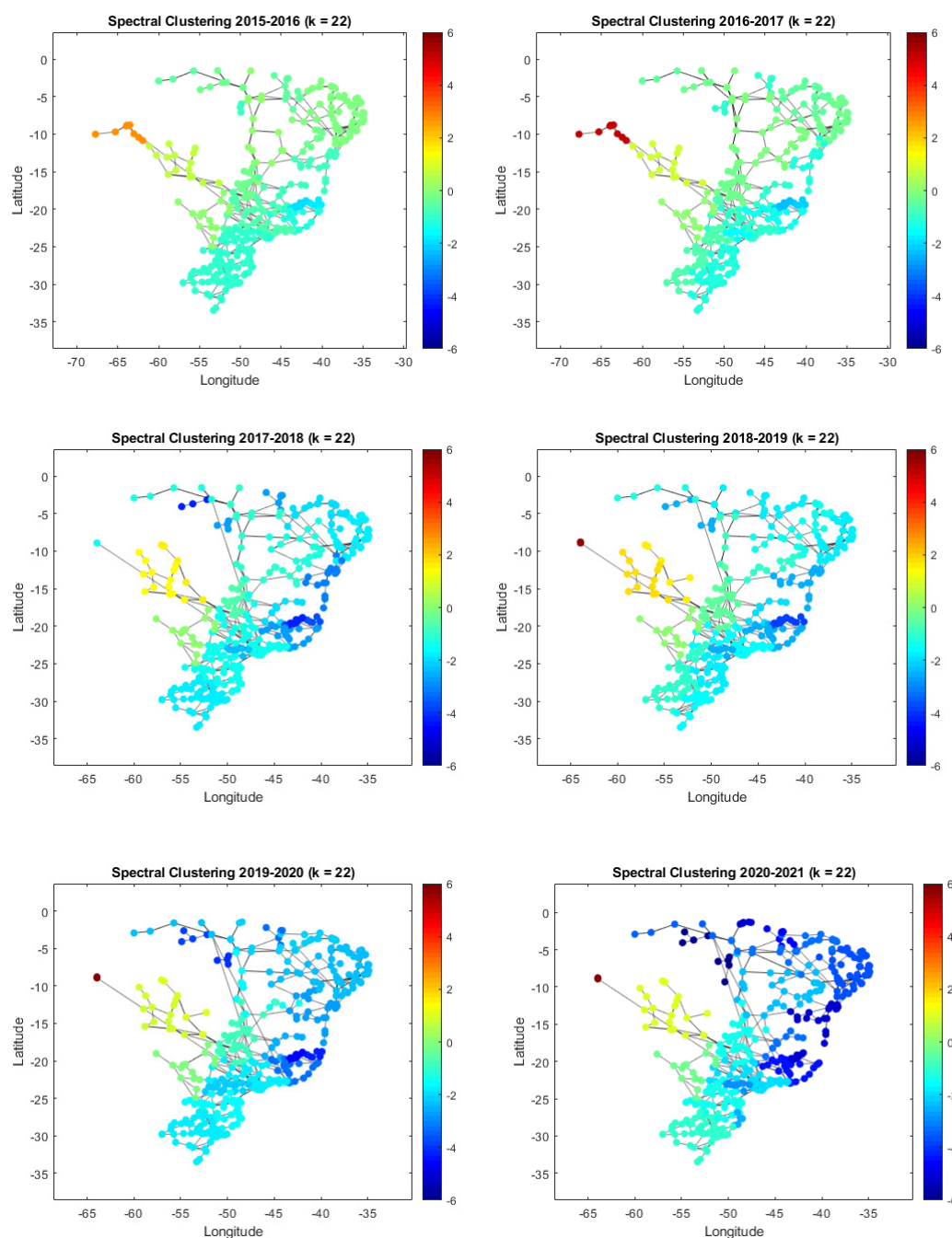


Figura 4.47 - Tarifas locacionais oficiais calculadas para os ciclos tarifários 205-2016, 2016-2017- 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021.

A Figura 4.48 mostra o resultado da clusterização considerando uma cor diferente para cada zona tarifária, de forma a facilitar a visualização dos *clusters* formados.

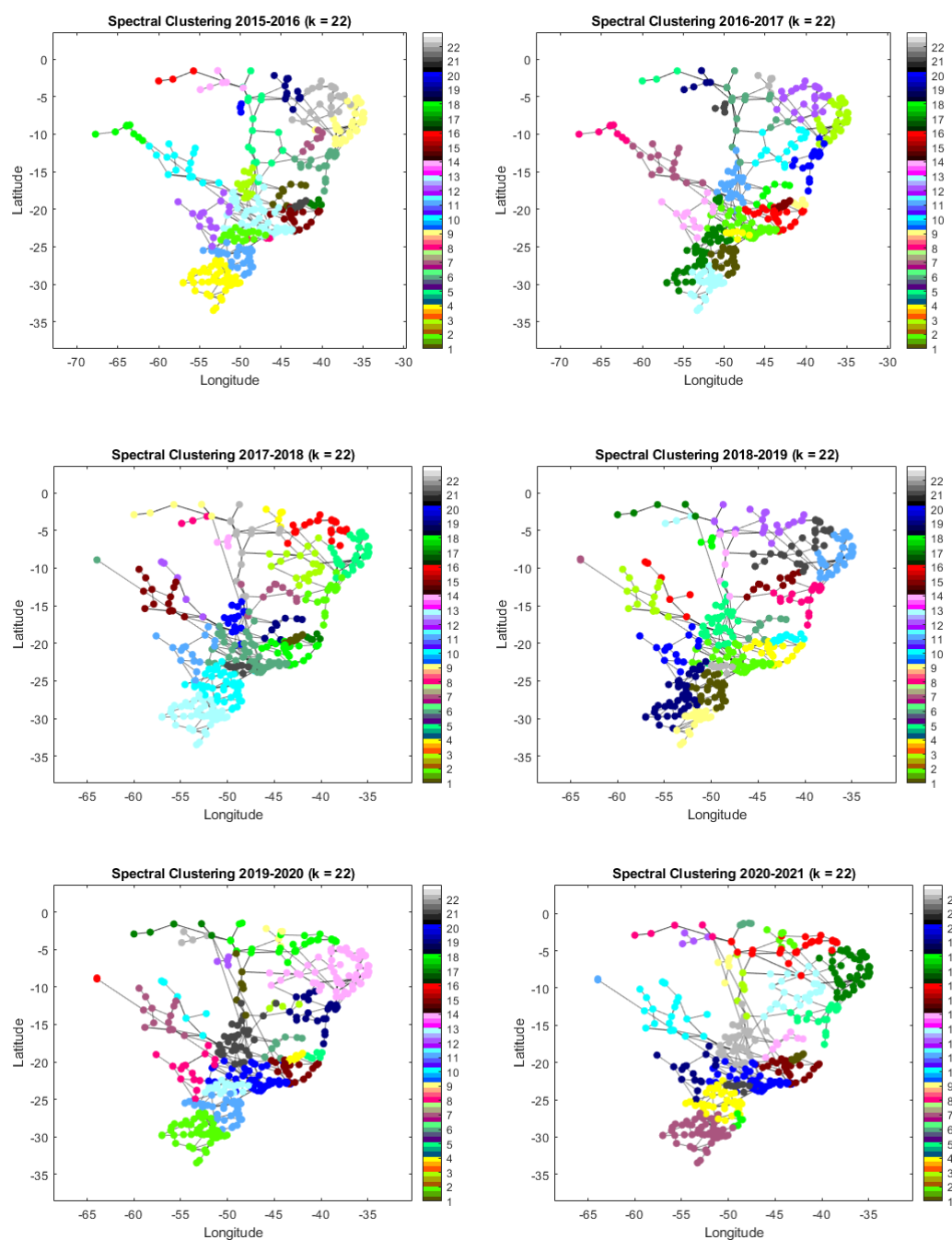


Figura 4.48 - Tarifas locacionais oficiais calculadas para os ciclos tarifários 205-2016, 2016-2017- 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021 com mudança na escala de cores.

Pode-se observar que, apesar de os valores das tarifas mudarem ao longo dos anos, as barras que compõem as zonas tarifárias apresentam certa reincidência, demonstrando a existência de regiões com características similares no SIN.

O agrupamento do SIN em zonas tarifárias, cujas tarifas correspondam a média das tarifas finais das barras pertencentes a cada *cluster*, ponderada pelos valores de MUST, acarreta um compartilhamento dos custos pelos usuários daquela zona. A vantagem deste procedimento é a de uniformizar o processo de alocação de custos num sistema de grade porte tal como o SIN, facilitando a interpretação dos sinais econômicos originados no cálculo das tarifas locacionais.

4.4 Conclusões

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) utilizam em seu cálculo a metodologia marginal para determinação da parcela locacional, e a metodologia Pro-Rata, para cálculo de sua parcela selo.

A parcela locacional é calculada com base no resultado de um fluxo de potência linearizado. Devido a este fato, a proximidade elétrica de barras em um sistema de transmissão ocasionará em valores de TUST próximos, tornando-se vantajoso agrupá-las em regiões ou zonas tarifárias.

Neste capítulo foram apresentados os resultados da aplicação dos métodos de agrupamento *K-Means* (KM) e *Spectral Clustering* (SC) na definição de zonas tarifárias de sistemas elétricos de pequeno e grande porte. Foram utilizados o sistema teste de 24 barras do IEEE-RTS e o Sistema Interligado Nacional (SIN) no estudo.

O método KM buscou agrupar barras com base nos valores de suas tarifas locacionais. Assim, quanto menor a distância tarifária entre duas barras, maior a chance de elas serem agrupadas em uma mesma zona. Já o método SC considerou além da diferença tarifária, também a conectividade direta entre barras do sistema.

Cabe ressaltar que, para a definição das zonas tarifárias, foram usados os valores de tarifas locacionais calculadas para cada barra, já que elas estão relacionadas ao uso efetivo do sistema. Após a definição das zonas tarifárias, pode-se calcular a tarifa final das barras pertencentes a cada zona pelo encargo total da zona e esta será a nova tarifa, finalizando o processo de tarifação zonal.

Tendo em vista que os métodos KM e SC necessitam da definição prévia do número de zonas tarifárias em seus cálculos, primeiramente foram feitas análises de sensibilidade variando-se o número de zonas a ser considerado nos agrupamentos para ambos os sistemas estudados.

De modo a encontrar o número ideal de zonas tarifárias de forma automática, foram utilizados os métodos *Elbow* e *Knee* para amparar esta escolha. Estes métodos baseiam-se no conceito de que a partir de um determinado número de *clusters*, não há ganho em se aumentar o número de zonas na representação do sistema.

Diante dos estudos realizados, notou-se que o agrupamento via KM resultou em zonas tarifárias indefinidas, classificando barras distantes eletricamente e geograficamente numa mesma zona. Isto se deve ao fato de o método KM observar apenas a distância tarifária, então barras distantes que possuam valores tarifários próximos por coincidência, e não por proximidade elétrica, são agrupadas no mesmo *cluster*.

Já o agrupamento utilizando SC apresentou resultados interessantes, obtendo zonas tarifárias bem definidas, simplificando a identificação da região com melhor sinalização econômica para os novos agentes que queiram se conectar na rede. Isto ocorre porque o método SC considera, além da distância tarifária entre barras, a conectividade direta entre elas.

Após, avaliou-se o comportamento do agrupamento via SC a alterações de despacho e variações de topologia nos sistemas dos casos estudados. O método SC mostrou-se sensível a essas variações, conforme mostrado nos resultados.

Finalmente, avaliou-se a sensibilidade do agrupamento por meio do método SC ao longo de seis ciclos tarifários, de 2015-2016 a 2020-2021, contendo alterações de topologia e de despacho reais utilizadas pela ANEEL no cálculo das TUST. Mais uma vez o método SC mostrou-se sensível a estas alterações, mas mantendo ainda certa reincidência das barras que compõem as zonas tarifárias, reforçando a existência de regiões com características semelhantes no SIN.

No próximo capítulo serão apresentadas as principais conclusões de todo o trabalho realizado nesta dissertação.

5 Conclusões

Os sistemas de transmissão cumprem uma função essencial para a boa performance dos mercados de energia elétrica. A precificação do seu uso afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias e os custos dos agentes desses mercados. No Brasil, a alocação dos custos de transmissão é feita com base na metodologia Nodal, na qual todos os usuários têm de arcar com o custo dos equipamentos disponíveis na rede de forma proporcional à sua utilização. A remuneração deste custo às transmissoras detentoras destes ativos é realizada por meio das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST), que são publicadas por barra pelo órgão regulador (ANEEL, no caso do Brasil) e possuem horizonte de vigência de um ano, denominado ciclo tarifário.

A TUST é composta pelas parcelas locacional e selo. A parcela locacional reflete o uso da rede por cada usuário conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo calculada com base na metodologia marginal de alocação de custos. Já a parcela selo garante a remuneração da Receita Anual Permitida (RAP) que não é coberta pela parcela locacional e configura um valor constante a todos os agentes.

O cálculo da parcela locacional das TUST considera o fluxo de potência nos componentes da rede com relação a um caso base pré-estabelecido pela ANEEL. Tal parcela mede o impacto da injeção ou absorção de 1 MW em cada barra nos outros equipamentos que compõem a rede.

O fato de que o cálculo do fluxo de potência é considerado na formação da TUST resulta em tarifas muito próximas, as vezes idênticas, para barras que se encontram conectadas próximas do ponto de vista elétrico. Tendo em vista que o SIN é um sistema de grande porte e complexo, a identificação de regiões que apresentem barras com tarifas muito próximas torna-se interessante.

A classificação do SIN em zonas tarifárias de transmissão (ZTT) uniformiza o processo de alocação de custos destas regiões. Ao dividir um sistema de grande porte em ZTT, a interpretação da sinalização locacional gerada pelas tarifas locais torna-se mais clara.

Os métodos de clusterização *K-Means* (KM) e *Spectral Clustering* (SC) foram avaliados nesta dissertação para amparar a identificação das ZTT no sistema acadêmico IEEE-RTS e no SIN.

O método KM considera a diferença tarifária entre barras como insumo para seu algoritmo de clusterização. Desse modo, barras que apresentem diferença tarifária baixa são consideradas semelhantes e vice-versa. Já no algoritmo do método SC, além da diferença tarifária entre barras, as conexões entre elas também são levadas em consideração.

O método KM mostrou-se insuficiente para a identificação das zonas tarifárias, apresentando *clusters* com barras localizadas distantes eletricamente. Enquanto o método SC foi capaz de identificar zonas tarifárias coerentes com a localização das barras no sistema, sendo possível alocá-las em regiões bem definidas, compostas por barras interconectadas.

Para a definição do número correto de ZTT foram utilizados modelos matemáticos com base no método *Elbow*. Considerando a minimização das distâncias entre as tarifas das barras e o centroide de respectiva sua zona e a minimização das distâncias entre as barras de um mesmo *cluster*, obteve-se o número 22 de zonas tarifárias a ser considerado no SIN, referente ao caso base do ciclo tarifário 2020-2021.

Adicionalmente, foram realizadas análises de sensibilidade a mudanças de despacho, alterações de topologia e evolução dos casos base ao longo dos anos. De posse das simulações realizadas, pode-se concluir que o algoritmo SC foi capaz de refletir em seu agrupamento as mudanças tarifárias decorrentes dos casos de sensibilidade analisados.

Conclui-se que o modelo de tarifação zonal resulta num compartilhamento dos custos pelos usuários de cada zona e na simplificação na identificação das regiões que apresentam uma melhor sinalização locacional de conexão aos agentes, contribuindo para a utilização racional do sistema de transmissão.

Além da proposição de uma nova forma de alocação dos custos da transmissão, o algoritmo de tarifação zonal implementado nesta dissertação constitui uma ferramenta auxiliar para a elaboração dos casos base para cálculo das TUST pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Como proposta de desenvolvimentos futuros, sugere-se:

- Análise da estabilização da clusterização ao longo do tempo, de forma a tornar as tarifas menos voláteis, portanto, mais previsíveis aos agentes;
- Avaliação de novas formas de modelagem da função que mede a similaridade entre as barras para a formação da matriz de Laplace que subsidia o algoritmo SC;
- Estudo mais aprofundado de modelos matemáticos para apoiar a determinação do número ideal de ZTT;
- Utilização de outros métodos de agrupamento para a identificação das ZTT em sistemas de potência. Existem vários métodos que eliminam algumas deficiências do *K-Means*;
- Impacto das mudanças de hidrologia e inserção de fontes renováveis intermitentes na precificação zonal.

6

Referências bibliográficas

1. ONS. **Procedimentos de Rede**, 1 Janeiro 2021.
2. ANEEL. **Resolução Normativa nº 666**, 23 Junho 2015.
3. ANEEL. **Resolução Normativa nº 559**, 27 Junho 2013.
4. BISHOP, C. M. **Pattern Recognition and Machine Learning**. New York: Springer, 2006.
5. CHUNG, F. R. K. **Spectral Graph Theory**. Philadelphia: American Mathematical Society, v. 92, 1997.
6. NG, A. Y.; JORDAN, M. I.; WEISS, Y. On Spectral Clustering Analysis and an Algorithm. **Advances in Neural Information Processing Systems 14**, Berkeley, 2001.
7. IEEE TASK FORCE OF APM SUBCOMMITTEE. "IEEE reliability test system". **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-98, No. 6, p. pp. 2047-2054, Novembro 1979.
8. LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C.; LIMA, L. H. L. A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2013.
9. SARAIVA, J. P. T.; DA SILVA, J. L. P. P.; LEÃO, M. T. **Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes**. 1^a. ed. Porto: FEUP Edições, v. 6, 2002.
10. KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. **Fundamentals of Power System Economics**. Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
11. YANG, J.; D. ANDERSON, M. A Comprehensive Dynamis Pricing Method for the Use-of-Transmission-Sysrem Charges in the Context of Power Systems Deregulation. **Frontiers of Power Conference**, Oklahoma, 1999.

12. AZEVEDO, A. H. F.; MATTOS, L. V. **Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**. São Paulo: Mackenzie, 2012.
13. ODÉRIZ, F. J. **Metodologías de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia**. Tese (Doutorado) - Universidad Pontificia Comillas de Madrid, UPG - IIT. Madrid. 1999.
14. BIALEK, J. W. Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access. **IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, p. 1185-1193, 1997.
15. KIRSCHEN, D. S.; ALLAN, R. N.; STRBAC, G. Contribution of Individual Generators to Loads and Flows. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 52-60, 1997.
16. BIALEK, J. W.; KATTUMAN, P. A. Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology. **IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, p. 526-532, 2004.
17. AUMANN, R. J.; SHAPLEY, L. S. **Values of non-atomic games**. Princeton University Press. NJ, USA. 1974.
18. SHIRMOHAMMADI, D. et al. Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1405-1413, 1989.
19. KOVACS, R. R.; LEVERETT, A. L. A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 272-278, 1994.
20. LIMA, J. W. M. Allocation of Transmission Fixed Rates: an Overview. **IEEE Transactions on Power System**, p. 1409-1418, 1996.
21. MOURA, D. F. P. **Suplementação na Tarificação de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande. 2004.
22. LIMA, L. H. L. **Tarificação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos**. Tese (Doutorado em

- Sistemas Elétricos de Potência) - Universidade Federal de Itajubá. Minas Gerais. 2012.
23. ZWETKOFF, V. F. **Metodologia Probabilística Para Tarificação de sistemas de Transmissão Considerando a Intermitência da Fonte Eólica**. Tese (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá. Minas Gerais. 2020.
 24. DORNELLAS, C. R. R. et al. Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos. **XIV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, Recife, Brasil, 2018.
 25. CARAMANIS, M. C.; BOHN, R. E.; SCHWEPPE, F. C. Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 3242-3245, 1982.
 26. MATTOS, L. V. **Investigação da Influência de Geração Dispersa Baseada em Fontes Alternativas na Tarificação de Uso do Sistema de Transmissão**. Tese (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2005.
 27. CALVIOU, M. C.; DUNNET, R. M.; PLUMPTRE, P. H. Charging for use of transmission system by marginal cost methods. **Proceedings of the Power System Computation Conference**, Avignon, France, 1993.
 28. ANEEL. Nota Técnica nº 003. **"Manual da Metodologia Nodal para Cálculo de Tarifas de Uso de Sistemas Elétricos"**, 1999.
 29. ANEEL. **Resolução Normativa nº 281**, 1 Outubro 1999.
 30. LIMA, R. L. **Metodologia Para Tarificação de Sistemas de Transmissão Considerando Contingências na Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado Sistemas Elétricos de Potência) - Universidade Federal de Itajubá. Minas Gerais. 2018.
 31. COSTA, J. G. C. et al. Precificação Nodal do Uso de Sistemas de Transmissão Considerando Múltiplos Despachos e a Identificação de Zonas Tarifárias. **XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Brasília, 2013.

32. RIBEIRO, V. C. **Definição de Zonas Tarifárias para Alocação dos Custos de Sistemas de Transmissão**. Monografia - Universidade Federal de Itajubá. Minas Gerais. 2019.
33. SÁNCHEZ-GARCÍA, R. J. et al. Hierarchical Spectral Clustering of Power Grids. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2014.
34. KREY, S. et al. Clustering of Electrical Transmission Systems Based on Network Topology and Stability. **Journal of Statistical Computation and Simulation**, 10 Junho 2014. 47-71.
35. METZDORF, J. **Development and implementation of a Spatial Clustering Approach Using a Transmission Grid Energy System Model**. Tese de Mestrado - Universität Stuttgart. Stuttgart. 2016.
36. ANTUNES, M.; GOMES, D.; AGUIAR, R. Knee/Elbow estimation based on first derivative. **IEEE Fourth International Conference on Big Data Computing Service and Applications**, 2018.
37. MARUTHO, D. et al. The Determination of Cluster Number at k-mean using Elbow Method and Purity Evaluation on Headline News. **International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (iSemantic)**, 2018.
38. SATOPÄÄ, V. et al. Finding a "Kneedle" in a Haystack: Detecting Knee Points in System Behavior. **2011 31st International Conference on Distributed Computing Systems Workshops**, 2011.
39. MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blücher, 1983.
40. MELLO, J. C. O.; LEITE DA SILVA, A. M. **Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - A Visão de Mercado e Avanços Sugeridos**. Thymos Energia. São Paulo. 2016.
41. HEALTH CATALYST. Step by Step to K-Means Clustering, 2020. Disponível em: <<https://healthcare.ai/step-step-k-means-clustering/>>. Acesso em: 12 outubro 2020.
42. BARANWAL, M.; SALAPAKA, S. M. Clustering of Power Networks: An Information-theoretic Perspective. **American Control Conference (ACC)**, Seattle, p. 3323-3328, 2017.
43. UNIVERSITY OF ILLINOIS AT URBANA-CHAMPAIGN. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=zkgm0i77jQ8&t=21s>>. Acesso em: 11 Fevereiro 2021.

44. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.748**, 14 Julho 2020.
45. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.726**, 14 Julho 2020.
46. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>. Acesso em: 12 Dezembro 2021.
47. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 1.917**, 23 Junho 2015.
48. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.099**, 28 Junho 2016.
49. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.259**, 27 Junho 2017.
50. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.409**, 26 Junho 2018.
51. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.586**, 23 Julho 2019.