

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE CIÊNCIAS NATURAIS E EXATAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

Ana Luiza Dors Wilke

**RELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E
TEMPERATURA PARA CONCESSIONÁRIAS DO RIO GRANDE DO SUL**

Santa Maria, RS
2019

Ana Luiza Dors Wilke

**RELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E TEMPERATURA PARA
CONCESSIONÁRIAS DO RIO GRANDE DO SUL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, Área de Concentração em Meteorologia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestra em Meteorologia**.

ORIENTADOR: Prof. Franciano Scremin Puhales

COORIENTADOR: Prof. Luís Gustavo Nogueira Martins

Santa Maria, RS
2019

Wilke, Ana Luiza Dors
RELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E
TEMPERATURA PARA CONCESSIONÁRIAS DO RIO GRANDE DO SUL /
Ana Luiza Dors Wilke.- 2019.
184 p.; 30 cm

Orientador: Franciano Scremin Puhales
Coorientador: Luís Gustavo Nogueira Martins
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Ciências Naturais e Exatas, Programa de
Pós-Graduação em Meteorologia, RS, 2019

1. Demanda de energia elétrica 2. Temperatura do ar
3. Energia elétrica e fatores meteorológicos 4. Modelo
Weather Research and Forecasting (WRF) 5. Decomposição em
Modos Empíricos (DME) I. Puhales, Franciano Scremin II.
Martins, Luís Gustavo Nogueira III. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, ANA LUIZA DORS WILKE, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

©2019

Todos os direitos autorais reservados a Ana Luiza Dors Wilke. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

End. Eletr.: analuzadors@hotmail.com

Ana Luiza Dors Wilke

**RELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E TEMPERATURA PARA
CONCESSIONÁRIAS DO RIO GRANDE DO SUL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, Área de Concentração em Meteorologia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestra em Meteorologia**.

Aprovado em 6 de setembro de 2019:

Franciano Scremin Puhales, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)

Mario Francisco Leal de Quadro, Dr. (IFSC)

Santa Maria, RS
2019

DEDICATÓRIA

À minha mãe Evani Regina Dors.

AGRADECIMENTOS

O primeiro agradecimento vai para a minha amada mãe "Vanica" que sempre me apoia em todos os projetos da minha vida, te amo demais;

Agradeço também ao meu amor Marlon Diniz pela paciência, companheirismo e ajuda sempre que precisei e por estar sempre presente nos momentos mais importantes da minha vida, te amo muito.

Agradeço à minha querida sogra Juraci Diniz pelo apoio e cuidado de sempre, te amo sogrinha.

Obrigada aos meus irmãos Ricardo Dors Wilke e Gabriela Dors Wilke por me acompanharem desde sempre na vida, amo vocês.

Aos familiares que torcem e se importam comigo, sou grata.

Sou imensamente agradecida ao meu orientador Franciano Scremin Puhales por todo apoio, paciência e parceria durante todo o Mestrado, aprendi muito contigo e te admiro demais.

Meu muito obrigada ao meu coorientador Luís Gustavo Nogueira Martins pelos conhecimentos compartilhados e pela sua importante contribuição nesta dissertação.

Aos meus colegas de mestrado obrigada pela parceria e troca de conhecimentos.

Aos integrantes do laboratório GruMA (Cacá, Lissette, Pri, Cris, Vanessa Gehn, Vanessa Ferreira, Letícia, Elis, Murilo, Kauan, Lucas, Léo Furlan, Danilo, Samuca e Leonardo) meu muito obrigada por tudo, pelas risadas, discussões sobre os trabalhos, choros, parceria e conversas sobre tudo nas rodas de chimarrão, vocês foram essenciais pra tornar essa jornada mais leve (se eu esqueci alguém perdão, é muita gente querida).

Um agradecimento especial à família dos "oompas loompas" (Jéssica, Gabi, Luísa, Norton, Eliseu, Doug e Hierro), meus "irmãozinhos" queridos, vou levar vocês sempre no coração.

Não poderia deixar de agradecer às amigas que a Meteorologia me trouxe, muito obrigada Jéssica Mintegui pela amizade e companheirismo no laboratório e na vida, obrigada Monalisa Steil e Júnior Ineu pela amizade e conversas mesmo estando longe.

Agradeço também a todos os meus amigos que de alguma forma se fizeram presentes ao longo desse tempo, aos de longa e de curta data, a cada um de vocês minha gratidão.

Obrigada aos professores membros da bancas de qualificação e de defesa pelas importantes colaborações no meu trabalho.

Obrigada à CAPES e à PETROBRAS pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho.

*A vida é a arte do encontro embora haja
tanto desencontro pela vida.*

(Vinicius de Moraes)

RESUMO

RELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E TEMPERATURA PARA CONCESSIONÁRIAS DO RIO GRANDE DO SUL

AUTORA: Ana Luiza Dors Wilke

ORIENTADOR: Franciano Scremin Puhales

COORIENTADOR: Luís Gustavo Nogueira Martins

Esta dissertação tem como objetivo descrever a relação entre as diferentes características da temperatura no estado do Rio Grande do Sul e a demanda de energia elétrica (DEE) registrada para três regiões (A, B e C)¹ nesse mesmo estado do sul do Brasil, durante o ano de 2014. Os dados de consumo de energia, com resolução temporal de uma hora, foram fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que gerencia o serviço de eletricidade no Brasil. Esses dados foram compartilhados com base no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em parceria entre a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e a petrolífera brasileira Petrobras. Considerando a falta de dados meteorológicos observados, os dados de temperatura foram obtidos a partir de simulações do *Weather Research and Forecast Model* (WRF). As temperaturas características foram definidas pela média ponderada dos dados de temperatura simulados em relação à área coberta pelas regiões e ao número de consumidores. Os coeficientes de correlação entre as duas amostras foram determinados pelas correlações de Pearson e Spearman. As amostras foram divididas em dois grupos: dias úteis e finais de semana/feriados. Além das correlações, as amostras foram decompostas pela Decomposição Completa em Modos Empíricos (CEEMD). Os coeficientes de correlação mostram uma forte relação entre a DEE e a temperatura, principalmente para a amostra dos dias da semana. Além disso, esses valores exibem uma variação durante o dia com dados menos correlacionados nas transições matinais e noturnas para as regiões A e B. A CEEMD mostra que a escala diária e a decomposição residual também são os modos mais significativos no período de um ano para essas duas fornecedoras de energia. Os coeficientes de correlação para a região C foram geralmente acima de 0,5. A área de cobertura da região C é caracterizada como uma região industrial mais desenvolvida do que as regiões A e B. Dessa forma, a temperatura parece afetar mais intensamente os usuários domésticos do que os industriais. Esse comportamento da região C também é observado em escalas decompostas. Nesse caso, os modos residuais de temperatura e de DEE são completamente não correlacionados, assim como as escalas oscilantes. Para as outras concessionárias as escalas mais relevantes estão bem correlacionadas. Isso mostra que quando a temperatura é um parâmetro importante na DEE, as escalas dominantes em termos de variabilidade estão correlacionados.

Palavras-chave: Demanda de energia elétrica. Temperatura do ar. Energia elétrica e fatores meteorológicos. Modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF). Decomposição em Modos Empíricos (DME).

¹Para manter o sigilo, os nomes das três concessionárias de energia foram trocados por "regiões A, B e C."

ABSTRACT

RELATION BETWEEN ELECTRICAL ENERGY DEMAND AND TEMPERATURE FOR RIO GRANDE DO SUL POWER PROVIDERS

AUTHOR: Ana Luiza Dors Wilke

ADVISOR: Franciano Scremin Puhales

CO-ADVISOR: Luís Gustavo Nogueira Martins

This thesis aims to describe the correlation between the different characteristic air temperatures in the state of Rio Grande do Sul and the demand for electrical energy (DEE) registered for three regions (A, B and C)² in the same state in southern Brazil in 2014. The power consumption data with time resolution of one hour was provided by National System Operator (ONS), that manages the electricity service in Brazil. This data was shared on the basis of Research and Development Project in a partnership between the Federal University of Santa Maria (UFSM) and Brazilian oil company Petrobras. Considering the lack of observed meteorological data, the temperature data was obtained from Weather Research and Forecasting (WRF) simulations. The characteristic temperatures were defined by the weighted mean of the simulated temperature data regarding the area covered by the regions and the number of consumers. The correlation coefficients between the two samples were determined by Pearson and Spearman correlations. The samples were divided in two groups: weekdays, and weekends and holidays. Besides the correlations, the samples were decomposed by Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition (CEEMD). The correlation coefficients show a strong relation between DEE and temperature, mainly for the weekdays sample. Furthermore, these values exhibit a variation during the day with less correlated data in the morning and evening transitions for regions A and B. The CEEMD show that daily scale and residual decomposition are the most significant modes in a year period for these two power providers too. The correlation coefficients for region C is generally above to 0.5. This feature denotes a less significant temperature rule over DEE in that region. The C cover area is characterized as a more developed industrial region than A and B. In such manner, the temperature seems to affect domestic electrical users more intensely than industrial ones. This behavior of region C is observed on decomposed scales as well. In this case, the residual modes of temperature and DEE are completely uncorrelated, as well as, the oscillating scales. For the other regions the most relevant scales are well correlated. It shows that when the temperature is an important parameter on DEE the dominant scales in terms of variability are correlated.

Keywords: Power Electrical Demand. Air Temperature. Electrical Energy and Meteorological Features. Weather Research and Forecasting Model (WRF). EMD.

²To keep or subscribe, the names of the three power utilities have been changed to "regions A, B e C."

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Representação dos diferentes esquemas de parametrização atuando ao longo da coluna de um modelo atmosférico.	35
Figura 2.2 – Representação pictórica da grade numérica de modelo global (figura da esquerda, painel (a)) e de um domínio regional (figura da direita, (a)), onde pode-se perceber a ilustração do aumento da resolução horizontal na grade do modelo. O painel (b) exemplifica o aumento de detalhamento na descrição dos campos do modelo (no caso da figura, topografia) em função do aumento da resolução de grade.	36
Figura 2.3 – Representação da interação entre os pontos de grade do modelo de maior escala como condição inicial e de contorno para modelos regionais.	37
Figura 3.1 – Área de abrangência das três regiões com a localização das estações meteorológicas. As estrelas em roxo indicam a localização das estações com o maior número de consumidores e as em laranja a localização das estações com o menor número de consumidores de cada empresa	43
Figura 3.2 – Mapa da distribuição geográfica e histograma relacionando número de consumidores por ocorrência de municípios para a área de abrangência da região A. De forma complementar é apresentada a localização das estações meteorológicas do INMET na região.	44
Figura 3.3 – Como a da figura 3.2, porém para a região B.	45
Figura 3.4 – Como a da figura 3.2, porém para a região C.	46
Figura 3.5 – Fluxograma de dados e execução do modelo WRF, desde o pré-processamento até a obtenção das saídas numéricas.	49
Figura 3.6 – Domínio numérico empregado na simulação regional do estudo	50
Figura 3.7 – Representação de dois pontos de comparação A e B dispostos na grade numérica x, y , onde φ_α e λ_α representam as coordenadas geográficas de latitude e longitude, respectivamente. As setas que ligam os pontos de comparação aos pontos de grade vizinhos indicam a distância ℓ que será usada como fator ponderador para interpolação bilinear.	51
Figura 3.8 – Ilustração do processo de janela móvel para a determinação dos coeficientes de correlação linear entre os dados simulados e observados em cada estação meteorológica. A correlação entre as funções f_1 (azul) e f_2 (laranja) é obtida para cada instante t_{r_j} através dos intervalos de tempo Δt , iniciando a cada intervalo δt	52
Figura 3.9 – Comparação entre os dados observados e simulados para a região A. O painel (a) apresenta o histograma dos coeficientes de correlação linear de todas as janelas válidas para as estações meteorológicas. Já o painel (b) o histograma dos erros determinados entre os dados observados e simulados.	53
Figura 3.10 – Como a figura 3.9, porém os painéis superiores mostram os valores para a cidade com maior número de unidades consumidoras e os inferiores para a com o menor número de unidades consumidoras da região A. ...	54
Figura 3.11 – Como a figura 3.9, porém para a região B.	55
Figura 3.12 – Como a figura 3.10, porém para a região B.	56
Figura 3.13 – Como a figura 3.9, porém para a região C.	57
Figura 3.14 – Como a figura 3.10, porém para a região C.	58
Figura 4.1 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para todos os horários de 2014. Os pontos pretos	

	indicam toda a amostra para todos os dias e horas do ano, enquanto que os pontos em cinza dos painéis (a) e (b) indicam toda a amostra para dias úteis e para finais de semana/feriados, respectivamente.	63
Figura 4.2 –	Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para os horários entre 0h e 5h local para todos os dias do ano (painel (a)), dias úteis (painel (b)) e finais de semana/feriados (painel (c)). As linhas verticais nos painéis (b) e (c) indicam o limiar de temperatura associado ao mínimo consumo de carga.	65
Figura 4.3 –	O mesmo que a figura 4.2, porém para às 6 horas da manhã	66
Figura 4.4 –	O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 7 às 10 horas da manhã.	67
Figura 4.5 –	O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 11 às 14 horas. ...	68
Figura 4.6 –	O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 15 às 17 horas. ...	69
Figura 4.7 –	O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 18 às 20 horas. ...	70
Figura 4.8 –	O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 21 às 23 horas. ...	71
Figura 4.9 –	Comportamento da temperatura de limiar $T_{\alpha l}$ para as α -ésimas definições de temperatura para a região A. As curvas que apresentam falhas nos horários indicam a não determinação de $T_{\alpha l}$ em função dos critérios definidos.	72
Figura 4.10 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra total.	74
Figura 4.11 –	Equivalente à figura 4.10, porém para correlação não-linear.	75
Figura 4.12 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de dias úteis.	76
Figura 4.13 –	Equivalente a figura 4.12 porém para correlação não linear.	76
Figura 4.14 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de dias úteis com valores de demanda associados a valores de temperatura iguais ou acima do limiar de inversão de tendência.	77
Figura 4.15 –	Equivalente a figura 4.14, porém para correlação não-linear.	78
Figura 4.16 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de dias úteis com valores de demanda associados a valores de temperatura menores que o limiar de inversão de tendência.	79
Figura 4.17 –	Equivalente a figura 4.16 porém para correlação não-linear.	80
Figura 4.18 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de finais de semana/feriados.	81
Figura 4.19 –	Equivalente a figura 4.18 porém para correlação não-linear.	81
Figura 4.20 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de finais de semana/feriados com valores de demanda associados a valores de temperatura iguais ou acima do limiar de inversão de tendência.	82
Figura 4.21 –	Equivalente à figura 4.20, porém para correlação não-linear.	83
Figura 4.22 –	Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de finais de semana/feriados com valores de demanda associados a valores de temperatura menores que o limiar de inversão de tendência.	84
Figura 4.23 –	Equivalente á figura 4.22, porém para correlação não-linear.	84

Figura 4.24 – Resumo das 20 realizações de DME para o sinal temporal do consumo de energia elétrica. No painel superior é apresentada a série original e os resíduos de cada DME. O painel intermediário indica as escalas de tempo determinadas para cada IMF, enquanto o painel inferior apresenta a porcentagem da variância do sinal recuperado em cada IMF e no resíduo. Na legenda, $\alpha = R_g$ e $N = N_r$. Ainda, $\sigma_{(\%)^2}^2$ indica fração da variância total obtida através da superposição das IMFs e resíduo.	86
Figura 4.25 – Resultado final da EMF escolhida como representativa. Em cada quadro é apresentada uma IMF, além do resíduo e do sinal original no último painel. Além do mais, cada gráfico trás informações sobre a porcentagem da variância do sinal original associado à IMF, bem como sua escala de tempo.	87
Figura 4.26 – Demanda de energia	88
Figura 4.27 – Gráfico de dispersão exibindo a capacidade de reconstrução da série temporal original a partir da soma das componentes obtidas.	88
Figura 4.28 – DME para os valores de temperatura máxima e mínima diária, registrados na estação convencional do INMET em Santa Maria, RS.	89
Figura 4.29 – Variância, em termos percentuais da variância do sinal original $\sigma_{(\%)^2}$ (eixo vertical esquerdo), em função das escalas de tempo τ obtidas para cada região. As linhas tracejadas mostram a variância acumulada a cada escala $\sum \sigma_{(\%)^2}$ (eixo vertical direito). As linhas tracejadas na vertical destacam valores de tempo em dias. O painel inferior apenas destaca o comportamento das variáveis para $\tau \leq 10 \text{ dias}$	91
Figura 4.30 – Como a figura 4.29, porém para as temperaturas máximas e mínimas obtidas nas estações convencionais de Porto Alegre (POA), Caxias do Sul (CXS) e Santa Maria (SM).	91
Figura 4.31 – DME para os valores de temperatura máxima e mínima diária, registrados durante o ano de 2014 na estação convencional do INMET em Santa Maria, RS.	93
Figura 4.32 – DME para os valores de associados à estação meteorológica de Santa Maria, para o ano de 2014, obtidos através da simulação numérica.	94
Figura 4.33 – Resultado final da EMF escolhida como representativa para o consumo de energia elétrica da região A durante o ano de 2014. Em cada quadro é apresentada uma IMF, além do resíduo e do sinal original no último painel. Além do mais, cada gráfico trás informações sobre a porcentagem da variância do sinal original associado à IMF, bem como sua escala de tempo.	95
Figura 4.34 – Como a figura 4.29, porém apenas para o ano de 2014.	96
Figura 4.35 – Como a figura 4.30, porém para o ano de 2014.	97
Figura 4.36 – Como a figura 4.29, porém para as temperaturas obtidas de simulação numérica na região A para o ano de 2014.	98
Figura 4.37 – Como a 4.36 para a região B.	98
Figura 4.38 – Como a 4.36 para a região C.	99
Figura 4.39 – Comportamento dos resíduos normalizados de consumo de energia elétrica e temperatura (pelo máximo valor da categoria) em função do dia do ano para 2015. As linhas coloridas descrevem o comportamento das 9 proposições de temperatura enquanto a preta o resíduo associado à decomposição em modos empíricos do consumo.	100

Figura 4.40 – Escalas de tempo τ , fração da variância total σ_2 e correlação linear $R_{a,b}$ para diferentes séries temporais compostas por IMFs e composições de IMFs de temperatura e demanda de energia elétrica com correlações absolutas superiores ou iguais a 0,5. Ainda são apresentadas séries compostas pela adição das IMFs aos respectivos resíduos. Os parâmetros associados às DMEs de temperatura estão na primeira linha do eixo horizontal (superior o inferior) enquanto para a demanda de energia estão na segunda linha destes eixos.	102
Figura 4.41 – Correlação entre os dados horários de diferentes combinações de escalas de temperatura e consumo de energia elétrica para a região A.	105
Figura 4.42 – Como a figura 4.41, porém para a região B.	107
Figura 4.43 – Como a figura 4.41, porém para a região C.	109
Figura B.1 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para todos os horários de 2014. Os pontos pretos indicam toda a amostra para todos os dias e horas do ano, enquanto que os pontos em cinza dos painéis (a) e (b) indicam toda a amostra para dias úteis e para finais de semana/feriados, respectivamente.	123
Figura B.2 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para os horários entre 0h e 5h local para todos os dias do ano (painel (a)), dias úteis (painel (b)) e finais de semana/feriados (painel (c)). As linhas verticais nos painéis (b) e (c) indicam o limiar de temperatura associado ao mínimo consumo de carga.	124
Figura B.3 – O mesmo que a figura B.2, porém para às 6 horas da manhã.	125
Figura B.4 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 7 às 10 horas. ...	126
Figura B.5 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 11 às 14 horas. ..	127
Figura B.6 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 15 às 17 horas. ..	128
Figura B.7 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 18 às 20 horas. ..	129
Figura B.8 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 21 às 23 horas ...	130
Figura B.9 – Comportamento da temperatura de limiar $T_{\alpha\ell}$ para as α -ésimas definições de temperatura para a região B. As curvas que apresentam falhas nos horários indicam a não determinação de $T_{\alpha\ell}$ em função dos critérios definidos.	130
Figura B.10 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para todos os horários de 2014. Os pontos pretos indicam toda a amostra para todos os dias e horas do ano, enquanto que os pontos em cinza dos painéis (a) e (b) indicam toda a amostra para dias úteis e para finais de semana/feriados, respectivamente.	131
Figura B.11 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para os horários entre 0h e 5h local para todos os dias do ano (painel (a)), dias úteis (painel (b)) e finais de semana/feriados (painel (c)). As linhas verticais nos painéis (b) e (c) indicam o limiar de temperatura associado ao mínimo consumo de carga.	132
Figura B.12 – O mesmo que a figura B.11, porém para às 6 horas.	133
Figura B.13 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 7 às 10 horas. .	134
Figura B.14 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 11 às 14 horas .	136
Figura B.15 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 15 às 17 horas.	137
Figura B.16 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 18 às 20 horas.	138
Figura B.17 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 21 às 23 horas.	139
Figura B.18 – Comportamento da temperatura de limiar $T_{\alpha\ell}$ para as α -ésimas definições de temperatura para a região C. As curvas que apresentam falhas nos horários indicam a não determinação de $T_{\alpha\ell}$ em função dos critérios definidos.	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Esquemas de parametrização empregados no experimento numérico. PNL é um acrônimo para “Parâmetro no <i>namelist</i> ” e informa a opção definida no <i>namelist</i> do modelo, considerando a versão utilizada.	50
Tabela A.1 – Estações do INMET empregadas para verificar a acurácia dos dados simulados pelo modelo WRF na área da concessionária A.....	121
Tabela A.2 – Estações do INMET empregadas para verificar a acurácia dos dados simulados pelo modelo WRF na área da concessionária B.....	121
Tabela A.3 – Estações do INMET empregadas para verificar a acurácia dos dados simulados pelo modelo WRF na área da concessionária C	122
Tabela C.1 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para dias úteis.	141
Tabela C.2 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.....	142
Tabela C.3 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os dias úteis.	143
Tabela C.4 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.....	144
Tabela C.5 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média total do número consumidores para os dias úteis.....	145
Tabela C.6 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média total do número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	146
Tabela C.7 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os dias úteis.....	147
Tabela C.8 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	148

Tabela C.9 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os dias úteis.	149
Tabela C.10 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.	150
Tabela C.11 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os dias úteis.	151
Tabela C.12 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.	152
Tabela C.13 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os dias úteis. ...	153
Tabela C.14 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os finais de semana e feriados.	154
Tabela C.15 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando maior decil do número consumidores para os dias úteis. ...	155
Tabela C.16 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a maior decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.	156
Tabela C.17 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando ao maior quartil do número consumidores para os dias úteis.	157
Tabela C.18 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando ao maior quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.	158
Tabela C.19 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associ-	

	ados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média total do número consumidores para os dias úteis..	159
Tabela C.20	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média total do número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	160
Tabela C.21	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os dias úteis.....	161
Tabela C.22	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	162
Tabela C.23	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os dias úteis.	163
Tabela C.24	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.....	164
Tabela C.25	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os dias úteis.	165
Tabela C.26	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.....	166
Tabela C.27	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os dias úteis. . . .	167
Tabela C.28	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os finais de semana e feriados.	168
Tabela C.29	– Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para dias úteis. . . .	169

Tabela C.30 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.....	170
Tabela C.31 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os dias úteis.	171
Tabela C.32 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.....	172
Tabela C.33 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média total pelo número de consumidores para os dias úteis.....	173
Tabela C.34 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a media total do número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	174
Tabela C.35 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os dias úteis.....	175
Tabela C.36 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	176
Tabela C.37 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os dias úteis.	177
Tabela C.38 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.....	178
Tabela C.39 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os dias úteis.	179
Tabela C.40 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de ener-	

gia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados. 180

Tabela C.41 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os dias úteis. . . . 181

Tabela C.42 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os finais de semana e feriados. 182

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1	DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E SUA CORRELAÇÃO COM A TEMPERATURA DO AR	31
2.2	MODELOS ATMOSFÉRICOS DE ÁREA LIMITADA	34
2.3	DEFINIÇÕES ESTATÍSTICAS	37
2.4	DECOMPOSIÇÃO EM MODOS EMPÍRICOS (DME)	39
3	METODOLOGIA	43
3.1	DESCRIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	43
3.1.1	Concessionárias	44
3.2	EXPERIMENTO NUMÉRICO	47
3.2.1	Modelo “Weather Research and Forecasting” (WRF)	47
3.2.1.1	<i>Sistema de pré-processamento e execução do modelo</i>	48
3.2.2	Domínio numérico da simulação	49
3.3	AVALIAÇÃO DO MODELO	49
3.4	DETERMINAÇÃO DA TEMPERATURA CARACTERÍSTICA DE CADA CONCESSIONÁRIA	57
3.5	OBTENÇÃO DAS DECOMPOSIÇÕES EM MODOS EMPÍRICOS	59
3.6	CORRELAÇÃO ENTRE DADOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E TEMPERATURA	61
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	63
4.1	CORRELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E A TEMPERATURA	63
4.1.1	Concessionária A	63
4.1.2	Análise quantitativa	73
4.2	ESCALAS DE VARIABILIDADE DE CONSUMO DE ENERGIA E TEMPERATURA	85
4.2.1	Análise de longo período	85
4.2.2	Análise de curto período	92
4.3	REVISITANDO AS CORRELAÇÕES DE TEMPERATURA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	99
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	111
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
	APÊNDICE A – ESTAÇÕES INMET	121
	APÊNDICE B – RESULTADOS	123
	APÊNDICE C – COEFICIENTES	141

1 INTRODUÇÃO

Desde a implementação de seu uso doméstico e industrial, mas principalmente após a sua popularização, a energia elétrica tornou-se um bem indispensável para a sociedade. Seu uso em todos os ambientes, desde o rural até áreas urbanas altamente populosas, além da indústria e serviços coloca a eletricidade no cotidiano de bilhões de pessoas. No Brasil, 2,2% da população não tem acesso à eletricidade, em 2018 o Banco Mundial estimou que ainda 1 bilhão de pessoas estavam sem acesso à eletricidade e, apesar do avanço, a taxa de universalização de acesso ainda é pequena para que a meta da Organização das Nações Unidas (ONU), de universalizar este recurso até 2030, seja atingida (BIRD, 2018).

Com as metas de expansão e universalização, bem como o processo de diversificação da matriz energética aliados à dependência dos usuários que já utilizam o recurso, é fundamental o conhecimento da demanda futura de energia pelas empresas responsáveis por seu fornecimento, possibilitando um melhor planejamento de como a energia elétrica será distribuída a partir da demanda do consumidor. Dessa forma, a previsão de demanda de energia com nível alto de confiabilidade é muito útil na previsão de picos de consumo da mesma (CASARIN, 2018).

A análise de como se dá a demanda de energia ao longo do dia, para diversos setores de consumo em uma concessionária de energia, auxilia na otimização do planejamento da sua distribuição para diferentes segmentos. As grandes influenciadoras desse consumo são variáveis meteorológicas (como a temperatura) e fatores sociais (como a hora do dia, dias úteis ou não) e econômicos (aumento ou diminuição do poder aquisitivo dos consumidores, variação nas tarifas da conta de energia) (SWARUP; SATISH, 2002; MARQUES, 2014).

Do ponto de vista meteorológico, a variável mais utilizada em estudos de demanda de energia é a temperatura do ar. Sabe-se que ela é a principal reguladora do consumo de energia elétrica, sendo interessante aprofundar estudos sobre como a temperatura comanda esse consumo e quando fatores sociais e econômicos passam a ter um controle maior sobre a variabilidade da demanda de energia elétrica. Valor, Meneu e Caselles (2001) observaram uma correlação entre a temperatura média diária do ar e a demanda de energia urbana, e concluíram que é de extrema importância avaliar o futuro do clima urbano e a consequente demanda de energia, a fim de evitar cenários potencialmente insustentáveis de abastecimento em consequência da rápida expansão urbana em todo o planeta. Outro fator meteorológico de impacto direto no setor energético é a precipitação, sobretudo no Brasil, onde a geração hidroelétrica chegou a responder por 81% da produção de energia elétrica no ano de 2010 (TOLMASQUIM, 2012). Nesse sentido, para otimizar a previsão picos de energia, se fazem necessárias boas previsões de precipitação em áreas de bacias hidrográficas onde hajam geradoras hidrelétricas em funcionamento,

para enfim prever essa produção com maior precisão (CASARIN, 2018).

Uma ferramenta disponível para auxiliar na previsão de consumo de energia a partir de variáveis meteorológicas são os modelos de tempo e clima em escala global. Tais modelos são capazes de reproduzir características e fenômenos de grande escala (sinótica e climatológica). Porém, para que esses modelos sejam capazes de resolver explicitamente fenômenos de micro e mesoescalas, determinantes para se prever as condições de tempo em escala de horas/dias, é necessário que os mesmos sejam implementados com resolução espacial adequada, o que é, em geral, custoso do ponto de vista computacional. Por outro lado, modelos regionais podem ser utilizados em áreas limitadas facilitando o incremento da resolução da grade horizontal e aumentando o intervalo de escalas resolvidas. Uma outra questão importante sobre a utilização de modelos numéricos é suprir a falta de dados observados em regiões com uma rede de estações de baixa resolução, como é o caso do Brasil.

A abordagem do presente trabalho tem um viés meteorológico e utiliza modelagem atmosférica através do modelo numérico de previsão do tempo *Weather Research Forecasting Model* (WRF) (NCAR, 2019) e métodos estatísticos com o intuito de aprofundar o conhecimento sobre a influência da temperatura do ar no consumo de energia elétrica. Utilizamos modelagem numérica porque a densidade de estações meteorológicas instaladas dentro das regiões do experimento não é suficiente para representar satisfatoriamente a temperatura da área de estudo.

O objetivo deste trabalho é analisar a relação entre o consumo de energia elétrica e a temperatura do ar para regiões de cobertura de três concessionárias de energia do sul do Brasil. Além disso, especificamente, descrever as diferenças nessa relação para dias úteis e feriados em distintos horários e também a influência dos diferentes tratamentos estatísticos para descrição da temperatura de cada região. Adicionalmente, investigar a variabilidade da demanda energética em termos da variabilidade de temperatura, decompondo as séries temporais destas variáveis em diferentes escalas de tempo características e verificando como estas séries decompostas se relacionam. As análises foram divididas em dois períodos de tempo, o primeiro período abrangendo apenas o ano de 2014 (análise curta) e o segundo período de 2008 a 2016 (análise longa). Optou-se por usar apenas um ano em certas análises mais detalhadas para otimizar o tempo de processamento dos dados. O ano escolhido foi 2014, porque de acordo com a (CPFL, 2015) neste período houve uma crise hídrica em que os níveis das hidrelétricas responsáveis por 70% da capacidade de armazenamento de energia do Brasil estavam muito baixos comparados aos níveis de anos anteriores.

O contexto da pesquisa está atrelado ao Projeto de P&D ANEEL “Sistema inteligente para previsão dinâmica e adaptativa de carga considerando previsões meteorológicas regionais de curto e médio prazo”¹, desenvolvido em parceria entre a Petrobras (Petró-

¹Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento financiado através de parceria público-privada supervisionada

leo Brasileiro S.A) e a UFSM (Universidade Federal de Santa Maria). No âmbito da UFSM, o projeto foi desenvolvido pelo CEESP (Centro de Excelência em Engenharia e Sistema de Potência) e pelo GruMA (Grupo de Modelagem Atmosférica de Santa Maria), vinculados respectivamente ao CT (Centro de Tecnologia) e ao CCNE (Centro de Ciências Naturais e Exatas).

A área de estudo selecionada se localiza no sul do Brasil e conta com o clima temperado do tipo subtropical úmido (KOTTEK et al., 2006; ALVARES et al., 2013). Devido a sua posição geográfica, que está entre os paralelos 27°03'42" S e 49°42'41" W, essa área é fortemente influenciada por massas de ar provenientes da região polar e da área tropical continental e Atlântica. A variação da temperatura é sazonal, proporcionando desde verões muito quentes a invernos rigorosos com ocorrência de geadas e eventuais precipitações de neve. A média anual das temperaturas varia entre 15 °C e 18 °C, com temperaturas mínimas e máximas variando de um extremo ao outro. O regime de chuvas é bem distribuído ao longo do ano, sendo que ao sul da região de estudo a média anual de precipitação fica entre 1299 mm e 1500 mm, ao norte entre 1500 mm e 1800 mm, e com o nordeste da região recebendo chuvas de maior intensidade (SECRETARIA DE PLANEJAMENTO, GOVERNANÇA E GESTÃO, 2018).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é apresentar uma breve revisão teórica sobre o tema do trabalho, contextualizando a relação entre demanda de energia elétrica e temperatura. Além disso, uma breve discussão sobre modelagem atmosférica, conceitos estatísticos e decomposição de sinais é realizada, visando uma melhor compreensão da metodologia e resultados.

2.1 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E SUA CORRELAÇÃO COM A TEMPERATURA DO AR

O consumo de energia elétrica tem experimentado um crescimento contínuo com o passar dos anos, sendo considerado o componente mais relevante do setor energético no Brasil. Em função disso, e de seu impacto na economia, estudos relacionados à demanda energética têm sido amplamente explorados por pesquisadores brasileiros. Porém, estudos de previsão de demanda de energia que incorporem adequadamente fatores meteorológicos para sua modelagem ainda são escassos na literatura. Em trabalhos internacionais (principalmente em países desenvolvidos) é mais frequente encontrar estudos que simulam impactos de mudanças climáticas na demanda de energia e que fornecem informações mais consistentes para o planejamento de gestão da demanda de carga. Sendo assim, pesquisas dessa natureza se fazem necessárias também devido às restrições existentes na expansão da oferta de energia elétrica (RODRIGUES, 2012).

Denomina-se consumidor de energia elétrica toda pessoa física ou jurídica legalmente representada que requerer o seu fornecimento a qualquer distribuidora, assumindo o pagamento pelo seu consumo e sendo vinculado a um contrato de fornecimento. A carga de energia é classificada de acordo com seu uso, sendo as mais comuns:

- (a) residenciais;
- (b) comerciais;
- (c) industriais;
- (d) rurais;
- (e) iluminação pública;
- (f) iluminação de serviço público.

Cada uma delas possui um fator de potência típico e um comportamento distinto, devido a variações na tensão e na temperatura, atribuindo características próprias, tais como horários de pico de consumo aos diferentes tipos de cargas. Essas características são úteis para definir critérios de classificação dessas cargas auxiliando a tipificar os consumidores

a partir do comportamento das mesmas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005; MARQUES, 2014).

A previsão da demanda de carga de energia possibilita aos órgãos reguladores e às concessionárias manter uma infraestrutura confiável em cenários de elevação ou queda de consumo, motivados, por exemplo, pelo aumento ou diminuição da temperatura do ar. Logo, uma previsão detalhada se torna importante na tomada de decisão para novos investimentos em infraestrutura, o que implica na melhora dos serviços prestados aos consumidores (BURILLO et al., 2019).

É importante salientar que os horizontes de tempo de previsões de carga diferem dos horizontes de tempo em previsões meteorológicas. As escalas de tempo em meteorologia são de curtíssimo prazo (uma a doze horas à frente), de curto prazo (12 horas a 3 dias à frente), médio prazo (3 a 10 dias à frente) e longo prazo (10 dias a um mês à frente), além das previsões sazonais e interanuais, as quais variam de um mês a um ano, e as previsões climatológicas, que variam de pouco mais que um ano a décadas à frente (CASARIN, 2018). Por outro lado, recentemente Judt (2018) mostrou que a acurácia de um modelo de previsão de tempo, contendo o “estado da arte” em termos de modelagem numérica da atmosfera e condições iniciais consideradas quase perfeitas, diminui abruptamente a partir do sexto dia de previsão, tendendo a zero por volta do décimo sétimo dia. Isso ocorre pela natureza não linear e em função de características caóticas dos movimentos atmosféricos. Logo, o horizonte de previsão de um modelo atmosférico é limitado pelo comportamento característico da própria atmosfera.

Do ponto de vista do setor elétrico são utilizadas diferentes estimativas futuras de consumo de energia para cada tipo de decisão, o consumo de energia para as próximas horas até semanas à frente (previsão de curto prazo) é o período onde a principal variável reguladora é a condição climática, pois as condições macroeconômicas não são significativas. A previsão de médio prazo com horizonte entre alguns meses até um ano à frente tem objetivo de melhorar o planejamento de compra de combustíveis e de operações de manutenção. Já o consumo de energia elétrica de longo prazo entra na escala de 10 anos ou mais à frente, onde as variáveis econômicas e demográficas, entre outros fatores, tem maior influência no consumo (MOREIRA, 2015).

A análise de dados de carga de energia em geral é processada a partir de ferramentas estatísticas, as quais auxiliam na representação das curvas de consumo dessa carga. Permitindo visualizar o comportamento das curvas em diferentes situações, sendo elas normalizadas em grupos distintos separados de acordo com suas características, por exemplo, dias de semana, finais de semana e feriados, estações do ano, região que está sendo analisada, entre outras (MARQUES, 2014).

No estudo publicado por Yi-Ling et al. (2014), os autores identificaram a relação entre o consumo de energia e a temperatura para Xangai. Foi verificada uma dependência não linear da temperatura com a demanda de carga, com um mínimo de consumo em

valores intermediários de temperatura. Contudo, os maiores valores de demanda foram encontrados para os maiores valores de temperatura.

Mesmo sendo a temperatura um bom preditor para o consumo de energia elétrica, esse não é um fator isolado. O trabalho de Yi-Ling et al. (2014) mostrou uma tendência no aumento do consumo com o passar dos anos, em função do aumento da população, do acesso a bens eletro-eletrônicos da eletrificação, etc. Entretanto, nesse período não foi identificada nenhuma tendência significativa no aumento da temperatura. Logo, os autores concluíram que o padrão de consumo na escala de longo prazo não é modelado pela temperatura, e há uma forte dependência em relação a dias úteis e feriados, sendo os últimos associados a uma menor demanda de carga elétrica para valores semelhantes de temperatura.

Recentemente, Casarin (2018) realizou um estudo sobre a relação entre carga e temperatura para uma região no sudeste do Brasil. Nesse trabalho o autor observou a dependência da carga com a temperatura do ar, principalmente nas horas de maior aquecimento do dia. Também foi ressaltado que, além da temperatura, fatores sociais como horários de pico de consumo, racionamento de energia em função de estiagens, mudanças do regime de consumo de finais de semana e feriados para dias úteis e questões socioeconômicas como o aumento do valor de energia elétrica, são variáveis de difícil inserção na análise do comportamento da demanda de carga de energia, mas que também exercem influência significativa no comportamento do consumidor.

Além disso, Casarin (2018) não encontrou um comportamento semelhante ao registrado por Yi-Ling et al. (2014) em relação aos máximos de consumo associados aos maiores e menores valores de temperatura. Por se tratar de uma região tropical, não há uma definição clara das quatro estações do ano. Ainda, as temperaturas de inverno não são tão rigorosas como as de latitudes subtropicais. Assim, não foi possível identificar na amostra um valor mínimo de demanda associado aos valores intermediários de temperatura.

No trabalho de Ramírez-Sandí e Quirós-Tortós (2018) foi analisada a influência da temperatura com o aumento do uso de condicionadores de ar, os autores observaram picos de demanda de energia entre às 11 e 14 horas, o que foi considerado como previsível devido ao aquecimento diurno que costuma ser maior nesse período do dia. Eles também encontraram dois picos de consumo quando consideraram um dia típico, um ao meio dia (entre 10h e 12h30min) e outro ao entardecer (entre 17h30min e 20h), sendo o último mais significativo. Em uma simulação para períodos futuros (dez anos) eles observaram um aumento gradual no pico de consumo do período do meio dia, até ele se igualar ao pico do final da tarde. A partir desses resultados eles ainda sugerem que medidas de mitigação de consumo para combater esses picos crescentes no período do dia serão necessárias.

Em um estudo recente realizado por Burillo et al. (2019), concluiu-se que o aumento na demanda de potência na cidade de Los Angeles nos Estados Unidos em função de mu-

danças climáticas representa de 4% a 8% do total da projeção do aumento na demanda de pico. Contudo, levando em consideração as diferenças nas temperaturas máximas anuais em um período de 20 anos, elas afetaram os resultados de 40% a 60%, indicando uma grande sensibilidade do consumo de energia às ondas de calor. Em estudos anteriores foi observado que o aumento da temperatura do ar implica em efeitos diretos e indiretos no aumento do uso da eletricidade em função do aumento do uso de condicionadores de ar. Assim, ondas de calor podem ocasionar interrupções do fornecimento de energia devido à grande demanda, falta de capacidade e falhas em cascata, ressaltando a importância de uma boa previsão da demanda de energia elétrica.

Além de garantir uma boa qualidade na geração e distribuição de energia, uma previsão de demanda de carga de qualidade tem um papel muito importante para uma boa projeção da manutenção e substituição dos sistemas de distribuição de energia defeituosos, e da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A gestão do sistema elétrico necessita de altos valores de capital, portanto a estimativa da quantificação da economia que pode ser gerada em função de previsões de carga é uma informação fundamental (MCNEIL; LETSCHERT, 2008).

2.2 MODELOS ATMOSFÉRICOS DE ÁREA LIMITADA

Um modelo numérico atmosférico corresponde à representação dos processos físicos deste sistema através de um conjunto de equações matemáticas. Estas equações são discretizadas ao longo de um dado número de pontos de grade em cada dimensão espacial, possibilitando descrever a dinâmica e a termodinâmica do escoamento atmosférico, bem como sua interação com os contornos. Por se tratar de um sistema bastante complexo, existem diferentes níveis de aproximação utilizados em modelos atmosféricos, o que impõe limitações aos processos físicos que podem ser por eles representados.

As equações resolvidas expressam os princípios físicos de conservação – massa, *momentum* e energia – aplicados à atmosfera. Matematicamente essas equações são dadas em termos de derivadas parciais no tempo e são ditas equações prognósticas. Um exemplo desse tipo de equação é a equação da conservação de massa de ar seco na atmosfera:

$$\frac{\partial \rho_d}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho_d u_i) = 0 \quad (2.1)$$

onde ρ_d é a densidade de ar seco, u_i é a componente da velocidade na direção x_i . Quando não há uma dependência explícita no tempo, ou seja, quando a equação não é integrada a partir de condições iniciais para se obter um instante futuro, ela é diagnóstica, como por exemplo, a equação de estado para o gás ideal:

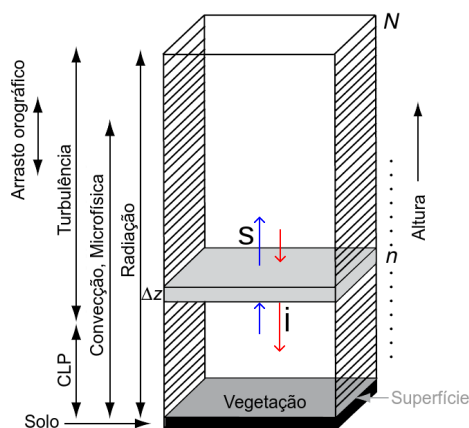
$$p = \rho R_d T \quad (2.2)$$

onde p é a pressão, T é a temperatura absoluta e $R_d = \mathfrak{R}/M_d$ é a constante dos gases para o ar seco, sendo $\mathfrak{R} = 8,31 J mol^{-1} K^{-1}$ a constante dos gases ideais e $M_d = 28,9 g mol^{-1}$ é a massa molar para o ar seco.

As escalas de movimento que têm suas propriedades explicitamente resolvidas são aquelas da ordem da resolução espacial da grade. As escalas de dimensão espacial inferior a esta são parametrizadas pelo modelo, ou seja, são representadas através de modelos físicos em função das grandezas resolvidas explicitamente. Em função dessa característica de abordagens de descrição dos fenômenos é comum separar um modelo atmosférico em uma parte dinâmica – constituída pelas equações resolvidas na escala de grade – e uma parte física – constituída pelas parametrizações de subgrade.

A atmosfera não é um sistema isolado e recebe grande influência de seus contornos, sobretudo da superfície. Dessa forma, os processos de interação entre a atmosfera e a superfície também precisam ser descritos no modelo. Os processos que serão resolvidos pela parte dinâmica ou parametrizados pelos esquemas físicos dependem diretamente da resolução horizontal do modelo. De forma geral, são (ou podem ser) parametrizados processos radiativos, convectivos, microfísica de nuvens, camada limite planetária e superfície. A figura 2.1 representa a atuação de diferentes esquemas de parametrização na coluna de um modelo atmosférico. Em uma dada camada vertical ocorrem trocas de diferentes grandezas com a camada superior (s) e a inferior (i).

Figura 2.1 – Representação dos diferentes esquemas de parametrização atuando ao longo da coluna de um modelo atmosférico.



Fonte: Prof. Franciano Scremin Puhales (Departamento de Física/UFSM). Adaptado de Stensrud (2009).

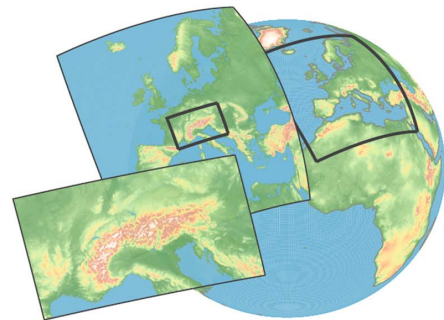
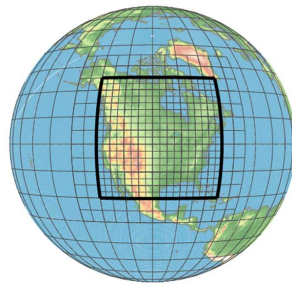
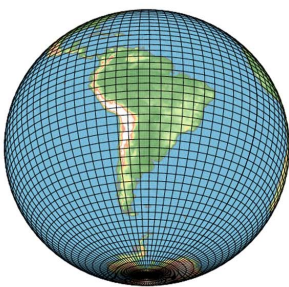
O resultado da atuação de cada esquema de parametrização é equivalente a uma parte da tendência de uma variável ξ qualquer. O resultado final é a contribuição da tendência de cada esquema de parametrização envolvido com a variável e da parte resolvida – esquema advectivo, como sugere a equação 2.3:

$$\frac{\partial \xi}{\partial t} = -\vec{V} \cdot \vec{\nabla}(\xi_r) + \sum_i \frac{\partial \xi_s}{\partial t} \quad (2.3)$$

onde ξ_r é a parte resolvida pelo modelo e ξ_s a parametrizada por cada um dos i -ésimos esquemas físicos do modelo. Cabe, ainda, a integração numérica da tendência dada pela equação 2.3.

Um modelo regional (ou de área limitada) é aquele representativo de um recorte de uma região do globo. Por se tratar de uma região reduzida, uma menor quantidade de pontos é necessária para se obter uma resolução maior em relação ao modelo global. O tamanho do domínio regional está diretamente ligado com o tipo de fenômenos que se deseja avaliar, ou seja, a escala do fenômeno deve ser menor que o domínio do modelo. Como a resolução do modelo indicará a menor escala de fenômenos explicitamente resolvida, há uma relação entre o domínio do modelo e a resolução para que exista uma quantidade de pontos suficientemente grande para discretizar adequadamente o fenômeno de interesse. A figura 2.2 exemplifica a relação de um domínio global com um regional.

Figura 2.2 – Representação pictórica da grade numérica de modelo global (figura da esquerda, painel (a)) e de um domínio regional (figura da direita, (a)), onde pode-se perceber a ilustração do aumento da resolução horizontal na grade do modelo. O painel (b) exemplifica o aumento de detalhamento na descrição dos campos do modelo (no caso da figura, topografia) em função do aumento da resolução de grade.



(a) Domínio global e regional – aumento na resolução.

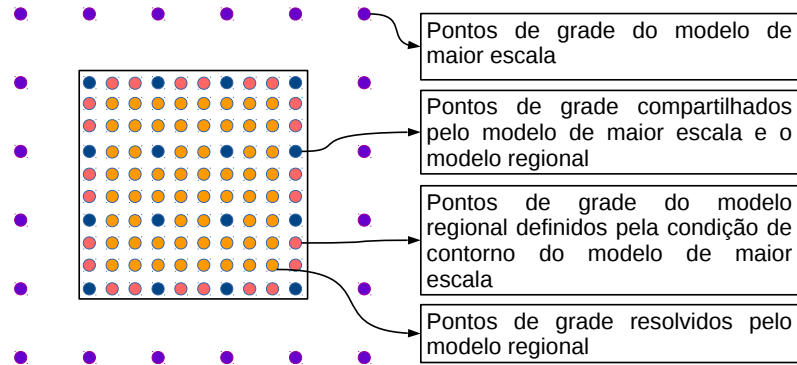
(b) Domínio regional – aumento do detalhamento.

Fonte: Prof. Franciano Scremin Puhales (Departamento de Física/UFSM). Adaptado de Prein et al. (2015).

Por se tratar de um recorte espacial, o modelo regional necessita de condições de contorno laterais para realizar o processo de integração. Tais condições são geralmente fornecidas por modelos globais (ou modelos regionais de maior escala espacial). Além das condições de contorno laterais o modelo regional (assim como o global) também necessita de condições iniciais para solucionar as equações de movimento. A figura 2.3 mostra uma representação simplificada da relação entre as grades numéricas do modelo regional e do modelo de maior escala. É interessante ressaltar que os dados de um modelo de maior

escala possuem não somente menor resolução espacial mas também temporal. A adequação dessas dimensões entre as grades dos modelos é realizada a partir de interpolações.

Figura 2.3 – Representação da interação entre os pontos de grade do modelo de maior escala como condição inicial e de contorno para modelos regionais.



Fonte: Prof. Franciano Scremin Puhales (Departamento de Física/UFSM).

2.3 DEFINIÇÕES ESTATÍSTICAS

O uso de grandezas de cunho estatístico é amplamente empregado para descrever características de um dado sistema. De forma ideal, ao se fazer uma descrição estatística, é interessante possuir toda a população de eventos, ou seja, um conjunto de dados com todos os infinitos valores possíveis para uma dada variável X . Contudo, de forma prática, trabalha-se com um subconjunto dessa população, denominada amostra. Uma das formas mais comuns para representar a variabilidade do conjunto amostral são as medidas de tendência central como a média aritmética, média ponderada e a mediana. Seja x uma amostra da variável X . De acordo com Morettin e BUSSAB (2010) a média aritmética de x é dada por:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.4)$$

onde x_i representa cada i -ésimo membro do conjunto amostral contendo N elementos. Já média ponderada é dada por:

$$\langle x \rangle = \sum_{i=1}^N \left(\frac{w_i x_i}{\sum_{i=1}^N w_i} \right) \quad (2.5)$$

onde w_i é o peso atribuído a cada i -ésimo valor da amostra. Note que se $w_i = 1$ a equação 2.5 recai na definição de média aritmética dada pela equação 2.4. A variabilidade esperada da amostra em torno da média é definida como o desvio padrão amostral:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (2.6)$$

sendo a variância da amostra dada por σ^2 . O valor da média pode ser comprometido quando existe um ou alguns valores da amostra muito maiores que os demais. Neste ponto a mediana resulta em uma medida de valor central que não é afetada por esse fator. A mediana M_x é definida como o valor que separa a amostra em dois subconjuntos contendo os maiores e menores valores. Logo, para uma amostra com N ímpar o valor da mediana corresponde ao valor central da amostra ordenada. Para o caso de N par a mediana é dada pela média aritmética dos dois valores do centro da amostra ordenada. Assim, a mediana é um valor característico (ou representativo) de 50% da amostra ou ao 50º percentil (MORETTIN; BUSSAB, 2010).

Percentis P_n são medidas estatísticas que dividem uma amostra ordenada de forma crescente em $n = 100$ partes. Assim, o 1º percentil representa o valor correspondente aos 1% menores valores da amostra, o 10º aos 10% e assim sucessivamente. Além da mediana, alguns percentis recebem nomes especiais, como os decis D_n e quartis Q_n . Os decis correspondem aos valores de cada 10º percentil, ou seja, dividem a amostra em $n = 10$ partes. O decil inferior corresponde aos 10% menores e o decil superior aos 90%. O 5º decil é equivalente à própria mediana. Os quartis dividem a amostra em $n = 4$ partes, logo, o 1º quartil corresponde aos 25% menores valores da amostra ou ao 25º percentil. O terceiro quartil corresponde aos 75% menores valores enquanto o segundo quartil é equivalente à própria mediana. Por exemplo, considere a amostra dada pelo conjunto x , tal que:

$$x = \{2, 5, 4, 8, 15, 1, 0, 6, 2, 25, 7, 9\}$$

Neste caso tem-se que $\bar{x} = 6,9$. Ordenando-se x tem-se

$$x_{ord} = \{0, 1, 2, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 15, 25\}$$

logo, $M_x = 5,5$, enquanto, $Q_1 = 2$ e $Q_3 = 8$.

Além de quantificar as propriedades estatísticas de uma amostra, muitas vezes deseja-se relacioná-la com uma outra. Uma forma de fazer essa análise é através da covariância entre as amostras x e y dadas por (WILKS, 2006):

$$Cov(x, y) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (2.7)$$

Diferentemente da variância que possui apenas valores positivos, a covariância pode ser negativa. Valores positivos ou negativos de covariância podem estar associados com amostras linearmente correlacionadas ou anticorrelacionadas. Define-se o coeficiente de correlação linear ou Coeficiente de Pearson como:

$$R_{x,y} = \frac{Cov(x, y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2.8)$$

onde σ_x e σ_y são os desvios padrão das amostras x e y , respectivamente. O coeficiente de correlação linear varia no intervalo $-1 \leq R_{x,y} \leq 1$, sendo o valor nulo indicativo de que não há correlação linear entre as amostras. Quanto mais próximo de 1, mais linearmente correlacionadas são as amostras, enquanto que o valor -1 indica a anticorrelação. É importante frisar que o coeficiente de correlação linear é bem definido para amostras monotônicas. Caso o comportamento de uma das amostras não seja linear em relação a outra, alternativamente pode-se aplicar o coeficiente de correlação de Spearman. Tal coeficiente avalia a relação monótona entre duas variáveis, seja ela linear ou não. Esse coeficiente é obtido através da correlação linear entre os pares ranqueados de cada uma das amostras, onde o ranqueamento é dado pela posição de um dado valor na amostra quando a mesma é ordenada de forma crescente (WILKS, 2006). Pode-se calcular esse coeficiente de correlação a partir da seguinte expressão:

$$S_{x,y} = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^N \delta_i^2}{N(N^2 - 1)} \quad (2.9)$$

onde δ_i é a diferença entre os valores do i -ésimo par ranqueado.

2.4 DECOMPOSIÇÃO EM MODOS EMPÍRICOS (DME)

Métodos que fazem análises de tempo-frequência como a Transformada de Ondas ou a Transformada de Fourier, apesar de muito conhecidos, são pouco eficientes quando o estudo trata de fenômenos não-lineares, ou seja, não podem ser aplicados em séries temporais não-estacionárias (MARTINS, 2015). Por exemplo, ao empregar a transformada de Fourier assume-se a periodicidade de todos os modos oscilatórios, e que as várias frequências são invariáveis no tempo e que estão em todo o sinal. A EMD (*Empirical modes decomposition Function*) ou Função de Decomposição em Modos Empíricos (DME) por sua vez, através de um processo de envelopes (*shifting*) decompõe o sinal em um conjunto de Funções de Modos Intrínsecos (*Intrinsic modes function* – IMF) que são quase ortogonais e monocomponentes (HUANG et al., 1998). Além disso, a DME também identifica um modo residual dado por uma função monotônica ou com apenas um máximo (ou mínimo) local. Esse resíduo representa uma tendência ou o comportamento de uma média móvel ao longo da série temporal.

A DME difere das decomposições clássicas como a de Fourier e Ondas pelo fato de que ela é realizada em uma base com escala temporal adaptativa, enquanto que nas outras a decomposição do sinal é feita em bases com escalas temporais pré-definidas, o que dá à DME mais precisão nas informações sobre as escalas temporais das oscilações obtidas. Após a decomposição de um sinal $x(t)$ o mesmo pode ser recuperado através da

soma das IMFs com o resíduo:

$$x_r(t) = R_n(t) + \sum_{i=1}^{N_{FMI}} C_i(t) \quad (2.10)$$

onde $x_r(t)$ é o sinal reconstruído a partir da soma do resíduo R_n e das i -ésimas IMFs C_i . Como as IMFs e o resíduo não são perfeitamente ortogonais entre si, podendo ocorrer correlações entre eles. Quando há essa correlação diz-se que os modos são misturados (*mixing modes*). Idealmente, quanto menor for a correlação entre os modos decompostos mais fidedigna é a separação de escalas temporais. Da definição de variância e das equações 2.6 e 2.10 tem-se que:

$$\begin{aligned} \sigma_{x_r(t)}^2 &= \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left[\left(R_n + \sum_{i=1}^{N_{IMF}} C_i(t) \right)_k - \left(R_{ni} + \sum_{i=1}^{N_{IMF}} C_i(t) \right) \right]^2 \\ \sigma_{x_r(t)}^2 &= \sigma_{R_n}^2 + \sum_{i=1}^{N_{IMF}} \sigma_{C_i}^2 + 2 \left[\sum_{i=1}^{N_{FMI}} Cov(R_n, C_i) + \sum_{i,j=1 (i \neq j)}^{N_{IMF}} Cov(C_i, C_j) \right] \end{aligned} \quad (2.11)$$

onde $\sigma_{x_r(t)}^2$ é a variância do sinal reconstruído e o termo entre colchetes representa 50% da influência dos modos misturados na variância do sinal reconstruído a partir das IMFs e do resíduo. Por conveniência e simplificação de notação define-se

$$\Upsilon_{i,j} = 2Cov(\lambda_i, \lambda_j) \quad (2.12)$$

onde $\lambda_i, \lambda_j \in [1, \eta]$, sendo $i, j = \eta = N_{IMF} + 1$ os índices representativos do termo residual R_n . Então,

$$\begin{aligned} \sigma_{x_r(t)}^2 &= \sigma_{\lambda_\eta}^2 + \sum_{i=1}^{N_{FMI}} \sigma_{\lambda_i}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i < j}}^{\eta-1} \Upsilon_{i,j} \\ \sigma_{x_r(t)}^2 &= \sum_{i=1}^{\eta} \sigma_{\lambda_i}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i < j}}^{\eta-1} \Upsilon_{i,j} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Logo, o resultado ideal é obtido quando $\sigma_{x_r(t)}^2 = \sigma_{x(t)}^2$, sendo $\sigma_{x(t)}^2$ a variância do sinal original.

A escala de tempo característica de cada FMI é dada por:

$$\tau = \frac{n_p}{f} \left(\frac{4}{n_e + n_z} \right) \quad (2.14)$$

onde n_p é o número de pontos da série, f é a frequência de aquisição dos dados, n_e o

número de valores extremos (máximos e mínimos locais) e n_z o número de vezes que a FMI passa pelo zero.

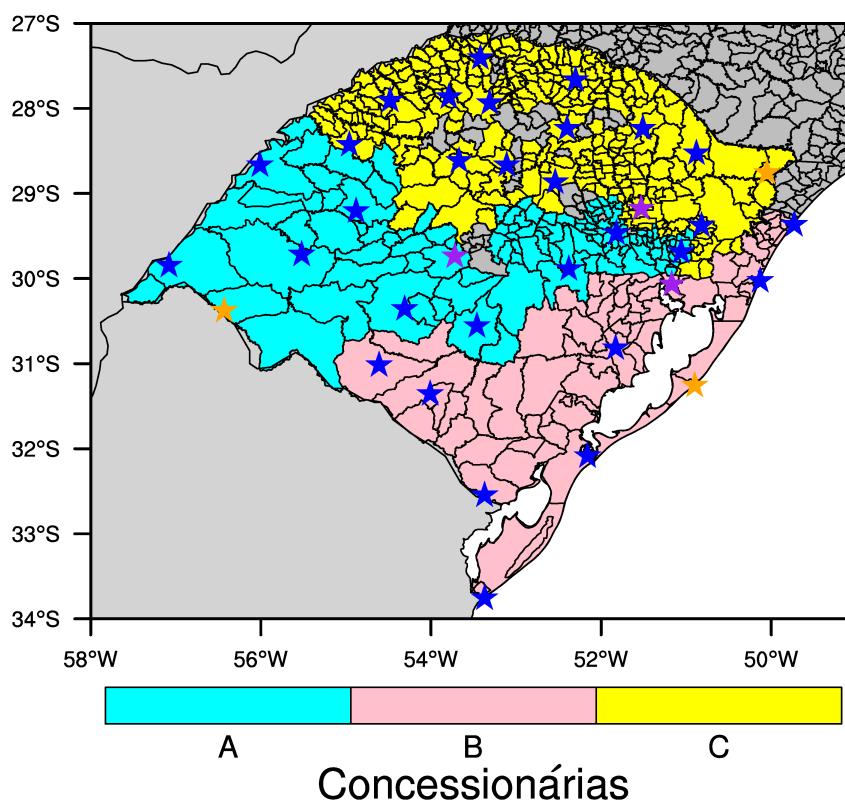
Para diminuir o efeito dos modos misturados e garantir o significado físico de τ como escala de tempo característica de uma componente da variabilidade do sinal, utiliza-se a *Ensemble-Decomposição* em modos empíricos (EDMI, *Ensemble Empirical Modes Decomposition – EEMD*) (WU; HUANG, 2009; COLOMINAS; SCHLOTTHAUER; TORRES, 2014). Essa técnica consiste em adicionar um ruído gaussiano à série original, construindo um conjunto de séries temporais perturbadas por tal ruído. Esse artifício ressalta os modos naturais do sinal original, diminuindo a contribuição de $\Upsilon_{i,j}$ na variância total da decomposição.

3 METODOLOGIA

3.1 DESCRIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

Neste estudo foram considerados dados associados a três concessionárias de energia localizadas na região Sul do Brasil. A área total abrangida por elas, bem como a localização das estações meteorológicas automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) empregadas no estudo são apresentadas na figura 3.1.

Figura 3.1 – Área de abrangência das três regiões com a localização das estações meteorológicas. As estrelas em roxo indicam a localização das estações com o maior número de consumidores e as em laranja a localização das estações com o menor número de consumidores de cada empresa



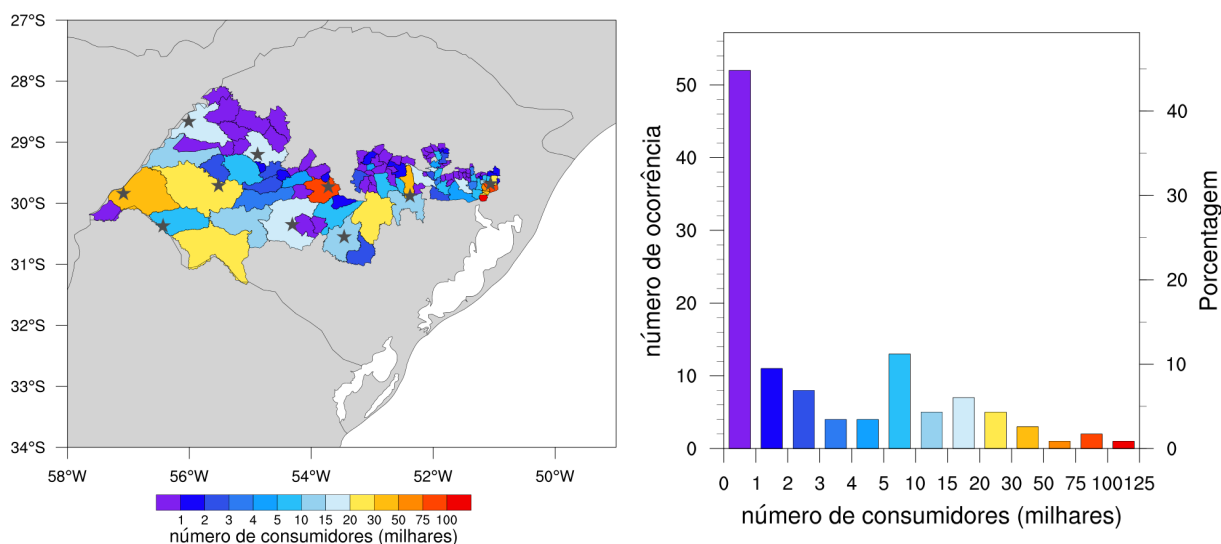
Fonte: Própria autora.

A base metodológica deste trabalho consiste na análise qualitativa e quantitativa da relação entre carga e temperatura para a região de interesse, subdividida conforme a figura 3.1. Além do mais, desta mesma figura, fica claro que a densidade de estações meteorológicas na área do experimento é pequena, sendo insuficiente para uma representação detalhada da temperatura na região. Assim, utilizou-se dados simulados pelo modelo WRF para caracterizar a temperatura da região.

3.1.1 Concessionárias

A área de atuação da concessionária A bem como o número de unidades consumidoras por cidade são apresentados na figura 3.2(a). Além disso, na mesma figura é apresentada a localização das estações meteorológicas automáticas do INMET (é interessante ressaltar que, no contexto deste trabalho, os consumidores são definidos como unidades consumidoras de energia elétrica cadastradas em cada concessionária e não necessariamente como o número de pessoas que utiliza o serviço prestado por elas).

Figura 3.2 – Mapa da distribuição geográfica e histograma relacionando número de consumidores por ocorrência de municípios para a área de abrangência da região A. De forma complementar é apresentada a localização das estações meteorológicas do INMET na região.



Fonte: Própria autora.

No ano de 2014, a região A abrangia toda a faixa central do estado do Rio Grande do Sul, com 118 municípios atendendo cerca de quatro milhões de pessoas. Incluindo áreas urbanas e rurais, ela era responsável por 30,4% do total da energia consumida nesse estado, totalizando uma área de 99.512 km² (AES Sul, 2015).

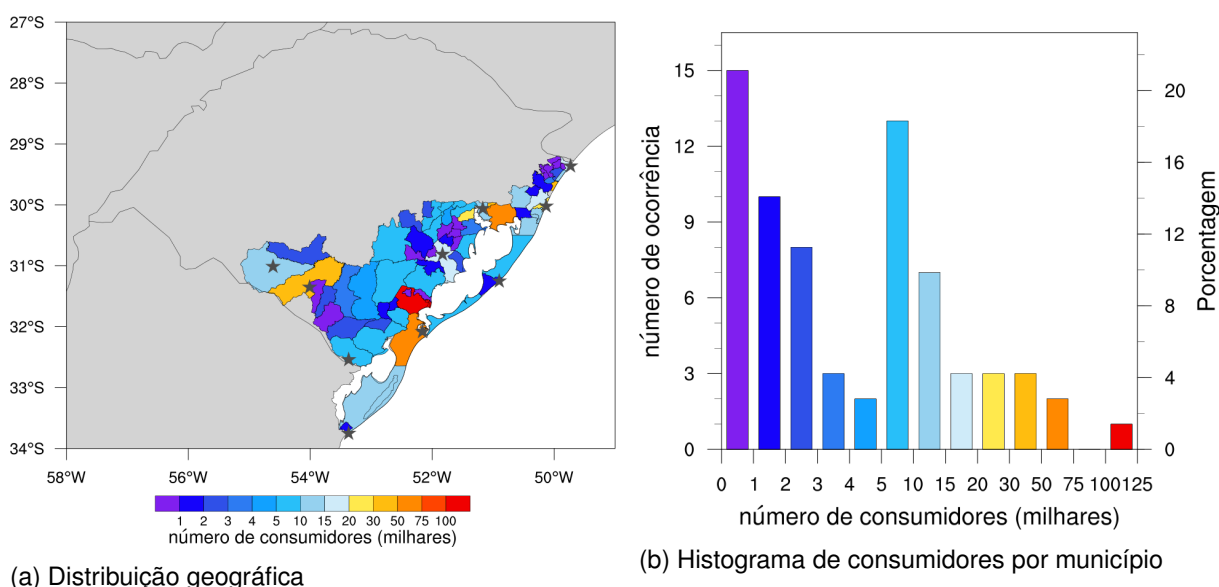
A região A contava, em 2014, com 1.295.698 de unidades consumidoras, sendo que em sua área de abrangência, do total de clientes atendidos em 2014, 31,74% eram do setor residencial, 9,93% da área rural, 15,56% do comércio, 35,35% do setor industrial e 7,42% de outros setores (CAPELETTO; MOURA, 2015).

Na figura 3.2(b) tem-se o histograma que mostra a distribuição do número de unidades consumidoras relacionada ao número de municípios dentro da região A. Aproximadamente 44% das localidades encontradas dentro dessa área possuem população de até mil habitantes, cerca de 21% possuem entre mil e cinco mil consumidores, aproximadamente 12% tem entre cinco e dez mil consumidores, em torno de 19% tem população entre dez

e 50 mil unidades consumidoras, e uma pequena parcela de aproximadamente 4% possui população acima de 50 mil consumidores. A cidade com mais unidades consumidoras e que possui uma estação meteorológica do INMET é Santa Maria e a com menos unidades consumidoras é Quaraí.

A área de atuação da concessionária B bem como o número de unidades consumidoras por cidade são apresentados na figura 3.3(a). Além disso, na mesma figura é apresentada a localização de estações meteorológicas automáticas do INMET.

Figura 3.3 – Como a da figura 3.2, porém para a região B.



Fonte: Própria autora.

A concessionária de energia localizada na região B presta serviços de distribuição de energia elétrica no Rio Grande do Sul. Em 2014 ela contava com 1.604.232 unidades consumidoras e nessa época era responsável por 30,93% do mercado de energia elétrica do RS (CAPELETTO; MOURA, 2015).

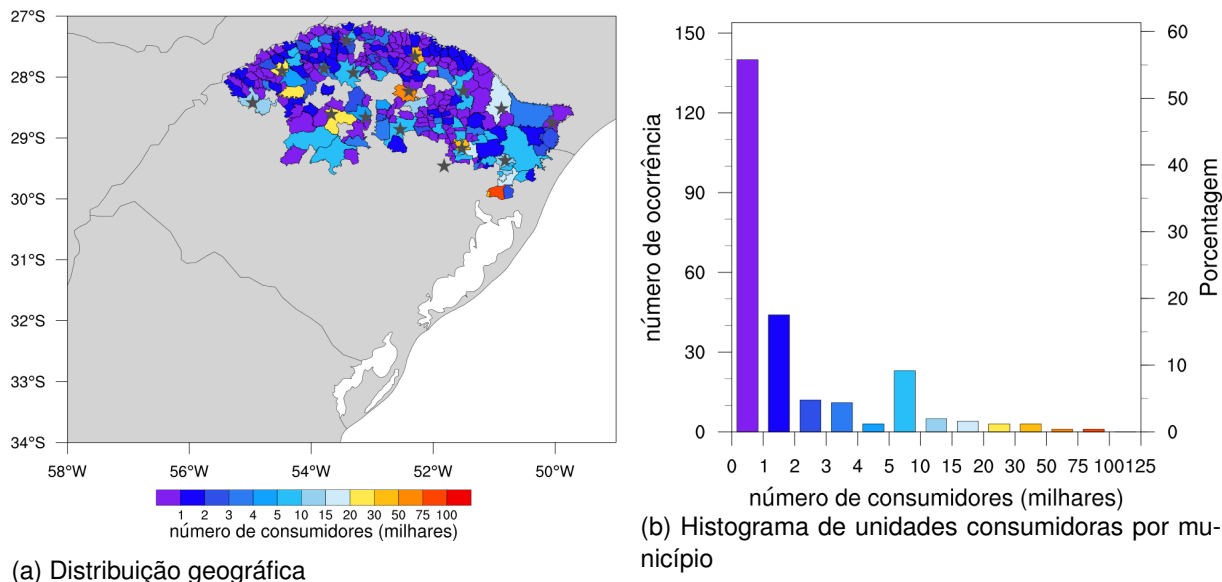
Do total de unidades consumidoras atendidas na região B em 2014, 34,34% deles eram residenciais, 6,67% eram da área rural, 27,82% do nicho do comércio, 22,68% da indústria e 8,48% de outros setores (CAPELETTO; MOURA, 2015).

A figura 3.3(b) mostra o histograma para a região B. Ali aproximadamente 21% das localidades possuem até mil habitantes, cerca de 31% entre mil e cinco mil, aproximadamente 19% entre cinco e dez mil, em torno de 24% tem população entre dez e 50 mil e uma pequena parcela de aproximadamente 5% possui população acima de 50 mil habitantes. Destacam-se as cidades com maior e menor número de unidades consumidoras e com estação meteorológica instalada em Porto Alegre (mais) e em Mostardas (menos).

A área de atuação da concessionária localizada na região C bem como o número de unidades consumidoras por cidade são apresentados na figura 3.4(a). Além disso, na mesma figura é apresentada a localização de estações meteorológicas automáticas do

INMET.

Figura 3.4 – Como a da figura 3.2, porém para a região C.



Fonte: Própria autora.

No ano de 2014 a concessionária C fazia parte de um grupo de oito distribuidoras de energia elétrica. Esse grupo atendia 561 municípios das regiões Sul e Sudeste do Brasil em uma área de concessão com aproximadamente 18 milhões de habitantes (CPFL, 2015). Contando com 1.410.388 unidades consumidoras, a região C era abrangida o atendimento de 27,63% dos consumidores da área residencial, 7,92% da área rural, 16,27% do setor de comércio, 40,76% do setor industrial e 7,42% de outros setores. E era responsável por 31,41% do mercado energético do RS (CAPELETTO; MOURA, 2015).

Nesse mesmo ano o fator climático foi o que mais influenciou nas perdas técnicas do setor energético em algumas regiões, pois os sistemas de distribuição quando expostos ao calor intenso e ao clima seco tendem a sofrer perdas maiores. O percentual de perdas técnicas pela empresa C em 2014 foi de 8,08% que corresponde a 5481.98 GWh, o cálculo de perdas técnicas é feito a partir da diferença entre a energia requerida e a fornecida para os clientes (CPFL, 2015).

Na figura 3.4(b) observa-se que aproximadamente 55% das localidades encontradas dentro da região C possuem população de até mil unidades consumidoras, cerca de 24% possuem população entre mil e cinco mil, 7% entre cinco e dez mil enquanto que próximo de 11% tem entre dez e 50 mil habitantes. Municípios com mais de 50 mil unidades consumidoras representam apenas 3% da amostra. A cidade com mais unidades consumidoras nessa região e que possui uma estação meteorológica do INMET é Bento Gonçalves e a com menor quantidade é São José dos Ausentes.

3.2 EXPERIMENTO NUMÉRICO

Para obter-se uma descrição mais detalhada da temperatura do ar nas regiões de estudo, um experimento numérico empregando o modelo WRF (SKAMAROCK et al., 2008) foi realizado. Além de proporcionar um detalhamento espacial da temperatura, o uso de dados de modelagem apresenta uma segunda vantagem: não há falhas na série temporal, fato que acontece nos dados observados em função de problemas na aquisição. Por outro lado, modelos numéricos não são precisos ao descrever o comportamento da atmosfera e, conseqüentemente, erros são inseridos nos dados por eles gerados. Assim, é importante obter-se uma comparação entre os dados de modelo e as observações disponíveis a fim de determinar o nível de precisão do experimento numérico.

3.2.1 Modelo “*Weather Research and Forecasting*” (WRF)

O “*Weather Research and Forecasting*” é um modelo numérico de previsão do tempo utilizado em Meteorologia, tanto na área de pesquisa quanto na área operacional. É uma ferramenta desenvolvida por vários órgãos, como o *National Center for Atmospheric Research* (NCAR), a *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), o *National Center for Environmental Prediction* (NCEP), o *Forecast Systems Laboratory* (FSL), a *Air Force Weather Agency* (FAWA), o *Naval Research Laboratory* (NRL), a *University of Oklahoma* (OU) e a *Federal Aviation Administration* (FAA) (NCAR, 2017). Esse modelo pode ser utilizado tanto em escala sinótica quanto em escalas menores (mesoescala), pois ele abrange uma ampla gama de aplicações meteorológicas em escalas de dezenas de metros a milhares de quilômetros, e pode ser configurado de acordo com a finalidade de seu uso.

No que diz respeito à pesquisa, o WRF tem a capacidade de produzir simulações baseadas em condições reais ou idealizadas. Ele também oferece uma plataforma flexível e eficiente computacionalmente, e está em uso operacional no NCEP e em outros centros meteorológicos, além de ser utilizado com configurações de previsão do tempo em laboratórios, universidades e empresas privadas. Além de toda sua aplicação em pesquisa e na área operacional, o WRF tem uma grande comunidade mundial de usuários registrados, com cerca de 39 mil usuários em mais de 160 países (POWERS et al., 2017).

Ainda de acordo com Skamarock et al. (2008), o modelo consiste em quatro programas principais: *The WRF Preprocessing System* (WPS), *WRF-DA*, *ARW solver*, *Post-processing & Visualization tools*. Entre suas diversas características, o modelo WRF possui vários núcleos dinâmicos, um sistema tri-dimensional variável de assimilação de dados e uma estrutura de software que permite o paralelismo computacional, bem como a extensibilidade do sistema.

Suas principais características são (SKAMAROCK et al., 2008):

- (i) Equações: sistema não hidrostático completamente compressível em um sis-

- tema de referência euleriano;
- (ii) Variáveis prognósticas: componentes do campo de velocidade, perturbação do campo de temperatura potencial e geopotencial, energia cinética turbulenta e razões de mistura;
 - (iii) Coordenada vertical: sistema de coordenadas seguindo o terreno, sendo o topo do mesmo definido por valor constante de pressão;
 - (iv) Grade horizontal: grade do tipo Arakawa C deslocada;
 - (v) Integração temporal: Runge-Kutta de segunda ou terceira ordem com passos de tempo menores para ondas sonoras e de gravidade;
 - (vi) Discretização espacial: esquemas de segunda até sexta ordem para resolver os processos advectivos;
 - (vii) Aninhamento de grades: possibilita a definição sob alguns critérios e o estabelecimento de novos domínios internos;
 - (viii) Esquemas físicos: parametrização de processos de subgrade, com diversos níveis de complexidade, para fenômenos de microfísica, convecção (parametrização *cumulus*), processos de superfície, camada limite planetária e processos radiativos.

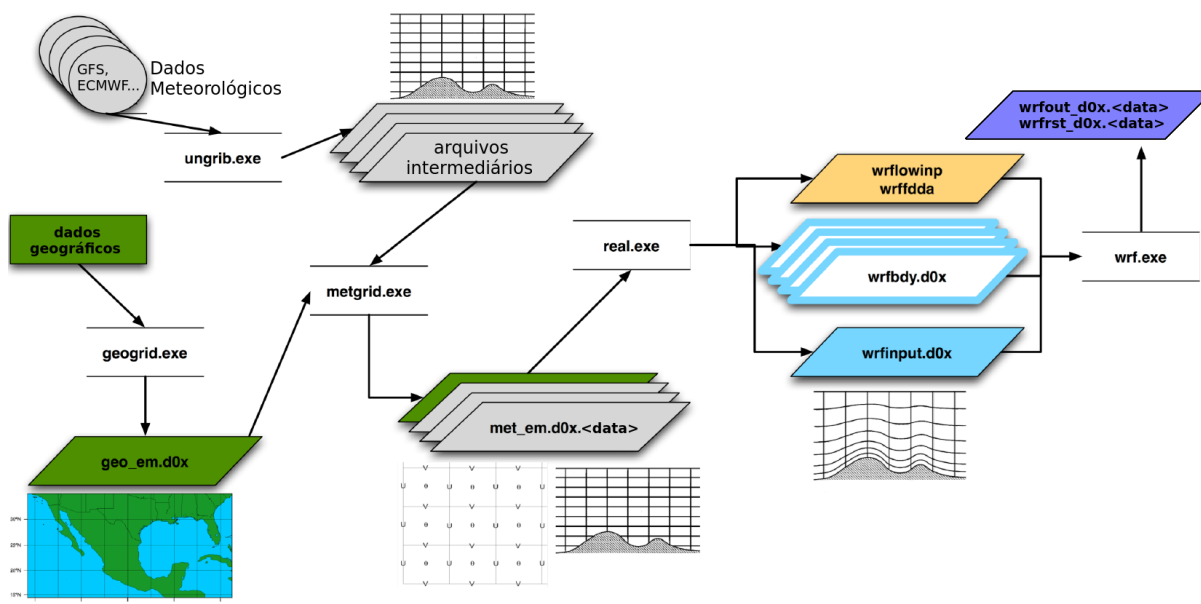
3.2.1.1 Sistema de pré-processamento e execução do modelo

O Sistema de pré-processamento do modelo WRF (WPS) tem como sua principal utilização a simulação de dados reais. Entre suas funções estão a definição de domínios de simulação, a interpolação de dados terrestres (topografia, uso do solo, tipos de solo) e a interpolação de dados meteorológicos de outro modelo para esse domínio de simulação. Entre suas principais características o WPS inclui o formato GRIB 1/2, o qual é empregado para dados em estrutura de grade de vários centros meteorológicos de todo o planeta.

O WPS consiste em três programas cuja finalidade é preparar a entrada para o programa “real” das simulações com dados reais. Cada um dos programas é responsável por executar um estágio da preparação: o “geogrid” determina a definição dos domínios do modelo e a interpolação dos dados geográficos estáticos nas grades; a função do “ungrib” é executar a extração dos campos meteorológicos dos arquivos em formato GRIB; e o “metgrid” é usado para a interpolação horizontal dos campos meteorológicos extraídos pelo “ungrib” para as grades do modelo definidas no “geogrid”. A interpolação vertical dos campos meteorológicos nos níveis verticais do WRF é feita após o pré-processamento, junto com o processo de construção das condições iniciais e de contorno através do programa “real” (SKAMAROCK et al., 2008).

A figura 3.5 apresenta um fluxograma de entrada e saída de dados para o modelo WRF durante o pré-processamento e execução do modelo.

Figura 3.5 – Fluxograma de dados e execução do modelo WRF, desde o pré-processamento até a obtenção das saídas numéricas.



Fonte: Prof. Franciano Scremin Puhales (Departamento de Física/UFSM). Adaptado de NCAR (2017).

3.2.2 Domínio numérico da simulação

Para a obtenção dos dados de temperatura da região de interesse, uma simulação numérica com o modelo WRF foi realizada para todo o ano de 2014. O domínio da simulação está apresentado na figura 3.6.

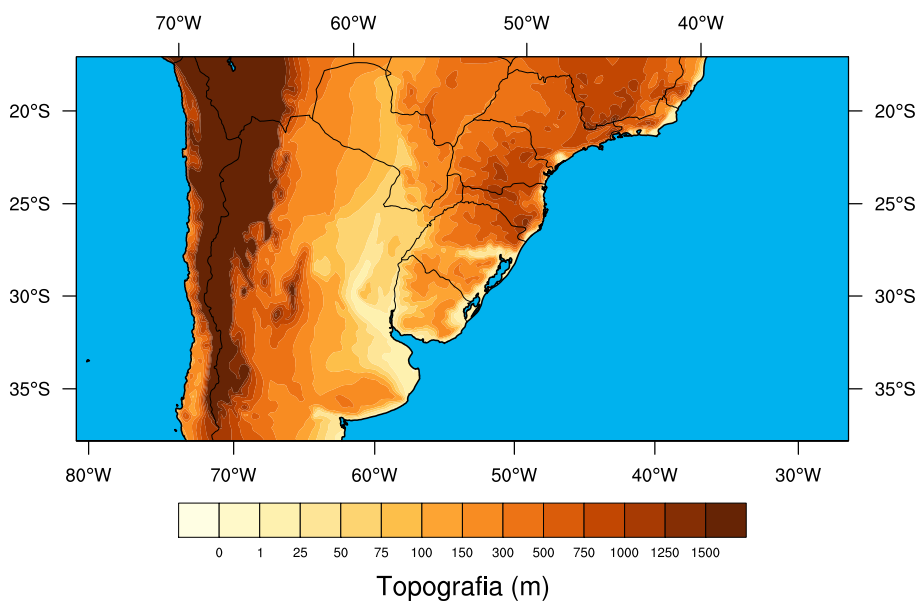
A discretização horizontal da grade foi realizada com um espaçamento nominal de 16 km nas duas direções, totalizando 300 pontos de grade na direção x (aproximadamente zonal), e 150 na direção y (aproximadamente meridional), além de 40 níveis verticais. As parametrizações utilizadas na simulação são apresentadas na tabela 3.1.

Por se tratar de uma simulação regional, além das condições iniciais, são necessárias também condições de contorno laterais. Para determinar estas condições o conjunto de dados de reanálise ERA-Interim, disponibilizados pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), foi empregado (DEE et al., 2011). Estes dados possuem resolução horizontal de $0,75^\circ \times 0,75^\circ$ e temporal de seis horas.

3.3 AVALIAÇÃO DO MODELO

Este trabalho emprega dados oriundos de uma simulação com o modelo WRF para o ano de 2014. A simulação em si não é o foco do estudo, mas uma ferramenta utilizada. Desta forma, a avaliação dos dados obtidos pelo modelo é discutida como parte da metodologia e não como resultado da pesquisa.

Figura 3.6 – Domínio numérico empregado na simulação regional do estudo



Fonte: Própria autora.

Tabela 3.1 – Esquemas de parametrização empregados no experimento numérico. PNL é um acrônimo para “Parâmetro no *namelist*” e informa a opção definida no *namelist* do modelo, considerando a versão utilizada.

tipo	nome	PNL	referência
microfísica (mp)	<i>Thompson Scheme</i>	8	Thompson et al. (2008)
radiação de onda longa (ra_lw)	RRTM Longwave	1	Mlawer et al. (1997)
radiação de onda curta (ra_sw)	Dudhia Shortwave	1	Dudhia (1989)
superfície (sf_surface)	Unified Noah Land Surface Model	2	Tewari et al. (2004)
camada limite (bl_pbl)	Yonsei University Scheme	1	Hong, Noh e Dudhia (2006)
convecção (cu) ^a	Kain-Fritsch	1	Kain (2004)

Fonte: Adaptado de NCAR (2017).

Para a avaliação do desempenho do modelo WRF ao simular a temperatura à 2 metros do solo, foram utilizados os conceitos da Correlação de Pearson (equação 2.8) e o erro instantâneo entre os valores simulados e observados (equação 3.1). Essa avaliação foi realizada para cada uma das estações¹ indicadas nas figuras 3.2(a), 3.3(a) e 3.4(a).

O erro instantâneo é definido como:

$$\varepsilon = T_{wrf} - T_{obs} \quad (3.1)$$

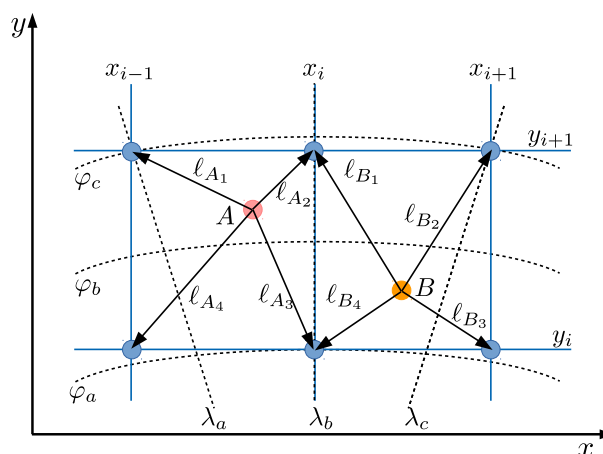
¹As estações meteorológicas empregadas no estudo tem suas localizações detalhadamente descritas nas tabelas A.1, A.2 e A.3 contidas no Apêndice A.

onde T_{wrf} é a temperatura simulada pelo modelo e T_{obs} o valor observado no mesmo instante e em uma mesma posição.

Como a localização das estações não é necessariamente idêntica aos pontos de grade do modelo, uma interpolação bilinear entre os quatro pontos de grade vizinhos a cada estação foi realizada a fim de determinar as séries temporais representativas do modelo.

A figura 3.7 exemplifica a necessidade de interpolação dos dados do modelo para a comparação com as observações.

Figura 3.7 – Representação de dois pontos de comparação A e B dispostos na grade numérica x, y , onde φ_α e λ_α representam as coordenadas geográficas de latitude e longitude, respectivamente. As setas que ligam os pontos de comparação aos pontos de grade vizinhos indicam a distância ℓ que será usada como fator ponderador para interpolação bilinear.



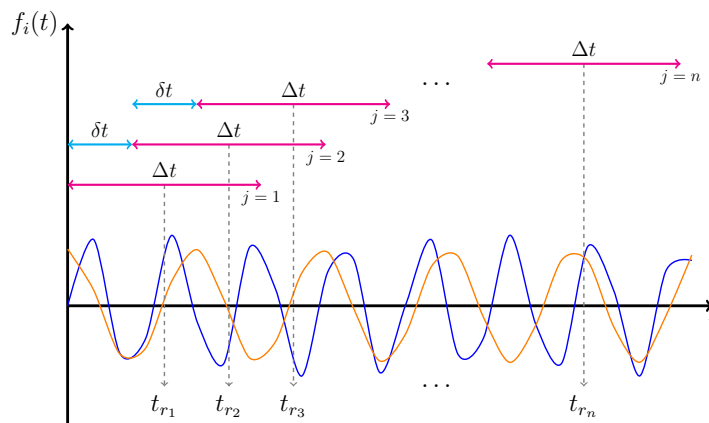
Fonte: Prof. Franciano Scremin Puhales (Departamento de Física/UFSM).

A realização da interpolação bilinear é equivalente ao cálculo de uma média ponderada (como a apresentada na equação 2.5), onde os pesos são dados em função da distância dos pontos de grade vizinhos ao ponto de comparação. Quanto mais próximo um ponto de grade estiver do ponto de comparação, maior será o seu peso no cálculo da média ponderada. Caso os pontos de grade estejam igualmente distantes do ponto de comparação, tem-se os pesos idênticos e a média ponderada recai na média aritmética da equação 2.4. Se o ponto de comparação coincidir exatamente com um ponto de grade, o peso dos demais é nulo. Essa interpolação foi realizada através da função `rem2points` (NCAR, 2018a), disponibilizada no NCL (*NCAR Command Language*) (NCAR, 2018b).

A correlação linear foi calculada para janelas de 24 horas – por exemplo das 00 UTC de um dia até às 00 UTC do dia seguinte, totalizando 25 pontos. Como há falhas no sistema de aquisição de dados das estações somente as séries que possuíam pelo menos 18 valores válidos foram utilizadas. Além disso, foi utilizado um janelamento móvel com uma defasagem de 12 horas entre o instante inicial de cada janela. Seguindo a ideia do exemplo anterior, se uma janela foi calculada entre às 00 UTC de dois dias consecutivos, a

próxima janela será entre às 12 UTC desses dias. A figura 3.8 exemplifica esse processo de janelamento. As funções f_1 (azul) e f_2 (laranja) tem sua correlação linear calculada para cada j -ésima janela, com tamanho Δt , e com instantes iniciais separados pelo intervalo de tempo δt . Os instantes t_{r_j} representam o horário de cada janela, sendo obtido como o valor médio de cada intervalo. Neste trabalho, $\Delta t = 24 h$ e $\delta t = 12 h$.

Figura 3.8 – Ilustração do processo de janela móvel para a determinação dos coeficientes de correlação linear entre os dados simulados e observados em cada estação meteorológica. A correlação entre as funções f_1 (azul) e f_2 (laranja) é obtida para cada instante t_{r_j} através dos intervalos de tempo Δt , iniciando a cada intervalo δt .



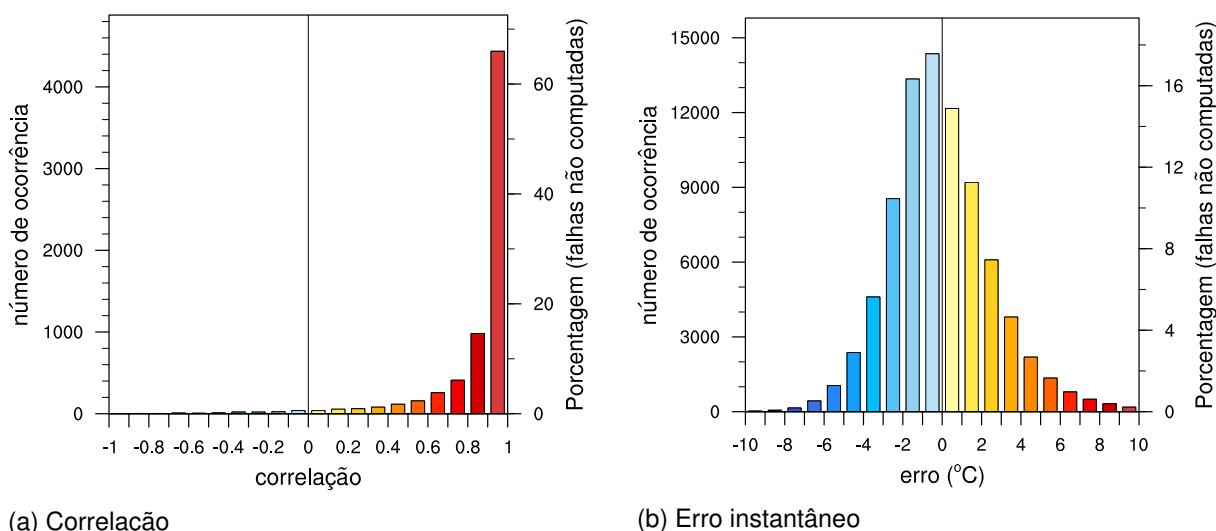
Fonte: Prof. Franciano Scremin Puhales (Departamento de Física/UFMS).

A figura 3.9(a) mostra o histograma para os valores de correlação linear obtidos para todas as janelas válidas para a área de abrangência da região A. Nota-se que mais de 60% dos dados apresentaram uma correlação ótima entre 0,9 e 1,0, e aproximadamente 96% apresentaram correlações acima de 0,6. O restante dos dados mostraram correlações mais baixas. Contudo, no geral os dados da simulação reproduziram satisfatoriamente as tendências dos dados observados nas estações meteorológicas.

A figura 3.9(b) apresenta o erro para cada observação simulada dentro da região A. Observa-se que aproximadamente 18% dos dados apresentaram erros de até $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ e 16% deles indicaram erros entre $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para os mesmos intervalos, mas para o lado positivo do histograma, tem-se, respectivamente 15% e 11%. Assim, cerca de 60% dos dados simulados possuem um erro de $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$, com uma maior tendência à subestimativa de valores. Essa tendência se inverte para erros maiores, com erros decaindo mais rapidamente no lado negativo do histograma, onde observa-se erros (apesar de muito raros) entre $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Em termos de sobre-estimativa, os maiores valores (também bastante incomuns) ficam entre $+9\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Na figura 3.10 apresentam-se correlações e erros análogas àquelas mostradas na figura 3.9, porém para as estações meteorológicas com maior e menor número de unidades consumidoras da região A. Reforça-se que essas são as cidades com o maior número de habitantes dentro da área da A, e que possuíam estação meteorológica do INMET

Figura 3.9 – Comparação entre os dados observados e simulados para a região A. O painel (a) apresenta o histograma dos coeficientes de correlação linear de todas as janelas válidas para as estações meteorológicas. Já o painel (b) o histograma dos erros determinados entre os dados observados e simulados.



Fonte: Própria autora.

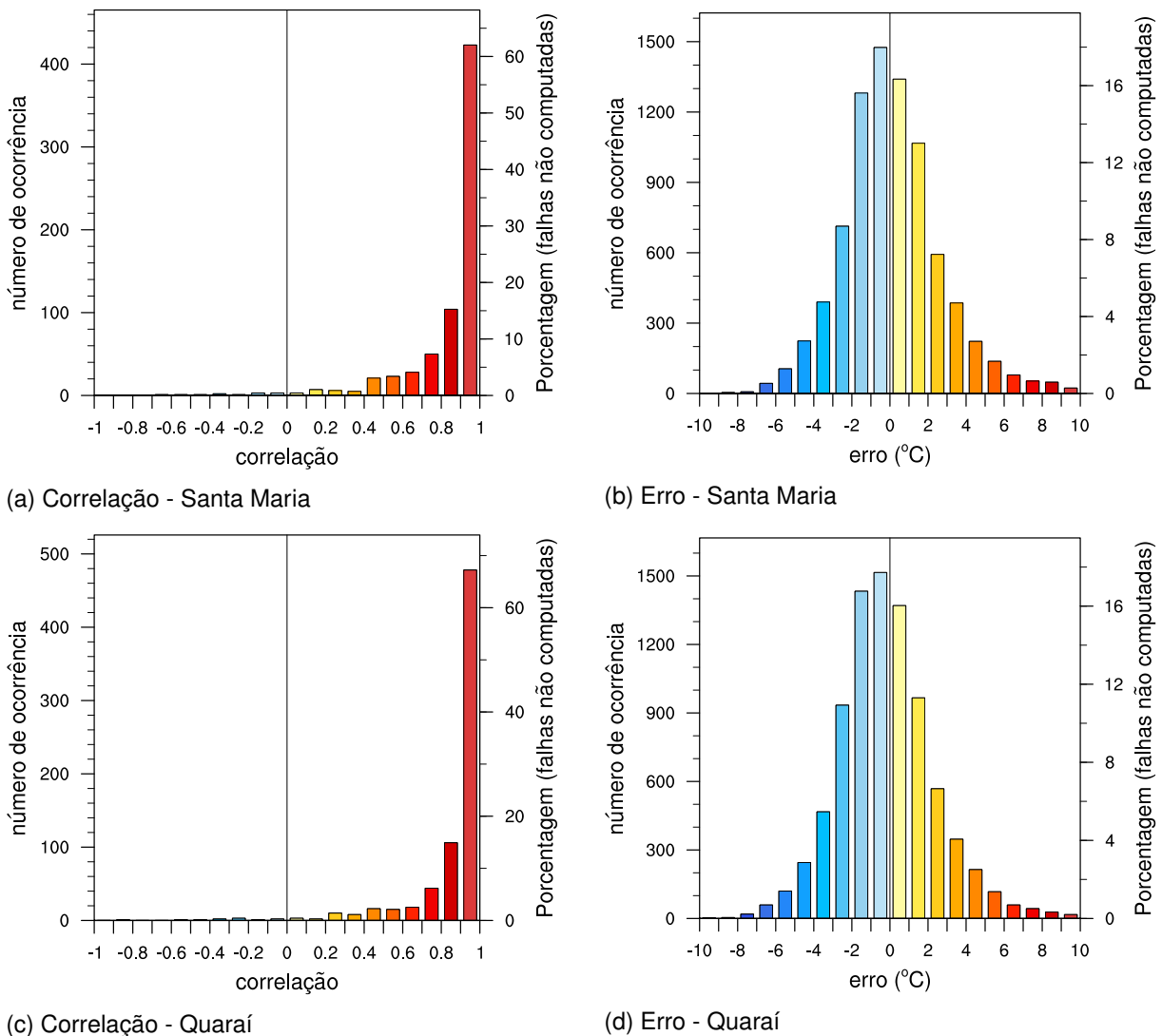
instalada e em funcionamento.

Na figura 3.10(a) nota-se que mais de 80% das janelas consideradas indicaram coeficientes de correlação acima de 0,8, sendo que aproximadamente 62% da amostra total mostrou uma relação muito forte com coeficientes entre 0,9 e 1,0. Cerca de 90% dos valores observados mostraram correlações maiores do que 0,6 com os simulados. Já a figura 3.10(b) indica que aproximadamente 30% dos dados simulados superestimaram a temperatura em até 2 °C e que em aproximadamente 33% dos casos o modelo subestimou a temperatura em até -2 °C. Portanto algo em torno de 63% de toda a amostra possui erros entre ± 2 °C. Novamente, observa-se que a medida que o erro aumenta a sua frequência diminui, salientando que a simulação reproduziu satisfatoriamente a temperatura.

A partir da figura 3.10(c), associada a estação com menor número de unidades consumidoras da região A, tem-se que cerca de 95% dos dados apresentaram coeficientes acima de 0,6, sendo que destes, 75% dos valores foram acima de 0,8 e aproximadamente 68% deles tiveram coeficientes entre 0,9 e 1,0. Para o erro instantâneo, mostrado na figura 3.10(d) observa-se que aproximadamente em 27% dos casos o modelo superestimou a temperatura em 2 °C, e em cerca de 35% ele subestimou a temperatura nessa mesma faixa de valores, exibindo que 62% dos dados simulados para essa estação possuem incertezas de ± 2 °C. Além disso, conforme o valor do erro aumenta, sua frequência diminui significativamente.

A figura 3.11(a) mostra o histograma para os valores de correlação linear obtidos nas janelas válidas para a área de abrangência da região B. Percebeu-se ainda, que aproximadamente 50% dos dados apresentaram uma correlação ótima entre 0,9 e 1,0, e apro-

Figura 3.10 – Como a figura 3.9, porém os painéis superiores mostram os valores para a cidade com maior número de unidades consumidoras e os inferiores para a com o menor número de unidades consumidoras da região A.



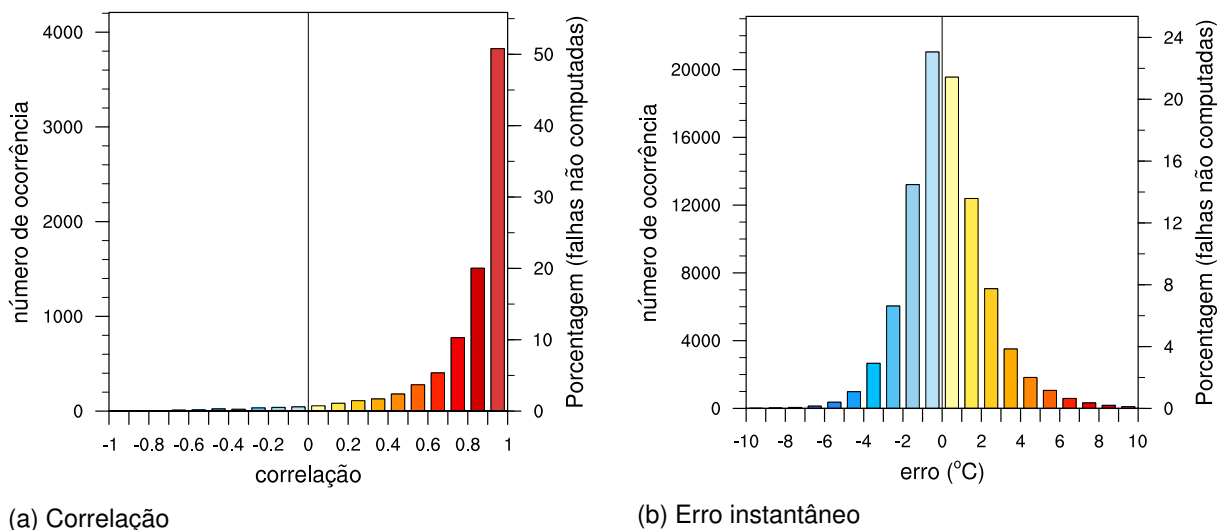
Fonte: Própria autora.

ximadamente 98% apresentaram correlações acima de 0,6, indicando que dados da simulação reproduziram satisfatoriamente as tendências dos dados observados nas estações meteorológicas.

A figura 3.11(b) apresenta o erro para cada observação simulada dentro da área da empresa B. Observa-se que aproximadamente 23% dos dados apresentaram subestimativas de até 1 °C e 15% e erros entre -2 °C e -1 °C. Em termos de superestimativa, aproximadamente 21% da amostra tem até 1 °C e cerca de 14% entre 1 °C e 2 °C. Logo, em torno de 74% dos dados avaliados na região B tem erros variando até ± 2 °C, com uma leve tendência de subestimativa, computando 38% contra 36% de sobre-estimativas. Também pode-se notar que conforme o erro aumenta a sua frequência diminui.

Na figura 3.12, assim como para região A, são apresentados os histogramas com

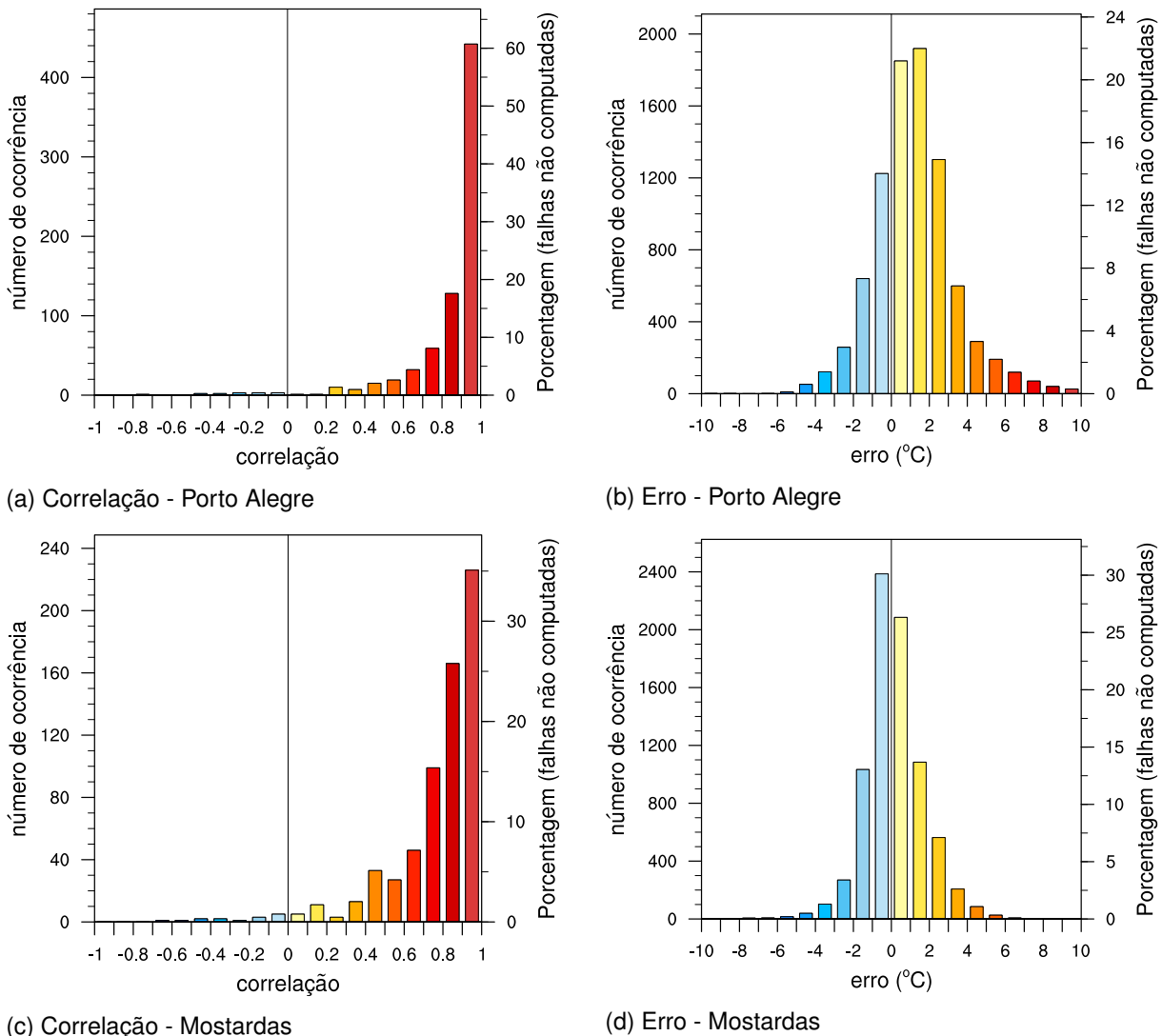
Figura 3.11 – Como a figura 3.9, porém para a região B.



Fonte: Própria autora.

as correlações e os erros entre os dados observados e simulados para as localidades com o maior e menor número de unidades consumidoras, porém na área da região B. A figura 3.12(a) indica que 79% da amostra tem correlações acima de 0,8 e 88% acima de 0,6. Em termos das maiores correlações, entre 0,9 e 1,0 tem-se percentual de 61% da amostra obtida para a cidade com maior número de unidades consumidoras. Em termos dos erros para esta mesma localidade, a figura 3.12(b) indica que em cerca de 43% da amostra o modelo superestimou a temperatura em até 2 °C e subestimou a mesma em torno de 22% na mesma faixa de temperatura. É interessante notar que essa estação tem seu comportamento inverso em relação aos erros de temperatura, quando comparada à região como um todo. Se forem considerados apenas os erros de até 1 °C tem-se em torno de 21% de sobre-estimativas contra 14% de subestimativas. Assim, em torno de 65% dos dados apresentaram erros na faixa de ± 2 °C, que diminuem em termos de frequência conforme os valores absolutos dos erros aumentam, porém atingindo erros maiores no lado positivo do histograma. Já Na figura 3.12(c)-(d) observa-se o histograma com as correlações e os erros, respectivamente, para a localidade com o menor número de unidades consumidoras dentro da área da região B. Nessa primeira figura citada, tem-se que aproximadamente 77% dos coeficientes de correlação encontrados ficaram acima de 0,6, com 61% acima de 0,8, e próximo de 35% entre 0,9 e 1,0. Assim, os valores com baixas correlações são muito menos frequentes. Ainda, da segunda figura, em aproximadamente 40% dos dados simulados houve sobre-estimativa de até 2 °C na temperatura, enquanto que em 44% houve subestimativa de até 2 °C. Assim, em 84% da amostra o erro ficou entre ± 2 °C. Diferentemente da estação com mais unidades consumidoras, a com menos seguiu o padrão da amostra geral, com maior tendência a subestimava. Contudo, é interessante notar que a frequência de erros decai mais rapidamente, atingindo valores de ± 6 °C, exibindo certa

Figura 3.12 – Como a figura 3.10, porém para a região B.



Fonte: Própria autora.

simetria nessa distribuição.

A figura 3.13(a) exibe o histograma de valores de correlação linear entre os dados simulados e os observados para todas as janelas válidas para a área de abrangência da região C. Aproximadamente 60% dos dados analisados para essa região apresentaram uma correlação ótima entre 0,9 e 1,0. E ainda 92% tiveram correlações acima de 0,6.

Em termos de erros instantâneos, a figura 3.13(b) indica que aproximadamente 19% dos dados apresentaram erros de até $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ e 15% entre $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, totalizando 34% de valores subestimados em até $2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Em termos de sobre-estimativas, elas foram em torno de 15% para até $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ e 12% entre $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, computando 27% de superestimativas em até $2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Assim, neste intervalo há uma maior tendência à subestimativa.

Estão representados na figura 3.14 os histogramas com as correlações e com os erros entre os dados observados e os simulados para a localidade com o maior número de

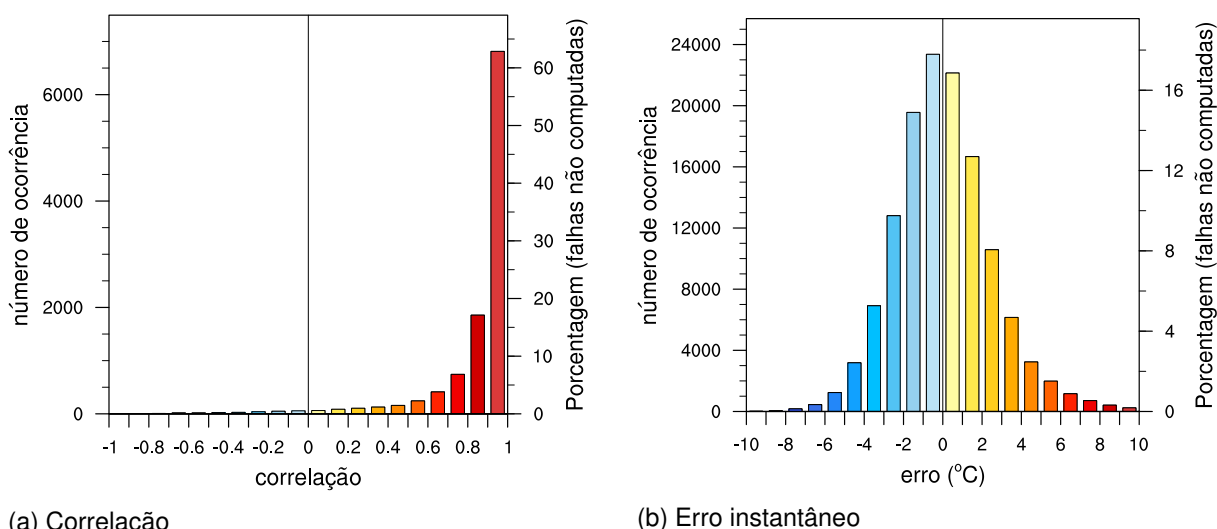
habitantes dentro região C (quadros superiores), e menor número de unidades consumidoras (quadros inferiores).

Na figura 3.14(a) tem-se que cerca de 91% dos dados apresentaram coeficientes de correlação acima de 0,6, sendo que em torno de 75% dos coeficientes ficaram acima de 0,8 e aproximadamente 51% entre 0,9 e 1,0, indicando uma boa descrição das tendências de temperatura simuladas para a localidade. Considerando os erros exibidos na figura 3.14(b), a simulação apresentou cerca de 29% dos casos com superestimativa de até 2 °C e 32% de subestimativa nesse mesmo intervalo, totalizando 61% dos casos com erros de ± 2 °C. Quando avalia-se erros de até 1 °C observamos em torno de 17% de subestimativas contra 15% de sobre-estimativas. Já para a localidade com menor número de unidades consumidoras, a figura 3.14(c) exibe que 92% dos coeficientes ficaram acima de 0,6, e em torno de 76% acima de 0,8 e aproximadamente 49% tiveram coeficientes entre 0,9 e 1,0. Já para o erro nessa localidade, tem-se da figura 3.14(d) que em 44% dos casos o modelo superestimou a temperatura observada em até 2 °C e subestimou em até 2 °C em 27% dos casos. Novamente, há uma inversão do comportamento da temperatura simulada para essa estação com o comportamento geral dos dados. Contudo, 71% dos dados tiveram a margem de erro entre ± 2 °C, sendo que em 39% o erro não foi superior a ± 1 °C, com maior tendência de superestimativa em relação às observações, identificada em aproximadamente 22% dessa amostra.

3.4 DETERMINAÇÃO DA TEMPERATURA CARACTERÍSTICA DE CADA CONCESSIONÁRIA

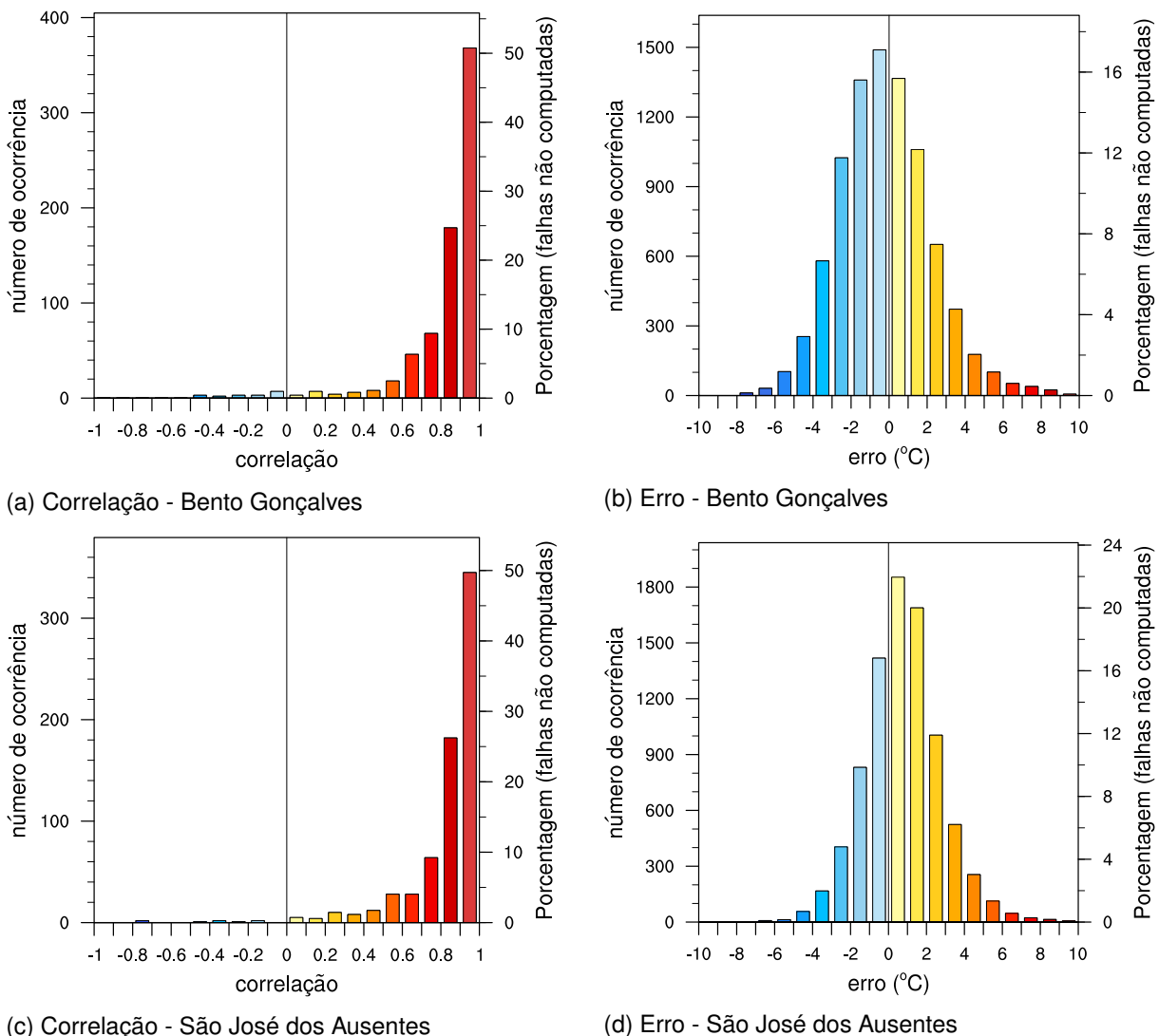
Os dados de temperatura e carga obtidos possuem resolução temporal de uma hora. Porém, os dados de carga correspondem ao consumo total de toda a região atendida

Figura 3.13 – Como a figura 3.9, porém para a região C.



Fonte: Própria autora.

Figura 3.14 – Como a figura 3.10, porém para a região C.



Fonte: Própria autora.

por cada concessionária. Assim, deve-se estabelecer um valor de temperatura correspondente ao horário do consumo de energia que seja representativo em algum senso daquela região.

Os valores de consumo de energia elétrica utilizados neste estudo foram obtidos das séries horárias medidas pelas concessionárias A, B e C, disponibilizados no contexto do P&D com a Petrobras, pelo ONS.

Para comparação entre os dados de carga com a temperatura estimou-se a temperatura característica da região por diferentes métricas, levando-se em consideração o número de unidades consumidoras. Uma das abordagens empregadas foi a utilização de uma temperatura média ponderada pelo número de unidades consumidoras em cada cidade, assumindo que a temperatura das regiões com mais unidades consumidoras é mais relevante do que aquela obtida para as regiões com menos unidades consumidoras

(CASARIN, 2018). A temperatura média ponderada para a região deste estudo é dada por

$$T_{mp} = \frac{\sum_i \bar{T}_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (3.2)$$

onde T_{mp} é a temperatura média ponderada pelo número N_i de unidades consumidoras para cada i -ésimo município e \bar{T}_i é a temperatura média no interior desse município. Como a resolução do modelo é de 16 km, por menores que fossem as cidades consideradas, existia sempre mais de um ponto de grade sobre a sua área. Assim, optou-se por calcular a temperatura média no interior dessa área como representativa para a mesma. Esse valor médio foi obtido através da função `avg` na linguagem NCL (NCAR, 2018c) empregando-se um polígono com o limite de cada cidade como delimitador amostral. A definição de temperatura ponderada empregada também é semelhante a utilizada por Valor, Meneu e Caselles (2001), porém nesse estudo foi considerado como fator ponderador o número de habitantes e não de unidades consumidoras.

Além da temperatura ponderada pelo número de unidades consumidoras, outros valores de temperatura foram determinados para descrever a região. Neste sentido foram calculadas as temperaturas médias para diferentes áreas dentro da região de ação da concessionária, usando como critério o número de unidades consumidoras atendidas N_c . Estabeleceu-se então a temperatura média para as seguintes condições:

- (i) T_C : obtida através de toda a área da concessionária;
- (ii) T_{D_i} : obtida através das áreas onde $N_c \geq D_1$, sendo D_1 o valor do 10º decil ou decil inferior na amostra de número de unidades consumidoras;
- (iii) T_{Q_i} : obtida através das áreas onde $N_c \geq Q_1$, sendo Q_1 o valor do 1º quartil ou quartil inferior na amostra de número de unidades consumidoras;
- (iv) T_M : obtida através das áreas onde $N_c \geq M$, sendo M o valor da mediana na amostra de número de unidades consumidoras;
- (v) T_{Q_s} : obtida através das áreas onde $N_c \geq Q_3$, sendo Q_3 o valor do 3º quartil ou quartil superior na amostra de número de unidades consumidoras;
- (vi) T_{D_s} : obtida através das áreas onde $N_c \geq D_9$, sendo D_9 o valor do 9º decil ou decil superior na amostra de número de unidades consumidoras;

3.5 OBTENÇÃO DAS DECOMPOSIÇÕES EM MODOS EMPÍRICOS

A aplicação da DME em uma série temporal permite que as frequências naturais de oscilação de um sistema físico sejam identificadas. Neste trabalho empregou-se a um versão aprimorada da EEMD denominada *Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise* (CEEMDAN). Esta versão também adiciona ruído gaussiano ao

dados originais, compondo um conjunto de séries com o objetivo de melhorar a determinação das IMFs (TORRES et al., 2011). O algoritmo empregado neste estudo foi desenvolvido por Luukko, Helske e Räsänen (2016) e disponibilizado na linguagem NCL através da função `ceemdan` (NCAR, 2018c).

A CEEMDAN permite a escolha de alguns parâmetros para a decomposição das IMFs, como a amplitude do ruído gaussiano e o número de repetições que serão executadas, ou seja, a quantidade de membros construídos pela adição do ruído gaussiano a série original. De fato, não há ainda uma quantidade determinada de repetições ou uma amplitude de ruído ótima para a aplicação dessa decomposição, como indicam Torres et al. (2011), propondo este estudo futuro no trabalho em que apresentam a CEEMDAN. No presente estudo foram atribuídos arbitrariamente um conjunto de valores para as repetições e para a amplitude do ruído, afim de avaliar a partir das combinações dessas quantidades qual era capaz de apresentar um melhor desempenho na determinação das FMIs. Os valores para o número de repetições foram $N_r = \{25, 50, 100, 200\}$ enquanto que a intensidade do ruído gaussiano foi determinada por $R_g = \{1\%; 2, 5\%; 5\%; 7, 5\%; 10\%\}$, sendo as porcentagens frações do desvio padrão da série original. Permutando-se os valores de N_r e R_g foram realizadas 20 variações de CEEMDAN para cada variável analisada.

A definição de qual das configurações seria a mais adequada para cada série tomou-se como parâmetro de controle as covariâncias entre os modos normais de oscilação. Como $\Upsilon_{i,j}$ pode assumir tanto valores positivos quanto negativos, seu somatório pode ser nulo e ainda assim os modos misturados existirem. Neste ponto, assumiu-se que a DME ideal aquela que, dado o conjunto de N_r e R_g obtiver o menor valor absoluto médio para $\Upsilon_{i,j}$, ou seja, minimize o valor de $\bar{\Upsilon}$, dado por:

$$\bar{\Upsilon} = \frac{2}{\eta(\eta+1)} \sum_{\substack{i=1 \\ i < j}}^{\eta-1} |\Upsilon_{i,j}| \quad (3.3)$$

As grandezas analisadas foram as séries de consumo de energia elétrica das três regiões especificamente para o ano de 2014, e também para um período maior, de 2008 a 2016 (inclusive). Essa análise é interessante para identificar o comportamento (tendência) do consumo em intervalos de tempo maiores, o que não seria necessariamente explicado pela temperatura. Assim, as DME foram reunidas em dois grupos:

- (i) longo período: para o intervalo de tempo entre 2008 e 2016.
- (ii) curto período: apenas para 2014.

Para traçar um paralelo com o intervalo longo de dados de demanda energética (DE_{lp}) foram utilizados valores de temperatura máxima (T_{max}^{lp}) e mínima diárias (T_{min}^{lp}) para

as cidades de Santa Maria, Porto Alegre e Caxias do Sul como sendo representativas das regiões A, B e C, respectivamente. Foram empregados dados de estações convencionais do INMET (com resolução diária) em detrimento aos dados de estações automáticas (com resolução horária, como os dados de energia elétrica). Esta escolha foi realizada em função das falhas nos sistemas de aquisição dos dados pelas estações automáticas, que acabam gerando lacunas que, por vezes, se estendem por meses, o que inviabiliza a aplicação adequada da DME.

Para a comparação com a demanda de energia elétrica no intervalo de curto prazo (DE_{cp}), os valores de temperatura empregados foram aqueles determinados como característicos de cada região, obtidos a partir de dados simulados para o ano de 2014, empregando-se as diferentes métricas para determinação dos valores médios. Assim, foi aplicada a DME nas séries de demanda de energia elétrica em cada região, bem como T_C , T_{Di} , T_{Qi} , T_M , T_{Qs} e T_{Ds} , que correspondem às temperaturas dos decis, quartis, etc., obtidas para cada região. Ainda, foram considerados os valores de T_{wrf} para as coordenadas nas estações meteorológicas situadas nas cidades com mais (T_{wrf}^{\uparrow}) e menos consumidores (T_{wrf}^{\downarrow}) por região. Assim, T_{wrf} passa apenas pelo processo de média ponderada realizado na interpolação bilinear, ficando então a média limitada a quatro pontos de grade ou a uma área de aproximadamente 256 km². Novamente os dados observacionais de resolução horária não foram considerados por não satisfazerem as condições de continuidade das séries. Assim, para haver uma comparação com dados observados, os dados de 2014 para as mesmas estações convencionais utilizadas na análise de longo prazo foram empregados com os valores de temperatura máxima diária (T_{max}^{cp}) e temperatura mínima diária (T_{min}^{cp}).

3.6 CORRELAÇÃO ENTRE DADOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E TEMPERATURA

O objetivo principal deste trabalho é verificar o nível de correlação entre a demanda de energia elétrica e a temperatura do ar. Esta análise foi realizada pela determinação de coeficientes de correlação linear e de Spearman para diferentes amostras das quantidades de interesse, apenas para os dados de 2014. Para cada uma das regiões, as correlações foram calculadas para as amostras contendo as seguintes características:

- (i) Correlação total: correlação entre todos os valores da série de demanda de energia e temperatura;
- (ii) Correlação de dias úteis: correlação entre os valores da série de demanda de energia e temperatura obtidos apenas para os dias úteis;
- (iii) Correlação de finais de semana e feriados: correlação entre os valores da série de demanda de energia e temperatura obtidos apenas para os feriados e finais

de semana. Não foram aqui considerados os feriados municipais, apenas os estaduais e nacionais.

Além do mais, os três casos acima também foram individualmente subdivididos por horário do dia.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados do presente estudo, ressaltando o objetivo principal de analisar a correlação entre valores de energia elétrica consumida (MWh) e temperatura do ar ($^{\circ}\text{C}$).

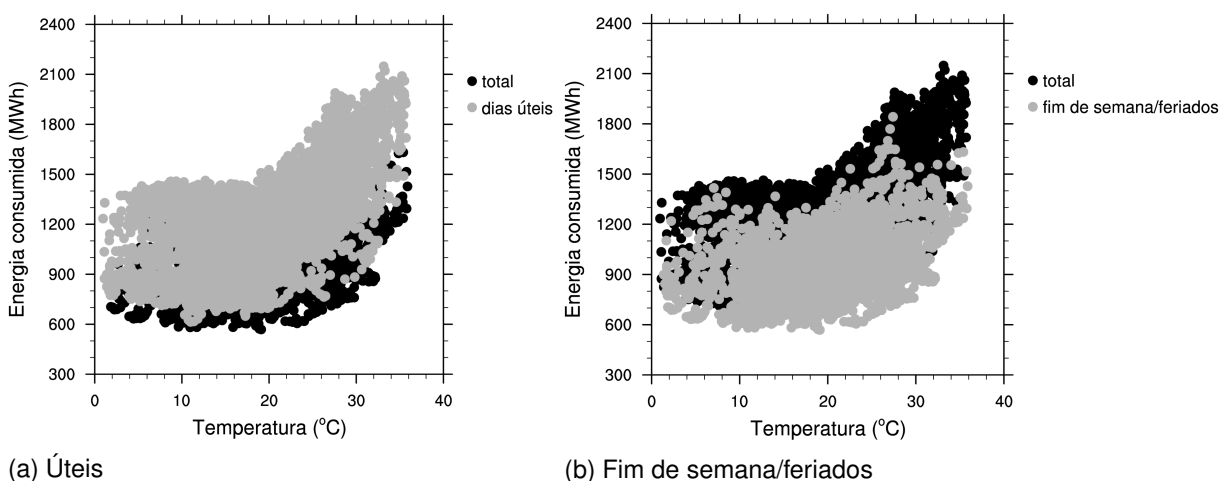
4.1 CORRELAÇÃO ENTRE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA E A TEMPERATURA

A partir dos dados de consumo de energia elétrica, para cada uma das regiões, gráficos $DE_{cp} \times T_{\alpha}$ foram construídos, onde T_{α} corresponde a uma das propostas de temperatura característica para a região de consumo. Nesta seção, a apresentação e análise dos dados será dividida por regiões de abrangência de cada concessionária.

4.1.1 Concessionária A

A figura 4.1 apresenta a relação entre a temperatura ponderada pelo número de consumidores (T_{mp}), obtida através da equação 3.2, e a carga para todas as horas do ano de 2014. Na figura 4.1(a) mostra-se a sobreposição entre toda a amostra e uma subamostra contendo apenas os dias úteis, enquanto a figura 4.1(b) apresenta a comparação entre a amostra total e outra que representa os finais de semana/feriados.

Figura 4.1 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para todos os horários de 2014. Os pontos pretos indicam toda a amostra para todos os dias e horas do ano, enquanto que os pontos em cinza dos painéis (a) e (b) indicam toda a amostra para dias úteis e para finais de semana/feriados, respectivamente.



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Na figura 4.1 tem-se, na comparação com as duas subamostras, uma superposição de dados na faixa intermediária de valores de carga, com os valores de dias úteis (figura 4.1(a)) localizados na faixa de maior consumo enquanto que para os finais de semana (figura 4.1(b)), o consumo está localizado na faixa inferior da demanda de carga. Contudo, para ambas subamostras há um grande espalhamento de dados, mesmo que uma cor-

relação possa ser notada, sobretudo na subamostra de dias úteis. Além disto, de forma geral, há indícios de um intervalo de temperatura para o qual há uma inversão na curva de carga, uma vez que para os menores e maiores valores de temperatura há uma tendência de aumento de consumo. Isto reflete o efeito das estações de inverno e verão da demanda de energia. Este aumento é muito mais claro para as maiores temperaturas, associadas em geral às estações quentes do ano. Para minimizar os efeitos de espalhamento dentro da amostra e subamostras (dias úteis e feriados) os dados foram separados por horários do dia. Gráficos semelhantes foram obtidos para as demais proposições de temperatura característica. Contudo, visualmente, não são perceptíveis diferenças no comportamento dos dados $DE_{cp} \times T_{\alpha}$, onde T_{α} refere-se as demais temperaturas, em relação à figura 4.1.

Logo, esse tipo de gráfico será apresentado somente para T_{mp} como forma de apresentação geral dos dados. As demais temperaturas serão apresentadas somente em termos das correlações entre DE_{cp} e T_{α} .

As figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 mostram a relação entre a amostra total, dias úteis e finais de semana/feriados para os horários (local) entre 0h e 5h, 6h, 7h e 10h, 11h e 14h, 15h e 17h, 18 e 20h, 21 e 23h, respectivamente. Além dos dados, são apresentados os valores de um limiar de temperatura $T_{\alpha\ell}$ para o qual ocorre a inversão na tendência de consumo em função da temperatura, ou seja, onde há um mínimo no comportamento da tendência de DE_{cp} . Esse valor limiar foi estimado a partir da interpolação de um polinômio de grau três para cada subamostra horária, tal que:

$$DE_{cp}(T_{\alpha}) = \sum_{k=0}^3 c_{\alpha k} T_{\alpha}^k \quad (4.1a)$$

onde $c_{\alpha k}$ são os coeficientes determinados a partir de um ajuste de mínimos quadrados não ponderados através da função `lspoly` da linguagem NCL (NCAR, 2018d). O valor do limiar foi determinado a partir dos coeficientes $c_{\alpha k}$, uma vez que:

$$\left. \frac{d}{dT_{\alpha}} (DE_{cp}) \right|_{T_{\alpha}=T_{\alpha\ell}} = 0 \therefore T_{\alpha\ell} = \frac{-c_{\alpha 2} \pm \sqrt{c_{\alpha 2}^2 - 3c_{\alpha 1}c_{\alpha 3}}}{3c_{\alpha 3}} \quad (4.1b)$$

onde $T_{\alpha\ell}$ pode assumir até dois valores distintos. Para que $T_{\alpha\ell}$ seja um mínimo tem-se que:

$$\left. \frac{d^2}{dT_{\alpha}^2} (DE_{cp}) \right|_{T_{\alpha}=T_{\alpha\ell}} > 0 \therefore T_{\alpha\ell} > -\frac{c_{\alpha 2}}{3c_{\alpha 3}} \quad (4.1c)$$

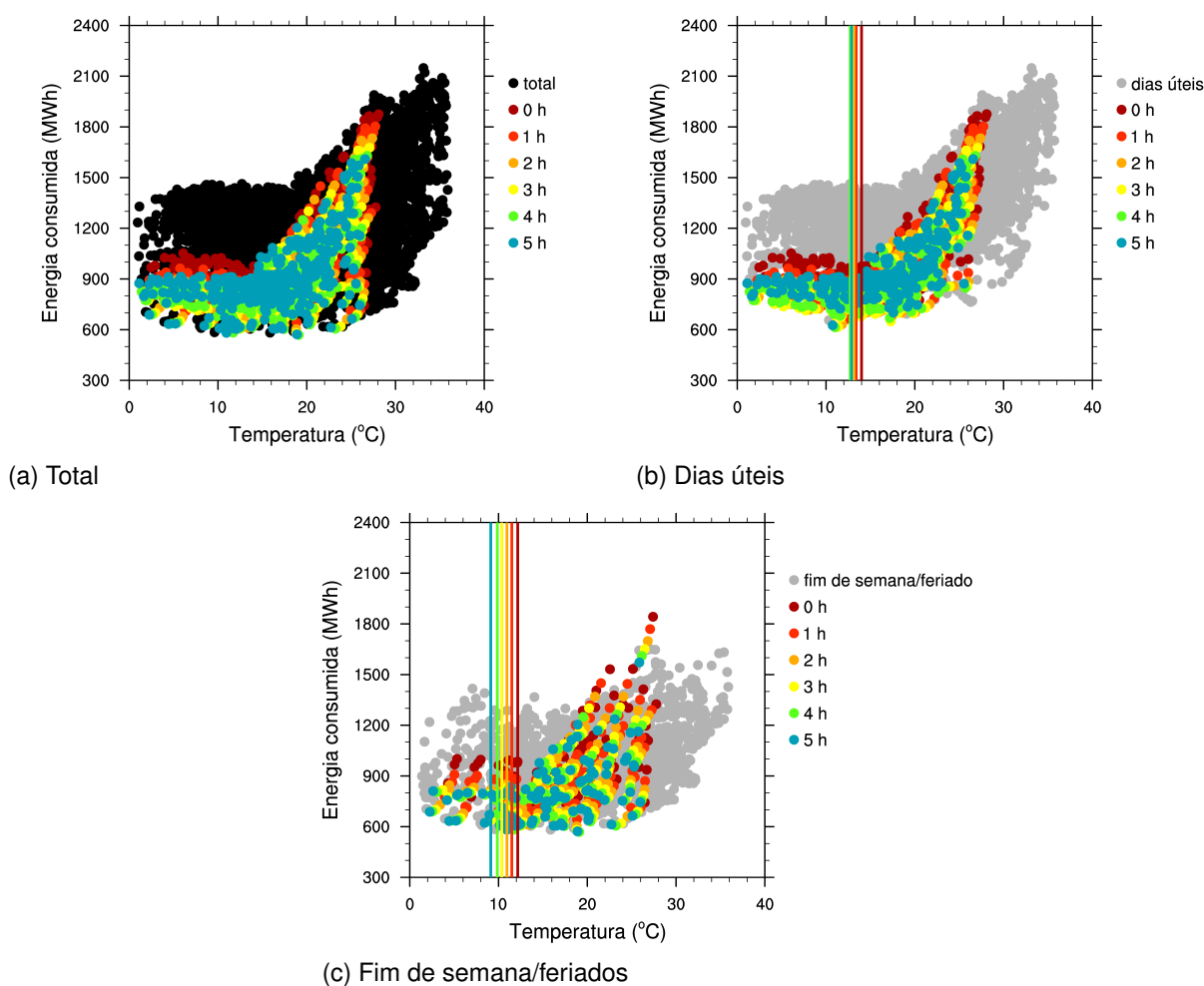
Assim, para que o valor obtido para $T_{\alpha\ell}$ seja considerado o limiar de T_{α} ele deve:

- (i) Possuir pelo menos uma raiz real na equação 4.1b.
- (ii) Havendo uma ou duas raízes reais elas devem atender o critério de mínimo da função imposto pela equação 4.1c.

- (iii) Respeitando os critérios anteriores estar contida no intervalo de temperaturas da amostra, uma vez que o polinômio é obtido por interpolação e nada pode-se afirmar sobre sua validade fora dos limites dos dados.

A figura 4.2 apresenta o comportamento do consumo de carga em função da temperatura no período das zero às cinco da manhã.

Figura 4.2 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para os horários entre 0h e 5h local para todos os dias do ano (painel (a)), dias úteis (painel (b)) e finais de semana/feriados (painel (c)). As linhas verticais nos painéis (b) e (c) indicam o limiar de temperatura associado ao mínimo consumo de carga.



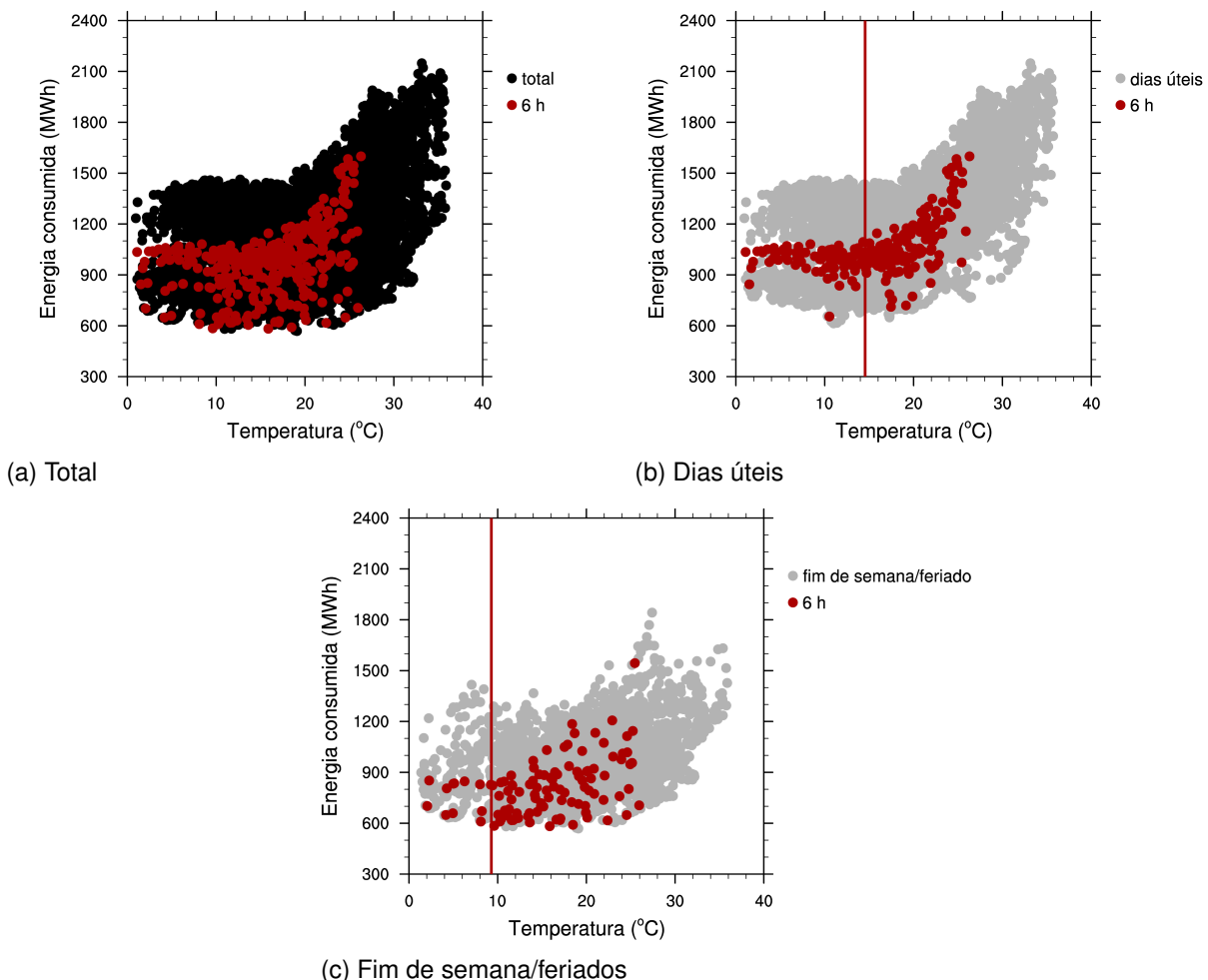
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Na painel 4.2(a) mostra-se a amostra total na qual se identificam dois subconjuntos de pontos e a presença de um limiar de temperatura, onde para valores menores o consumo de energia mostram uma tendência de variação menor que a observada para valores de temperatura superiores a esse limiar. Esse limiar foi calculado a partir das considerações feitas para as equações 4.1 para os dados de dias úteis e finais de semana, para cada horário. Nas figuras 4.2(b) e 4.2(c) identifica-se que esse limiar de temperatura fica entre 12 °C e 14 °C para os dias úteis, com uma maior variabilidade para os finais de

semana, flutuando entre 9 °C e aproximadamente 12 °C. Em ambos os casos, os valores do limiar de temperatura vão diminuindo com o tempo, conforme se a madrugada avança e a temperatura, em geral, tende a mínima do dia. Adicionalmente, pode ser visualizado o comportamento de aumento de demanda de energia elétrica para os valores acima e abaixo de T_{ol} . Essa percepção é mais clara para os dias úteis, em função do menor espalhamento dos dados.

Na figura 4.3 o painel 4.3(a) apresenta o comportamento da demanda de energia elétrica em função da temperatura em todos os dias do ano às seis da manhã. Observa-se que o consumo de energia também acompanha o aumento da temperatura a partir de um limiar e, abaixo dele, também volta a crescer porém com uma taxa menor.

Figura 4.3 – O mesmo que a figura 4.2, porém para às 6 horas da manhã



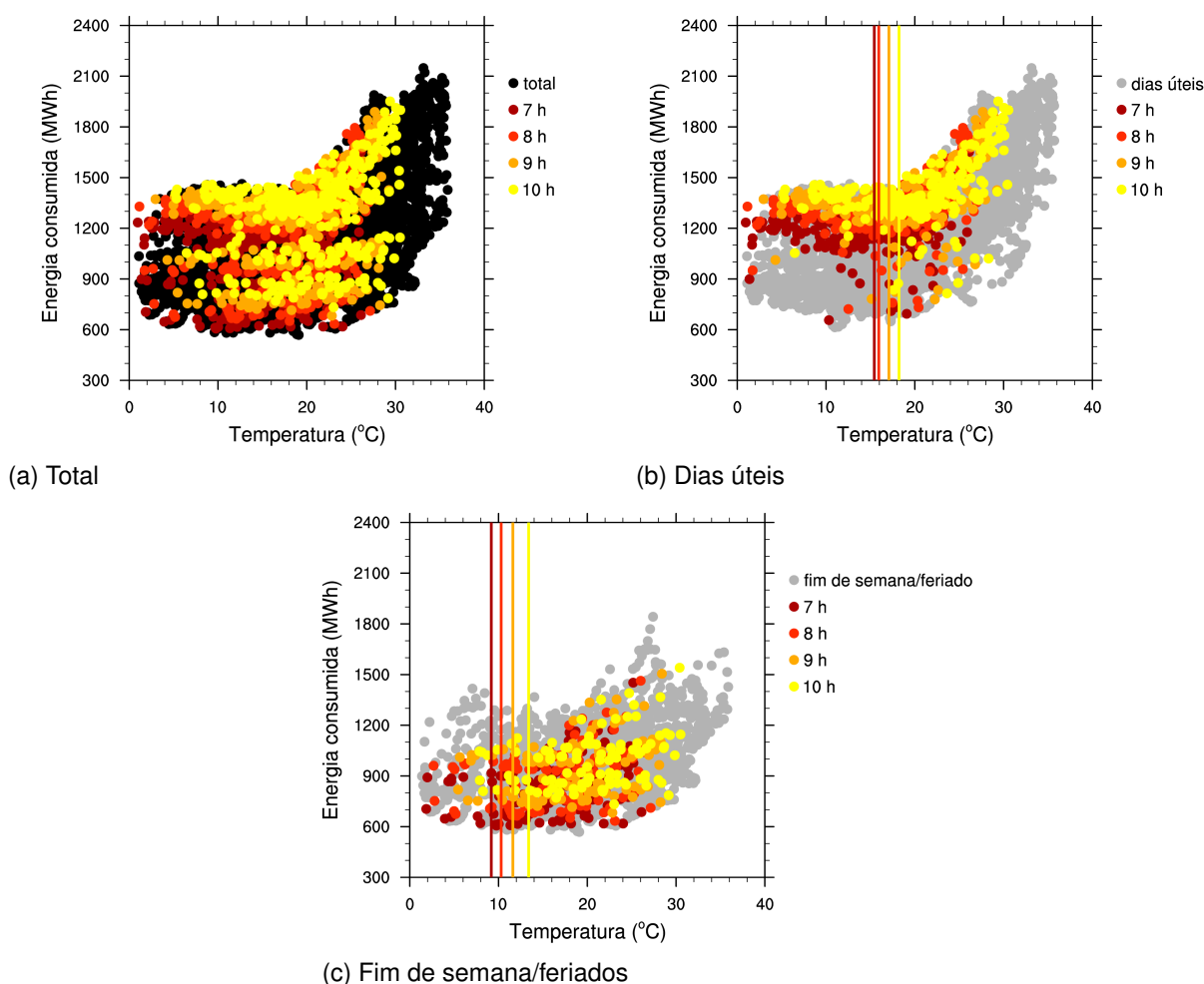
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Removendo-se os finais de semana e feriados da figura 4.3(a), o painel 4.3(b) exhibe que a relação entre energia consumida e temperatura tende a ser melhor correlacionada, indicando que fatores além da temperatura influenciam pouco o consumo de energia. Já no painel 4.3(c), que mostra apenas finais de semana e feriados, o comportamento dos consumidores muda bastante, e novamente passa a ser mais influenciado por outros fa-

tores. É importante dizer que esse horário foi apresentado separadamente e identificado como um horário de transição no consumo por se tratar de uma faixa intermediária entre a madrugada e as primeiras horas da manhã. Ainda, a temperatura do limiar associado ao mínimo de consumo em função da temperatura para dias úteis é pouco maior que 14 °C, voltando ao valor obtido para o início da madrugada. Para o final de semana não se observa esse aumento em relação às 5h, mantendo tal valor aproximadamente em 9 °C.

Na análise do período das sete às dez da manhã (figura 4.4), o painel (a) a presença de um mínimo de consumo em em função da temperatura é mais visível.

Figura 4.4 – O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 7 às 10 horas da manhã.



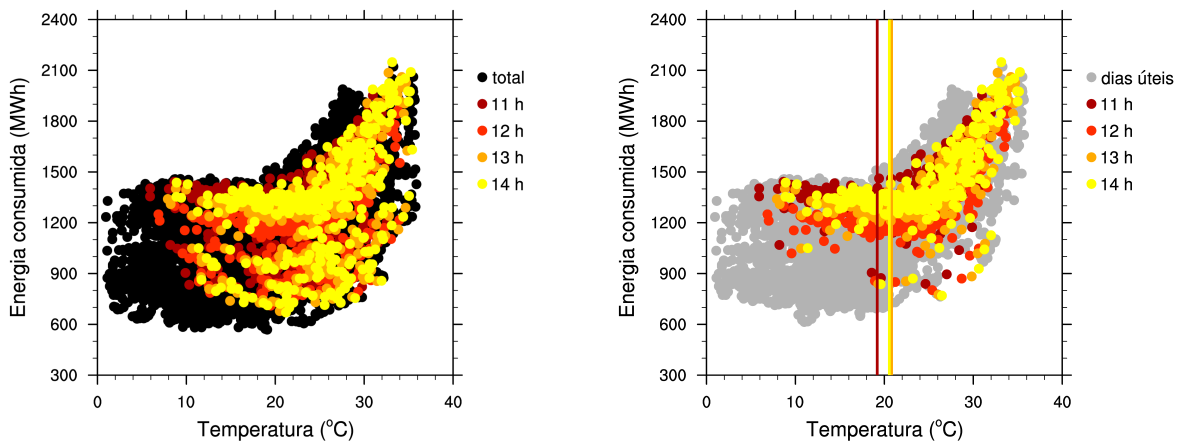
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Novamente, dois subgrupos de dados podem ser associados aos dias úteis e finais de semana/feriados, como mostram os painéis 4.4(b) e 4.4(c), respectivamente. Adicionalmente, é identificado um maior consumo em dias úteis independentemente da temperatura. A relação descrita para o mínimo de consumo de temperatura é mais evidente nos dias úteis, o qual inclusive apresenta um menor espalhamento de dados que os finais de semana. Quando observa-se os limiares de temperatura, os valores mostram um cresci-

mento com o horário do dia, variando entre 15,5 °C e 18 °C. Assim, o valor das 7h já é maior que o das 6h em 1,5 °C. Para os finais de semana esses horários também mostram um aumento no limiar de temperatura com o avançar da manhã, com valor semelhante entre 6 e 7h porém atingindo cerca de 14 °C às 10h.

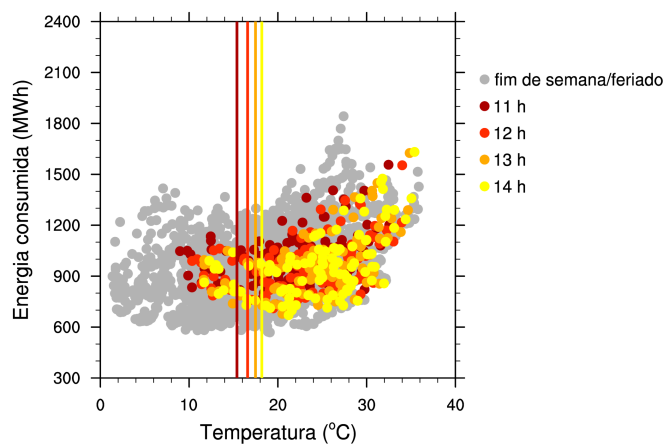
Para o período das 11 às 14 horas, ilustrado na figura 4.5(a) o padrão de mínimo de consumo associado à temperatura é também observado. Novamente, há uma clara

Figura 4.5 – O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 11 às 14 horas.



(a) Total

(b) Dias úteis



(c) Fim de semana/feriados

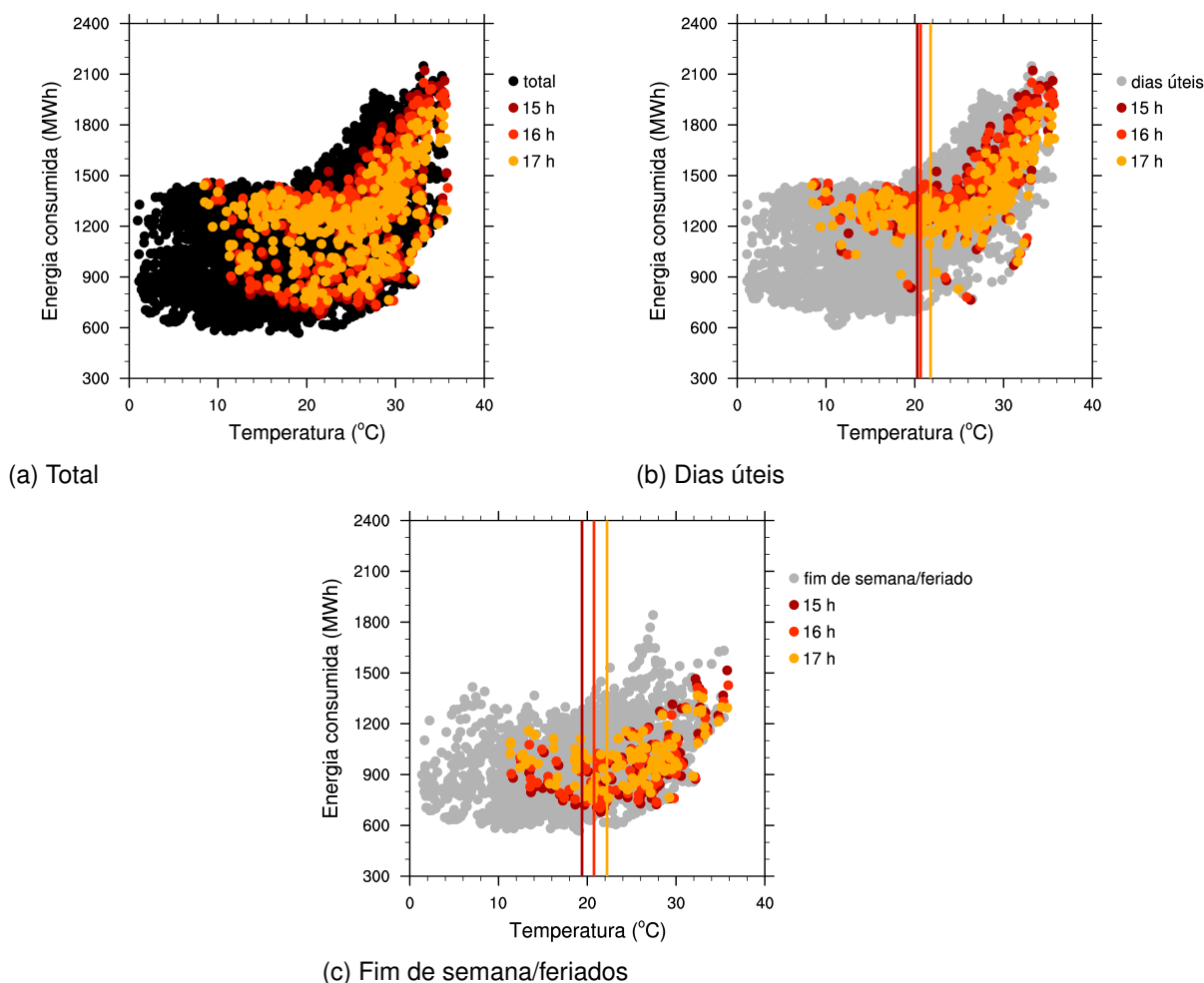
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

distinção entre o consumo em dias úteis e finais de semana/feriados, identificada nas figuras 4.5(b) e 4.5(c), respectivamente. Nos dias úteis tem-se um menor espalhamento entre os dados de demanda e de temperatura, sugerindo uma melhor correlação entre essas duas variáveis para esta subamostra, quando comparado ao exibido para finais de semana/feriados. Outro ponto notável é que os maiores valores de carga de todo o ano, em dias úteis, são observados a partir desse horário, acompanhando o aumento de temperatura diário. Os limiares de temperatura continuam a exibir um padrão de aumento com o horário do dia. Para os dias úteis, o limiar parte de 19 °C às 11h e atinge um valor de 21 °C às 12h. Valor esse que se mantém até às 14h. Já para o final de semana o padrão

de aumento é observado em todos os horários, partindo de 15 °C às 11h e atingindo 18 °C às 14h.

Entre às 15 e 17 horas, a figura 4.6(a) mostra uma notável separação entre os dias úteis e finais de semana. Além disso, os maiores consumos de energia são observados nesses horários, associados aos maiores valores de temperatura, semelhante ao observado na figura 4.5 para os horários entre 11 e 14h. Por outro lado, com valores menos expressivos, a demanda de energia também tem um leve aumento com os menores valores de temperatura, evidenciando a existência de um mínimo em função da temperatura. O

Figura 4.6 – O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 15 às 17 horas.



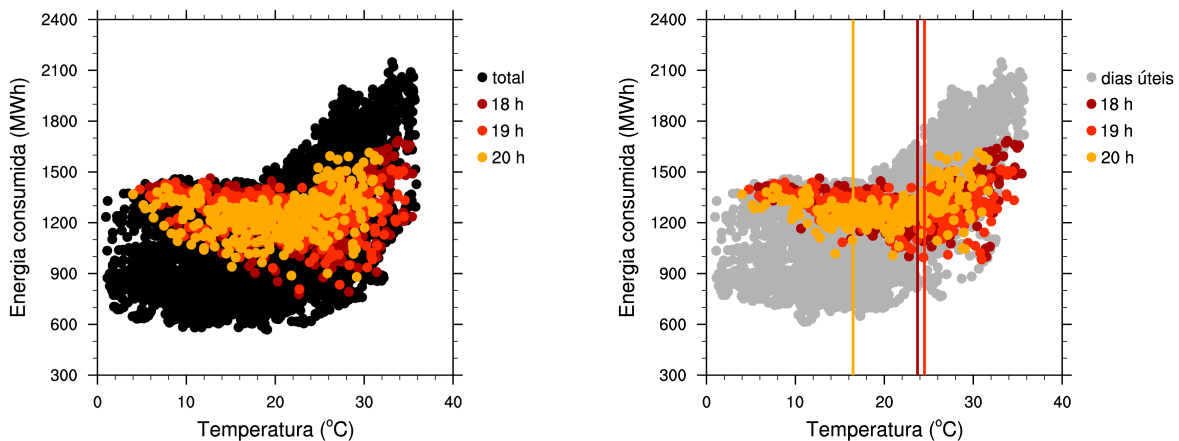
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

padrão diferenciado de consumo entre finais de semana/feriados e dias úteis é bem claro também para esses horários. Ao se remover os dados de feriados e finais de semana (figura 4.6(b)), o comportamento em relação ao limiar de temperatura fica mais evidente, e o aumento no consumo de energia observado para temperaturas superiores nos horários anteriores continua significativo. Quando analisa-se o painel 4.6(c), onde tem-se o comportamento de consumo somente para finais de semana e feriados, percebe-se que o consumo apresenta um mínimo associado à temperatura bem mais claro que os demais

horários. Os limiares de temperatura exibem diferenças de comportamento em relação aos dias úteis e finais de semana. No primeiro caso, os valores de 15 e 16h seguem semelhantes aos observados para 12, 13 e 14h. Assim, esses horários formam um período de 5 horas com pouca variabilidade deste parâmetro, que volta a aumentar para às 17h. Contudo, entre 12 e 17h a variação de desses limiares é inferior a 2 °C. Para os fins de semana, a tendência de aumento do limiar com o horário do dia é mantido, atingindo valores superiores aos de dias úteis para às 17h.

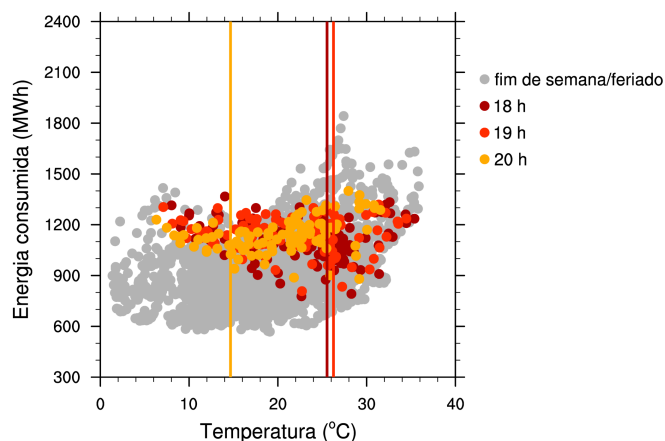
No período de transição entre a tarde e a noite, das 18 às 20 horas, percebe-se na figura 4.7 que o consumo de energia diminui, quando comparado ao período das figuras 4.5 e 4.6. Além disso a presença de um mínimo de consumo associado à temperatura

Figura 4.7 – O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 18 às 20 horas.



(a) Total

(b) Dias úteis



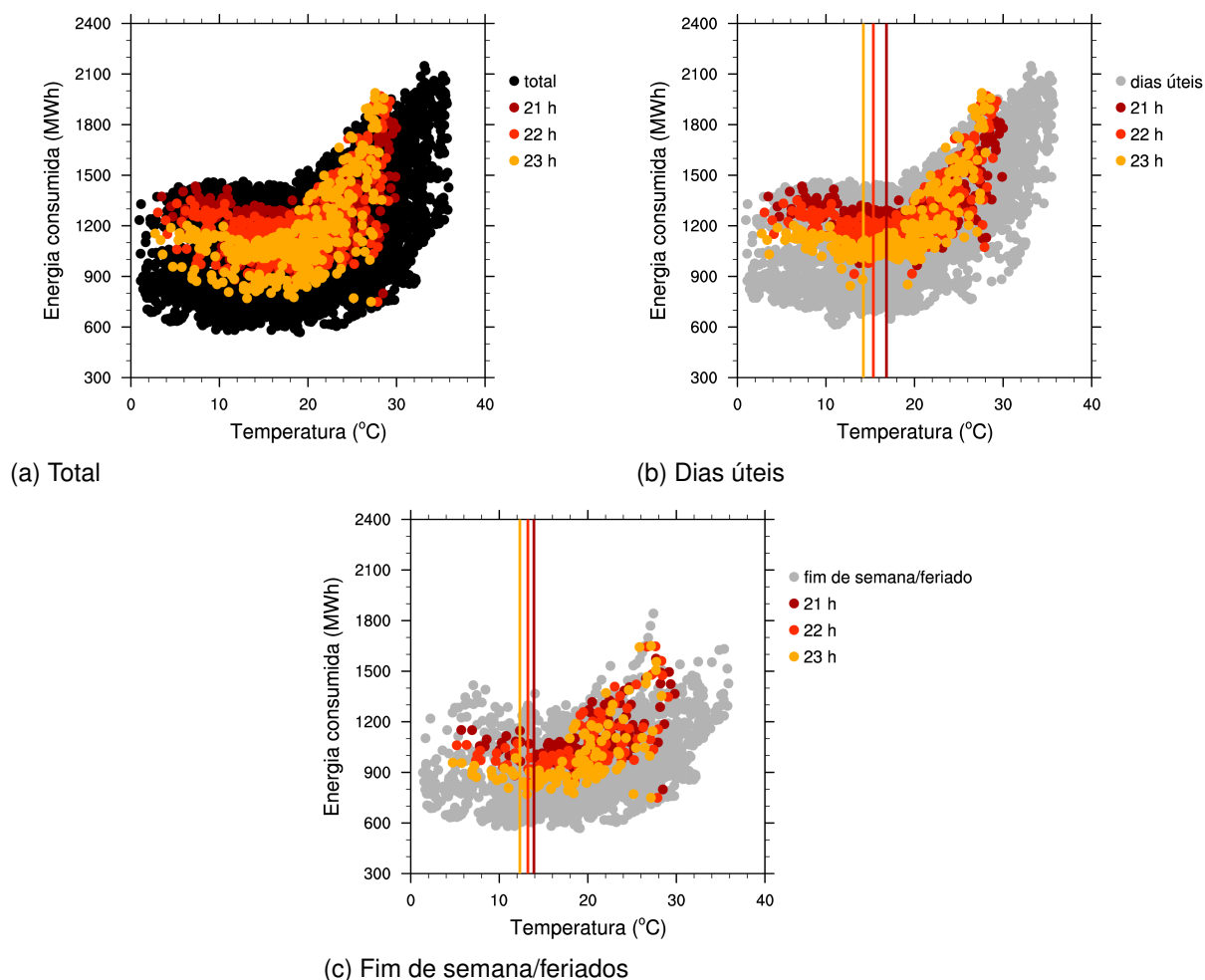
(c) Fim de semana/feriados

Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

é menos evidente, bem como a separação entre dias úteis e finais de semana/feriados, quando compara-se os painéis (a), (b) e (c). Em relação aos limiares de temperatura, dias úteis e finais de semana exibem um comportamento bastante similar, como aumento desses valores para as 18 e 19h e uma queda abrupta para às 20h, que atinge o mesmo patamar do início da manhã para dias úteis, ou seja, em torno de 15 °C.

Na análise para o período das 21 às 23 horas (figura 4.8), tem-se novamente uma mudança de comportamento na relação carga e temperatura, quando comparado ao período da tarde e ao de transição entre a tarde e a noite.

Figura 4.8 – O mesmo que a figura 4.2, porém para o período das 21 às 23 horas.



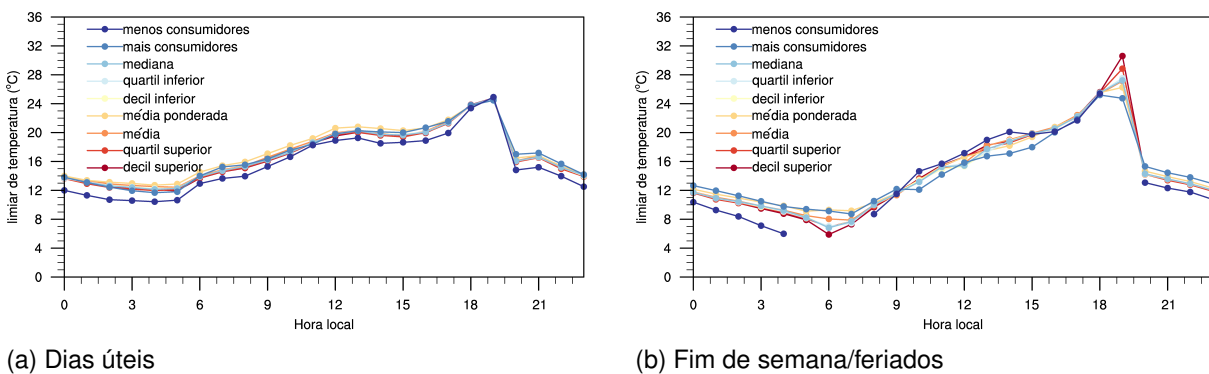
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

De forma geral, a figura 4.8(a) mostra uma retomada de um valor mínimo de consumo associado à temperatura. Além disso, as demandas de dias úteis (figura 4.8(b)) e finais de semana/feriados (figura 4.8(c)) mostram uma separação menos clara que o período vespertino, porém mais acentuada que o de transição tarde-noite, sobretudo para às 23h, sendo que os finais de semana apresentam menores valores de carga para a mesma temperatura. Ainda, cabe destacar que há uma tendência crescente de consumo em relação à temperatura, como observado para a tarde. Porém, contrastando com o período vespertino, os maiores valores de carga (semelhantes aos que ocorrem à tarde) se apresentam com temperaturas inferiores ao daquele período, consequência direta do ciclo diário de aquecimento e resfriamento. Outro ponto importante é que os valores apresentados para o período entre 21 e 23 horas, convergem para aqueles mostrados para a

madrugada (das 0 às 5h), ressaltando assim um ciclo diário de consumo de carga. Esse ciclo diário também é observado no limiar de temperatura. Os mesmos passam a diminuir com o o tempo, convergindo aos patamares do início da madrugada.

A figura 4.9 mostra o comportamento do limiar de temperatura, ao longo do dia, para todas as temperaturas características consideradas no estudo. Cabe ressaltar que, conforme discutido anteriormente, os gráficos das figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 referem-se apenas a $T_{\alpha} = T_{mp}$.

Figura 4.9 – Comportamento da temperatura de limiar $T_{\alpha l}$ para as α -ésimas definições de temperatura para a região A. As curvas que apresentam falhas nos horários indicam a não determinação de $T_{\alpha l}$ em função dos critérios definidos.



Fonte: Própria autora.

A figura 4.9(a) mostra o comportamento de $T_{\alpha l}$ para os dias úteis. Destaca-se o comportamento similar entre as estimativas de temperatura, com exceção daquela associada à localidade com menor número de consumidores, a qual exibe valores menores que as demais para praticamente todo o dia. Fica claro também o comportamento cíclico desse parâmetro, associado ao comportamento da temperatura ao longo do dia, com menores valores no final da madrugada, mas também respondendo à um padrão de comportamento dos consumidores. Em dias úteis, de forma geral, há uma diminuição de atividades (serviços, comércio, educacionais, etc) durante a madrugada. Porém, a partir das 6h da manhã (horário de transição) as temperaturas voltam a aumentar bem como as atividades sociais. Esse aumento se mantém até por volta das 12h, onde tem-se início um regime de $T_{\alpha l}$ praticamente constante até as 15h. Esse período engloba o horário de almoço e o estabelecimento da temperatura máxima do dia. Com a volta das atividades pós-almoço e a temperatura atingindo seu máximo diário, novamente tem-se um período de aumento na temperatura limite, que se estende até às 19h, quando volta a diminuir.

Para os finais de semana, a figura 4.9(b) mostra uma maior variabilidade nos valores obtidos para cada formulação de temperatura característica, sobretudo nos períodos de transição (6h e 19h). Além disso, como característica de finais de semana é haver um menor regramento de horários, além da diminuição de atividades de comércio e prestação de serviço, não identifica-se o platô da temperatura limite em torno do que seria o

tradicional horário de almoço.

Assim como os trabalhos de Valor, Meneu e Caselles (2001) e Yi-Ling et al. (2014), a análise até aqui realizada mostra uma clara dependência não linear entre a demanda de carga elétrica e a temperatura, com máximos de consumo associados aos máximos e mínimos de temperatura. Nesse ponto, é interessante ressaltar a diferença entre o comportamento para as menores temperaturas: a região desse estudo mostra em geral tendências de aumento menos significativas do consumo com a diminuição de temperatura para a maioria dos horários. Os trabalhos de Valor, Meneu e Caselles (2001) e Yi-Ling et al. (2014) utilizam estimativas diárias e portanto não se pode comparar hora a hora os estudos.

Porém, dos horários analisados aqui o que se aproxima mais do comportamento descrito pelos autores é o das 11 às 17h, ainda que com uma menor tendência de aumento. Outra diferença é a relação entre os máximos de consumo: no presente estudo, assim como em Yi-Ling et al. (2014) os máximos estão associados aos maiores valores de temperatura, diferentemente do que mostrou Valor, Meneu e Caselles (2001). Tais diferenças não são triviais de serem explicadas pois dependem, além das condições climáticas de cada região, dos costumes diários, realidade socio-econômica, dentre outras. Um outro fator comum é a dependência dos valores de carga com dias úteis e feriados. Qualitativamente, os resultados reportados aqui se equiparam aos apresentados por Valor, Meneu e Caselles (2001) e Yi-Ling et al. (2014), com uma maior tendência de consumo nos dias úteis.

Em uma comparação geral com o estudo de Casarin (2018), ao contrário do comportamento anual da carga para essa região de estudo do presente trabalho, nota-se um comportamento diferente da curva anual de consumo para o ano de 2014, onde não se percebe um mínimo de temperatura a partir do qual a carga passa a acompanhar melhor o aumento da mesma, mas sim um comportamento quase constante de consumo com uma grande dispersão das variáveis. Essa diferença no comportamento da relação entre essas variáveis para as duas regiões distintas identifica que a presença de sazonalidade é uma grande influenciadora do consumo em regiões com estações bem definidas.

As mesmas análises feitas para a região A também foram feitas para as regiões B e C e estão disponíveis em anexo no apêndice B deste trabalho.

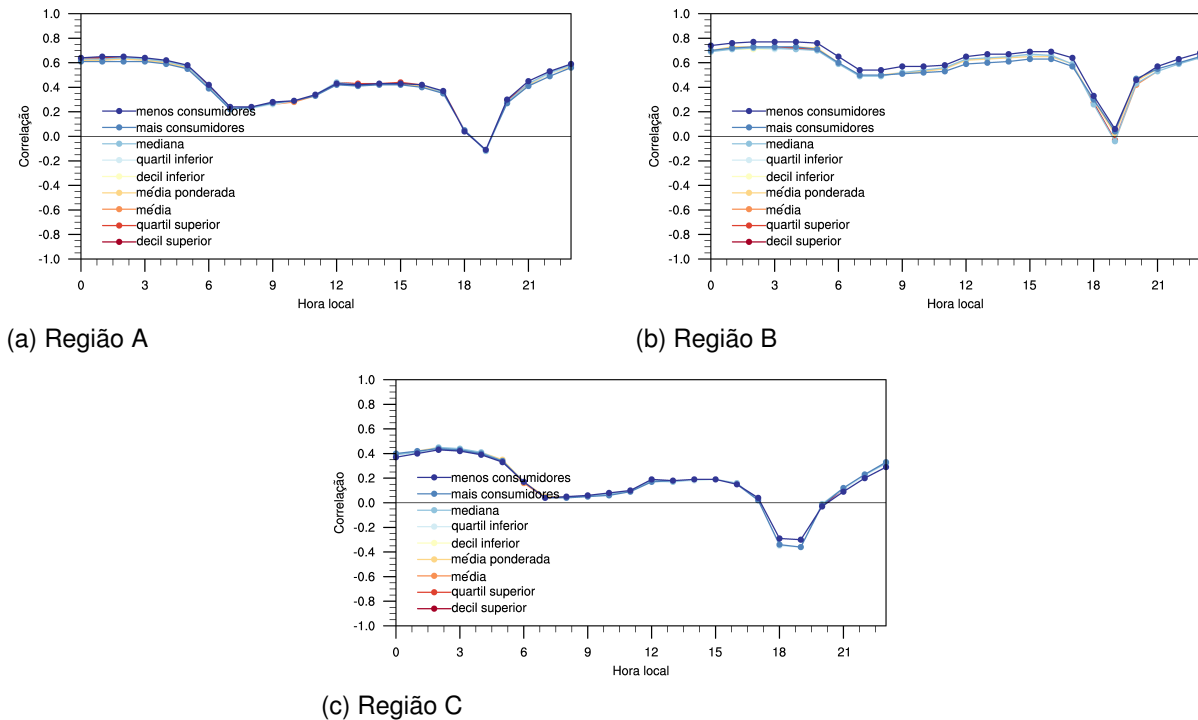
4.1.2 Análise quantitativa

Até o presente momento foram discutidos aspectos qualitativos da relação entre carga e temperatura para a totalidade dos dados, para os dias úteis e finais de semana/feriados em diferentes horários. Contudo, agora, são discutidas as correlações lineares (através da Correlação de Pearson) e não lineares (utilizando-se a Correlação de Spearman) (WILKS, 2006). Para facilitar a descrição das figuras, adianta-se que cada uma delas possui três painéis com os valores associados a cada região indicados pelas letras (a), (b) e (c), equivalentes à nomeação das mesmas no texto. Além do mais, no corpo das figuras essa

informação é reafirmada, e diferentemente da descrição qualitativa, todas as proposições para temperatura característica de cada região são apresentadas.

Na figura 4.10 tem-se os gráficos referentes às correlações lineares totais, ou seja, independentemente da natureza do dia em questão. Já a figura 4.11 apresenta a correlação equivalente determinada através do ranqueamento de Spearman.

Figura 4.10 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra total.

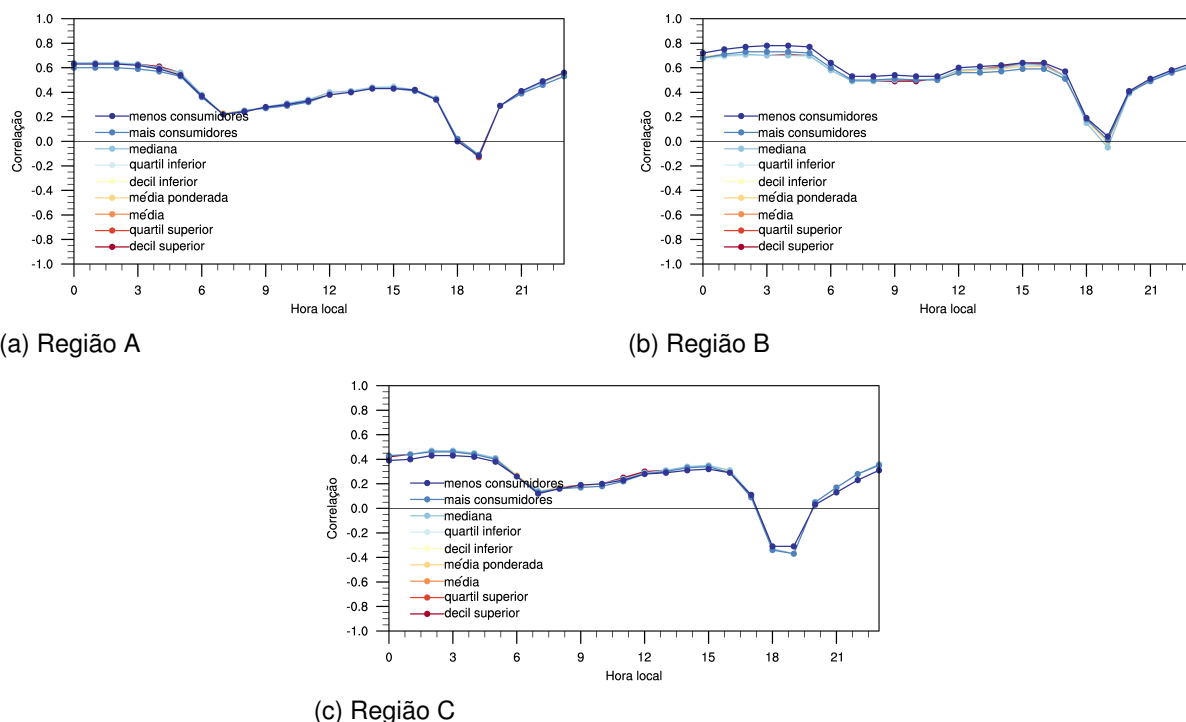


Fonte: Própria autora.

Em uma análise geral das figuras 4.10 e 4.11, entre as três regiões, nota-se que há uma redução nos valores das correlações da região Sul para a região Norte da área total do estudo. As maiores correlações foram encontradas para a região B, seguida da região A e da região C, sendo que esta última não apresentou valores significativos para essa amostra em nenhum horário, obtendo-se, em geral, $|R_{DE,T_\alpha}| \leq 0,5$. Além do mais, os valores não significativos de correlação são apresentados nos horários de transição, ou seja 6 e 19h, para as três regiões. Além disso não há diferença significativa na correlação entre demanda de energia elétrica e temperatura considerando-se as distintas abordagens para descrever a temperatura do ar. Isso não significa que os valores obtidos para as temperaturas foram idênticos mas sim que descrevem uma tendência semelhante.

Em termos de períodos do dia, comparando-se com aqueles analisados qualitativamente na seção anterior, os horários da madrugada mostram as melhores correlações. Os valores obtidos para a região B são menos impactados pela transição madrugada-manhã, mantendo uma correlação do limiar de significância nesses horários. Além do mais, as

Figura 4.11 – Equivalente à figura 4.10, porém para correlação não-linear.



Fonte: Própria autora.

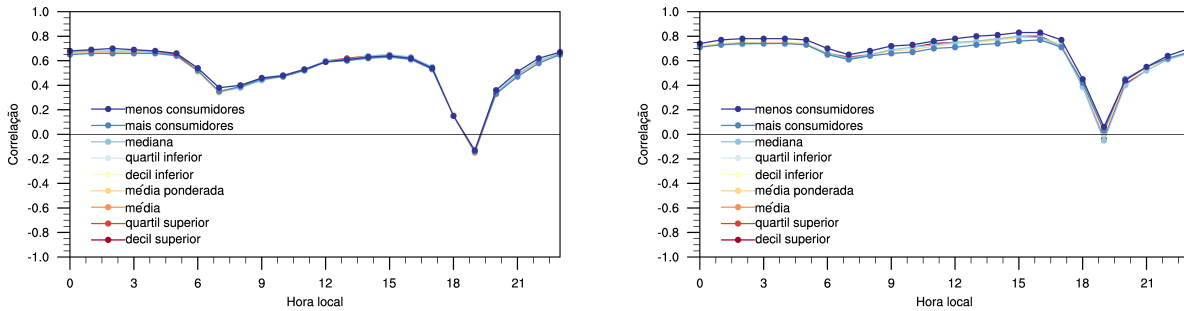
correlações observadas nos horários da manhã são mais baixas, mostrando um aumento com o evoluir do dia e, de certa forma, com o aumento da temperatura, atingindo um segundo intervalo de melhores valores entre às 12 e 17h. Após estes horários, perde-se a correlação entre as variáveis na transição tarde-noite, que é retomada após às 21h.

O emprego de uma abordagem de correlação não linear não mostrou efeito significativo no aumento dessa grandeza, indicando que a falta de correlação não é simplesmente devido à não linearidade entre consumo e temperatura. Ainda, cabe-se ressaltar que a amostra total é claramente não monotônica, critério que quando não obedecido leva a baixos valores de correlação em ambas as metodologias aplicadas (WILKS, 2006).

Como as amostras possuem aspectos e valores distintos quando considera-se dias úteis e finais de semana, é interessante avaliar as correlações dessas subamostras separadamente.

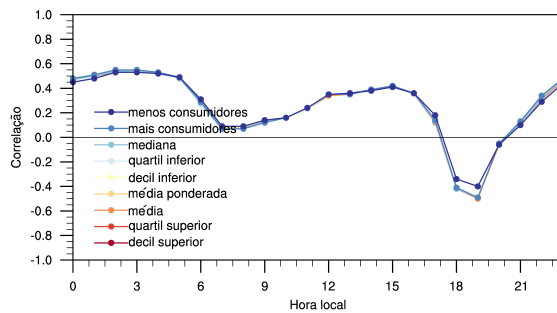
As figuras 4.12 e 4.13 apresentam esses valores obtidos através da correlação linear e não-linear, respectivamente. A determinação dos coeficientes de correlação empregando apenas os dias úteis levaram ao aumento dessa grandeza para as três regiões. Neste ponto, enfatiza-se que a região C que não apresentou correlações significativa para a amostra total, obteve valores de $R_{DE,T_\alpha} > 0,5$, exceto para as transições. Inclusive, estes horários em que há uma mudança significativa de comportamento (6h e 19h) continuam com valores não significativos, tanto para a correlação linear como para não-linear. Isso evidencia que o consumo de energia elétrica não pode ser completamente explicado nes-

Figura 4.12 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de dias úteis.



(a) Região A

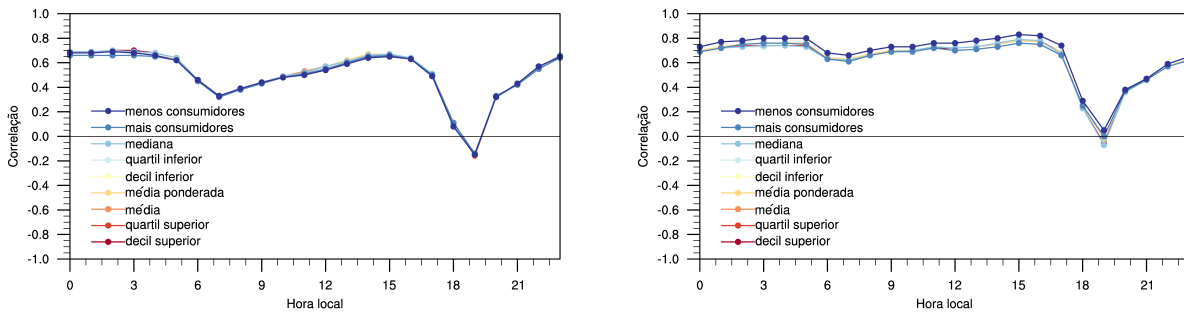
(b) Região B



(c) Região C

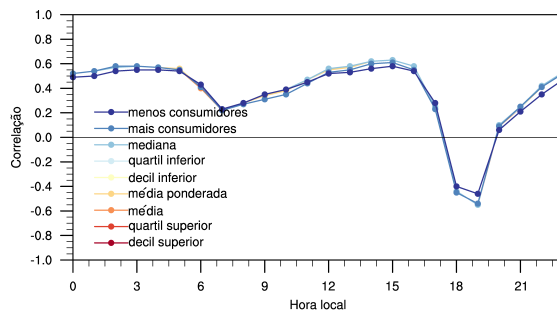
Fonte: Própria autora.

Figura 4.13 – Equivalente a figura 4.12 porém para correlação não linear.



(a) Região A

(b) Região B



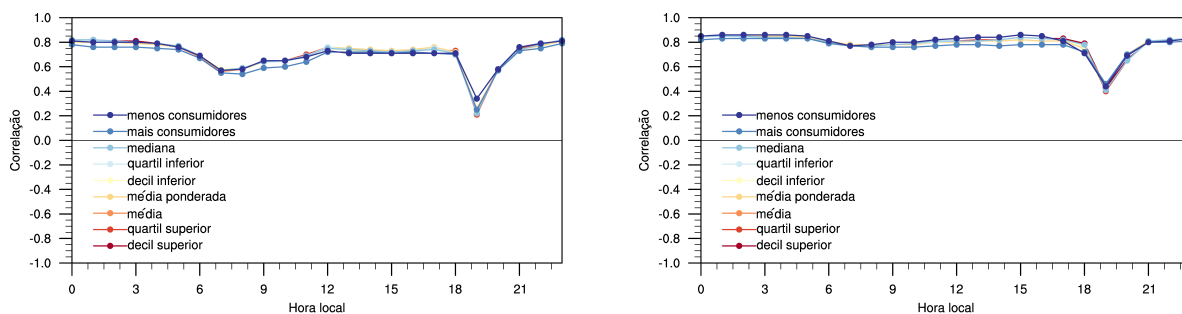
(c) Região C

Fonte: Própria autora.

ses horários a partir da temperatura e, além disso, que não é apenas uma questão de não linearidade entre as grandezas. Destacam-se também os valores de correlação, a partir de ambas abordagens, da ordem de 0,8 para a região B durante praticamente todo o dia, diminuindo significativamente o efeito da transição madrugada-manhã.

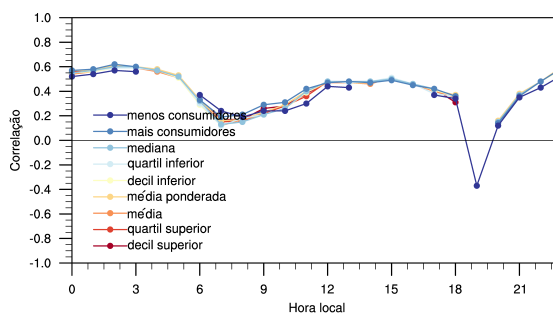
Afim de mitigar os efeitos da não-monotonicidade dos dados de consumo em relação à temperatura, usou-se o limiar determinado a partir das equações 4.1 como critério para dividir a amostra dos dias úteis em duas partes: uma para consumos com $T_{\alpha} \geq T_{\alpha l}$ e outra com $T_{\alpha} < T_{\alpha l}$. Os resultados dessa consideração são apresentados nas figuras 4.14 e 4.15 em relação as correlações lineares e não lineares, respectivamente, para a amostra com $T_{\alpha} \geq T_{\alpha l}$ e 4.16 e 4.17, da mesma forma, porém para $T_{\alpha} < T_{\alpha l}$.

Figura 4.14 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de dias úteis com valores de demanda associados a valores de temperatura iguais ou acima do limiar de inversão de tendência.



(a) Região A

(b) Região B



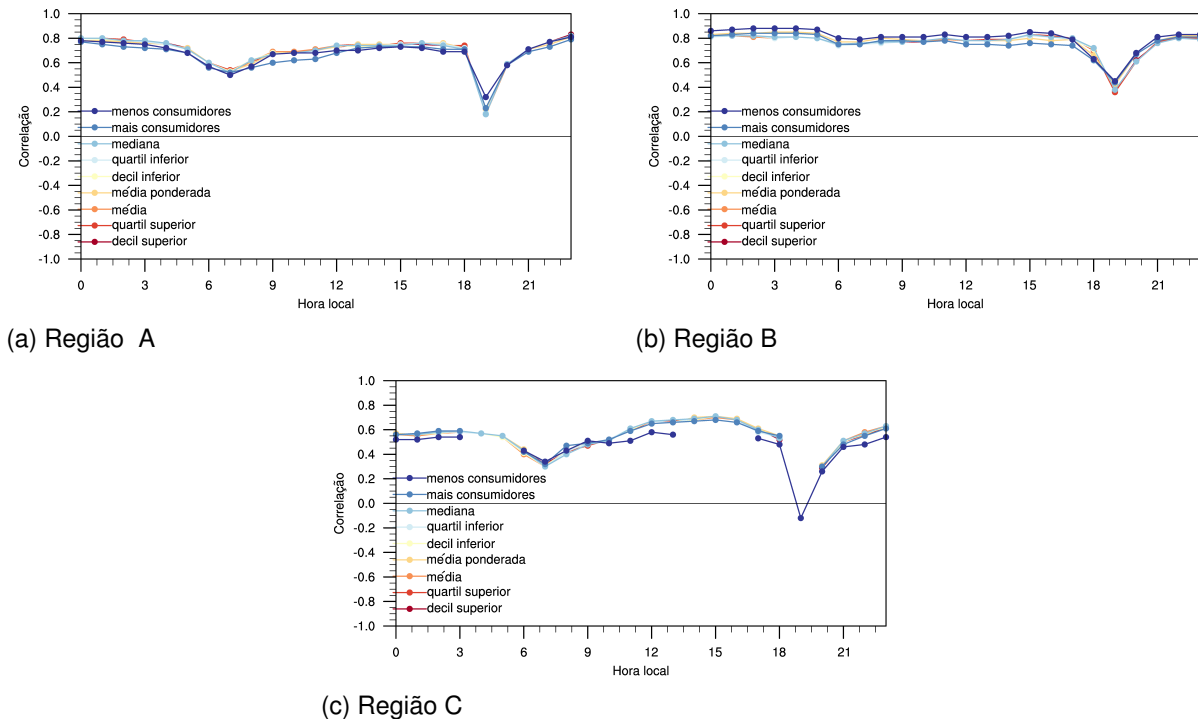
(c) Região C

Fonte: Própria autora.

A separação da amostra em termos de temperaturas superiores ao limiar, figuras 4.14 e 4.15, contribuiu para o aumento dos valores de correlação em ambas as abordagens (linear e não linear). Destaca-se que os valores associados à transição madrugada-manhã mostraram significativa melhora para as regiões A e B. No caso da última citada, a temperatura se correlacionou com valores acima de 0,8 entre às 00 e 18h, mostrando que o efeito das séries completas não serem monotônicas afeta diretamente o resultado. Por outro lado, nada garante que todos os valores sejam monotônicos nessa subamostra, uma vez que $T_{\alpha l}$ é estimada para todo o conjunto de dados e não para o dia-a-dia.

Outro ponto a ser destacado é um aumento na correlação também para a região

Figura 4.15 – Equivalente a figura 4.14, porém para correlação não-linear.



Fonte: Própria autora.

C. Contudo, esta ainda apresenta os menores valores dentre as três avaliadas. Ainda, para essa região houve maiores valores de correlação na abordagem não-linear, atingindo 0,6 no período da madrugada e 0,8 durante a tarde e noite. Neste caso, o efeito da não linearidade entre as variáveis consideradas se mostrou significativo na análise de correlações. Por outro lado, mesmo com a melhoria na descrição dos dados em relação às propriedades das correlações calculadas tem-se o horário de transição tarde-noite que continua apresentando-se descorrelacionado das temperaturas, sendo que para a região B obteve-se um valor próximo dos 0,5. Reforça-se então a argumentação de uma menor dependência do consumo de energia elétrica nesse horário com a temperatura. Ainda sobre o horário das 19h explica-se que não se obteve os valores de correlação para a região C pois não foi possível determinar os valores de temperatura limiar para essa região, com exceção da temperatura obtida para a localidade com menor número de consumidores.

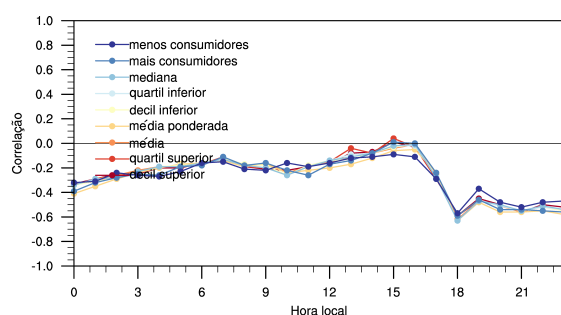
Ficaram evidentes nesses resultados os valores inferiores de correlação para a região C. Como não há nenhum tratamento de filtragem estatística nos dados, por exemplo em termos de valores típicos e atípicos (WILKS, 2006), talvez o espalhamento identificado na análise qualitativa dessa região esteja afetando as correlações. Cabe lembrar que tais espalhamentos foram destacados em todos os horários analisados, incluindo valores típicos de final de semana na amostra de dias úteis.

Sobre as diferentes abordagens para a determinação da temperatura pode-se fazer um comentário geral sobre as figuras 4.14 e 4.15 em função das características simi-

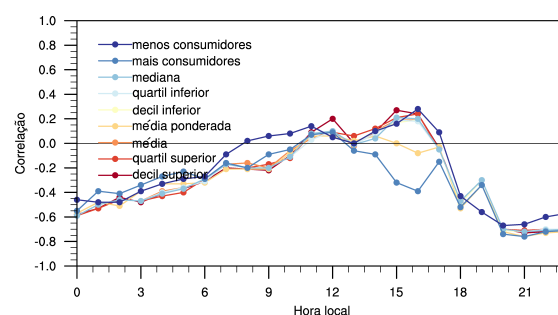
lares entre elas. As diferentes abordagens não apresentaram variabilidade significativa, com uma pequena variação mais notável para a região B. Atribui-se isto ao fato dessa região possuir uma distribuição de consumidores diferenciada em relação às demais, como observa-se nas figuras 3.2, 3.3 e 3.4.

As figuras 4.16 e 4.17 apresentam os valores de correlação linear e não linear, respectivamente obtidos com os dados de consumo de energia com temperaturas abaixo do limiar de inversão. De forma geral obtêm-se valores negativos ou próximos de zero para esta análise entre as três regiões. Os valores negativos são esperados, uma vez que a temperatura limiar indica uma inversão na tendência de consumo de energia elétrica com a temperatura, que agora passam a ser anticorrelacionadas enquanto a temperatura diminui.

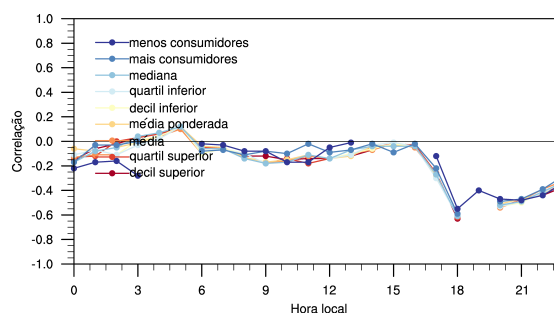
Figura 4.16 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de dias úteis com valores de demanda associados a valores de temperatura menores que o limiar de inversão de tendência.



(a) Região A



(b) Região B

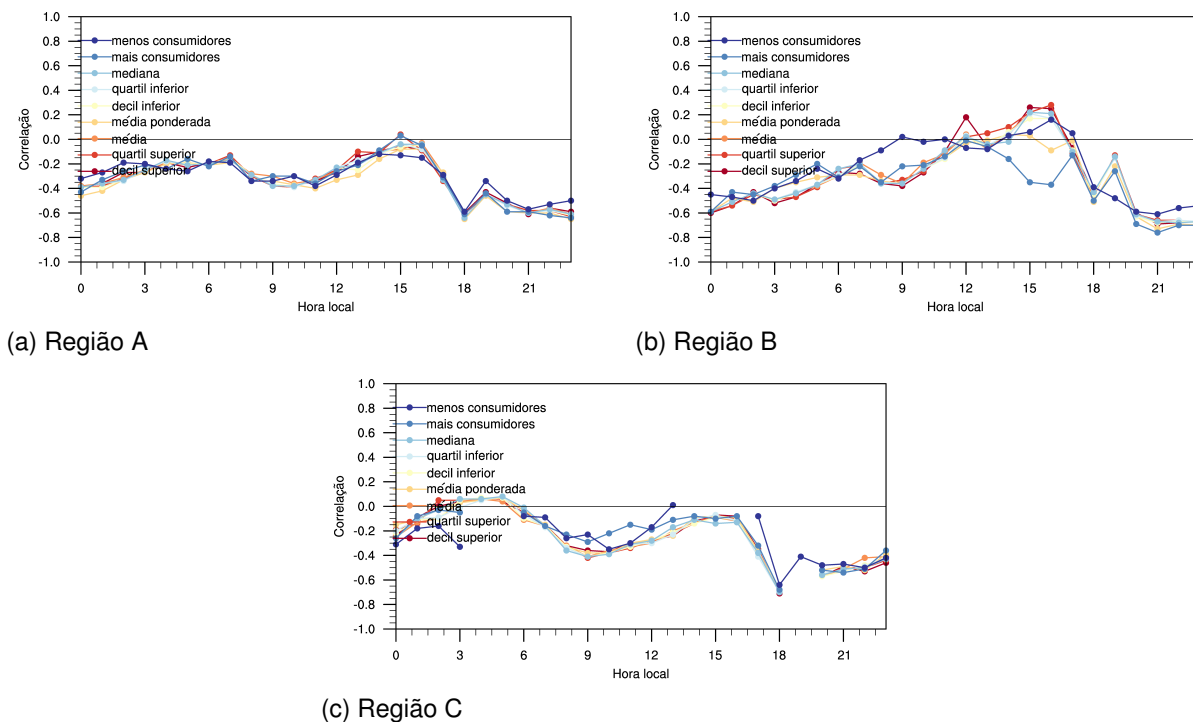


(c) Região C

Fonte: Própria autora.

Na discussão qualitativa chamou-se a atenção em relação ao comportamento muitas vezes aproximadamente constante com a diminuição da temperatura abaixo do limiar, o que se reflete nas correlações com valores absolutos inferiores a 0,5. Contudo, sobretudo nos horários da noite, foram obtidos valores de correlação linear da ordem de -0,6, o que já assegura alguma dependência entre as variáveis. No caso específico da região B, esses valores também são observados no início da madrugada. Ao se analisar as correções não lineares, os dados mostram valores maiores de anticorrelação para as três regiões, contudo, ainda insuficientes para confirmar um comportamento anticorrelacionado. Uma

Figura 4.17 – Equivalente a figura 4.16 porém para correlação não-linear.



Fonte: Própria autora.

exceção é feita ao período da noite para a região B, cujos dados apontaram correlações de -0,8. Assim, o comportamento observado qualitativamente confirma-se quantitativamente em relação a uma menor dependência do consumo de energia elétrica com os valores mais baixos de temperatura, mesmo que existam indícios de uma inversão de comportamento, conforme indicaram os ajustes polinomiais.

Neste ponto, é importante relembrar que a separação do limiar condicionou-se a amostra como um todo, e talvez um ajuste metodológico de separação dia-a-dia seja mais conveniente para se calcular a correlação com valores acima e abaixo do limiar de temperatura.

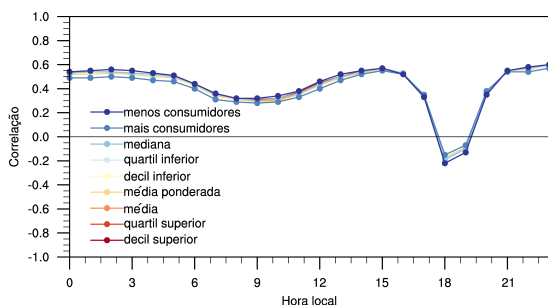
Novamente, por similaridade, pode-se comentar o impacto das diferentes abordagens de determinação da temperatura característica da região de forma conjunta. Seguindo o padrão anterior, obteve-se maior variabilidade nas correções para a região B.

Analogamente ao realizado para os dias úteis, a amostra de finais de semana/feriados foi analisada independentemente. As figuras 4.18 e 4.19 apresentam os respectivos coeficientes de correlação lineares e não-lineares para essa amostra.

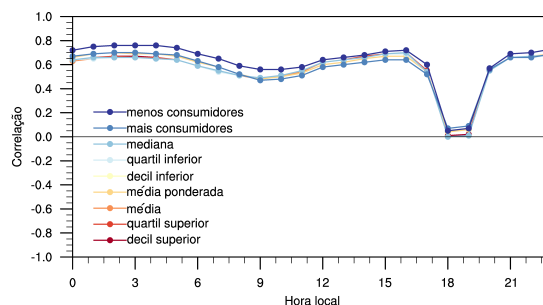
Nessas figuras, parte do comportamento dos coeficientes de correlação são semelhantes aos já discutidos em relação à amostra total e aos dias úteis.

Uma das similaridades observadas é a falta de correlação na transição tarde-noite, onde para as regiões A e B os valores tendem a zero nos horários das 18 e 19h. Por outro lado, para a região C esses valores tendem a correlações negativas, chegando a

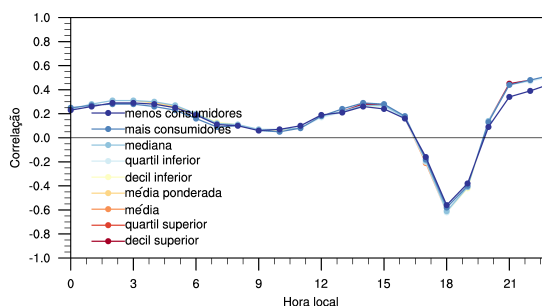
Figura 4.18 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de finais de semana/feriados.



(a) Região A



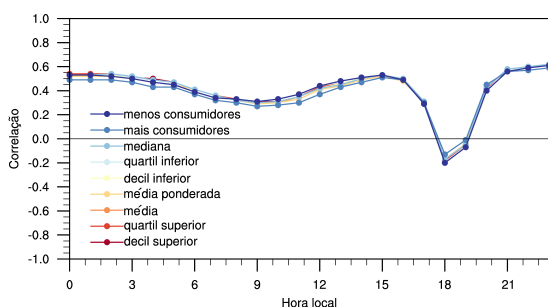
(b) Região B



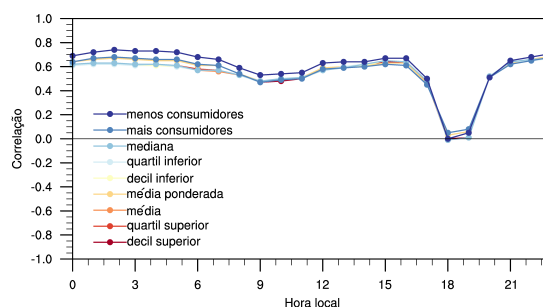
(c) Região C

Fonte: Própria autora.

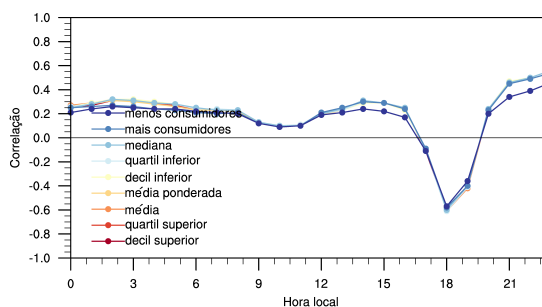
Figura 4.19 – Equivalente a figura 4.18 porém para correlação não-linear.



(a) Região A



(b) Região B



(c) Região C

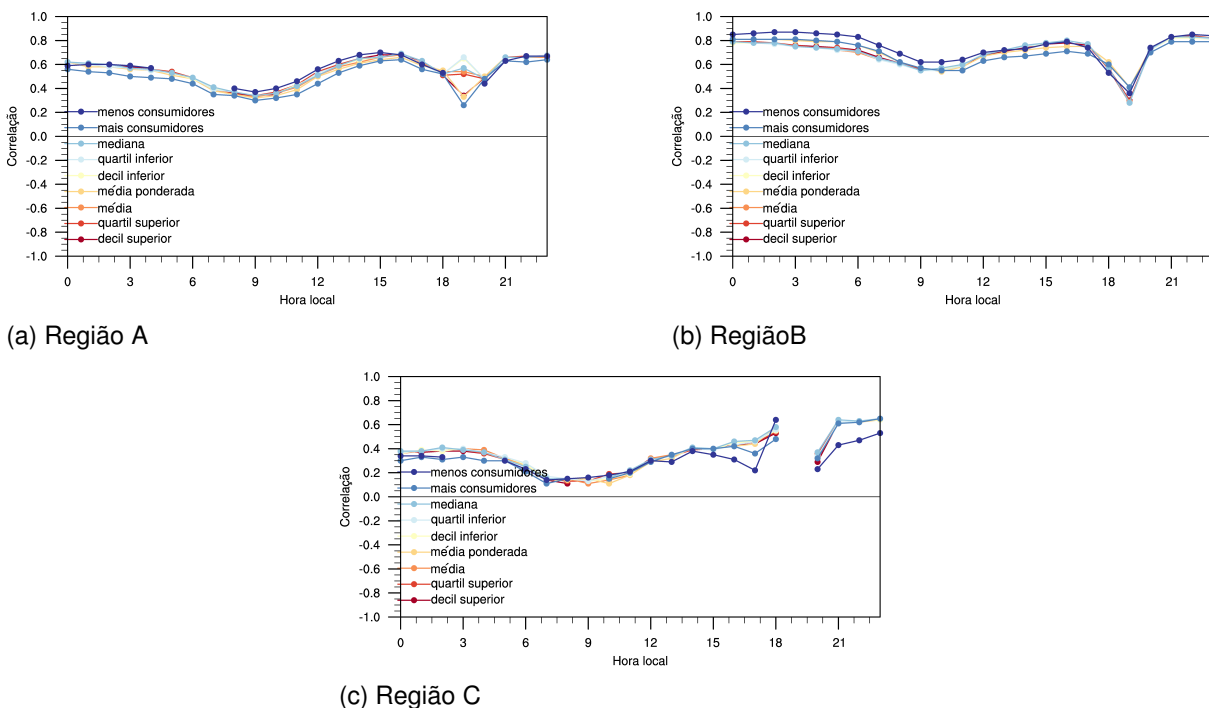
Fonte: Própria autora.

atingir -0,6 às 18h, ou seja, uma situação de anticorrelação. Ainda, essa mesma região

apresentou valores de correlação não suficientemente grandes para poder se atribuir uma relação estatística entre essas variáveis. As regiões A e B apresentaram valores acima do 0,5 para grande parte do dia, tanto na abordagem linear como na não linear. A propósito disso, não há diferença significativa entre essas suas abordagens para as três regiões, indicando que os valores mais baixos de correlação durante os finais de semana não são explicados pela não linearidade entre as variáveis. Ainda em termos das correlações para essa amostra, também não foram identificadas variações significativas nos coeficientes de correlação em função da descrição diferenciada da temperatura em cada região de estudo, a não ser por uma pequena variabilidade nos valores determinados para a região da região B.

Os efeitos da monotonicidade da amostra de final de semana também foram avaliados. Assim como para os dias úteis, os dados foram separados em termos do limiar de temperatura para cada horário. As figuras 4.20 e 4.21 apresentam, respectivamente, os coeficientes de correlação lineares e não lineares, considerando-se os valores de demanda de energia elétrica associados a $T_{\alpha} \geq T_{\alpha l}$.

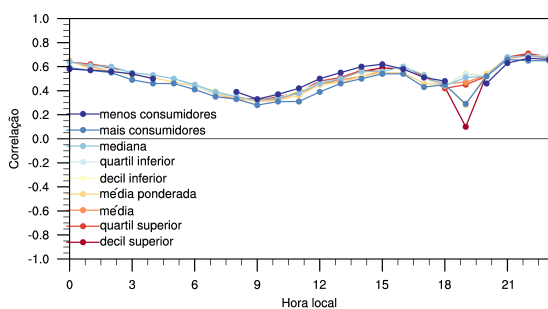
Figura 4.20 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de finais de semana/feriados com valores de demanda associados a valores de temperatura iguais ou acima do limiar de inversão de tendência.



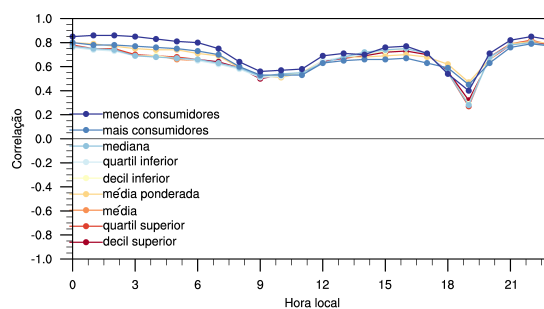
Fonte: Própria autora.

De forma geral essa separação obteve valores maiores de correção para as três regiões. Destaca-se a questão associada às 19h (transição tarde-noite) na qual, sistematicamente, há uma diminuição nas correlações, sejam elas lineares ou não. Por outro

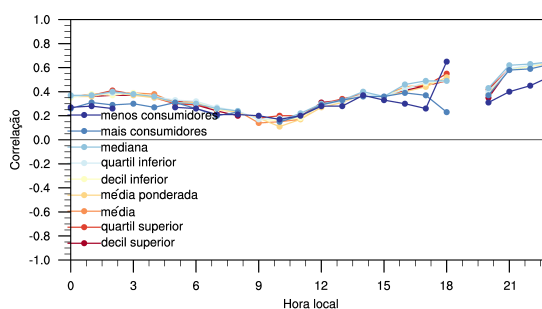
Figura 4.21 – Equivalente à figura 4.20, porém para correlação não-linear.



(a) Região A



(b) Região B



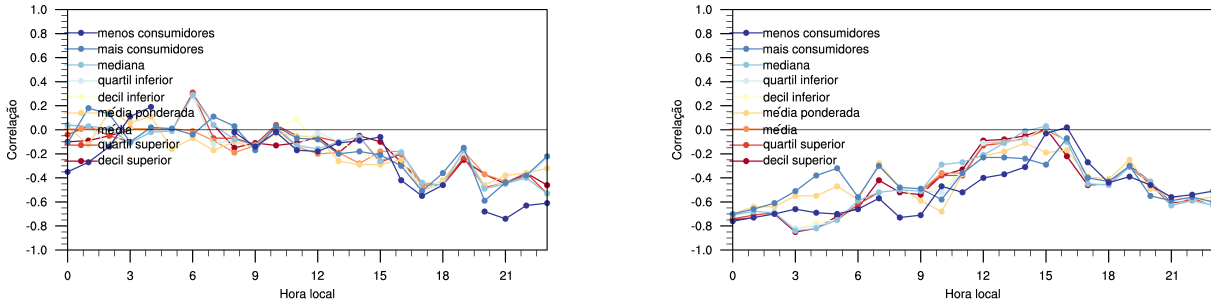
(c) Região C

Fonte: Própria autora.

lado, enfatizando o aumento nos valores de correção, foram obtidos coeficientes acima de 0,6 para boa parte dos horários para a região A e de 0,8 para a região B, tanto para o coeficiente de Pearson como o de Spearman, indicando que a não linearidade não é um fator significativo para a correlação entre essa parte da amostra. Ainda, os valores obtidos para a região C não indicam a existência de correlação estatística nessa parte da amostra, a não ser para o período da noite, quando os valores tendem a 0,6. Complementando essa discussão, as diferentes abordagens de temperatura foram mais perceptíveis nessa análise. Destacam-se variações de correlação da ordem de 0,1, principalmente para as regiões A e B.

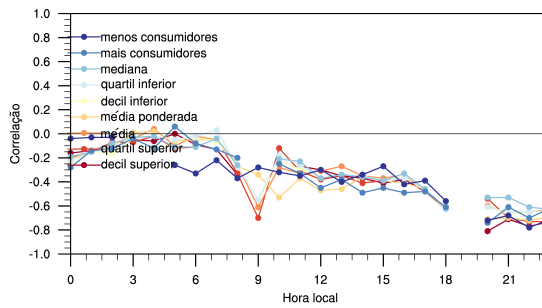
As figuras 4.22 e 4.23 apresentam os valores de correlação linear e não linear, respectivamente, para a amostra de final de semana/feriado com valores de consumo inferiores ao limiar de temperatura. Como esperado da análise qualitativa, os coeficientes de correlação apresentam valores negativos para essa amostra. Porém, em alguns períodos esses coeficientes tendem a valores que oscilam em torno de zero, indicando a ausência de correlação entre os dados. É interessante destacar o comportamento similar observado entre as regiões A e C. Para essas duas, em ambas as correlações calculadas, os coeficientes tem valor próximo a zero durante a madrugada e a manhã, apresentando um crescimento na anticorrelação a partir das 9h, exibindo valores da ordem de 0,5 e 0,6 a partir da noite.

Figura 4.22 – Correlação linear entre consumo de energia elétrica e temperatura, para cada horário do dia, considerando-se a amostra de finais de semana/feriados com valores de demanda associados a valores de temperatura menores que o limiar de inversão de tendência.



(a) Região A

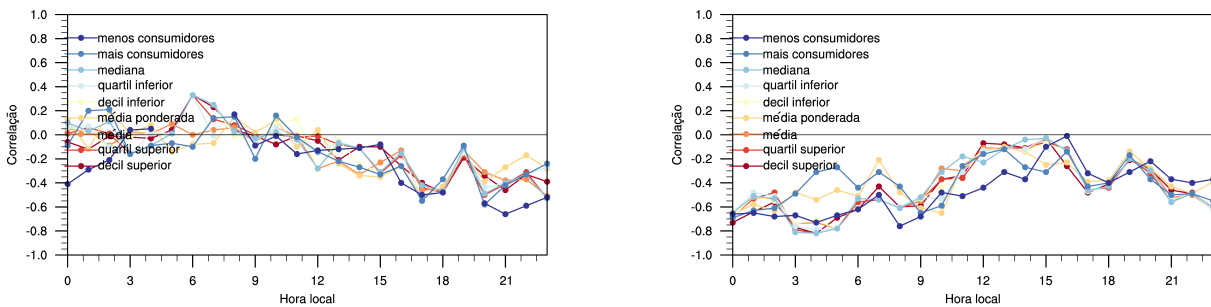
(b) Região B



(c) Região C

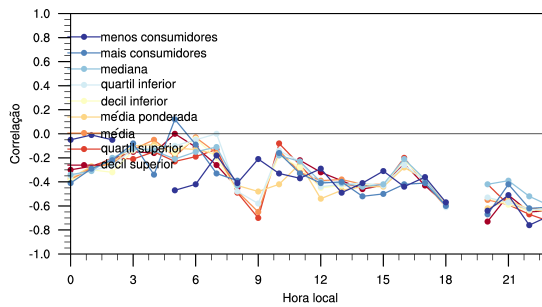
Fonte: Própria autora.

Figura 4.23 – Equivalente á figura 4.22, porém para correlação não-linear.



(a) Região A

(b) Região B



(c) Região C

Fonte: Própria autora.

Já para a região B tem-se valores significativos de anticorrelação para os períodos da manhã e da noite, com os menos relevantes durante a tarde. Essas baixas correlações absolutas estão diretamente ligadas com os intervalos de consumo para os quais os valores apresentavam pequena variação com a diminuição da temperatura, apontados ao longo do texto na discussão qualitativa.

4.2 ESCALAS DE VARIABILIDADE DE CONSUMO DE ENERGIA E TEMPERATURA

Nesta seção serão analisados os resultados obtidos aplicando-se a DME nas séries temporais de demanda de energia elétrica e temperatura. A análise será dividida em duas partes: uma parte de longo período, contando dados de 2018 a 2016m e outra de curto período, englobando somente de 2014.

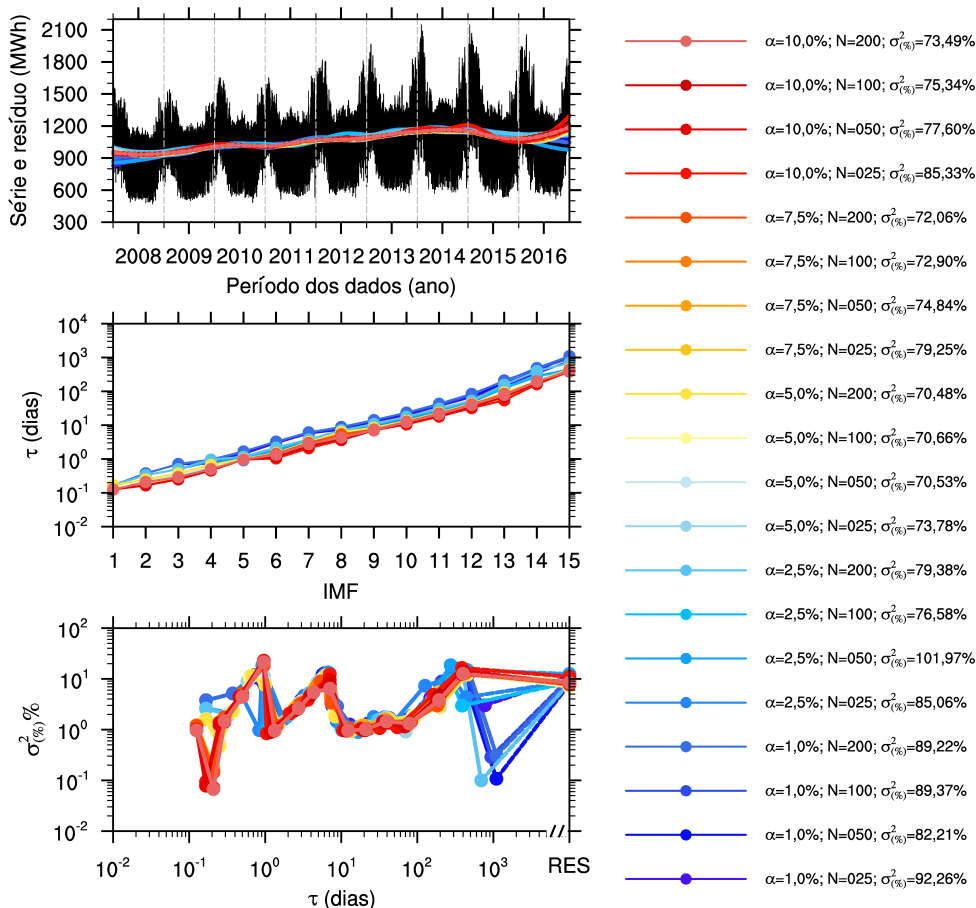
4.2.1 Análise de longo período

Conforme discutido no capítulo “Metodologia”, a DME aplicada foi na verdade uma *Ensamble*-EMD. Contudo, será mantida a terminologia mais básica da técnica. Para compor *Ensamble* é necessário aplicar um ruído gaussiano, com amplitude definida com base no desvio padrão do sinal original, um determinado número de vezes, criando diversas séries semelhantes. O objetivo desse trabalho não é diretamente voltado para o estudo e compreensão da DME, porém a título de ilustração serão apresentadas para a demanda de energia elétrica de longo período, para a região A, algumas figuras que ajudam a entender melhor o processo de aplicação e interpretação dos resultados. O mesmo não será feito para as demais regiões aqui estudadas para não tornar este documento mais longo do que o necessário.

Considerando-se os valores para a amplitude do ruído gaussiano e a quantidade de repetições indicadas anteriormente, o processo foi realizado 20 vezes para cada série. Dentre as 20 decomposições obtidas foi escolhida como representativa aquela que minimizou os modos misturados, ou seja, cujas covariâncias entre as IFMs e entre as IFMs e o resíduo foram menores. Julgou-se este fator a partir do valor absoluto médio dessas covariâncias, indicando que nesse caso o nível de ruído $R_g = 1\%$ com um total de repetições $N_r = 50$ foi aquele que minimizou os modos misturados, reproduzindo através da soma das variâncias das IMFs um resíduo com 88,2% da variância do sinal original. A figura 4.24 mostra um compilado dos resíduos, escalas de tempo determinadas a partir da equação 2.14 e variância associada à cada uma dessas escalas para as realizações.

A figura 4.25 apresenta as IMFs e resíduos resultantes dessa decomposição. Cada quadro mostra a série temporal da IMF e o resíduo vem acompanhado do sinal original. No caso específico dessa DME foram detectados 15 modos naturais de oscilação, ou seja, 15 IMFs mais o ruído. O resíduo é a parte que resta do sinal quando nenhum modo oscilatório pode ser decomposto. Ele também indica uma tendência desse sinal. Cabe lembrar que cada modo decomposto tem a mesma frequência de aquisição que o sinal original, neste

Figura 4.24 – Resumo das 20 realizações de DME para o sinal temporal do consumo de energia elétrica. No painel superior é apresentada a série original e os resíduos de cada DME. O painel intermediário indica as escalas de tempo determinadas para cada IMF, enquanto o painel inferior apresenta a porcentagem da variância do sinal recuperado em cada IMF e no resíduo. Na legenda, $\alpha = R_g$ e $N = N_r$. Ainda, $\sigma_{(\%)}$ indica fração da variância total obtida através da superposição das IMFs e resíduo.

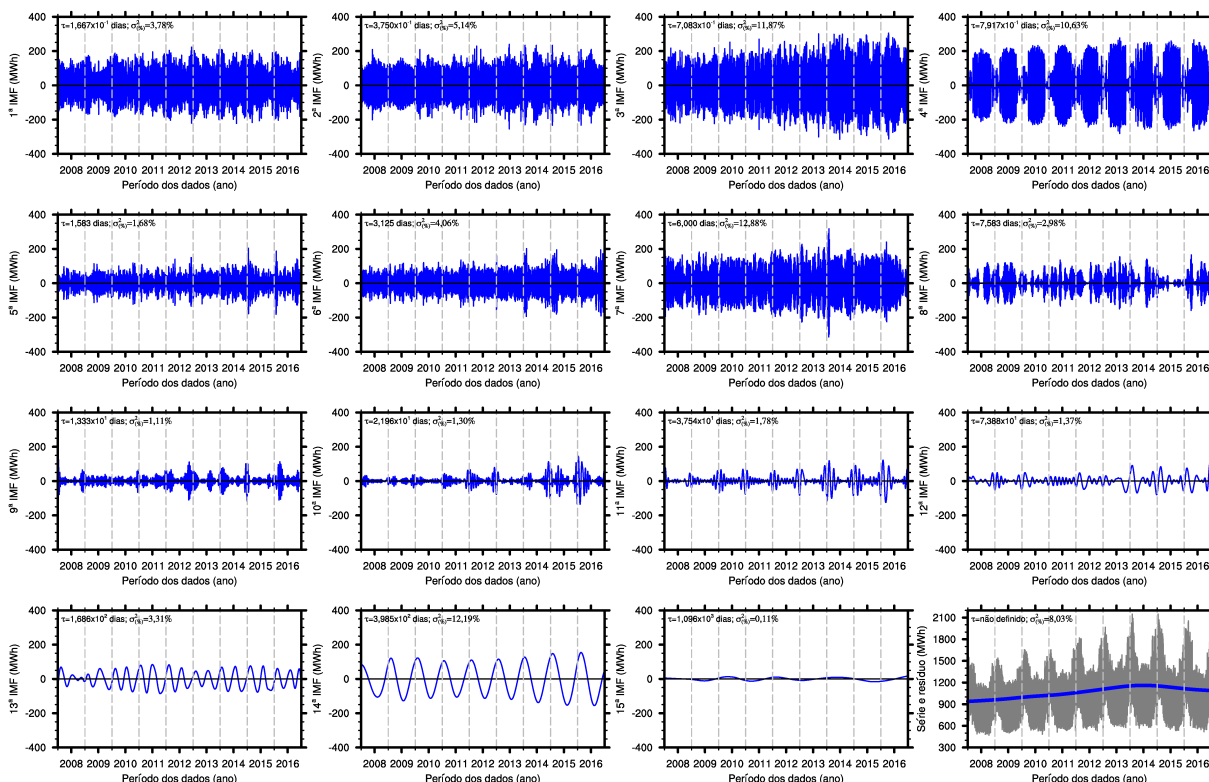


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

caso coletado a cada 1 hora.

Algumas características interessantes dessa IMF são que 31,42% da variância da amostra se concentra nas quatro primeiras IMFs com escala de tempo inferior a um dia, sendo a maior parte dela associada a escalas de tempo da ordem de 10 horas. Também destaca-se a 7ª, com período da ordem de seis dias, com quase de 13% da variância. Assim, considerando as outras escalas intrassemanais, elas concentram aproximadamente 50% da variabilidade recuperada do sinal original. Depois dessas escalas, a mais significativa já é da ordem de um ano. Além do resíduo que também concentra boa parte da variância, é interessante avaliar o resíduo do ponto de vista deste trabalho. Nota-se que durante esses nove anos houve uma tendência de aumento de consumo, desde 2008 até 2014, quando o mesmo começa a diminuir. Esse é um fator que, provavelmente é pouco ligado à temperatura ou condições de tempo e clima, e tende a ser muito mais um efeito

Figura 4.25 – Resultado final da EMF escolhida como representativa. Em cada quadro é apresentada uma IMF, além do resíduo e do sinal original no último painel. Além do mais, cada gráfico trás informações sobre a porcentagem da variância do sinal original associado à IMF, bem como sua escala de tempo.

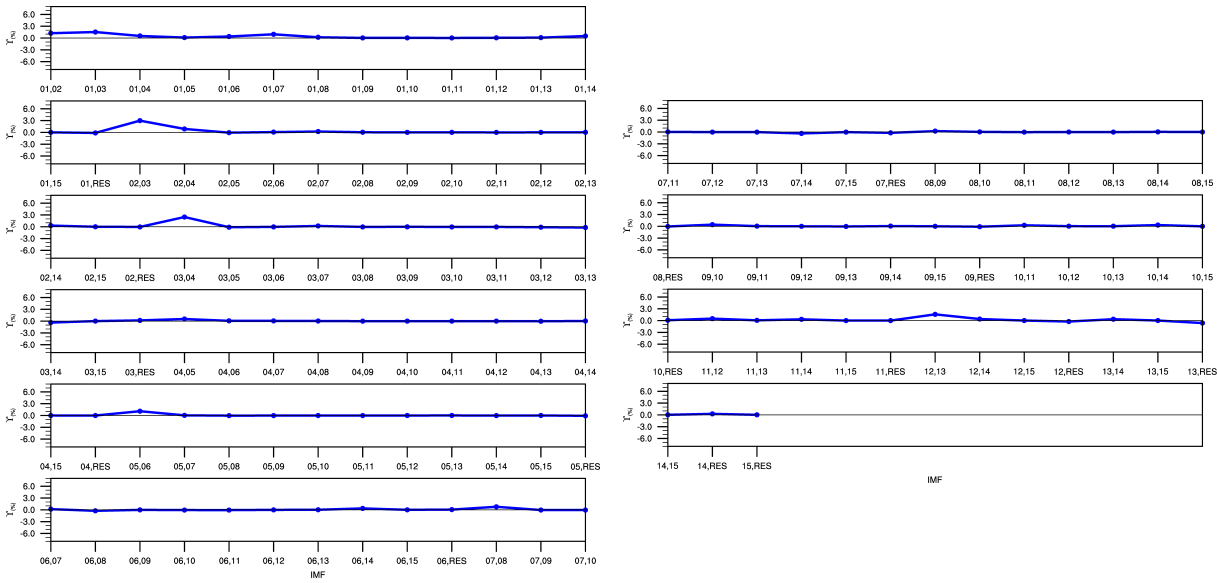


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

econômico em função da crise deflagrada naquele ano.

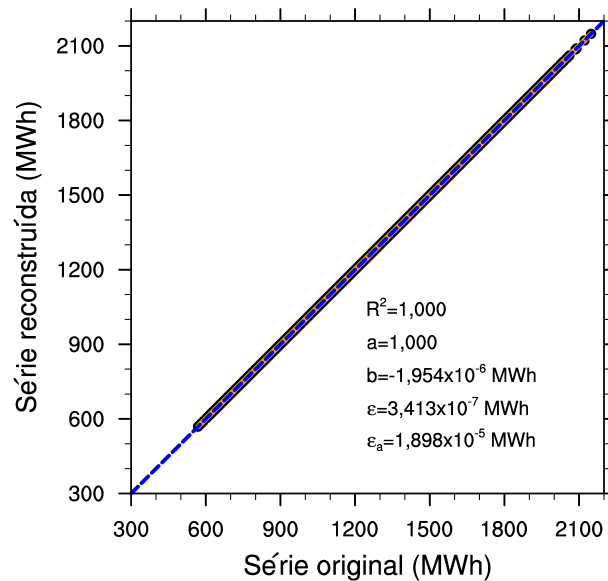
De forma complementar, a figura 4.26 mostra o termo $\Upsilon_{i,j}$ associado à covariância entre distintas IMFs e o resíduo, descrito detalhadamente com a equação 2.12. É interessante relacionar essa figura com a 4.25. A partir da análise das covariâncias tem-se que os modos misturados mais significativos estão entre as IMFs 2,3 e 3,4 e ainda 5,6 e 12,13 com menos impacto. Além do mais, as covariâncias são todas positivas, ou seja, os modos misturados ocorrem através de sinais de IMF com correlações lineares também positivas. Contudo, não são vedados valores negativos. Por característica da técnica, a soma das IMFs com o resíduo deve recuperar o sinal original (equação 2.10). A figura 4.27 mostra uma comparação ilustrativa entre a série original $x(t)$ e a reconstruída $y = x_r(t)$ a partir das componentes da DME. A figura propõe um gráfico de espalhamento para avaliar a série temporal reconstruída. Além disso, métricas estatísticas obtidas a partir de um ajuste de mínimos quadrados e quantificações de erro médio e erro absoluto médio (valores expressos na figura) indicam que a reta ajustada entre as suas séries tem coeficiente angular um, e coeficiente linear oito ordens de grandeza menor do que o valor médio dos dados. Não há nenhum espalhamento no gráfico, indicando a quase perfeição da reconstrução da série original.

Figura 4.26 – Demanda de energia



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

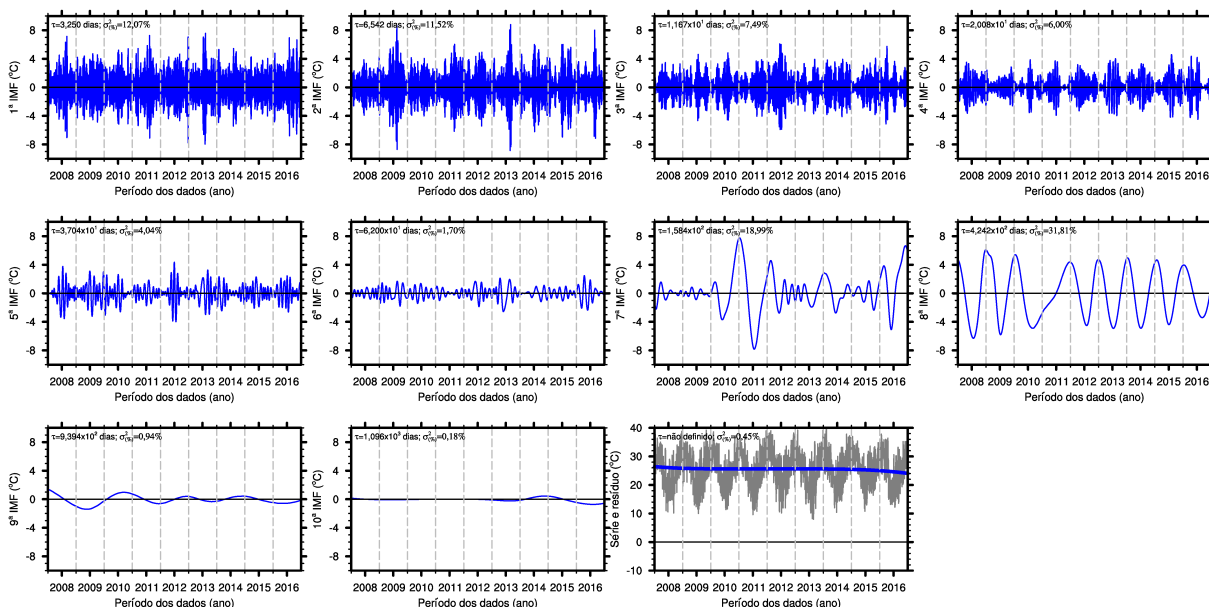
Figura 4.27 – Gráfico de dispersão exibindo a capacidade de reconstrução da série temporal original a partir da soma das componentes obtidas.



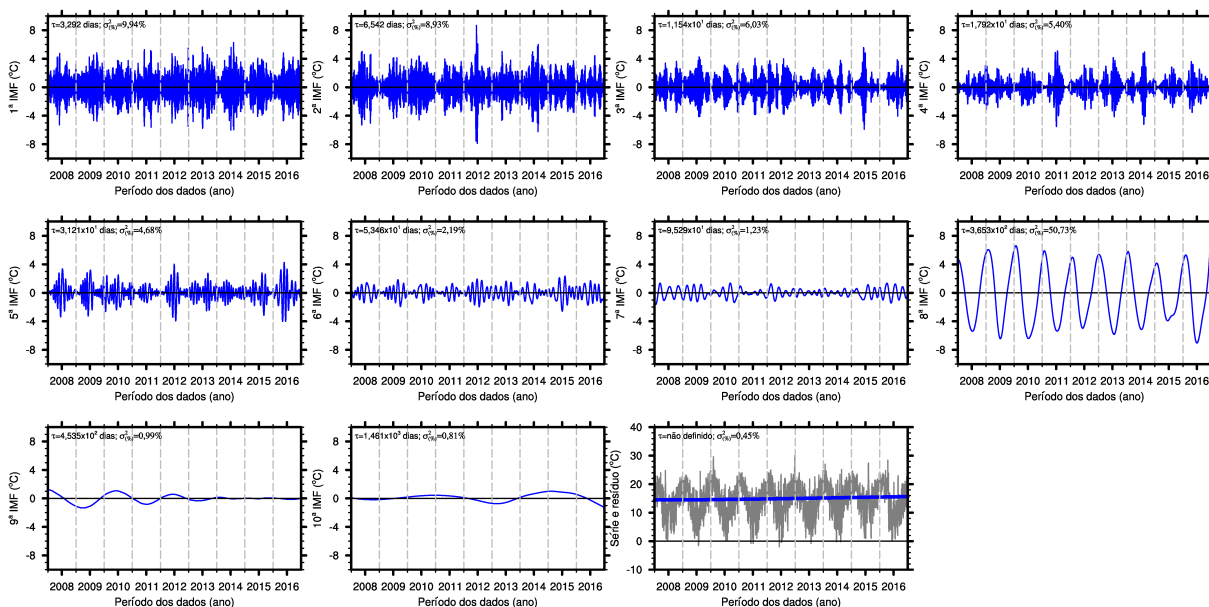
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Novamente, para fins de comparação e ilustração, a figura 4.28 mostra a DME realizada nos sinais de temperatura máxima e mínima, com resolução diária e obtidos na estação convencional do INMET em Santa Maria, RS. Essa apresentação é interessante para perceber as diferenças entre esse resultado e o obtido para a demanda de energia. Em primeiro lugar os dados tem taxas de aquisição diferente, os dados de consumo são horários e a menor escala de tempo determinada foi de aproximadamente 4 horas, enquanto que as decomposições para a temperatura máxima e mínima obtiveram 3,5 e 3,3

dias, respectivamente. Além disso, os parâmetros que determinaram a melhor DME para Figura 4.28 – DME para os valores de temperatura máxima e mínima diária, registrados na estação convencional do INMET em Santa Maria, RS.



(a) Temperatura máxima



(b) Temperatura mínima

Fonte: Própria autora. Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP/INMET).

essas variáveis são diferentes entre si: $R_g = 1\%$ e $N_r = 50$ para temperatura máxima e $R_g = 1\%$ e $N_r = 25$ para a mínima. Logo, não há uma regra de configuração ótima para o uso da dessa técnica, mas sim a necessidade de realizar diversos testes, o que pode ser bastante custoso computacionalmente para séries temporais com muitos pontos. Sobre as variâncias em cada escala de tempo, tem-se da ordem de 20% para a temperatura mínima e 24% para a máxima nas IMFs inferiores a uma semana. Porém, o mais interessante é

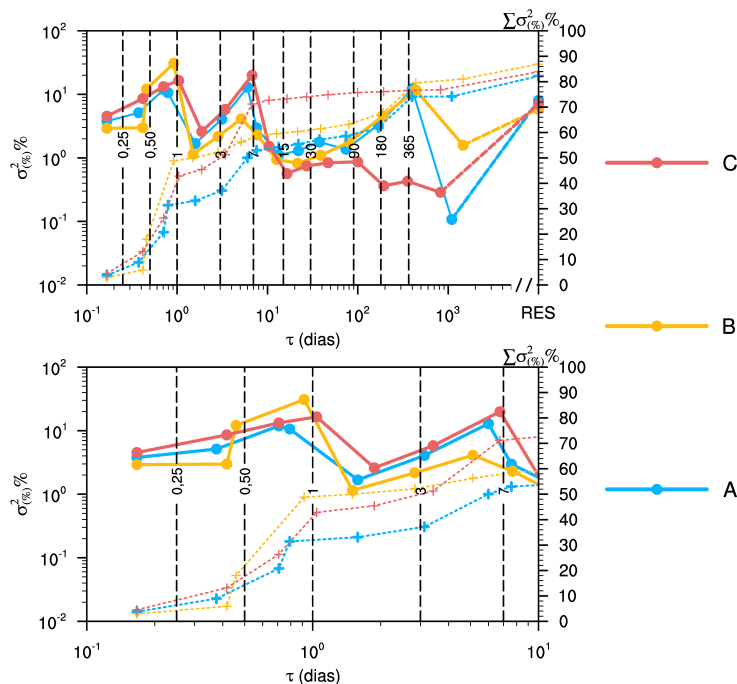
observar o pico de variância na escala de seis meses e na de um ano (aproximadamente) para as DMEs de temperatura. A temperatura mínima tem 50% da variância do sinal na escala de um ano, enquanto a máxima divide um valor similar entre essa escala e a escala de seis meses. Essa componente tão intensa na decomposição de energia consumida não foi diagnosticada, por outro lado naquele sinal há variabilidade do resíduo, enquanto que as decomposições para temperatura não indicam valores significativos (inferiores a 0,5%).

A informações obtidas para cada DME selecionada foram agrupadas para facilitar uma análise mais geral do comportamento da variabilidade do consumo e da temperatura. Infelizmente, as estações automáticas apresentaram muitas falhas durante o período do estudo, não restando uma outra opção que não o uso de dados provindos de observação convencional, com uma menor resolução espacial, porém com menor taxa de falha de aquisição. Neste sentido, foram utilizadas como referências de temperatura para cada uma das regiões A, B e C, as estações meteorológicas de Santa Maria, Porto Alegre e Caxias do Sul respectivamente. Além disso, não se optou por Bento Gonçalves, que já havia sido utilizada (em sua versão automática) para a comparação dos dados do modelo pela indisponibilidade de dados convencionais a partir de 2016.

As figuras 4.29 e 4.30 apresentam gráficos da variância das IMFs em função da escala de tempo para o consumo de energia elétrica das três regiões e para as temperaturas máximas e mínimas respectivamente. Com o intuito de facilitar a visualização da figura 4.29 para a demanda de energia, é apresentada a seguir uma versão ampliada do gráfico com foco nas escalas de até dez dias. Além da variância por escala, as figuras também ilustram a variância cumulativa (linha tracejada), ambas em termos percentuais da variância do sinal original. A figura 4.29 mostra que as observações realizadas sobre o rápido acúmulo de variância nas primeiras escalas de tempo para a região A, discutidas à luz da figura 4.25, que também está presente nas decomposições para as outras regiões com maiores valores até a escala de sete dias. Como destacado anteriormente, a variância acumulada nas IMFs de até uma semana para região A é de 50%, mas atinge valores da ordem de 60% para a B e superior a 70% para região C. Dentro da escala semanal, destaca-se também um pico na escala de tempo diária, com mais de 10% da variância para todos os casos. De fato, após a escala semanal o incremento das variâncias é lento, devido aos baixos valores de variância das escalas entre uma semana e cerca de 90 dias, quando os valores voltam a subir. Ainda, para as três decomposições há 10% da variância no resíduo das mesmas. Há uma diferença interessante para a região C, que não apresenta o pico localizado na escala anual.

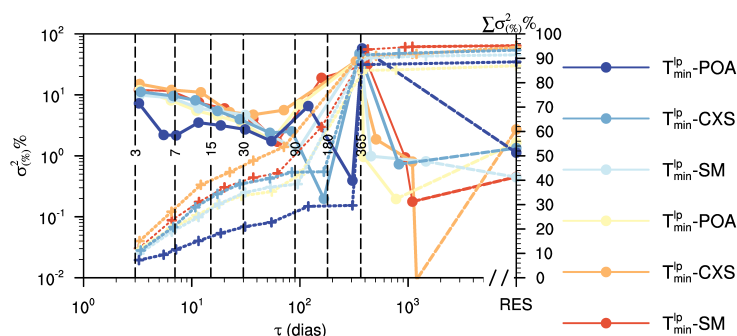
Ao analisarmos a decomposição para as temperaturas máximas e mínimas, a comparação direta entre as menores escalas de tempo fica comprometida em função das diferentes resoluções temporais dos dados. Contudo, há um comportamento bastante semelhante entre as estações, que partem de um valor de variância da ordem de 10% na menor escala de tempo observada. Porém esse valor decresce a partir da escala de 90

Figura 4.29 – Variância, em termos percentuais da variância do sinal original $\sigma_{(\%)^2}$ (eixo vertical esquerdo), em função das escalas de tempo τ obtidas para cada região. As linhas tracejadas mostram a variância acumulada a cada escala $\sum \sigma_{(\%)^2}$ (eixo vertical direito). As linhas tracejadas na vertical destacam valores de tempo em dias. O painel inferior apenas destaca o comportamento das variáveis para $\tau \leq 10 \text{ dias}$.



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Figura 4.30 – Como a figura 4.29, porém para as temperaturas máximas e mínimas obtidas nas estações convencionais de Porto Alegre (POA), Caxias do Sul (CXS) e Santa Maria (SM).



Fonte: Própria autora. Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP/INMET).

dias quando ocorre um aumento de variância em direção à escala anual. Assim, há duas escalas com comportamento semelhante para as duas grandezas: a de até uma semana e a anual. No caso da temperatura, o intervalo de 4 a 7 dias é característico do sistemas frontais, que afetam diretamente o tempo nas três regiões. Assim, as variações de temperatura podem impactar no consumo de energia elétrica, trazendo um ingrediente meteorológico para um problema de engenharia. Além disso, o ciclo anual de temperatura,

com invernos frios e verões mais aquecidos é marcante na decomposição das máximas e mínimas. Após essa escala nenhuma outra é identificada para a temperatura e os valores de variância associados ao resíduo são inferiores a 1% do total, diferentemente do observado em relação ao consumo de energia elétrica.

4.2.2 Análise de curto período

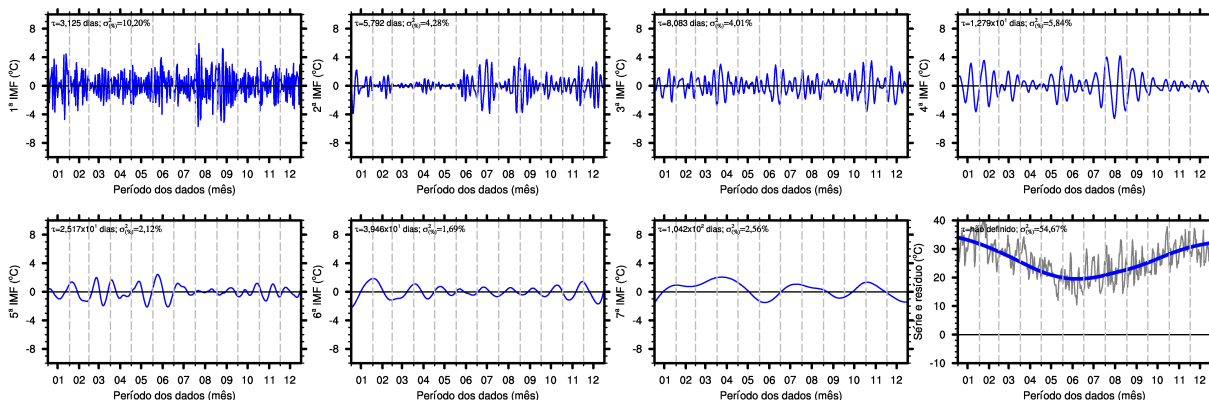
Nesta seção os resultados relativos à decomposição em escalas naturais de oscilação das séries de temperatura e consumo de energia elétrica serão discutidos. Os dados de temperatura empregados são originários das mesmas estações convencionais utilizadas na seção anterior com resolução temporal de 24h e representativas de valores máximos e mínimos de temperatura. Além destas, os dados de temperatura simulados e determinados estatisticamente, como temperaturas características das regiões analisadas, também foram usados. Esses dados simulados tem resolução de uma hora, assim como os dados de carga de energia elétrica.

O resultado da DME de melhor desempenho é apresentado apenas para a região A. Os demais serão discutidos somente em termos de suas escalas de tempo e variâncias. Além do mais, por se tratarem de nove formulações de temperaturas características, apenas a associada à estação meteorológica de Santa Maria será apresentada nesse formato. As figuras 4.31, 4.32 e 4.33 exibem, respectivamente, o resultado das DME para os dados observados e simulados de temperatura e para os dados registrados de consumo de energia elétrica.

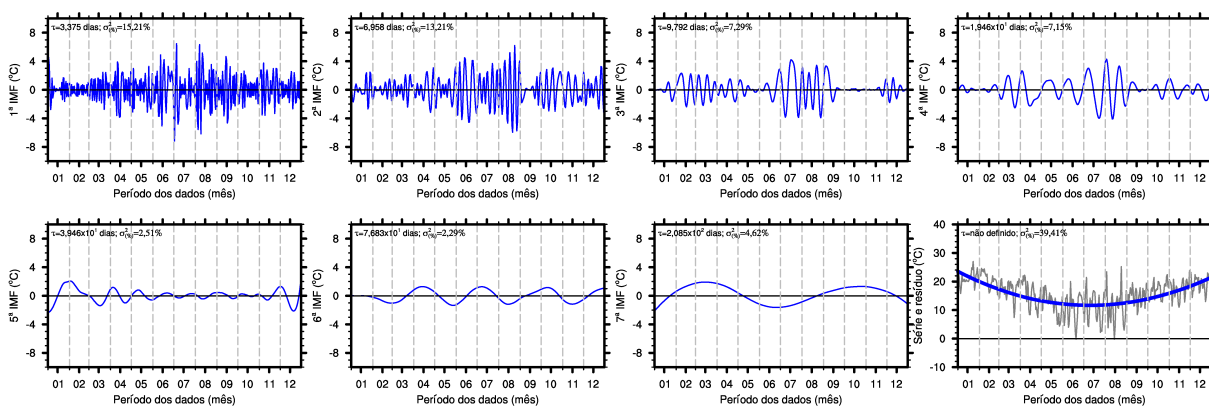
Ao observar as três figuras, antes de mais nada, já chama atenção as diferentes quantidades de IMFs obtidas para cada conjunto. Este é um diferencial da aplicação da DME: a abonação de uma função definida *a priori* para dar forma à base da decomposição. Essa necessidade apresentada por outros bons métodos, como a Transformada de Ondas (MALLAT, 1989), pré define um número de escalas de tempo em função da frequência de aquisição e do tamanho da série. Para os dados aqui apresentados, a DME representou sete IMFs para as temperaturas máximas e mínimas (com taxa de aquisição diária) e 12 para as grandezas com taxa de aquisição horária. Ainda, mesmo os conjuntos com a mesma taxa de aquisição obtiveram valores de escalas de tempo distintas, bem como as variâncias associadas a elas.

A DME pra os dados de temperatura observados indicou a variância do sinal concentrada em dois grupos de escalas bastante distintos. O primeiro deles contendo cerca de 20% para a temperatura máxima e outro em torno de 28% para a temperatura mínima, ficando concentrada nas escalas de tempo até seis a oito dias. É necessário destacar que, em função da taxa de aquisição, a primeira escala de tempo definida para essa grandeza é da ordem de três dias. Logo, tem-se nessa parte do sinal, sobretudo as variabilidades de escala de tempo – escala sinótica. A outra porção significativa da variância ficou concentrada no resíduo (54% para a máxima e 39% para a mínima). Cabe notar que o resíduo

Figura 4.31 – DME para os valores de temperatura máxima e mínima diária, registrados durante o ano de 2014 na estação convencional do INMET em Santa Maria, RS.



(a) Temperatura máxima

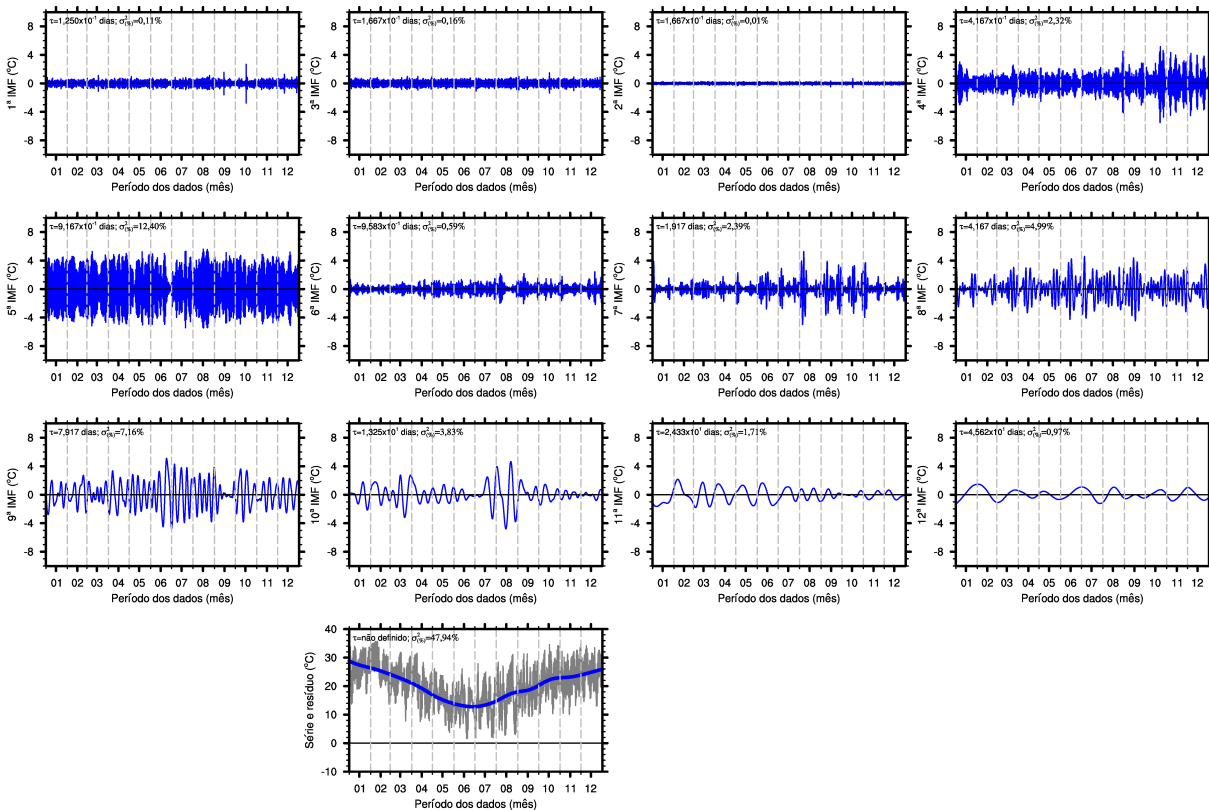


Fonte: Própria autora. Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP/INMET).

aqui equivale à tendência do ciclo anual. Como todo o domínio é equivalente a um ano, é pouco provável que se encontre uma oscilação completa dessa dimensão devido à pouca amostragem. Fazendo uma correção com a figura 4.28, o resíduo apresentado em 4.31 equivale à variância da escala anual.

A figura 4.32 exibe os dados da decomposição para a temperatura simulada pelo modelo WRF. A maior resolução do dado permite que escalas de tempo a partir de três horas sejam identificadas pela DME. Contudo, as três primeiras IMFs variam entre três e quatro horas de escala de tempo, porém acumulam menos de 0,5% da variância total do sinal. É de conhecimento que as pequenas escalas de tempo na atmosfera (inferiores a uma hora) apresentam grande variabilidade devido ao escoamento turbulento. As escalas de duas a dez horas ficam, teoricamente, em uma região denominada de intervalo espectral, onde ocorre um mínimo da densidade de energia cinética turbulenta (STULL, 1988). Esse modelo teórico não é facilmente observado na natureza, contudo as parametrizações físicas de modelos de mesoescala como o WRF assumem essa hipótese rotineiramente (NCAR, 2017). Assim, é justificável a baixa variância na série de temperatura. Além do mais, os modelos geralmente suavizam o escoamento por reproduzirem características médias da célula de grade. A variância começa a ter algum acúmulo ao se aproximar da

Figura 4.32 – DME para os valores de associados à estação meteorológica de Santa Maria, para o ano de 2014, obtidos através da simulação numérica.

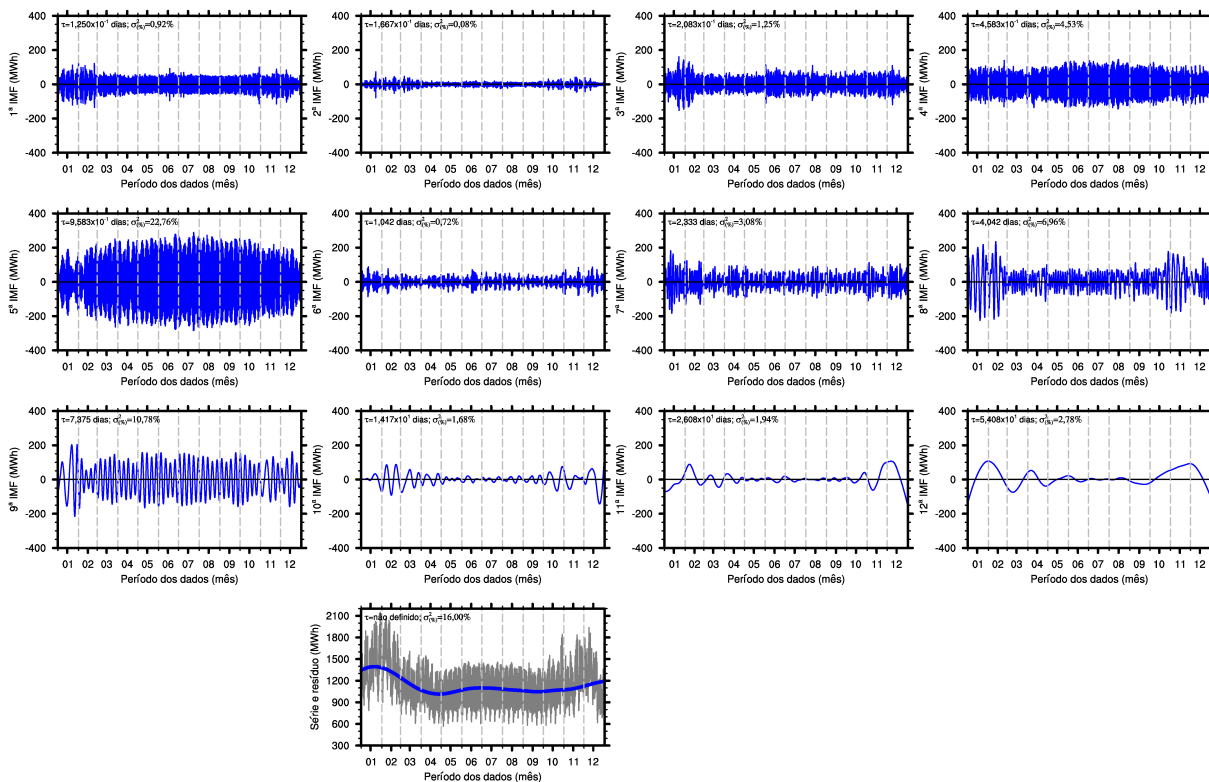


Fonte: Própria autora.

escala de 12h (com 2,5%), sobretudo de um dia, onde uma maior variabilidade das IMFs é identificada, com a variância chegando à cerca de 13%. Depois da escala diária tem-se que observar a variação na escala de quatro a sete dias, dentro do período de retorno de passagens frontais, com uma variância de aproximadamente 12%. Assim, as escalas inferiores a sete dias descreveram cerca de 25% da variabilidade do sinal, tal qual aos dados observados. Outro fator de concordância é o termo residual que descreve em torno de 48% da variância, novamente muito semelhante a aos dados observados. Como no caso das temperaturas da figura 4.31, o resíduo aqui também tem o papel de descrever o ciclo anual da temperatura, identificando claramente os meses os meses mais quentes de verão e os mais frios de inverno.

A figura 4.33 mostra o comportamento das IMFs e do resíduo da decomposição realizada para o sinal de consumo de energia elétrica da região A. Ao fazer a análise das escalas de tempo e frequência deste sinal decomposto, as inferências diretas à padrões atmosféricos não são válidas. Não existe razão direta para o consumo de energia responder à atmosfera. Contudo, de forma indireta, esses fatores podem estar relacionados. Lembrando que um dos objetivos deste estudo é justamente investigar a correlação estatística entre os sinais de temperatura e o consumo de eletricidade, então buscar esses paralelos é fundamental neste contexto. AS IMFs dessa figura apresentam características

Figura 4.33 – Resultado final da EMF escolhida como representativa para o consumo de energia elétrica da região A durante o ano de 2014. Em cada quadro é apresentada uma IMF, além do resíduo e do sinal original no último painel. Além do mais, cada gráfico trás informações sobre a porcentagem da variância do sinal original associado à IMF, bem como sua escala de tempo.



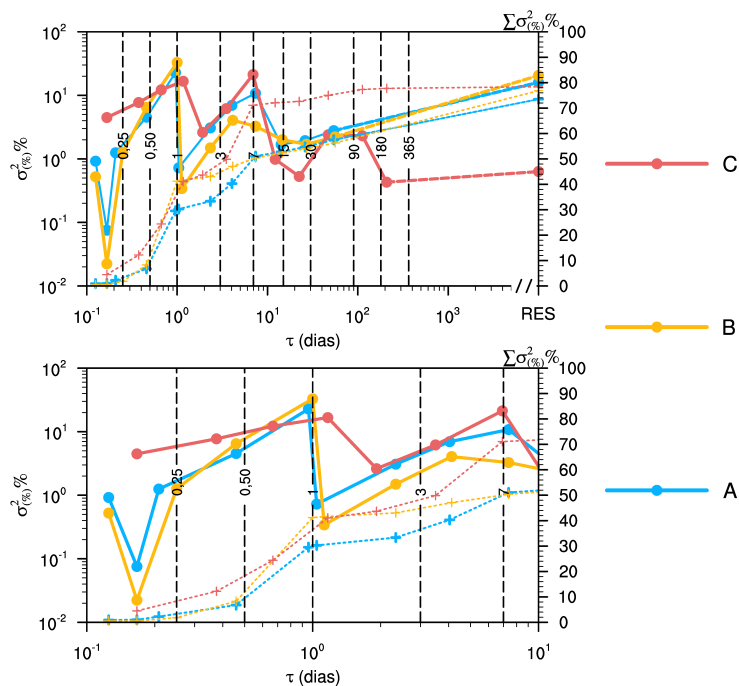
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

distintas em relação às encontradas para a temperatura. Por exemplo, há mais variabilidade nas escalas inferiores a um dia, onde até a escala de 12 horas tem-se em torno de 6,5% (quase três vezes o valor apresentado para a temperatura simulada). Porém, uma grande diferença está na escala diária que para o consumo de energia responde sozinha a cerca de 23% de toda a variância. Esse valor é equivalente à variância acumulada na escala intrassemanal pela temperatura, que por sua vez também é importante para a variabilidade de consumo. Entre três e sete dias, tem-se mais 18% da variância acumulada. Assim, a escala intrassemanal responde por cerca de 40% de toda a variância do sinal. Como consequência, as maiores escalas de tempo acabam tendo pouca significância. Em termos do resíduo, para o ano de 2014 a variância foi de 16%, valor consideravelmente menor que o encontrado para a temperatura. Contudo, o ciclo anual de temperatura é relativamente consistente, com variações é claro, mas com uma forma bem definida apesar das mudanças climáticas e efeitos de longo prazo, muito mais longo que os nove anos desta análise. Já a tendência de consumo é, muito provavelmente, afetada por outros fatores sócio-econômicos, como exibiu o resíduo de longo período da figura 4.25. Vale a pena ressaltar que 2014 é justamente o ano em que tem-se início a inversão da tendência

da fração residual da decomposição apresentada naquela figura. Nota-se que no termo residual do ano de 2014 há uma diminuição do consumo do início para o final do ano. Além do mais, é interessante observar que há um aumento na tendência de consumo nos meses mais frios, o que pode ser associado às correlações negativas encontradas para as temperaturas mais baixas nas análises anteriores.

A partir das figuras 4.34, 4.35 e 4.36 pode-se inferir o comportamento da variância das decomposições nas demais regiões em termos de escalas de tempo. A figura 4.34 mostra o comportamento da variância, das componentes da DME e do consumo de energia elétrica para as três regiões de estudo. Além disso, mostra a evolução da variância acumulada entre as escalas (linha tracejada). Em termos dos picos de valores, as três regiões mostram o mesmo comportamento com um pico diário e outro semanal. Porém, cabe chamar a atenção sobre uma peculiaridade da região C, ao passo que as outras duas tem

Figura 4.34 – Como a figura 4.29, porém apenas para o ano de 2014.



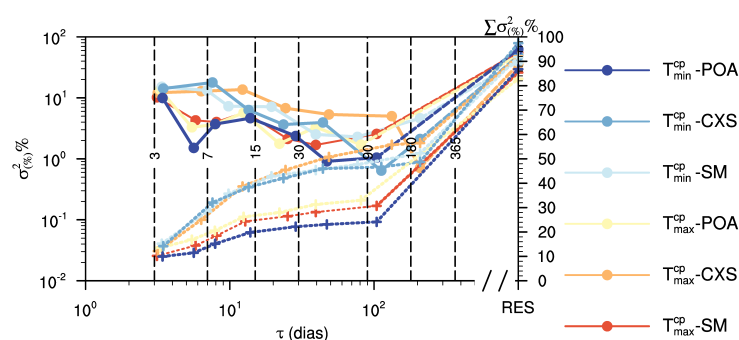
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

um comportamento semelhante nas menores escalas de tempo (inferiores a um dia), essa região já parte de valores mais elevados de variância, em torno de 4% na sua escala inicial $\tau \approx 5h$. É bem verdade que o pico atingido na escala diária é um pouco inferior ao das demais, mas por outro lado sua retomada de crescimento em direção à escala semanal é mais intensa e atinge cerca de 70% do valor total da amostra neste intervalo, ao mesmo tempo que as demais estão na casa dos 50%. Por outro lado, A e B tem um acumulado maior no termo residual, o que não acontece com C. No fim da análise, as três regiões descrevem 80% da variância do sinal original a partir das suas IMFs e de seu resíduo.

A figura 4.35 traz informações de variância e escalas de tempo para a decomposi-

ção realizada nos sinais de temperatura mínima e máxima, nas estações de Porto Alegre (POA), Caxias do Sul (CXS) e Santa Maria (SM). Notam-se claramente dois padrões com diferenças associadas à variabilidade da escala semanal. As temperaturas máximas e mínimas de Caxias do Sul e a mínima de Santa Maria foram mais afetadas por variabilidades na escala semanal. Percebe-se que as séries partem praticamente do mesmo valor de variância e atingem, com seus resíduos, o mesmo valor final. Porém, a escala intrassemanal leva a um crescimento mais rápido da variância acumulada entre as escalas, mostrando que eventos de escala sinótica foram mais significativos ao modificar a temperatura dessas cidades. É interessante ressaltar que as escalas diárias e semanais foram as mais relevantes para o consumo de eletricidade.

Figura 4.35 – Como a figura 4.30, porém para o ano de 2014.



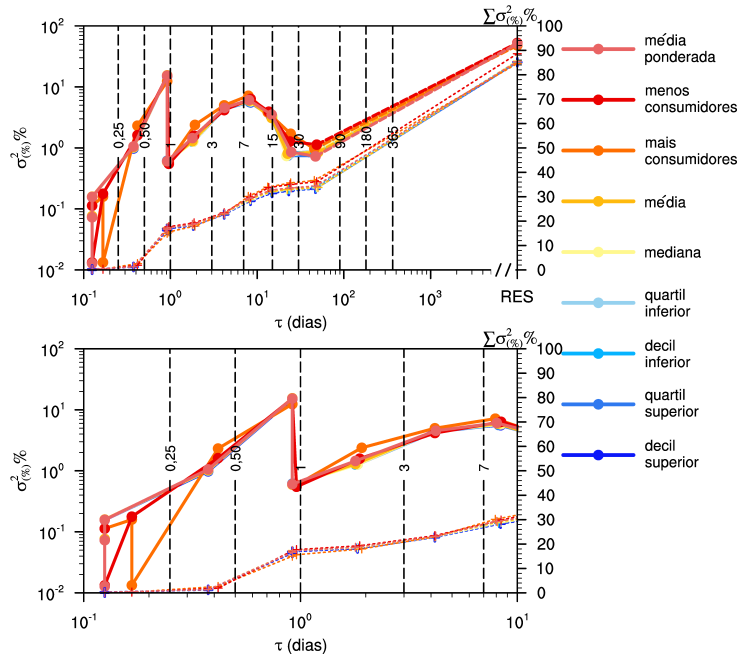
Fonte: Própria autora. Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP/INMET).

As figuras 4.36, 4.37 e 4.38 apresentam os valores de variância em termos das escalas de tempo para as três regiões desta pesquisa. Os dados da figura 4.36 já foram discutidos através da figura 4.33. Contudo cabe reforçar a presença clara dos picos de escala diária e semanal, e o aumento da variância em função do termo residual. Além disso, as diferentes abordagens para a temperatura não induziram variabilidade significativa nas escalas com maior relevância em termos de variância.

Quando avalia-se a figura 4.37 tem-se os dois picos já destacados para a região A. O que chama atenção na região B é uma das abordagens de temperatura exibir um comportamento diferente em termos de variância acumulada nas escalas. Porém, convergindo para um valor de resíduo praticamente comum a todas as curvas. A cidade com menos consumidores dessa região, e que contém uma estação meteorológica é Mostardas, que fica entre a Laguna dos Patos e o Oceano Atlântico. Assim, a localização peculiar deve interferir nas soluções do modelo, em função de diferentes fenômenos físicos típicos de cidade costeira como as brisas. Além do mais, na discussão dos erros do modelo, Mostardas já havia se destacado por apresentar uma amplitude de erros menores, além de exibir um histograma mais simétrico em torno do zero.

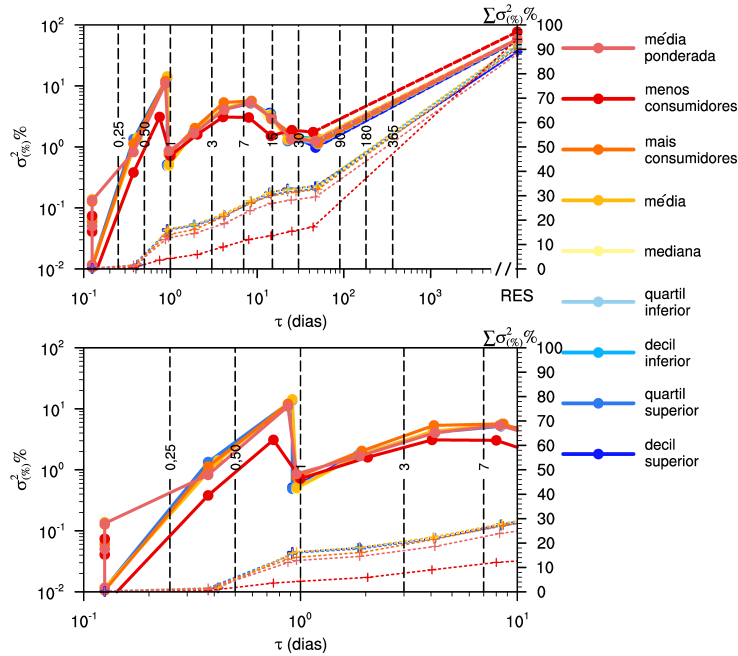
O comportamento apresentado pela figura 4.38, para as temperaturas características da região da região C não se difere significativamente das demais. Os picos diário e

Figura 4.36 – Como a figura 4.29, porém para as temperaturas obtidas de simulação numérica na região A para o ano de 2014.



Fonte: Própria autora.

Figura 4.37 – Como a 4.36 para a região B.

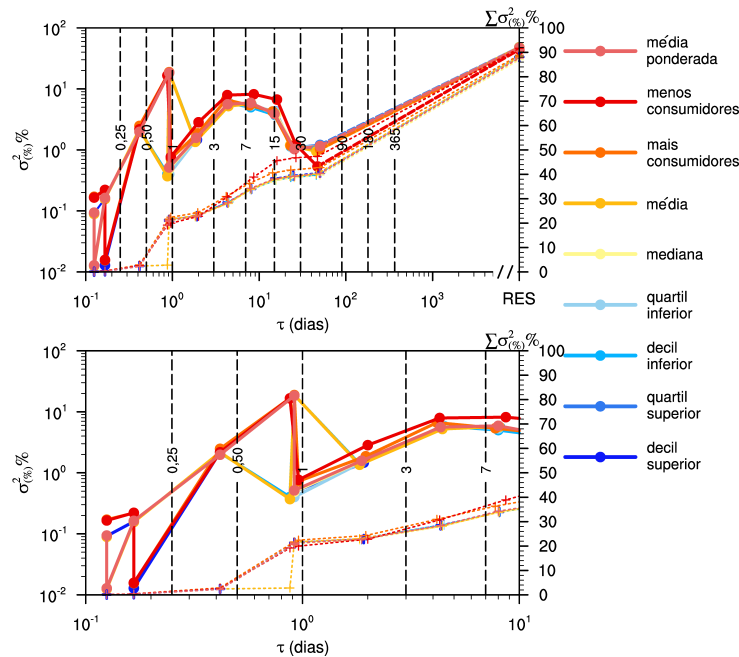


Fonte: Própria autora.

semanal se salientam facilmente, apenas de alguma oscilação entre os pontos indicados para cada temperatura. Essas mudanças abruptas são, em geral, associadas com modos misturados que a técnica de separação não foi capaz de agrupar com semelhantes e, portanto, acabam ficando com valores muito baixos de variância. No final das contas, as IMFs

e o resíduo reproduziram 90% da variabilidade do sinal original.

Figura 4.38 – Como a 4.36 para a região C.



Fonte: Própria autora.

4.3 REVISITANDO AS CORRELAÇÕES DE TEMPERATURA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A análise da DME identificou escalas de tempo comuns entre os dados de demanda de energia elétrica e de temperatura. O objetivo desta unidade é retomar a discussão sobre a correlação entre as grandezas, pensando não mais nos sinais brutos mas nos rearranjos em termos das escalas resultantes da DME. Pela equação 2.10 pode-se recuperar o sinal completo a partir da soma das IMFs e do resíduo, conforme também ilustrou a figura 4.27. Porém, pode-se criar uma série temporal alternativa, pela soma das escalas de tempo de interesse. Assim, a função $x(t)$ reconstruída pela equação 2.10 pode fornecer uma série parcialmente reconstruída, dada por:

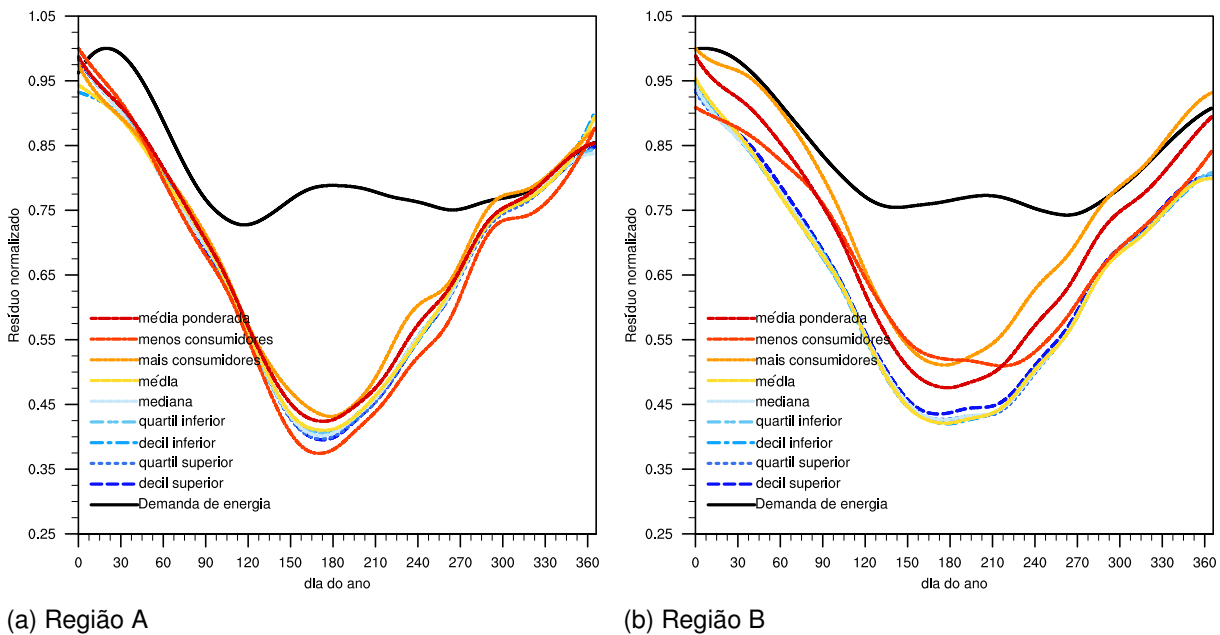
$$x_{pr}(t) = \sum_k \mathcal{F}_k(t) \quad (4.2)$$

onde $\mathcal{F}_k(t)$ são as k -ésimas componentes que se deseja adicionar para compor $x_{pr}(t)$, sejam elas IMFs ζ_{α_k} , sendo $\alpha = T, DE$ e k a ordem da IMF ou o resíduo resíduo $R_{n\alpha}$. Como um primeiro passo é interessante descrever o papel do próprio resíduo no comportamento da correlação $R_{DE,T\alpha}$. A figura 4.39 mostra gráficos com os resíduos dos sinais de temperatura e consumo de energia para as três regiões de interesse.

Observa-se claramente que existem dois padrões: um para as regiões A e B, e

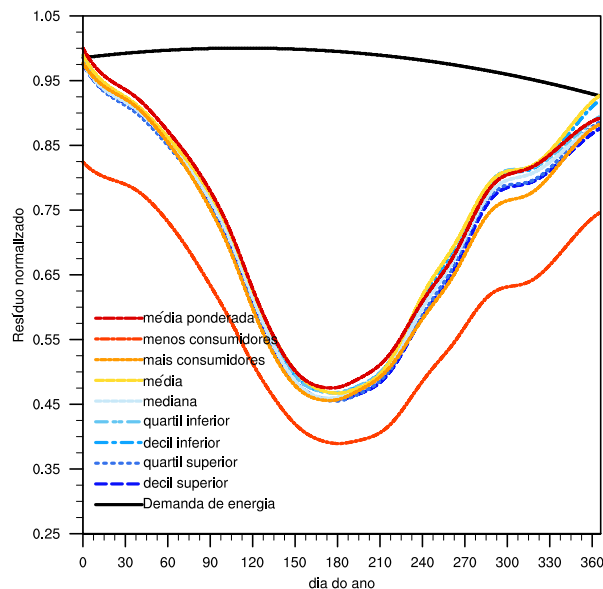
outro para a C. No primeiro há um comportamento correlacionado para os primeiros 100 dias do ano aproximadamente, ou seja, final do verão e início do outono. Neste caso as

Figura 4.39 – Comportamento dos resíduos normalizados de consumo de energia elétrica e temperatura (pelo máximo valor da categoria) em função do dia do ano para 2015. As linhas coloridas descrevem o comportamento das 9 proposições de temperatura enquanto a preta o resíduo associado à decomposição em modos empíricos do consumo.



(a) Região A

(b) Região B



(c) Região C

Fonte: Própria autora.

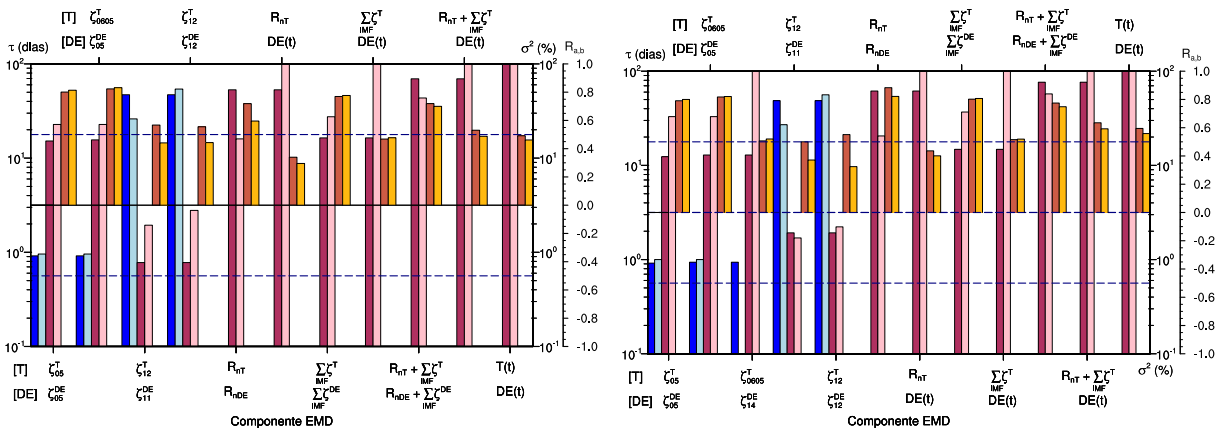
temperaturas estão diminuindo e o consumo também. Porém quando o valor normalizado da temperatura atinge em torno de 75% do máximo há uma mudança na tendência da demanda de energia, que passa a subir enquanto a temperatura diminui, induzindo uma situação de anticorrelação. Os máximos de temperatura que normalizaram os resíduos

são $T_{cm} = 29,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ para a região A e $T_{cm} = 29,69\text{ }^{\circ}\text{C}$ para a B, resultando em uma temperatura de inversão da ordem de $22\text{ }^{\circ}\text{C}$ para as duas regiões. Esse valor está no intervalo daqueles obtidos para os diferentes horários a partir do ajuste de um polinomial descrito pelas equações 4.1. Quando o resíduo de temperatura chega ao seu mínimo, o consumo atinge um máximo local, voltando a diminuir enquanto a temperatura aumenta, sustentando a condição de anticorrelação. Ao atingir novamente uma temperatura de aproximadamente $22\text{ }^{\circ}\text{C}$ as curvas voltam a ficar em fase e a correlação se torna positiva. Dessa descrição geral as curvas para a região A apresentam uma pequena diferença no início do ano quando um outro máximo local no resíduo do consumo é atingido, induzindo um comportamento anticorrelacionado antes deste máximo. Além do mais, o máximo local de consumo, associado aos mínimos valores do resíduo de temperatura é mais evidente na curva de A. Para os resíduos associados às decomposições para a região C, os sinais estão fora de fase em todo o período. De fato, 2014 apresenta um comportamento de inversão no consumo, que crescia até então. Este efeito foi bem mais significativo para a região da Região C, a qual possui o maior polo industrial do Rio Grande do Sul.

Como visto na figura 4.33, e outras semelhantes, o comportamento das IMFs pode não ser tão suave quanto o do resíduo. Além disso, quando menor o período (ou seja, maior a frequência) da IMF, mais complexo o sinal se torna. Assim, não é conveniente fazer uma análise qualitativa para as correlações entre as demais escalas. Neste sentido, a figura 4.40 apresenta os valores obtidos para as correlações lineares e não lineares entre diferentes IMFs, composições de IMFs (com e sem o resíduo), resíduos e sinais originais, obtidos para as três regiões. Foram consideradas as IMFs com correlação linear absoluta superior a 0,5. Nos gráficos da figura 4.40 cada combinação é indicada pelo número da IMF (com dois algarismos), pelo resíduo $R_{m\alpha}$ ou combinação (soma) destes. Além do mais, pelo fato da DME não ser paramétrica, por vezes o método determina duas escalas de tempo muito semelhantes. Neste caso, quando $\frac{\Delta\tau}{\tau_k} \leq 0,05$, sendo $\Delta\tau = \tau_k - \tau_{k-1}$, as IMFs foram adicionadas (ou seja, uma diferença de 5% entre as escalas de tempo). Essa combinação foi indicada pela composição dos pares de algarismos indicativos de cada IMF ζ_k^α . No caso das IMFs compostas, o período é dado pela média dos períodos, enquanto a variância pela soma das variâncias de cada IMF envolvida. Complementando as combinações de IMFs, foram somadas todas aquelas que apresentaram correlação com alguma IMF da outra amostra, indicadas no gráfico por $\sum_{IMF} \zeta^\alpha$, onde α é T para temperatura ou DE para a demanda de carga.

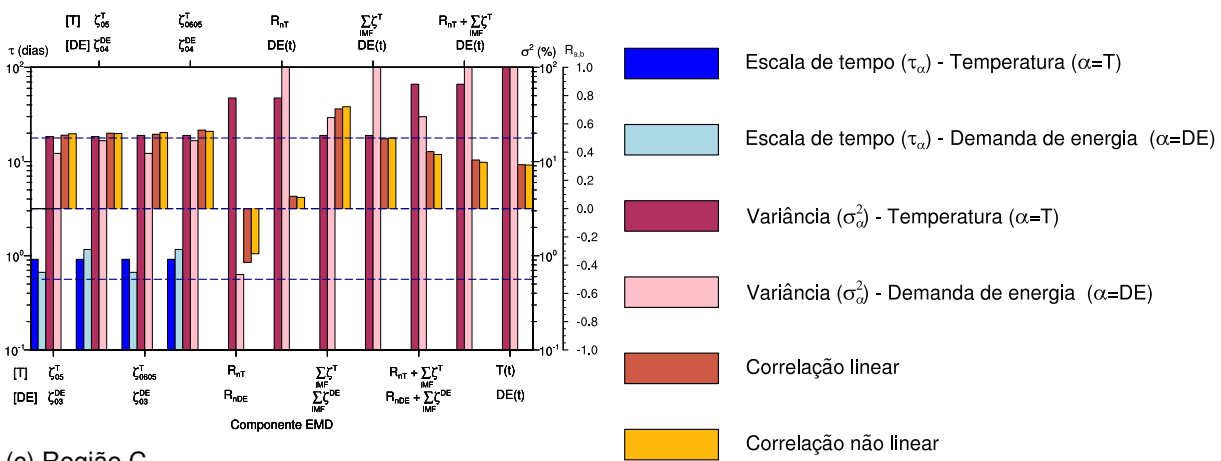
A figura 4.40(a), relativa à região A, apresentou correlações acima do limiar definido entre as IMFs $\zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$, $\zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{11}^{DE}$, $12 \leftrightarrow 12$, sendo o primeiro par de algarismos relacionado à temperatura e o segundo ao consumo de energia. Além disso, a temperatura apresentou duas IMFs com períodos semelhantes ζ_{0605}^T , bem correlacionada à ζ_{05}^{DE} de demanda de energia. Nesses casos, as IMFs tem período semelhante (da ordem de um dia, para $\zeta_{0605}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$) com variâncias entre 15% e 25% do total. Tais escalas tem coeficientes

Figura 4.40 – Escalas de tempo τ , fração da variância total σ_2 e correlação linear $R_{a,b}$ para diferentes séries temporais compostas por IMFs e composições de IMFs de temperatura e demanda de energia elétrica com correlações absolutas superiores ou iguais a 0,5. Ainda são apresentadas séries compostas pela adição das IMFs aos respectivos resíduos. Os parâmetros associados às DMEs de temperatura estão na primeira linha do eixo horizontal (superior o inferior) enquanto para a demanda de energia estão na segunda linha destes eixos.



(a) Região A

(b) Região B



(c) Região C

Fonte: Própria autora.

de correlação da ordem de 0,8, indicando uma boa correlação geral entre elas. Já para as escalas $\zeta_{11}^T \leftrightarrow \zeta_{12}^{DE}$ e $12 \leftrightarrow 12$ (maiores valores de período identificados, com valores entre 30 e 60 dias, a correlação ficou próxima ao limiar de corte. Contudo, essas escalas correspondem a quantidades inferiores a 0,3% da variância total do dado. Por outro lado, quando comparam-se os resíduos das duas séries originais $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE}$, a correlação linear fica por volta de 0,7, corroborando com a análise qualitativa da figura 4.39(a), que havia indicado correlação em uma parte da amostra e anticorrelação em outra porção menor. A análise do resíduo é importante, sobretudo para a temperatura, pois para a amostra ele foi responsável pela maior variabilidade do sinal. Porém, somente o resíduo da DME da série de temperatura não é explicativo da variabilidade do sinal de demanda de energia

$R_{nT} \leftrightarrow DE(t)$, em função da baixa correlação entre eles. Neste caso, mais escalas são necessárias para representar tal variabilidade, assim como tão pouco a soma de todas as escalas correlacionadas entre temperatura e consumo $\sum \zeta^T \leftrightarrow DE(t)$ são. Todavia, quando considera-se as composições de IMF $\sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow \sum_{IMF} \zeta^{DE}$, tem-se correlações novamente na ordem de 0,8, muito influenciadas pelas menores escalas de tempo. A soma dessas composições com seus respectivos resíduos $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow R_{nDE} + \sum_{IMF} \zeta^{DE}$ também são relevantes, indicando que a série formada pelas decomposições é mais completa em termos de escalas e com melhor correlação, uma vez que simplesmente o resíduo com a soma de IMFs de temperatura é limiarmente suficiente para explicar a variabilidade da demanda de energia $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow DE(t)$, em função de sua correlação ser da ordem de 0,5, bem como os sinais originais $T(t) \leftrightarrow DE(t)$.

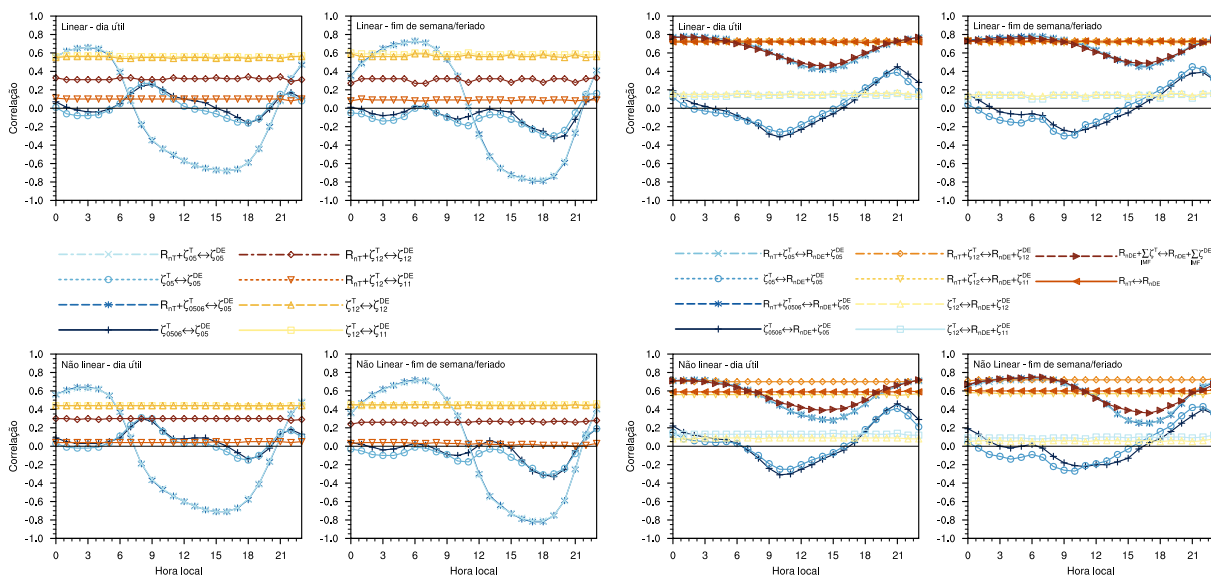
Para a região B, na figura 4.40(b), os resultados são muito similares – tanto em escalas correlacionadas como em valores de correlação, sendo estes maiores que os encontrados para a região anterior. Destaca-se o valor de correlação superior a 0,8 entre os resíduos, concordando com a análise qualitativa realizada na figura 4.39(b), bem como para a correlação $\sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow \sum_{IMF} \zeta^{DE}$. Por outro lado, para a região C, a figura 4.40(c) apresenta valores próximos ao limiar para as escalas correlacionadas $\zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{03}^{DE}$, $\zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{04}^{DE}$, $\zeta_{0605}^T \leftrightarrow \zeta_{03}^{DE}$ e $\zeta_{0605}^T \leftrightarrow \zeta_{04}^{DE}$, que são da ordem de um a dois dias, mostrando que a demanda dessa região é menos dependente da variabilidade diária da temperatura. Além do mais, como sugerido qualitativamente através da figura 4.39(c), a correlação dos resíduos $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE}$ é negativa. Contudo, esse valor negativo não é suficiente para considerar uma anticorrelação significativa, sendo em módulo inferior à 0,4. Adicionalmente, a composição de IMFs e resíduo se mostrou insuficiente para descrever a variabilidade do sinal original de demanda de energia $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow DE(t)$, bem como estas composições não se correlacionam entre si, como indicado pelos valores de $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow R_{nDE} + \sum_{IMF} \zeta^{DE}$. Em oposição, as variabilidades das escalas combinadas $\sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow \sum_{IMF} \zeta^{DE}$ apresentaram correlações da ordem de 0,7, mostrando um ponto em comum em termos das escalas decompostas. Além disso, essa variabilidade composta de temperatura foi a única amostra que obteve alguma correlação limiarmente notável com o sinal original de consumo de energia elétrica, como visto no diagrama de barras para $\sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow \sum_{IMF} \zeta^{DE}$.

Para complementar a análise de correlação entre as diferentes séries temporais, associadas às escalas decompostas via DME, as figuras 4.41, 4.42 e 4.43 exibem o comportamento dos valores de coeficientes de correlação, por horário do dia, para as regiões A, B e C, respectivamente. Cada uma das figuras mencionadas possui três quadros (a, b e c),

cada um com gráficos contendo os coeficientes de correlação lineares e não lineares, obtidos para as amostras de dias úteis e finais de semana/feriados. As IMFs e composições a partir de soma dessas componentes e resíduos consideradas são as mesmas destacadas na figura 4.40, sendo que o quadro (a) refere-se às IMFs de temperatura e suas composições correlacionadas com as IMFs de demanda de energia. O quadro (b) considera as mesmas séries temporais de temperatura, contudo as correlacionada com composições de resíduo e IMFs de consumo de energia elétrica. Além disso, são comparadas neste quadro, as correlações resíduo-resíduo e as somas de todas as IMFs correlacionadas. Já o quadro (c) mostra essas comparações com o sinal original da demanda de energia elétrica.

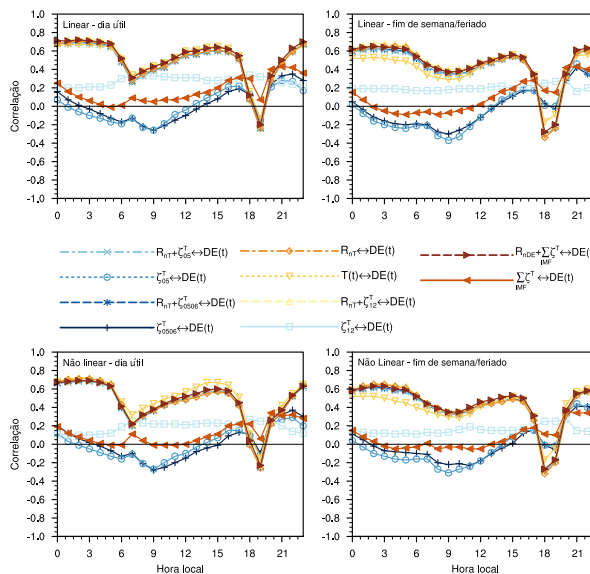
Na figura 4.41(a) observa-se que as escalas de tempo da ordem de um dia $\zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$ e $\zeta_{0506}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$ possuem um coeficientes de correlação horários que indicam pouca correlação entre esses dados. Contudo, as escalas de menor frequência $\zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{11}^{DE}$ e $\zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{12}^{DE}$ já apresentam coeficientes positivos acima de 0,5. Isso indica que a variabilidade diária, apesar de bem correlacionada para a amostra total, não é necessariamente correlacionada em cada horário, ou seja, nessa escala a variabilidade de demanda de energia de uma dada hora, em função da variabilidade de temperatura, não é diretamente ligada aos dias anteriores. Porém, quando a escala de tempo é maior, como da ordem de um mês, o consumo horário é mais associado à variabilidade de temperatura. Essas observações são válidas tanto para dias úteis como finais de semana/feriados. Além disso, as escalas de período de um dia, mesmo que com valores pouco significativos, esboçam um ciclo diário, lembrando o discutido para as correlações horárias dos sinais originais discutidas nas figuras 4.10 a 4.19 na seção 4.1.2, página 73. Naqueles casos, em geral, tem-se a correlação entre temperatura e demanda de energia aumentando no início da noite e diminuindo no fim da madrugada/início da manhã, com um mínimo local às 6h. Aqui, um máximo local é identificado às 9h, um mínimo às 19h e outro máximo às 22h. É interessante que o mínimo das 19h é comum às duas análises. Esse ciclo também se mostra presente nos finais de semana, porém com correlações ainda menores. Por outro lado, quando o resíduo de temperatura é adicionado às escalas diárias $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$ e $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{0506}^{DE}$, tem-se uma amplificação no ciclo diário de correlações, com características semelhantes nos dias úteis e finais de semana. Ainda neste caso, os valores se estabelecem de maneira significativa, perdendo relevância nas inversões de sinal – muda de comportamento correlacionado para anticorrelacionado no início da manhã e da noite. Com a adição do resíduo, a tendência de temperatura fica melhor identificada nessa composição de sinal. Assim, durante a noite, a menor variabilidade decrescente de temperatura, associada à variabilidade decrescente de demanda de energia elétrica impõe características positivas à correlação. Durante a manhã, o acréscimo no consumo, (nessas escalas) inverte o comportamento de correlação tornando-se anticorrelacionada. Nos finais de semana, como observado para o sinal original, a retomada do consumo acontece em um horário da manhã posterior aos dias úteis. Isso também é observado na inversão do sinal de correlação entre as es-

Figura 4.41 – Correlação entre os dados horários de diferentes combinações de escalas de temperatura e consumo de energia elétrica para a região A.



(a) Interescalas

(b) Resíduo



(c) Sinal original

Fonte: Própria autora.

calas $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$ e $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{05}^{DE}$. Já a adição do resíduo às escalas mensais $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{11}^{DE}$ e $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{12}^{DE}$ acaba por diminuir de forma similar a correlação em todos os horários. Além do mais, não há diferença significativa entre as correlações lineares e não lineares.

Na figura 4.42(b) temos os coeficientes de correlação entre diferentes combinações de escalas temporais de temperatura com escalas de variabilidade de demanda de energia elétrica, influenciados pelo resíduo dessa decomposição. Quando as escalas diárias e mensais são comparadas diretamente com a superposição da variabilidade diária e

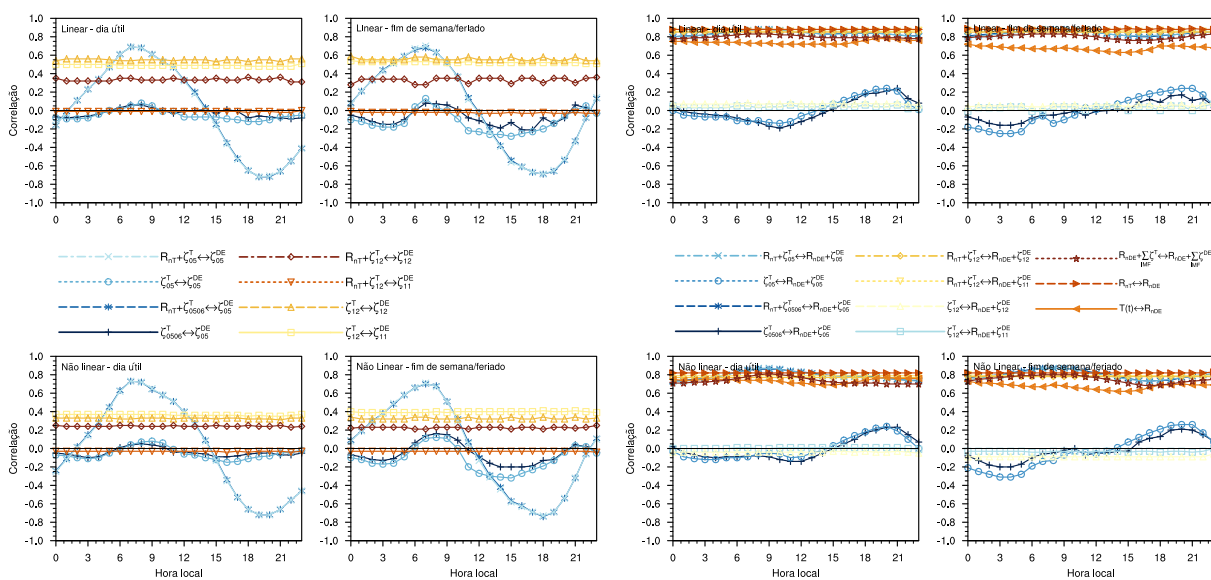
mensal de demanda de energia com o seu resíduo, identificadas por $\zeta_{05}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{05}^{DE}$, $\zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{11}^{DE}$ e $\zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{12}^{DE}$, os valores de correlação não são suficientes para indicar um comportamento correlacionado. Além do mais, de forma similar à figura 4.42(a), $\zeta_{05}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{05}^{DE}$ e $\zeta_{0506}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{05}^{DE}$ revelam um ciclo diário, porém os baixos valores dos coeficientes não permitem avaliar esse comportamento. De toda forma, cabe ressaltar os horários coincidentes de máximos e mínimos para os dias úteis e finais de semana. Contudo, quando os resíduos de temperatura são incluídos, $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{05}^{DE}$, $R_{nT} + \zeta_{0506}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{05}^{DE}$, $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{11}^{DE}$ e $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{12}^{DE}$, os valores dos coeficientes indicam correlações positivas e consideráveis entre essas escalas para todas as horas do dia. Além disso, são consideradas as composições entre resíduos e todas as escalas correlacionadas $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow R_{nDE} + \sum_{IMF} \zeta^{DE}$ e apenas entre resíduos $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE}$. Os coeficientes indicam uma boa correlação, a cada horário, para essas composições, sobretudo para as que levam em conta apenas o resíduo ou resíduo e as IMFs de escala mensal, destacando o comportamento bem correlacionado das variações de baixa frequência.

A figura 4.41(c) apresenta, de forma geral, muitas semelhanças com a correlação horária entre os sinais originais de temperatura e demanda de energia $T(t) \leftrightarrow DE(t)$, reproduzida novamente nesta figura para fins de comparação. A correlação das IFMs puras com a série temporal de demanda de energia $\zeta_{05}^T \leftrightarrow DE(t)$, $\zeta_{0506}^T \leftrightarrow DE(t)$ e $\zeta_{12}^T \leftrightarrow DE(t)$ exibem valores para os coeficientes de correlação que não indicam uma influência direta dessas escalas de variação de temperatura no consumo de energia. Porém, é interessante comparar o comportamento das escalas de 1 dia dessas séries às 19h, uma vez que elas reproduzem o mesmo padrão abrupto no comportamento da correlação entre as duas séries originais. Esse padrão também é observado para a correlação entre a soma das IMFs e o sinal original $\sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow DE(t)$. Já a correlação entre a série de escala mensal-bimestral não mostra esse comportamento, indicando que ele é uma influência da interação com os modos de mais alta frequência. De fato, quando analisada a soma de todas as IMFs selecionadas, a diminuição abrupta das 19h é suavizada. Além do mais, quando são consideradas séries construídas levando em conta o resíduo $R_{nT} \leftrightarrow DE(t)$ e suas composições com outras IMFs $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow DE(t)$, $R_{nT} + \zeta_{0506}^T \leftrightarrow DE(t)$, $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow DE(t)$ e $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow DE(t)$, o comportamento é bastante similar ao da correlação entre os sinais originais, reforçando a influência das escalas diárias, que possuem parte relevante da variabilidade dos sinais, na correlação entre temperatura e consumo de energia elétrica. Salienta-se também a semelhança entre dias úteis e finais de semana ao observar-se as correlações entre as escalas de temperatura e a demanda de energia. Ainda, os finais de semana e feriados não exibem o mínimo local persistente às 9h. Nesse horário, as escalas diárias apresentam um pequeno máximo local enquanto a escala mensal é menos afetada. Assim, tem-se uma evidência de que o comportamento de diminuição da

correlação entre os sinais de temperatura e demanda de energia nos horários de transição madrugada-manhã e tarde-noite estão associados às escalas de maior frequência de variabilidade. Quanto à linearidade ou não das correlações, aos finais de semana as composições exibem um comportamento bastante semelhante enquanto que para os dias úteis há uma pequena diferença entre as escalas compostas por resíduos e IMFs e o sinal original, motivados basicamente pela interação com a escala mensal.

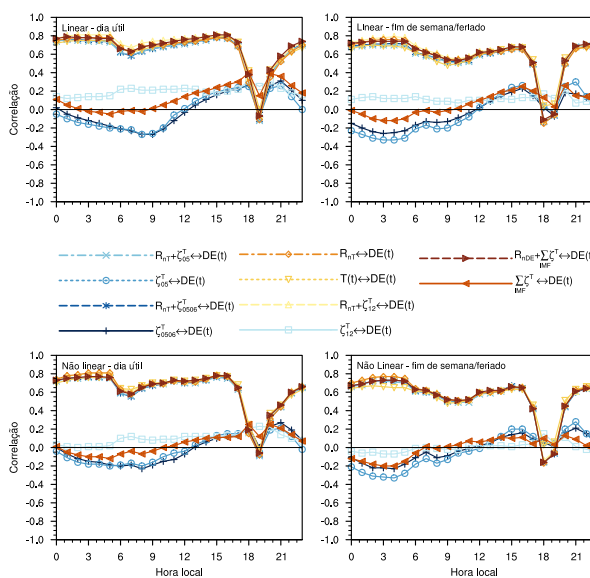
O comportamento indicado pela figura 4.42 para a região B é bastante semelhante ao diagnosticado para a A. Essa constatação já havia sido realizada na discussão para os coeficientes de correlação dos sinais totais. Cabe destacar os maiores valores de

Figura 4.42 – Como a figura 4.41, porém para a região B.



(a) Interescalas

(b) Resíduo

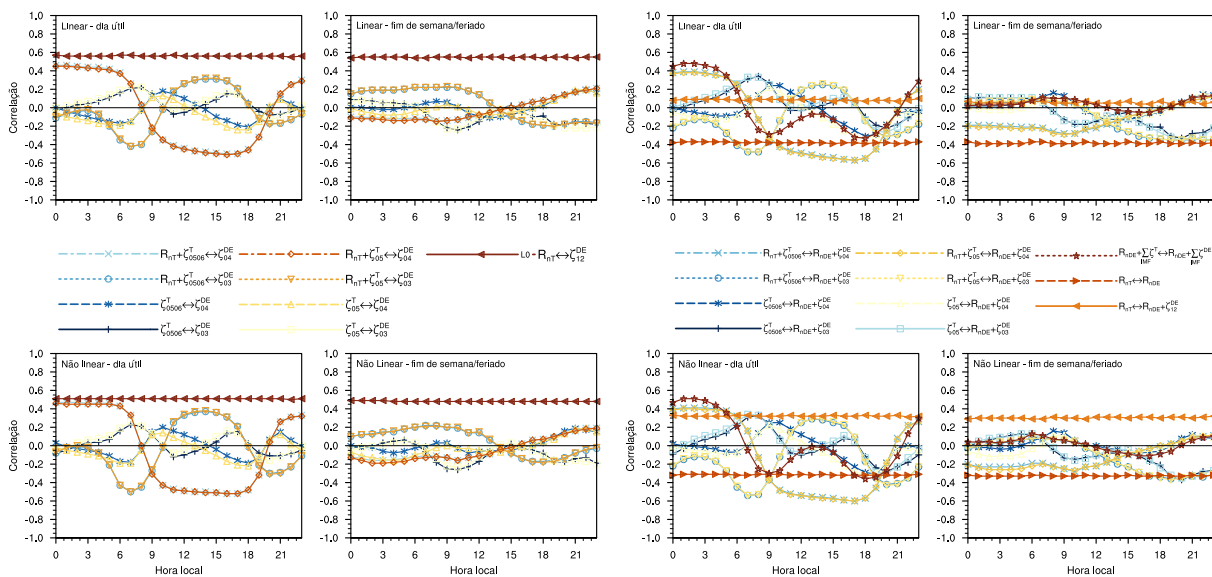


(c) Sinal original

correlação obtidos entre as séries avaliadas para essa região, onde na figura 4.42(a) destacam-se as interações entre as escalas mensais-bimestrais $\zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{11}^{DE}$ e $\zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{12}^{DE}$. Não há diferença significativa entre dias úteis e finais de semana, contudo as correlações lineares apresentaram maior coeficiente. É interessante notar que a inclusão dos resíduos diminui a correlação, sobretudo para $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow \zeta_{11}^{DE}$, onde o valor é zero para todos os horários. Na figura 4.42(b) se mostram significativas as correlações entre escalas contendo a contribuição do resíduo em mais de uma IMF somada de alta frequência $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{05}^{DE}$, $R_{nT} + \zeta_{0506}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{0506}^{DE}$ e baixa frequência $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{11}^{DE}$, $R_{nT} + \zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{12}^{DE}$ e $R_{nT} + \sum_{IMF} \zeta^T \leftrightarrow R_{nDE} + \sum_{IMF} \zeta^{DE}$. A correlação entre as escalas de temperatura associadas às baixas frequências, ou maiores períodos, $\zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{11}^{DE}$, $\zeta_{12}^T \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{12}^{DE}$ é exceção, analogamente ao observado para a região A. Além do mais, essas composições apresentam melhor correlação horária que o sinal original de temperatura ao descrever o resíduo da demanda de energia $T(s) \leftrightarrow R_{nDE}$, novamente indicando que nem todas as escalas de variabilidade de um sinal influenciam no outro. Ao se considerar as correlações entre as séries construídas por IMFs de temperatura e combinações delas com seu resíduo com o sinal original de consumo de energia elétrica, os sinais compostos por IMFs e resíduos obtiveram basicamente o mesmo resultado que os dois sinais originais sozinhos. Isso destaca que são essas as escalas que promovem a correlação entre as séries originais, uma vez que são bem correlacionadas e descrevem uma parte significativa da variabilidade das séries temporais em função de suas variâncias.

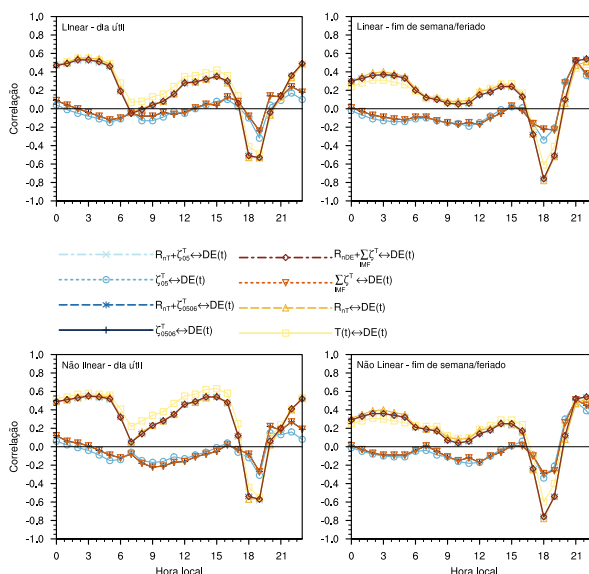
O comportamento das correlações entre as séries obtidas por combinação de IMFs e resíduos associados aos dados da região C, a exemplo do obtido para os dados originais, são bastante distintos daqueles obtidos para as região A e B, como mostra a figura 4.43. Especificamente sobre as correlações interescalas (figura 4.43(a)), além das diferenças nos valores de correlação, para essa região também foram identificados dois modos de oscilação de menor período para a demanda de energia, σ_{03}^{DE} e σ_{04}^{DE} de 6h e 12h respectivamente. A IMF 06 dessa amostra, com período de um dia possui boa parte da variância do sinal original (cerca de 30%) e não foi identificado como correlacionado com nenhuma outra escala. Para a DME da temperatura, as escalas diárias são identificadas como correlacionadas com a variabilidade da energia. De forma específica para os dias úteis, chama-se a atenção para o comportamento das correlações entre as séries $R_{nT} \leftrightarrow \zeta_{12}^{DE}$, pelo valor um acima do limiar de 0,5. Essa IMF do sinal de energia se comporta de forma similar, em relação ao resíduo de temperatura, às mesmas escalas referentes as regiões A e B. Além disso, os horários de transição madrugada-manhã e tarde-noite, são marcados por mudanças no comportamento das correlações entre as escalas $R_{nT} + \zeta_{0506}^T \leftrightarrow \zeta_{04}^{DE}$ e $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{04}^{DE}$ que passam de positivas a negativas entre às 6h e 9h, obtendo valores absolutos próximos de 0,5 fora da transição. Comportamento oposto exibem as escalas $R_{nT} + \zeta_{0506}^T \leftrightarrow \zeta_{03}^{DE}$ e $R_{nT} + \zeta_{05}^T \leftrightarrow \zeta_{03}^{DE}$ que passam de negativas a positivas entre 9h e 12h. Essa variabilidade indica o papel distinto que as menores escalas de variabilidade

Figura 4.43 – Como a figura 4.41, porém para a região C.



(a) Interescalas

(b) Resíduo



Fonte: Própria autora.

temporal de temperatura podem exercer no consumo de energia elétrica. Essa troca de comportamento ocorre novamente em torno das 19h. Nos finais de semana também é observado esse comportamento, porém com correlações não significativas e próximo às 14h, somente. Não há uma diferença relevante entre os valores obtidos pelas correlações lineares e não lineares.

A figura 4.43(b) chama atenção pelo comportamento oposto, para todos os horários do dia, das séries $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE}$, com correlação negativa e $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{12}^{DE}$ com correlação positiva. Isto é observado tanto nos dados de dias úteis como de finais de semana/feriados, sendo mais relevante quando considera-se o coeficiente não linear.

A análise qualitativa já havia indicado uma anticorrelação para $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE}$, porém agora ela foi quantificada. Apesar de possuir valores dos coeficientes abaixo do 0,5 é interessante notar que essa série destoa das equivalentes obtidas para os dados das regiões A e B, ao passo em que $R_{nT} \leftrightarrow R_{nDE} + \zeta_{12}^{DE}$ se aproxima desse comportamento. Neste caso, a análise de correlações sugere que o papel descrito pelos resíduos de carga nas regiões A e B é realizado pela combinação do resíduo com a IMF de menor frequência para C. Novamente, o comportamento das demais séries mostra mudanças de tendência nos horários associados às transições, evidenciando a importância das interações entre escalas de menor duração na modulação do consumo de energia, uma vez que na figura 4.43(c) esses horários se mostram como críticos em termos da correlação da temperatura e demanda de energia.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho descreveu o comportamento da relação entre demanda de energia elétrica e temperatura para três regiões abrangidas por concessionárias de energia no Rio Grande do Sul. O período de estudo estabelecido focou-se no ano de 2014 e considerou as regiões nomeadas como A, que atende basicamente o centro e oeste do estado, B atuante na região metropolitana, zona sul e litoral norte, enquanto C abrange o noroeste, norte e nordeste do Rio Grande do Sul. Essas três regiões atendem a grande maioria das cidades gaúchas.

As temperaturas simuladas foram obtidas através de um experimento numérico com o modelo *Weather and Research Forecasting* (WRF, (SKAMAROCK et al., 2008)), executado para o período de estudo. Os dados simulados foram confrontados com dados observados em diversas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). A análise considerou a correlação linear entre dados simulados e observados, além de estimativas de erro. Nesse sentido encontramos correlações acima de 0,8 para cerca de 80% dos dados observados, com erros absolutos inferiores a 2 °C para a maior parte da amostra. Mesmo não sendo este trabalho focado em modelagem numérica, uma avaliação dos resultados da simulação se fez importante para uma maior confiabilidade nos resultados específicos do estudo.

A partir dos dados simulados, as temperaturas características para cada região foram obtidas através de média ponderada pelo número de consumidores, bem como por médias aritméticas considerando as áreas com diferentes percentuais de consumidores em relação à área total. O processo de média ponderada por número de consumidores foi proposto por Casarin (2018) e aplicado para uma área metropolitana. No caso desse autor, esse procedimento foi significativo em função da grande diferença de consumidores em relação às regiões interioranas. No presente estudo essa diferença não foi perceptível para as regiões A e C. Uma maior sensibilidade em relação à forma de cálculo da temperatura característica foi observada para a região B que atende a região metropolitana da capital do Rio Grande do Sul, reforçando o impacto identificado no estudo anterior.

Para as regiões A e B a temperatura mostrou ser um dos principais fatores que conduzem o comportamento do consumidor em relação ao consumo de energia elétrica. Porém, essa influência não ocorre em todos os períodos do dia. Para os dias úteis os horários associados à transição madrugada-manhã e tarde-noite apresentam correlações baixas entre as grandezas analisadas, sinalizando que outros fatores podem afetar essa relação, e não apenas a temperatura. Nos finais de semana/feriados, a variação abrupta da correlação entre demanda de energia e temperatura é observada apenas no horário das 19h. Isso fica evidente na análise qualitativa e quantitativa para os dados nesses horários, além do mais a análise de todos os horários indicou a presença de um valor esperado de temperatura para o qual há uma inversão na relação entre consumo e temperatura. Assim,

para valores de temperatura maiores e menores que este, o consumo de energia elétrica tende a aumentar indicando uma variabilidade desse limiar com a hora do dia seguindo, de certa forma, o ciclo diário de temperatura. Um ponto interessante é que o estudo realizado por Casarin (2018) não identificou essa inversão, mostrando valores de demanda energética sempre crescentes com o aumento da temperatura. Contudo, o estudo citado foi conduzido para uma região em latitudes mais baixas, com menor incidência de massas de ar frio e temperaturas mínimas relativamente superiores às registradas nas regiões deste trabalho, o que ajuda a atribuir esse mínimo de consumo associado à temperatura à regiões que apresentam um inverno mais rigoroso e duradouro do ponto de vista meteorológico.

A análise dos dados da região C mostrou diferenças significativas para as duas anteriores. Cabe destacar que ela abrange o maior polo da indústria metal-mecânica do Rio Grande do Sul e isso pode justificar a menor dependência (ou correlação) entre consumo de energia elétrica e temperatura, uma vez que os dados utilizados aqui não possuem qualquer distinção sobre o tipo de consumidor atendido.

A partir dos valores de temperatura determinados como representativos da faixa de mínimo consumo de energia elétrica, as séries foram separadas por horários e entre valores menores, maiores ou iguais a esse limiar definido a partir de equações. Em relação às regiões A e B, os valores de coeficientes de correlação de temperatura maiores do que o limiar mostraram um aumento tanto para dias úteis como para finais de semana/feriados. Neste ponto, a queda de correlação da transição da manhã foi bastante suavizada, porém àquela associada às 19h se manteve. Como as temperaturas mínimas são registradas nas últimas horas da madrugada, a amostra dos horários mais próximos do nascer do Sol foi bastante reduzida, mantendo-se apenas as temperaturas mais altas. Assim, infere-se que a queda de correlação entre demanda de energia e temperatura tem um padrão mais acentuado para as menores temperaturas que para as maiores.

Os dados para limiares inferiores ao da temperatura associada ao mínimo de consumo apresentaram correlação negativa com o consumo de energia elétrica. Essa correlação negativa é esperada já que, a partir do limiar, se inverte o comportamento da curva de consumo como função da temperatura. Porém, os valores de correlação obtidos são em geral mais baixos que aqueles determinados para o outro segmento, indicando que mesmo havendo essa anticorrelação qualitativa, quantitativamente há bastante variabilidade descorrelacionada nesses dados, o que dificulta a obtenção de uma relação mais concreta. A região C novamente apresentou os menores valores de correlação, tanto para a amostra superior como para a inferior ao limiar de temperatura, dando outra evidência da menor correlação dessas variáveis mesmo quando o comportamento da curva é supostamente facilitado para haver correlação, uma vez que se diminui a não monotonicidade dos dados.

Além de estabelecer uma análise de correlação entre consumo de energia elétrica e temperatura, esta pesquisa abordou a avaliação das escalas de tempo associadas à vari-

abilidade destes dois sinais temporais. Para obter tais escalas os dados foram submetidos à Decomposição em Modos Empíricos (DME), através da metodologia *Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition* (CEEMD) (HUANG et al., 1998; WU; HUANG, 2009; TORRES et al., 2011; LUUKKO; HELSKE; RÄSÄNEN, 2016). Na análise de longo período as escalas de tempo da variabilidade de temperatura mais significativas em termos da variância do sinal original foram detectadas entre 1 e 7 dias, seguidas da escala anual, assim como para os dados de demanda energética. Contudo, é de se destacar que a região C não indicou a presença do pico anual de demanda de energia e apresentou o maior valor associado à escala semanal, não tão presente para a região B, cuja escala diária se mostrou dominante.

Como último resultado da DME o sinal restante é definido como o resíduo da decomposição (ou a parte que não pode ser escrita como oscilatória). As três regiões apresentam a mesma variabilidade percentual em relação ao sinal original de consumo de energia. A análise de longo período mostrou como a temperatura não influencia a variabilidade de longo prazo do consumo de energia elétrica. A análise dos resíduos, cuja decomposição foi apresentada para a região A, mostrou uma variabilidade de longo prazo indicando um aumento do consumo entre 2008 e 2014, seguindo de uma diminuição de 2014 a 2016, explicada pela crise hídrica de 2014 que afetou a economia brasileira (GALVÃO; BERMAN, 2015). Essa variabilidade foi associada a 8,03% da variância do sinal total de demanda de energia elétrica. Para a temperatura essa oscilação não é observada, já que variações desse tipo são bem mais lentas para a escala climática e para esse período a variabilidade do resíduo corresponde a 0,45% da variância do sinal de temperatura.

Os resultados da análise de correlação de longo período são interessantes do ponto de vista de modelagem de consumo. Assim, mesmo que variabilidades climáticas possam ser relevantes para longo prazo, este intervalo de tempo é muito maior do que o de interesse para a previsão de consumo atualmente empregada no mercado, que utiliza escala semanal. Outro ponto interessante é a influência de outros fatores nas escalas de menor frequência e resíduo da decomposição. Por exemplo, o máximo de consumo identificado precede a crise político/financeira que se iniciou no Brasil em 2014 (GALVÃO; BERMAN, 2015). Este é um fator econômico-social, com impacto direto em diversos setores da economia, onde a temperatura não exerce nenhuma relação de condicionamento.

Na análise de curto período através das decomposições obtidas, foi possível identificar a correlação entre distintas escalas de tempo entre as variáveis de interesse deste estudo. A primeira correlação interessante é entre os resíduos dos sinais, que exercem um papel de média ou tendência da variável naquele instante. Para as regiões A e B os resíduos indicam três períodos bem claros, as correlações se mostram positivas inicialmente nos primeiros meses do ano, com a diminuição da temperatura sendo acompanhada por uma diminuição no consumo.

Quando a temperatura residual atinge um valor da ordem de 22 °C há uma inversão

no comportamento do consumo que passa a aumentar com a queda de temperatura. Esse consumo atinge um máximo quando a temperatura atinge o mínimo residual da ordem de 10 °C a 11 °C. A partir desses valores de temperatura o resíduo dessa variável passa a aumentar enquanto o de consumo a diminuir, mantendo o estado anticorrelacionado até atingir novamente a temperatura residual de 22 °C, para a qual o resíduo de carga de inverte novamente e passa a crescer com o de temperatura. Logicamente, esse valor mínimo de temperatura residual está associado ao inverno e as transições de correlação ocorrem nos meados do outono e primavera, indicando uma modulação de escala anual/sazonal na tendência de consumo de energia elétrica.

Para a região C os resíduos são sempre anticorrelacionados, novamente enfatizando o comportamento diferenciado dessa região de consumo em relação as outras duas. Ainda, em termos de representatividade destes sinais no intervalo de 2014, as escalas diárias e semanais de temperatura são dominantes, sendo superadas apenas pela variação residual associada ao ciclo anual da variável.

Este comportamento é identificado, com pequenas variações, nas temperaturas características das três regiões empregadas no estudo. Quanto à variabilidade associada às escalas decompostas para os dados de consumo de energia elétrica, as escalas diárias e semanais são dominantes, seguidas pelo próprio resíduo, que nesse momento representa escalas de tempo superiores ao tamanho da amostra. Novamente, a região C não tem seu resíduo com variabilidade considerável, porém suas escalas inferiores a um dia (3h, 6h e 12h) indicam uma variabilidade bastante superior àquelas observadas para as regiões A e B em escalas de tempo equivalentes.

O comportamento diferenciado das escalas de tempo influenciou diretamente na correlação entre as decomposições de temperatura e energia elétrica consumida. Neste contexto apenas as escalas diárias e mensais, além dos resíduos, apresentaram correlações superiores a 0,5 para as amostras das regiões A e B. No caso da região C as escalas intradiárias de consumo se mostraram correlacionadas com as escalas diárias de temperatura. De fato o comportamento dessa região é bastante diferenciado daquele observado para as regiões A e B. Quando essa correlação é levada para valores em termos do horário de ocorrência, essas escalas bem correlacionadas no aspecto global nem sempre correspondem com a mesma correlação. Identifica-se que os resíduos, bem como composições destes com as escalas identificadas globalmente correlacionadas apresentam uma melhor correlação entre as amostras, bem como quando compara-se essa composição com o sinal original de demanda de energia elétrica.

Outro fato interessante são as oscilações dessas correlações interescalas em razão dos horários de transição identificados anteriormente (madrugada-manhã e tarde-noite). De maneira geral, as escalas de maior frequência não se correlacionam da mesma forma que os resíduos e escalas de menor frequência, apresentando serem parcialmente responsáveis pelas variações abruptas de correlação entre temperatura e consumo de ele-

tricidade nesses horários. Logicamente, não se acredita que sejam as únicas, porém as decomposições dão indícios de sua relevância.

Entende-se que as considerações finais propostas para a presente pesquisa não encerram o assunto, identificando questões não resolvidas e que necessitam de explicação. Por outro lado, foi possível explicar parte da dependência do consumo de eletricidade com a temperatura, identificando um possível perfil que se adéqua melhor a essa relação. Nesse sentido sugere-se que em estudos futuros sejam considerados dados de consumo de energia elétrica com suas fontes identificadas, a fim de averiguar os impactos da temperatura nos diferentes consumidores finais. Um outro aspecto relevante é estender a decomposição de escalas para períodos menores de dados, como mensal e semanal. Este artifício ajudaria a identificar as escalas mais relevantes nesse período de tempo, o que ajudaria no processo de modelagem e previsão de curto prazo de energia elétrica. Adicionalmente, é importante lembrar que a resolução horária sempre limitará a escala de menor período a algumas horas. No contexto do mercado de energia brasileiro, as compras e vendas passarão em breve a ser reguladas por valores horários.

Neste sentido, entender as flutuações de escalas inferiores a uma hora também é relevante para aprimorar a modelagem e previsão de consumo, seja em termos de variáveis meteorológicas ou outras componentes relevantes. Inclusive, a determinação dessas componentes relevantes é importante no processo de previsão, o que pode ser realizado a partir de técnicas estatísticas como a análise de componentes principais (WILKS, 2006).

Como procedimentos futuros para o andamento deste trabalho, a obtenção de dados de consumo de energia individualizados em termos do tipo de consumidor poderia contribuir para uma melhor interpretação dos resultados estatísticos, revelando mais adequadamente o impacto da temperatura em cada um destes cenários, o que seria importante para melhor a previsibilidade de demanda energética baseada nas condições de tempo e clima. ao encontro disso, uma conclusão inicial que se pode obter deste estudo é uma maior dependência da temperatura no consumo de energia elétrica por localidades onde há uma menor demanda industrial. Assim, neste trabalho de mestrado foram identificadas as correlações mais importante, mas faltou realizar um aprofundamento da discussão fazendo análises mais incrementadas e em escalas de tempo mais detalhadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES Sul. **RELATÓRIO DE SUSTENTABILIDADE 2015**. AES Sul, 2015. Disponível em: <<http://relatorios2015.aesbrasilsustentabilidade.com.br/sul/sobre-a-empresa/>>. Acesso em: 27 out. 2017.

ALVARES, C. A. et al. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 22, n. 6, p. 711–728, 2013.

BIRD (BANCO INTERNACIONAL PARA A RECONSTRUÇÃO E DESENVOLVIMENTO). **Progress on Global Energy Goals Slow, but Strong Gains in Countries Show Promise**. Lisboa, 2018. Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2018/05/02/sustainable-development-goal-sdg-7-global-progress-report>>. Acesso em: 05 ago. 2019.

BURILLO, D. et al. Forecasting peak electricity demand for Los Angeles considering higher air temperatures due to climate change. **Applied energy**, v. 236, p. 1–9, 2019.

CAPELETTO, G. J.; MOURA, G. H. Z. d. **Balço Energético do Rio Grande do Sul 2015: ano base 2014**. Porto Alegre, 2015. 200 p. Disponível em: <<https://minasenergia.rs.gov.br/upload/arquivos/201603/02113848-balanco-energetico-do-rio-grande-do-sul-2015-ano-base-2014-1.pdf>>. Acesso em: 25 jun 2019.

CASARIN, K. V. **Relação entre a demanda de energia elétrica e temperatura: Metodologia para previsão de carga utilizando simulação numérica de Tempo**. 2018. 63 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.

COLOMINAS, M. A.; SCHLOTTHAUER, G.; TORRES, M. E. Improved complete ensemble EMD: A suitable tool for biomedical signal processing. **Biomedical Signal Processing and Control**, v. 14, p. 19–29, 2014.

CPFL (CPFL ENERGIA S. A.). **Relatório Anual 2014**. Campinas, 2015. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/institucional/relatorio-anual/Documents/RA-8-cpfl-2014.pdf>>. Acesso em: 15 jun 2019.

DEE, D. P. et al. The era-interim reanalysis: Configuration and performance of the data assimilation system. **Quarterly Journal of the royal meteorological society**, Wiley Online Library, v. 137, n. 656, p. 553–597, 2011.

DUDHIA, J. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 46, n. 20, p. 3077–3107, 1989.

GALVÃO, J.; BERMANN, C. Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas. **Estudos Avançados**, scielo, v. 29, p. 43 – 68, 08 2015.

HONG, S.-Y.; NOH, Y.; DUDHIA, J. A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes. **Monthly Weather Review**, v. 134, n. 9, p. 2318–2341, 2006.

HUANG, N. E. et al. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. **Proceedings of the Royal Society of London**, v. 454, n. 1971, p. 903–995, 1998.

JUDD, F. Insights into atmospheric predictability through global convection-permitting model simulations. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 75, n. 5, p. 1477–1497, 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. 328 p. ISBN 85-212-0355-1.

KAIN, J. S. The kain-fritsch convective parameterization: An update. **Journal of Applied Meteorology**, v. 43, n. 1, p. 170–181, 2004.

KOTTEK, M. et al. World map of the köppen-geiger climate classification updated. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 15, n. 3, p. 259–263, 2006.

LUUKKO, P. J. J.; HELSKE, J.; RÄSÄNEN, E. Introducing libeemd: a program package for performing the ensemble empirical mode decomposition. **Computational Statistics**, n. 2, p. 545–557, 2016. ISSN 1613-9658.

MALLAT, S. G. A theory for multiresolution signal decomposition: the wavelet representation. **IEEE Transactions on Pattern Analysis & Machine Intelligence**, n. 7, p. 674–693, 1989.

MARQUES, M. d. S. **Metodologia para modelagem de curvas típicas de demanda elétrica utilizando redes neurais artificiais considerando variáveis climáticas**. 2014. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2014.

MARTINS, L. G. N. **Usando a decomposição em modos empíricos para determinação de fluxos turbulentos entre oceano/atmosfera**. 2015. 80 f. Tese (Doutorado em Física) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2015.

MCNEIL, M. A.; LETSCHERT, V. E. Future air conditioning energy consumption in developing countries and what can be done about it: The potential of efficiency in the residential sector. **eScholarship - Open Access Publications from the University of California**, Lawrence Berkeley National Laboratory, p. 1–14, 2008. Disponível em: <<https://escholarship.org/uc/item/64f9r6wr>>.

MLAWER, E. J. et al. Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: Rrtm, a validated correlated-k model for the longwave. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 102, n. D14, p. 16663–16682, 1997.

MOREIRA, M. O. **Um estudo de caso para a previsão de carga de médio e longo prazo brasileira**. 2015. 194 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015. Acesso em 28/11/2019. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/259916/1/Moreira_MaxOlinto_M.pdf>.

MORETTIN, P. A.; BUSSAB, W. O. **Estatística básica**. 6. ed. São Paulo: Editora Saraiva, 2010. 522 p.

NCAR (NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH). **Weather Forecast and Research Model**: User's guides for the Advanced Research WRF (ARW) Modeling System, Version 3. Boulder, 2017. 10 mai. 2018. Disponível em: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3.9/contents.html>.

_____. **WRF User Page**: WRF tutorial presentations: Model – WRF modeling system overview. Boulder, 2017. Disponível em: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/tutorial/tutorial_presentation_summer_2017.htm>. Acesso em: 05 abr. 2019.

_____. **WRF User Page: WRF Model Physics Options and References.** Boulder, 2017. Disponível em: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/phys_references.html>. Acesso em: 10 mai. 2018.

_____. **WRF User Page: WRF tutorial presentations: Model – overview of physical parameterizations.** Boulder, 2017. Disponível em: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/tutorial/tutorial_presentation_summer_2017.htm>. Acesso em: 23 mai. 2019.

_____. **NCAR Command Language: Interpolation.** Boulder, 2018. Disponível em: <<https://www.ncl.ucar.edu/Document/Functions/interp.shtml>>. Acesso em: 06 jun. 2018.

_____. **NCAR Command Language.** Boulder, 2018. Disponível em: <<http://www.ncl.ucar.edu/>>. Acesso em: 06 jun. 2018.

_____. **NCAR Command Language: Statistics.** Boulder, 2018. Disponível em: <<https://www.ncl.ucar.edu/Document/Functions/statistics.shtml>>. Acesso em: 06 jun. 2018.

_____. **NCAR Command Language: General applied math.** Boulder, 2018. Disponível em: <<https://www.ncl.ucar.edu/Document/Functions/math.shtml>>. Acesso em: 06 jun. 2018.

_____. **The Weather Research and Forecasting Model.** Boulder, 2019. Disponível em: <<https://www.mmm.ucar.edu/weather-research-and-forecasting-model>>. Acesso em: 06 abr. 2019.

POWERS, J. G. et al. The weather research and forecasting model: Overview, system efforts, and future directions. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 98, n. 8, p. 1717–1737, 2017.

PREIN, A. F. et al. A review on regional convection-permitting climate modeling: Demonstrations, prospects, and challenges. **Reviews of Geophysics**, v. 53, n. 2, p. 323–361, 2015.

RAMÍREZ-SANDÍ, S.; QUIRÓS-TORTÓS, J. Evaluating the effects of climate change on the electricity demand of distribution networks. In: IEEE. **2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D-LA)**. [S.l.], 2018. p. 1–5.

RODRIGUES, L. d. A. **Efeitos das mudanças climáticas na demanda de energia elétrica no Brasil.** 2012. 77 f. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) — Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2012.

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO, GOVERNANÇA E GESTÃO. **Atlas Socioeconômico do Rio Grande do Sul: Um atlas para pensar e entender o rio grande.** Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão, 2018. 10 nov 2018. Disponível em: <<https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/inicial>>.

SKAMAROCK, W. C. et al. **A Description of the Advanced Research WRF Version 3.** Boulder, 2008. NCAR TECHNICAL NOTE: NCAR/TN–475+STR, 125 p. Acesso em 15 novembro. 2018. Disponível em: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/arw_v3.pdf>.

STENSRUD, D. J. **Parameterization schemes: keys to understanding numerical weather prediction models.** Cambridge: Cambridge University Press, 2009. 480 p.

STULL, R. **An introduction to boundary layer meteorology.** Dordrecht: [s.n.], 1988. 666 p.

SWARUP, K. S.; SATISH, B. Integrated ann approach to forecast load. **IEEE Computer Applications in Power**, IEEE, v. 15, n. 2, p. 46–51, 2002.

TEWARI, M. et al. Implementation and verification of the unified noah land surface model in the wrf model. In: CONFERENCE ON WEATHER ANALYSIS AND FORECASTING, 20., 2004, Seattle. **Anais eletrônicos...** Boston: American Meteorological Society, 2004. 10 dez. 2017. Disponível em: <https://ams.confex.com/ams/84Annual/techprogram/paper_69061.htm>.

THOMPSON, G. et al. Explicit forecasts of winter precipitation using an improved bulk microphysics scheme part ii: Implementation of a new snow parameterization. **Monthly Weather Review**, v. 136, n. 12, p. 5095–5115, 2008.

TOLMASQUIM, M. T. Perspectivas e planejamento do setor energético no brasil. **Estudos avançados**, v. 26, n. 74, p. 247–260, 2012.

TORRES, M. E. et al. A complete ensemble empirical mode decomposition with adaptive noise. In: 2011 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ACOUSTICS, SPEECH AND SIGNAL PROCESSING (ICASSP), 2011, Prague. **Anais eletrônicos**. New York: IEEE, 2011. p. 4144–4147. ISSN 2379-190X. Acesso em: 10/5/2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5947265>>.

VALOR, E.; MENEU, V.; CASELLES, V. Daily air temperature and electricity load in spain. **Journal of applied Meteorology**, v. 40, n. 8, p. 1413–1421, 2001.

WILKS, D. **Statistical Methods in the Atmospheric Sciences**. 2. ed. San Diego: Academic Press, 2006. 648 p.

WU, Z.; HUANG, N. E. Ensemble empirical mode decomposition: a noise-assisted data analysis method. **Advances in adaptive data analysis**, v. 1, n. 01, p. 1–41, 2009.

YI-LING, H. et al. Influences of urban temperature on the electricity consumption of shanghai. **Advances in climate change research**, v. 5, n. 2, p. 74–80, 2014.

APÊNDICE A – ESTAÇÕES INMET

Tabela A.1 – Estações do INMET empregadas para verificar a acurácia dos dados simulados pelo modelo WRF na área da concessionária A

Estação	Código	Latitude	Longitude	Altitude
Santa Maria	A803	-29.72	-53.72	95.00
Uruguaiana	A809	-29.83	-57.08	74.00
Caçapava do Sul	A812	-30.54	-53.46	421.0
Rio Pardo	A813	-29.87	-52.38	107.0
Alegrete	A826	-29.70	-55.52	121.0
São Borja	A830	-28.65	-56.01	81.00
Quaraí	A831	-30.36	-56.43	113.0
São Gabriel	A832	-30.34	-54.31	115.0
Santiago	A833	-29.19	-54.88	390.0
Campo Bom	A884	-28.65	-56.01	81.00

Tabela A.2 – Estações do INMET empregadas para verificar a acurácia dos dados simulados pelo modelo WRF na área da concessionária B

Estação	Código	Latitude	Longitude	Altitude
Porto Alegre	A801	-30.05	-51.17	41.00
Rio Grande	A802	-32.07	-52.16	05.00
Torres	A808	-29.35	-49.73	08.00
Canguçu	A811	-31.40	-52.70	447.0
Bagé	A827	-31.34	-54.01	226.0
Tramandaí	A834	-30.01	-50.13	05.00
Jaguarão	A836	-32.53	-53.37	31.00
Camaquã	A838	-30.80	-51.83	92.00
Dom Pedrito	A881	-31.00	-54.61	152.0
Mostardas	A878	-31.24	-50.90	04.00
Santa Vitória do Palmar	A899	-33.74	-53.37	07.00

Tabela A.3 – Estações do INMET empregadas para verificar a acurácia dos dados simulados pelo modelo WRF na área da concessionária C

Estação	Código	Latitude	Longitude	Altitude
Santo Augusto	A805	-27.85	-53.79	409.0
Santa Rosa	A810	-27.89	-54.48	273.0
Erechim	A828	-27.65	-52.30	777.0
São Jose dos Ausentes	A829	-28.74	-50.05	1229.0
Soledade	A837	-28.85	-52.54	660.0
Passo Fundo	A839	-28.22	-52.40	681.0
Bento Goncalves	A840	-29.16	-51.53	623.0
Lagoa Vermelha	A844	-28.22	-51.51	834.0
Sao Luis Gonzaga	A852	-28.41	-54.96	246.0
Cruz Alta	A853	-28.60	-53.67	427.0
Frederico Westphalen	A854	-27.39	-53.42	489.0
Palmeira das Missoes	A856	-27.92	-53.31	614.0
Canela	A879	-29.36	-50.82	831.0
Vacaria	A880	-28.51	-50.88	970.0
Teutônia	A882	-29.45	-51.82	80.00
Ibirubá	A883	-28.65	-53.11	455.0

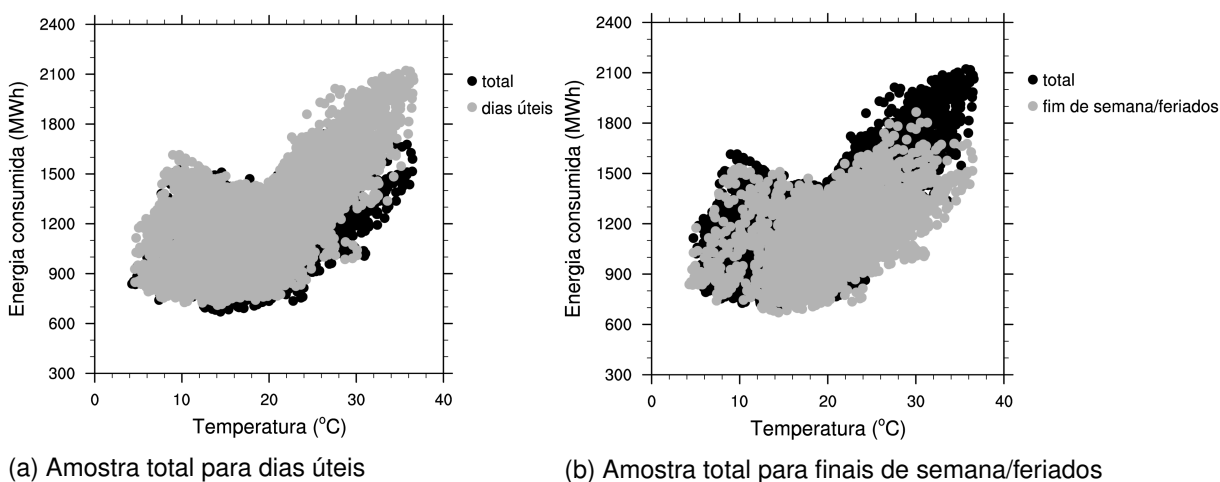
APÊNDICE B – RESULTADOS

B.0.1 – Concessionária B

Nesta seção serão realizadas as mesmas análises da seção anterior. Como existem muitas características em comum entre as três regiões, a discussão será pautada nas peculiaridades entre as mesmas.

A figura B.1 apresenta a relação entre temperatura e demanda de energia elétrica para todas as horas do ano de 2014¹. Na figura B.1(a) mostra-se a sobreposição entre toda a amostra (total) e uma subamostra contendo apenas os dias úteis, enquanto a figura B.1(b) apresenta a comparação entre a amostra total e finais de semana/feriados.

Figura B.1 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para todos os horários de 2014. Os pontos pretos indicam toda a amostra para todos os dias e horas do ano, enquanto que os pontos em cinza dos painéis (a) e (b) indicam toda a amostra para dias úteis e para finais de semana/feriados, respectivamente.



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

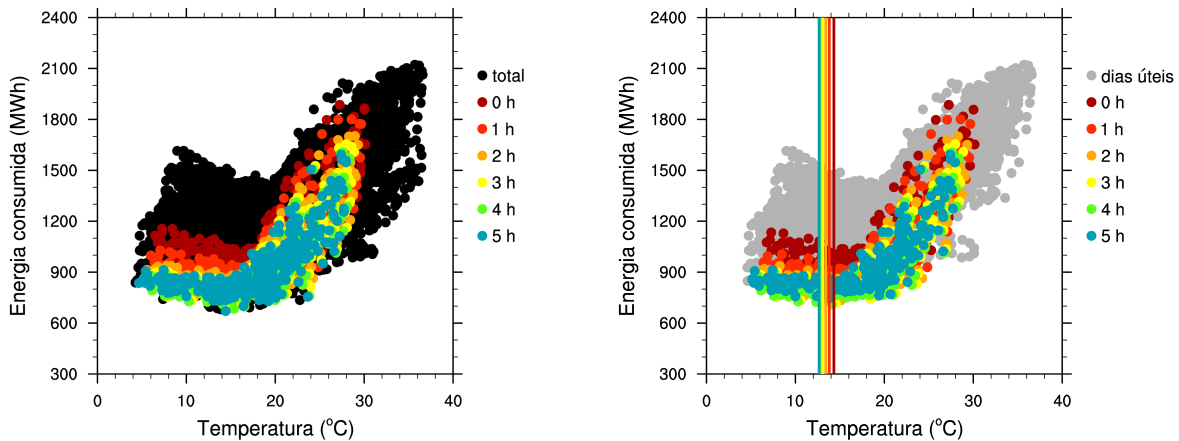
O comportamento geral do consumo para a região B mostra uma sobreposição muito maior entre dados de dias úteis e finais de semana. Ainda, para os finais de semana, a demanda de energia atinge valores maiores que a região A, para os mesmos valores de temperatura. Já os dias úteis descrevem um mínimo de consumo associado à temperatura mais evidente que a região anterior.

As figuras B.2, B.3, B.4, B.5, B.6, B.7 e B.8 mostram a relação entre a amostra total, dias úteis e finais de semana/feriados para os horários (local) entre 0 e 5h, 6h, 7 e 10h, 11 e 14h, 15h e 17h, 18 e 20h, 21 e 23h, respectivamente.

¹Neste caso a temperatura se refere a T_{pm} , pelo mesmo motivo explicado para a região A.

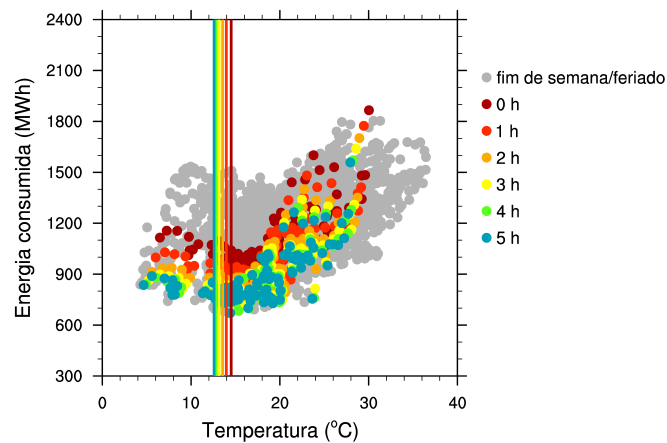
A figura B.2 mostra o comportamento do consumo de carga em função da temperatura no período das zero às cinco da manhã para todos os dias do ano de 2014.

Figura B.2 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para os horários entre 0h e 5h local para todos os dias do ano (painel (a)), dias úteis (painel (b)) e finais de semana/feriados (painel (c)). As linhas verticais nos painéis (b) e (c) indicam o limiar de temperatura associado ao mínimo consumo de carga.



(a) Total

(b) Dias úteis



(c) Finais de semana/feriados

Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

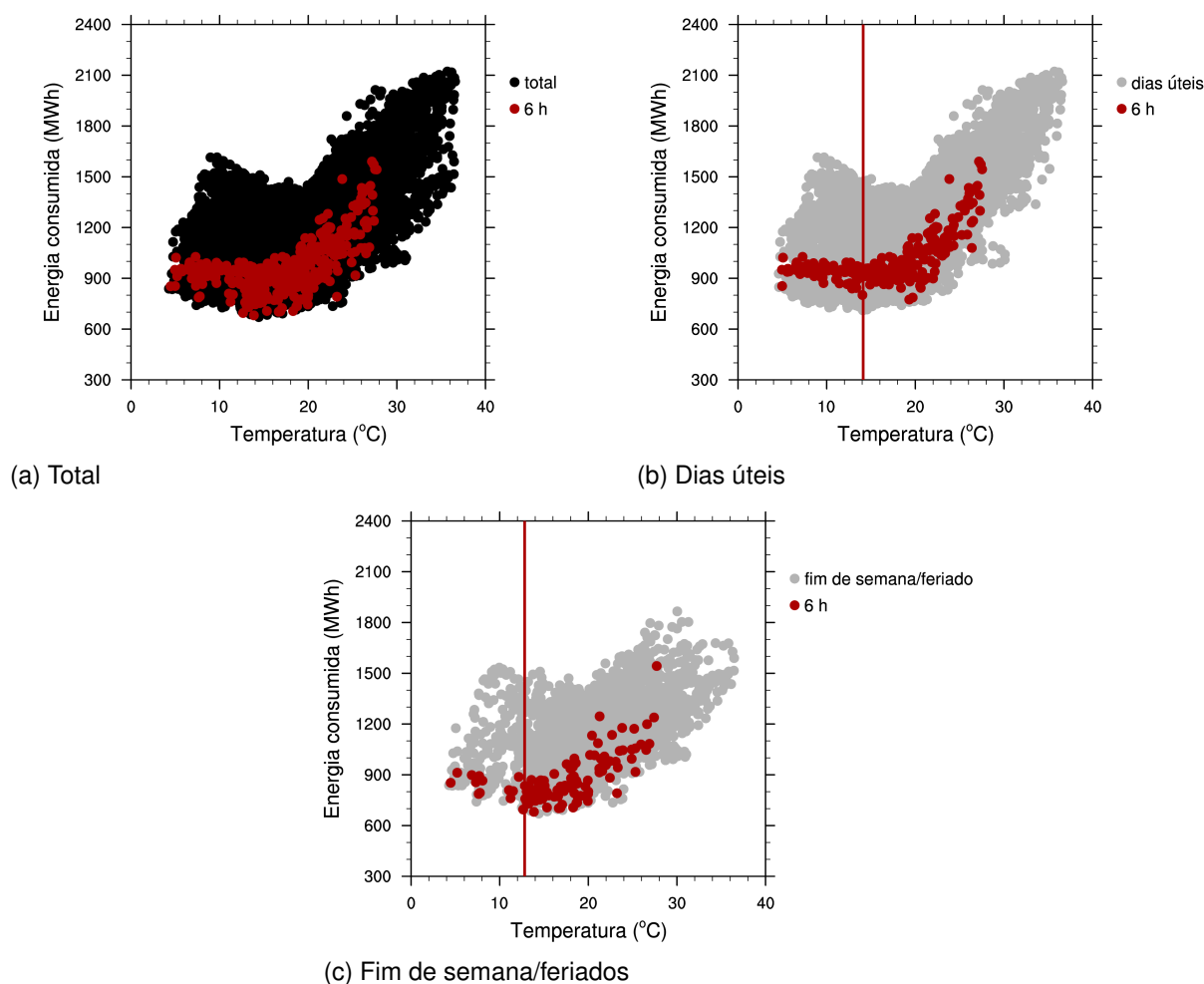
No Painel B.2(a) tem-se a amostra total na qual a presença de um limiar de temperatura associado a um mínimo de temperatura identificado. O consumo apresenta um aumento com a diminuição da temperatura abaixo desse limiar, cuja taxa vai diminuindo com o avanço da madrugada. Para valores de temperatura acima deste limiar, o consumo volta a crescer com uma taxa semelhante para todos os horários. O comportamento dos dias úteis e finais de semana, exibidos nas figura B.2(b) e B.2(c), não indicam muita diferença nas tendências de consumo, porém os dias úteis atingem valores mais altos para as mesmas temperaturas.

O comportamento dos limiares de temperatura para essas duas amostras também são semelhantes, variando entre 12 °C e 15 °C, com os menores valores encontrados no

final da madrugada. Os limiares determinados para a região A nesses mesmos horários também seguem esse padrão, porém valores mais baixos são identificados para o final de semana.

Tem-se ilustrado na figura B.3 o comportamento da demanda de energia em função da temperatura em todos os dias do ano para o horário das seis da manhã. O painel

Figura B.3 – O mesmo que a figura B.2, porém para às 6 horas da manhã.

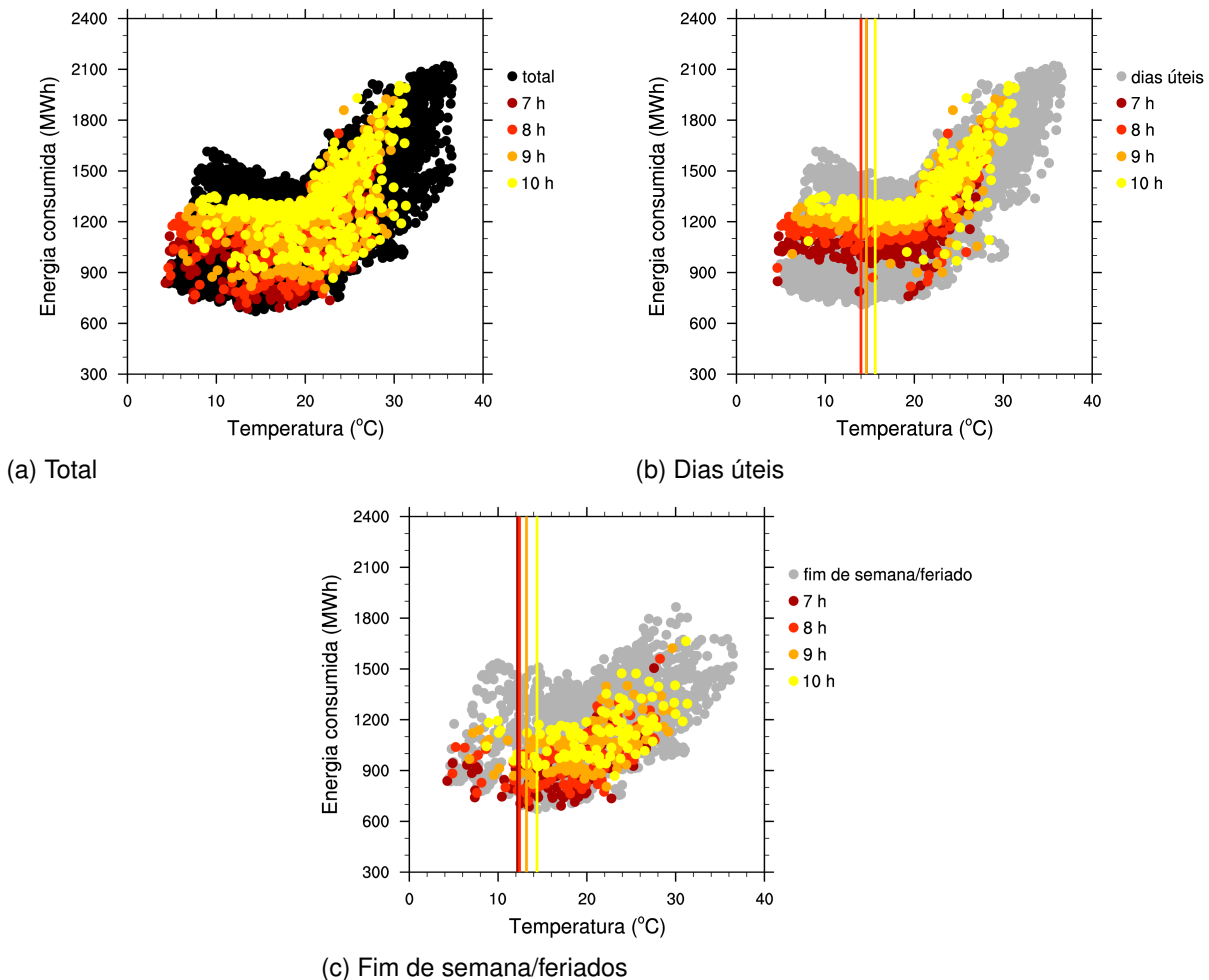


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

B.3(a) representa a amostra total onde pode-se notar um mínimo de consumo de energia associado à temperatura. No painel (b) dessa mesma figura observa-se a amostra somente para os dias úteis no mesmo horário. O consumo, neste caso, é maior que o visualizado no painel (c), para os mesmos valores de temperatura, porém apenas considerando-se fins de semana. Nos dois casos o limiar de temperatura é bastante semelhante, sendo 14 °C para dias úteis e 13 °C para os finais de semana. Como o observado para a região A, o horário das 6h marca uma inversão no comportamento do limiar de temperatura, que volta a aumentar a partir desse momento do dia.

As amostras totais, dias úteis e fins de semana para o horários entre 7 e 10h são apresentados na figura B.4. Nela ve-se uma maior separação entre os dados associados

Figura B.4 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 7 às 10 horas.

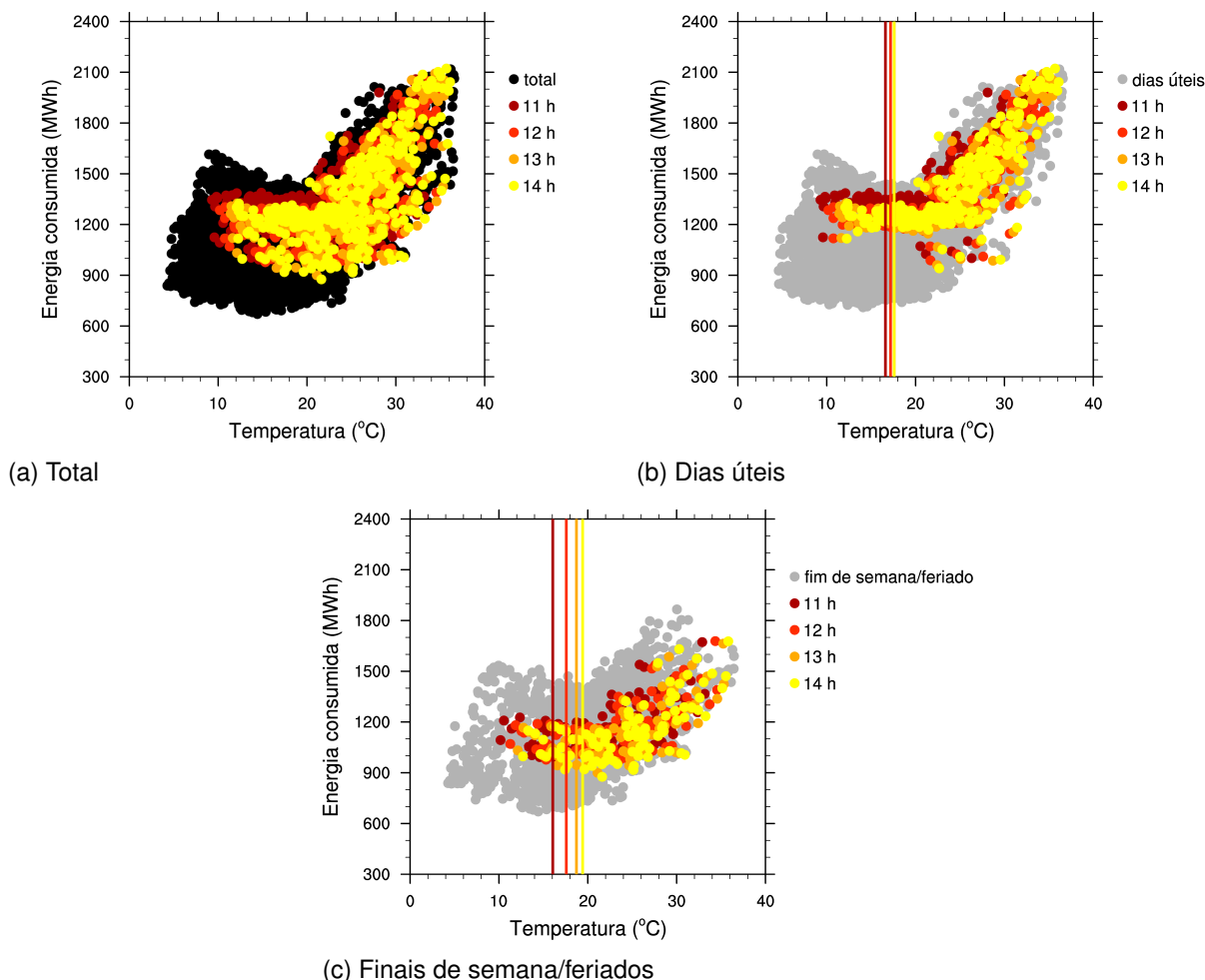


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

aos dias úteis e finais de semana em termos da demanda de energia elétrica. Para os dias úteis o consumo vai aumentando com o horário até temperaturas da ordem de 20 °C, onde os dados colapsam para o mesmo intervalo de consumo. Ainda, são identificados valores mínimos de consumo para temperaturas entre 14 °C e 16 °C, entre 7 e 10h. Assim como identificados para a região A, esses valores de temperatura limiar são crescentes com o tempo nesse intervalo da manhã. Para a amostra de final de semana o espalhamento dos dados não permite uma clara identificação de um mínimo de consumo associado à temperatura. Porém, a aplicação do procedimento descrito pela equação 4.1 é capaz de identificar valores que seguem o mesmo comportamento de aumento observado para a região A, porém partindo de um limite inferior maior em função das características dos horários anteriores.

A figura B.5 mostra como consumo de energia se dá no período das 11 às 14 horas, em função da temperatura. Em um panorama geral desta figura observa-se semelhanças no comportamento da tendência de consumo de dias úteis e finais de semana, porém com menores valores para o segundo caso. Nota-se também uma demanda aparentemente

Figura B.5 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 11 às 14 horas.



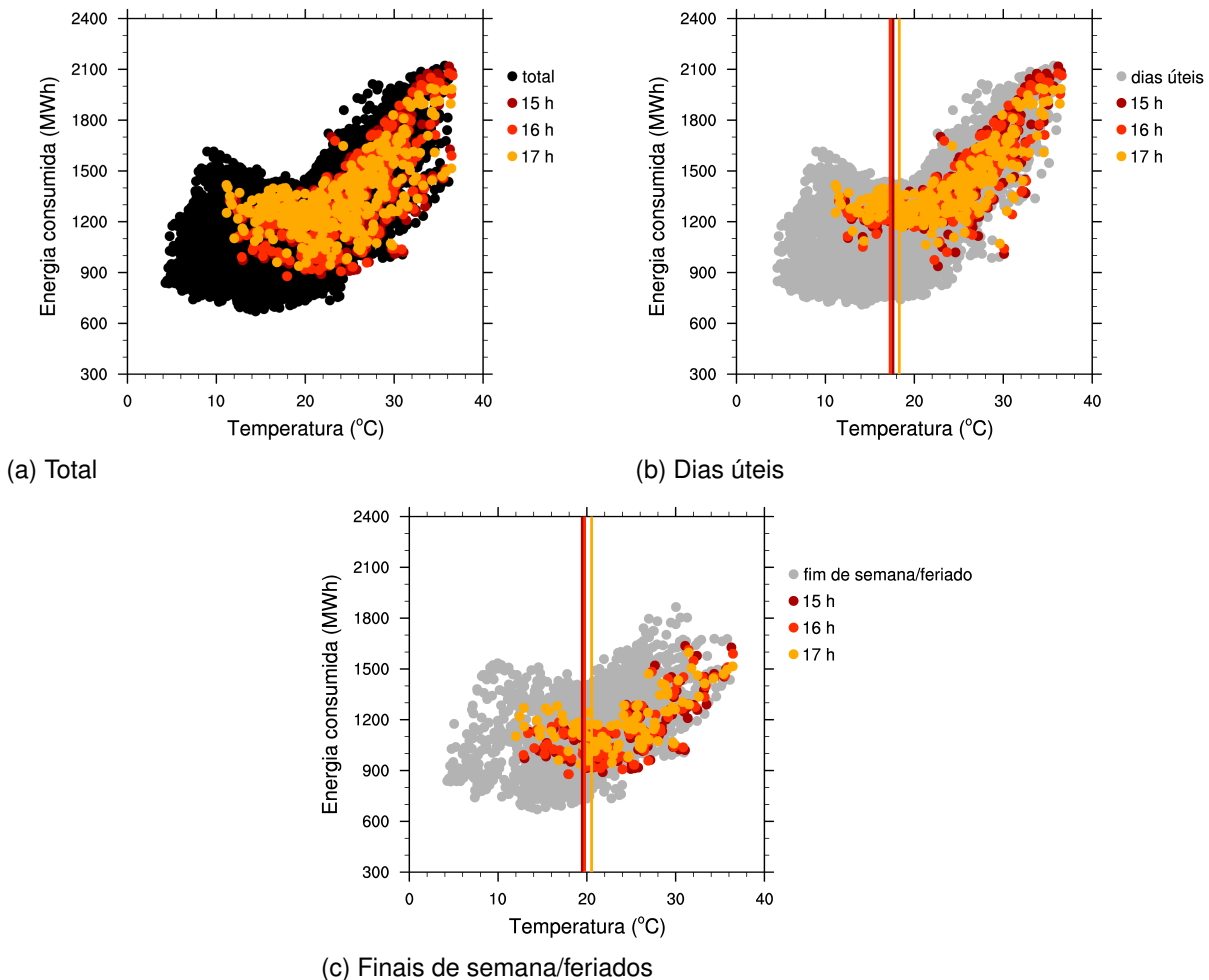
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

constante no painel B.5(b) para os menores valores de temperatura. Contudo, mínimos de consumo são identificados com valores de temperatura em torno dos 17 °C, com um pequeno aumento crescente com o tempo.

Esse comportamento também se assemelha com com o encontrado, para estes horários, na região A, porém os valores do limiar de temperatura não menores no caso da região B. Para os finais de semana/feriados a disposição dos dados apresenta maior espalhamento, conforme a figura B.5(c). Além disso, os limiares associados aos mínimos de consumo, também crescentes com o tempo, apresentam maior variabilidade, partindo de 16 °C e chegando em torno de 20 °C.

Na figura B.6 tem-se a presença de um mínimo de consumo associado à temperatura bastante evidente. Além disso, os valores para dias úteis e finais de semana são bastante parecidos, com os dias úteis atingindo os maiores valores de consumo para a região B. O limiar de temperatura associado ao mínimo consumo tem valores em torno dos 18 °C com um leve aumento para às 17h. O mesmo se observa para os finais de semana, porém com valores em torno de 20 °C.

Figura B.6 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 15 às 17 horas.

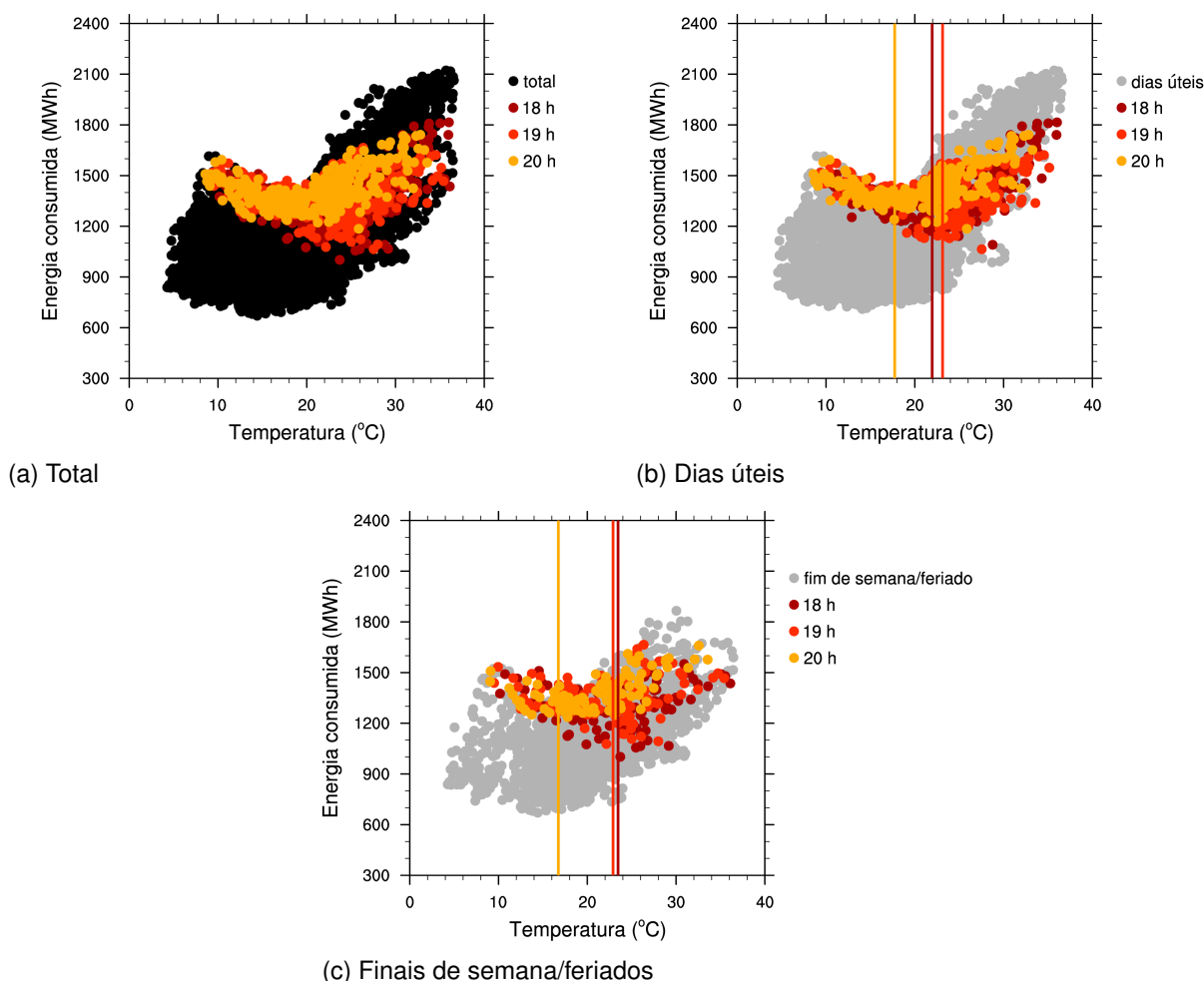


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Na figura B.7 os valores de consumo nos dias úteis e finais de semana atingem praticamente os mesmos patamares. Ainda, o padrão de inversão na tendência do consumo com a temperatura é visualizado nas duas subamostras. Para os dias úteis, o limiar onde ocorre a inversão cresce abruptamente das 17 para as 18h, atingindo 22 °C nesse horário e cerca de 23,5 °C para às 19h. Após este aumento, assim como para a região A, há uma diminuição brusca no limiar de temperatura para às 20h, que assume o valor de 18 °C. Para os finais de semana, o comportamento desse limiar é semelhante ao dos dias úteis. A figura B.7, que mostra o período de transição entre tarde e noite, indica um comportamento semelhante com os horários apresentados nas figuras B.5 e B.6. Porém, ao contrário do que foi observado nos horários anteriores, a energia elétrica consumida nos finais de semana/feriados é semelhante, e por vezes, até mais alta do que a consumida nos dias úteis.

Finalizando o ciclo diário da região B, a figura B.8 apresenta os dados de consumo de energia elétrica e temperatura entre 21 e 23h. Nesses horários da noite, volta-se a observar uma maior diferença entre o consumo medido para uma mesma temperatura

Figura B.7 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 18 às 20 horas.



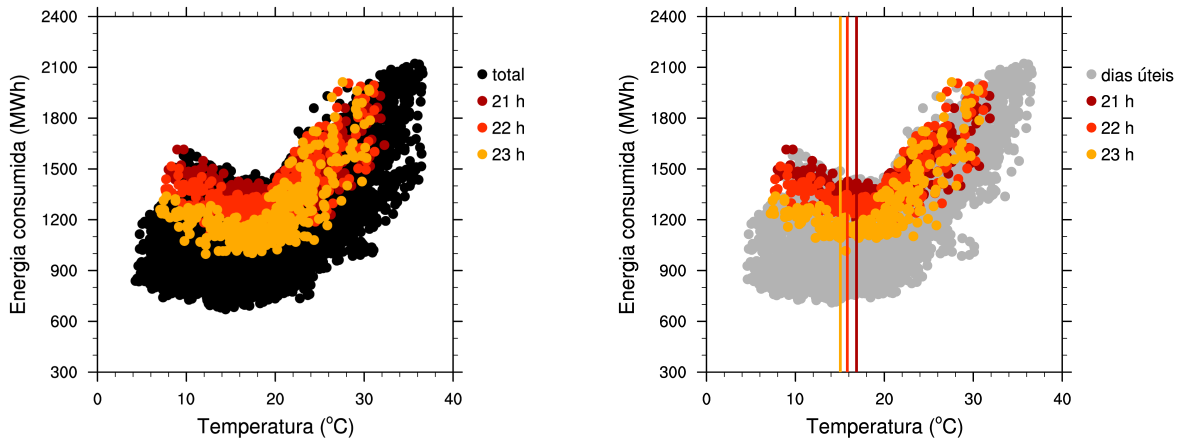
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

para os diferentes horários, com valores decrescentes com o tempo. Ainda, observa-se claramente a inversão na tendência de consumo com um limiar de temperatura, identificado com valores entre 17 °C, 16 °C e 15 °C para as 21, 22 e 23h, retomando um padrão decrescente com o tempo observado durante a madrugada. Para os finais de semana esse comportamento é análogo, porém com um intervalo de variação mais estreito, entre 16 °C e 15 °C.

A figura B.9 mostra o comportamento do limiar de temperatura, ao longo do dia, para todas as temperaturas características consideradas no estudo.

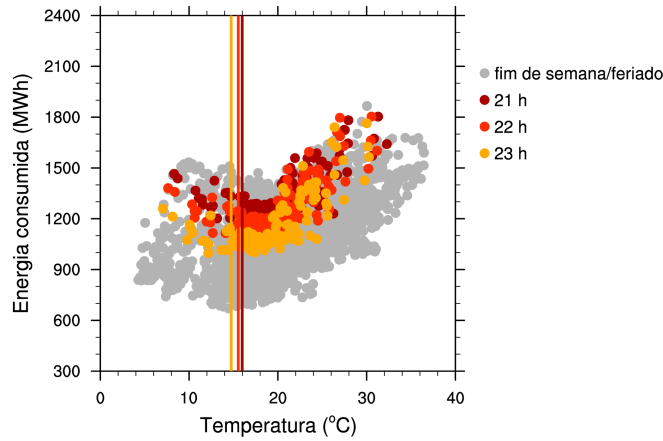
A figura B.9(a) apresenta os valores obtidos de $T_{\alpha l}$ para os dias úteis. Diferentemente do que foi observado para a região A, na figura 4.9(a), há uma variabilidade considerável neste parâmetro quando estimado pelas diferentes representações de temperatura na região, estando a média ponderada como um divisor entre as diferentes abordagens. Cabe lembrar que essa região contém a capital Porto Alegre, toda sua região metropolitana, mas também pequenos municípios. Assim, o cálculo de temperatura definido em função dos consumidores apresenta maior variabilidade em função dessa distribuição. Além

Figura B.8 – O mesmo que a figura B.2, porém para o período das 21 às 23 horas



(a) Total

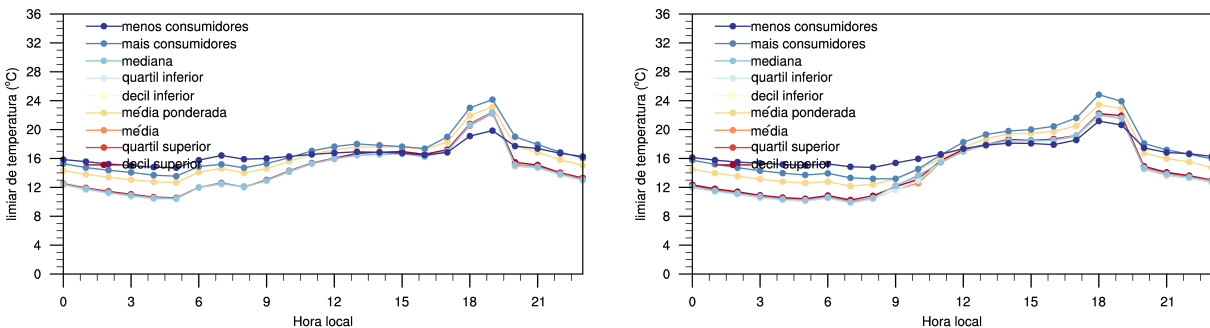
(b) Dias úteis



(c) Finais de semana/feriados

Fonte: Própria autora.

Figura B.9 – Comportamento da temperatura de limiar $T_{\alpha l}$ para as α -ésimas definições de temperatura para a região B. As curvas que apresentam falhas nos horários indicam a não determinação de $T_{\alpha l}$ em função dos critérios definidos.



(a) Dias úteis

(b) Fim de semana/feriados

Fonte: Própria autora.

disso, o platô em torno do horário de recesso do meio dia, encontrado para a região A não é verificado para a B.

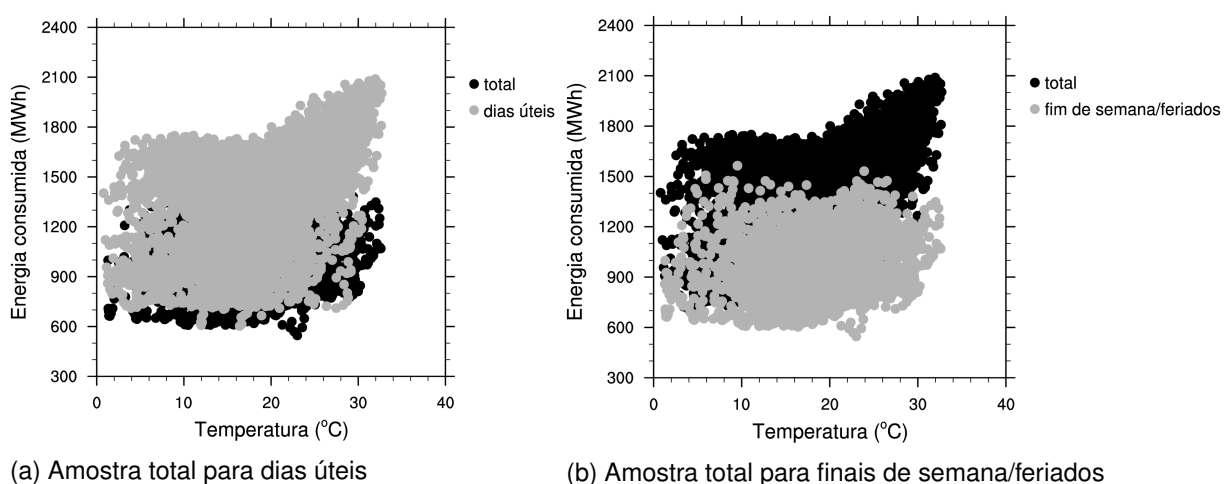
Para os finais de semana e feriados a figura B.9(b) mostra um comportamento similar àquela para os dias úteis. De fato, esse comportamento similar vem sendo destacado ao longo da apresentação e discussão sobre o comportamento qualitativo da demanda de energia elétrica com a temperatura. É interessante notar que para as duas subamostras, $T_{\alpha\ell}$ para a cidade com menos consumidores apresentou comportamento praticamente constante ao longo do dia. O mesmo vale para a de maior consumidores. Registraram maiores variabilidades aquelas que mesclam essas regiões.

B.0.2 – Concessionária C

Esta seção finaliza a análise qualitativa entre os dados de consumo de energia elétrica e temperatura, descrevendo os resultados obtidos para a região de abrangência da concessionária C. Novamente, os dados apresentados estarão em função da temperatura média ponderada, pelo número de consumidores.

A figura B.10 apresenta a relação entre temperatura e carga para todas as horas do ano de 2014 para a região C. Na figura B.10(a) apresenta-se a sobreposição entre toda a amostra (total) e uma subamostra contendo apenas os dias úteis, enquanto a figura B.10(b) apresenta a comparação entre a amostra total e os finais de semana/feriados.

Figura B.10 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para todos os horários de 2014. Os pontos pretos indicam toda a amostra para todos os dias e horas do ano, enquanto que os pontos em cinza dos painéis (a) e (b) indicam toda a amostra para dias úteis e para finais de semana/feriados, respectivamente.



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

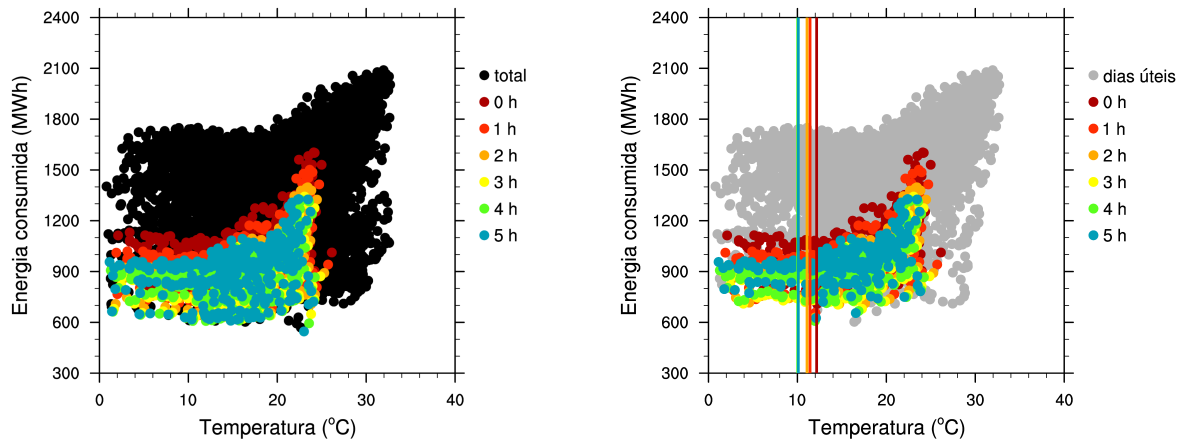
A sobreposição de dados para dias úteis e finais de semana/feriados sobre a amostra total, exibida na figura B.10 indica que, de forma geral, essa região apresenta uma sobreposição de boa parte dos dados de dias úteis com finais de semana. É interessante

notar que a variabilidade do consumo, para um mesmo valor de temperatura percorre praticamente todos os valores de energia consumida, com exceção de uma pequena faixa da ordem de 100 MWh no limite inferior. Já para os finais de semana o consumo fica concentrado nos dois terços inferiores da variabilidade total.

As figuras B.11, B.12, B.13, B.14, B.15, B.16 e B.17 mostram a relação entre a amostra total, dias úteis e finais de semana/feriados para os horários (local) entre 0 e 5h, 6h, 7 e 10h, 11 e 14h, 15 e 17h, 18 e 20h, 21 e 23h, respectivamente.

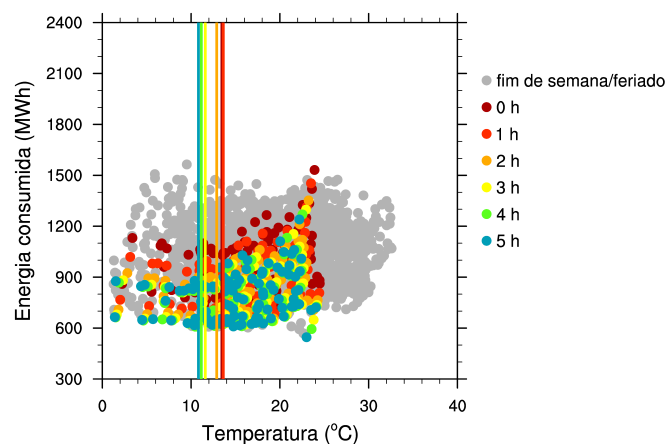
A figura B.11 mostra a relação entre as variáveis consideradas no período entre às zero e cinco da manhã. Neste período, observa-se no painel B.11(a), quando comparado

Figura B.11 – Gráfico $DE_{cp} \times T_{mp}$ para os horários entre 0h e 5h local para todos os dias do ano (painel (a)), dias úteis (painel (b)) e finais de semana/feriados (painel (c)). As linhas verticais nos painéis (b) e (c) indicam o limiar de temperatura associado ao mínimo consumo de carga.



(a) Total

(b) Dias úteis



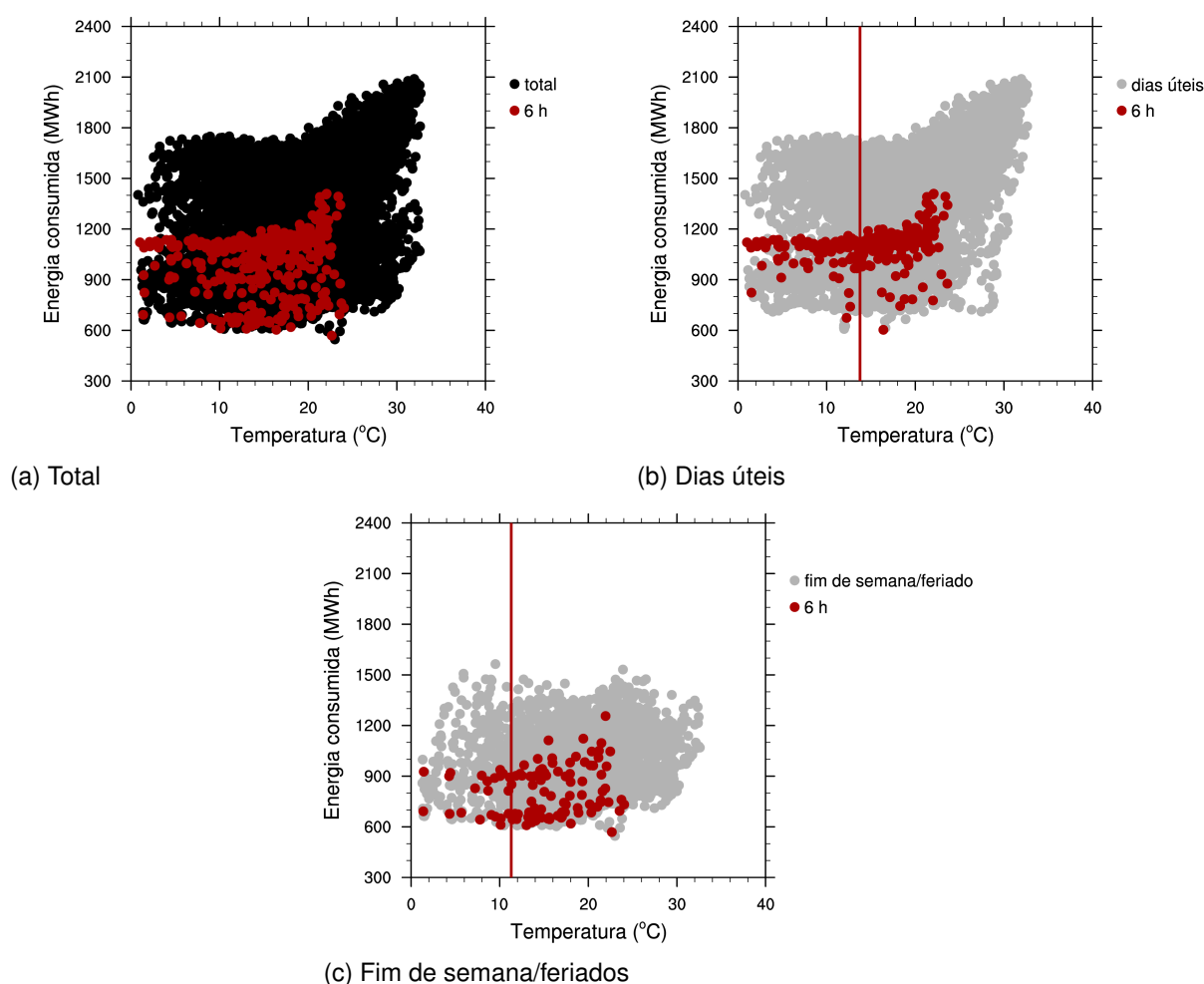
(c) Fim de semana/feriados

Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

com as subamostras de dias úteis e finais de semana, figuras B.11(b) e B.11(c), respectivamente, um comportamento semelhante do consumo em relação à temperatura. Ainda, há um sobreposição entre essas duas subamostras, além de não haver uma clara distinção

entre os horários considerados, como se observou para as outras regiões durante esse mesmo período. Por outro lado, a temperatura limiar associada ao mínimo de consumo foi identificada nas duas subamostras, exibindo maior variabilidade para os dados de final de semana. Neste caso, os valores do limiar diminuem de 14 °C para 11 °C durante o período enquanto nos dias úteis a variação de é 12 °C para 10 °C.

Na figura B.12 tem-se representadas as amostras totais B.12(a), para os dias úteis B.12(b) e para finais de semana/feriados B.12(c) no horário das 6h. Ao se observar os Figura B.12 – O mesmo que a figura B.11, porém para às 6 horas.



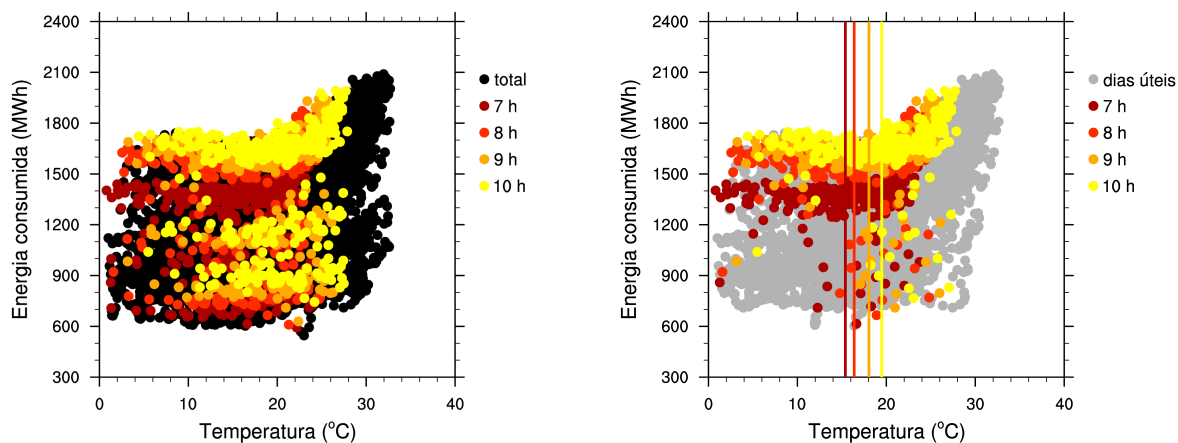
Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

dados totais parece haver uma clara diferença entre os dados de dias úteis e finais de semana, em função de dois aparentes regimes de dependência com a temperatura. Porém, quando observa-se apenas os dias úteis tem-se uma faixa clara de valores agrupados e alguns dados com valores relativamente inferiores de consumo para a mesma temperatura. Ao se observar dados de final de semana dois agrupamentos de pontos, individualmente bem relacionados com a temperatura, são identificados. O primeiro deles, com maiores valores de consumo de energia é adjacente aos menores valores de consumo para os dias úteis. Já o segundo conjunto acompanha os limites inferiores de energia consumida

em função da temperatura. Ainda, tem-se que a diferença entre esses dois conjuntos é estimada da ordem de 300 MWh para todos os valores de temperatura. Os limiares de inversão na tendência de consumo com a temperatura, identificados para os dias úteis e finais de semana são aproximadamente 14 °C e 11 °C, nessa ordem.

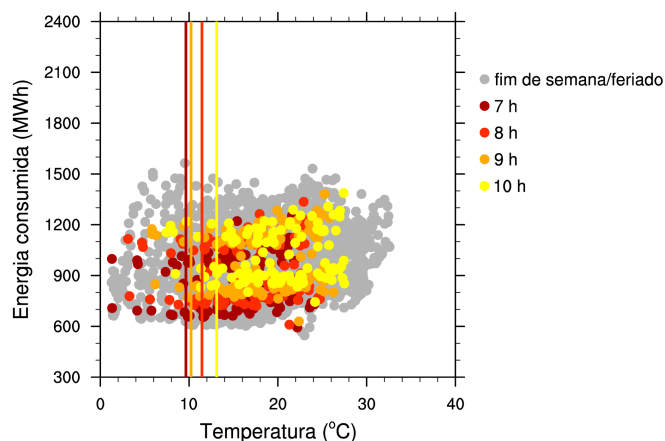
Na figura B.13 são apresentadas as amostras para o período das 7 às 10h. Em uma

Figura B.13 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 7 às 10 horas.



(a) Total

(b) Dias úteis



(c) Fim de semana/feriados

Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

análise geral dos painéis da figura B.13, tem-se um espalhamento nos dados na amostra total B.13(a) causada pela clara separação entre os dados de demanda energética de dias úteis (figura B.13(b)) e finais de semana (figura B.13(c)). Assim como para os dados das 6h, há um agrupamento de dados dispersos nos dias úteis, localizados sobre os valores onde se encontram os dados de fim de semana.

Além disso, semelhante ao horário das 6h, há dois regimes de consumo nos finais de semana, com consumo crescente entre os horários para um mesmo valor de temperatura. Esse comportamento crescente também é observado em dias úteis, onde o consumo aumenta consideravelmente entre às 7 e 8h, com um aumento horário menos significativo nos instantes seguintes. Os valores associados aos limiares de inversão na tendência de

consumo, em função da temperatura, se mostram crescentes com o tempo. Para os dias úteis, o valor determinado é de, aproximadamente, $15,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ às 7h atingindo cerca de $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ às 10h. Isso indica que, o horário das 6h é também de transição para o comportamento dessa variável na região C, uma vez que no período da madrugada, tais valores diminuía com o tempo. Para os finais de semana, não há um crescimento contínuo desse limiar durante o período. Ainda, o valor das 7h é inferior ao das 6h, contrariando o observado até aqui. Cabe ressaltar que esses valores foram obtidos de forma objetiva pelo algoritmo descrito nas equações 4.1 e que o comportamento com os dois regimes de consumo dessa amostra pode ter levado a essa característica diferente encontrada entre às 7 e 10h. A variação do limiar foi de, aproximadamente $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ às 7h e $13\text{ }^{\circ}\text{C}$ às 10h, sendo que os valores intermediários oscilaram ao invés de apresentaram um crescimento monotônico.

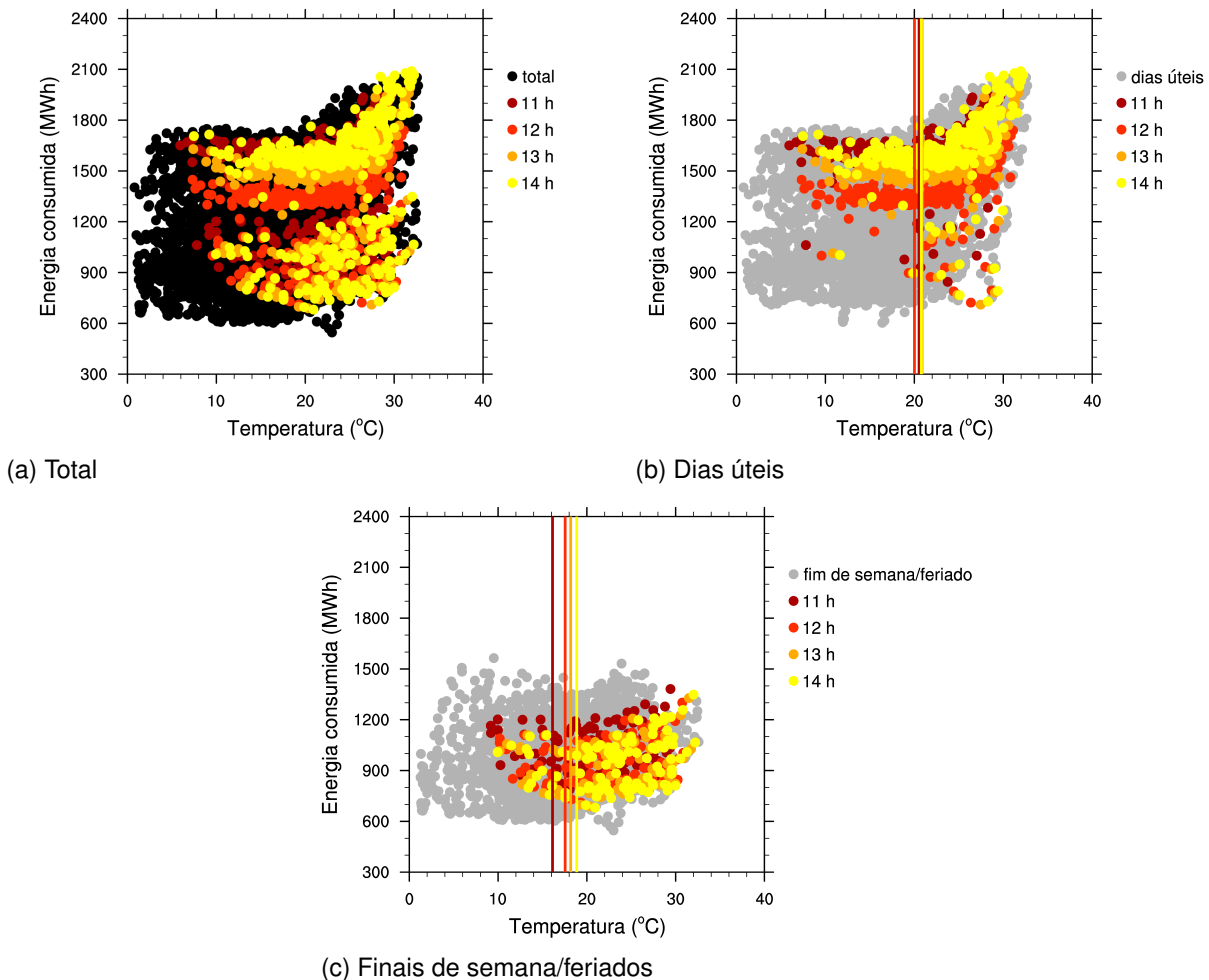
Os horários entre 11h e 14h são mostrados na figura B.14. Ao analisar esta figura, observa-se um comportamento semelhante ao dos horários anteriores em relação ao comportamento de dias úteis e finais de semana, quanto ao espalhamento de pontos da primeira amostra e o comportamento com dois regimes da segunda, porém atingindo maiores valores de consumo nas temperaturas mais altas. É interessante notar a variação entre os consumos para cada horário nos dias úteis: às 11h tem-se um consumo um pouco inferior ao das 10h, porém entre 11 e 12h há uma queda acentuada, independentemente da temperatura. Da mesma forma, os valores passam a aumentar a partir das 13h voltando aos observados para às 10h no horário de 14h. Como isto ocorre, em geral, para todos os valores de temperatura, não deve ser esta variável que está determinando essa oscilação na demanda de energia elétrica entre esses horários. Além disso, o limiar de temperatura onde ocorre a inversão de consumo tem valores muito semelhantes nos dias úteis. Porém, novamente, há uma pequena oscilação com o horário das 12h apresentando um valor de $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ enquanto os demais mostra em torno de $21\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para os finais de semana esses valores são crescentes com o tempo, variando de $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $19\text{ }^{\circ}\text{C}$.

A figura B.15 apresenta o comportamento dos dados em relação ao período das 15 às 17 horas. Os dados mostram uma clara separação entre as subamostras de dias úteis e fins de semana/feriados. Algumas características se mantêm inalteradas, como o espalhamento de alguns pontos dos dias úteis sobre o domínio dos dados associados aos finais de semana.

Além disso, há uma diminuição do consumo às 17h, em relação aos demais horários considerados nessa figura para os dias úteis, sendo que o oposto ocorre nos finais de semana. Em função do ciclo diário da temperatura, os valores de consumo desses horários tem seus máximos para os maiores valores de temperatura, deslocando gradativamente também o valor do limiar de inversão na tendência de consumo, que vão de $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $24\text{ }^{\circ}\text{C}$ nos dias úteis e de $19\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $23,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ nos finais de semana.

No período das 18 às 20h há uma aproximação entre os valores de final de semana e dias úteis, conforme mostra a figura B.16.

Figura B.14 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 11 às 14 horas

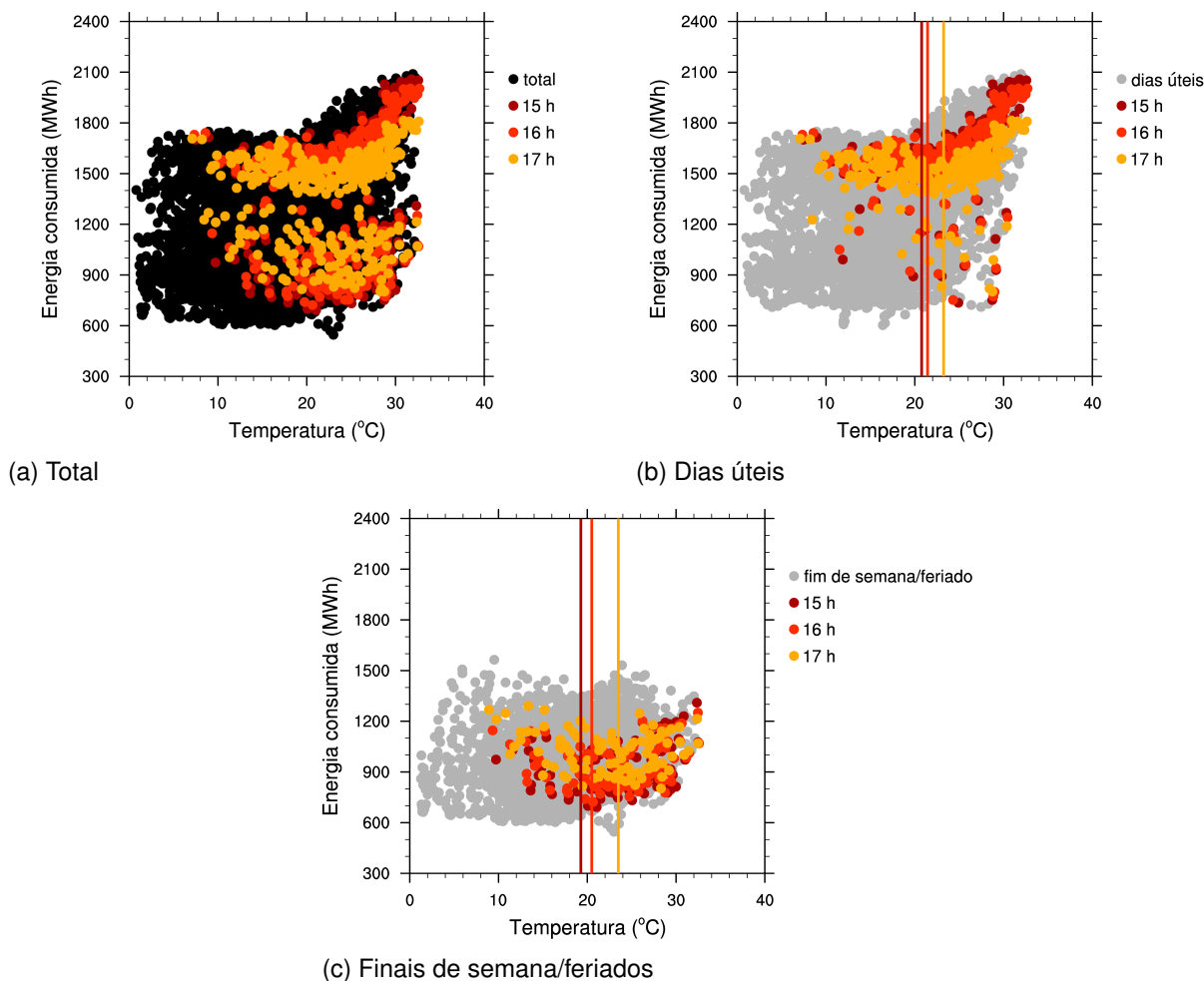


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Neste caso, os maiores valores de consumo em dias não úteis são adjacentes aos menores dos dias úteis. Ainda, sobre os finais de semana, não identifica-se mais os dois regimes de variação em relação a temperatura, bem como os valores acompanham tendências semelhantes nos três horários. Para os dias úteis tem-se o consumo das 18 e 19 h sobrepostos, já o das 20h é um pouco menor para os valores de temperatura mais baixos. Novamente, para dias úteis, identificam-se alguns valores típicos de final de semana. É importante ressaltar que não foi possível determinar, através das proposições associadas às equações 4.1, a temperatura limiar para o horário das 19h. Neste caso, o valor mínimo até foi determinado mas está fora dos limites da amostra. Assim como para as demais regiões, há uma queda abrupta nesse limiar para às 20h, que passa de 25 °C às 18h para 16 °C às 20. Nos finais de semana a variação é ainda maior, passando de 27 °C para 14 °C.

A partir das 21h, o consumo passa a diminuir com o horário, como mostra a B.17. A relação entre dados de dias úteis e finais de semana é muito semelhante ao observado na figura B.16 em relação à proximidade dos intervalos. Além do mais, para os dias úteis

Figura B.15 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 15 às 17 horas.

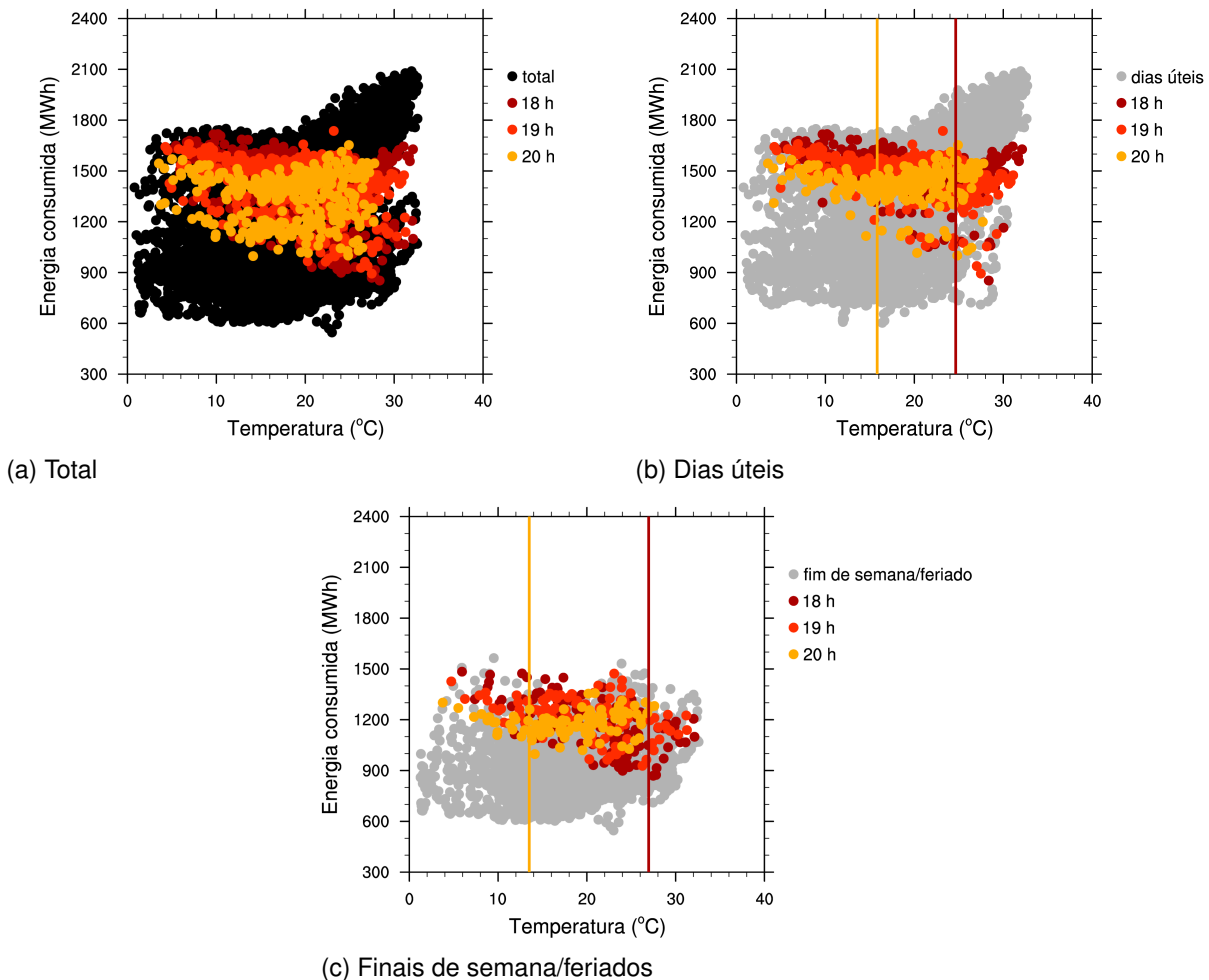


Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

a diminuição da demanda de energia elétrica é mais evidente nos menores valores de temperatura observados, enquanto que para os finais de semana essa diminuição ocorre de forma geral em relação à temperatura. O decréscimo do consumo com a temperatura e horário faz com que o limiar dessa grandeza associada ao mínimo de demanda também diminua com o tempo, variando entre 16 °C e 14 °C. Já para os finais de semana esse decréscimo em função da temperatura é observado e se mostra muito parecido em todos os horários, fazendo com que o limiar associado ao mínimo permaneça quase constante com o valor aproximado de 12,5 °C.

Todos os horários descritos para a região C apresentaram um espalhamento de alguns valores de dias úteis sobre os valores de finais de semana. Essa característica sistemática pode estar associada a algum feriado em uma das cidades com maior consumo na região, o que poderia estar afetando essa separação. Como mencionado na metodologia, a amostra de finais de semana e feriados incorporou apenas feriados nacionais e estaduais. Ainda, por ser uma região com instalação industrial, esses pontos podem estar ligados a alguma parada de produção ou outros fatores sociais/econômicos não relaciona-

Figura B.16 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 18 às 20 horas.



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

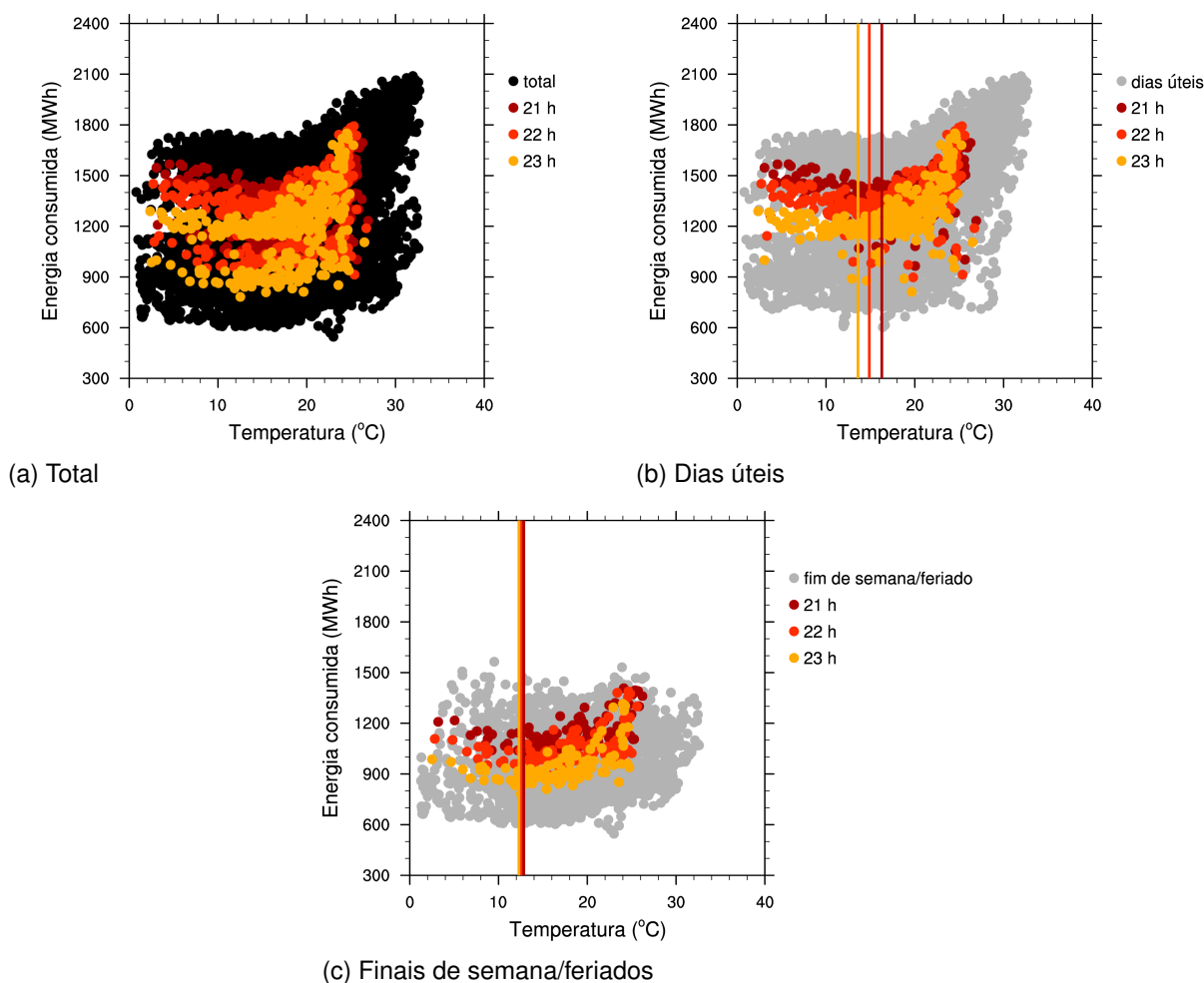
dos com a temperatura.

A figura B.18 apresenta a variação dos limiares de temperatura associados a mínimos de consumo para a região C para as diferentes amostragens de temperatura.

A ausência de pontos indicam horários para os quais não foi possível determinar a quantidade em questão. Nota-se um comportamento mais semelhante dessa quantidade com a equivalente da região A que em relação a B, com valores semelhantes pra todas as proposições de temperatura, exceto para a associada com a localidade de menor número de consumidores.

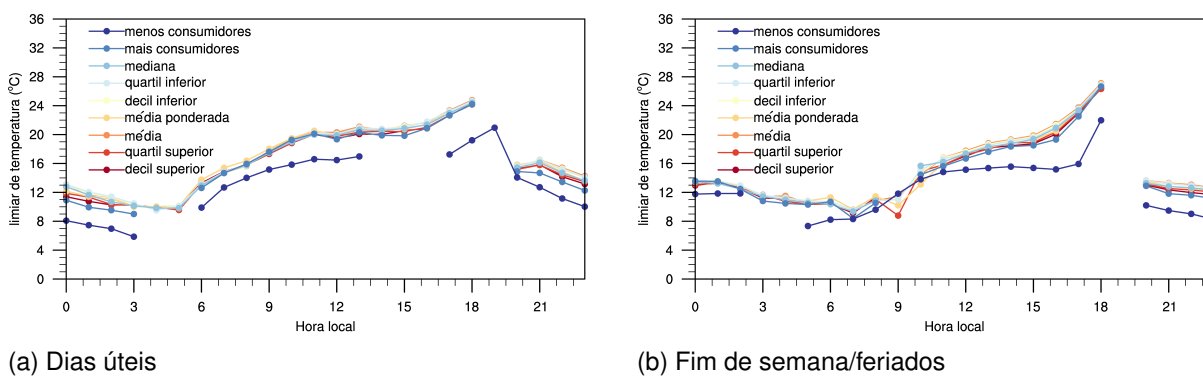
Ainda, o platô identificado entre o meio dia e às 16h para dias úteis também se apresenta nessa região, evidenciando relações de consumo diferentes em relação à B, que atende a região metropolitana do estado do Rio Grande do Sul. Apesar da falha ao se detectar o valor para às 19h, os gráficos exibem um comportamento de ciclo diário bem definido.

Figura B.17 – O mesmo que a figura B.11, porém para o período das 21 às 23 horas.



Fonte: Própria autora. Dados de demanda de consumo de energia elétrica fornecidos pelo ONS.

Figura B.18 – Comportamento da temperatura de limiar $T_{\alpha l}$ para as α -ésimas definições de temperatura para a região C. As curvas que apresentam falhas nos horários indicam a não determinação de $T_{\alpha l}$ em função dos critérios definidos.



Fonte: Própria autora.

APÊNDICE C – COEFICIENTES

Tabela C.1 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,647 \times 10^{-1}$	$-4,759 \times 10^0$	$+3,735 \times 10^1$	$+8,635 \times 10^2$
01	$+1,541 \times 10^{-1}$	$-4,205 \times 10^0$	$+3,051 \times 10^1$	$+8,151 \times 10^2$
02	$+1,430 \times 10^{-1}$	$-3,716 \times 10^0$	$+2,575 \times 10^1$	$+7,756 \times 10^2$
03	$+1,438 \times 10^{-1}$	$-3,767 \times 10^0$	$+2,748 \times 10^1$	$+7,504 \times 10^2$
04	$+1,414 \times 10^{-1}$	$-3,722 \times 10^0$	$+2,807 \times 10^1$	$+7,516 \times 10^2$
05	$+1,315 \times 10^{-1}$	$-3,419 \times 10^0$	$+2,540 \times 10^1$	$+8,068 \times 10^2$
06	$+1,380 \times 10^{-1}$	$-3,977 \times 10^0$	$+3,131 \times 10^1$	$+9,400 \times 10^2$
07	$+1,240 \times 10^{-1}$	$-3,588 \times 10^0$	$+2,555 \times 10^1$	$+1,144 \times 10^3$
08	$+1,343 \times 10^{-1}$	$-4,049 \times 10^0$	$+3,047 \times 10^1$	$+1,242 \times 10^3$
09	$+1,074 \times 10^{-1}$	$-3,376 \times 10^0$	$+2,537 \times 10^1$	$+1,308 \times 10^3$
10	$+9,474 \times 10^{-2}$	$-3,259 \times 10^0$	$+2,819 \times 10^1$	$+1,329 \times 10^3$
11	$+1,066 \times 10^{-1}$	$-4,425 \times 10^0$	$+5,413 \times 10^1$	$+1,156 \times 10^3$
12	$+1,280 \times 10^{-1}$	$-6,057 \times 10^0$	$+9,011 \times 10^1$	$+7,809 \times 10^2$
13	$+1,503 \times 10^{-1}$	$-7,490 \times 10^0$	$+1,191 \times 10^2$	$+6,847 \times 10^2$
14	$+1,339 \times 10^{-1}$	$-6,629 \times 10^0$	$+1,055 \times 10^2$	$+7,793 \times 10^2$
15	$+1,179 \times 10^{-1}$	$-5,789 \times 10^0$	$+9,117 \times 10^1$	$+8,563 \times 10^2$
16	$+1,042 \times 10^{-1}$	$-4,930 \times 10^0$	$+7,225 \times 10^1$	$+9,935 \times 10^2$
17	$+9,929 \times 10^{-2}$	$-4,558 \times 10^0$	$+5,880 \times 10^1$	$+1,091 \times 10^3$
18	$+1,122 \times 10^{-1}$	$-5,721 \times 10^0$	$+8,148 \times 10^1$	$+1,003 \times 10^3$
19	$+2,399 \times 10^{-2}$	$-1,020 \times 10^0$	$+6,361 \times 10^0$	$+1,361 \times 10^3$
20	$-3,904 \times 10^{-2}$	$+3,296 \times 10^0$	$-7,538 \times 10^1$	$+1,746 \times 10^3$
21	$+5,357 \times 10^{-2}$	$-8,527 \times 10^{-1}$	$-1,586 \times 10^1$	$+1,470 \times 10^3$
22	$+8,083 \times 10^{-2}$	$-1,522 \times 10^0$	$-9,363 \times 10^0$	$+1,366 \times 10^3$
23	$+1,028 \times 10^{-1}$	$-2,038 \times 10^0$	$-3,232 \times 10^0$	$+1,209 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.2 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para os fins de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,332 \times 10^{-1}$	$+8,277 \times 10^0$	$-1,386 \times 10^2$	$+1,538 \times 10^3$
01	$-1,397 \times 10^{-1}$	$+8,050 \times 10^0$	$-1,251 \times 10^2$	$+1,354 \times 10^3$
02	$-1,192 \times 10^{-1}$	$+6,813 \times 10^0$	$-1,019 \times 10^2$	$+1,179 \times 10^3$
03	$-8,018 \times 10^{-2}$	$+4,739 \times 10^0$	$-6,829 \times 10^1$	$+9,976 \times 10^2$
04	$-5,372 \times 10^{-2}$	$+3,395 \times 10^0$	$-4,715 \times 10^1$	$+8,882 \times 10^2$
05	$-3,213 \times 10^{-2}$	$+2,319 \times 10^0$	$-3,065 \times 10^1$	$+8,175 \times 10^2$
06	$+2,016 \times 10^{-2}$	$+2,005 \times 10^{-2}$	$-2,334 \times 10^0$	$+7,424 \times 10^2$
07	$-6,211 \times 10^{-3}$	$+9,535 \times 10^{-1}$	$-1,293 \times 10^1$	$+8,080 \times 10^2$
08	$-8,752 \times 10^{-3}$	$+1,285 \times 10^0$	$-2,239 \times 10^1$	$+9,260 \times 10^2$
09	$-4,456 \times 10^{-2}$	$+2,908 \times 10^0$	$-4,923 \times 10^1$	$+1,128 \times 10^3$
10	$-2,199 \times 10^{-2}$	$+1,936 \times 10^0$	$-4,053 \times 10^1$	$+1,183 \times 10^3$
11	$+1,208 \times 10^{-3}$	$+8,240 \times 10^{-1}$	$-2,640 \times 10^1$	$+1,163 \times 10^3$
12	$+5,801 \times 10^{-2}$	$-2,516 \times 10^0$	$+3,555 \times 10^1$	$+7,443 \times 10^2$
13	$+9,351 \times 10^{-2}$	$-4,639 \times 10^0$	$+7,588 \times 10^1$	$+4,694 \times 10^2$
14	$+9,070 \times 10^{-2}$	$-4,350 \times 10^0$	$+6,729 \times 10^1$	$+5,311 \times 10^2$
15	$+1,101 \times 10^{-1}$	$-5,675 \times 10^0$	$+9,513 \times 10^1$	$+3,504 \times 10^2$
16	$+7,936 \times 10^{-2}$	$-3,610 \times 10^0$	$+4,758 \times 10^1$	$+7,372 \times 10^2$
17	$+7,649 \times 10^{-2}$	$-3,443 \times 10^0$	$+3,934 \times 10^1$	$+9,143 \times 10^2$
18	$+8,601 \times 10^{-2}$	$-4,601 \times 10^0$	$+6,646 \times 10^1$	$+9,152 \times 10^2$
19	$+7,895 \times 10^{-3}$	$-4,394 \times 10^{-1}$	$+4,712 \times 10^0$	$+1,162 \times 10^3$
20	$-8,973 \times 10^{-2}$	$+5,697 \times 10^0$	$-1,075 \times 10^2$	$+1,711 \times 10^3$
21	$-8,704 \times 10^{-2}$	$+6,219 \times 10^0$	$-1,208 \times 10^2$	$+1,720 \times 10^3$
22	$-7,148 \times 10^{-2}$	$+5,457 \times 10^0$	$-1,048 \times 10^2$	$+1,533 \times 10^3$
23	$-4,938 \times 10^{-2}$	$+4,270 \times 10^0$	$-8,122 \times 10^1$	$+1,297 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.3 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,605 \times 10^{-1}$	$-4,502 \times 10^0$	$+3,325 \times 10^1$	$+8,817 \times 10^2$
01	$+1,420 \times 10^{-1}$	$-3,601 \times 10^0$	$+2,194 \times 10^1$	$+8,495 \times 10^2$
02	$+1,408 \times 10^{-1}$	$-3,608 \times 10^0$	$+2,459 \times 10^1$	$+7,786 \times 10^2$
03	$+1,416 \times 10^{-1}$	$-3,644 \times 10^0$	$+2,578 \times 10^1$	$+7,575 \times 10^2$
04	$+1,397 \times 10^{-1}$	$-3,635 \times 10^0$	$+2,697 \times 10^1$	$+7,554 \times 10^2$
05	$+1,420 \times 10^{-1}$	$-3,819 \times 10^0$	$+3,010 \times 10^1$	$+7,913 \times 10^2$
06	$+1,422 \times 10^{-1}$	$-4,112 \times 10^0$	$+3,241 \times 10^1$	$+9,391 \times 10^2$
07	$+1,299 \times 10^{-1}$	$-3,795 \times 10^0$	$+2,773 \times 10^1$	$+1,138 \times 10^3$
08	$+1,399 \times 10^{-1}$	$-4,268 \times 10^0$	$+3,295 \times 10^1$	$+1,235 \times 10^3$
09	$+1,134 \times 10^{-1}$	$-3,629 \times 10^0$	$+2,864 \times 10^1$	$+1,295 \times 10^3$
10	$+9,443 \times 10^{-2}$	$-3,218 \times 10^0$	$+2,705 \times 10^1$	$+1,338 \times 10^3$
11	$+1,098 \times 10^{-1}$	$-4,597 \times 10^0$	$+5,711 \times 10^1$	$+1,140 \times 10^3$
12	$+1,365 \times 10^{-1}$	$-6,551 \times 10^0$	$+9,909 \times 10^1$	$+7,299 \times 10^2$
13	$+1,521 \times 10^{-1}$	$-7,569 \times 10^0$	$+1,201 \times 10^2$	$+6,814 \times 10^2$
14	$+1,356 \times 10^{-1}$	$-6,736 \times 10^0$	$+1,077 \times 10^2$	$+7,640 \times 10^2$
15	$+1,083 \times 10^{-1}$	$-5,126 \times 10^0$	$+7,658 \times 10^1$	$+9,586 \times 10^2$
16	$+9,948 \times 10^{-2}$	$-4,566 \times 10^0$	$+6,330 \times 10^1$	$+1,064 \times 10^3$
17	$+9,505 \times 10^{-2}$	$-4,282 \times 10^0$	$+5,312 \times 10^1$	$+1,128 \times 10^3$
18	$+1,107 \times 10^{-1}$	$-5,599 \times 10^0$	$+7,858 \times 10^1$	$+1,022 \times 10^3$
19	$+2,809 \times 10^{-2}$	$-1,251 \times 10^0$	$+1,036 \times 10^1$	$+1,339 \times 10^3$
20	$-3,754 \times 10^{-2}$	$+3,220 \times 10^0$	$-7,402 \times 10^1$	$+1,737 \times 10^3$
21	$+5,424 \times 10^{-2}$	$-8,590 \times 10^{-1}$	$-1,604 \times 10^1$	$+1,471 \times 10^3$
22	$+7,787 \times 10^{-2}$	$-1,337 \times 10^0$	$-1,236 \times 10^1$	$+1,380 \times 10^3$
23	$+1,036 \times 10^{-1}$	$-2,033 \times 10^0$	$-3,570 \times 10^0$	$+1,211 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.4 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,604 \times 10^{-1}$	$+9,572 \times 10^0$	$-1,576 \times 10^2$	$+1,625 \times 10^3$
01	$-1,448 \times 10^{-1}$	$+8,293 \times 10^0$	$-1,281 \times 10^2$	$+1,364 \times 10^3$
02	$-1,301 \times 10^{-1}$	$+7,311 \times 10^0$	$-1,087 \times 10^2$	$+1,208 \times 10^3$
03	$-8,181 \times 10^{-2}$	$+4,915 \times 10^0$	$-7,195 \times 10^1$	$+1,018 \times 10^3$
04	$-6,530 \times 10^{-2}$	$+3,937 \times 10^0$	$-5,486 \times 10^1$	$+9,216 \times 10^2$
05	$-2,761 \times 10^{-2}$	$+2,211 \times 10^0$	$-3,036 \times 10^1$	$+8,215 \times 10^2$
06	$+9,294 \times 10^{-3}$	$+4,825 \times 10^{-1}$	$-8,054 \times 10^0$	$+7,624 \times 10^2$
07	$-1,361 \times 10^{-2}$	$+1,267 \times 10^0$	$-1,709 \times 10^1$	$+8,248 \times 10^2$
08	$-2,219 \times 10^{-2}$	$+1,878 \times 10^0$	$-3,038 \times 10^1$	$+9,575 \times 10^2$
09	$-3,996 \times 10^{-2}$	$+2,763 \times 10^0$	$-4,835 \times 10^1$	$+1,131 \times 10^3$
10	$-3,477 \times 10^{-2}$	$+2,603 \times 10^0$	$-5,124 \times 10^1$	$+1,235 \times 10^3$
11	$-1,373 \times 10^{-2}$	$+1,676 \times 10^0$	$-4,171 \times 10^1$	$+1,249 \times 10^3$
12	$+2,562 \times 10^{-2}$	$-4,940 \times 10^{-1}$	$-4,807 \times 10^0$	$+1,001 \times 10^3$
13	$+8,213 \times 10^{-2}$	$-3,927 \times 10^0$	$+6,176 \times 10^1$	$+5,578 \times 10^2$
14	$+7,334 \times 10^{-2}$	$-3,185 \times 10^0$	$+4,237 \times 10^1$	$+6,998 \times 10^2$
15	$+1,030 \times 10^{-1}$	$-5,184 \times 10^0$	$+8,435 \times 10^1$	$+4,254 \times 10^2$
16	$+7,767 \times 10^{-2}$	$-3,489 \times 10^0$	$+4,491 \times 10^1$	$+7,543 \times 10^2$
17	$+6,520 \times 10^{-2}$	$-2,641 \times 10^0$	$+2,106 \times 10^1$	$+1,047 \times 10^3$
18	$+9,040 \times 10^{-2}$	$-4,853 \times 10^0$	$+7,115 \times 10^1$	$+8,860 \times 10^2$
19	$+1,316 \times 10^{-2}$	$-7,543 \times 10^{-1}$	$+1,066 \times 10^1$	$+1,126 \times 10^3$
20	$-9,112 \times 10^{-2}$	$+5,774 \times 10^0$	$-1,089 \times 10^2$	$+1,719 \times 10^3$
21	$-9,077 \times 10^{-2}$	$+6,336 \times 10^0$	$-1,209 \times 10^2$	$+1,710 \times 10^3$
22	$-7,294 \times 10^{-2}$	$+5,537 \times 10^0$	$-1,058 \times 10^2$	$+1,535 \times 10^3$
23	$-6,868 \times 10^{-2}$	$+5,178 \times 10^0$	$-9,387 \times 10^1$	$+1,349 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.5 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média total do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,730 \times 10^{-1}$	$-5,010 \times 10^0$	$+3,944 \times 10^1$	$+8,595 \times 10^2$
01	$+1,678 \times 10^{-1}$	$-4,683 \times 10^0$	$+3,524 \times 10^1$	$+8,034 \times 10^2$
02	$+1,665 \times 10^{-1}$	$-4,670 \times 10^0$	$+3,741 \times 10^1$	$+7,348 \times 10^2$
03	$+1,676 \times 10^{-1}$	$-4,694 \times 10^0$	$+3,821 \times 10^1$	$+7,150 \times 10^2$
04	$+1,643 \times 10^{-1}$	$-4,580 \times 10^0$	$+3,741 \times 10^1$	$+7,232 \times 10^2$
05	$+1,548 \times 10^{-1}$	$-4,308 \times 10^0$	$+3,532 \times 10^1$	$+7,757 \times 10^2$
06	$+1,557 \times 10^{-1}$	$-4,633 \times 10^0$	$+3,811 \times 10^1$	$+9,228 \times 10^2$
07	$+1,435 \times 10^{-1}$	$-4,344 \times 10^0$	$+3,409 \times 10^1$	$+1,119 \times 10^3$
08	$+1,508 \times 10^{-1}$	$-4,780 \times 10^0$	$+3,988 \times 10^1$	$+1,209 \times 10^3$
09	$+1,336 \times 10^{-1}$	$-4,631 \times 10^0$	$+4,340 \times 10^1$	$+1,234 \times 10^3$
10	$+1,203 \times 10^{-1}$	$-4,562 \times 10^0$	$+4,838 \times 10^1$	$+1,236 \times 10^3$
11	$+1,177 \times 10^{-1}$	$-5,016 \times 10^0$	$+6,379 \times 10^1$	$+1,108 \times 10^3$
12	$+1,517 \times 10^{-1}$	$-7,459 \times 10^0$	$+1,164 \times 10^2$	$+6,232 \times 10^2$
13	$+1,690 \times 10^{-1}$	$-8,568 \times 10^0$	$+1,388 \times 10^2$	$+5,699 \times 10^2$
14	$+1,479 \times 10^{-1}$	$-7,440 \times 10^0$	$+1,204 \times 10^2$	$+6,909 \times 10^2$
15	$+1,131 \times 10^{-1}$	$-5,315 \times 10^0$	$+7,796 \times 10^1$	$+9,658 \times 10^2$
16	$+1,141 \times 10^{-1}$	$-5,469 \times 10^0$	$+8,133 \times 10^1$	$+9,471 \times 10^2$
17	$+1,177 \times 10^{-1}$	$-5,726 \times 10^0$	$+8,283 \times 10^1$	$+9,317 \times 10^2$
18	$+1,244 \times 10^{-1}$	$-6,386 \times 10^0$	$+9,282 \times 10^1$	$+9,429 \times 10^2$
19	$+3,098 \times 10^{-2}$	$-1,396 \times 10^0$	$+1,256 \times 10^1$	$+1,330 \times 10^3$
20	$-3,122 \times 10^{-2}$	$+2,904 \times 10^0$	$-6,922 \times 10^1$	$+1,716 \times 10^3$
21	$+7,160 \times 10^{-2}$	$-1,698 \times 10^0$	$-3,416 \times 10^0$	$+1,414 \times 10^3$
22	$+1,079 \times 10^{-1}$	$-2,713 \times 10^0$	$+6,872 \times 10^0$	$+1,300 \times 10^3$
23	$+1,265 \times 10^{-1}$	$-3,045 \times 10^0$	$+1,001 \times 10^1$	$+1,157 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.6 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a media total do número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,705 \times 10^{-1}$	$+1,017 \times 10^1$	$-1,687 \times 10^2$	$+1,687 \times 10^3$
01	$-1,810 \times 10^{-1}$	$+1,013 \times 10^1$	$-1,576 \times 10^2$	$+1,511 \times 10^3$
02	$-1,483 \times 10^{-1}$	$+8,303 \times 10^0$	$-1,254 \times 10^2$	$+1,292 \times 10^3$
03	$-1,042 \times 10^{-1}$	$+5,937 \times 10^0$	$-8,659 \times 10^1$	$+1,082 \times 10^3$
04	$-9,518 \times 10^{-2}$	$+5,256 \times 10^0$	$-7,280 \times 10^1$	$+9,937 \times 10^2$
05	$-6,162 \times 10^{-2}$	$+3,603 \times 10^0$	$-4,790 \times 10^1$	$+8,863 \times 10^2$
06	$-1,725 \times 10^{-2}$	$+1,607 \times 10^0$	$-2,249 \times 10^1$	$+8,154 \times 10^2$
07	$-1,775 \times 10^{-2}$	$+1,439 \times 10^0$	$-1,936 \times 10^1$	$+8,326 \times 10^2$
08	$-2,412 \times 10^{-2}$	$+1,947 \times 10^0$	$-3,169 \times 10^1$	$+9,675 \times 10^2$
09	$-3,618 \times 10^{-2}$	$+2,478 \times 10^0$	$-4,222 \times 10^1$	$+1,092 \times 10^3$
10	$-1,951 \times 10^{-2}$	$+1,761 \times 10^0$	$-3,692 \times 10^1$	$+1,162 \times 10^3$
11	$-1,684 \times 10^{-2}$	$+1,751 \times 10^0$	$-4,107 \times 10^1$	$+1,233 \times 10^3$
12	$+4,097 \times 10^{-2}$	$-1,544 \times 10^0$	$+1,809 \times 10^1$	$+8,414 \times 10^2$
13	$+7,685 \times 10^{-2}$	$-3,520 \times 10^0$	$+5,178 \times 10^1$	$+6,350 \times 10^2$
14	$+8,914 \times 10^{-2}$	$-4,211 \times 10^0$	$+6,348 \times 10^1$	$+5,641 \times 10^2$
15	$+1,142 \times 10^{-1}$	$-5,903 \times 10^0$	$+9,924 \times 10^1$	$+3,256 \times 10^2$
16	$+1,030 \times 10^{-1}$	$-5,220 \times 10^0$	$+8,356 \times 10^1$	$+4,742 \times 10^2$
17	$+8,626 \times 10^{-2}$	$-4,079 \times 10^0$	$+5,281 \times 10^1$	$+8,232 \times 10^2$
18	$+8,934 \times 10^{-2}$	$-4,755 \times 10^0$	$+6,880 \times 10^1$	$+9,019 \times 10^2$
19	$+2,422 \times 10^{-2}$	$-1,419 \times 10^0$	$+2,354 \times 10^1$	$+1,047 \times 10^3$
20	$-8,867 \times 10^{-2}$	$+5,632 \times 10^0$	$-1,063 \times 10^2$	$+1,704 \times 10^3$
21	$-8,283 \times 10^{-2}$	$+6,059 \times 10^0$	$-1,184 \times 10^2$	$+1,706 \times 10^3$
22	$-7,219 \times 10^{-2}$	$+5,601 \times 10^0$	$-1,086 \times 10^2$	$+1,561 \times 10^3$
23	$-5,589 \times 10^{-2}$	$+4,661 \times 10^0$	$-8,779 \times 10^1$	$+1,330 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.7 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,675 \times 10^{-1}$	$-4,811 \times 10^0$	$+3,624 \times 10^1$	$+8,793 \times 10^2$
01	$+1,542 \times 10^{-1}$	$-4,228 \times 10^0$	$+3,029 \times 10^1$	$+8,212 \times 10^2$
02	$+1,670 \times 10^{-1}$	$-4,815 \times 10^0$	$+4,008 \times 10^1$	$+7,241 \times 10^2$
03	$+1,675 \times 10^{-1}$	$-4,824 \times 10^0$	$+4,063 \times 10^1$	$+7,062 \times 10^2$
04	$+1,565 \times 10^{-1}$	$-4,422 \times 10^0$	$+3,656 \times 10^1$	$+7,249 \times 10^2$
05	$+1,600 \times 10^{-1}$	$-4,652 \times 10^0$	$+4,023 \times 10^1$	$+7,578 \times 10^2$
06	$+1,693 \times 10^{-1}$	$-5,326 \times 10^0$	$+4,752 \times 10^1$	$+8,890 \times 10^2$
07	$+1,559 \times 10^{-1}$	$-5,004 \times 10^0$	$+4,311 \times 10^1$	$+1,089 \times 10^3$
08	$+1,540 \times 10^{-1}$	$-5,158 \times 10^0$	$+4,710 \times 10^1$	$+1,178 \times 10^3$
09	$+1,353 \times 10^{-1}$	$-4,934 \times 10^0$	$+5,012 \times 10^1$	$+1,199 \times 10^3$
10	$+1,259 \times 10^{-1}$	$-5,046 \times 10^0$	$+5,849 \times 10^1$	$+1,180 \times 10^3$
11	$+1,193 \times 10^{-1}$	$-5,229 \times 10^0$	$+6,890 \times 10^1$	$+1,077 \times 10^3$
12	$+1,713 \times 10^{-1}$	$-8,768 \times 10^0$	$+1,431 \times 10^2$	$+4,571 \times 10^2$
13	$+1,779 \times 10^{-1}$	$-9,163 \times 10^0$	$+1,502 \times 10^2$	$+5,067 \times 10^2$
14	$+1,636 \times 10^{-1}$	$-8,468 \times 10^0$	$+1,408 \times 10^2$	$+5,697 \times 10^2$
15	$+1,410 \times 10^{-1}$	$-7,265 \times 10^0$	$+1,208 \times 10^2$	$+6,695 \times 10^2$
16	$+1,277 \times 10^{-1}$	$-6,433 \times 10^0$	$+1,023 \times 10^2$	$+8,057 \times 10^2$
17	$+1,199 \times 10^{-1}$	$-5,881 \times 10^0$	$+8,568 \times 10^1$	$+9,207 \times 10^2$
18	$+1,144 \times 10^{-1}$	$-5,788 \times 10^0$	$+8,138 \times 10^1$	$+1,014 \times 10^3$
19	$+3,147 \times 10^{-2}$	$-1,393 \times 10^0$	$+1,156 \times 10^1$	$+1,345 \times 10^3$
20	$-3,285 \times 10^{-2}$	$+3,094 \times 10^0$	$-7,521 \times 10^1$	$+1,770 \times 10^3$
21	$+6,081 \times 10^{-2}$	$-1,087 \times 10^0$	$-1,504 \times 10^1$	$+1,487 \times 10^3$
22	$+8,486 \times 10^{-2}$	$-1,582 \times 10^0$	$-1,134 \times 10^1$	$+1,396 \times 10^3$
23	$+1,055 \times 10^{-1}$	$-2,080 \times 10^0$	$-4,771 \times 10^0$	$+1,232 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.8 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-2,252 \times 10^{-1}$	$+1,309 \times 10^1$	$-2,185 \times 10^2$	$+1,955 \times 10^3$
01	$-2,021 \times 10^{-1}$	$+1,140 \times 10^1$	$-1,818 \times 10^2$	$+1,655 \times 10^3$
02	$-1,650 \times 10^{-1}$	$+9,279 \times 10^0$	$-1,438 \times 10^2$	$+1,400 \times 10^3$
03	$-1,393 \times 10^{-1}$	$+7,710 \times 10^0$	$-1,149 \times 10^2$	$+1,221 \times 10^3$
04	$-1,119 \times 10^{-1}$	$+6,178 \times 10^0$	$-8,921 \times 10^1$	$+1,083 \times 10^3$
05	$-7,320 \times 10^{-2}$	$+4,216 \times 10^0$	$-5,862 \times 10^1$	$+9,427 \times 10^2$
06	$-6,120 \times 10^{-2}$	$+3,595 \times 10^0$	$-5,094 \times 10^1$	$+9,385 \times 10^2$
07	$-8,324 \times 10^{-2}$	$+4,290 \times 10^0$	$-5,772 \times 10^1$	$+9,851 \times 10^2$
08	$-5,477 \times 10^{-2}$	$+3,275 \times 10^0$	$-5,002 \times 10^1$	$+1,046 \times 10^3$
09	$-7,899 \times 10^{-2}$	$+4,544 \times 10^0$	$-7,358 \times 10^1$	$+1,239 \times 10^3$
10	$-4,952 \times 10^{-2}$	$+3,306 \times 10^0$	$-6,189 \times 10^1$	$+1,287 \times 10^3$
11	$-7,648 \times 10^{-2}$	$+5,285 \times 10^0$	$-1,083 \times 10^2$	$+1,642 \times 10^3$
12	$-2,857 \times 10^{-2}$	$+2,732 \times 10^0$	$-6,706 \times 10^1$	$+1,390 \times 10^3$
13	$+4,488 \times 10^{-2}$	$-1,617 \times 10^0$	$+1,540 \times 10^1$	$+8,560 \times 10^2$
14	$+7,691 \times 10^{-2}$	$-3,564 \times 10^0$	$+5,331 \times 10^1$	$+6,040 \times 10^2$
15	$+1,067 \times 10^{-1}$	$-5,602 \times 10^0$	$+9,686 \times 10^1$	$+3,126 \times 10^2$
16	$+8,532 \times 10^{-2}$	$-4,088 \times 10^0$	$+5,946 \times 10^1$	$+6,439 \times 10^2$
17	$+6,556 \times 10^{-2}$	$-2,611 \times 10^0$	$+1,895 \times 10^1$	$+1,076 \times 10^3$
18	$+8,497 \times 10^{-2}$	$-4,580 \times 10^0$	$+6,774 \times 10^1$	$+8,926 \times 10^2$
19	$+3,067 \times 10^{-2}$	$-1,777 \times 10^0$	$+2,991 \times 10^1$	$+1,010 \times 10^3$
20	$-1,008 \times 10^{-1}$	$+6,467 \times 10^0$	$-1,246 \times 10^2$	$+1,831 \times 10^3$
21	$-9,319 \times 10^{-2}$	$+6,701 \times 10^0$	$-1,323 \times 10^2$	$+1,806 \times 10^3$
22	$-8,768 \times 10^{-2}$	$+6,511 \times 10^0$	$-1,262 \times 10^2$	$+1,669 \times 10^3$
23	$-7,376 \times 10^{-2}$	$+5,659 \times 10^0$	$-1,058 \times 10^2$	$+1,433 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.9 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,627 \times 10^{-1}$	$-4,580 \times 10^0$	$+3,385 \times 10^1$	$+8,815 \times 10^2$
01	$+1,481 \times 10^{-1}$	$-3,869 \times 10^0$	$+2,515 \times 10^1$	$+8,394 \times 10^2$
02	$+1,538 \times 10^{-1}$	$-4,159 \times 10^0$	$+3,127 \times 10^1$	$+7,564 \times 10^2$
03	$+1,559 \times 10^{-1}$	$-4,250 \times 10^0$	$+3,326 \times 10^1$	$+7,310 \times 10^2$
04	$+1,488 \times 10^{-1}$	$-4,008 \times 10^0$	$+3,123 \times 10^1$	$+7,424 \times 10^2$
05	$+1,490 \times 10^{-1}$	$-4,094 \times 10^0$	$+3,307 \times 10^1$	$+7,824 \times 10^2$
06	$+1,477 \times 10^{-1}$	$-4,356 \times 10^0$	$+3,538 \times 10^1$	$+9,299 \times 10^2$
07	$+1,327 \times 10^{-1}$	$-3,941 \times 10^0$	$+2,966 \times 10^1$	$+1,132 \times 10^3$
08	$+1,452 \times 10^{-1}$	$-4,551 \times 10^0$	$+3,713 \times 10^1$	$+1,218 \times 10^3$
09	$+1,215 \times 10^{-1}$	$-4,067 \times 10^0$	$+3,551 \times 10^1$	$+1,265 \times 10^3$
10	$+1,027 \times 10^{-1}$	$-3,638 \times 10^0$	$+3,341 \times 10^1$	$+1,310 \times 10^3$
11	$+1,070 \times 10^{-1}$	$-4,431 \times 10^0$	$+5,366 \times 10^1$	$+1,163 \times 10^3$
12	$+1,433 \times 10^{-1}$	$-6,979 \times 10^0$	$+1,077 \times 10^2$	$+6,747 \times 10^2$
13	$+1,629 \times 10^{-1}$	$-8,246 \times 10^0$	$+1,336 \times 10^2$	$+5,970 \times 10^2$
14	$+1,423 \times 10^{-1}$	$-7,132 \times 10^0$	$+1,150 \times 10^2$	$+7,216 \times 10^2$
15	$+1,213 \times 10^{-1}$	$-5,934 \times 10^0$	$+9,244 \times 10^1$	$+8,603 \times 10^2$
16	$+1,042 \times 10^{-1}$	$-4,848 \times 10^0$	$+6,857 \times 10^1$	$+1,033 \times 10^3$
17	$+1,039 \times 10^{-1}$	$-4,865 \times 10^0$	$+6,546 \times 10^1$	$+1,044 \times 10^3$
18	$+1,173 \times 10^{-1}$	$-5,985 \times 10^0$	$+8,573 \times 10^1$	$+9,818 \times 10^2$
19	$+3,061 \times 10^{-2}$	$-1,389 \times 10^0$	$+1,268 \times 10^1$	$+1,328 \times 10^3$
20	$-3,626 \times 10^{-2}$	$+3,186 \times 10^0$	$-7,428 \times 10^1$	$+1,745 \times 10^3$
21	$+5,753 \times 10^{-2}$	$-9,955 \times 10^{-1}$	$-1,460 \times 10^1$	$+1,470 \times 10^3$
22	$+8,983 \times 10^{-2}$	$-1,870 \times 10^0$	$-5,262 \times 10^0$	$+1,353 \times 10^3$
23	$+1,073 \times 10^{-1}$	$-2,175 \times 10^0$	$-2,185 \times 10^0$	$+1,209 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.10 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,732 \times 10^{-1}$	$+1,025 \times 10^1$	$-1,689 \times 10^2$	$+1,684 \times 10^3$
01	$-1,828 \times 10^{-1}$	$+1,016 \times 10^1$	$-1,568 \times 10^2$	$+1,500 \times 10^3$
02	$-1,372 \times 10^{-1}$	$+7,707 \times 10^0$	$-1,157 \times 10^2$	$+1,246 \times 10^3$
03	$-1,099 \times 10^{-1}$	$+6,092 \times 10^0$	$-8,728 \times 10^1$	$+1,079 \times 10^3$
04	$-8,107 \times 10^{-2}$	$+4,591 \times 10^0$	$-6,334 \times 10^1$	$+9,547 \times 10^2$
05	$-4,319 \times 10^{-2}$	$+2,820 \times 10^0$	$-3,791 \times 10^1$	$+8,494 \times 10^2$
06	$+7,322 \times 10^{-3}$	$+5,343 \times 10^{-1}$	$-8,408 \times 10^0$	$+7,619 \times 10^2$
07	$-1,211 \times 10^{-2}$	$+1,199 \times 10^0$	$-1,631 \times 10^1$	$+8,219 \times 10^2$
08	$-2,943 \times 10^{-2}$	$+2,195 \times 10^0$	$-3,506 \times 10^1$	$+9,798 \times 10^2$
09	$-4,180 \times 10^{-2}$	$+2,815 \times 10^0$	$-4,863 \times 10^1$	$+1,130 \times 10^3$
10	$-2,887 \times 10^{-2}$	$+2,213 \times 10^0$	$-4,372 \times 10^1$	$+1,194 \times 10^3$
11	$-2,767 \times 10^{-2}$	$+2,381 \times 10^0$	$-5,256 \times 10^1$	$+1,298 \times 10^3$
12	$+3,405 \times 10^{-2}$	$-1,143 \times 10^0$	$+1,102 \times 10^1$	$+8,779 \times 10^2$
13	$+7,755 \times 10^{-2}$	$-3,658 \times 10^0$	$+5,696 \times 10^1$	$+5,830 \times 10^2$
14	$+7,855 \times 10^{-2}$	$-3,496 \times 10^0$	$+4,804 \times 10^1$	$+6,697 \times 10^2$
15	$+1,089 \times 10^{-1}$	$-5,579 \times 10^0$	$+9,278 \times 10^1$	$+3,672 \times 10^2$
16	$+7,812 \times 10^{-2}$	$-3,535 \times 10^0$	$+4,657 \times 10^1$	$+7,351 \times 10^2$
17	$+7,354 \times 10^{-2}$	$-3,207 \times 10^0$	$+3,346 \times 10^1$	$+9,603 \times 10^2$
18	$+9,008 \times 10^{-2}$	$-4,839 \times 10^0$	$+7,111 \times 10^1$	$+8,845 \times 10^2$
19	$+2,507 \times 10^{-2}$	$-1,494 \times 10^0$	$+2,528 \times 10^1$	$+1,036 \times 10^3$
20	$-8,773 \times 10^{-2}$	$+5,590 \times 10^0$	$-1,059 \times 10^2$	$+1,705 \times 10^3$
21	$-8,441 \times 10^{-2}$	$+6,133 \times 10^0$	$-1,198 \times 10^2$	$+1,716 \times 10^3$
22	$-7,619 \times 10^{-2}$	$+5,737 \times 10^0$	$-1,099 \times 10^2$	$+1,563 \times 10^3$
23	$-6,844 \times 10^{-2}$	$+5,244 \times 10^0$	$-9,642 \times 10^1$	$+1,369 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.11 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,622 \times 10^{-1}$	$-4,547 \times 10^0$	$+3,340 \times 10^1$	$+8,828 \times 10^2$
01	$+1,544 \times 10^{-1}$	$-4,133 \times 10^0$	$+2,858 \times 10^1$	$+8,260 \times 10^2$
02	$+1,532 \times 10^{-1}$	$-4,119 \times 10^0$	$+3,062 \times 10^1$	$+7,591 \times 10^2$
03	$+1,550 \times 10^{-1}$	$-4,195 \times 10^0$	$+3,245 \times 10^1$	$+7,343 \times 10^2$
04	$+1,482 \times 10^{-1}$	$-3,981 \times 10^0$	$+3,098 \times 10^1$	$+7,423 \times 10^2$
05	$+1,489 \times 10^{-1}$	$-4,090 \times 10^0$	$+3,312 \times 10^1$	$+7,819 \times 10^2$
06	$+1,477 \times 10^{-1}$	$-4,347 \times 10^0$	$+3,522 \times 10^1$	$+9,303 \times 10^2$
07	$+1,332 \times 10^{-1}$	$-3,955 \times 10^0$	$+2,978 \times 10^1$	$+1,132 \times 10^3$
08	$+1,443 \times 10^{-1}$	$-4,503 \times 10^0$	$+3,645 \times 10^1$	$+1,221 \times 10^3$
09	$+1,176 \times 10^{-1}$	$-3,873 \times 10^0$	$+3,265 \times 10^1$	$+1,277 \times 10^3$
10	$+1,027 \times 10^{-1}$	$-3,655 \times 10^0$	$+3,406 \times 10^1$	$+1,304 \times 10^3$
11	$+1,092 \times 10^{-1}$	$-4,548 \times 10^0$	$+5,574 \times 10^1$	$+1,151 \times 10^3$
12	$+1,427 \times 10^{-1}$	$-6,940 \times 10^0$	$+1,069 \times 10^2$	$+6,797 \times 10^2$
13	$+1,674 \times 10^{-1}$	$-8,536 \times 10^0$	$+1,394 \times 10^2$	$+5,593 \times 10^2$
14	$+1,411 \times 10^{-1}$	$-7,053 \times 10^0$	$+1,134 \times 10^2$	$+7,319 \times 10^2$
15	$+1,211 \times 10^{-1}$	$-5,924 \times 10^0$	$+9,247 \times 10^1$	$+8,582 \times 10^2$
16	$+1,043 \times 10^{-1}$	$-4,865 \times 10^0$	$+6,909 \times 10^1$	$+1,029 \times 10^3$
17	$+1,030 \times 10^{-1}$	$-4,804 \times 10^0$	$+6,415 \times 10^1$	$+1,053 \times 10^3$
18	$+1,147 \times 10^{-1}$	$-5,824 \times 10^0$	$+8,265 \times 10^1$	$+1,000 \times 10^3$
19	$+3,071 \times 10^{-2}$	$-1,392 \times 10^0$	$+1,269 \times 10^1$	$+1,328 \times 10^3$
20	$-3,659 \times 10^{-2}$	$+3,200 \times 10^0$	$-7,444 \times 10^1$	$+1,745 \times 10^3$
21	$+5,591 \times 10^{-2}$	$-9,152 \times 10^{-1}$	$-1,580 \times 10^1$	$+1,475 \times 10^3$
22	$+9,061 \times 10^{-2}$	$-1,923 \times 10^0$	$-4,290 \times 10^0$	$+1,348 \times 10^3$
23	$+1,133 \times 10^{-1}$	$-2,465 \times 10^0$	$+2,123 \times 10^0$	$+1,190 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.12 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,757 \times 10^{-1}$	$+1,034 \times 10^1$	$-1,699 \times 10^2$	$+1,686 \times 10^3$
01	$-1,889 \times 10^{-1}$	$+1,036 \times 10^1$	$-1,584 \times 10^2$	$+1,502 \times 10^3$
02	$-1,397 \times 10^{-1}$	$+7,811 \times 10^0$	$-1,169 \times 10^2$	$+1,249 \times 10^3$
03	$-1,204 \times 10^{-1}$	$+6,621 \times 10^0$	$-9,545 \times 10^1$	$+1,117 \times 10^3$
04	$-8,221 \times 10^{-2}$	$+4,639 \times 10^0$	$-6,386 \times 10^1$	$+9,560 \times 10^2$
05	$-2,794 \times 10^{-2}$	$+2,227 \times 10^0$	$-3,079 \times 10^1$	$+8,239 \times 10^2$
06	$+6,514 \times 10^{-3}$	$+5,742 \times 10^{-1}$	$-9,042 \times 10^0$	$+7,655 \times 10^2$
07	$-1,557 \times 10^{-2}$	$+1,309 \times 10^0$	$-1,695 \times 10^1$	$+8,192 \times 10^2$
08	$-3,289 \times 10^{-2}$	$+2,350 \times 10^0$	$-3,712 \times 10^1$	$+9,880 \times 10^2$
09	$-4,969 \times 10^{-2}$	$+3,155 \times 10^0$	$-5,295 \times 10^1$	$+1,146 \times 10^3$
10	$-2,273 \times 10^{-2}$	$+1,863 \times 10^0$	$-3,719 \times 10^1$	$+1,153 \times 10^3$
11	$-3,047 \times 10^{-2}$	$+2,603 \times 10^0$	$-5,801 \times 10^1$	$+1,339 \times 10^3$
12	$+2,663 \times 10^{-2}$	$-6,667 \times 10^{-1}$	$+1,233 \times 10^0$	$+9,419 \times 10^2$
13	$+7,970 \times 10^{-2}$	$-3,798 \times 10^0$	$+5,984 \times 10^1$	$+5,645 \times 10^2$
14	$+7,499 \times 10^{-2}$	$-3,252 \times 10^0$	$+4,273 \times 10^1$	$+7,060 \times 10^2$
15	$+1,076 \times 10^{-1}$	$-5,492 \times 10^0$	$+9,094 \times 10^1$	$+3,795 \times 10^2$
16	$+8,171 \times 10^{-2}$	$-3,769 \times 10^0$	$+5,146 \times 10^1$	$+7,024 \times 10^2$
17	$+6,765 \times 10^{-2}$	$-2,776 \times 10^0$	$+2,329 \times 10^1$	$+1,037 \times 10^3$
18	$+8,975 \times 10^{-2}$	$-4,817 \times 10^0$	$+7,065 \times 10^1$	$+8,873 \times 10^2$
19	$+2,463 \times 10^{-2}$	$-1,466 \times 10^0$	$+2,473 \times 10^1$	$+1,039 \times 10^3$
20	$-8,834 \times 10^{-2}$	$+5,620 \times 10^0$	$-1,063 \times 10^2$	$+1,707 \times 10^3$
21	$-8,746 \times 10^{-2}$	$+6,288 \times 10^0$	$-1,223 \times 10^2$	$+1,728 \times 10^3$
22	$-7,261 \times 10^{-2}$	$+5,595 \times 10^0$	$-1,081 \times 10^2$	$+1,556 \times 10^3$
23	$-6,849 \times 10^{-2}$	$+5,242 \times 10^0$	$-9,625 \times 10^1$	$+1,368 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.13 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,699 \times 10^{-1}$	$-4,926 \times 10^0$	$+3,884 \times 10^1$	$+8,606 \times 10^2$
01	$+1,522 \times 10^{-1}$	$-4,045 \times 10^0$	$+2,742 \times 10^1$	$+8,310 \times 10^2$
02	$+1,504 \times 10^{-1}$	$-4,023 \times 10^0$	$+2,972 \times 10^1$	$+7,606 \times 10^2$
03	$+1,530 \times 10^{-1}$	$-4,158 \times 10^0$	$+3,256 \times 10^1$	$+7,314 \times 10^2$
04	$+1,452 \times 10^{-1}$	$-3,869 \times 10^0$	$+2,979 \times 10^1$	$+7,457 \times 10^2$
05	$+1,468 \times 10^{-1}$	$-4,006 \times 10^0$	$+3,205 \times 10^1$	$+7,859 \times 10^2$
06	$+1,486 \times 10^{-1}$	$-4,391 \times 10^0$	$+3,584 \times 10^1$	$+9,281 \times 10^2$
07	$+1,325 \times 10^{-1}$	$-3,926 \times 10^0$	$+2,944 \times 10^1$	$+1,132 \times 10^3$
08	$+1,452 \times 10^{-1}$	$-4,534 \times 10^0$	$+3,673 \times 10^1$	$+1,220 \times 10^3$
09	$+1,134 \times 10^{-1}$	$-3,661 \times 10^0$	$+2,932 \times 10^1$	$+1,293 \times 10^3$
10	$+9,707 \times 10^{-2}$	$-3,344 \times 10^0$	$+2,866 \times 10^1$	$+1,333 \times 10^3$
11	$+1,079 \times 10^{-1}$	$-4,465 \times 10^0$	$+5,403 \times 10^1$	$+1,162 \times 10^3$
12	$+1,392 \times 10^{-1}$	$-6,730 \times 10^0$	$+1,029 \times 10^2$	$+7,036 \times 10^2$
13	$+1,616 \times 10^{-1}$	$-8,179 \times 10^0$	$+1,325 \times 10^2$	$+6,024 \times 10^2$
14	$+1,413 \times 10^{-1}$	$-7,077 \times 10^0$	$+1,141 \times 10^2$	$+7,258 \times 10^2$
15	$+1,173 \times 10^{-1}$	$-5,684 \times 10^0$	$+8,752 \times 10^1$	$+8,913 \times 10^2$
16	$+1,021 \times 10^{-1}$	$-4,732 \times 10^0$	$+6,656 \times 10^1$	$+1,044 \times 10^3$
17	$+1,025 \times 10^{-1}$	$-4,787 \times 10^0$	$+6,417 \times 10^1$	$+1,050 \times 10^3$
18	$+1,164 \times 10^{-1}$	$-5,945 \times 10^0$	$+8,523 \times 10^1$	$+9,837 \times 10^2$
19	$+2,983 \times 10^{-2}$	$-1,353 \times 10^0$	$+1,223 \times 10^1$	$+1,330 \times 10^3$
20	$-3,733 \times 10^{-2}$	$+3,239 \times 10^0$	$-7,521 \times 10^1$	$+1,751 \times 10^3$
21	$+5,767 \times 10^{-2}$	$-1,018 \times 10^0$	$-1,404 \times 10^1$	$+1,466 \times 10^3$
22	$+8,626 \times 10^{-2}$	$-1,718 \times 10^0$	$-7,401 \times 10^0$	$+1,363 \times 10^3$
23	$+1,151 \times 10^{-1}$	$-2,562 \times 10^0$	$+3,483 \times 10^0$	$+1,185 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.14 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária A empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,773 \times 10^{-1}$	$+1,041 \times 10^1$	$-1,710 \times 10^2$	$+1,691 \times 10^3$
01	$-1,734 \times 10^{-1}$	$+9,677 \times 10^0$	$-1,494 \times 10^2$	$+1,466 \times 10^3$
02	$-1,479 \times 10^{-1}$	$+8,231 \times 10^0$	$-1,236 \times 10^2$	$+1,281 \times 10^3$
03	$-1,210 \times 10^{-1}$	$+6,635 \times 10^0$	$-9,545 \times 10^1$	$+1,116 \times 10^3$
04	$-8,880 \times 10^{-2}$	$+4,962 \times 10^0$	$-6,881 \times 10^1$	$+9,790 \times 10^2$
05	$-2,923 \times 10^{-2}$	$+2,299 \times 10^0$	$-3,194 \times 10^1$	$+8,289 \times 10^2$
06	$+1,057 \times 10^{-2}$	$+4,199 \times 10^{-1}$	$-7,204 \times 10^0$	$+7,582 \times 10^2$
07	$-1,473 \times 10^{-2}$	$+1,291 \times 10^0$	$-1,723 \times 10^1$	$+8,246 \times 10^2$
08	$-3,043 \times 10^{-2}$	$+2,257 \times 10^0$	$-3,607 \times 10^1$	$+9,842 \times 10^2$
09	$-4,322 \times 10^{-2}$	$+2,869 \times 10^0$	$-4,912 \times 10^1$	$+1,131 \times 10^3$
10	$-2,702 \times 10^{-2}$	$+2,101 \times 10^0$	$-4,131 \times 10^1$	$+1,175 \times 10^3$
11	$-2,840 \times 10^{-2}$	$+2,492 \times 10^0$	$-5,618 \times 10^1$	$+1,331 \times 10^3$
12	$+3,175 \times 10^{-2}$	$-1,000 \times 10^0$	$+8,195 \times 10^0$	$+8,961 \times 10^2$
13	$+7,721 \times 10^{-2}$	$-3,612 \times 10^0$	$+5,527 \times 10^1$	$+6,011 \times 10^2$
14	$+7,324 \times 10^{-2}$	$-3,170 \times 10^0$	$+4,162 \times 10^1$	$+7,098 \times 10^2$
15	$+1,055 \times 10^{-1}$	$-5,337 \times 10^0$	$+8,713 \times 10^1$	$+4,102 \times 10^2$
16	$+8,247 \times 10^{-2}$	$-3,824 \times 10^0$	$+5,263 \times 10^1$	$+6,951 \times 10^2$
17	$+6,858 \times 10^{-2}$	$-2,844 \times 10^0$	$+2,479 \times 10^1$	$+1,027 \times 10^3$
18	$+8,991 \times 10^{-2}$	$-4,831 \times 10^0$	$+7,094 \times 10^1$	$+8,859 \times 10^2$
19	$+2,410 \times 10^{-2}$	$-1,409 \times 10^0$	$+2,314 \times 10^1$	$+1,052 \times 10^3$
20	$-9,583 \times 10^{-2}$	$+6,052 \times 10^0$	$-1,143 \times 10^2$	$+1,753 \times 10^3$
21	$-8,828 \times 10^{-2}$	$+6,341 \times 10^0$	$-1,234 \times 10^2$	$+1,736 \times 10^3$
22	$-7,390 \times 10^{-2}$	$+5,664 \times 10^0$	$-1,094 \times 10^2$	$+1,563 \times 10^3$
23	$-6,936 \times 10^{-2}$	$+5,288 \times 10^0$	$-9,720 \times 10^1$	$+1,374 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.15 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando maior decil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+9,634 \times 10^{-2}$	$-2,181 \times 10^0$	$+1,218 \times 10^1$	$+9,953 \times 10^2$
01	$+1,121 \times 10^{-1}$	$-2,926 \times 10^0$	$+2,404 \times 10^1$	$+8,632 \times 10^2$
02	$+1,207 \times 10^{-1}$	$-3,324 \times 10^0$	$+3,007 \times 10^1$	$+7,755 \times 10^2$
03	$+1,206 \times 10^{-1}$	$-3,329 \times 10^0$	$+3,023 \times 10^1$	$+7,567 \times 10^2$
04	$+1,101 \times 10^{-1}$	$-2,995 \times 10^0$	$+2,715 \times 10^1$	$+7,746 \times 10^2$
05	$+1,034 \times 10^{-1}$	$-2,811 \times 10^0$	$+2,522 \times 10^1$	$+8,362 \times 10^2$
06	$+1,166 \times 10^{-1}$	$-3,476 \times 10^0$	$+3,061 \times 10^1$	$+9,982 \times 10^2$
07	$+1,272 \times 10^{-1}$	$-3,936 \times 10^0$	$+3,266 \times 10^1$	$+1,287 \times 10^3$
08	$+1,425 \times 10^{-1}$	$-4,633 \times 10^0$	$+3,980 \times 10^1$	$+1,483 \times 10^3$
09	$+1,855 \times 10^{-1}$	$-7,115 \times 10^0$	$+7,951 \times 10^1$	$+1,353 \times 10^3$
10	$+1,974 \times 10^{-1}$	$-8,590 \times 10^0$	$+1,135 \times 10^2$	$+1,190 \times 10^3$
11	$+1,912 \times 10^{-1}$	$-9,263 \times 10^0$	$+1,409 \times 10^2$	$+9,109 \times 10^2$
12	$+1,245 \times 10^{-1}$	$-5,863 \times 10^0$	$+8,667 \times 10^1$	$+9,348 \times 10^2$
13	$+1,610 \times 10^{-1}$	$-8,035 \times 10^0$	$+1,280 \times 10^2$	$+8,345 \times 10^2$
14	$+1,828 \times 10^{-1}$	$-9,507 \times 10^0$	$+1,609 \times 10^2$	$+6,747 \times 10^2$
15	$+2,266 \times 10^{-1}$	$-1,246 \times 10^1$	$+2,249 \times 10^2$	$+2,171 \times 10^2$
16	$+2,039 \times 10^{-1}$	$-1,130 \times 10^1$	$+2,054 \times 10^2$	$+3,253 \times 10^2$
17	$+1,851 \times 10^{-1}$	$-9,991 \times 10^0$	$+1,676 \times 10^2$	$+6,331 \times 10^2$
18	$+1,638 \times 10^{-1}$	$-8,499 \times 10^0$	$+1,232 \times 10^2$	$+1,064 \times 10^3$
19	$-6,820 \times 10^{-3}$	$+7,458 \times 10^{-2}$	$-6,597 \times 10^0$	$+1,613 \times 10^3$
20	$-5,489 \times 10^{-2}$	$+3,422 \times 10^0$	$-6,606 \times 10^1$	$+1,801 \times 10^3$
21	$+3,489 \times 10^{-2}$	$-2,675 \times 10^{-1}$	$-1,771 \times 10^1$	$+1,589 \times 10^3$
22	$+7,394 \times 10^{-2}$	$-1,451 \times 10^0$	$-3,389 \times 10^0$	$+1,433 \times 10^3$
23	$+1,163 \times 10^{-1}$	$-2,967 \times 10^0$	$+1,767 \times 10^1$	$+1,195 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.16 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a maior decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,972 \times 10^{-2}$	$+1,102 \times 10^0$	$-3,849 \times 10^1$	$+1,183 \times 10^3$
01	$+1,334 \times 10^{-1}$	$-3,791 \times 10^0$	$+2,980 \times 10^1$	$+7,955 \times 10^2$
02	$+1,100 \times 10^{-1}$	$-2,868 \times 10^0$	$+1,992 \times 10^1$	$+7,598 \times 10^2$
03	$+5,471 \times 10^{-2}$	$-8,352 \times 10^{-1}$	$-1,915 \times 10^0$	$+7,953 \times 10^2$
04	$+5,303 \times 10^{-2}$	$-7,567 \times 10^{-1}$	$-2,869 \times 10^0$	$+7,895 \times 10^2$
05	$+5,694 \times 10^{-3}$	$+1,039 \times 10^0$	$-2,345 \times 10^1$	$+8,654 \times 10^2$
06	$-2,577 \times 10^{-2}$	$+2,266 \times 10^0$	$-3,880 \times 10^1$	$+9,538 \times 10^2$
07	$-5,840 \times 10^{-2}$	$+3,034 \times 10^0$	$-4,084 \times 10^1$	$+9,822 \times 10^2$
08	$-4,286 \times 10^{-2}$	$+2,795 \times 10^0$	$-4,666 \times 10^1$	$+1,131 \times 10^3$
09	$+2,980 \times 10^{-2}$	$-1,076 \times 10^0$	$+1,533 \times 10^1$	$+8,764 \times 10^2$
10	$+4,266 \times 10^{-2}$	$-1,811 \times 10^0$	$+2,587 \times 10^1$	$+8,808 \times 10^2$
11	$-1,042 \times 10^{-1}$	$+6,556 \times 10^0$	$-1,291 \times 10^2$	$+1,811 \times 10^3$
12	$-1,002 \times 10^{-1}$	$+7,012 \times 10^0$	$-1,517 \times 10^2$	$+1,953 \times 10^3$
13	$-6,181 \times 10^{-2}$	$+5,140 \times 10^0$	$-1,255 \times 10^2$	$+1,841 \times 10^3$
14	$-8,496 \times 10^{-2}$	$+6,950 \times 10^0$	$-1,697 \times 10^2$	$+2,169 \times 10^3$
15	$-1,065 \times 10^{-1}$	$+8,269 \times 10^0$	$-1,976 \times 10^2$	$+2,366 \times 10^3$
16	$-1,133 \times 10^{-2}$	$+2,253 \times 10^0$	$-7,673 \times 10^1$	$+1,624 \times 10^3$
17	$+5,517 \times 10^{-2}$	$-1,845 \times 10^0$	$-2,594 \times 10^0$	$+1,337 \times 10^3$
18	$+1,439 \times 10^{-1}$	$-8,055 \times 10^0$	$+1,247 \times 10^2$	$+7,408 \times 10^2$
19	$+5,676 \times 10^{-3}$	$-5,850 \times 10^{-1}$	$+7,154 \times 10^0$	$+1,257 \times 10^3$
20	$-1,258 \times 10^{-1}$	$+6,729 \times 10^0$	$-1,112 \times 10^2$	$+1,731 \times 10^3$
21	$-7,660 \times 10^{-2}$	$+4,819 \times 10^0$	$-8,393 \times 10^1$	$+1,520 \times 10^3$
22	$-3,464 \times 10^{-2}$	$+2,935 \times 10^0$	$-5,535 \times 10^1$	$+1,286 \times 10^3$
23	$+1,158 \times 10^{-2}$	$+1,009 \times 10^0$	$-2,828 \times 10^1$	$+1,057 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.17 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando ao maior quartil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,207 \times 10^{-1}$	$-3,256 \times 10^0$	$+2,632 \times 10^1$	$+9,413 \times 10^2$
01	$+1,317 \times 10^{-1}$	$-3,727 \times 10^0$	$+3,374 \times 10^1$	$+8,290 \times 10^2$
02	$+1,225 \times 10^{-1}$	$-3,421 \times 10^0$	$+3,147 \times 10^1$	$+7,685 \times 10^2$
03	$+1,172 \times 10^{-1}$	$-3,221 \times 10^0$	$+2,912 \times 10^1$	$+7,596 \times 10^2$
04	$+1,145 \times 10^{-1}$	$-3,155 \times 10^0$	$+2,877 \times 10^1$	$+7,696 \times 10^2$
05	$+9,756 \times 10^{-2}$	$-2,591 \times 10^0$	$+2,278 \times 10^1$	$+8,430 \times 10^2$
06	$+1,144 \times 10^{-1}$	$-3,394 \times 10^0$	$+2,992 \times 10^1$	$+9,980 \times 10^2$
07	$+1,161 \times 10^{-1}$	$-3,575 \times 10^0$	$+2,943 \times 10^1$	$+1,294 \times 10^3$
08	$+1,413 \times 10^{-1}$	$-4,600 \times 10^0$	$+3,965 \times 10^1$	$+1,482 \times 10^3$
09	$+1,933 \times 10^{-1}$	$-7,474 \times 10^0$	$+8,465 \times 10^1$	$+1,330 \times 10^3$
10	$+1,916 \times 10^{-1}$	$-8,344 \times 10^0$	$+1,103 \times 10^2$	$+1,203 \times 10^3$
11	$+1,893 \times 10^{-1}$	$-9,128 \times 10^0$	$+1,378 \times 10^2$	$+9,347 \times 10^2$
12	$+1,424 \times 10^{-1}$	$-6,918 \times 10^0$	$+1,066 \times 10^2$	$+8,151 \times 10^2$
13	$+1,868 \times 10^{-1}$	$-9,604 \times 10^0$	$+1,588 \times 10^2$	$+6,383 \times 10^2$
14	$+2,170 \times 10^{-1}$	$-1,159 \times 10^1$	$+2,016 \times 10^2$	$+4,183 \times 10^2$
15	$+2,175 \times 10^{-1}$	$-1,173 \times 10^1$	$+2,069 \times 10^2$	$+3,559 \times 10^2$
16	$+2,141 \times 10^{-1}$	$-1,182 \times 10^1$	$+2,132 \times 10^2$	$+2,926 \times 10^2$
17	$+1,928 \times 10^{-1}$	$-1,046 \times 10^1$	$+1,767 \times 10^2$	$+5,766 \times 10^2$
18	$+1,722 \times 10^{-1}$	$-8,943 \times 10^0$	$+1,306 \times 10^2$	$+1,026 \times 10^3$
19	$-1,353 \times 10^{-2}$	$+3,903 \times 10^{-1}$	$-1,095 \times 10^1$	$+1,630 \times 10^3$
20	$-5,602 \times 10^{-2}$	$+3,455 \times 10^0$	$-6,618 \times 10^1$	$+1,799 \times 10^3$
21	$+3,111 \times 10^{-2}$	$-1,074 \times 10^{-1}$	$-1,988 \times 10^1$	$+1,598 \times 10^3$
22	$+8,450 \times 10^{-2}$	$-1,927 \times 10^0$	$+2,856 \times 10^0$	$+1,410 \times 10^3$
23	$+1,265 \times 10^{-1}$	$-3,435 \times 10^0$	$+2,369 \times 10^1$	$+1,173 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.18 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando ao maior quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+2,364 \times 10^{-2}$	$+1,075 \times 10^0$	$-4,039 \times 10^1$	$+1,201 \times 10^3$
01	$+1,079 \times 10^{-1}$	$-2,657 \times 10^0$	$+1,363 \times 10^1$	$+8,679 \times 10^2$
02	$+8,938 \times 10^{-2}$	$-1,994 \times 10^0$	$+7,877 \times 10^0$	$+8,120 \times 10^2$
03	$+5,843 \times 10^{-2}$	$-8,668 \times 10^{-1}$	$-3,566 \times 10^0$	$+8,117 \times 10^2$
04	$+1,845 \times 10^{-2}$	$+6,569 \times 10^{-1}$	$-2,054 \times 10^1$	$+8,542 \times 10^2$
05	$-2,649 \times 10^{-2}$	$+2,381 \times 10^0$	$-4,075 \times 10^1$	$+9,328 \times 10^2$
06	$-5,530 \times 10^{-2}$	$+3,470 \times 10^0$	$-5,412 \times 10^1$	$+1,014 \times 10^3$
07	$-8,627 \times 10^{-2}$	$+4,176 \times 10^0$	$-5,540 \times 10^1$	$+1,039 \times 10^3$
08	$-4,903 \times 10^{-2}$	$+3,013 \times 10^0$	$-4,862 \times 10^1$	$+1,133 \times 10^3$
09	$+7,152 \times 10^{-3}$	$+4,196 \times 10^{-2}$	$-2,389 \times 10^0$	$+9,657 \times 10^2$
10	$+5,523 \times 10^{-2}$	$-2,431 \times 10^0$	$+3,565 \times 10^1$	$+8,306 \times 10^2$
11	$-1,008 \times 10^{-1}$	$+6,368 \times 10^0$	$-1,258 \times 10^2$	$+1,790 \times 10^3$
12	$-1,003 \times 10^{-1}$	$+7,138 \times 10^0$	$-1,565 \times 10^2$	$+1,997 \times 10^3$
13	$-6,629 \times 10^{-2}$	$+5,373 \times 10^0$	$-1,290 \times 10^2$	$+1,854 \times 10^3$
14	$-3,406 \times 10^{-2}$	$+3,786 \times 10^0$	$-1,065 \times 10^2$	$+1,765 \times 10^3$
15	$-6,994 \times 10^{-2}$	$+5,917 \times 10^0$	$-1,487 \times 10^2$	$+2,039 \times 10^3$
16	$+1,093 \times 10^{-2}$	$+9,118 \times 10^{-1}$	$-5,072 \times 10^1$	$+1,462 \times 10^3$
17	$+7,231 \times 10^{-2}$	$-2,954 \times 10^0$	$+2,076 \times 10^1$	$+1,178 \times 10^3$
18	$+1,554 \times 10^{-1}$	$-8,780 \times 10^0$	$+1,393 \times 10^2$	$+6,474 \times 10^2$
19	$+1,703 \times 10^{-2}$	$-1,269 \times 10^0$	$+2,034 \times 10^1$	$+1,178 \times 10^3$
20	$-1,248 \times 10^{-1}$	$+6,723 \times 10^0$	$-1,120 \times 10^2$	$+1,739 \times 10^3$
21	$-7,126 \times 10^{-2}$	$+4,607 \times 10^0$	$-8,189 \times 10^1$	$+1,517 \times 10^3$
22	$-9,182 \times 10^{-3}$	$+1,858 \times 10^0$	$-4,162 \times 10^1$	$+1,234 \times 10^3$
23	$+2,952 \times 10^{-2}$	$+2,590 \times 10^{-1}$	$-1,906 \times 10^1$	$+1,024 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.19 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média total do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,677 \times 10^{-1}$	$-5,343 \times 10^0$	$+5,356 \times 10^1$	$+8,368 \times 10^2$
01	$+1,271 \times 10^{-1}$	$-3,629 \times 10^0$	$+3,274 \times 10^1$	$+8,319 \times 10^2$
02	$+1,255 \times 10^{-1}$	$-3,593 \times 10^0$	$+3,304 \times 10^1$	$+7,676 \times 10^2$
03	$+1,027 \times 10^{-1}$	$-2,749 \times 10^0$	$+2,403 \times 10^1$	$+7,755 \times 10^2$
04	$+9,743 \times 10^{-2}$	$-2,575 \times 10^0$	$+2,239 \times 10^1$	$+7,903 \times 10^2$
05	$+9,541 \times 10^{-2}$	$-2,567 \times 10^0$	$+2,282 \times 10^1$	$+8,413 \times 10^2$
06	$+9,445 \times 10^{-2}$	$-2,730 \times 10^0$	$+2,313 \times 10^1$	$+1,019 \times 10^3$
07	$+8,554 \times 10^{-2}$	$-2,550 \times 10^0$	$+1,948 \times 10^1$	$+1,320 \times 10^3$
08	$+1,069 \times 10^{-1}$	$-3,297 \times 10^0$	$+2,472 \times 10^1$	$+1,531 \times 10^3$
09	$+2,102 \times 10^{-1}$	$-8,430 \times 10^0$	$+1,005 \times 10^2$	$+1,254 \times 10^3$
10	$+2,200 \times 10^{-1}$	$-9,959 \times 10^0$	$+1,386 \times 10^2$	$+1,051 \times 10^3$
11	$+1,906 \times 10^{-1}$	$-9,340 \times 10^0$	$+1,435 \times 10^2$	$+8,935 \times 10^2$
12	$+1,532 \times 10^{-1}$	$-7,653 \times 10^0$	$+1,213 \times 10^2$	$+7,258 \times 10^2$
13	$+2,134 \times 10^{-1}$	$-1,138 \times 10^1$	$+1,952 \times 10^2$	$+4,068 \times 10^2$
14	$+1,990 \times 10^{-1}$	$-1,068 \times 10^1$	$+1,865 \times 10^2$	$+5,017 \times 10^2$
15	$+2,377 \times 10^{-1}$	$-1,327 \times 10^1$	$+2,423 \times 10^2$	$+1,039 \times 10^2$
16	$+2,287 \times 10^{-1}$	$-1,303 \times 10^1$	$+2,425 \times 10^2$	$+7,469 \times 10^1$
17	$+2,157 \times 10^{-1}$	$-1,219 \times 10^1$	$+2,163 \times 10^2$	$+3,001 \times 10^2$
18	$+1,769 \times 10^{-1}$	$-9,554 \times 10^0$	$+1,478 \times 10^2$	$+9,045 \times 10^2$
19	$-2,424 \times 10^{-2}$	$+9,343 \times 10^{-1}$	$-1,892 \times 10^1$	$+1,668 \times 10^3$
20	$-5,777 \times 10^{-2}$	$+3,613 \times 10^0$	$-7,033 \times 10^1$	$+1,832 \times 10^3$
21	$+4,443 \times 10^{-2}$	$-7,324 \times 10^{-1}$	$-1,209 \times 10^1$	$+1,577 \times 10^3$
22	$+1,261 \times 10^{-1}$	$-3,826 \times 10^0$	$+2,811 \times 10^1$	$+1,315 \times 10^3$
23	$+1,527 \times 10^{-1}$	$-4,666 \times 10^0$	$+3,993 \times 10^1$	$+1,113 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.20 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a media total do número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+4,278 \times 10^{-2}$	$+3,422 \times 10^{-1}$	$-3,310 \times 10^1$	$+1,185 \times 10^3$
01	$+1,074 \times 10^{-1}$	$-2,616 \times 10^0$	$+1,179 \times 10^1$	$+8,827 \times 10^2$
02	$+9,290 \times 10^{-2}$	$-2,107 \times 10^0$	$+8,055 \times 10^0$	$+8,174 \times 10^2$
03	$+3,165 \times 10^{-2}$	$+2,185 \times 10^{-1}$	$-1,738 \times 10^1$	$+8,630 \times 10^2$
04	$+5,223 \times 10^{-2}$	$-5,979 \times 10^{-1}$	$-6,999 \times 10^0$	$+8,130 \times 10^2$
05	$-9,995 \times 10^{-3}$	$+1,829 \times 10^0$	$-3,521 \times 10^1$	$+9,145 \times 10^2$
06	$-6,822 \times 10^{-2}$	$+4,141 \times 10^0$	$-6,496 \times 10^1$	$+1,066 \times 10^3$
07	$-1,136 \times 10^{-1}$	$+5,323 \times 10^0$	$-7,079 \times 10^1$	$+1,103 \times 10^3$
08	$-1,455 \times 10^{-1}$	$+7,122 \times 10^0$	$-1,030 \times 10^2$	$+1,350 \times 10^3$
09	$+6,475 \times 10^{-4}$	$+5,092 \times 10^{-1}$	$-1,190 \times 10^1$	$+1,021 \times 10^3$
10	$+2,059 \times 10^{-2}$	$-6,410 \times 10^{-1}$	$+5,629 \times 10^0$	$+9,931 \times 10^2$
11	$-5,135 \times 10^{-2}$	$+3,683 \times 10^0$	$-8,024 \times 10^1$	$+1,553 \times 10^3$
12	$-6,397 \times 10^{-2}$	$+4,981 \times 10^0$	$-1,164 \times 10^2$	$+1,765 \times 10^3$
13	$-5,917 \times 10^{-2}$	$+5,145 \times 10^0$	$-1,307 \times 10^2$	$+1,918 \times 10^3$
14	$-4,108 \times 10^{-2}$	$+4,226 \times 10^0$	$-1,173 \times 10^2$	$+1,859 \times 10^3$
15	$-2,586 \times 10^{-2}$	$+3,177 \times 10^0$	$-9,556 \times 10^1$	$+1,720 \times 10^3$
16	$+3,973 \times 10^{-2}$	$-9,952 \times 10^{-1}$	$-1,214 \times 10^1$	$+1,227 \times 10^3$
17	$+9,218 \times 10^{-2}$	$-4,250 \times 10^0$	$+4,590 \times 10^1$	$+1,042 \times 10^3$
18	$+1,581 \times 10^{-1}$	$-9,308 \times 10^0$	$+1,562 \times 10^2$	$+5,200 \times 10^2$
19	$+5,537 \times 10^{-3}$	$-7,901 \times 10^{-1}$	$+1,521 \times 10^1$	$+1,191 \times 10^3$
20	$-1,182 \times 10^{-1}$	$+6,544 \times 10^0$	$-1,125 \times 10^2$	$+1,762 \times 10^3$
21	$-4,070 \times 10^{-2}$	$+3,367 \times 10^0$	$-6,795 \times 10^1$	$+1,478 \times 10^3$
22	$+4,928 \times 10^{-3}$	$+1,313 \times 10^0$	$-3,683 \times 10^1$	$+1,231 \times 10^3$
23	$+3,005 \times 10^{-2}$	$+3,059 \times 10^{-1}$	$-2,198 \times 10^1$	$+1,049 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.21 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,133 \times 10^{-1}$	$-3,105 \times 10^0$	$+2,524 \times 10^1$	$+9,438 \times 10^2$
01	$+1,082 \times 10^{-1}$	$-2,939 \times 10^0$	$+2,480 \times 10^1$	$+8,608 \times 10^2$
02	$+1,090 \times 10^{-1}$	$-3,036 \times 10^0$	$+2,713 \times 10^1$	$+7,879 \times 10^2$
03	$+9,883 \times 10^{-2}$	$-2,688 \times 10^0$	$+2,409 \times 10^1$	$+7,729 \times 10^2$
04	$+1,050 \times 10^{-1}$	$-2,983 \times 10^0$	$+2,814 \times 10^1$	$+7,681 \times 10^2$
05	$+9,512 \times 10^{-2}$	$-2,672 \times 10^0$	$+2,486 \times 10^1$	$+8,331 \times 10^2$
06	$+1,124 \times 10^{-1}$	$-3,502 \times 10^0$	$+3,256 \times 10^1$	$+9,869 \times 10^2$
07	$+1,100 \times 10^{-1}$	$-3,547 \times 10^0$	$+3,104 \times 10^1$	$+1,285 \times 10^3$
08	$+1,326 \times 10^{-1}$	$-4,535 \times 10^0$	$+4,184 \times 10^1$	$+1,467 \times 10^3$
09	$+1,928 \times 10^{-1}$	$-7,813 \times 10^0$	$+9,370 \times 10^1$	$+1,278 \times 10^3$
10	$+1,796 \times 10^{-1}$	$-8,137 \times 10^0$	$+1,126 \times 10^2$	$+1,168 \times 10^3$
11	$+1,740 \times 10^{-1}$	$-8,618 \times 10^0$	$+1,338 \times 10^2$	$+9,342 \times 10^2$
12	$+1,226 \times 10^{-1}$	$-5,972 \times 10^0$	$+9,178 \times 10^1$	$+8,916 \times 10^2$
13	$+1,797 \times 10^{-1}$	$-9,463 \times 10^0$	$+1,602 \times 10^2$	$+6,119 \times 10^2$
14	$+1,977 \times 10^{-1}$	$-1,069 \times 10^1$	$+1,883 \times 10^2$	$+4,821 \times 10^2$
15	$+2,019 \times 10^{-1}$	$-1,112 \times 10^1$	$+2,008 \times 10^2$	$+3,629 \times 10^2$
16	$+2,034 \times 10^{-1}$	$-1,148 \times 10^1$	$+2,119 \times 10^2$	$+2,700 \times 10^2$
17	$+1,955 \times 10^{-1}$	$-1,089 \times 10^1$	$+1,895 \times 10^2$	$+4,792 \times 10^2$
18	$+1,744 \times 10^{-1}$	$-9,320 \times 10^0$	$+1,416 \times 10^2$	$+9,488 \times 10^2$
19	$+1,094 \times 10^{-3}$	$-3,392 \times 10^{-1}$	$+4,670 \times 10^{-1}$	$+1,578 \times 10^3$
20	$-4,886 \times 10^{-2}$	$+3,185 \times 10^0$	$-6,409 \times 10^1$	$+1,805 \times 10^3$
21	$+3,427 \times 10^{-2}$	$-2,801 \times 10^{-1}$	$-1,813 \times 10^1$	$+1,601 \times 10^3$
22	$+8,470 \times 10^{-2}$	$-2,075 \times 10^0$	$+5,552 \times 10^0$	$+1,402 \times 10^3$
23	$+1,033 \times 10^{-1}$	$-2,665 \times 10^0$	$+1,522 \times 10^1$	$+1,205 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.22 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^\circ C^{-3})$	$c_2 (MWh^\circ C^{-2})$	$c_1 (MWh^\circ C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,633 \times 10^{-2}$	$+1,276 \times 10^0$	$-4,320 \times 10^1$	$+1,221 \times 10^3$
01	$+1,035 \times 10^{-1}$	$-2,712 \times 10^0$	$+1,628 \times 10^1$	$+8,541 \times 10^2$
02	$+9,123 \times 10^{-2}$	$-2,303 \times 10^0$	$+1,392 \times 10^1$	$+7,825 \times 10^2$
03	$+4,282 \times 10^{-2}$	$-4,744 \times 10^{-1}$	$-6,276 \times 10^0$	$+8,162 \times 10^2$
04	$+8,793 \times 10^{-3}$	$+9,355 \times 10^{-1}$	$-2,415 \times 10^1$	$+8,745 \times 10^2$
05	$+1,867 \times 10^{-2}$	$+4,382 \times 10^{-1}$	$-1,603 \times 10^1$	$+8,399 \times 10^2$
06	$-5,314 \times 10^{-3}$	$+1,490 \times 10^0$	$-3,165 \times 10^1$	$+9,443 \times 10^2$
07	$-7,572 \times 10^{-2}$	$+3,777 \times 10^0$	$-5,171 \times 10^1$	$+1,033 \times 10^3$
08	$-4,232 \times 10^{-2}$	$+2,683 \times 10^0$	$-4,480 \times 10^1$	$+1,125 \times 10^3$
09	$-1,671 \times 10^{-2}$	$+1,090 \times 10^0$	$-1,704 \times 10^1$	$+1,028 \times 10^3$
10	$-1,745 \times 10^{-3}$	$+4,082 \times 10^{-1}$	$-9,794 \times 10^0$	$+1,063 \times 10^3$
11	$-1,072 \times 10^{-1}$	$+6,822 \times 10^0$	$-1,364 \times 10^2$	$+1,871 \times 10^3$
12	$-1,198 \times 10^{-1}$	$+8,399 \times 10^0$	$-1,841 \times 10^2$	$+2,198 \times 10^3$
13	$-8,491 \times 10^{-2}$	$+6,539 \times 10^0$	$-1,536 \times 10^2$	$+2,025 \times 10^3$
14	$-9,715 \times 10^{-2}$	$+7,835 \times 10^0$	$-1,918 \times 10^2$	$+2,351 \times 10^3$
15	$-8,616 \times 10^{-2}$	$+7,085 \times 10^0$	$-1,771 \times 10^2$	$+2,264 \times 10^3$
16	$-1,330 \times 10^{-2}$	$+2,332 \times 10^0$	$-7,884 \times 10^1$	$+1,652 \times 10^3$
17	$+5,495 \times 10^{-2}$	$-2,011 \times 10^0$	$+3,488 \times 10^0$	$+1,290 \times 10^3$
18	$+1,448 \times 10^{-1}$	$-8,381 \times 10^0$	$+1,362 \times 10^2$	$+6,471 \times 10^2$
19	$+1,600 \times 10^{-2}$	$-1,228 \times 10^0$	$+2,042 \times 10^1$	$+1,173 \times 10^3$
20	$-1,186 \times 10^{-1}$	$+6,543 \times 10^0$	$-1,118 \times 10^2$	$+1,754 \times 10^3$
21	$-7,346 \times 10^{-2}$	$+4,737 \times 10^0$	$-8,531 \times 10^1$	$+1,544 \times 10^3$
22	$-3,322 \times 10^{-2}$	$+2,879 \times 10^0$	$-5,648 \times 10^1$	$+1,306 \times 10^3$
23	$+2,217 \times 10^{-2}$	$+4,563 \times 10^{-1}$	$-2,128 \times 10^1$	$+1,036 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.23 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,714 \times 10^{-1}$	$-5,477 \times 10^0$	$+5,517 \times 10^1$	$+8,307 \times 10^2$
01	$+1,362 \times 10^{-1}$	$-4,024 \times 10^0$	$+3,810 \times 10^1$	$+8,103 \times 10^2$
02	$+1,297 \times 10^{-1}$	$-3,746 \times 10^0$	$+3,492 \times 10^1$	$+7,606 \times 10^2$
03	$+1,047 \times 10^{-1}$	$-2,808 \times 10^0$	$+2,457 \times 10^1$	$+7,740 \times 10^2$
04	$+9,967 \times 10^{-2}$	$-2,643 \times 10^0$	$+2,312 \times 10^1$	$+7,875 \times 10^2$
05	$+1,008 \times 10^{-1}$	$-2,760 \times 10^0$	$+2,488 \times 10^1$	$+8,356 \times 10^2$
06	$+9,663 \times 10^{-2}$	$-2,786 \times 10^0$	$+2,358 \times 10^1$	$+1,018 \times 10^3$
07	$+9,022 \times 10^{-2}$	$-2,704 \times 10^0$	$+2,096 \times 10^1$	$+1,316 \times 10^3$
08	$+1,128 \times 10^{-1}$	$-3,526 \times 10^0$	$+2,750 \times 10^1$	$+1,521 \times 10^3$
09	$+2,100 \times 10^{-1}$	$-8,373 \times 10^0$	$+9,898 \times 10^1$	$+1,264 \times 10^3$
10	$+2,153 \times 10^{-1}$	$-9,683 \times 10^0$	$+1,334 \times 10^2$	$+1,081 \times 10^3$
11	$+1,855 \times 10^{-1}$	$-9,041 \times 10^0$	$+1,380 \times 10^2$	$+9,258 \times 10^2$
12	$+1,446 \times 10^{-1}$	$-7,139 \times 10^0$	$+1,117 \times 10^2$	$+7,817 \times 10^2$
13	$+2,072 \times 10^{-1}$	$-1,098 \times 10^1$	$+1,873 \times 10^2$	$+4,555 \times 10^2$
14	$+2,129 \times 10^{-1}$	$-1,156 \times 10^1$	$+2,044 \times 10^2$	$+3,828 \times 10^2$
15	$+2,439 \times 10^{-1}$	$-1,370 \times 10^1$	$+2,522 \times 10^2$	$+2,847 \times 10^1$
16	$+2,442 \times 10^{-1}$	$-1,394 \times 10^1$	$+2,596 \times 10^2$	$-2,886 \times 10^1$
17	$+2,223 \times 10^{-1}$	$-1,251 \times 10^1$	$+2,213 \times 10^2$	$+2,772 \times 10^2$
18	$+1,797 \times 10^{-1}$	$-9,628 \times 10^0$	$+1,474 \times 10^2$	$+9,165 \times 10^2$
19	$-1,887 \times 10^{-2}$	$+6,426 \times 10^{-1}$	$-1,417 \times 10^1$	$+1,644 \times 10^3$
20	$-5,862 \times 10^{-2}$	$+3,659 \times 10^0$	$-7,126 \times 10^1$	$+1,838 \times 10^3$
21	$+4,725 \times 10^{-2}$	$-8,648 \times 10^{-1}$	$-9,947 \times 10^0$	$+1,566 \times 10^3$
22	$+1,190 \times 10^{-1}$	$-3,504 \times 10^0$	$+2,378 \times 10^1$	$+1,332 \times 10^3$
23	$+1,471 \times 10^{-1}$	$-4,394 \times 10^0$	$+3,622 \times 10^1$	$+1,128 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.24 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^\circ C^{-3})$	$c_2 (MWh^\circ C^{-2})$	$c_1 (MWh^\circ C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+3,685 \times 10^{-2}$	$+5,906 \times 10^{-1}$	$-3,624 \times 10^1$	$+1,198 \times 10^3$
01	$+1,172 \times 10^{-1}$	$-3,043 \times 10^0$	$+1,758 \times 10^1$	$+8,594 \times 10^2$
02	$+1,054 \times 10^{-1}$	$-2,641 \times 10^0$	$+1,527 \times 10^1$	$+7,876 \times 10^2$
03	$+4,265 \times 10^{-2}$	$-2,320 \times 10^{-1}$	$-1,155 \times 10^1$	$+8,398 \times 10^2$
04	$+2,796 \times 10^{-2}$	$+3,308 \times 10^{-1}$	$-1,759 \times 10^1$	$+8,478 \times 10^2$
05	$+1,499 \times 10^{-2}$	$+7,663 \times 10^{-1}$	$-2,099 \times 10^1$	$+8,556 \times 10^2$
06	$-6,633 \times 10^{-2}$	$+4,034 \times 10^0$	$-6,322 \times 10^1$	$+1,058 \times 10^3$
07	$-1,222 \times 10^{-1}$	$+5,635 \times 10^0$	$-7,426 \times 10^1$	$+1,115 \times 10^3$
08	$-1,255 \times 10^{-1}$	$+6,269 \times 10^0$	$-9,168 \times 10^1$	$+1,304 \times 10^3$
09	$-4,058 \times 10^{-3}$	$+6,754 \times 10^{-1}$	$-1,347 \times 10^1$	$+1,024 \times 10^3$
10	$+2,251 \times 10^{-2}$	$-7,297 \times 10^{-1}$	$+6,848 \times 10^0$	$+9,887 \times 10^2$
11	$-5,247 \times 10^{-2}$	$+3,777 \times 10^0$	$-8,236 \times 10^1$	$+1,567 \times 10^3$
12	$-7,446 \times 10^{-2}$	$+5,605 \times 10^0$	$-1,282 \times 10^2$	$+1,836 \times 10^3$
13	$-6,942 \times 10^{-2}$	$+5,754 \times 10^0$	$-1,423 \times 10^2$	$+1,988 \times 10^3$
14	$-4,658 \times 10^{-2}$	$+4,589 \times 10^0$	$-1,247 \times 10^2$	$+1,906 \times 10^3$
15	$-3,217 \times 10^{-2}$	$+3,592 \times 10^0$	$-1,041 \times 10^2$	$+1,775 \times 10^3$
16	$+3,887 \times 10^{-2}$	$-9,306 \times 10^{-1}$	$-1,331 \times 10^1$	$+1,231 \times 10^3$
17	$+8,599 \times 10^{-2}$	$-3,816 \times 10^0$	$+3,655 \times 10^1$	$+1,102 \times 10^3$
18	$+1,605 \times 10^{-1}$	$-9,377 \times 10^0$	$+1,559 \times 10^2$	$+5,289 \times 10^2$
19	$+1,146 \times 10^{-2}$	$-1,073 \times 10^0$	$+1,919 \times 10^1$	$+1,174 \times 10^3$
20	$-1,224 \times 10^{-1}$	$+6,763 \times 10^0$	$-1,160 \times 10^2$	$+1,779 \times 10^3$
21	$-4,658 \times 10^{-2}$	$+3,640 \times 10^0$	$-7,184 \times 10^1$	$+1,495 \times 10^3$
22	$-3,919 \times 10^{-3}$	$+1,712 \times 10^0$	$-4,235 \times 10^1$	$+1,255 \times 10^3$
23	$+2,702 \times 10^{-2}$	$+4,328 \times 10^{-1}$	$-2,352 \times 10^1$	$+1,055 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.25 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,689 \times 10^{-1}$	$-5,383 \times 10^0$	$+5,407 \times 10^1$	$+8,345 \times 10^2$
01	$+1,458 \times 10^{-1}$	$-4,403 \times 10^0$	$+4,264 \times 10^1$	$+7,944 \times 10^2$
02	$+1,318 \times 10^{-1}$	$-3,859 \times 10^0$	$+3,662 \times 10^1$	$+7,534 \times 10^2$
03	$+1,126 \times 10^{-1}$	$-3,133 \times 10^0$	$+2,860 \times 10^1$	$+7,595 \times 10^2$
04	$+9,777 \times 10^{-2}$	$-2,599 \times 10^0$	$+2,291 \times 10^1$	$+7,871 \times 10^2$
05	$+1,001 \times 10^{-1}$	$-2,755 \times 10^0$	$+2,501 \times 10^1$	$+8,347 \times 10^2$
06	$+1,005 \times 10^{-1}$	$-2,940 \times 10^0$	$+2,521 \times 10^1$	$+1,014 \times 10^3$
07	$+9,331 \times 10^{-2}$	$-2,836 \times 10^0$	$+2,256 \times 10^1$	$+1,311 \times 10^3$
08	$+1,228 \times 10^{-1}$	$-3,950 \times 10^0$	$+3,281 \times 10^1$	$+1,503 \times 10^3$
09	$+2,022 \times 10^{-1}$	$-8,019 \times 10^0$	$+9,407 \times 10^1$	$+1,284 \times 10^3$
10	$+2,100 \times 10^{-1}$	$-9,437 \times 10^0$	$+1,300 \times 10^2$	$+1,095 \times 10^3$
11	$+1,832 \times 10^{-1}$	$-8,936 \times 10^0$	$+1,366 \times 10^2$	$+9,317 \times 10^2$
12	$+1,438 \times 10^{-1}$	$-7,093 \times 10^0$	$+1,110 \times 10^2$	$+7,859 \times 10^2$
13	$+2,056 \times 10^{-1}$	$-1,088 \times 10^1$	$+1,851 \times 10^2$	$+4,712 \times 10^2$
14	$+2,168 \times 10^{-1}$	$-1,175 \times 10^1$	$+2,075 \times 10^2$	$+3,675 \times 10^2$
15	$+2,364 \times 10^{-1}$	$-1,318 \times 10^1$	$+2,407 \times 10^2$	$+1,088 \times 10^2$
16	$+2,486 \times 10^{-1}$	$-1,426 \times 10^1$	$+2,675 \times 10^2$	$-9,028 \times 10^1$
17	$+2,191 \times 10^{-1}$	$-1,231 \times 10^1$	$+2,173 \times 10^2$	$+3,016 \times 10^2$
18	$+1,755 \times 10^{-1}$	$-9,386 \times 10^0$	$+1,430 \times 10^2$	$+9,408 \times 10^2$
19	$-2,014 \times 10^{-2}$	$+7,073 \times 10^{-1}$	$-1,521 \times 10^1$	$+1,649 \times 10^3$
20	$-5,493 \times 10^{-2}$	$+3,480 \times 10^0$	$-6,859 \times 10^1$	$+1,826 \times 10^3$
21	$+4,531 \times 10^{-2}$	$-7,731 \times 10^{-1}$	$-1,131 \times 10^1$	$+1,572 \times 10^3$
22	$+1,095 \times 10^{-1}$	$-3,107 \times 10^0$	$+1,861 \times 10^1$	$+1,352 \times 10^3$
23	$+1,458 \times 10^{-1}$	$-4,334 \times 10^0$	$+3,531 \times 10^1$	$+1,131 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.26 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+4,524 \times 10^{-2}$	$+2,157 \times 10^{-1}$	$-3,110 \times 10^1$	$+1,177 \times 10^3$
01	$+1,031 \times 10^{-1}$	$-2,491 \times 10^0$	$+1,075 \times 10^1$	$+8,860 \times 10^2$
02	$+9,555 \times 10^{-2}$	$-2,263 \times 10^0$	$+1,059 \times 10^1$	$+8,063 \times 10^2$
03	$+3,916 \times 10^{-2}$	$-6,755 \times 10^{-2}$	$-1,423 \times 10^1$	$+8,544 \times 10^2$
04	$+3,276 \times 10^{-2}$	$+1,100 \times 10^{-1}$	$-1,494 \times 10^1$	$+8,404 \times 10^2$
05	$+1,884 \times 10^{-3}$	$+1,345 \times 10^0$	$-2,970 \times 10^1$	$+8,990 \times 10^2$
06	$-6,009 \times 10^{-2}$	$+3,782 \times 10^0$	$-6,042 \times 10^1$	$+1,051 \times 10^3$
07	$-1,299 \times 10^{-1}$	$+5,944 \times 10^0$	$-7,805 \times 10^1$	$+1,129 \times 10^3$
08	$-1,266 \times 10^{-1}$	$+6,326 \times 10^0$	$-9,256 \times 10^1$	$+1,309 \times 10^3$
09	$-4,759 \times 10^{-4}$	$+4,906 \times 10^{-1}$	$-1,062 \times 10^1$	$+1,011 \times 10^3$
10	$+3,868 \times 10^{-2}$	$-1,617 \times 10^0$	$+2,239 \times 10^1$	$+9,026 \times 10^2$
11	$-6,459 \times 10^{-2}$	$+4,474 \times 10^0$	$-9,508 \times 10^1$	$+1,640 \times 10^3$
12	$-9,346 \times 10^{-2}$	$+6,730 \times 10^0$	$-1,494 \times 10^2$	$+1,962 \times 10^3$
13	$-4,473 \times 10^{-2}$	$+4,059 \times 10^0$	$-1,043 \times 10^2$	$+1,712 \times 10^3$
14	$-5,608 \times 10^{-2}$	$+5,198 \times 10^0$	$-1,372 \times 10^2$	$+1,988 \times 10^3$
15	$-4,326 \times 10^{-2}$	$+4,301 \times 10^0$	$-1,185 \times 10^2$	$+1,868 \times 10^3$
16	$+2,604 \times 10^{-2}$	$-9,781 \times 10^{-2}$	$-3,054 \times 10^1$	$+1,344 \times 10^3$
17	$+8,256 \times 10^{-2}$	$-3,587 \times 10^0$	$+3,171 \times 10^1$	$+1,134 \times 10^3$
18	$+1,561 \times 10^{-1}$	$-9,064 \times 10^0$	$+1,490 \times 10^2$	$+5,766 \times 10^2$
19	$+1,668 \times 10^{-2}$	$-1,345 \times 10^0$	$+2,365 \times 10^1$	$+1,151 \times 10^3$
20	$-1,202 \times 10^{-1}$	$+6,653 \times 10^0$	$-1,143 \times 10^2$	$+1,771 \times 10^3$
21	$-4,783 \times 10^{-2}$	$+3,670 \times 10^0$	$-7,178 \times 10^1$	$+1,493 \times 10^3$
22	$-5,708 \times 10^{-3}$	$+1,799 \times 10^0$	$-4,371 \times 10^1$	$+1,262 \times 10^3$
23	$+2,109 \times 10^{-2}$	$+7,012 \times 10^{-1}$	$-2,735 \times 10^1$	$+1,072 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.27 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+1,605 \times 10^{-1}$	$-4,951 \times 10^0$	$+4,792 \times 10^1$	$+8,603 \times 10^2$
01	$+1,397 \times 10^{-1}$	$-4,126 \times 10^0$	$+3,929 \times 10^1$	$+8,062 \times 10^2$
02	$+1,246 \times 10^{-1}$	$-3,547 \times 10^0$	$+3,313 \times 10^1$	$+7,628 \times 10^2$
03	$+1,099 \times 10^{-1}$	$-2,977 \times 10^0$	$+2,646 \times 10^1$	$+7,678 \times 10^2$
04	$+1,049 \times 10^{-1}$	$-2,812 \times 10^0$	$+2,487 \times 10^1$	$+7,829 \times 10^2$
05	$+9,628 \times 10^{-2}$	$-2,562 \times 10^0$	$+2,246 \times 10^1$	$+8,445 \times 10^2$
06	$+9,972 \times 10^{-2}$	$-2,882 \times 10^0$	$+2,449 \times 10^1$	$+1,015 \times 10^3$
07	$+9,384 \times 10^{-2}$	$-2,800 \times 10^0$	$+2,147 \times 10^1$	$+1,317 \times 10^3$
08	$+1,318 \times 10^{-1}$	$-4,260 \times 10^0$	$+3,609 \times 10^1$	$+1,492 \times 10^3$
09	$+2,045 \times 10^{-1}$	$-7,993 \times 10^0$	$+9,184 \times 10^1$	$+1,301 \times 10^3$
10	$+1,993 \times 10^{-1}$	$-8,774 \times 10^0$	$+1,177 \times 10^2$	$+1,163 \times 10^3$
11	$+1,742 \times 10^{-1}$	$-8,346 \times 10^0$	$+1,248 \times 10^2$	$+1,003 \times 10^3$
12	$+1,423 \times 10^{-1}$	$-6,956 \times 10^0$	$+1,078 \times 10^2$	$+8,071 \times 10^2$
13	$+1,955 \times 10^{-1}$	$-1,019 \times 10^1$	$+1,706 \times 10^2$	$+5,659 \times 10^2$
14	$+2,099 \times 10^{-1}$	$-1,123 \times 10^1$	$+1,957 \times 10^2$	$+4,510 \times 10^2$
15	$+2,386 \times 10^{-1}$	$-1,321 \times 10^1$	$+2,399 \times 10^2$	$+1,238 \times 10^2$
16	$+2,290 \times 10^{-1}$	$-1,292 \times 10^1$	$+2,384 \times 10^2$	$+1,100 \times 10^2$
17	$+2,003 \times 10^{-1}$	$-1,105 \times 10^1$	$+1,906 \times 10^2$	$+4,793 \times 10^2$
18	$+1,720 \times 10^{-1}$	$-9,052 \times 10^0$	$+1,346 \times 10^2$	$+9,967 \times 10^2$
19	$-1,081 \times 10^{-2}$	$+2,454 \times 10^{-1}$	$-8,387 \times 10^0$	$+1,617 \times 10^3$
20	$-5,243 \times 10^{-2}$	$+3,296 \times 10^0$	$-6,426 \times 10^1$	$+1,794 \times 10^3$
21	$+3,834 \times 10^{-2}$	$-4,515 \times 10^{-1}$	$-1,530 \times 10^1$	$+1,582 \times 10^3$
22	$+9,073 \times 10^{-2}$	$-2,241 \times 10^0$	$+7,087 \times 10^0$	$+1,395 \times 10^3$
23	$+1,244 \times 10^{-1}$	$-3,398 \times 10^0$	$+2,339 \times 10^1$	$+1,175 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.28 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+4,772 \times 10^{-2}$	$+1,049 \times 10^{-1}$	$-2,878 \times 10^1$	$+1,161 \times 10^3$
01	$+9,457 \times 10^{-2}$	$-2,086 \times 10^0$	$+5,544 \times 10^0$	$+9,039 \times 10^2$
02	$+7,724 \times 10^{-2}$	$-1,497 \times 10^0$	$+1,235 \times 10^0$	$+8,395 \times 10^2$
03	$+4,350 \times 10^{-2}$	$-2,708 \times 10^{-1}$	$-1,084 \times 10^1$	$+8,368 \times 10^2$
04	$+2,495 \times 10^{-2}$	$+4,606 \times 10^{-1}$	$-1,917 \times 10^1$	$+8,536 \times 10^2$
05	$-1,370 \times 10^{-2}$	$+1,932 \times 10^0$	$-3,615 \times 10^1$	$+9,190 \times 10^2$
06	$-6,236 \times 10^{-2}$	$+3,796 \times 10^0$	$-5,857 \times 10^1$	$+1,030 \times 10^3$
07	$-1,263 \times 10^{-1}$	$+5,720 \times 10^0$	$-7,384 \times 10^1$	$+1,106 \times 10^3$
08	$-7,919 \times 10^{-2}$	$+4,268 \times 10^0$	$-6,474 \times 10^1$	$+1,195 \times 10^3$
09	$+2,250 \times 10^{-2}$	$-6,976 \times 10^{-1}$	$+9,056 \times 10^0$	$+9,085 \times 10^2$
10	$+4,613 \times 10^{-2}$	$-1,988 \times 10^0$	$+2,833 \times 10^1$	$+8,719 \times 10^2$
11	$-6,675 \times 10^{-2}$	$+4,550 \times 10^0$	$-9,489 \times 10^1$	$+1,625 \times 10^3$
12	$-7,792 \times 10^{-2}$	$+5,771 \times 10^0$	$-1,299 \times 10^2$	$+1,832 \times 10^3$
13	$-3,696 \times 10^{-2}$	$+3,561 \times 10^0$	$-9,322 \times 10^1$	$+1,628 \times 10^3$
14	$-5,286 \times 10^{-2}$	$+4,901 \times 10^0$	$-1,280 \times 10^2$	$+1,897 \times 10^3$
15	$-3,413 \times 10^{-2}$	$+3,652 \times 10^0$	$-1,030 \times 10^2$	$+1,746 \times 10^3$
16	$+3,426 \times 10^{-2}$	$-5,560 \times 10^{-1}$	$-2,162 \times 10^1$	$+1,281 \times 10^3$
17	$+7,977 \times 10^{-2}$	$-3,468 \times 10^0$	$+3,157 \times 10^1$	$+1,110 \times 10^3$
18	$+1,493 \times 10^{-1}$	$-8,526 \times 10^0$	$+1,363 \times 10^2$	$+6,612 \times 10^2$
19	$+1,153 \times 10^{-2}$	$-1,017 \times 10^0$	$+1,716 \times 10^1$	$+1,188 \times 10^3$
20	$-1,205 \times 10^{-1}$	$+6,559 \times 10^0$	$-1,104 \times 10^2$	$+1,735 \times 10^3$
21	$-5,424 \times 10^{-2}$	$+3,899 \times 10^0$	$-7,321 \times 10^1$	$+1,486 \times 10^3$
22	$-8,601 \times 10^{-3}$	$+1,879 \times 10^0$	$-4,337 \times 10^1$	$+1,251 \times 10^3$
23	$+3,813 \times 10^{-2}$	$-1,077 \times 10^{-1}$	$-1,466 \times 10^1$	$+1,009 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.29 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+5,680 \times 10^{-2}$	$+6,656 \times 10^{-1}$	$-4,337 \times 10^1$	$+1,301 \times 10^3$
01	$+7,345 \times 10^{-2}$	$-1,565 \times 10^{-1}$	$-2,764 \times 10^1$	$+1,102 \times 10^3$
02	$+6,900 \times 10^{-2}$	$-2,302 \times 10^{-1}$	$-2,182 \times 10^1$	$+9,960 \times 10^2$
03	$+8,137 \times 10^{-2}$	$-9,426 \times 10^{-1}$	$-8,926 \times 10^0$	$+9,011 \times 10^2$
04	$+7,509 \times 10^{-2}$	$-7,622 \times 10^{-1}$	$-9,328 \times 10^0$	$+8,865 \times 10^2$
05	$+7,583 \times 10^{-2}$	$-9,293 \times 10^{-1}$	$-5,702 \times 10^0$	$+8,957 \times 10^2$
06	$+1,022 \times 10^{-1}$	$-2,345 \times 10^0$	$+1,211 \times 10^1$	$+9,410 \times 10^2$
07	$+1,129 \times 10^{-1}$	$-2,961 \times 10^0$	$+2,080 \times 10^1$	$+1,006 \times 10^3$
08	$+4,896 \times 10^{-2}$	$-2,786 \times 10^{-2}$	$-2,069 \times 10^1$	$+1,282 \times 10^3$
09	$-1,834 \times 10^{-2}$	$+3,369 \times 10^0$	$-7,836 \times 10^1$	$+1,670 \times 10^3$
10	$-3,849 \times 10^{-2}$	$+4,564 \times 10^0$	$-1,069 \times 10^2$	$+1,954 \times 10^3$
11	$-1,252 \times 10^{-2}$	$+3,087 \times 10^0$	$-8,597 \times 10^1$	$+1,940 \times 10^3$
12	$-6,885 \times 10^{-3}$	$+2,777 \times 10^0$	$-8,380 \times 10^1$	$+1,890 \times 10^3$
13	$-2,050 \times 10^{-2}$	$+3,987 \times 10^0$	$-1,159 \times 10^2$	$+2,136 \times 10^3$
14	$-3,516 \times 10^{-2}$	$+5,050 \times 10^0$	$-1,404 \times 10^2$	$+2,326 \times 10^3$
15	$-4,768 \times 10^{-2}$	$+5,939 \times 10^0$	$-1,603 \times 10^2$	$+2,457 \times 10^3$
16	$-3,560 \times 10^{-2}$	$+4,871 \times 10^0$	$-1,322 \times 10^2$	$+2,240 \times 10^3$
17	$+1,588 \times 10^{-2}$	$+1,395 \times 10^0$	$-6,219 \times 10^1$	$+1,841 \times 10^3$
18	$+1,055 \times 10^{-1}$	$-4,659 \times 10^0$	$+5,702 \times 10^1$	$+1,200 \times 10^3$
19	$+4,758 \times 10^{-2}$	$-2,111 \times 10^0$	$+2,294 \times 10^1$	$+1,372 \times 10^3$
20	$-4,646 \times 10^{-2}$	$+3,959 \times 10^0$	$-8,913 \times 10^1$	$+1,969 \times 10^3$
21	$-1,572 \times 10^{-2}$	$+3,240 \times 10^0$	$-8,706 \times 10^1$	$+1,987 \times 10^3$
22	$-1,278 \times 10^{-2}$	$+3,637 \times 10^0$	$-9,452 \times 10^1$	$+1,923 \times 10^3$
23	$+2,425 \times 10^{-2}$	$+2,180 \times 10^0$	$-7,076 \times 10^1$	$+1,642 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.30 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior decil do número consumidores para os fins de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,802 \times 10^{-1}$	$+1,136 \times 10^1$	$-1,983 \times 10^2$	$+2,040 \times 10^3$
01	$-1,416 \times 10^{-1}$	$+9,128 \times 10^0$	$-1,563 \times 10^2$	$+1,698 \times 10^3$
02	$-1,204 \times 10^{-1}$	$+7,876 \times 10^0$	$-1,326 \times 10^2$	$+1,493 \times 10^3$
03	$-8,525 \times 10^{-2}$	$+5,953 \times 10^0$	$-9,940 \times 10^1$	$+1,279 \times 10^3$
04	$-6,533 \times 10^{-2}$	$+4,876 \times 10^0$	$-8,127 \times 10^1$	$+1,168 \times 10^3$
05	$-5,801 \times 10^{-2}$	$+4,425 \times 10^0$	$-7,335 \times 10^1$	$+1,127 \times 10^3$
06	$-2,394 \times 10^{-2}$	$+2,903 \times 10^0$	$-5,462 \times 10^1$	$+1,070 \times 10^3$
07	$-3,110 \times 10^{-2}$	$+2,801 \times 10^0$	$-4,763 \times 10^1$	$+1,035 \times 10^3$
08	$-5,837 \times 10^{-2}$	$+4,049 \times 10^0$	$-6,718 \times 10^1$	$+1,199 \times 10^3$
09	$-2,701 \times 10^{-2}$	$+2,567 \times 10^0$	$-5,022 \times 10^1$	$+1,246 \times 10^3$
10	$+3,631 \times 10^{-3}$	$+8,957 \times 10^{-1}$	$-2,538 \times 10^1$	$+1,216 \times 10^3$
11	$-7,789 \times 10^{-2}$	$+5,910 \times 10^0$	$-1,281 \times 10^2$	$+1,944 \times 10^3$
12	$-2,806 \times 10^{-2}$	$+3,516 \times 10^0$	$-9,625 \times 10^1$	$+1,835 \times 10^3$
13	$-6,015 \times 10^{-2}$	$+5,897 \times 10^0$	$-1,535 \times 10^2$	$+2,248 \times 10^3$
14	$-5,229 \times 10^{-2}$	$+5,885 \times 10^0$	$-1,648 \times 10^2$	$+2,395 \times 10^3$
15	$-4,268 \times 10^{-2}$	$+5,175 \times 10^0$	$-1,476 \times 10^2$	$+2,245 \times 10^3$
16	$-5,668 \times 10^{-2}$	$+6,313 \times 10^0$	$-1,765 \times 10^2$	$+2,490 \times 10^3$
17	$-1,519 \times 10^{-2}$	$+3,410 \times 10^0$	$-1,141 \times 10^2$	$+2,133 \times 10^3$
18	$+5,799 \times 10^{-2}$	$-2,069 \times 10^0$	$+6,090 \times 10^0$	$+1,493 \times 10^3$
19	$+5,240 \times 10^{-2}$	$-2,448 \times 10^0$	$+3,176 \times 10^1$	$+1,257 \times 10^3$
20	$-3,734 \times 10^{-2}$	$+3,491 \times 10^0$	$-7,923 \times 10^1$	$+1,846 \times 10^3$
21	$-7,773 \times 10^{-2}$	$+6,534 \times 10^0$	$-1,377 \times 10^2$	$+2,121 \times 10^3$
22	$-5,939 \times 10^{-2}$	$+5,764 \times 10^0$	$-1,240 \times 10^2$	$+1,944 \times 10^3$
23	$-5,067 \times 10^{-2}$	$+5,385 \times 10^0$	$-1,144 \times 10^2$	$+1,748 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.31 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+8,617 \times 10^{-2}$	$-5,599 \times 10^{-1}$	$-2,653 \times 10^1$	$+1,227 \times 10^3$
01	$+1,018 \times 10^{-1}$	$-1,312 \times 10^0$	$-1,218 \times 10^1$	$+1,036 \times 10^3$
02	$+9,275 \times 10^{-2}$	$-1,200 \times 10^0$	$-8,543 \times 10^0$	$+9,378 \times 10^2$
03	$+1,007 \times 10^{-1}$	$-1,679 \times 10^0$	$+5,133 \times 10^{-1}$	$+8,623 \times 10^2$
04	$+9,180 \times 10^{-2}$	$-1,376 \times 10^0$	$-1,729 \times 10^0$	$+8,562 \times 10^2$
05	$+9,032 \times 10^{-2}$	$-1,440 \times 10^0$	$+2,353 \times 10^{-1}$	$+8,744 \times 10^2$
06	$+1,117 \times 10^{-1}$	$-2,630 \times 10^0$	$+1,475 \times 10^1$	$+9,343 \times 10^2$
07	$+1,149 \times 10^{-1}$	$-2,937 \times 10^0$	$+1,965 \times 10^1$	$+1,013 \times 10^3$
08	$+6,845 \times 10^{-2}$	$-8,034 \times 10^{-1}$	$-1,049 \times 10^1$	$+1,239 \times 10^3$
09	$+7,297 \times 10^{-3}$	$+2,182 \times 10^0$	$-6,000 \times 10^1$	$+1,578 \times 10^3$
10	$-1,674 \times 10^{-2}$	$+3,495 \times 10^0$	$-8,897 \times 10^1$	$+1,855 \times 10^3$
11	$-3,151 \times 10^{-3}$	$+2,724 \times 10^0$	$-8,094 \times 10^1$	$+1,915 \times 10^3$
12	$+1,723 \times 10^{-3}$	$+2,412 \times 10^0$	$-7,806 \times 10^1$	$+1,856 \times 10^3$
13	$-3,688 \times 10^{-3}$	$+3,017 \times 10^0$	$-9,615 \times 10^1$	$+1,999 \times 10^3$
14	$-2,859 \times 10^{-2}$	$+4,643 \times 10^0$	$-1,303 \times 10^2$	$+2,240 \times 10^3$
15	$-2,416 \times 10^{-2}$	$+4,430 \times 10^0$	$-1,273 \times 10^2$	$+2,218 \times 10^3$
16	$-4,128 \times 10^{-2}$	$+5,240 \times 10^0$	$-1,383 \times 10^2$	$+2,265 \times 10^3$
17	$+1,688 \times 10^{-2}$	$+1,365 \times 10^0$	$-6,103 \times 10^1$	$+1,825 \times 10^3$
18	$+1,018 \times 10^{-1}$	$-4,400 \times 10^0$	$+5,200 \times 10^1$	$+1,228 \times 10^3$
19	$+3,987 \times 10^{-2}$	$-1,688 \times 10^0$	$+1,587 \times 10^1$	$+1,407 \times 10^3$
20	$-5,545 \times 10^{-2}$	$+4,406 \times 10^0$	$-9,537 \times 10^1$	$+1,991 \times 10^3$
21	$-1,313 \times 10^{-2}$	$+3,124 \times 10^0$	$-8,437 \times 10^1$	$+1,964 \times 10^3$
22	$-1,023 \times 10^{-3}$	$+3,144 \times 10^0$	$-8,699 \times 10^1$	$+1,882 \times 10^3$
23	$+3,454 \times 10^{-2}$	$+1,731 \times 10^0$	$-6,336 \times 10^1$	$+1,600 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.32 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o maior quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,541 \times 10^{-1}$	$+9,991 \times 10^0$	$-1,747 \times 10^2$	$+1,912 \times 10^3$
01	$-1,260 \times 10^{-1}$	$+8,275 \times 10^0$	$-1,410 \times 10^2$	$+1,612 \times 10^3$
02	$-1,040 \times 10^{-1}$	$+7,055 \times 10^0$	$-1,189 \times 10^2$	$+1,421 \times 10^3$
03	$-7,196 \times 10^{-2}$	$+5,358 \times 10^0$	$-9,034 \times 10^1$	$+1,235 \times 10^3$
04	$-6,670 \times 10^{-2}$	$+4,920 \times 10^0$	$-8,076 \times 10^1$	$+1,158 \times 10^3$
05	$-6,169 \times 10^{-2}$	$+4,560 \times 10^0$	$-7,399 \times 10^1$	$+1,122 \times 10^3$
06	$-2,379 \times 10^{-2}$	$+2,861 \times 10^0$	$-5,288 \times 10^1$	$+1,056 \times 10^3$
07	$-7,327 \times 10^{-3}$	$+1,776 \times 10^0$	$-3,343 \times 10^1$	$+9,751 \times 10^2$
08	$-5,406 \times 10^{-2}$	$+3,805 \times 10^0$	$-6,217 \times 10^1$	$+1,167 \times 10^3$
09	$-9,892 \times 10^{-3}$	$+1,891 \times 10^0$	$-4,185 \times 10^1$	$+1,214 \times 10^3$
10	$+4,606 \times 10^{-3}$	$+1,067 \times 10^0$	$-3,151 \times 10^1$	$+1,264 \times 10^3$
11	$-5,520 \times 10^{-2}$	$+4,690 \times 10^0$	$-1,057 \times 10^2$	$+1,805 \times 10^3$
12	$-4,477 \times 10^{-2}$	$+4,646 \times 10^0$	$-1,192 \times 10^2$	$+1,978 \times 10^3$
13	$-4,234 \times 10^{-2}$	$+4,862 \times 10^0$	$-1,327 \times 10^2$	$+2,105 \times 10^3$
14	$-1,008 \times 10^{-2}$	$+3,152 \times 10^0$	$-1,055 \times 10^2$	$+1,969 \times 10^3$
15	$-3,018 \times 10^{-2}$	$+4,461 \times 10^0$	$-1,333 \times 10^2$	$+2,148 \times 10^3$
16	$-1,902 \times 10^{-2}$	$+3,872 \times 10^0$	$-1,239 \times 10^2$	$+2,118 \times 10^3$
17	$+7,255 \times 10^{-3}$	$+1,996 \times 10^0$	$-8,412 \times 10^1$	$+1,921 \times 10^3$
18	$+5,665 \times 10^{-2}$	$-1,871 \times 10^0$	$+1,900 \times 10^{-1}$	$+1,538 \times 10^3$
19	$+4,005 \times 10^{-2}$	$-1,747 \times 10^0$	$+1,934 \times 10^1$	$+1,324 \times 10^3$
20	$-3,173 \times 10^{-2}$	$+3,206 \times 10^0$	$-7,397 \times 10^1$	$+1,812 \times 10^3$
21	$-8,360 \times 10^{-2}$	$+6,830 \times 10^0$	$-1,414 \times 10^2$	$+2,130 \times 10^3$
22	$-6,037 \times 10^{-2}$	$+5,841 \times 10^0$	$-1,245 \times 10^2$	$+1,939 \times 10^3$
23	$-1,370 \times 10^{-2}$	$+3,636 \times 10^0$	$-8,711 \times 10^1$	$+1,612 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.33 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média total pelo número de consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+8,010 \times 10^{-2}$	$-3,124 \times 10^{-1}$	$-2,880 \times 10^1$	$+1,229 \times 10^3$
01	$+8,741 \times 10^{-2}$	$-6,858 \times 10^{-1}$	$-1,978 \times 10^1$	$+1,061 \times 10^3$
02	$+9,317 \times 10^{-2}$	$-1,211 \times 10^0$	$-7,908 \times 10^0$	$+9,320 \times 10^2$
03	$+9,837 \times 10^{-2}$	$-1,578 \times 10^0$	$-2,461 \times 10^{-1}$	$+8,618 \times 10^2$
04	$+9,021 \times 10^{-2}$	$-1,310 \times 10^0$	$-2,045 \times 10^0$	$+8,543 \times 10^2$
05	$+9,394 \times 10^{-2}$	$-1,584 \times 10^0$	$+2,478 \times 10^0$	$+8,632 \times 10^2$
06	$+1,145 \times 10^{-1}$	$-2,711 \times 10^0$	$+1,570 \times 10^1$	$+9,301 \times 10^2$
07	$+1,181 \times 10^{-1}$	$-3,045 \times 10^0$	$+2,093 \times 10^1$	$+1,008 \times 10^3$
08	$+7,962 \times 10^{-2}$	$-1,292 \times 10^0$	$-3,797 \times 10^0$	$+1,212 \times 10^3$
09	$+7,463 \times 10^{-3}$	$+2,174 \times 10^0$	$-5,989 \times 10^1$	$+1,578 \times 10^3$
10	$-8,593 \times 10^{-3}$	$+3,049 \times 10^0$	$-8,141 \times 10^1$	$+1,816 \times 10^3$
11	$+1,067 \times 10^{-3}$	$+2,439 \times 10^0$	$-7,516 \times 10^1$	$+1,879 \times 10^3$
12	$+4,752 \times 10^{-3}$	$+2,198 \times 10^0$	$-7,359 \times 10^1$	$+1,828 \times 10^3$
13	$+7,554 \times 10^{-3}$	$+2,288 \times 10^0$	$-8,131 \times 10^1$	$+1,904 \times 10^3$
14	$-2,203 \times 10^{-2}$	$+4,212 \times 10^0$	$-1,213 \times 10^2$	$+2,181 \times 10^3$
15	$-2,271 \times 10^{-2}$	$+4,297 \times 10^0$	$-1,239 \times 10^2$	$+2,192 \times 10^3$
16	$-1,868 \times 10^{-2}$	$+3,736 \times 10^0$	$-1,065 \times 10^2$	$+2,050 \times 10^3$
17	$+1,776 \times 10^{-2}$	$+1,252 \times 10^0$	$-5,781 \times 10^1$	$+1,799 \times 10^3$
18	$+1,029 \times 10^{-1}$	$-4,505 \times 10^0$	$+5,462 \times 10^1$	$+1,207 \times 10^3$
19	$+4,318 \times 10^{-2}$	$-1,880 \times 10^0$	$+1,940 \times 10^1$	$+1,386 \times 10^3$
20	$-5,254 \times 10^{-2}$	$+4,168 \times 10^0$	$-8,941 \times 10^1$	$+1,946 \times 10^3$
21	$-1,267 \times 10^{-2}$	$+3,039 \times 10^0$	$-8,122 \times 10^1$	$+1,934 \times 10^3$
22	$-3,745 \times 10^{-3}$	$+3,191 \times 10^0$	$-8,537 \times 10^1$	$+1,858 \times 10^3$
23	$+3,485 \times 10^{-2}$	$+1,690 \times 10^0$	$-6,139 \times 10^1$	$+1,581 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.34 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária C empregando a temperatura média da amostra considerando a media total do número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,619 \times 10^{-1}$	$+1,022 \times 10^1$	$-1,751 \times 10^2$	$+1,898 \times 10^3$
01	$-1,229 \times 10^{-1}$	$+8,004 \times 10^0$	$-1,346 \times 10^2$	$+1,570 \times 10^3$
02	$-1,038 \times 10^{-1}$	$+6,926 \times 10^0$	$-1,148 \times 10^2$	$+1,393 \times 10^3$
03	$-7,566 \times 10^{-2}$	$+5,412 \times 10^0$	$-8,905 \times 10^1$	$+1,220 \times 10^3$
04	$-6,737 \times 10^{-2}$	$+4,875 \times 10^0$	$-7,872 \times 10^1$	$+1,144 \times 10^3$
05	$-5,773 \times 10^{-2}$	$+4,328 \times 10^0$	$-6,970 \times 10^1$	$+1,101 \times 10^3$
06	$-1,275 \times 10^{-2}$	$+2,344 \times 10^0$	$-4,518 \times 10^1$	$+1,022 \times 10^3$
07	$-2,170 \times 10^{-3}$	$+1,513 \times 10^0$	$-2,923 \times 10^1$	$+9,558 \times 10^2$
08	$-4,506 \times 10^{-2}$	$+3,340 \times 10^0$	$-5,479 \times 10^1$	$+1,134 \times 10^3$
09	$+5,769 \times 10^{-3}$	$+9,923 \times 10^{-1}$	$-2,554 \times 10^1$	$+1,122 \times 10^3$
10	$+3,107 \times 10^{-2}$	$-4,784 \times 10^{-1}$	$-2,702 \times 10^0$	$+1,094 \times 10^3$
11	$-5,244 \times 10^{-2}$	$+4,443 \times 10^0$	$-9,987 \times 10^1$	$+1,765 \times 10^3$
12	$-4,513 \times 10^{-2}$	$+4,606 \times 10^0$	$-1,173 \times 10^2$	$+1,958 \times 10^3$
13	$-2,974 \times 10^{-2}$	$+4,021 \times 10^0$	$-1,147 \times 10^2$	$+1,980 \times 10^3$
14	$-1,578 \times 10^{-2}$	$+3,548 \times 10^0$	$-1,148 \times 10^2$	$+2,039 \times 10^3$
15	$-9,515 \times 10^{-3}$	$+3,099 \times 10^0$	$-1,043 \times 10^2$	$+1,947 \times 10^3$
16	$+3,770 \times 10^{-3}$	$+2,325 \times 10^0$	$-9,015 \times 10^1$	$+1,880 \times 10^3$
17	$+1,885 \times 10^{-2}$	$+1,206 \times 10^0$	$-6,677 \times 10^1$	$+1,798 \times 10^3$
18	$+6,073 \times 10^{-2}$	$-2,154 \times 10^0$	$+6,671 \times 10^0$	$+1,489 \times 10^3$
19	$+3,573 \times 10^{-2}$	$-1,501 \times 10^0$	$+1,500 \times 10^1$	$+1,347 \times 10^3$
20	$-3,719 \times 10^{-2}$	$+3,438 \times 10^0$	$-7,642 \times 10^1$	$+1,815 \times 10^3$
21	$-8,012 \times 10^{-2}$	$+6,519 \times 10^0$	$-1,333 \times 10^2$	$+2,069 \times 10^3$
22	$-4,993 \times 10^{-2}$	$+5,231 \times 10^0$	$-1,127 \times 10^2$	$+1,866 \times 10^3$
23	$-4,133 \times 10^{-3}$	$+3,089 \times 10^0$	$-7,663 \times 10^1$	$+1,549 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.35 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,962 \times 10^{-2}$	$+4,461 \times 10^0$	$-1,157 \times 10^2$	$+1,765 \times 10^3$
01	$+9,676 \times 10^{-3}$	$+2,830 \times 10^0$	$-8,368 \times 10^1$	$+1,457 \times 10^3$
02	$+2,436 \times 10^{-2}$	$+1,789 \times 10^0$	$-6,106 \times 10^1$	$+1,250 \times 10^3$
03	$+3,827 \times 10^{-2}$	$+9,514 \times 10^{-1}$	$-4,444 \times 10^1$	$+1,120 \times 10^3$
04	$+5,346 \times 10^{-2}$	$+6,577 \times 10^{-2}$	$-2,779 \times 10^1$	$+1,017 \times 10^3$
05	$+6,567 \times 10^{-2}$	$-6,863 \times 10^{-1}$	$-1,421 \times 10^1$	$+9,725 \times 10^2$
06	$+1,057 \times 10^{-1}$	$-2,921 \times 10^0$	$+1,927 \times 10^1$	$+9,343 \times 10^2$
07	$+1,199 \times 10^{-1}$	$-3,766 \times 10^0$	$+3,326 \times 10^1$	$+9,656 \times 10^2$
08	$+7,299 \times 10^{-2}$	$-1,313 \times 10^0$	$-6,129 \times 10^0$	$+1,257 \times 10^3$
09	$+2,960 \times 10^{-2}$	$+9,491 \times 10^{-1}$	$-4,661 \times 10^1$	$+1,568 \times 10^3$
10	$-8,403 \times 10^{-3}$	$+2,980 \times 10^0$	$-8,682 \times 10^1$	$+1,908 \times 10^3$
11	$+2,631 \times 10^{-2}$	$+7,774 \times 10^{-1}$	$-4,758 \times 10^1$	$+1,759 \times 10^3$
12	$+3,489 \times 10^{-2}$	$+1,039 \times 10^{-1}$	$-3,446 \times 10^1$	$+1,619 \times 10^3$
13	$+3,043 \times 10^{-2}$	$+5,250 \times 10^{-1}$	$-4,675 \times 10^1$	$+1,716 \times 10^3$
14	$+1,843 \times 10^{-2}$	$+1,293 \times 10^0$	$-6,256 \times 10^1$	$+1,832 \times 10^3$
15	$+2,337 \times 10^{-3}$	$+2,374 \times 10^0$	$-8,570 \times 10^1$	$+1,980 \times 10^3$
16	$-2,535 \times 10^{-3}$	$+2,506 \times 10^0$	$-8,423 \times 10^1$	$+1,950 \times 10^3$
17	$+2,221 \times 10^{-2}$	$+7,879 \times 10^{-1}$	$-5,114 \times 10^1$	$+1,804 \times 10^3$
18	$+9,294 \times 10^{-2}$	$-4,230 \times 10^0$	$+5,137 \times 10^1$	$+1,249 \times 10^3$
19	$+5,073 \times 10^{-2}$	$-2,245 \times 10^0$	$+2,246 \times 10^1$	$+1,412 \times 10^3$
20	$-4,189 \times 10^{-2}$	$+4,243 \times 10^0$	$-1,109 \times 10^2$	$+2,229 \times 10^3$
21	$-6,328 \times 10^{-2}$	$+6,253 \times 10^0$	$-1,569 \times 10^2$	$+2,524 \times 10^3$
22	$-8,159 \times 10^{-2}$	$+7,771 \times 10^0$	$-1,847 \times 10^2$	$+2,572 \times 10^3$
23	$-5,376 \times 10^{-2}$	$+6,394 \times 10^0$	$-1,559 \times 10^2$	$+2,218 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.36 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-2,509 \times 10^{-1}$	$+1,664 \times 10^1$	$-3,244 \times 10^2$	$+2,951 \times 10^3$
01	$-2,368 \times 10^{-1}$	$+1,536 \times 10^1$	$-2,904 \times 10^2$	$+2,587 \times 10^3$
02	$-1,878 \times 10^{-1}$	$+1,245 \times 10^1$	$-2,340 \times 10^2$	$+2,169 \times 10^3$
03	$-1,970 \times 10^{-1}$	$+1,252 \times 10^1$	$-2,271 \times 10^2$	$+2,047 \times 10^3$
04	$-1,554 \times 10^{-1}$	$+1,010 \times 10^1$	$-1,822 \times 10^2$	$+1,767 \times 10^3$
05	$-1,353 \times 10^{-1}$	$+8,885 \times 10^0$	$-1,593 \times 10^2$	$+1,632 \times 10^3$
06	$-9,414 \times 10^{-2}$	$+6,710 \times 10^0$	$-1,255 \times 10^2$	$+1,482 \times 10^3$
07	$-8,133 \times 10^{-2}$	$+5,547 \times 10^0$	$-9,896 \times 10^1$	$+1,329 \times 10^3$
08	$-7,791 \times 10^{-2}$	$+5,336 \times 10^0$	$-9,641 \times 10^1$	$+1,393 \times 10^3$
09	$-2,931 \times 10^{-2}$	$+2,758 \times 10^0$	$-5,748 \times 10^1$	$+1,309 \times 10^3$
10	$-4,092 \times 10^{-3}$	$+1,364 \times 10^0$	$-3,670 \times 10^1$	$+1,300 \times 10^3$
11	$-4,296 \times 10^{-2}$	$+3,728 \times 10^0$	$-8,650 \times 10^1$	$+1,694 \times 10^3$
12	$-4,555 \times 10^{-2}$	$+4,426 \times 10^0$	$-1,134 \times 10^2$	$+1,943 \times 10^3$
13	$-5,467 \times 10^{-2}$	$+5,524 \times 10^0$	$-1,493 \times 10^2$	$+2,259 \times 10^3$
14	$-5,775 \times 10^{-2}$	$+6,135 \times 10^0$	$-1,729 \times 10^2$	$+2,493 \times 10^3$
15	$-4,948 \times 10^{-2}$	$+5,591 \times 10^0$	$-1,615 \times 10^2$	$+2,404 \times 10^3$
16	$-5,068 \times 10^{-2}$	$+5,882 \times 10^0$	$-1,730 \times 10^2$	$+2,540 \times 10^3$
17	$-2,427 \times 10^{-2}$	$+4,041 \times 10^0$	$-1,352 \times 10^2$	$+2,377 \times 10^3$
18	$+7,086 \times 10^{-2}$	$-2,828 \times 10^0$	$+1,570 \times 10^1$	$+1,513 \times 10^3$
19	$+9,067 \times 10^{-2}$	$-4,754 \times 10^0$	$+7,507 \times 10^1$	$+1,008 \times 10^3$
20	$-5,043 \times 10^{-2}$	$+4,551 \times 10^0$	$-1,100 \times 10^2$	$+2,117 \times 10^3$
21	$-1,155 \times 10^{-1}$	$+9,271 \times 10^0$	$-2,079 \times 10^2$	$+2,685 \times 10^3$
22	$-9,227 \times 10^{-2}$	$+8,175 \times 10^0$	$-1,872 \times 10^2$	$+2,452 \times 10^3$
23	$-4,128 \times 10^{-2}$	$+5,205 \times 10^0$	$-1,265 \times 10^2$	$+1,927 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.37 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o menor decil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+8,056 \times 10^{-2}$	$-3,415 \times 10^{-1}$	$-2,848 \times 10^1$	$+1,229 \times 10^3$
01	$+8,790 \times 10^{-2}$	$-7,086 \times 10^{-1}$	$-1,965 \times 10^1$	$+1,062 \times 10^3$
02	$+9,428 \times 10^{-2}$	$-1,275 \times 10^0$	$-7,021 \times 10^0$	$+9,288 \times 10^2$
03	$+9,689 \times 10^{-2}$	$-1,510 \times 10^0$	$-1,360 \times 10^0$	$+8,674 \times 10^2$
04	$+9,044 \times 10^{-2}$	$-1,327 \times 10^0$	$-1,844 \times 10^0$	$+8,538 \times 10^2$
05	$+9,586 \times 10^{-2}$	$-1,678 \times 10^0$	$+3,800 \times 10^0$	$+8,576 \times 10^2$
06	$+1,168 \times 10^{-1}$	$-2,816 \times 10^0$	$+1,700 \times 10^1$	$+9,258 \times 10^2$
07	$+1,195 \times 10^{-1}$	$-3,102 \times 10^0$	$+2,157 \times 10^1$	$+1,006 \times 10^3$
08	$+6,625 \times 10^{-2}$	$-7,014 \times 10^{-1}$	$-1,184 \times 10^1$	$+1,244 \times 10^3$
09	$+1,013 \times 10^{-2}$	$+2,042 \times 10^0$	$-5,794 \times 10^1$	$+1,569 \times 10^3$
10	$-7,546 \times 10^{-3}$	$+3,006 \times 10^0$	$-8,103 \times 10^1$	$+1,816 \times 10^3$
11	$-1,238 \times 10^{-3}$	$+2,577 \times 10^0$	$-7,793 \times 10^1$	$+1,897 \times 10^3$
12	$+1,673 \times 10^{-3}$	$+2,406 \times 10^0$	$-7,821 \times 10^1$	$+1,861 \times 10^3$
13	$+3,453 \times 10^{-3}$	$+2,518 \times 10^0$	$-8,539 \times 10^1$	$+1,926 \times 10^3$
14	$-2,532 \times 10^{-2}$	$+4,414 \times 10^0$	$-1,255 \times 10^2$	$+2,208 \times 10^3$
15	$-2,431 \times 10^{-2}$	$+4,390 \times 10^0$	$-1,258 \times 10^2$	$+2,205 \times 10^3$
16	$-2,060 \times 10^{-2}$	$+3,867 \times 10^0$	$-1,095 \times 10^2$	$+2,072 \times 10^3$
17	$+1,941 \times 10^{-2}$	$+1,144 \times 10^0$	$-5,572 \times 10^1$	$+1,787 \times 10^3$
18	$+1,072 \times 10^{-1}$	$-4,743 \times 10^0$	$+5,872 \times 10^1$	$+1,186 \times 10^3$
19	$+4,299 \times 10^{-2}$	$-1,874 \times 10^0$	$+1,938 \times 10^1$	$+1,385 \times 10^3$
20	$-5,104 \times 10^{-2}$	$+4,122 \times 10^0$	$-8,936 \times 10^1$	$+1,950 \times 10^3$
21	$-1,247 \times 10^{-2}$	$+3,034 \times 10^0$	$-8,138 \times 10^1$	$+1,937 \times 10^3$
22	$-2,892 \times 10^{-3}$	$+3,174 \times 10^0$	$-8,564 \times 10^1$	$+1,863 \times 10^3$
23	$+3,765 \times 10^{-2}$	$+1,549 \times 10^0$	$-5,948 \times 10^1$	$+1,574 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.38 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a média ponderada pelo número de consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^\circ C^{-3})$	$c_2 (MWh^\circ C^{-2})$	$c_1 (MWh^\circ C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,549 \times 10^{-1}$	$+9,913 \times 10^0$	$-1,712 \times 10^2$	$+1,883 \times 10^3$
01	$-1,254 \times 10^{-1}$	$+8,161 \times 10^0$	$-1,375 \times 10^2$	$+1,586 \times 10^3$
02	$-1,029 \times 10^{-1}$	$+6,889 \times 10^0$	$-1,145 \times 10^2$	$+1,394 \times 10^3$
03	$-7,278 \times 10^{-2}$	$+5,320 \times 10^0$	$-8,843 \times 10^1$	$+1,221 \times 10^3$
04	$-6,730 \times 10^{-2}$	$+4,868 \times 10^0$	$-7,865 \times 10^1$	$+1,143 \times 10^3$
05	$-4,555 \times 10^{-2}$	$+3,844 \times 10^0$	$-6,392 \times 10^1$	$+1,080 \times 10^3$
06	$-1,445 \times 10^{-2}$	$+2,433 \times 10^0$	$-4,666 \times 10^1$	$+1,029 \times 10^3$
07	$-4,765 \times 10^{-3}$	$+1,619 \times 10^0$	$-3,057 \times 10^1$	$+9,606 \times 10^2$
08	$-5,233 \times 10^{-2}$	$+3,719 \times 10^0$	$-6,095 \times 10^1$	$+1,164 \times 10^3$
09	$+5,373 \times 10^{-3}$	$+9,826 \times 10^{-1}$	$-2,499 \times 10^1$	$+1,118 \times 10^3$
10	$+2,246 \times 10^{-2}$	$+7,139 \times 10^{-3}$	$-1,147 \times 10^1$	$+1,144 \times 10^3$
11	$-5,571 \times 10^{-2}$	$+4,646 \times 10^0$	$-1,039 \times 10^2$	$+1,791 \times 10^3$
12	$-4,324 \times 10^{-2}$	$+4,499 \times 10^0$	$-1,155 \times 10^2$	$+1,949 \times 10^3$
13	$-2,180 \times 10^{-2}$	$+3,520 \times 10^0$	$-1,046 \times 10^2$	$+1,916 \times 10^3$
14	$-1,504 \times 10^{-2}$	$+3,492 \times 10^0$	$-1,136 \times 10^2$	$+2,032 \times 10^3$
15	$-1,281 \times 10^{-2}$	$+3,302 \times 10^0$	$-1,085 \times 10^2$	$+1,975 \times 10^3$
16	$-1,480 \times 10^{-3}$	$+2,683 \times 10^0$	$-9,809 \times 10^1$	$+1,937 \times 10^3$
17	$+1,818 \times 10^{-2}$	$+1,245 \times 10^0$	$-6,767 \times 10^1$	$+1,805 \times 10^3$
18	$+5,977 \times 10^{-2}$	$-2,116 \times 10^0$	$+6,268 \times 10^0$	$+1,490 \times 10^3$
19	$+3,564 \times 10^{-2}$	$-1,500 \times 10^0$	$+1,506 \times 10^1$	$+1,347 \times 10^3$
20	$-3,060 \times 10^{-2}$	$+3,111 \times 10^0$	$-7,135 \times 10^1$	$+1,790 \times 10^3$
21	$-7,971 \times 10^{-2}$	$+6,535 \times 10^0$	$-1,344 \times 10^2$	$+2,080 \times 10^3$
22	$-5,079 \times 10^{-2}$	$+5,276 \times 10^0$	$-1,135 \times 10^2$	$+1,872 \times 10^3$
23	$-5,126 \times 10^{-3}$	$+3,152 \times 10^0$	$-7,804 \times 10^1$	$+1,558 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.39 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+7,942 \times 10^{-2}$	$-2,869 \times 10^{-1}$	$-2,922 \times 10^1$	$+1,232 \times 10^3$
01	$+8,728 \times 10^{-2}$	$-6,823 \times 10^{-1}$	$-1,990 \times 10^1$	$+1,063 \times 10^3$
02	$+9,229 \times 10^{-2}$	$-1,193 \times 10^0$	$-7,999 \times 10^0$	$+9,320 \times 10^2$
03	$+9,733 \times 10^{-2}$	$-1,531 \times 10^0$	$-9,929 \times 10^{-1}$	$+8,655 \times 10^2$
04	$+9,180 \times 10^{-2}$	$-1,386 \times 10^0$	$-9,973 \times 10^{-1}$	$+8,502 \times 10^2$
05	$+9,308 \times 10^{-2}$	$-1,551 \times 10^0$	$+2,104 \times 10^0$	$+8,643 \times 10^2$
06	$+1,144 \times 10^{-1}$	$-2,697 \times 10^0$	$+1,533 \times 10^1$	$+9,325 \times 10^2$
07	$+1,200 \times 10^{-1}$	$-3,122 \times 10^0$	$+2,183 \times 10^1$	$+1,005 \times 10^3$
08	$+6,547 \times 10^{-2}$	$-6,682 \times 10^{-1}$	$-1,213 \times 10^1$	$+1,244 \times 10^3$
09	$+9,467 \times 10^{-3}$	$+2,079 \times 10^0$	$-5,840 \times 10^1$	$+1,570 \times 10^3$
10	$-7,397 \times 10^{-3}$	$+2,992 \times 10^0$	$-8,052 \times 10^1$	$+1,811 \times 10^3$
11	$+3,717 \times 10^{-6}$	$+2,510 \times 10^0$	$-7,658 \times 10^1$	$+1,888 \times 10^3$
12	$+2,724 \times 10^{-3}$	$+2,338 \times 10^0$	$-7,663 \times 10^1$	$+1,849 \times 10^3$
13	$+2,070 \times 10^{-3}$	$+2,622 \times 10^0$	$-8,781 \times 10^1$	$+1,944 \times 10^3$
14	$-2,562 \times 10^{-2}$	$+4,445 \times 10^0$	$-1,262 \times 10^2$	$+2,213 \times 10^3$
15	$-2,367 \times 10^{-2}$	$+4,350 \times 10^0$	$-1,249 \times 10^2$	$+2,198 \times 10^3$
16	$-2,090 \times 10^{-2}$	$+3,875 \times 10^0$	$-1,094 \times 10^2$	$+2,070 \times 10^3$
17	$+1,542 \times 10^{-2}$	$+1,397 \times 10^0$	$-6,079 \times 10^1$	$+1,819 \times 10^3$
18	$+1,016 \times 10^{-1}$	$-4,440 \times 10^0$	$+5,360 \times 10^1$	$+1,213 \times 10^3$
19	$+4,154 \times 10^{-2}$	$-1,797 \times 10^0$	$+1,811 \times 10^1$	$+1,392 \times 10^3$
20	$-5,071 \times 10^{-2}$	$+4,092 \times 10^0$	$-8,864 \times 10^1$	$+1,945 \times 10^3$
21	$-1,264 \times 10^{-2}$	$+3,040 \times 10^0$	$-8,141 \times 10^1$	$+1,937 \times 10^3$
22	$-3,509 \times 10^{-3}$	$+3,177 \times 10^0$	$-8,529 \times 10^1$	$+1,859 \times 10^3$
23	$+3,703 \times 10^{-2}$	$+1,578 \times 10^0$	$-5,983 \times 10^1$	$+1,575 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.40 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando o menor quartil do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,563 \times 10^{-1}$	$+9,976 \times 10^0$	$-1,721 \times 10^2$	$+1,886 \times 10^3$
01	$-1,161 \times 10^{-1}$	$+7,697 \times 10^0$	$-1,302 \times 10^2$	$+1,551 \times 10^3$
02	$-1,053 \times 10^{-1}$	$+7,005 \times 10^0$	$-1,161 \times 10^2$	$+1,400 \times 10^3$
03	$-7,651 \times 10^{-2}$	$+5,469 \times 10^0$	$-9,014 \times 10^1$	$+1,226 \times 10^3$
04	$-7,012 \times 10^{-2}$	$+5,001 \times 10^0$	$-8,049 \times 10^1$	$+1,151 \times 10^3$
05	$-4,528 \times 10^{-2}$	$+3,819 \times 10^0$	$-6,333 \times 10^1$	$+1,076 \times 10^3$
06	$-1,134 \times 10^{-2}$	$+2,300 \times 10^0$	$-4,490 \times 10^1$	$+1,023 \times 10^3$
07	$-6,301 \times 10^{-3}$	$+1,702 \times 10^0$	$-3,182 \times 10^1$	$+9,661 \times 10^2$
08	$-5,207 \times 10^{-2}$	$+3,673 \times 10^0$	$-5,955 \times 10^1$	$+1,153 \times 10^3$
09	$+6,004 \times 10^{-3}$	$+9,786 \times 10^{-1}$	$-2,527 \times 10^1$	$+1,121 \times 10^3$
10	$+2,080 \times 10^{-2}$	$+1,055 \times 10^{-1}$	$-1,322 \times 10^1$	$+1,154 \times 10^3$
11	$-5,157 \times 10^{-2}$	$+4,411 \times 10^0$	$-9,954 \times 10^1$	$+1,765 \times 10^3$
12	$-4,512 \times 10^{-2}$	$+4,614 \times 10^0$	$-1,176 \times 10^2$	$+1,961 \times 10^3$
13	$-2,147 \times 10^{-2}$	$+3,505 \times 10^0$	$-1,043 \times 10^2$	$+1,913 \times 10^3$
14	$+1,244 \times 10^{-3}$	$+2,383 \times 10^0$	$-8,884 \times 10^1$	$+1,852 \times 10^3$
15	$-2,094 \times 10^{-2}$	$+3,837 \times 10^0$	$-1,198 \times 10^2$	$+2,051 \times 10^3$
16	$-1,058 \times 10^{-3}$	$+2,649 \times 10^0$	$-9,714 \times 10^1$	$+1,929 \times 10^3$
17	$+1,396 \times 10^{-2}$	$+1,537 \times 10^0$	$-7,424 \times 10^1$	$+1,853 \times 10^3$
18	$+6,037 \times 10^{-2}$	$-2,151 \times 10^0$	$+6,909 \times 10^0$	$+1,487 \times 10^3$
19	$+3,204 \times 10^{-2}$	$-1,320 \times 10^0$	$+1,223 \times 10^1$	$+1,361 \times 10^3$
20	$-3,008 \times 10^{-2}$	$+3,067 \times 10^0$	$-7,036 \times 10^1$	$+1,784 \times 10^3$
21	$-7,949 \times 10^{-2}$	$+6,523 \times 10^0$	$-1,341 \times 10^2$	$+2,078 \times 10^3$
22	$-4,992 \times 10^{-2}$	$+5,234 \times 10^0$	$-1,129 \times 10^2$	$+1,868 \times 10^3$
23	$-8,436 \times 10^{-3}$	$+3,317 \times 10^0$	$-8,057 \times 10^1$	$+1,570 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.41 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os dias úteis.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$+7,996 \times 10^{-2}$	$-2,998 \times 10^{-1}$	$-2,960 \times 10^1$	$+1,237 \times 10^3$
01	$+8,853 \times 10^{-2}$	$-7,296 \times 10^{-1}$	$-1,974 \times 10^1$	$+1,065 \times 10^3$
02	$+9,418 \times 10^{-2}$	$-1,271 \times 10^0$	$-7,307 \times 10^0$	$+9,313 \times 10^2$
03	$+9,758 \times 10^{-2}$	$-1,542 \times 10^0$	$-1,103 \times 10^0$	$+8,672 \times 10^2$
04	$+9,119 \times 10^{-2}$	$-1,340 \times 10^0$	$-2,129 \times 10^0$	$+8,572 \times 10^2$
05	$+9,194 \times 10^{-2}$	$-1,512 \times 10^0$	$+1,486 \times 10^0$	$+8,673 \times 10^2$
06	$+1,125 \times 10^{-1}$	$-2,647 \times 10^0$	$+1,486 \times 10^1$	$+9,341 \times 10^2$
07	$+1,195 \times 10^{-1}$	$-3,099 \times 10^0$	$+2,134 \times 10^1$	$+1,008 \times 10^3$
08	$+6,621 \times 10^{-2}$	$-6,915 \times 10^{-1}$	$-1,221 \times 10^1$	$+1,247 \times 10^3$
09	$+9,065 \times 10^{-3}$	$+2,098 \times 10^0$	$-5,888 \times 10^1$	$+1,574 \times 10^3$
10	$-1,828 \times 10^{-2}$	$+3,607 \times 10^0$	$-9,162 \times 10^1$	$+1,875 \times 10^3$
11	$-5,485 \times 10^{-3}$	$+2,854 \times 10^0$	$-8,349 \times 10^1$	$+1,931 \times 10^3$
12	$-4,586 \times 10^{-4}$	$+2,548 \times 10^0$	$-8,106 \times 10^1$	$+1,879 \times 10^3$
13	$+1,620 \times 10^{-3}$	$+2,665 \times 10^0$	$-8,901 \times 10^1$	$+1,955 \times 10^3$
14	$-2,659 \times 10^{-2}$	$+4,512 \times 10^0$	$-1,278 \times 10^2$	$+2,225 \times 10^3$
15	$-2,529 \times 10^{-2}$	$+4,476 \times 10^0$	$-1,280 \times 10^2$	$+2,222 \times 10^3$
16	$-1,825 \times 10^{-2}$	$+3,737 \times 10^0$	$-1,071 \times 10^2$	$+2,059 \times 10^3$
17	$+1,794 \times 10^{-2}$	$+1,270 \times 10^0$	$-5,885 \times 10^1$	$+1,811 \times 10^3$
18	$+1,039 \times 10^{-1}$	$-4,552 \times 10^0$	$+5,532 \times 10^1$	$+1,205 \times 10^3$
19	$+4,189 \times 10^{-2}$	$-1,809 \times 10^0$	$+1,813 \times 10^1$	$+1,393 \times 10^3$
20	$-5,347 \times 10^{-2}$	$+4,274 \times 10^0$	$-9,254 \times 10^1$	$+1,972 \times 10^3$
21	$-1,333 \times 10^{-2}$	$+3,095 \times 10^0$	$-8,298 \times 10^1$	$+1,950 \times 10^3$
22	$-7,962 \times 10^{-4}$	$+3,093 \times 10^0$	$-8,521 \times 10^1$	$+1,867 \times 10^3$
23	$+3,509 \times 10^{-2}$	$+1,691 \times 10^0$	$-6,223 \times 10^1$	$+1,591 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.

Tabela C.42 – Coeficientes de ajuste para o polinômio associado à variação de energia consumida em função da temperatura. Tais coeficientes são associados à concessionária B empregando a temperatura média da amostra considerando a mediana do número consumidores para os finais de semana e feriados.

hora	$c_3 (MWh^{\circ}C^{-3})$	$c_2 (MWh^{\circ}C^{-2})$	$c_1 (MWh^{\circ}C^{-1})$	$c_0 (MWh)$
00	$-1,650 \times 10^{-1}$	$+1,047 \times 10^1$	$-1,810 \times 10^2$	$+1,937 \times 10^3$
01	$-1,261 \times 10^{-1}$	$+8,243 \times 10^0$	$-1,398 \times 10^2$	$+1,603 \times 10^3$
02	$-1,035 \times 10^{-1}$	$+7,018 \times 10^0$	$-1,181 \times 10^2$	$+1,416 \times 10^3$
03	$-6,579 \times 10^{-2}$	$+5,061 \times 10^0$	$-8,580 \times 10^1$	$+1,214 \times 10^3$
04	$-6,224 \times 10^{-2}$	$+4,714 \times 10^0$	$-7,769 \times 10^1$	$+1,144 \times 10^3$
05	$-5,336 \times 10^{-2}$	$+4,224 \times 10^0$	$-6,970 \times 10^1$	$+1,106 \times 10^3$
06	$-2,146 \times 10^{-2}$	$+2,770 \times 10^0$	$-5,165 \times 10^1$	$+1,051 \times 10^3$
07	$-1,075 \times 10^{-2}$	$+1,911 \times 10^0$	$-3,492 \times 10^1$	$+9,794 \times 10^2$
08	$-5,248 \times 10^{-2}$	$+3,722 \times 10^0$	$-6,092 \times 10^1$	$+1,163 \times 10^3$
09	$-4,083 \times 10^{-3}$	$+1,596 \times 10^0$	$-3,718 \times 10^1$	$+1,192 \times 10^3$
10	$-1,326 \times 10^{-3}$	$+1,390 \times 10^0$	$-3,725 \times 10^1$	$+1,298 \times 10^3$
11	$-5,328 \times 10^{-2}$	$+4,475 \times 10^0$	$-1,001 \times 10^2$	$+1,764 \times 10^3$
12	$-3,913 \times 10^{-2}$	$+4,240 \times 10^0$	$-1,101 \times 10^2$	$+1,914 \times 10^3$
13	$-2,896 \times 10^{-2}$	$+4,083 \times 10^0$	$-1,185 \times 10^2$	$+2,025 \times 10^3$
14	$-1,634 \times 10^{-2}$	$+3,615 \times 10^0$	$-1,170 \times 10^2$	$+2,060 \times 10^3$
15	$-2,729 \times 10^{-2}$	$+4,300 \times 10^0$	$-1,306 \times 10^2$	$+2,134 \times 10^3$
16	$-4,586 \times 10^{-3}$	$+2,884 \times 10^0$	$-1,023 \times 10^2$	$+1,966 \times 10^3$
17	$+1,319 \times 10^{-2}$	$+1,611 \times 10^0$	$-7,637 \times 10^1$	$+1,872 \times 10^3$
18	$+6,174 \times 10^{-2}$	$-2,234 \times 10^0$	$+8,393 \times 10^0$	$+1,480 \times 10^3$
19	$+3,275 \times 10^{-2}$	$-1,357 \times 10^0$	$+1,280 \times 10^1$	$+1,358 \times 10^3$
20	$-3,442 \times 10^{-2}$	$+3,317 \times 10^0$	$-7,508 \times 10^1$	$+1,813 \times 10^3$
21	$-8,137 \times 10^{-2}$	$+6,666 \times 10^0$	$-1,377 \times 10^2$	$+2,104 \times 10^3$
22	$-5,587 \times 10^{-2}$	$+5,577 \times 10^0$	$-1,194 \times 10^2$	$+1,908 \times 10^3$
23	$-9,083 \times 10^{-3}$	$+3,381 \times 10^0$	$-8,243 \times 10^1$	$+1,585 \times 10^3$

Fonte: Própria autora.