



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS REITOR JOÃO DAVID FERREIRA LIMA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Amanda Fraga Krelling

**Estudo do controle preditivo da termoacumulação de água gelada por meio de previsões
de carga**

Florianópolis

2019

Amanda Fraga Krelling

**Estudo do controle preditivo da termoacumulação de água gelada por meio de previsões
de carga**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Saulo Güths, Dr.

Coorientador: Prof. Fernando Simon Westphal, Dr.

Florianópolis

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Krelling, Amanda Fraga

Estudo do controle preditivo da termoacumulação de água gelada por meio de previsões de carga / Amanda Fraga Krelling ; orientador, Saulo Gúths, coorientador, Fernando Simon Westphal, 2019.

122 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Armazenamento de energia térmica. 3. Armazenamento de água gelada. 4. Ar condicionado. 5. Controle preditivo. I. Gúths, Saulo. II. Westphal, Fernando Simon. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. IV. Título.

Amanda Fraga Krelling

Estudo do controle preditivo da termoacumulação de água gelada por meio de previsões de carga

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Roberto Lamberts, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

Prof.^a Ana Paula Melo, Dr.^a

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

Prof. Alberto Hernandez Neto, Dr.

Universidade de São Paulo (USP)

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Civil.

Prof.^a Poliana Dias de Moraes, Dr.^a

Coordenadora do Programa

Prof. Saulo Güths, Dr.

Orientador

Florianópolis, 2019.

Dedicado à Marlene Krelling.

AGRADECIMENTOS

Agradeço pelo apoio irrestrito da minha família, cujas palavras e ações sempre impulsionaram na busca dos meus objetivos. Sou grata ao meu esposo, por se propor a percorrer comigo, de modo integral e altruísta, os caminhos tortuosos da pesquisa.

Agradeço os meus orientadores, prof. Dr. Saulo Güths e prof. Dr. Fernando Simon Westphal, pela partilha do conhecimento de forma dedicada e sempre disponível. Sou grata pela oportunidade de ter sido guiada por cada um, cujas ricas experiências e saberes me permitiram enxergar mais longe.

Agradeço os membros da banca de defesa deste trabalho, prof. Dr. Roberto Lamberts, prof.^a Dr.^a Ana Paula Melo e prof. Dr. Alberto Hernandez Neto, por se disponibilizarem a auxiliar no aperfeiçoamento do estudo, contribuindo de forma enriquecedora, com toda a bagagem de excelência carregada por cada um.

Agradeço a parceria dos colegas do Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (LabEEE), que sempre se propuseram ao generoso compartilhamento de novos conhecimentos, estimulando o desenvolvimento individual e coletivo da equipe.

Por fim, agradeço as agências de fomento, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela viabilização desta pesquisa.

RESUMO

O armazenamento de energia térmica em edificações proporciona a flexibilização de demandas, permitindo o deslocamento total ou parcial do consumo para períodos mais propícios, sob o ponto de vista técnico e econômico. O desempenho otimizado desses sistemas requer a sua coordenação com eventos externos à edificação, como as tarifas energéticas e as condições climáticas. O presente estudo procurou analisar a operação de um termoacumulador de água gelada com carregamento realizado de forma proporcional às cargas térmicas futuras de resfriamento de uma edificação comercial. A variação da carga armazenada foi realizada por meio do ajuste diário da temperatura da água no tanque. Modelos de sistemas de climatização foram comparados aos modelos com termoacumulação e aos modelos preditivos, considerando sua aplicação às cidades brasileiras do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife, todas simuladas por meio do *software* EnergyPlus. Em comparação com um sistema sem armazenamento de energia, o uso da termoacumulação provocou a redução de até 15% do custo anual de energia elétrica. O modelo preditivo, no entanto, teve o desempenho mascarado devido à baixa participação do processo de carregamento do tanque na proporção de usos finais de energia elétrica da edificação. Considerando a energia elétrica total, a redução anual do consumo foi de 0,80%, enquanto o custo foi reduzido em 0,54% na cidade do Rio de Janeiro, que apresentou as características climáticas que levaram ao melhor desempenho do sistema, dentre as cidades analisadas. Por outro lado, quando observado o consumo do *chiller* que realiza o abastecimento da termoacumulação, o consumo anual de energia elétrica deste equipamento foi reduzido em até 10,2% com o modelo de previsões diárias. Além disso, o modelo proposto também permitiu a redução entre 12,5% e 36,4% do calor infiltrado no meio de armazenamento. Quando inseridas perturbações sobre as previsões de cargas, o sistema mostrou-se resiliente mesmo se subestimada a demanda diária em até 20%. A partir do desenvolvimento deste estudo, foi concluído que o desempenho de um sistema de termoacumulação com previsões de carga está intrinsecamente relacionado com a forma de aplicação dessas previsões. As características climáticas igualmente representam um parâmetro que influencia na viabilidade do modelo, podendo indicar a relevância da adoção de previsões de carga, assim como relacionando-se com a performance das máquinas do sistema de climatização.

Palavras-chave: Armazenamento de energia térmica. Armazenamento de água gelada. Ar condicionado. Controle preditivo. Previsão de carga.

ABSTRACT

Thermal energy storage (TES) in buildings provides flexibility to its demands, allowing partial or total load shifting to periods that are more favorable from a technical and economic point of view. The optimal performance of these systems requires their coordination with external events, such as energy tariffs and weather conditions. This study aimed to analyze the operation of a chilled water storage tank charged according to cooling loads forecasts of a commercial building. Variations in stored load were applied through daily adjustments of water temperature in the tank. Models of cooling systems were compared to TES models and to the predictive TES models, considering its application to the Brazilian cities of Rio de Janeiro, Porto Alegre and Recife, all simulated through the EnergyPlus software. Compared to a system without energy storage, the use of TES reduced the annual cost of electricity by up to 15%. The predictive model, however, had its performance masked due to the low participation of the tank charging process in the building's final energy uses. Considering the total electricity, the annual reduction in consumption was 0.80%, while the cost was reduced by 0.54% in the city of Rio de Janeiro, which presented the climatic characteristics that led to the best performance of the system, among the cities analyzed. On the other hand, when observed the consumption of the chiller that supplies the storage, its annual energy consumption was reduced by up to 10.2% with the daily forecast model. In addition, the proposed model also allowed a reduction between 12.5% and 36.4% of the heat gain to the storage medium. When disturbances to load forecasts were introduced, the system proved resilient even if it underestimated daily demand by up to 20%. From the development of this study, it was concluded that the performance of a load forecasting thermal energy storage is intrinsically related to how these forecasts are applied. Climatic characteristics also represent a parameter that will influence the model's viability, and may indicate the relevance of adopting load forecasts, as well as relating to the performance of the air conditioning machines.

Keywords: Thermal energy storage. Chilled water storage. Air-conditioning. Predictive control. Load forecast.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação de tecnologias de armazenamento de energia.....	21
Figura 2 – Armazenamento de energia em sistemas de calor (a) sensível, (b) latente e (c) termoquímico.....	23
Figura 3 – Ciclo de refrigeração de Carnot.	26
Figura 4 – Representação esquemática de um sistema de condicionamento de ar com expansão direta.	27
Figura 5 – Representação esquemática de um sistema de condicionamento de ar com expansão indireta.....	28
Figura 6 – <i>Chillers</i> comerciais com condensação a (a) água e a (b) ar.	29
Figura 7 – Representação esquemática de um sistema de termoacumulação de gelo.	32
Figura 8 – Representação esquemática de um sistema de termoacumulação de água gelada.	33
Figura 9 – Perfil típico da estratificação da temperatura em um tanque de água gelada.	34
Figura 10 – Classificação dos tipos de controle da termoacumulação.	38
Figura 11 – Estratégias de operação de CTES: a) armazenamento total, b) armazenamento parcial com limitação da demanda, c) armazenamento parcial com nivelamento de carga.....	39
Figura 12 – Classificação e aplicações típicas de técnicas de controle utilizadas na integração de TES às edificações.....	40
Figura 13 – Percentual de consumo de energia elétrica na rede por classe de consumidor.	48
Figura 14 – Percentual de consumo de energia elétrica na rede por nível de tensão do Grupo A.	49
Figura 15 – Representação em planta dos pavimentos da edificação estudada.....	59
Figura 16 – Padrão de ocupação e uso de equipamentos no modelo sem termoacumulação...	63
Figura 17 – Padrão de ocupação e uso de equipamentos no modelo com termoacumulação.	64
Figura 18 – Variação horária da temperatura de bulbo seco, ao longo do ano, para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	67
Figura 19 – Estatísticas mensais da temperatura de bulbo seco para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	68
Figura 20 – Ilustração explicativa a respeito da forma de aplicação da perturbação sobre o número de pessoas e o uso de equipamentos na edificação.	70
Figura 21 – Modelo da edificação desenvolvido no software EnergyPlus, com visualização da envoltória obtida por meio da interface do software OpenStudio.	74
Figura 22 – Fluxograma do circuito de água gelada do sistema de climatização sem TES.	75
Figura 23 – Proporção de usos finais da energia elétrica para o modelo sem termoacumulação na cidade do Rio de Janeiro.....	76

Figura 24 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para o modelo sem termoacumulação na cidade do Rio de Janeiro.	76
Figura 25 – Custo mensal da energia elétrica, para o modelo sem termoacumulação, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade do Rio de Janeiro.	77
Figura 26 – Perfil de remoção de carga térmica do chiller primário no dia de maior consumo em horário de ponta do modelo sem termoacumulação.	77
Figura 27 – Fluxograma do circuito de água gelada do sistema de climatização com TES. ...	78
Figura 28 – Proporção de usos finais da energia elétrica, para o modelo com termoacumulação, na cidade do Rio de Janeiro.	78
Figura 29 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para o modelo com termoacumulação na cidade do Rio de Janeiro.	79
Figura 30 – Custo mensal da energia elétrica para o modelo com termoacumulação, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade do Rio de Janeiro.	79
Figura 31 – Variação diária da carga térmica da edificação, em horário de ponta, no Rio de Janeiro.	80
Figura 32 – Variação da temperatura do tanque para cada método preditivo.	81
Figura 33 – Proporção de usos finais da energia elétrica, para o modelo com previsão diária, na cidade do Rio de Janeiro.	82
Figura 34 – Infiltração de calor no tanque de armazenamento, nos modelos com e sem previsão, para a cidade do Rio de Janeiro.	85
Figura 35 – Variação horária da energia removida pelos <i>chillers</i> e <i>setpoint</i> de carregamento do tanque para os modelos sem previsão e preditivo diário.	86
Figura 36 – Comparação entre a carga térmica diária da edificação e a ocorrência de maior consumo do <i>chiller</i> secundário do modelo preditivo, em relação à termoacumulação sem previsão.	87
Figura 37 – Histograma de frequências das diferenças entre a carga removida pelo <i>chiller</i> secundário dos modelos preditivos, em relação ao modelo com TES sem previsão.	88
Figura 38 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para os modelos na cidade de Porto Alegre.	90
Figura 39 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para os modelos na cidade de Recife.	90
Figura 40 – Variação diária da carga térmica da edificação, em horário de ponta, para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	91
Figura 41 – Custo mensal da energia elétrica para cada modelo, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade de Porto Alegre.	92
Figura 42 – Custo mensal da energia elétrica para cada modelo, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade de Recife.	92
Figura 43 – Proporção de usos finais da energia elétrica para os modelos nas cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	93

Figura 44 – Infiltração de calor no tanque de armazenamento, nos modelos com e sem previsão, para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	95
Figura 45 – Histograma de frequências do percentual de ocupação e uso de equipamentos durante o ano.	97
Figura 46 – Distribuição dos percentuais de ocupação e uso de equipamentos entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro.	97
Figura 47 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 23 de janeiro e 4 de fevereiro, para os modelos com perturbação da ocupação.....	98
Figura 48 – Histograma de frequências das diferenças entre a carga removida pelo <i>chiller</i> secundário do modelo preditivo diário, em relação ao modelo com termoacumulação sem previsão.....	99
Figura 49 – Temperatura de carregamento do tanque no dia 12 de janeiro, conforme casos de perturbação da previsão.	101
Figura 50 – Somatório de horas não atendidas pela climatização para cada caso de perturbação da previsão.	102
Figura 51 – Percentual de economia no consumo anual de energia elétrica para cada caso de perturbação da previsão.	102
Figura 52 – Percentual de economia no custo anual de energia elétrica para cada caso de perturbação da previsão.	103
Figura 53 – Vazão mássica horária de insuflamento de ar na edificação para os casos de perturbação em -20% e -40%.	104
Figura 54 – Consumo horário de energia elétrica com o insuflamento de ar na edificação para os casos de perturbação em -20% e -40%.	104
Figura 55 – Consumo anual de energia elétrica com o insuflamento de ar na edificação para cada caso de perturbação da previsão.	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características da termoacumulação a partir de calor sensível e calor latente.	23
Tabela 2 – Densidade da água em diferentes temperaturas.	34
Tabela 3 – Comparativo entre sistemas de termoacumulação para resfriamento.	35
Tabela 4 – Classificação dos consumidores de energia elétrica no Brasil.	48
Tabela 5 – Parâmetros considerados no cálculo do preço da energia elétrica, segundo as modalidades convencional monômnia e branca, disponíveis para o Grupo B.	50
Tabela 6 – Parâmetros considerados no cálculo do preço da energia elétrica, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, disponíveis para o Grupo A.	51
Tabela 7 – Descrição das etapas de desenvolvimento do estudo.	58
Tabela 8 – Características da edificação.	60
Tabela 9 – Propriedades dos elementos construtivos da edificação.	61
Tabela 10 – Propriedades dos elementos construtivos do tanque de água gelada.	65
Tabela 11 – Informações dos arquivos climáticos utilizados no estudo.	68
Tabela 12 – Descrição dos casos de perturbação da previsão.	71
Tabela 13 – Preço da energia elétrica aplicada no Rio de Janeiro, em Porto Alegre e em Recife.	72
Tabela 14 – Tributos aplicados sobre as tarifas de energia elétrica.	73
Tabela 15 – Características dos sistemas de climatização para os modelos na cidade do Rio de Janeiro.	81
Tabela 16 – Consumo e custo da energia elétrica para cada alternativa de climatização da edificação, na cidade do Rio de Janeiro, considerando diferentes métodos preditivos.	83
Tabela 17 – Percentual de variação do consumo anual de energia térmica e elétrica do <i>chiller</i> secundário nos modelos preditivos para o Rio de Janeiro.	84
Tabela 18 – Características dos sistemas de climatização para os modelos nas cidades de Porto Alegre e Recife.	89
Tabela 19 – Consumo e custo da energia elétrica para cada alternativa de climatização da edificação, nas cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	94
Tabela 20 – Percentual de variação do consumo anual de energia térmica e elétrica do <i>chiller</i> secundário no modelo preditivo diário, para o Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.	96
Tabela 21 – Consumo e custo da energia elétrica para cada alternativa de climatização da edificação, com perturbação da ocupação, na cidade do Rio de Janeiro.	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AHRI	<i>Air-Conditioning, Heating and Refrigeration Institute</i>
AHU	<i>Air Handling Unit</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers</i>
CB3E	Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CIP	Contribuição para Custeio de serviço de Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COP	Coeficiente de Performance
CTES	<i>Cold Thermal Energy Storage</i>
CWS	<i>Chilled Water Storage</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INI-C	Instrução Normativa do Inmetro para Etiquetagem de Edificações Comerciais
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HVAC	<i>Heating, Ventilation, and Air Conditioning</i>
ICMS	Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IPLV	<i>Integrated Part Load Value</i>
ITS	<i>Ice Thermal Storage</i>
LAES	<i>Liquid Air Energy Storage</i>
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
NN	<i>Neural Networks</i>
NPLV	<i>Non-Standard Part Load Value</i>
OECD	<i>Organization for Economic Co-operation and Development</i>
PCM	<i>Phase Change Material</i>
PID	Proporcional Integral Derivativo
PIS	Programa de Integração Social

TE	Tarifa de Energia
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
TRY	<i>Test Reference Year</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VAV	Volume de Ar Variável
VRF	Vazão de Fluido Refrigerante Variável

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivo geral.....	19
1.1.2	Objetivos específicos.....	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	20
2.2	SISTEMAS DE CLIMATIZAÇÃO DE EDIFICAÇÕES	26
2.2.1	Termoacumulação para sistemas de resfriamento de edificações.....	30
2.3	OPERAÇÃO E CONTROLE DE CTES	36
2.3.1	Controle de termoacumuladores por meio de previsões de carga	43
2.4	AVALIAÇÃO ECONÔMICA, ENERGÉTICA E EXERGÉTICA.....	44
2.5	TERMOACUMULAÇÃO NO CONTEXTO TARIFÁRIO BRASILEIRO	47
2.6	SIMULAÇÃO DE SISTEMAS DE TERMOACUMULAÇÃO DE FRIO EM EDIFÍCIOS POR MEIO DO ENERGYPLUS	51
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO REFERENCIAL TEÓRICO	54
3	MATERIAIS E MÉTODO	56
3.1	CARACTERÍSTICAS DA EDIFICAÇÃO.....	59
3.2	SISTEMA DE CLIMATIZAÇÃO DO EDIFÍCIO	61
3.2.1	Modelo sem termoacumulação	61
3.2.2	Modelo com termoacumulação.....	63
3.2.3	Modelo preditivo.....	66
3.3	PERFIS CLIMÁTICOS E PERTURBAÇÃO CLIMÁTICA.....	67
3.4	PERTURBAÇÃO DA OCUPAÇÃO	69
3.5	PERTURBAÇÃO DA PREVISÃO.....	70
3.6	TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	72
4	RESULTADOS	74
4.1	RESULTADOS DA ETAPA 1.....	74

4.2	RESULTADOS DA ETAPA 2.....	89
4.3	RESULTADOS DA ETAPA 3.....	96
4.4	RESULTADOS DA ETAPA 4.....	100
5	CONCLUSÃO.....	106
	REFERÊNCIAS.....	110
	APÊNDICE A – Parâmetros do sistema de climatização de ar no <i>software</i> EnergyPlus	117

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica representa atualmente o principal “combustível” escolhido para o atendimento das demandas energéticas de residências e empreendimentos comerciais, com investimentos em geração e distribuição equivalentes à 750 bilhões de dólares em 2017. Tal valor supera o investimento combinado no fornecimento de petróleo e gás natural, conforme aponta a *International Energy Agency* - IEA (2018a). Com o aumento do padrão de vida da população em países não participantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD¹), é estimado um crescimento anual de 2% no consumo de energia elétrica em edificações entre 2015 e 2040 (*U.S. Energy Information Administration* - EIA, 2017).

O relatório intitulado *The Future of Cooling: Opportunities for energy efficient air conditioning* (IEA, 2018b) apresenta o resfriamento como o uso final de energia com maior crescimento nas edificações, tanto em economias emergentes de climas quentes e úmidos, quanto em países desenvolvidos, onde crescem as expectativas de conforto térmico dos usuários. De acordo com o estudo, sem a adoção de medidas substanciais de eficiência energética, a demanda de energia empregada no resfriamento deve triplicar até 2050. Ademais, tal cenário provoca o aumento dos picos de carga, que, por conseguinte, acarretam em maiores custos sobre o sistema energético. A construção, manutenção e operação de geradoras para atingir esses picos é particularmente custosa, visto que visa satisfazer a demanda de períodos muito limitados, vindo a refletir nos preços das tarifas do consumidor final. Nesse contexto, o relatório aborda potenciais medidas a serem empregadas, dentre elas, a aplicação da acumulação de energia através de baterias ou outros meios de armazenamento.

Em síntese, a perspectiva do significativo crescimento do consumo energético mundial exige o estudo de alternativas tecnológicas e medidas de eficiência energética a serem aplicadas de modo a mitigar os efeitos negativos desse processo. Segundo Teller *et al.* (2013) e Zhang *et al.* (2016), o armazenamento energético fornecerá serviços essenciais ao longo da cadeia de valor da energia, apoiando em inúmeros aspectos a transição para um sistema energético mais seguro, competitivo e descarbonizado. De acordo com os autores, essa tecnologia auxiliará no

¹ Países participantes da OECD, do inglês *Organization for Economic Co-operation and Development*: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Israel, Itália, Japão, Coreia do Sul, Letônia, Luxemburgo, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos da América.

Disponível em: < <http://www.oecd.org/about/membersandpartners/list-oecd-member-countries.htm> >. Acesso em 17 jul. 2019.

balanceamento entre oferta e demanda, na promoção do gerenciamento pelo lado da demanda, além de oferecer uma alternativa economicamente atraente à expansão da rede de transmissão.

Considerando a natureza térmica de uma das principais demandas energéticas das edificações, relativa ao consumo com a climatização ambiental artificial, percebe-se a oportunidade de exploração de sistemas de armazenamento térmico. Autores como Dincer (2002), Henze, Krarti e Brandemuehl (2003), Sehar, Rahman e Pipattanasomporn (2012) e Sun *et al.* (2013) reconhecem a capacidade da termoacumulação de redistribuir as cargas de energia, transferindo o consumo sobre o horário de pico para períodos de menor demanda. Em vista desse potencial, estudos a respeito do armazenamento de energia térmica vem crescendo exponencialmente, conforme apontado por Calderón *et al.* (2019), cujo trabalho realizou o levantamento de publicações sobre o tema nas últimas duas décadas.

Estudos a respeito da termoacumulação frequentemente destinam-se à análise de materiais de armazenamento, assim como à alternativas de otimização da operação do sistema. Contudo, a utilização de previsões da carga futura da edificação representa uma ferramenta ainda pouco explorada em pesquisas relacionadas ao tema, especialmente no armazenamento para resfriamento. Esta abordagem tem o potencial de possibilitar a operação do sistema de forma coordenada com a real demanda, minimizando desperdícios provenientes do carregamento excessivo do tanque. Assim, a presente pesquisa se justifica, pois procura desenvolver e verificar a eficácia de um modelo de termoacumulação que opere em concordância com a demanda futura, de modo a unir a necessária redução e flexibilização de demandas de energia elétrica à um armazenamento eficiente e ajustado às necessidades da edificação.

1.1 OBJETIVOS

O desenvolvimento deste estudo parte do estabelecimento de objetivos gerais e específicos, que norteiam a exploração do tema, em vista da investigação de uma hipótese. Neste estudo, adotou-se como hipótese que o carregamento de sistemas de acumulação de água gelada, de forma proporcional à previsões de carga térmica, resultaria na redução do consumo e custo da energia elétrica da edificação.

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em avaliar o desempenho do controle preditivo da termoacumulação de água gelada, por meio de previsões de carga térmica, aplicado em uma edificação comercial de escritórios.

1.1.2 Objetivos específicos

A partir do objetivo geral, podem-se delimitar os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar o desempenho da termoacumulação segundo diferentes métodos de previsão de carga térmica;
- Estudar a influência de climas brasileiros sobre a eficiência dos modelos de termoacumulação com previsão de carga térmica;
- Estudar o efeito da variação diária de cargas internas sobre o desempenho do modelo de termoacumulação com previsão;
- Avaliar o desempenho do modelo preditivo mediante a inserção de diferentes níveis de perturbações sobre a precisão da previsão de carga térmica.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A presente revisão buscou abordar sucintamente os principais conteúdos que, direta ou indiretamente, relacionam-se com o tema deste trabalho, de modo a oferecer a base para a completa compreensão do estudo desenvolvido, além de indicar autores e trabalhos onde pode-se aprofundar nos diferentes assuntos aqui mencionados.

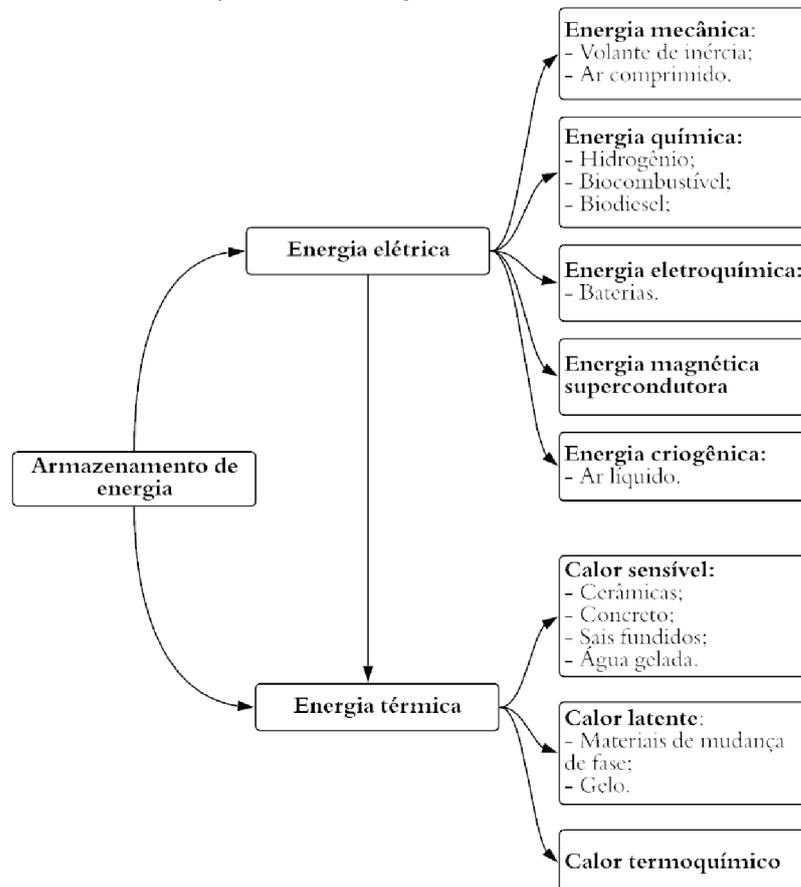
Em primeiro momento, a exposição da bibliografia buscou apresentar os conceitos e a descrição do armazenamento de energia em um contexto geral, definindo os principais sistemas e materiais empregados. Na sequência, foi dado enfoque ao resfriamento de edificações, onde elencam-se os equipamentos mais utilizados, com a posterior introdução da termoacumulação como uma alternativa na concepção dos projetos de climatização. Nos capítulos subsequentes, abordaram-se os tipos de operação e controle da termoacumulação, bem como a eficiência energética, exergética e econômica de tal solução. A revisão explorou ainda o contexto tarifário brasileiro, dentro do qual aplica-se a presente análise e, por fim, a apresentação de um módulo de simulação do sistema no *software* EnergyPlus, dentro do qual o estudo foi desenvolvido.

2.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia ocorre por meio de processos químicos, mecânicos, magnéticos, biológicos ou térmicos, tendo como base a lei termodinâmica de transformação de energia. Os combustíveis representam um meio de armazenamento energético muito comum, cuja queima apenas proporciona a conveniência da obtenção da energia no momento e local da demanda (DINCER; ROSEN, 2011). Outra alternativa associada ao armazenamento de energia é a bateria, que representa uma solução eficiente, confiável e conveniente, com um vasto número de unidades sendo produzidas anualmente. Contudo, a crescente produção de baterias destinadas à veículos elétricos e armazenamento de energia proveniente da microgeração, por exemplo, leva a questionamentos a respeito das implicações econômicas e ambientais dessa solução. A produção em larga escala resulta na pressão sobre o fornecimento dos recursos necessários, particularmente sobre metais preciosos, o que leva à elevação do preço do produto. Além disso, o ciclo de vida desse material está relacionado, desde a manufatura até a disposição final ou reciclagem, a geração de poluentes, incluindo resíduos perigosos, emissões de gases do efeito estufa e fumos tóxicos (DEHGHANI-SANIJ *et al.*, 2019).

Segundo Aneke e Wang (2016), as tecnologias de armazenamento de energia podem ser divididas entre armazenamento elétrico e térmico, cuja classificação diz respeito ao propósito pelo qual a energia foi estocada. As tecnologias que armazenam e, posteriormente, liberam energia em forma de energia térmica são conhecidos pelo termo em inglês *Thermal Energy Storage* (TES), ou armazenamento de energia térmica. A eletricidade, por outro lado, não pode ser estocada, sendo necessária a conversão em uma forma mais estável de energia, com a intenção de que seja novamente transformada em energia elétrica no futuro. De acordo com Aneke e Wang (2016), existem muitas alternativas de armazenamento elétrico, podendo ser agrupadas como armazenamento de energia mecânica, química, eletroquímica (como supercapacitores e baterias), magnética supercondutora e térmica. O armazenamento de energia térmica pode ser classificado como elétrico quando a energia é estocada na forma térmica, porém liberada como energia elétrica, como é o caso do armazenamento de energia do ar líquido, conhecido como *Liquid Air Energy Storage* (LAES). Ibrahim, Ilinca e Perron (2008) e Guney e Tepe (2017) discorrem extensamente sobre as alternativas disponíveis para o armazenamento de energia. A Figura 1 resume as diferentes classes dessas tecnologias.

Figura 1 – Classificação de tecnologias de armazenamento de energia.



Fonte: Adaptado de Aneke e Wang (2016).

Quando não consumida, a energia térmica é dissipada no ambiente, podendo resultar em desperdício. O armazenamento de energia térmica (TES) tem, por consequência, o propósito de prevenir a sua dissipação até que seja consumida (ALVA; LIN; FANG, 2018). No entanto, estocar energia térmica para uso posterior não é um conceito novo, de acordo com Yau e Rismanchi (2012), visto que há séculos as pessoas coletavam gelo de cavernas e rios congelados para manterem-se frias durante o verão, ou para preservar alimentos armazenados.

Segundo o *Air-Conditioning, Heating and Refrigeration Institute* (AHRI) (2014), equipamentos de armazenamento de energia térmica podem ser classificados em sistemas de calor sensível ou de calor latente. Outros autores, como Dincer e Rosen (2011), De Gracia e Cabeza (2015) e Aneke e Wang (2016), acrescentam ainda o armazenamento termoquímico, onde uma reação química reversível permite a absorção de calor durante o processo de decomposição endotérmica e posterior liberação deste em uma reação reversa exotérmica (SHKATULOV; ARISTOV, 2015). Segundo Alva *et al.* (2017), esse processo oferece benefícios como as mais elevadas densidades de armazenamento de energia térmica, além de menores perdas de calor. No entanto, essa tecnologia encontra-se ainda em estágio laboratorial, e aplicações comerciais demandam maiores pesquisas.

Sistemas de calor sensível armazenam materiais que não se sujeitam à mudanças de fase durante a operação, passando apenas pelo aumento ou redução da sua temperatura (DINCER, 2002). A quantidade de energia armazenada por esse sistema (Q) é obtida a partir da Equação 1.

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (1)$$

Onde:

- Q é a energia armazenada (em J);
- m é a massa do material (em kg);
- c_p é o calor específico (em $\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$);
- ΔT é a diferença de temperatura (em $^{\circ}\text{C}$).

O armazenamento de calor latente, por outro lado, decorre da mudança de fase, em temperatura constante, da substância armazenada (ALVA; LIN; FANG, 2018). Tal fenômeno é expresso pela Equação 2. A substância a ser adotada neste processo é conhecida como material de mudança de fase, do inglês *Phase Change Material* (PCM), sendo a água/gelo, sais hidratados e polímeros os mais comumente empregados (DINCER; ROSEN, 2011).

$$Q = m.L \quad (2)$$

Onde:

- Q é a energia armazenada (em J);
- m é a massa do material (em kg);
- L é o calor específico latente do material (em kJ.kg^{-1}).

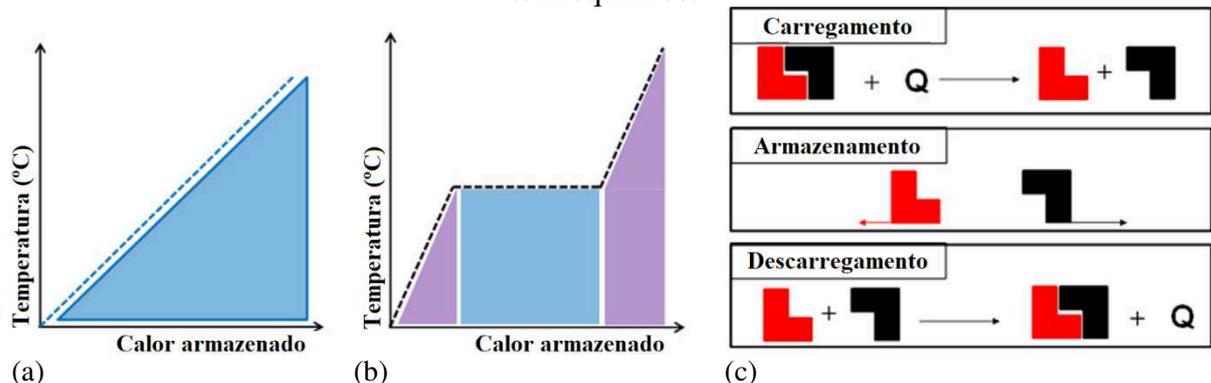
A Tabela 1 apresenta um resumo das principais características dos sistemas de termoacumulação sensível e latente, enquanto a Figura 2 ilustra as diferenças de cada alternativa de termoacumulação, incluindo a termoquímica.

Tabela 1 - Características da termoacumulação a partir de calor sensível e calor latente.

Sistemas de termoacumulação	
Calor sensível	Calor latente
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperatura não é estável durante o processo. ▪ O calor sensível dos materiais é entre 50 a 100 vezes menor do que o calor latente, requerendo maior volume para satisfazer a mesma demanda. ▪ Usualmente os materiais empregados possuem baixo custo, com exceção de metais líquidos e óleos térmicos. ▪ Materiais são termicamente estáveis em altas temperaturas. ▪ Exemplos de materiais empregados: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Água; ▪ Óleos térmicos; ▪ Sais fundidos; ▪ Metais líquidos; ▪ Materiais da terra (como rochas e areia); ▪ Blocos de concreto. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperatura é estável durante o processo. ▪ O seu uso resulta em sistemas mais compactos, devido a maior densidade de armazenamento de energia. ▪ Materiais empregados possuem baixa condutividade térmica. ▪ Exemplos de materiais empregados: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Orgânicos: Parafinas e não parafinas (ácidos graxos, ésteres, álcoois e glicóis); ▪ Inorgânicos: Sais, sais eutéticos, metais e ligas.

Fonte: Adaptado de Alva, Lin e Fang (2018).

Figura 2 – Armazenamento de energia em sistemas de calor (a) sensível, (b) latente e (c) termoquímico.



Fonte: Adaptado de De Gracia e Cabeza (2015).

De acordo com Alva *et al.* (2017), o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia térmica tem se voltado para as áreas de redução de custos dos materiais e da operação do sistema, assim como na melhoria da sua eficiência, sendo o aprimoramento da condutividade térmica dos materiais um dos principais enfoques. O emprego da TES pode ser classificado em aplicações de alta, média e baixa temperatura. Para altas temperaturas, os autores concluem que materiais inorgânicos, como sais de nitrato, são os mais empregados. Materiais orgânicos, como a parafina, são comumente utilizados em baixas e médias temperaturas. Ademais, os autores descrevem ainda algumas das características a serem observadas nos materiais antes da sua escolha, a citar:

- Ponto de fusão: materiais de mudança de fase devem ter o ponto de fusão próximo da faixa de temperatura operacional do sistema de termoacumulação;
- Densidade: altas densidades promovem maior densidade de armazenamento de energia, reduzindo o volume necessário;
- Calor latente de fusão: altos calores latentes de fusão aumentam a densidade de armazenamento do sistema;
- Calor sensível: da mesma forma que o anterior, a densidade de armazenamento é majorada em materiais com alto calor sensível;
- Condutividade térmica: altas condutividades térmicas proporcionam maiores taxas de carregamento e descarregamento, o que é recomendável para o bom funcionamento do sistema;
- Super resfriamento: quando resfriado, o material de armazenamento deve congelar na temperatura mais próxima possível do seu ponto de congelamento, evitando o super resfriamento;
- Estabilidade térmica: as substâncias empregadas não devem se decompor em altas temperaturas. Essa característica proporciona uma faixa de temperatura operacional mais ampla e maior capacidade de armazenamento de energia para o material, cujas propriedades devem ser estáveis mesmo após ciclos térmicos prolongados de aquecimento e resfriamento;
- Estabilidade química: alta estabilidade química proporciona maior vida útil ao projeto;
- Variação volumétrica: os materiais devem possuir baixo coeficiente de expansão durante a mudança de fase, pois grandes alterações volumétricas exigirão maior espaço de armazenamento. Ademais, significativas diferenças de densidade entre as duas fases podem acarretar em problemas de desagregação do material;
- Toxicidade: devem ser empregadas substâncias atóxicas aos operadores e ao ambiente;

- Corrosividade: soluções corrosivas diminuem drasticamente a vida útil do projeto, pois provocam a corrosão dos tanques de armazenamento;
- Custo e disponibilidade: o material de armazenamento deve ser abundantemente disponível, permitindo a redução nos custos de aquisição e operação.

A água como meio de armazenamento de calor possui um excelente calor específico, além de ter baixo custo financeiro e de ser quimicamente estável. Se empregada acima de 100°C, será necessária a pressurização do sistema, o que inflaciona consideravelmente o seu custo. Para tal caso, a limitação da água é o seu ponto crítico aos 374°C e 218 atm, acima do qual a substância só poderá ser encontrada na forma de gás (DINCER, 2002). Devido a essas características, ela é a principal fonte de armazenamento de energia térmica para o aquecimento e resfriamento de ambientes, na forma líquida ou sólida. Este material, no entanto, possui algumas desvantagens, como alta pressão de vapor e corrosividade (ALVA; LIN; FANG, 2018). Cabeza *et al.* (2011), Li, Hwang e Radermacher (2012) e Dinker, Agarwal e Agarwal (2017) revisaram os principais materiais empregados para o armazenamento de energia térmica adotado em edifícios.

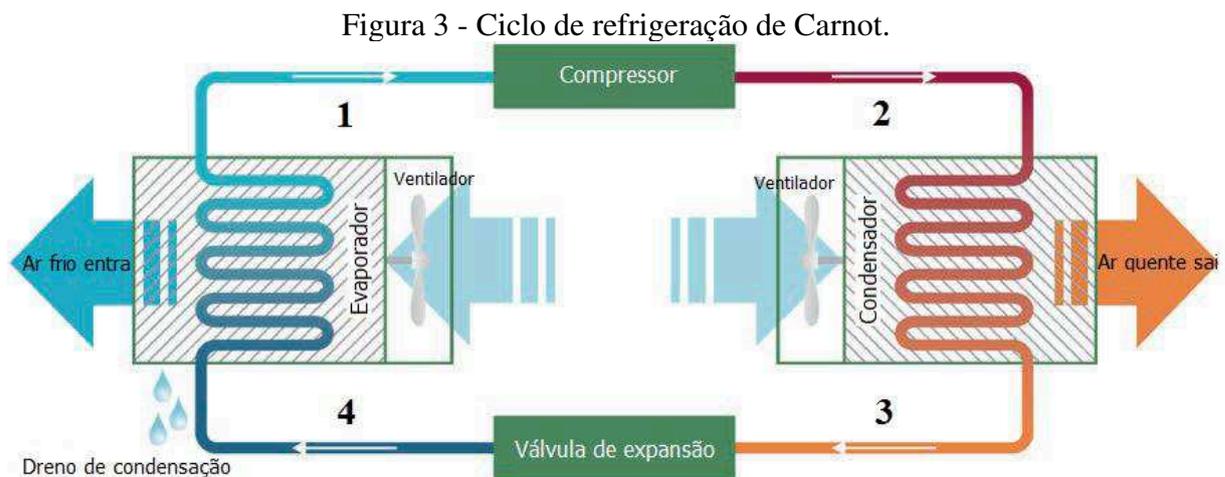
O uso da termoacumulação pode beneficiar as edificações por meio da flexibilização do período de demanda energética, assim como através do aumento da eficiência energética dos sistemas de climatização artificial, da promoção de maior fração de energias renováveis de característica intermitente, e do aumento do conforto térmico dos ocupantes (HEIER; BALES; MARTIN, 2015). Neste último, a termoacumulação pode ser incorporada à estrutura das edificações, como através da aplicação de PCM's em paredes, pisos e coberturas, permitindo a formulação de sistemas passivos e ativos para aquecimento e resfriamento, além da redução das oscilações térmicas (ZHOU; ZHAO; TIAN, 2012). De acordo com Khudhair e Farid (2004), essa aplicação em edifícios vem sendo considerada desde antes de 1980, com particular interesse no deslocamento de picos de carga e captura da energia solar.

Com o aprimoramento das tecnologias, a termoacumulação tem sido amplamente adotada no gerenciamento da demanda de energia de edificações, com aplicação que se estende desde edifícios comerciais, religiosos, educacionais e da saúde (RISMANCHI *et al.*, 2012a). Em vista do grande número de soluções possíveis para o armazenamento de energia, cada alternativa deve ser individualmente estudada, uma vez que não é possível apontar uma solução com desempenho ótimo para todos os casos (ANEKE; WANG, 2016).

2.2 SISTEMAS DE CLIMATIZAÇÃO DE EDIFICAÇÕES

A majoritária parcela de condicionadores de ar disponíveis no mercado fundamenta-se no ciclo de compressão de vapor. Nesse processo, o vapor é comprimido, condensado e posteriormente tem sua pressão reduzida de forma a proporcionar a evaporação do fluido em baixa pressão. Tal sistema é baseado no ciclo de Carnot, conhecido como motor térmico, cuja operação inversa resulta no ciclo de refrigeração ideal e de eficiência máxima. O fluido de trabalho desse sistema é chamado de refrigerante (STOECKER; JONES, 1985). A Figura 3 ilustra o ciclo de refrigeração de Carnot, onde:

- Entre 1 e 2 ocorre compressão adiabática;
- De 2 a 3 tem-se rejeição isotérmica de calor;
- Entre 3 e 4 verifica-se a expansão adiabática;
- De 4 a 1 ocorre o recebimento isotérmico de calor.



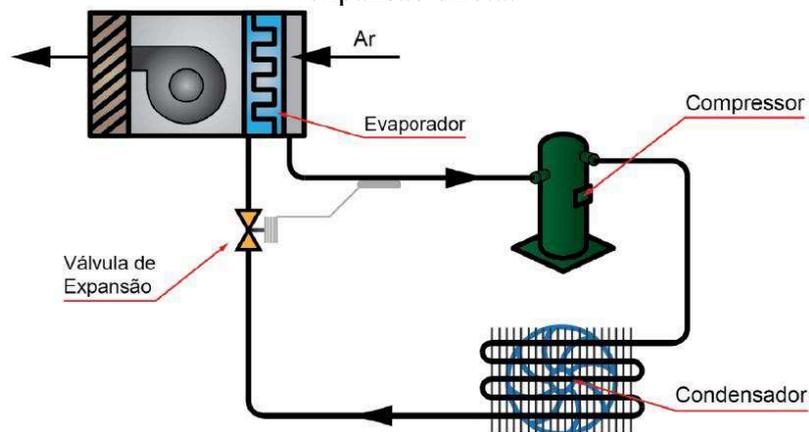
Fonte: Adaptado de IEA (2018b).

Segundo Brasil (2017a), os sistemas de ar condicionado podem ser divididos em dois tipos principais, de expansão direta e indireta. Sistemas de expansão direta (Figura 4) possuem um trocador de calor do tipo serpentina, por onde é refrigerado o ar que será insuflado no ambiente condicionado. Para tanto, o próprio fluido refrigerante em baixa temperatura é diretamente conduzido pelas serpentinas. Brasil (2017a) destaca alguns dos sistemas de expansão direta mais comuns, como:

- Ar condicionado de janela: sistema compacto, que necessita ser instalado em aberturas da edificação. Tem ação limitada sobre a qualidade do ar interno, controlando apenas a temperatura.

- Ar condicionado do tipo *split*: sistema composto por uma unidade evaporadora, instalada no interior do ambiente condicionado, e uma unidade condensadora, localizada em área externa. Exerce controle apenas sobre a temperatura do ar interno.
- Ar condicionado do tipo *self-contained*: sistema que incorpora, em uma só máquina, todos os componentes de um sistema de ar condicionado. É instalado em local externo à área condicionada, podendo servir diferentes ambientes. Controlam o ar interno segundo alguns requisitos de conforto térmico e qualidade do ar, por meio do insuflamento do ar por uma rede de distribuição.
- Ar condicionado do tipo *rooftop*: sistema equivalente a um grande *self-contained*, usualmente com condensação a ar, e instalado na cobertura da edificação. São normalmente empregados em edificações com grandes áreas de cobertura, como o caso de supermercados e galpões.
- Ar condicionado do tipo “splitão”: sistema semelhante ao *split*, porém mais robusto, sendo composto por uma unidade externa e por unidades internas, muitas vezes acopladas ao forro. O insuflamento de ar ocorre por meio de dutos, com a condensadora sendo instalada em local externo ou em uma casa de máquinas. Servem a diferentes ambientes, fazendo o controle do conforto térmico e da qualidade do ar interior.
- Ar condicionado com Vazão de Fluido Refrigerante Variável (VRF): sistema composto por uma unidade condensadora central, que atende ao mesmo tempo várias unidades evaporadoras, localizadas dentro do ambiente condicionado. Possuem fluxo variável do refrigerante, de acordo com as necessidades de resfriamento de cada evaporador.

Figura 4 – Representação esquemática de um sistema de condicionamento de ar com expansão direta.



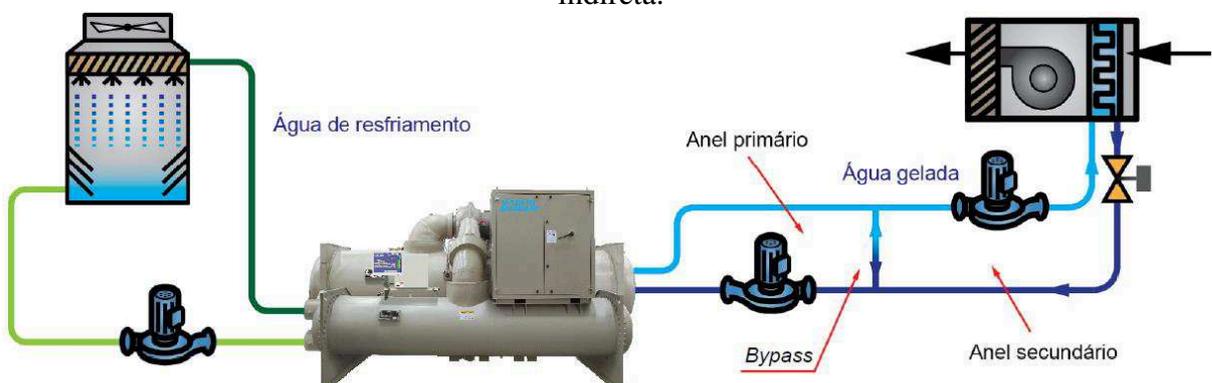
Fonte: Brasil (2017a).

Ainda segundo Brasil (2017a), os sistemas de expansão indireta (Figura 5) utilizam um fluido secundário, normalmente a água, que circula por uma serpentina sobre a qual é insuflado o ar que será direcionado para a climatização do ambiente. O fluido secundário é bombeado por uma rede hidráulica que, após passar pela serpentina de resfriamento do ar, retorna para o trocador de calor do sistema de refrigeração, por onde circula o fluido refrigerante que, por sua vez, realiza o resfriamento do fluido secundário. Tais sistemas utilizam unidades resfriadoras de líquidos, chamadas de *chillers*, que realizam a refrigeração do fluido refrigerante. Além disso, esses sistemas são também compostos por unidades com ventilador e serpentina, responsáveis por tratar o ar, chamados de *fan-coil*, ou por unidades de tratamento de ar, conhecidas como *Air Handling Units (AHU)*.

De acordo com a IEA (2018b), os três principais tipos de *chillers* são:

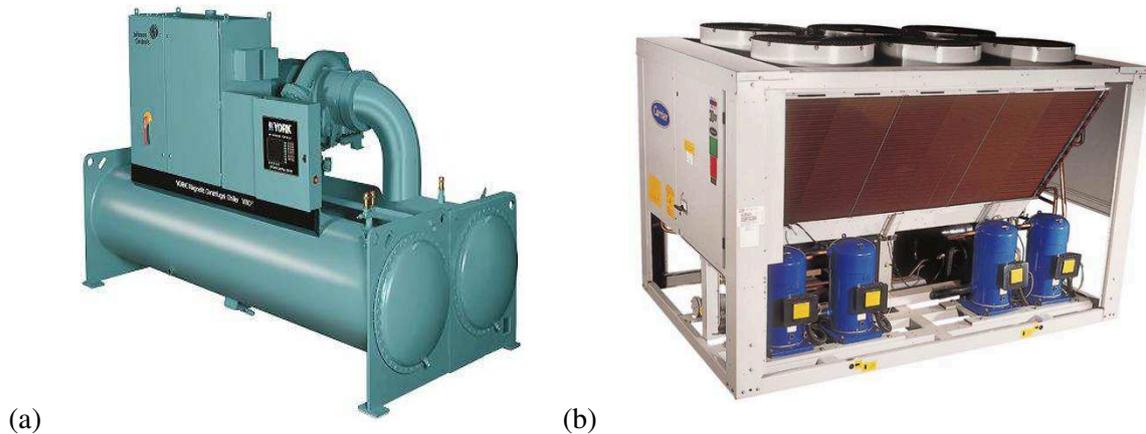
- *Chillers* com condensação a água (Figura 6a): realizam a condensação do fluido refrigerante por meio da troca de calor com a água que, posteriormente circula por uma torre de resfriamento. Na torre, uma corrente de ar, promovida por ventiladores, auxilia na redução da temperatura da água.
- *Chillers* com condensação a ar (Figura 6b): possuem condensadoras em que o fluido refrigerante rejeita o calor diretamente para o ar exterior, por meio de um ou mais ventiladores.
- *Chillers* com condensação evaporativa: assemelham-se às condensadoras a ar, porém envolvem o uso de um spray de água para rejeitar o calor de forma mais eficiente.

Figura 5 - Representação esquemática de um sistema de condicionamento de ar com expansão indireta.



Fonte: Brasil (2017a).

Figura 6 – *Chillers* comerciais com condensação a (a) água e a (b) ar.



Fonte: York (2019) e Carrier (2019).

De modo geral, a avaliação da eficiência das máquinas anteriormente descritas se dá pela utilização de alguns índices. O Coeficiente de Performance (COP) é descrito pela ASHRAE 90.1 (ASHRAE, 2016a) como a razão entre a taxa de remoção de calor e a taxa de entrada de energia, podendo ser considerado para um sistema de resfriamento completo ou para componentes específicos. No entanto, Brasil (2017b) observa que, apesar de o COP ser usado como um índice da eficiência de um *chiller*, a comparação direta do seu valor para máquinas de diferentes características não é possível. O autor afirma que a adequada comparação entre *chillers* com condensação a ar e a água, por exemplo, necessitaria considerar no COP a potência absorvida pelo motor da bomba de água de resfriamento (BAC), assim como a potência absorvida pelo motor do ventilador da torre de resfriamento. Tal ponderação, contudo, mostra-se de difícil realização, uma vez que muitos desses valores variam em função das condições do ar externo, além de outras características do circuito de água gelada, não fazendo parte do escopo do fabricante do *chiller*.

Outros índices comuns são o IPLV (*Integrated Part Load Value*), o NPLV (*Non-Standard Part Load Value*) e o SPLV (*System Part Load Value*). Segundo a AHRI Standard 551/591 (AHRI, 2018), o IPLV não considera o desempenho do *chiller* apenas em 100% da carga, mas por meio da média ponderada da sua operação em cargas parciais ao longo do tempo, mediante a condições padrão de operação. O NPLV, por outro lado, considera o valor de carga parcial fora do padrão, dentro das condições de operação do projeto. O SPLV, segundo Brasil (2017b), refere-se à média ponderada da eficiência energética de uma instalação real em cargas parciais, dentro de características específicas de operação, em determinada localidade. Além dos *chillers*, no SPLV é possível considerar outros equipamentos envolvidos no sistema de condicionamento de ar, permitindo uma análise mais abrangente e complexa.

2.2.1 Termoacumulação para sistemas de resfriamento de edificações

A termoacumulação pode ser adotada em sistemas de resfriamento de edificações, por meio da remoção de calor de um meio de armazenamento térmico, durante um período favorável energeticamente e/ou financeiramente, com o propósito de utilização posterior dessa capacidade de resfriamento, no momento em que for demandada (DORGAN; ELLESON, 1993; RISMANCHI *et al.*, 2012a). Esse processo é também conhecido como *Cold Thermal Energy Storage* (CTES). O armazenamento de energia para sistemas de resfriamento é principalmente representado pela acumulação de sais eutéticos, gelo e água gelada (DINCER, 2002).

Sais eutéticos são misturas de sais inorgânicos, água, e agentes nucleantes e estabilizantes, cuja capacidade de resfriamento provém do calor latente de fusão (HASNAIN, 1998). Segundo o autor, esses materiais não expandem ou contraem significativamente durante a mudança de fase. Contudo, Raud *et al.* (2017) observam que os sais eutéticos possuem relativamente baixa condutividade térmica, o que reduz a sua capacidade de transferência de calor. De acordo com Dincer (2002), o composto mais empregado possui temperatura de congelamento igual a 8,3°C, o que permite a utilização de *chillers* convencionais no carregamento do sistema. Essa característica, no entanto, leva a maiores temperaturas de descarregamento, o que pode limitar as estratégias de aplicação.

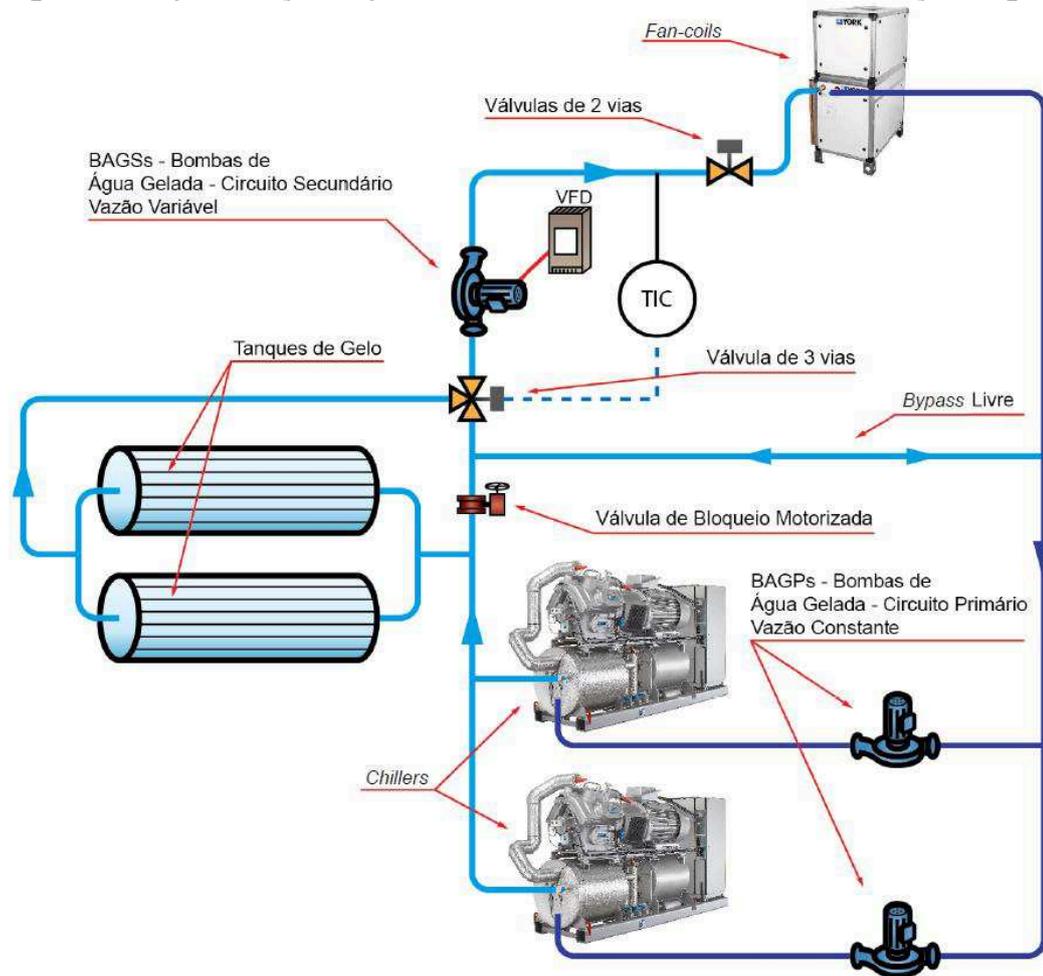
Segundo Hasnain (1998), a água também pode ser empregada como material de mudança de fase ao tirar-se proveito do calor latente da conversão de água em gelo. Assumindo uma diferença de temperatura igual a 15 K entre a entrada e a saída do sistema, tanto para um tanque de água gelada, como para o armazenamento de gelo, estima-se que o primeiro necessitaria de aproximadamente 6,1 vezes o volume ocupado pelo gelo (RISMANCHI *et al.*, 2012a). A produção de gelo, no entanto, exige equipamentos de refrigeração apropriados para trabalhar em temperaturas mais baixas do que as normalmente aplicadas em condicionadores de ar (LI; HWANG; RADERMACHER, 2012). Diferentes tipos de projeto para o armazenamento de gelo, também conhecido como *Ice Thermal Storage* (ITS), são apresentadas por Yau e Rismanchi (2012), a citar:

- Geradoras de gelo (*ice harvesters*): consistem normalmente de uma instalação de fabricação de gelo montada sobre um tanque de armazenamento. Durante o carregamento do sistema, o gelo é produzido por um *chiller* e posteriormente liberado para o armazenamento em camadas que variam de 8 a 10 mm. No descarregamento, a água gelada, proveniente do derretimento do gelo, é retirada do fundo do tanque e circulada pelo circuito de climatização da edificação.

- Pastas de gelo (*ice slurry*): nesta técnica, cristais de gelo são formados pela passagem de uma solução binária de água com um aditivo, como o etilenoglicol, através de tubos submersos em um fluido refrigerante. O resfriamento dessa solução promove a formação de cristais de gelo em suspensão, que são bombeados ou lançados diretamente no tanque de armazenamento. Durante o processo de descarregamento, a solução refrigerada circula direta ou indiretamente pela unidade de refrigeração.
- Armazenamento por encapsulamento (*encapsulated ice*): consiste no encapsulamento de água em um número de cápsulas esféricas ou retangulares, imersas em um fluido refrigerante secundário, como o etilenoglicol, em um tanque de aço ou concreto. Quando necessário o carregamento do sistema, a solução circula em baixa temperatura (-6 °C a -3 °C) no interior do tanque, promovendo o congelamento das cápsulas. No descarregamento ocorre o retorno da solução em temperatura elevada, derretendo o gelo armazenado.
- Armazenamento sobre tubo com derretimento externo (*ice-on-coil external melt*): este sistema conta com serpentinas submersas em um tanque de água. Durante o carregamento, fluido refrigerante em baixa temperatura circula no interior das serpentinas, promovendo a formação de gelo na superfície externa das serpentinas. No descarregamento, o fluido aquecido passa entre estas serpentinas, derretendo o gelo de fora para dentro.
- Armazenamento sobre tubo com derretimento interno (*ice-on-coil internal melt*): nesta alternativa o fluido refrigerante em baixa temperatura passa a circular entre as serpentinas, promovendo a formação de gelo. O descarregamento acontece com a circulação do fluido aquecido dentro das serpentinas, levando ao derretimento do gelo de dentro para fora.

A Figura 7 ilustra uma configuração possível de um sistema de climatização com termoacumulação de gelo.

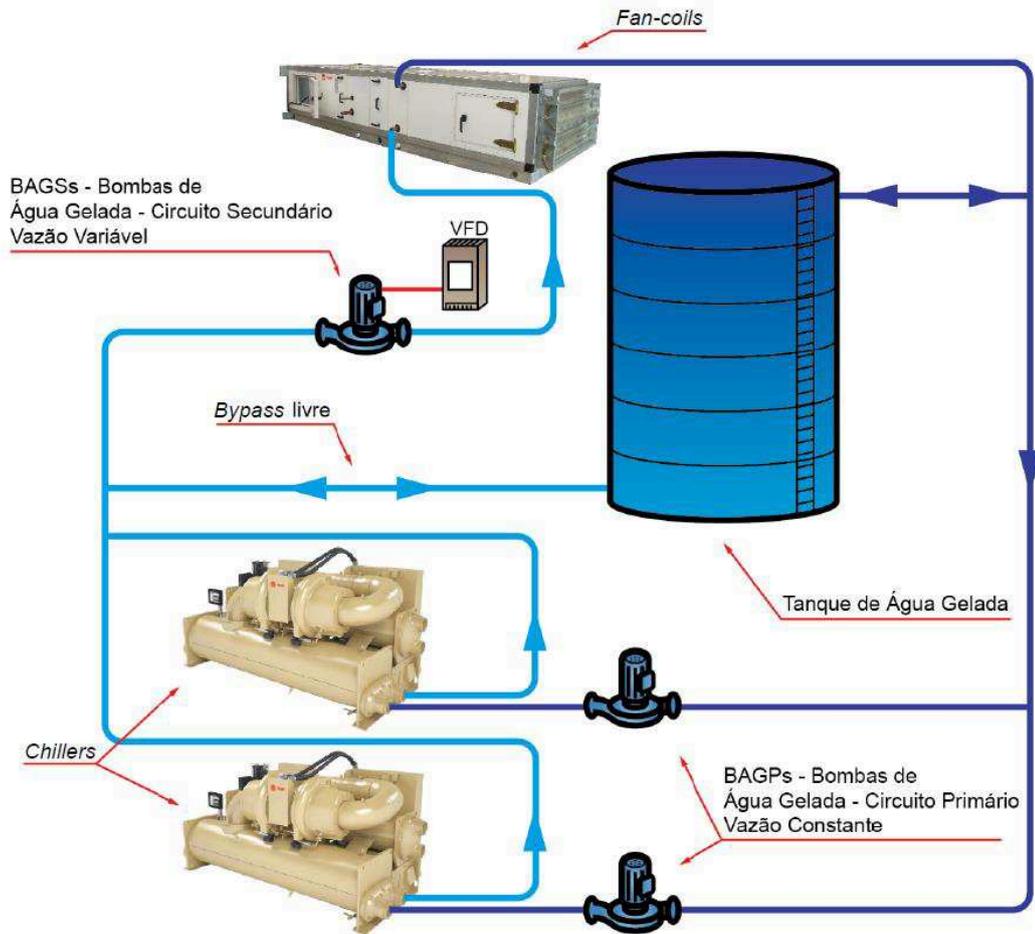
Figura 7 - Representação esquemática de um sistema de termoacumulação de gelo.



Fonte: Brasil (2017a).

Sistemas de armazenamento de água gelada, ou *Chilled Water Storage (CWS)*, atuam por meio do uso do calor sensível do resfriamento da água, operando de modo compatível aos *chillers* padrão já empregados na climatização (DINCER, 2002). Além disso, o fato de o sistema não necessitar trabalhar com um fluido em temperatura tão baixa como na acumulação de gelo, também permite aos *chillers* maior eficiência, usualmente descrita por meio do COP. A adoção dessa solução requer a instalação de um tanque de armazenamento de água gelada junto ao circuito de climatização, sendo possíveis diversas configurações, a exemplo da representação da Figura 8. Segundo a *ASHRAE HVAC System and Equipments Handbook* (ASHRAE, 2016b), os tanques mais comuns têm formato cilíndrico, idealmente com altura maior do que o diâmetro, podendo estar acoplados à edificação ou separados, sobre o solo, parcial ou totalmente enterrados.

Figura 8 – Representação esquemática de um sistema de termoacumulação de água gelada.



Fonte: Brasil (2017a).

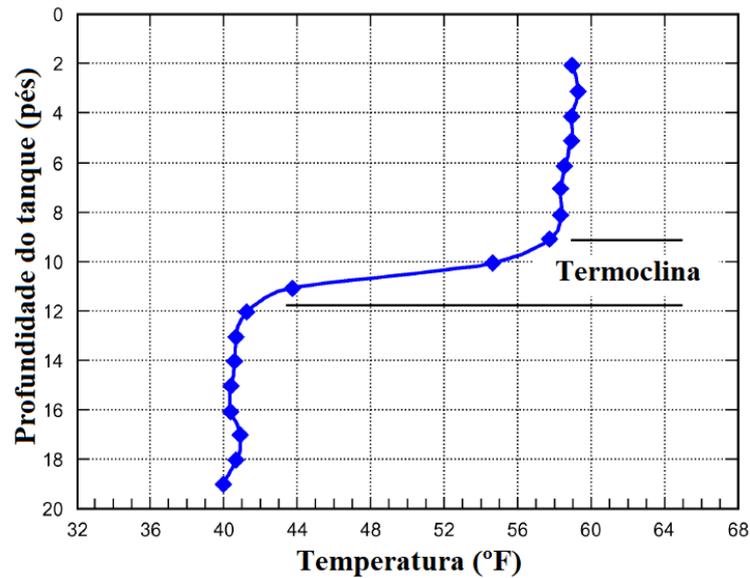
A água apresenta maior densidade aos 4°C e torna-se menos densa ao se aumentar ou diminuir sua temperatura, conforme mostra a Tabela 2. Essa relação entre densidade e temperatura provoca a formação de camadas dentro do tanque de armazenamento. Conseqüentemente, em condições ideais, a água armazenada apresentará camadas de maior a menor temperatura, da superfície a base, respectivamente. Durante o descarregamento, a água gelada é retirada do fundo do tanque e direcionada para o resfriamento do ambiente, sendo retornada à superfície do recipiente. A capacidade de resfriamento do sistema dependerá da diferença de temperatura (ΔT) entre as camadas. Normalmente, a entrada da água refrigerada faz com que ocorra a sua mistura com a água já presente no tanque, formando uma camada intermediária, conhecida pelo termo termoclina, ou *thermocline*, que é uma região com alto gradiente de temperatura e densidade (Figura 9) (ASHRAE, 2016b). A separação da água quente de retorno pode ser garantida através da aplicação de alguns métodos, como o uso de tanques separados ou por meio de compartimentações, membranas e labirintos (AHRI, 2014; ASHRAE, 2016b).

Tabela 2 – Densidade da água em diferentes temperaturas.

Temperatura (°C)	Densidade (kg/m ³)	Temperatura (°C)	Densidade (kg/m ³)	Temperatura (°C)	Densidade (kg/m ³)
0	999,87	7	999,93	14	999,27
1	999,93	8	999,88	15	999,13
2	999,97	9	999,81	16	998,97
3	999,99	10	999,73	17	998,80
4	1.000,00	11	999,63	18	998,62
5	999,99	12	999,52	19	998,43
6	999,97	12	999,40	20	998,23

Fonte: ASHRAE (2016b).

Figura 9 – Perfil típico da estratificação da temperatura em um tanque de água gelada.



Fonte: Adaptado de ASHRAE (2016b).

Ievers e Lin (2009) e Yaïci *et al.* (2013) estudaram a influência de parâmetros geométricos e operacionais de um tanque de água quente sobre a sua estratificação, cujas conclusões podem ser estendidas à aplicações de água gelada. De acordo com os autores, quanto maior a razão dimensional do tanque, ou seja, a altura dividida pelo diâmetro, melhor a estratificação. Tal fato ocorre pois menores diâmetros abrigam menor volume de água em cada camada, inclusive no *thermocline* (ASHRAE, 2016b). Além disso, o aumento na taxa do fluxo da água que adentra o tanque provoca a mistura entre as camadas de diferentes temperaturas e densidades. Portanto, a estratificação é favorecida quando adotadas as menores taxas de fluxo de água (IEVERS; LIN, 2009; YAÏCI *et al.*, 2013).

A Tabela 3 resume as principais características dos sistemas de acumulação de energia térmica anteriormente mencionados.

Tabela 3 - Comparativo entre sistemas de termoacumulação para resfriamento.

	Calor latente					
	Calor sensível			Gelo		
	Água			Gelo		
Calor específico (kJ.kg ⁻¹ .K ⁻¹)	4,19		2,04			-
Calor latente de fusão (kJ.kg ⁻¹)	-		333			80 a 250
	Água gelada	Ice harvesters	Ice slurry	Encapsulated ice	Ice-on-coil external melt	Ice-on-coil internal melt
Tipo de <i>chiller</i>	Padrão para água	Equipamento para produção de gelo	Equipamento para produção de gelo	Baixa temperatura para líquido refrigerante	Baixa temperatura para líquido refrigerante	Baixa temperatura para líquido refrigerante
COP do <i>chiller</i>	5,0 a 5,9	2,7 a 3,7	2,4	2,9 a 4,1	2,5 a 4,1	2,9 a 4,1
Volume do tanque (m ³ /KWh)	0,089 a 0,169	0,024 a 0,027	0,022	0,019 a 0,023	0,023	0,019 a 0,023
Temperatura de carregamento	4 a 6°C	-9 a -4°C	-10 a -12°C	-6 a -3°C	-9 a -4°C	-6 a -3°C
Temperatura de descarregamento	1 a 4°C acima da temperatura de carregamento	1 a 2°C	-3°C	1 a 3°C	1 a 2°C	1 a 3°C
Fluido de descarregamento	Água	Água	Solução de água mais aditivo	Fluido refrigerante	Água	Fluido refrigerante
Outras características	Capacidade de armazenamento aumenta com a diferença de temperatura	Requer espaço livre acima do tanque para equipamento de produção de gelo	Rápida taxa de resfriamento devido à grande superfície de transferência de calor criada pelos cristais de gelo	Alta e instantânea taxa de descarga. Separa os circuitos de carregamento e descarregamento	Tanques modulares, ideais para pequenas e grandes instalações	Pode ser instalado em <i>chiller</i> preexistente

Fonte: Adaptado de Hasnain (1998), Wang e Kusumoto (2001) e Yau e Rismanchi (2012).

O projeto de um CTES pode assumir inúmeras formas, permitindo, por conseguinte, a sua aplicação em diversos cenários. A seleção do modelo adequado, no entanto, deve ser precedida de uma detalhada análise de viabilidade. Esse julgamento precisa considerar, entre outros aspectos, a capacidade de armazenamento necessária, a vida útil, o espaço disponível, o custo, a eficiência e a segurança do sistema, além de assegurar o cumprimento da legislação técnica e ambiental vigente (DINCER, 2002).

Ainda segundo Dincer (2002), a avaliação deverá ser capaz de definir:

- A dimensão do sistema, que dependerá do tipo de operação requerido;
- Os cálculos de dimensionamento, mostrando a capacidade do resfriador e a capacidade de armazenamento, e considerando a temperatura de fornecimento necessária;
- O perfil operacional do projeto, evidenciando a carga térmica a ser atendida e a quantidade de calor adicionada ou retirada do armazenamento por hora ou dia de projeto;
- As condições de operação do *chiller* durante o carregamento do armazenamento e, se aplicável, ao atender a carga diretamente;
- A eficiência do *chiller* em cada condição de operação;
- A estratégia de controle do sistema;
- Uma estimativa da redução de demanda da edificação; e
- Uma previsão das mudanças no consumo de energia e do seu custo final.

Contudo, Arteconi, Hewitt e Polonara (2012) observam que a acumulação estratificada de água gelada representa a tecnologia mais madura de armazenamento de energia térmica, encontrando-se em completo desenvolvimento, com boa eficiência, amplamente disponível no mercado e com baixo custo dentro dos limites de temperatura que se enquadram na aplicação em edificações.

2.3 OPERAÇÃO E CONTROLE DE CTES

A volatilidade da energia elétrica requer que esta seja consumida no momento da sua geração, ou convertida e armazenada de alguma forma. Até certos limites, a acumulação de energia é capaz de desacoplar a geração do seu consumo, de modo a auxiliar no balanceamento das demandas no sistema elétrico (GELAZANSKAS; GAMAGE, 2014).

A termoacumulação representa uma alternativa para a utilização mais abrangente de fontes renováveis de característica intermitente (OOKA; IKEDA, 2015). Segundo Hanley, Peek

e Boyes (2008), sem a adoção de sistemas de armazenamento de energia, altos níveis de disseminação da energia solar fotovoltaica podem causar danos às operações da concessionária e aos equipamentos do consumidor final, devido a flutuações na tensão da rede e no fator de potência.

Outro agente de estresse sobre a rede de distribuição elétrica é a concentração de altas demandas em curtos períodos de tempo, o que força o dimensionamento do sistema para o atendimento de demandas pontuais, que não representam o comportamento da rede na maior parte do tempo (PETERSON, 2011). A distribuição eficiente e econômica dessa demanda também se torna possível por meio do uso da termoacumulação, segundo Ooka e Ikeda (2015).

O gerenciamento pelo lado da demanda, do inglês *Demand Side Management* (DSM), consiste no planejamento, implantação e monitoramento de ações, a nível do sistema energético, que visem influenciar os consumidores a utilizar a energia elétrica de tal modo que auxilie na distribuição de demanda conforme o formato desejado (GELLINGS, 1985).

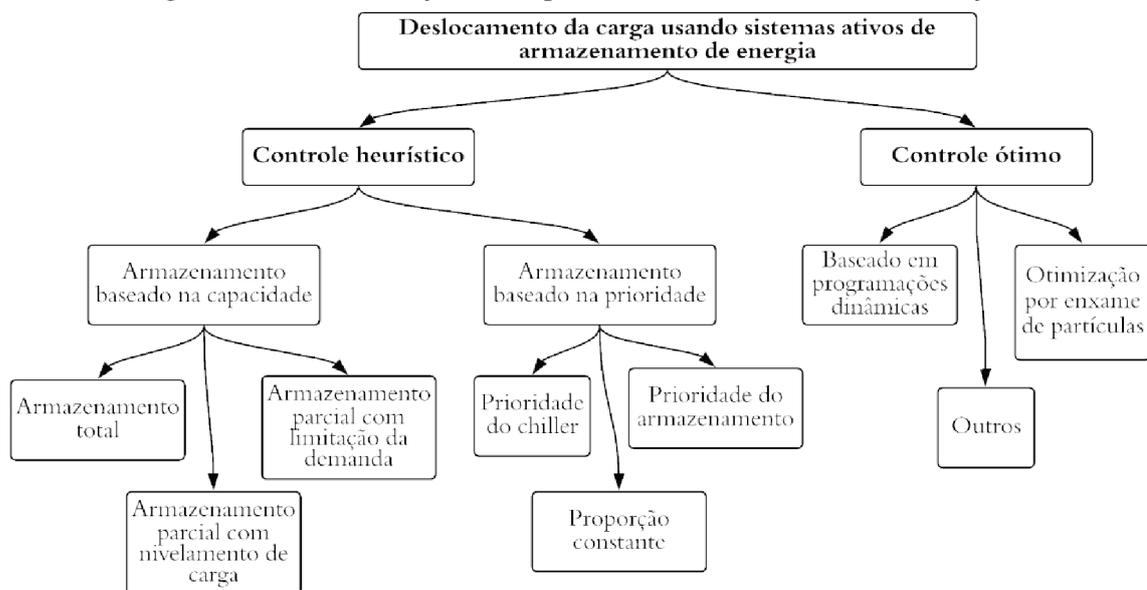
Neste contexto, os usuários são comumente encorajados a usar a energia em horários em que a concessionária opera sob menor demanda, através da divisão do dia normal de trabalho em duas partes: horário de pico ou de ponta (*on peak*) e horário fora de pico (*off peak*). Nesse último, o custo da energia é reduzido, objetivando balancear a demanda. O gerenciamento da demanda em edifícios comerciais representa uma área ativa há décadas na pesquisa e desenvolvimento de soluções de condicionamento artificial. O seu objetivo consiste na minimização dos custos operacionais, por meio da redução de demandas de pico, sem prejuízo ao conforto térmico dos ocupantes (SUN *et al.*, 2013).

Em sistemas de climatização convencionais, a operação de um *chiller* se dá quando existe carga térmica a ser atendida. No CTES, por outro lado, o armazenamento de energia ocorre durante os períodos de menor demanda da rede de distribuição, categorizados como fora de ponta (*off peak*), e majoritariamente estabelecidos no horário noturno. Dessa forma, a carga armazenada atenderá total ou parcialmente à demanda do horário de ponta (*on peak*) (RISMANCHI *et al.*, 2012a). Além disso, a eficiência na produção e distribuição de energia é favorecida pelas menores temperaturas decorrentes em períodos noturnos (RISMANCHI *et al.*, 2012b).

Dessa forma, do ponto de vista do consumidor, o uso do armazenamento de energia pode atingir os mesmos níveis de conforto térmico, com menores custos nas contas de eletricidade, em função da diferenciação tarifária. Do ponto de vista da rede elétrica, a adoção da termoacumulação proporciona o uso mais eficiente da capacidade de geração existente e pode reduzir a necessidade de expansões (ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2012).

Dincer (2002) descreve a termoacumulação como uma tecnologia madura e aceita por muitos como solução comprovada de conservação de energia, apresentando três estratégias através das quais os CTES podem auxiliar na redução e redistribuição da demanda da rede de energia: o armazenamento total, o armazenamento parcial com nivelamento de carga e parcial com limitação da demanda. Sun *et al.* (2013) classifica tais estratégias como controles heurísticos baseados na capacidade de armazenamento, podendo existir também os controles heurísticos baseados na prioridade, assim como os controles ótimos, conforme mostra a Figura 10. Segundo os autores, controles heurísticos seguem uma determinada estratégia, porém, não fazem ponderações sobre o seu desempenho, o que pode levar a ineficiências sistemáticas. Em contrapartida, controles ótimos tem o objetivo de buscar a trajetória que traga melhores resultados de uma ou mais variáveis de interesse, como a exemplo dos menores custos operacionais.

Figura 10 – Classificação dos tipos de controle da termoacumulação.



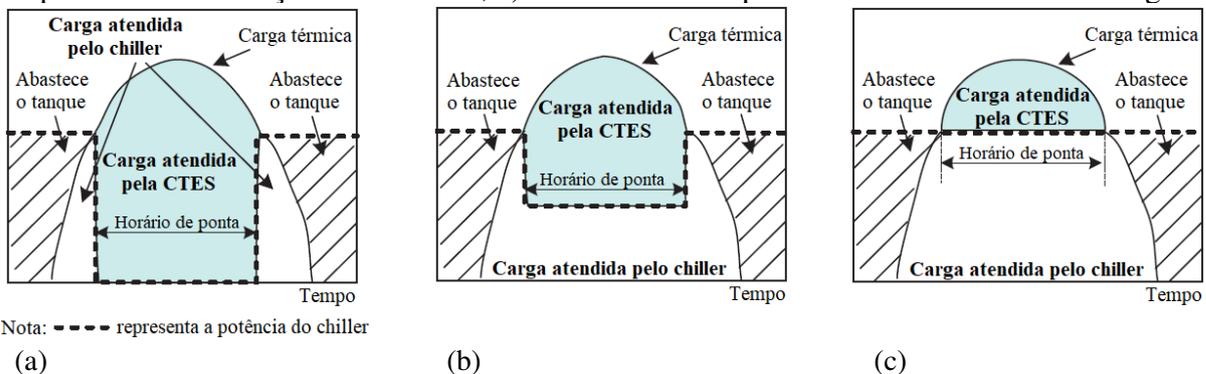
Fonte: Adaptado de Sun *et al.* (2013).

O armazenamento total (*full storage*), ilustrado pela Figura 11a, objetiva deslocar completamente a carga do horário de ponta para fora de ponta. Esse sistema é comumente recomendável quando os picos são de curta duração, quando a tarifa de ponta é elevada, e na existência de incentivos financeiros para a utilização da TES. Em comparação com as alternativas de controle baseadas na capacidade, o armazenamento total representa o de maior custo inicial, porém possibilita as maiores economias energéticas (DINCER, 2002).

No armazenamento parcial com limitação da demanda (*partial storage - demand limiting*), o *chiller* opera com capacidade reduzida durante os horários de pico, sendo a demanda excedente atendida pela acumulação térmica (Figura 11b). Quando considerados a economia de energia e o custo dos equipamentos, essa é a alternativa intermediária entre as três baseadas na capacidade (DINCER, 2002).

O armazenamento parcial com nivelamento de carga (*partial storage - load levelling*) prevê a operação do *chiller* a uma capacidade média constante durante todo o dia, deixando o restante da carga para ser neutralizada pelo armazenamento (Figura 11c). A capacidade de operação média do *chiller* deverá ser estimada a partir da análise do histórico climático local. Quando a carga térmica é menor do que a capacidade do *chiller*, o excedente será armazenado. Na situação oposta, a demanda adicional será retirada do armazenamento. Tal modelo minimiza a capacidade necessária tanto para o *chiller* como para o tanque de acumulação, sendo mais efetivo quando a carga máxima de resfriamento é muito maior do que a carga média (DINCER, 2002).

Figura 11 - Estratégias de operação de CTES: a) armazenamento total, b) armazenamento parcial com limitação da demanda, c) armazenamento parcial com nivelamento de carga



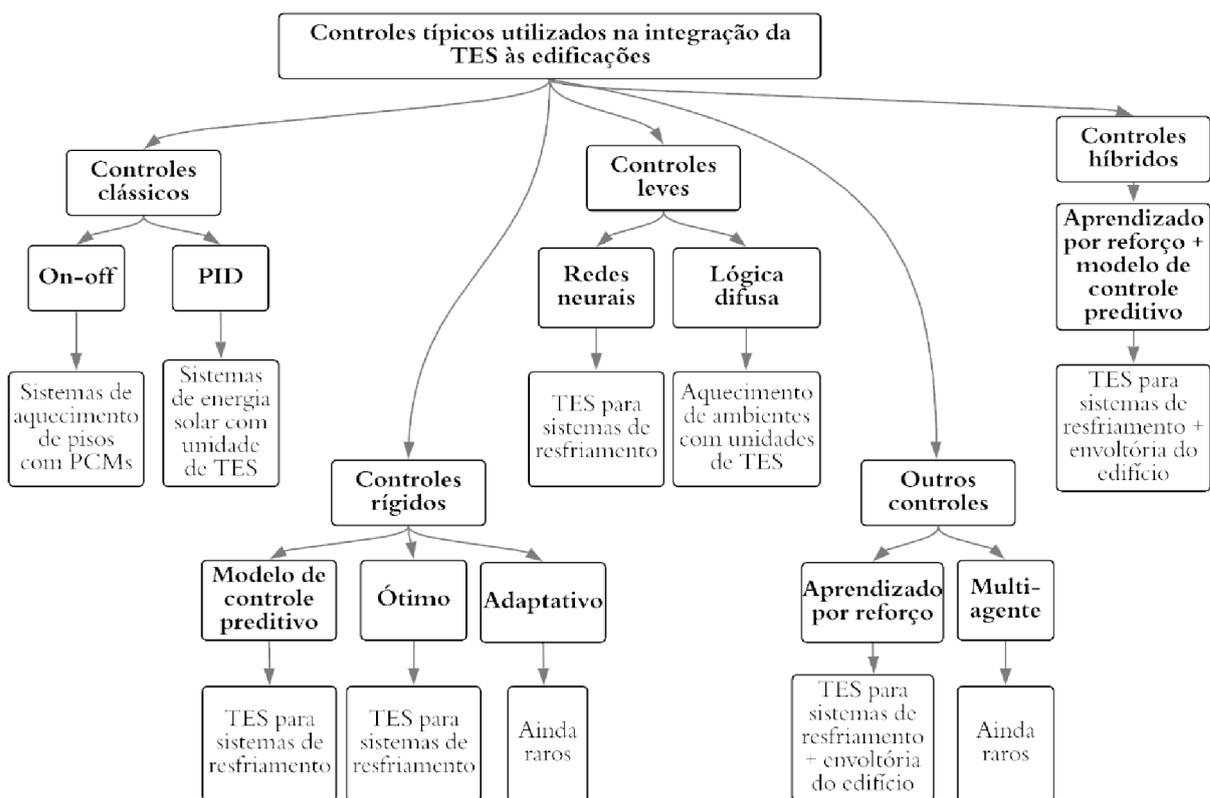
Fonte: Adaptado de Sun *et al.* (2013).

Segundo Henze (2003), estratégias que dão prioridade ao *chiller* são as mais simples e comuns. Nestas soluções o *chiller* opera continuamente até o máximo da sua capacidade, ou sujeito a limitações preestabelecidas, com a acumulação de energia sendo responsável por atender a demanda remanescente. Quando o armazenamento é a prioridade, o objetivo passa a ser o seu descarregamento total durante o horário de ponta, com o *chiller* operando paralelamente a uma demanda reduzida. No controle com proporção constante, tanto o *chiller* quanto o tanque de acumulação operaram a uma mesma proporção predefinida da demanda durante todos os momentos.

Estratégias de controle representam medidas fundamentais para uma integração eficiente da acumulação térmica às edificações, visto que tais sistemas requerem a coordenação dos períodos de carregamento e descarregamento com eventos externos, como a ocupação do edifício, as condições climáticas e as tarifas energéticas aplicadas. Esses fatores, por conseguinte, deverão orquestrar a operação conjunta dos equipamentos de condicionamento climático e da termoacumulação (TOURETZKY; BALDEA, 2016).

Yu *et al.* (2015) desenvolveram uma revisão do estado da arte a respeito da integração de estratégias de controle à acumulação de energia térmica em edifícios. Os autores desenvolveram o esquema da Figura 12, que relaciona as aplicações típicas de TES à subdivisão de métodos de controle, anteriormente formulada por Afram e Janabi-Shari (2014) para sistemas de aquecimento, refrigeração e ar condicionado (HVAC).

Figura 12 - Classificação e aplicações típicas de técnicas de controle utilizadas na integração de TES às edificações



Fonte: Adaptado de Yu *et al.* (2015).

Segundo Afram e Janabi-Shari (2014), controladores clássicos representam a estratégia mais comumente utilizada, sendo empregados no controle da temperatura de ambientes e da pressão e temperatura de insuflamento do ar, por exemplo. Os controladores *On/Off* utilizam limites superiores e inferiores na regulagem de determinado processo, dentro

de limites preestabelecidos. Esse modelo consiste na estratégia mais simples e intuitiva de implantação, porém é incapaz de controlar processos com grande inércia, como em muitos sistemas de condicionamento de ar, resultando em grandes oscilações em relação ao *setpoint*. O controlador Proporcional Integral Derivativo, conhecido como PID, utiliza a diferença entre um valor medido e o *setpoint* esperado para corrigir a variável controlada. De acordo com Afram e Janabi-Shari (2014), tal processo apresenta resultados mais promissores, contudo, o ajuste de parâmetros pode ser incômodo e o seu desempenho reduzido se as condições de operação forem distintas da sua sintonização. Yu *et al.* (2015) observam que os controladores PID são normalmente empregados no nível dos componentes, ao invés de aplicados para todo o sistema.

Dentre os controladores rígidos, o modelo de controle preditivo, do inglês *Model Predictive Control* (MPC), utiliza modelos externos para a predição de determinados parâmetros a serem empregados em algoritmos que definirão as ações de controle otimizadas. Em edificações, tais modelos são comumente constituídos de programas de simulação, como o EnergyPlus e o TRNSYS, que podem prever o comportamento térmico do projeto, dentre diversas outras funcionalidades (YU *et al.*, 2015).

Tang e Wang (2019) adotaram o MPC para a otimização do controle de um sistema de ar condicionado com CTES. A partir da formulação de um modelo simplificado do comportamento térmico de uma edificação, os autores consideraram a otimização da demanda de potência do *chiller* e da taxa de descarregamento do armazenamento, em vista da máxima redução do consumo de energia. Kamal *et al.* (2019) consideraram o desempenho ótimo de diversos tipos de acumulação de energia térmica por meio de uma operação responsiva às tarifas de energia elétrica. Para tanto, os autores desenvolveram modelos no *software* EnergyPlus, utilizando a ferramenta *Energy Management System* (EMS) para o controle otimizado do modelo.

De acordo com Henze (2003), a principal diferença entre o controle clássico e o ótimo é que o segundo baseia-se no estabelecimento de um índice de performance a ser otimizado, durante a operação do controlador, em função da minimização ou maximização de determinado parâmetro sobre um horizonte temporal. No contexto da edificação, esse parâmetro é tipicamente atrelado a quantidade de energia utilizada ou ao seu custo. A estratégia de controle ótima será então obtida a partir de uma complexa função que relacionará características como o perfil da carga de resfriamento, as características de armazenamento e o clima.

O controle adaptativo é definido por Silva (1995, p.10) como:

[...] um sistema de controle de *feedback* no qual os valores de alguns ou de todos os parâmetros do controlador são modificados (adaptados) durante a operação do sistema (em tempo real) com base em alguma medida de desempenho, quando os requisitos de resposta (saída) não são satisfeitos.

Um regulador adaptativo deve alterar o seu comportamento em resposta à dinâmica e às perturbações do processo. Esse comportamento, no entanto, também é atribuído ao controle por *feedback*, o que gera dúvida sobre a diferença entre os dois modelos. Åström (1983, p.471) discorre profundamente sobre a teoria e aplicações do controle adaptativo, respondendo à essa questão a partir da abordagem de que o controle adaptativo é “simplesmente um tipo especial de controle não linear por *feedback*”.

Dentro da categoria de controles leves, o conceito de redes neurais (*Neural Networks* - NN) é sumarizado por Buratti, Barbanera e Palladino (2014), que as descrevem como modelos matemáticos que permitem simular o comportamento neural biológico. Segundo os autores, tais modelos não são programados, mas treinados através de um processo baseado em dados empíricos. Por conseguinte, ao invés da explicitação direta, as relações matemáticas deverão ser aprendidas por meio da experiência, devendo levar à solução do problema proposto. De acordo com Massie (2002), as redes neurais podem reproduzir a relação existente entre complexos sistemas não lineares, permitindo o aprendizado do funcionamento de redes de climatização de modo a controlá-las.

No trabalho de Cox *et al.* (2019), uma rede neural artificial foi criada para estimar o desempenho de um sistema de resfriamento com armazenamento de energia, por meio do treinamento do modelo com dados reais, medidos no campus da *Mississippi State University*. A operação do sistema foi então considerada por meio da integração dessa rede à modelos de otimização, com o objetivo de minimização dos custos de operação.

Buscando aproximar-se da natureza inexata do mundo real, foram desenvolvidos controladores que se baseiam na lógica difusa (*fuzzy*), os quais empregam um conjunto de regras linguísticas a serem convertidas por algoritmos em estratégias de controle. Além de aproximar-se muito mais da linguagem natural humana do que outros métodos tradicionais de controle, a lógica difusa mostra-se útil em processos complexos, ou quando as fontes disponíveis devem ser interpretadas qualitativamente e de forma imprecisa (LEE, 1990a). Os conceitos fundamentais desse sistema de controle são plenamente abordados nos trabalhos de Lee (1990a; 1990b).

Em seu livro, Sutton e Barto (1998) apresentam o aprendizado por reforço como uma forma de controle que busca maximizar um índice de recompensa através do mapeamento das ações que melhor poderão levar a solução de um determinado problema. Nesse processo não

são reveladas as medidas a serem tomadas; ao invés disso, as alternativas deverão ser testadas de forma a identificar as que levarão aos melhores resultados.

Em controladores multi-agente, Yu *et al.* (2015) descrevem a presença de um agente supervisor inteligente, cujo modelo deverá ser capaz de avaliar e gerenciar a performance dos demais subsistemas a ele subordinados. Segundo os autores, um controle multi-agente poderia ser a solução para a integração de componentes, como termoacumuladores, à complexos sistemas de edificações.

Ainda segundo Yu *et al.* (2015), as técnicas de controle destacam-se em diferentes aspectos, assim como possuem fraquezas individuais. Por esse motivo, a criação de um controlador híbrido poderia se mostrar altamente desejável, visto a possibilidade de complementação de um modelo pelo outro. Nesse sentido, os autores descrevem a experiência de Liu e Henze (LIU; HENZE, 2006a; LIU; HENZE, 2006b), que desenvolveram um sistema híbrido baseado no aprendizado por reforço e no MPC, aplicado à um edifício comercial com TES. Por fim, os pesquisadores verificaram a viabilidade do sistema, porém com menor economia de custos do que o alcançado apenas com um controlador MPC individual. Os autores observam, no entanto, que a utilização do modelo híbrido é mais simples, pois não necessita de uma modelagem precisa do sistema, o que facilitaria a sua implantação prática.

2.3.1 Controle de termoacumuladores por meio de previsões de carga

A obtenção do alto desempenho energético de um sistema de climatização requer que a termoacumulação seja devidamente controlada, mantendo um ambiente térmico confortável para os ocupantes. Como consequência, o processo de decisão deve ser capaz de prever as cargas e gerenciar a produção de energia, de modo a diminuir ineficiências, como a produção excessiva de carga em dias de baixa demanda. Diversas estratégias de controle preditivo foram propostas na literatura, sendo principalmente baseadas em previsões meteorológicas. Resultados promissores usando essa estratégia foram relatados e são particularmente simples e com baixo custo de implantação. No entanto, faltam estudos de caso reais, especialmente abordando períodos de pico de demanda (THIEBLEMONT *et al.*, 2017).

Segundo Lazos, Sproul e Kay (2014), ainda que as previsões de horizonte anual, ou mais longas, sejam certamente valiosas para o planejamento de empreendimentos e atualizações de políticas, a maioria dos sistemas de gerenciamento de edifícios estão focando em previsões de carga de curto prazo. Nesse sentido, as variáveis climáticas são componentes expressivos da

evolução dos sistemas de energia da edificação, e minimizar a incerteza na previsão de sua progressão pode levar a economias significativas em comparação com uma abordagem de controle determinista e não sensível ao clima. De acordo com os citados autores, empreendimentos de grande porte podem especialmente se beneficiar de estruturas de previsão de tempo integradas, devido às suas interações dinâmicas com os elementos da edificação, do sistema e da rede. Em edifícios de pequeno porte, com restritas oportunidades de otimização, por outro lado, mesmo a utilização de previsões meteorológicas externas de temperatura pode ser suficiente para o gerenciamento de energia.

Lebreux, Lacroix e Lachiver (2009) desenvolveram um sistema de controle *fuzzy* e *feedforward* para o gerenciamento de um termoacumulador que leva em consideração as previsões meteorológicas para radiação solar e temperatura do ar exterior, otimizando os períodos de operação para aquecimento elétrico. Segundo os pesquisadores, o proposto modelo mantém-se robusto e confiável mesmo em casos em que as previsões meteorológicas são de confiabilidade e precisão precárias (previsões climáticas de horizonte de 5 dias com confiabilidade de 50%, precisão de -10 K de temperatura e -50% para a radiação solar).

2.4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA, ENERGÉTICA E EXERGÉTICA

A seleção de sistemas de termoacumulação exige uma completa avaliação de viabilidade, a qual deve considerar o impacto de todas as variáveis relacionadas ao processo (DINCER, 1999). Song *et al.* (2018) desenvolveram modelos matemáticos para calcular o investimento inicial, o custo de operação e o tempo de retorno de um sistema de termoacumulação composto por tanques de água gelada e de gelo. Para tanto, os autores levaram em consideração parâmetros preestabelecidos de projeto, assim como a carga térmica horária de resfriamento de um dia de projeto e as tarifas energéticas aplicadas à cidade de Pequim, China. Thaker, Oni e Kumar (2017) elaboraram um modelo técnico-econômico para estimar o custo nivelado de eletricidade para diferentes projetos de TES (*Thermal Energy Storage*) baseados em energia solar. A partir desse modelo, os autores realizaram análises de sensibilidade e de incerteza, a partir das quais foi possível verificar os parâmetros que mais influenciaram no aumento ou redução do custo de energia, assim como os erros de tal estimativa.

A ferramenta *Demand Response Quick Assessment Tool* (DRQAT) foi empregada por Sehar, Rahman e Pipattanasomporn (2012) na análise do consumo energético de *chillers*, em

um sistema convencional de climatização sem armazenamento e em um sistema com TES, para edifícios médios e grandes, em diferentes zonas climáticas dos Estados Unidos. Os autores verificaram que os *chillers* com TES tem maior consumo de energia elétrica do que em modelos convencionais, devido à necessidade de operação do sistema durante o dia e também durante a noite. Sehar, Rahman e Pipattanasomporn (2012) observam, no entanto, que o descarregamento do armazenamento durante os horários de pico pode promover máxima economia ao reduzir, ou até eliminar, a operação do resfriador. Ademais, o consumo energético dos *chillers* é um reflexo das condições climáticas, o que foi verificado pelos pesquisadores, que obtiveram resultados expressivamente distintos para cidades de clima quente e úmido, como Miami, e localidades com verões amenos, como Seattle.

Henze, Krarti e Brandemuehl (2003) investigaram a variação do custo de operação, do total de energia consumida e da demanda de pico e fora de pico para 360 distintas combinações de TES, *chillers*, edificações, estruturas tarifárias e condições climáticas. Foi verificado que o sucesso na implantação de um termoacumulador baseia-se principalmente em uma estrutura tarifária favorável e na eficiência energética do projeto. Nesse sentido, se o carregamento do sistema de armazenamento acarretar em pequeno aumento no consumo energético, até mesmo discretos incentivos tarifários resultarão em economia de custos. Na condição contrária, no entanto, apenas grandes diferenças no preço da energia em horário de pico compensarão a dilatação do consumo.

Habeebullah (2007) analisou o potencial da instalação de um termoacumulador ao sistema de resfriamento de um edifício religioso com alta carga térmica na Arábia Saudita. O autor concluiu, no entanto, que a tarifa de eletricidade (0,07 \$/kWh para consumo maior que 1.000,0 kWh) não traria benefícios financeiros, pois o sistema tarifário do país não faz distinção com relação ao horário de consumo. Se considerada a operação com armazenamento parcial, a modificação não traria economia nem se adotados horários de pico e fora de pico (0,07 e 0,016 \$/kWh, respectivamente). Segundo os autores, apenas a operação com armazenamento total e distinção tarifária traria resultados aceitáveis.

A avaliação da eficiência de sistemas de termoacumulação envolve diversos fatores, sendo a análise convencional baseada no consumo energético. Contudo, tal julgamento não considera inúmeros aspectos relevantes, como a temperatura do ambiente, o tempo de armazenamento da energia e as temperaturas de entrada e saída do sistema de acumulação (ROSEN; PEDINELLI; DINCER, 1999). Segundo Dincer (2002), existem duas principais formas de avaliar a eficiência, uma através da primeira lei da termodinâmica, considerada na eficiência energética, e outra com base na segunda lei da termodinâmica, abordada na eficiência

exergética. Segundo o autor, a primeira reflete meramente a relação entre a energia útil e a total consumida. A eficiência exergética, por outro lado, incorpora o conceito de entropia.

Rosen, Pedinelli e Dincer (1999, p.1030) descrevem exergia como:

[...] o trabalho teórico máximo obtido a partir de um sistema ou de um fluxo de matéria ou energia à medida que é levado a um estado de equilíbrio termodinâmico com um ambiente de referência. Fisicamente, a exergia reconhece que a oportunidade de fazer o trabalho existe sempre que dois sistemas em diferentes estados são reunidos [...]

Segundo os autores, na termoacumulação, a energia que adentra o sistema é armazenada, descarregada ou destruída devido a irreversibilidades. Nesse sentido, Rismanchi *et al.* (2012a) observam que a determinação das fontes de irreversibilidade diminuirão as perdas no processo, resultando em sistemas mais eficientes.

Dincer (2002) contextualiza a avaliação energética e exergética a partir da proposição de um exemplo, onde dois sistemas armazenaram a mesma quantidade de energia e, posteriormente, também forneceram igual quantidade de energia durante o descarregamento. Porém, o tempo de armazenamento de um dos sistemas foi de um dia, enquanto o outro armazenou a energia por um período de 90 dias. A avaliação, segundo a eficiência energética, indicaria que os dois sistemas são iguais, pois armazenam e fornecem a mesma quantidade de energia. A eficiência exergética, por outro lado, diria que o segundo sistema, com armazenamento de 90 dias, é o mais eficiente, pois consegue manter a energia por muito mais tempo, apesar das irreversibilidades.

Ao analisarem a eficiência de diferentes CTES (*ice-on-coil* com derretimento externo e interno, *ice slurry* e *encapsulated ice*), com armazenamento total e parcial, Macphee e Dincer (2009) obtiveram índices de eficiência energética demasiadamente elevados, superiores a 99%, o que poderia levar a conclusões enganosas a respeito da real performance dos sistemas. Em contrapartida, para o armazenamento total, a eficiência exergética de carregamento variou entre 46 e 76%, com melhor resultado obtido pelo encapsulamento de gelo. No descarregamento, foram obtidos índices de 18 a 24%, destacando-se a pasta de gelo. Ao calcular-se a eficiência global do sistema, o modelo *ice-on-coil* com derretimento interno obteve o melhor resultado, igual a 14%. Segundo os autores, os respectivos índices para a operação em armazenamento parcial foram todos levemente inferiores, o que foi atribuído à maior incidência de infiltração de calor no modelo parcial.

Os resultados obtidos por Macphee e Dincer (2009) vão ao encontro do verificado por Rismanchi *et al.* (2012b), que avaliaram a aplicação de cinco diferentes CTES em um edifício comercial na Malásia. Nessa pesquisa, novamente a eficiência energética apresenta altos

valores, entre 93 e 98%, enquanto a exergética tem índice máximo de 18% para o modelo *ice-on-coil* com derretimento interno. Ademais, os autores averiguaram ainda alguns dos parâmetros que influenciam os índices de eficiência, sendo a temperatura do ambiente um dos principais. Foi verificado que, ao aumentar-se o gradiente de temperatura entre o tanque e sua vizinhança, a eficiência energética diminuiu; ao contrário do que ocorreu com a eficiência exergética, onde o aumento de temperatura evidenciou a qualidade de armazenamento dos sistemas. Por outro lado, quando aumentado o tempo de armazenamento, maior foi a destruição da exergia e, conseqüentemente, as infiltrações e irreversibilidades do sistema. Nesse contexto, a eficiência global foi reduzida conforme aumentou-se o número de horas de operação do *chiller*.

2.5 TERMOACUMULAÇÃO NO CONTEXTO TARIFÁRIO BRASILEIRO

Os benefícios da utilização de sistemas de termoacumulação provém especialmente do modelo tarifário adotado na região de interesse. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável por regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, segundo a Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (BRASIL, 1996). Para fins de aplicação tarifária, a ANEEL classifica as unidades consumidoras, segundo Resolução Normativa Nº 800, de 19 de janeiro de 2017 (ANEEL, 2017), entre:

- Residencial;
- Industrial;
- Comércio, serviços e outras atividades;
- Rural;
- Poder público;
- Iluminação pública;
- Serviço público; e
- Consumo próprio.

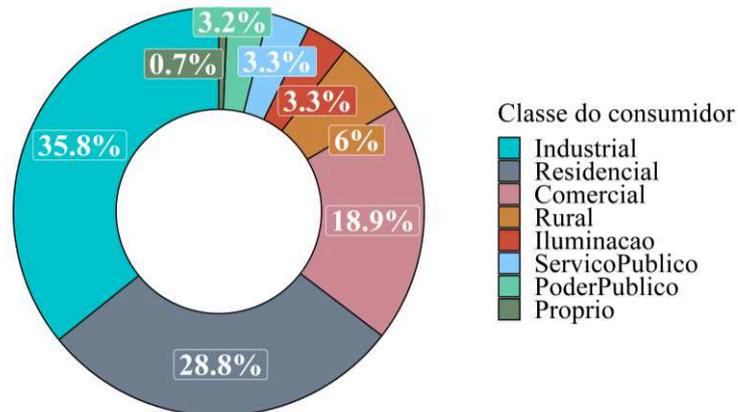
O Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018), apresenta o percentual de consumo de energia elétrica de cada classe consumidora, em relação ao total, para o ano base de 2017. A partir da Figura 13, pode-se observar que a maior parcela de consumo é atribuída à classe industrial, responsável

por 35,8%, seguido pelo residencial e comercial, com 28,8% e 18,9%, respectivamente. Nestas parcelas estão incluídos consumidores cativos e livres.

Consumidor cativo é aquele que compra energia elétrica da concessionária de distribuição da área onde está situado. O consumidor livre adquire a energia diretamente de geradores ou comercializadores, dentro do ambiente de contratação livre (EPE, 2018).

De modo a organizar os consumidores dentro de diferentes níveis de demanda da rede, a ANEEL também estabelece dois grupos de usuários: de alta tensão, ou Grupo A, e de baixa tensão, ou Grupo B. A Resolução Normativa N° 414, de 9 de janeiro de 2010 (ANEEL, 2010), descreve as características de cada grupo e seus respectivos subgrupos, que se enquadram segundo a atividade do consumidor ou nível de tensão (Tabela 4).

Figura 13 – Percentual de consumo de energia elétrica na rede por classe de consumidor.



Fonte: Adaptado de EPE (2018).

Tabela 4 - Classificação dos consumidores de energia elétrica no Brasil.

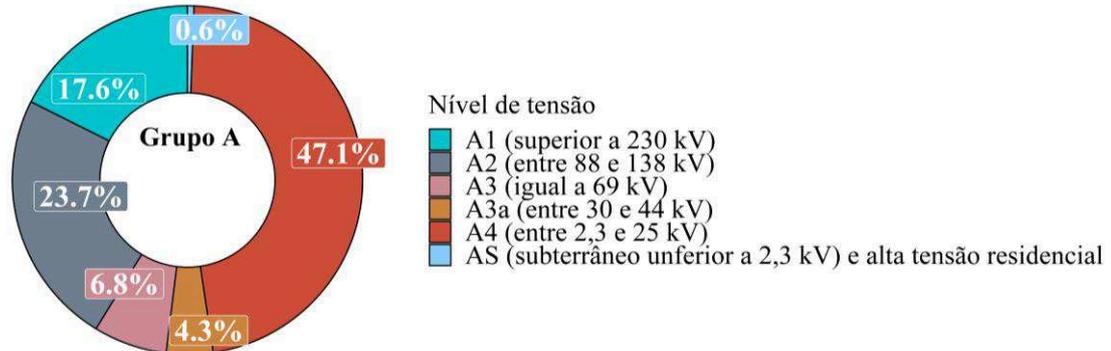
Grupo ou subgrupo	Nível de tensão	Atividade do consumidor
Grupo A	Alta tensão	
Subgrupo A1	Superior a 230 kV	
Subgrupo A2	Entre 88 e 138 kV	Indústrias, shoppings e alguns edifícios comerciais
Subgrupo A3	Igual a 69 kV	
Subgrupo A3a	Entre 30 e 44 kV	
Subgrupo A4	Entre 2,3 e 25 kV	
Subgrupo AS	Inferior a 2,3 kV	Atendidos por redes elétricas subterrâneas
Grupo B	Baixa tensão	
Subgrupo B1	Inferior a 2,3 kV	Residencial e residencial baixa renda
Subgrupo B2	Inferior a 2,3 kV	Rural e cooperativa de eletrificação rural
Subgrupo B3	Inferior a 2,3 kV	Demais classes
Subgrupo B4	Inferior a 2,3 kV	Iluminação pública

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

Segundo a EPE (2018), no ano de 2017 o Grupo A foi responsável por 52,3% do consumo de energia elétrica, enquanto o Grupo B utilizou 47,7%. Na Figura 14 são discretizados os percentuais de energia consumida por cada nível de tensão do Grupo A, com

destaque para o nível A4, representado por indústrias, shoppings e alguns edifícios comerciais, com 47,1% do consumo.

Figura 14 – Percentual de consumo de energia elétrica na rede por nível de tensão do Grupo A



Fonte: Adaptado de EPE (2018).

O custo da energia é traduzido por meio de tarifas, que constituem o valor monetário, estabelecido pela ANEEL, por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa. Tal valor é dividido entre a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE corresponde ao valor monetário unitário, em R\$/MWh, adotado no faturamento mensal do consumo de energia elétrica. A TUSD corresponde ao faturamento relacionado ao uso do sistema de distribuição, determinado em R\$/MWh ou R\$/kW. Sobre a soma destas duas parcelas da tarifa, são aplicados os tributos federais, PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), e o tributo estadual, correspondente ao ICMS (Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) (ANEEL, 2012, 2016). Dessa forma, o cálculo do valor final a ser cobrado do consumidor é dado pela Equação 3. Além disso, cada município dispõe da aplicação de um tributo municipal, o CIP (Contribuição para Custeio de serviço de Iluminação Pública), destinado à manutenção das instalações de iluminação pública.

$$\text{Valor cobrado do consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (3)$$

Onde:

- PIS é o tributo referente ao Programa de Integração Social;
- COFINS é o tributo referente à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;
- ICMS é o Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços.

Considerando as variáveis envolvidas no cálculo do valor cobrado pela energia elétrica, as tarifas praticadas dependerão da distribuidora atuando em determinada área de concessão. As revisões e reajustes tarifários consideram as características da área de concessão, como a densidade do mercado, o número de consumidores e os quilômetros da rede de distribuição. Ademais, os impostos e as taxas de iluminação pública são distintos para cada estado e município, fazendo com que o valor da tarifa de energia elétrica varie com a localização geográfica (ANEEL, 2016).

Segundo a ANEEL (2012), cada consumidor cativo adquire a energia elétrica segundo um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes do consumo de energia e demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade tarifária na qual está inserido. As modalidades atualmente em vigor são:

- Convencional monômnia: modalidade atribuída às unidades do Grupo B, que considera tarifas de consumo de energia elétrica de forma independente do período do dia em que ocorre a sua utilização;
- Branca: é aplicada às unidades do Grupo B, com exceção do subgrupo B4 e B1 de baixa renda, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de acordo com o período do dia em que ocorre a sua utilização. A Tabela 5 apresenta os parâmetros considerados no cálculo do preço da energia elétrica segundo as modalidades tarifárias convencional monômnia e branca;
- Horárias azul e verde: modalidade atribuída às unidades do Grupo A, que considera tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com o período do dia em que ocorre a sua utilização. A Tabela 6 compara as modalidades azul e verde.

Tabela 5 - Parâmetros considerados no cálculo do preço da energia elétrica, segundo as modalidades convencional monômnia e branca, disponíveis para o Grupo B.

Modalidade convencional monômnia	Modalidade branca
Demanda de potência (kW)	
▪ Não considera.	▪ Não considera.
Consumo de energia (MWh)	
▪ Tarifa única aplicável ao consumo de energia (R\$/MWh).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário ponta; ▪ Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário; ▪ Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2012).

Tabela 6 – Parâmetros considerados no cálculo do preço da energia elétrica, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, disponíveis para o Grupo A.

Modalidade horária azul	Modalidade horária verde
Demanda de potência	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kW); ▪ Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tarifa única para a demanda de potência (R\$/kW).
Consumo de energia	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); ▪ Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); ▪ Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).

Fonte: Adaptado de ANEEL (2012).

A Resolução Normativa N° 479, de 3 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), que apresenta as condições gerais de fornecimento de energia elétrica no Brasil, descreve posto tarifário como um período de tempo em horas em que são aplicadas tarifas diferenciadas ao longo do dia. Segundo a citada resolução, estão em vigor atualmente três diferentes postos tarifários. O posto tarifário de ponta é composto por três horas diárias consecutivas, definidas pela distribuidora, de acordo com a curva de carga do seu sistema elétrico. O horário de ponta pode ser aplicado todos os dias, com exceção dos sábados, domingos e feriados predefinidos. O posto tarifário intermediário, aplicado somente na tarifa branca (Grupo B), corresponde a um período de horas conjugado ao posto tarifário de ponta, ocorrendo uma hora imediatamente antes e uma hora depois. No restante do dia, é considerado o posto tarifário fora de ponta.

A estrutura tarifária constitui-se de um fator fundamental na análise de viabilidade de sistemas de termoacumulação. Tal fato foi constatado por Arcuri, Spataru e Barrett (2017), que avaliaram a viabilidade techno-econômica da implantação de termoacumuladores em edificações comerciais em cinco cidades brasileiras (Recife, Salvador, Rio de Janeiro, São Paulo e Florianópolis), visando reduzir a demanda de energia elétrica sobre o sistema em horários de ponta. Segundo os autores, o clima local é um importante indicador da atratividade da termoacumulação, no entanto, o preço da tarifa de energia elétrica, que varia significativamente de uma cidade brasileira para a outra, é o que determinará a viabilidade econômica de tal solução.

2.6 SIMULAÇÃO DE SISTEMAS DE TERMOACUMULAÇÃO DE FRIO EM EDIFÍCIOS POR MEIO DO ENERGYPLUS

Conforme mencionado anteriormente, diversos métodos de controle e avaliação de sistemas de termoacumulação foram propostos ao longo dos anos. No entanto, segundo Ihm,

Krarti e Henze (2004), grande parte da metodologia empregada é baseada em modelos simplificados de TES ou na análise exclusiva de circuitos HVAC, desconsiderando o impacto de tais sistemas sobre o edifício e vice versa. Nesse contexto, os autores descrevem em seu trabalho o desenvolvimento de um modelo de TES integrado ao *software* de simulação EnergyPlus, cujo objetivo foi o de permitir análises futuras do desempenho de sistemas de termoacumulação sob várias estratégias de controle e opções de projeto.

Crawley *et al.* (2008) descrevem o EnergyPlus como um código estruturado e modular baseado nas principais funcionalidades de outros dois *softwares* precedentes, o BLAST e o DOE-2-1E. Segundo os autores, o EnergyPlus executa simulações termoenergéticas em intervalos de tempo definidos pelo usuário, com padrão igual a 15 minutos, onde são calculadas as cargas de aquecimento e resfriamento, bem como a resposta dos sistemas elétricos e HVAC. Dentre suas aplicações, essa ferramenta permite prever temperaturas no interior de edificações, estimar o conforto dos ocupantes, avaliar trocas de ar, calcular o consumo e custo energético, além de admitir a aplicação de sistemas de controle realistas dos seus módulos.

O programa é financiado pelo Departamento de Energia (DOE) do governo dos Estados Unidos da América, que o disponibiliza gratuitamente e com código aberto, nos sistemas operacionais Windows, MAC e Linux, com atualizações realizadas duas vezes ao ano (ENERGYPLUS, 2019).

Segundo Zhou *et al.* (2003), a estrutura do EnergyPlus é construída em ciclos. Quando iniciada uma simulação, o arquivo de entrada é verificado quanto a sua consistência e, na sequência, tem os dados armazenados em matrizes globais, as quais serão posteriormente acessadas por sub-rotinas específicas. Após esse processo, é iniciada a simulação em ciclos, passando por ciclos de ambientes, dias, horas e passos de tempo (*timesteps*) por hora, resultando em intervalos de poucos minutos. No programa EnergyPlus, o termo “ambiente”, livremente traduzido do inglês *environment*, é visto como um intervalo de execução concatenada do histórico térmico. Dessa forma, um período de simulação de 20 de julho a 20 de novembro, resultaria em um ambiente, enquanto dois ambientes seriam considerados se o período fosse, por exemplo, de 20 de julho a 30 de agosto e de 1 de setembro a 5 de dezembro. As rotinas de cálculo são empregadas para cada passo de tempo, estimando, entre outros parâmetros, as cargas térmicas e o consumo de energia. Segundo os autores, a operação da edificação, desde o tempo e a forma de ocupação, até o controle dos sistemas de climatização, é usualmente descrita por meio de rotinas, chamadas de *schedules*.

No programa EnergyPlus, é possível simular a operação de termoacumuladores de frio a base de água ou gelo, os quais são descritos por meio da adição de um módulo:

ThermalStorage:ChilledWater:Mixed ou *ThermalStorage:ChilledWater:Stratified* para a água e *ThermalStorage:Ice:Simple* ou *ThermalStorage:Ice:Detailed* para o gelo. Os módulos da termoacumulação de água gelada, objeto deste estudo, são descritos por meio de parâmetros de entrada referentes à forma geométrica do tanque, ao seu posicionamento na edificação, à taxa de ganho de calor com o ambiente, às características de carregamento e descarregamento, assim como às rotinas de operação dentro do sistema de climatização.

Apesar da separação realizada pelo EnergyPlus entre tanques com e sem estratificação, Duffie e Beckman (2013) observam que, na prática, nenhum tanque é totalmente estratificado ou totalmente misturado. Segundo os autores, um tanque misturado representaria uma performance mais conservadora da operação da termoacumulação, enquanto uma grande estratificação representaria o melhor caso.

A modelagem da estratificação do tanque é realizada por meio de nós verticais, com quantidade especificada pelo usuário, entre 1 e 10, que fazem a delimitação das camadas. A partir desses nós, o programa pondera, simultaneamente, o efeito de condução de calor, o fluxo de fluido entre nós e a mistura devido a inversão de temperatura. O balanço energético é realizado para cada um dos n nós, de acordo com a Equação 4 (DUFFIE; BECKMAN, 2013; ENERGYPLUS, 2018).

$$q_{\text{net},n} = m_n \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dt} \quad (4)$$

Onde:

- $q_{\text{net},n}$ é a taxa líquida de transferência de calor no nó n ;
- m_n é a massa da água no nó n ;
- c_p é o calor específico da água;
- T é a temperatura da água no nó n ;
- t é o tempo.

A taxa líquida de transferência de calor corresponde a soma dos ganhos e perdas do tanque devido às múltiplas vias de transferência de calor. Neste modelo, são consideradas as trocas de calor com o ambiente externo, com cargas parasitas e entre as camadas de água acima e abaixo. Também são consideradas as transferências devido ao fluxo ascendente ou descendente, inclusive quando da ocorrência de mistura causada pela inversão de temperaturas. Tal inversão ocorre quando o nó abaixo está mais quente que o de cima, gerando uma diferença de densidades que faz com que as camadas se misturem (ENERGYPLUS, 2018).

De acordo com o Manual de Engenharia (*Engineering Reference*) do EnergyPlus (ENERGYPLUS, 2018), a variação da temperatura de cada nó, ao longo do tempo, é calculada por meio da solução de equações diferenciais a partir do método numérico explícito de Euler. Para tanto, o passo de tempo de simulação é dividido em períodos de um segundo, sendo que a nova temperatura (T_n), em determinado nó, é calculada por meio da Equação 5.

$$T_n = T_{n,\text{anterior}} + \frac{q_{\text{net},n} \cdot \Delta t}{m_n \cdot c_p} \quad (5)$$

Onde:

- T_n é a temperatura atual no nó;
- $T_{n,\text{anterior}}$ é a temperatura no nó no passo de tempo anterior;
- $q_{\text{net},n}$ é a taxa líquida de transferência de calor no nó n ;
- Δt é o passo de tempo (*timestep*);
- m_n é a massa da água no nó n ;
- c_p é o calor específico da água.

No entanto, Newton (1995), cujo trabalho é referenciado pelo Manual de Engenharia do EnergyPlus, observa que o método de Euler é adequado apenas quando adotados passos de tempo bastante pequenos. De acordo com o autor, quanto maior o passo de tempo, maiores as imprecisões no resultado. Por outro lado, menores intervalos resultam em maior custo computacional do modelo.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO REFERENCIAL TEÓRICO

Conforme demonstrado no referencial teórico deste trabalho, o armazenamento de energia térmica representa uma alternativa para a flexibilização das demandas energéticas de uma edificação. A sua aplicação dá-se especialmente na união da termoacumulação com sistemas de climatização, sendo o armazenamento de água gelada uma das alternativas tecnológica e economicamente mais maduras, sendo amplamente utilizada em sistemas de resfriamento.

De modo geral, busca-se utilizar o armazenamento de energia para deslocar total ou parcialmente as demandas energéticas de uma edificação durante períodos de pico da rede elétrica, quando usualmente a eletricidade tem custo mais elevado. Além disso, é possível obter

um melhor desempenho dos equipamentos de resfriamento com a sua operação em horários que propiciem maior performance, como durante a noite.

A forma de operação da termoacumulação representa uma das principais áreas de pesquisa a esse respeito. Visto a necessidade de coordenação desses sistemas à eventos externos, como as tarifas de energia elétrica e as condições climáticas, diversos estudos têm sido desenvolvidos ao longo dos anos, com a proposição de estratégias de otimização do uso do armazenamento.

Considerando que o desempenho dessa tecnologia está intrinsecamente relacionado à sua capacidade de manter e, posteriormente, fornecer energia, o estudo de alternativas que promoveriam um comportamento mais ajustado às reais necessidades energéticas da edificação mostra-se relevante. Dentre as diversas formas de operação desses sistemas, o controle preditivo segundo as demandas futuras ainda é pouco explorado, especialmente dentro de modelos termoenergéticos que contemplem toda a edificação. Dessa forma, a modelagem complexa de termoacumuladores faz-se importante para o aprofundamento das inter-relações da termoacumulação, com uma possível otimização da sua operação, dentro de condições climáticas realistas.

3 MATERIAIS E MÉTODO

O presente estudo propõe a avaliação da operação de um sistema de termoacumulação de água gelada, com base em previsões de carga, para a climatização de uma edificação comercial de escritórios. Tal processo foi realizado por meio de simulações termoenergéticas anuais com uso do *software* EnergyPlus (ENERGYPLUS, 2019), versão 9.0.1, onde adotou-se um passo de tempo de simulação (*timestep*) de 5 minutos e relatórios horários das variáveis de saída. A análise da proposta deste trabalho parte da comparação entre três alternativas para o sistema de climatização da edificação:

- a) Modelo sem termoacumulação: refere-se à edificação comercial climatizada por meio de um sistema de condicionamento de ar centralizado, que não adota nenhum tipo de armazenamento de energia.
- b) Modelo com termoacumulação: equivale ao edifício climatizado artificialmente por meio de um sistema de condicionamento de ar centralizado, que realiza o carregamento de um tanque de água gelada para posterior utilização na climatização do edifício. Este modelo não conta com qualquer tipo de previsão de carga, realizando o carregamento completo do tanque diariamente.
- c) Modelo preditivo: refere-se ao modelo com termoacumulação anteriormente descrito, porém, com carregamento realizado de forma proporcional à demanda futura.

A estratégia de armazenamento adotada foi do tipo *full storage*, de modo a deslocar a carga do horário de ponta da rede de distribuição energética para o período noturno. Dessa forma, além de evitar os horários com maior tarifa de energia, pretendeu-se usufruir dos períodos em que a temperatura externa é mais baixa, aumentando a eficiência do sistema, conforme apontado por Rismanchi *et al.* (2012b).

No modelo preditivo foram inicialmente consideradas previsões de demanda perfeitamente conhecidas, ou seja, o carregamento do tanque de água gelada deveria produzir a energia equivalente para neutralizar uma carga futura conhecida. Tal processo foi realizado adotando-se o próprio arquivo climático das cidades de interesse, antecipando o perfil de consumo de energia para delinear o carregamento do tanque. Essa medida objetivou investigar o máximo desempenho possível de ser obtido no modelo de termoacumulação com previsão de demanda, para uma edificação específica, em climas predefinidos. A variação da carga do tanque foi considerada por meio da mudança da temperatura de abastecimento da acumulação, mantendo-se o volume constante.

Nesta fase de avaliação, chamada de Etapa 1, foram considerados diferentes métodos de previsão da demanda energética futura, as quais foram subdivididas em previsões diárias, semanais, mensais e sazonais. Cada uma das alternativas foi simulada para a cidade do Rio de Janeiro, que representa um grande polo habitacional e comercial, com o objetivo de verificar o desempenho de cada uma delas. Nesta etapa foi considerada que a ocupação da edificação é constante para todas as horas de operação do empreendimento e que a previsão da demanda energética futura é precisamente conhecida. As alternativas de previsão consideradas foram:

- a) Previsão diária: realiza o carregamento parcial do tanque de água gelada, com base na demanda energética para o resfriamento da edificação em horário de ponta do dia seguinte.
- b) Previsão semanal: observa a previsão da demanda energética de resfriamento para cada dia da próxima semana, adotando a carga máxima deste período como o padrão para o carregamento do tanque em todos os dias desta semana.
- c) Previsão mensal: observa a previsão da demanda energética de resfriamento para cada dia do próximo mês, adotando a carga máxima deste período como o padrão para o carregamento do tanque em todos os dias deste mês.
- d) Previsão sazonal: faz a diferenciação entre períodos de verão e inverno, adotando a maior demanda de cada período para o carregamento diário do tanque.

A Etapa 2 consistiu na adoção do método preditivo de maior desempenho da Etapa 1 e aplicação do modelo para outras duas cidades de climas bastante distintos, Porto Alegre e Recife. Tal avaliação visa perturbar as características climáticas do modelo, de modo a verificar a existência de uma cidade cujo clima oferece características mais propícias para a adoção do método preditivo.

Na Etapa 3 foi novamente considerado o método de previsão de melhor desempenho das fases anteriores, realizando-se a perturbação diária da ocupação do edifício e simulação para a cidade do Rio de Janeiro. Neste cenário, a ocupação varia ao longo dos diferentes dias do ano, objetivando verificar a influência de tal comportamento sobre o modelo de previsão.

A Etapa 4, por sua vez, consistiu na inserção de perturbações sobre a previsão da carga futura, com o objetivo de estressar o modelo para que fosse verificada a sua resiliência. Nesta etapa foi considerado apenas o modelo preditivo mais eficiente das fases anteriores, sendo simulado para a cidade do Rio de Janeiro.

A Tabela 7 resume cada uma das etapas deste trabalho, para as quais foram desenvolvidas todas as alternativas de climatização anteriormente descritas, sendo elas: o

modelo sem termoacumulação, com termoacumulação e o modelo preditivo. Com isso, o desenvolvimento desse estudo busca abordar as seguintes questões:

- A adoção de um sistema de resfriamento com termoacumulação, cujo carregamento baseia-se na previsão da demanda futura, poderia trazer benefícios econômicos e energéticos?
- Existe um perfil climático mais apropriado para a aplicação deste modelo preditivo?
- Oscilações de uso e ocupação da edificação interferem significativamente na eficiência do modelo preditivo?
- O modelo preditivo suporta perturbações na precisão da previsão de demanda sem que seja afetada a sua eficiência?

A avaliação de cada uma dessas questões, ao longo das etapas do trabalho, foi desenvolvida ponderando-se os parâmetros de desempenho:

- Consumo de energia elétrica;
- Custo da energia elétrica; e
- Somatório de horas não atendidas pela climatização durante o período de ocupação.

Tabela 7 – Descrição das etapas de desenvolvimento do estudo.

Etapa	Método de previsão				Melhor desempenho	Clima			Ocupação		Previsão	
	Diária	Semanal	Mensal	Sazonal		Rio de Janeiro	Porto Alegre	Recife	Constante	Perturbada	Perfeita	Perturbada
1	✓	✓	✓	✓		✓			✓		✓	
2					✓	✓	✓	✓	✓		✓	
3					✓	✓				✓	✓	
4					✓	✓			✓			✓

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

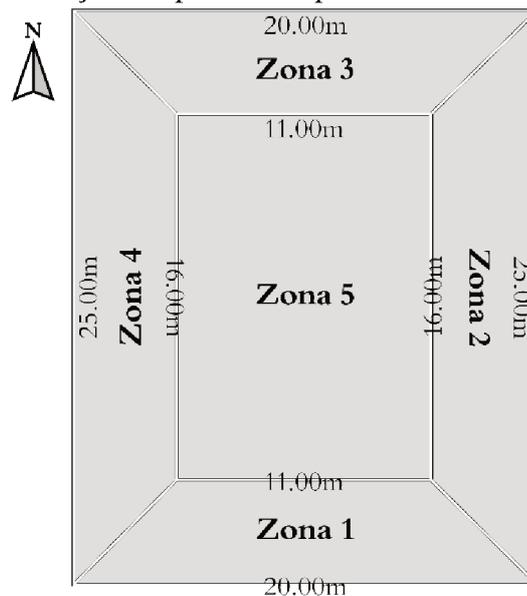
O somatório de horas não atendidas contabiliza a quantidade total de horas no ano em que as temperaturas internas da edificação ultrapassam em mais de 1°C o *setpoint* do sistema de condicionamento de ar, igual a 24°C. O somatório anual é realizado apenas para os períodos em que ocorre ocupação da edificação, sendo o cálculo realizado pelo EnergyPlus mediante a observação da temperatura das zonas dentro de cada intervalo de *timestep*.

Nos subcapítulos 3.1 a 3.6 são descritas as características dos modelos desenvolvidos, sendo discretizados todos os parâmetros e premissas adotados ao longo deste estudo.

3.1 CARACTERÍSTICAS DA EDIFICAÇÃO

Foi adotado um edifício fictício com dimensões de 20,0 m por 25,0 m, com pé-direito de 3,0 m e total de 10 pavimentos. No EnergyPlus, a modelagem dos pavimentos foi realizada para o térreo, pavimento tipo e cobertura, sendo que sobre o pavimento tipo aplica-se um fator que multiplica as cargas internas desse andar. Neste estudo, tal fator foi igual a 8, de modo que, somados ao térreo e cobertura, sejam representados todos os 10 pavimentos da edificação. Em planta (Figura 15), cada pavimento foi subdividido em 5 zonas térmicas, sendo 4 perimetrais e 1 interna, conforme orienta a Instrução Normativa do Inmetro para Etiquetagem de Edificações Comerciais (INI-C) (CB3E, 2017). A representação em planta é idêntica para todos os pavimentos. Todas as zonas térmicas foram consideradas totalmente condicionadas pelo sistema de climatização, com uma soma de 5.000 m² para toda a edificação.

Figura 15 – Representação em planta dos pavimentos da edificação estudada.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

O efeito de contato com o solo no piso do pavimento térreo foi considerado por meio do estabelecimento de uma condição de contorno, através do objeto `SurfaceProperty: OtherSideCoefficients`. Foi considerado que a temperatura da superfície externa do piso encontrava-se 2°C mais fria do que a temperatura interna da zona térmica, conforme descrito como procedimento usual pelo Manual do EnergyPlus *Input Output Reference* (ENERGYPLUS, 2018b).

O sistema construtivo e o padrão de uso e ocupação foram adotados conforme a condição de referência para edificações de escritório, estabelecida pela INI-C, como

apresentado na Tabela 8 e na Tabela 9. A INI-C adota o valor de 10 horas de ocupação por dia, contudo, esse valor foi alterado neste estudo com o objetivo de estender o período de ocupação, de modo a compreender horários de ponta e fora de ponta. Dessa forma, foi considerado um período de ocupação de 12 horas diárias, das 09h00 às 21h00.

Tabela 8 – Características da edificação.

Característica	Valor
Aberturas	
Percentual de abertura da fachada (%)	50,00
Percentual de abertura zenital (%)	0,00
Paredes	
Transmitância da parede (W/m ² .K)	2,39
Absortância da parede	0,50
Capacidade térmica da parede (kJ/m ² .K)	150,00
Cobertura	
Transmitância da cobertura (W/m ² .K)	2,06
Absortância da cobertura	0,80
Capacidade térmica da cobertura (kJ/m ² .K)	233,00
Vidros	
Fator solar do vidro	0,82
Transmitância do vidro (W/m ² .K)	5,70
Ângulo horizontal de sombreamento (°)	0,00
Ângulo vertical de sombreamento (°)	0,00
Cargas internas	
Densidade de potência de iluminação (W/m ²)	14,10
Ocupação (m ² /pessoa)	10,00
Taxa metabólica por pessoa (atividades de escritório – digitação) (W/m ² de pele)	65,00
Área de pele por pessoa (m ²)	1,80
Densidade de potência de equipamentos (W/m ²)	9,70
Horas de ocupação (horas)	12,00
Dias de ocupação (número por ano)	260,00
Setpoint de acionamento do ar condicionado	
Temperatura de <i>setpoint</i> (°C)	24,00

Fonte: Adaptado de CB3E (2017) e ASHRAE (2017).

As concessionárias das cidades deste estudo consideram atualmente distintos horários de ponta entre si, variando entre períodos das 17h30 às 20h30 e das 18h00 às 21h00. Com o objetivo de permitir a melhor comparação do desempenho dos sistemas nos diferentes climas, foi adotada uma faixa comum do horário de ponta para todas cidades, compreendida das 18h00 às 21h00.

Foi incluída a diferenciação entre dias de semana (segunda a sexta-feira) e finais de semana (sábados e domingos), com ocupação apenas durante os dias de semana, desconsiderando-se feriados, o que resultou em 260 dias de operação do edifício durante o ano. Enquanto ocupado, foram mantidos valores constantes do número de pessoas, densidade de potência de iluminação e equipamentos, conforme apresentado na Tabela 8. Exceção a esse

padrão de ocupação foi considerado nos modelos da Etapa 3, onde foram inseridas perturbações sobre tais valores, conforme descrito no subcapítulo 3.4. Ademais, foi considerada uma infiltração constante, no valor de 0,5 trocas de ar por hora, para todas as zonas térmicas, durante períodos em que o condicionamento de ar esteve desligado. Tal infiltração busca representar a entrada de ar por frestas, que ocorre especialmente quando o ambiente não se encontra pressurizado devido a ação do ar condicionado.

Tabela 9 – Propriedades dos elementos construtivos da edificação.

	Espessura (m)	Condutividade térmica (W/m.K)	Peso específico aparente (kg/m ³)	Calor específico (kJ/kg.K)	Resistência térmica total (m ² .K/W)	Transmitância térmica total (W/m ² .K)	Capacidade térmica total (kJ/m ² .K)
Paredes							
Argamassa externa	0,0250	1,15	2.000,00	1,00	0,022		
Bloco cerâmico	0,0134	0,90	1.600,00	0,92	0,015		
Câmara de ar	0,0632	-	-	-	0,175	2,39	150,00
Bloco cerâmico	0,0134	0,90	1.600,00	0,92	0,015		
Argamassa interna	0,0250	1,15	2.000,00	1,00	0,022		
Cobertura							
Telha de fibrocimento	0,0080	0,95	1.900,00	0,84	0,008		
Câmara de ar (> 5 cm)	0,2500	1,19	-	-	0,210	2,06	233,00
Laje de concreto	0,1000	1,75	2.200,00	1,00	0,057		
Piso							
Piso cerâmico	0,0075	1,05	2.000,00	0,92	0,007		
Contrapiso	0,0200	1,15	2.000,00	1,00	0,017	3,43	273,80
Laje de concreto	0,1000	1,75	2.200,00	1,00	0,057		

Fonte: Adaptado de CB3E (2017) e ABNT (2005).

3.2 SISTEMA DE CLIMATIZAÇÃO DO EDIFÍCIO

A descrição do sistema de condicionamento de ar pode ser subdividida entre os três modelos comparativos, modelo sem termoacumulação, com termoacumulação e modelo preditivo, de modo que seja possível apresentar tanto as características comuns, quanto as individuais de cada sistema.

3.2.1 Modelo sem termoacumulação

A climatização de todas as zonas térmicas do edifício é efetuada por meio de resfriamento, com *setpoint* igual a 24°C, não sendo adotado o aquecimento dos ambientes, mesmo durante períodos de baixa temperatura do ar externo. O circuito de climatização é do tipo centralizado com Volume de Ar Variável (VAV), composto por um *chiller* com condensação a ar, com Coeficiente de Performance (COP) de 3,5, e um *fan-coil* por pavimento.

Inicialmente, a modelagem do sistema de climatização no EnergyPlus foi realizada por meio dos *templates*:

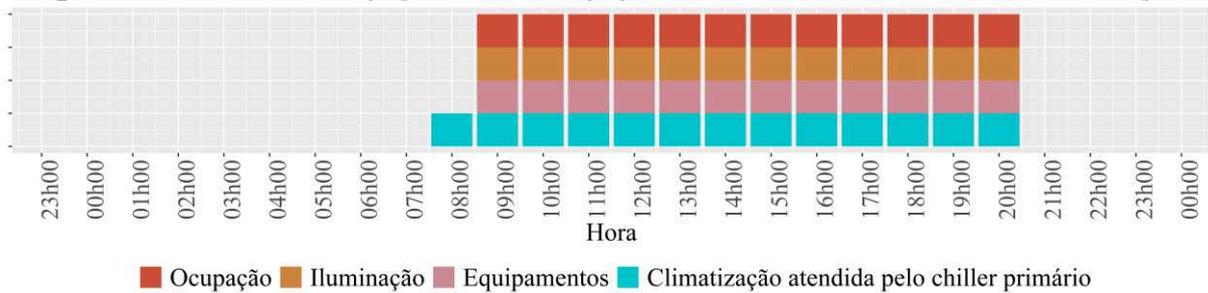
- HVACTemplate:Thermostat;
- HVACTemplate:Zone:VAV;
- HVACTemplate:System:VAV;
- HVACTemplate:Plant:ChilledWaterLoop;
- HVACTemplate:Plant:Chiller.

Após a primeira simulação do modelo, os *templates* geram um arquivo expandido, que discretiza todos os objetos e *inputs* necessários para a simulação da edificação com o sistema de climatização escolhido. Considerando que o enfoque deste estudo não visa a representação de um sistema de ar condicionado real específico, assim como não contempla o processo de dimensionamento de cada uma das máquinas que compõem tal sistema, a maior parte dos *inputs* dos objetos referentes ao ar condicionado no EnergyPlus foram mantidos em modo de “auto dimensionamento”, também chamado de *autosize*, ou adotando-se dados padrão do programa. Dessa forma, parâmetros como a capacidade nominal dos *chillers* foram estabelecidos pelo próprio EnergyPlus, conforme processo de dimensionamento descrito no seu Manual de Engenharia (ENERGYPLUS, 2018a). O dimensionamento das máquinas foi realizado com base no arquivo climático durante todo o ano, por meio da adoção do objeto *SizingPeriod:WeatherFileDays*.

O Apêndice A apresenta os principais *inputs* adotados para o condicionamento artificial no EnergyPlus. Conforme orientação da ASHRAE 90.1, Apêndice G (ASHRAE, 2016a), foi adotado um fator de majoração da carga térmica da edificação igual a 1,15, levando a um coeficiente de segurança de 15% para os equipamentos do sistema de resfriamento. Além disso, ainda segundo a ASHRAE 90.1, foi considerado aceitável um número de horas não atendidas para resfriamento, durante período de ocupação, até 300 horas para todo o ano.

Com o objetivo de evitar a ocorrência de excessivas horas não atendidas no início da ocupação da edificação, a climatização artificial foi programada para ser acionada com uma hora de antecedência em relação à ocupação, ou seja, às 08h00 da manhã. A Figura 16 ilustra a operação dos diferentes equipamentos no modelo sem acumulação.

Figura 16 – Padrão de ocupação e uso de equipamentos no modelo sem termoacumulação.



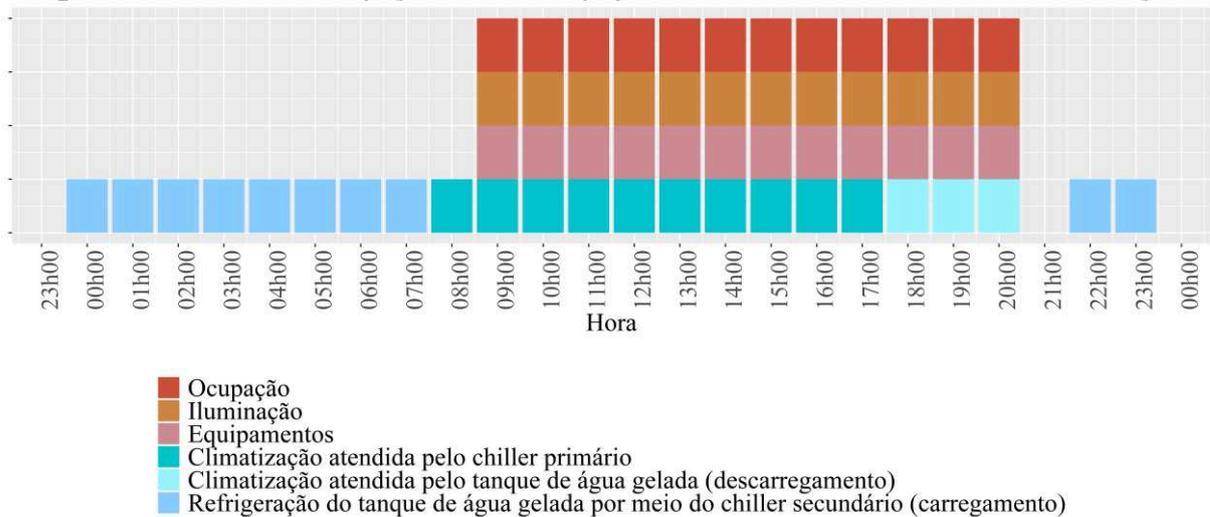
Fonte: Elaborada pela autora (2019).

3.2.2 Modelo com termoacumulação

Este modelo foi desenvolvido tendo como base o modelo sem termoacumulação, a partir do qual foi inserido um novo circuito, composto pelo tanque de armazenamento de água gelada e por um *chiller* secundário, também com condensação a ar, para o carregamento da termoacumulação. Nesse modelo, portanto, são incluídos dois objetos do *chiller* no EnergyPlus, primário e secundário. O *chiller* primário, com COP de 3,5, tem como objetivo atender à climatização da edificação fora do horário de ponta. O *chiller* secundário, por sua vez, realiza o carregamento do tanque de água gelada durante o período noturno, possuindo um COP de 3,0. Em horário de ponta, a climatização é atendida pelo descarregamento da termoacumulação. Tal configuração de *chillers* foi adotada devido às características dos objetos do EnergyPlus e dos tipos de controles disponíveis no programa, especialmente no que tange o uso do tanque de água gelada. No entanto, em um caso real, os dois *chillers* empregados seriam representados por uma mesma máquina.

O modelo com termoacumulação contempla o deslocamento da carga de resfriamento do horário de ponta para o período noturno, por meio do uso do armazenamento de energia, sendo adotada a estratégia de armazenamento total (*full storage*). No entanto, este modelo não considera a previsão de demanda futura, ou seja, o tanque é continuamente abastecido com uma mesma carga preestabelecida. O carregamento do tanque ocorre diariamente a partir das 22h00, uma hora após o fim do período de ocupação, observando-se a diferenciação entre dias de semana e finais de semana. Com isso, visto que nos finais de semana não ocorre ocupação do edifício, nas sextas-feiras à noite não são realizados carregamentos da acumulação, passando a ocorrer nos domingos após as 22h00. A Figura 17 ilustra a operação dos diferentes equipamentos no modelo descrito.

Figura 17 - Padrão de ocupação e uso de equipamentos no modelo com termoacumulação.



A representação do tanque de acumulação de água gelada foi realizada por meio do objeto *ThermalStorage:ChillerWater:Stratified*, que considera o efeito de estratificação da água, conforme sua temperatura e densidade. O dimensionamento do tanque foi realizado conforme o recomendado pela *ASHRAE HVAC Systems and Equipments* (ASHRAE, 2016b), considerando-se o dia com maior carga térmica no ano, cuja informação foi obtida por meio da simulação prévia do modelo sem termoacumulação. A carga térmica horária removida da edificação foi obtida a partir da variável de saída *Chiller Evaporator Cooling Energy*, que representa a transferência de calor no evaporador, correspondendo ao resfriamento fornecido pelo *chiller*.

A temperatura da água mantida no tanque foi adotada igual a 5,0°C, respeitando-se o limite mínimo de 4,0°C, que representa o seu estágio de maior densidade. O *chiller* secundário, que realiza o carregamento do tanque, foi configurado com um *setpoint* de 4,8°C para o fornecimento da água gelada. Tal diferença da temperatura do tanque e a de fornecimento do *chiller* foi inserida para que o equipamento pudesse identificar quando a acumulação estava completamente carregada, evitando que o *chiller* permanecesse continuamente carregando a acumulação.

O dimensionamento do tanque foi realizado com base na maior carga térmica anual, decorrente em horário de ponta, cujo volume foi calculado por meio da Equação 6, com arredondamento para cima, adotando-se um múltiplo de 5. A carga armazenada em um tanque de água gelada está diretamente relacionada à diferença de temperatura entre a água armazenada e, posteriormente fornecida para o resfriamento da edificação, e a temperatura da água de retorno ao tanque. Tal diferença de temperatura (ΔT) foi considerada igual a 9°C, sendo o calor

específico (c_p) igual a 4.184 J/kg.K e a densidade (ρ) igual a 998 kg/m³. Segundo a ASHRAE *HVAC Systems and Equipments* (ASHRAE, 2016b), a eficiência do tanque depende de características como a espessura da termoclina (*thermocline*) e a profundidade do tanque, devendo ser apropriadamente calculada em um projeto de engenharia. Neste trabalho, contudo, tal fator de eficiência não foi considerado no cálculo do volume do tanque, sendo adotado o valor de 1,0 (100% de eficiência).

$$V = \frac{\text{Capacidade térmica requerida}}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T} \quad (6)$$

Onde:

- V é o volume do tanque (em m³);
- A capacidade térmica requerida é inserida em Joules;
- ρ é a densidade (em kg/m³);
- c_p é o calor específico (em J/kg.K);
- ΔT é a diferença de temperatura (em °C).

No modelo do EnergyPlus, o armazenamento de água gelada foi considerado localizado externamente à edificação, ou seja, exposto ao ambiente e às temperaturas externas. Foi adotado um tanque em formato cilíndrico, com altura aproximadamente igual ao dobro do diâmetro, conforme estudado por Ievers e Lin (2009) e ASHRAE (2016b), que constataram que tal proporção favorece a estratificação, quando comparado a tanques horizontais. Na composição de suas paredes foi considerada uma camada de 15 cm de concreto, com revestimento de 5,4 cm de espuma rígida de poliuretano, resultando em uma transmitância térmica total igual a 0,52 W/m².K (Tabela 10).

Tabela 10 - Propriedades dos elementos construtivos do tanque de água gelada.

	Espessura (m)	Condutividade térmica (W/m.K)	Peso específico aparente (kg/m ³)	Calor específico (kJ/kg.K)	Resistência térmica total (m ² .K/W)	Transmitância térmica total (W/m ² .K)	Capacidade térmica total (kJ/m ² .K)
Tanque de água gelada							
Parede de concreto	0,150	1,75	2.200,00	1,00	0,086		
Espuma rígida de poliuretano	0,054	0,03	30,00	1,67	1,800	0,52	332,71

Fonte: Adaptado de ABNT (2005).

3.2.3 Modelo preditivo

O controle preditivo foi realizado por meio da pré-simulação do modelo sem termoacumulação, a partir do qual foi obtida a energia térmica diária a ser retirada da edificação durante o horário de ponta, considerando a variável de saída *Chiller Evaporator Cooling Energy*. Essa informação foi processada por meio de um código de programação desenvolvido no *software* R (R CORE TEAM, 2019), através da utilização da plataforma RStudio (RSTUDIO TEAM, 2016), que calculou a variação de temperatura (ΔT) necessária da água do tanque para o atendimento de determinada carga, considerando um volume constante, previamente dimensionado e adotado no modelo com termoacumulação sem previsão. A partir de uma temperatura de retorno da água igual a 14,0°C, que equivale à temperatura padrão da água de 5,0°C mais o ΔT de 9,0°C, foi calculada a temperatura diária de abastecimento do tanque. Dessa forma, a mudança da carga da acumulação foi inserida por meio da variação da temperatura da água armazenada no tanque. A temperatura de *setpoint* do *chiller* secundário, por sua vez, foi definido como a temperatura do tanque menos 0,2°C.

Após calculadas as novas temperaturas do tanque e do *chiller* secundário, foi realizada a organização dos novos *setpoints* de modo que fossem informados a partir das 22h00 do dia anterior ao período cuja carga havia sido calculada. Esse padrão de operação foi inserido no modelo do EnergyPlus por meio do objeto *Schedule:File*, que faz a leitura de um arquivo em formato .csv com, pelo menos, 8.760 valores, correspondentes à todas as horas do período de um ano.

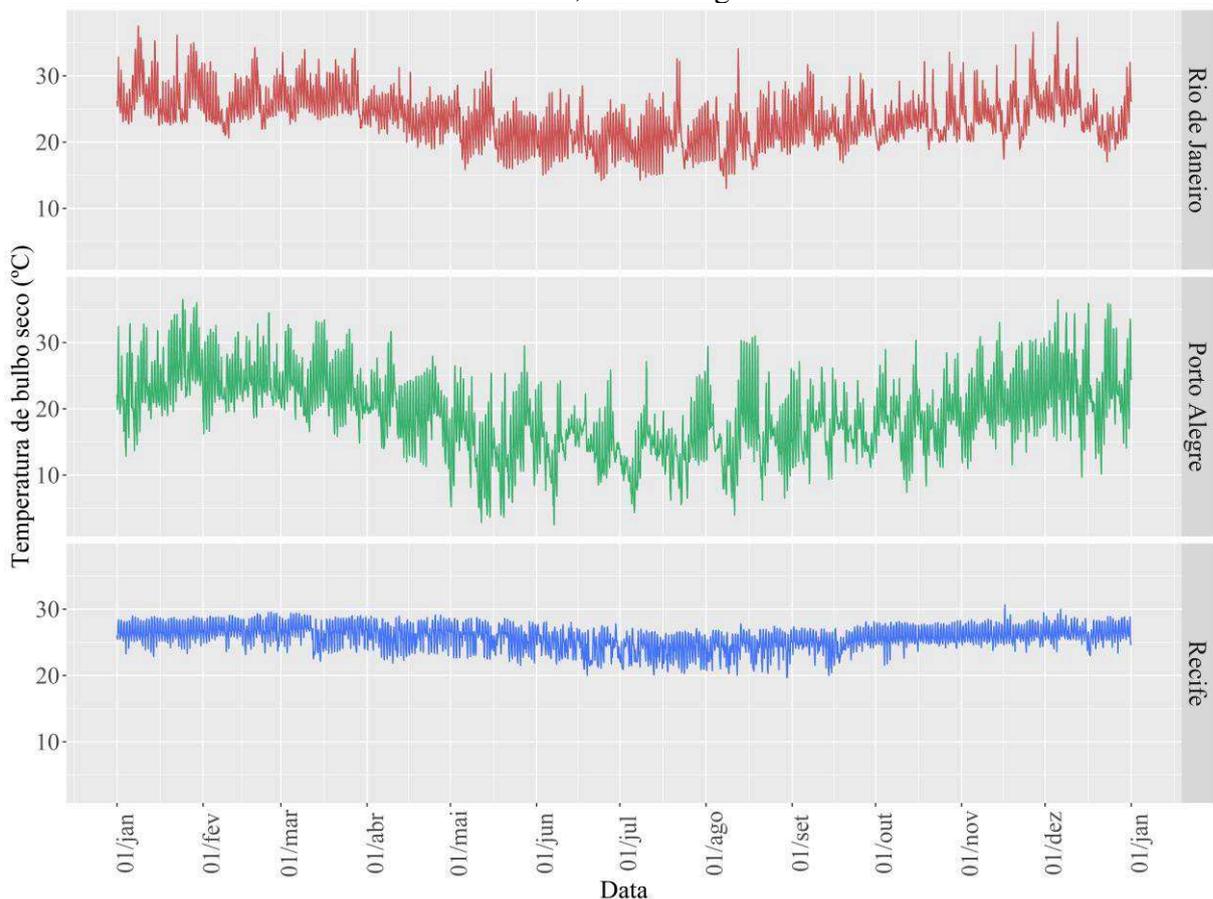
O padrão de previsões foi adotado segundo quatro distintos métodos: previsões diárias, semanais, mensais e sazonais. As previsões diárias consideram a variação da carga de resfriamento em horário de ponta diariamente, informando no período anterior a temperatura de carregamento do tanque de forma que seja atendido exatamente o necessário para o dia seguinte. As previsões semanais analisam a carga diária de cada dia da próxima semana e adotam a carga máxima como referência para o carregamento do tanque durante todos os dias desta semana. As previsões mensais fazem o mesmo que as semanais, porém considerando o período de um mês. As previsões sazonais, por sua vez, dividem o ano entre período quente e frio, sendo os meses entre dezembro e abril englobados no período quente, enquanto os demais meses correspondem ao período frio. O mesmo processo realizado para as previsões semanais e mensais é aplicado para a previsão sazonal, considerando a carga máxima do tanque no período como referência para o carregamento diário.

3.3 PERFIS CLIMÁTICOS E PERTURBAÇÃO CLIMÁTICA

As cidades abordadas neste estudo foram o Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife, que representam locais com características climáticas bastante distintas entre si, conforme pode ser visualizado na Figura 18, gerada a partir dos dados dos respectivos arquivos climáticos, do tipo *Test Reference Year (TRY)*, de Crawley e Lawrie (2019) (Tabela 11).

A partir da simples observação do padrão horário das temperaturas de bulbo seco de cada uma das cidades, pode-se perceber progressivos níveis de variação. Porto Alegre foi adotada neste estudo como uma representação de um clima com grande variação diária e anual das temperaturas externas, enquanto Recife representa um clima com temperaturas quase constantes ao longo de todo o ano. O Rio de Janeiro foi adotado como um clima intermediário entre os anteriores. Além disso, outro critério para a escolha das cidades foi a necessidade de que fossem grandes polos habitacionais e comerciais, mais propícios a adoção de soluções de climatização com termoacumulação.

Figura 18 – Variação horária da temperatura de bulbo seco, ao longo do ano, para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.



Fonte: Adaptado de Crawley e Lawrie (2019).

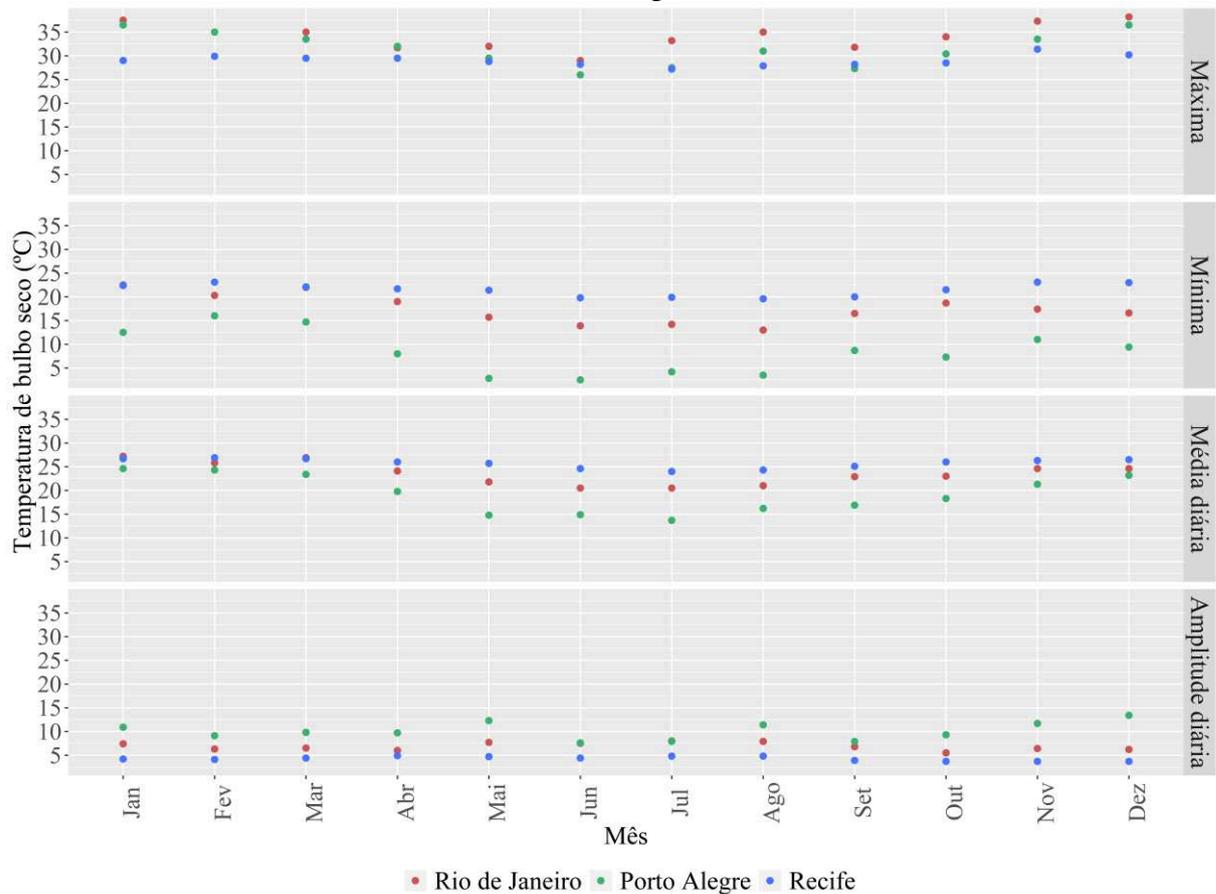
Tabela 11 – Informações dos arquivos climáticos utilizados no estudo.

Cidade	Tipo	Ano	Nome do arquivo climático
Rio de Janeiro	TRY	1963	BRA_RJ_Rio.de.Janeiro-Galeao-Jobim.Intl.AP.837460_TRY.1963
Porto Alegre	TRY	1954	BRA_RS_Porto.Alegre-Filho.Intl.AP.839710_TRY.1954
Recife	TRY	1962	BRA_PE_Recife-Guararapes-Freyre.Intl.AP.828990_TRY.1962

Fonte: Adaptado de Crawley e Lawrie (2019).

A Figura 19, também gerada a partir dos dados dos arquivos climáticos, apresenta as temperaturas máximas, mínimas e médias diárias para cada mês do ano, assim como a amplitude diária. O Rio de Janeiro representa a cidade com temperaturas máximas mensais mais elevadas, enquanto Porto Alegre apresenta as mínimas mensais mais baixas. Recife, por outro lado, possui o clima com maiores temperaturas médias diárias, com menor variação durante o ano. Além disso, a amplitude diária de temperatura em Recife também é a menor, confirmando a premissa de que este seria o clima com características mais constantes ao longo do dia e do ano, dentre as cidades selecionadas.

Figura 19 – Estatísticas mensais da temperatura de bulbo seco para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.



Fonte: Adaptado de Crawley e Lawrie (2019).

A Etapa 2 deste trabalho contempla a perturbação climática dos modelos sem termoacumulação, com termoacumulação e modelo preditivo. Essa perturbação foi realizada por meio da simulação de cada modelo para as cidades de Porto Alegre e Recife, além do Rio de Janeiro, já abordado anteriormente. O objetivo desta fase é o de verificar a influência do clima sobre o desempenho do modelo preditivo.

Intuitivamente, parte-se da premissa de que a existência de grande variabilidade diária da carga térmica representaria um atrativo para a adoção de um sistema com previsão, em detrimento da acumulação convencional. Um clima com pouca variação, no entanto, teoricamente não se beneficiaria desta solução, pois o carregamento uniforme da acumulação já apresentaria o padrão semelhante à ocorrência de cargas térmicas diárias na edificação. Desta forma, a Etapa 2 foi inserida neste estudo para confirmar ou refutar tal hipótese, promovendo um melhor delineamento do alcance de aplicação do modelo preditivo.

3.4 PERTURBAÇÃO DA OCUPAÇÃO

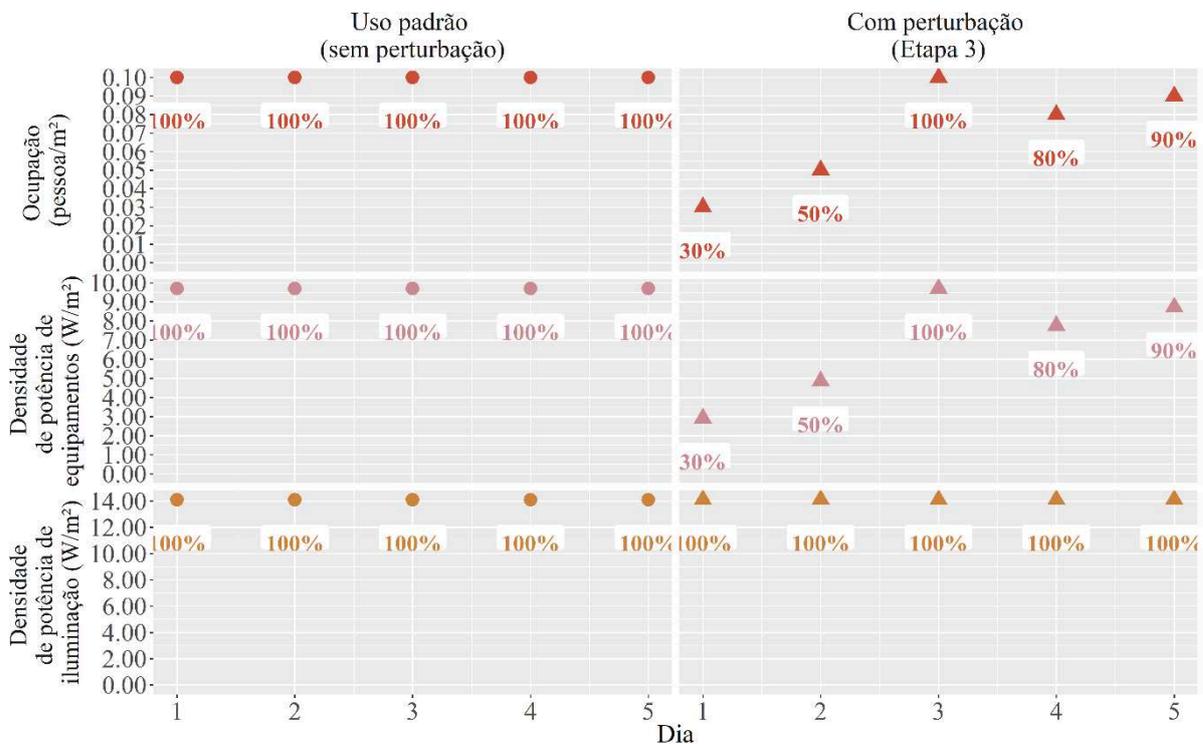
A perturbação na ocupação do edifício foi inserida com o objetivo de representar um padrão com maior inconstância das cargas internas, que passa a refletir sobre a oscilação da carga térmica a ser removida pela termoacumulação durante os horários de ponta. Em teoria, uma edificação com maior variação de carga faria com que um modelo preditivo fosse mais atrativo do que uma edificação cujo consumo de energia é aproximadamente constante ao longo de todo o ano. Por esse motivo, a presente etapa busca analisar a influência da oscilação da ocupação sobre a eficácia do modelo preditivo.

Mantendo o mesmo período de uso da edificação, das 09h00 às 21h00, a perturbação da ocupação foi aplicada sobre o número de pessoas presentes na edificação e sobre o uso de equipamentos elétricos, ambos variando na mesma proporção. O uso da iluminação foi considerado constante e igual às demais etapas. Foi adotada uma variação diária, ou seja, ao invés de utilizado 100% da ocupação durante todos os dias de semana do ano, esse valor variou entre 30 e 100% para cada dia. Dessa forma, para a área total do edifício, igual a 5.000 m², por exemplo, considerando o padrão de 10 m² por pessoa (Tabela 8), 100% da ocupação seria equivalente a 500 pessoas, enquanto 30% corresponderia a 150 pessoas. A variação da densidade de potência relativa ao uso de equipamentos foi realizada de igual forma, considerando o padrão estabelecido na Tabela 8. A Figura 20 exemplifica a forma como a perturbação foi considerada no uso da edificação.

Os percentuais aplicados sobre pessoas e equipamentos foram gerados por meio do *software* R, a partir de uma distribuição randômica assimétrica à esquerda, com 260 valores, equivalentes à quantidade de dias ocupados da edificação. A assimetria a esquerda foi adotada com o objetivo de que fosse maior a ocorrência de valores próximos de 100%, de modo a não descaracterizar totalmente o padrão de ocupação da edificação.

Nos modelos desta etapa, foram fixados os mesmos valores de dimensionamento para a capacidade nominal dos *chillers* e o volume do tanque de acumulação que os utilizados nas fases anteriores.

Figura 20 – Ilustração explicativa a respeito da forma de aplicação da perturbação sobre o número de pessoas e o uso de equipamentos na edificação.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

3.5 PERTURBAÇÃO DA PREVISÃO

A perturbação da previsão de carga busca reproduzir aproximadamente as imprecisões que inevitavelmente estariam atreladas a um modelo de previsão real. A partir da perturbação da carga térmica, pode-se representar a dificuldade de se prever, tanto o comportamento meteorológico, quanto o próprio padrão de uso e ocupação do edifício. Considerando tal dificuldade, essa etapa visa estressar o modelo de previsão de modo a analisar o efeito dessas

perturbações sobre o seu desempenho. As respostas que se espera responder nessa fase dizem respeito à resiliência do modelo em manter-se economicamente interessante mesmo quando a previsão adota uma carga térmica significativamente maior ou menor do que o necessário, sem que seja ultrapassada a quantidade máxima de horas não atendidas pela climatização durante o ano, equivalente a 300 horas.

A variação sobre a previsão foi inserida gradualmente, durante o processo de cálculo da carga diária do tanque, com a multiplicação de toda a carga térmica em horário de ponta pelos fatores da Tabela 12. Com isso, foram gerados 12 casos de perturbação da previsão, que foram posteriormente comparados com os modelos com termoacumulação não perturbados, com e sem previsão de carga.

Tabela 12 – Descrição dos casos de perturbação da previsão.

Caso	Percentual de perturbação da carga	Fator aplicado sobre a carga
1	+1%	1,01
2	+5%	1,05
3	+10%	1,10
4	+20%	1,20
5	+30%	1,30
6	+40%	1,40
7	-1%	0,99
8	-5%	0,95
9	-10%	0,90
10	-20%	0,80
11	-30%	0,70
12	-40%	0,60

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Os casos de perturbação podem ser compreendidos da seguinte forma, tomando como exemplo o caso 3, com +10% de perturbação da carga. Nesta situação, após calculadas as cargas diárias a serem carregadas no tanque, cujos valores correspondem a exata necessidade da edificação nos horários de ponta, cada valor diário de carga foi multiplicado pelo fator de 1,10. Dessa forma, para o caso 3, foi considerado que, em todos os dias ocupados do ano, a termoacumulação foi carregada com uma carga 10% maior do que seria, de fato, necessário. Por outro lado, se analisado o caso 10 (fator de 0,80), todos os carregamentos do tanque ao longo do ano foram realizados subestimando-se a carga térmica da edificação em 20%.

Ao majorar-se a carga térmica da edificação (perturbações positivas), faz-se com que seja armazenada água no tanque em menor temperatura do que o necessário, de acordo com uma previsão de carga perfeitamente conhecida. A redução da temperatura da água, no entanto, foi limitada até o valor padrão de 5°C. Por outro lado, quando se subestima a carga térmica

(perturbações negativas), foi considerado o carregamento da água com temperaturas superiores à necessidade do sistema de climatização da edificação.

3.6 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Todas as etapas deste estudo foram acompanhadas pela simulação do custo da energia elétrica para cada um dos modelos, adotando-se as tarifas referentes às concessionárias de energia elétrica de cada um dos locais estudados. Considerando o tipo de edificação e a proporção do consumo de energia, foram adotadas as tarifas do nível de tensão A4, que compreende níveis entre 2,3 e 25,0 kV, considerando as modalidades tarifárias horárias verde e azul. Os valores das tarifas, assim como os tributos ICMS, PIS e COFINS, incidentes sobre elas, foram obtidos nos próprios *websites* das concessionárias, conforme apresentado na Tabela 13 e na Tabela 14. As concessionárias de energia elétrica adotadas para o Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife foram, respectivamente, a Light, a Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). O cálculo da tarifa energética com tributos foi realizado por meio da Equação 7.

Não foram simulados cenários de contratação de demanda de energia elétrica. A contabilização da parcela referente à demanda da estrutura horária verde foi equivalente ao registrado em cada mês. Além disso, com o objetivo de permitir a melhor comparação do desempenho dos sistemas nas diferentes cidades, foi considerado o mesmo horário de ponta para todos os modelos, equivalente ao período das 18h00 às 21h00.

Tabela 13 – Preço da energia elétrica aplicada no Rio de Janeiro, em Porto Alegre e em Recife.

Estrutura horária	Tipo de contabilização	Rio de Janeiro		Porto Alegre		Recife	
		Sem tributos	Com tributos	Sem tributos	Com tributos	Sem tributos	Com tributos
Azul	Demanda de ponta (R\$/kW)	32,45	50,47	38,43	58,29	42,43	58,87
	Demanda fora de ponta (R\$/kW)	17,50	27,22	16,94	25,69	14,84	20,59
	Energia de ponta (R\$/kWh)	0,57	0,88	0,55	0,83	0,45	0,63
	Energia fora de ponta (R\$/kWh)	0,39	0,61	0,37	0,56	0,29	0,41
Verde	Demanda (R\$/kW)	17,50	27,22	12,88	19,54	14,84	20,59
	Energia de ponta (R\$/kWh)	1,35	2,10	1,79	2,72	1,48	2,05
	Energia fora de ponta (R\$/kWh)	0,39	0,61	0,39	0,60	0,29	0,41

Fonte: Adaptado de Light Energia (2019), CEEE (2019) e CELPE (2019).

Tabela 14 – Tributos aplicados sobre as tarifas de energia elétrica.

Tributo	Rio de Janeiro	Porto Alegre	Recife
PIS (%)	5,70	0,72	0,52
COFINS (%)		3,35	2,40
ICMS (%)	30,00	30,00	25,00

Fonte: Adaptado de Light Energia (2019), CEEE (2019) e CELPE (2019)

$$\text{Preço final} = \frac{\text{Preço homologado}}{(1 - \text{PIS} - \text{COFINS} - \text{ICMS})} \quad (7)$$

Onde:

- PIS é tributo referente ao Programas de Integração Social;
- COFINS é o tributo referente à Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;
- ICMS é o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços.

4 RESULTADOS

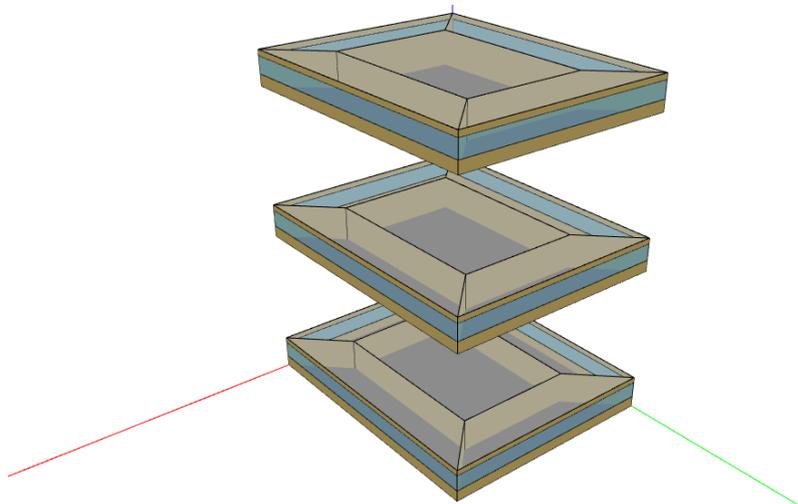
Neste capítulo são apresentados os resultados deste estudo, os quais subdividem-se entre cada uma das etapas do trabalho.

4.1 RESULTADOS DA ETAPA 1

A Etapa 1 consistiu no desenvolvimento das três alternativas comparativas para a climatização do edifício: sistema centralizado sem termoacumulação, com termoacumulação e termoacumulação com previsão de carga. A previsão foi analisada segundo diferentes métodos: diário, semanal, mensal e sazonal.

Nesta fase, todos os modelos foram simulados para o clima do Rio de Janeiro. O primeiro passo realizado nesta etapa foi a modelagem da edificação previamente descrita, dentro do *software* EnergyPlus (versão 9.0.1), onde foi caracterizado o padrão de ocupação, materiais construtivos e geometria, ilustrada pela Figura 21.

Figura 21 – Modelo da edificação desenvolvido no *software* EnergyPlus, com visualização da envoltória obtida por meio da interface do *software* OpenStudio².



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

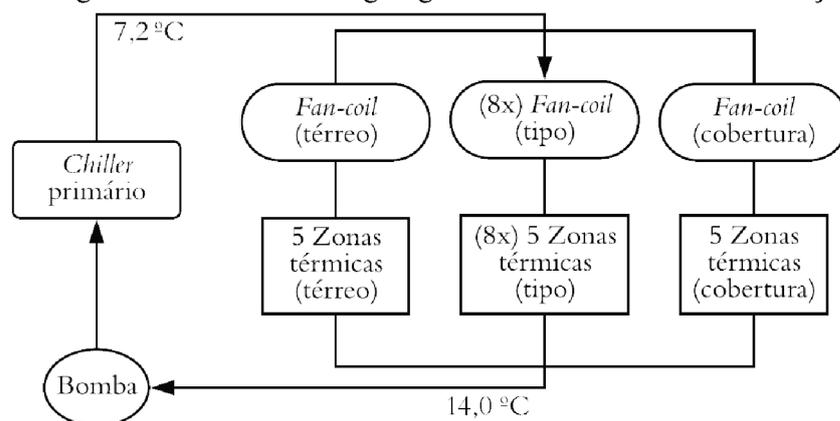
O sistema de ar condicionado foi modelado com o auxílio de *templates* que, após expandidos, foram ajustados de modo a formar cada um dos casos comparativos. Sempre que possível, foram mantidos valores em *autosize* para o dimensionamento dos equipamentos que compõem os sistemas.

² OpenStudio®, versão 2.8.0. Disponível em: <<https://www.openstudio.net/>>

A) Modelo sem termoacumulação

O sistema de climatização do modelo sem termoacumulação foi dimensionado por meio do modo *autosize* do EnergyPlus, com base em todo o período anual do arquivo climático (objeto *SizingPeriod:WeatherFileDays*), resultando em 189,75 horas não atendidas durante a ocupação da edificação, com um *chiller* de capacidade nominal igual a 917 kW. Foi considerado apenas o resfriamento dos ambientes, com *setpoint* de temperatura igual a 24°C. Como o propósito deste estudo não engloba as particularidades do dimensionamento de cada máquina do sistema e, observando que o limite de horas não atendidas não foi ultrapassado, foi mantido o dimensionamento realizado pelo *software*, cujas informações podem ser verificadas no Apêndice A. A Figura 22 apresenta um fluxograma ilustrando a composição e disposição das máquinas que compõem o modelo.

Figura 22 – Fluxograma do circuito de água gelada do sistema de climatização sem TES.

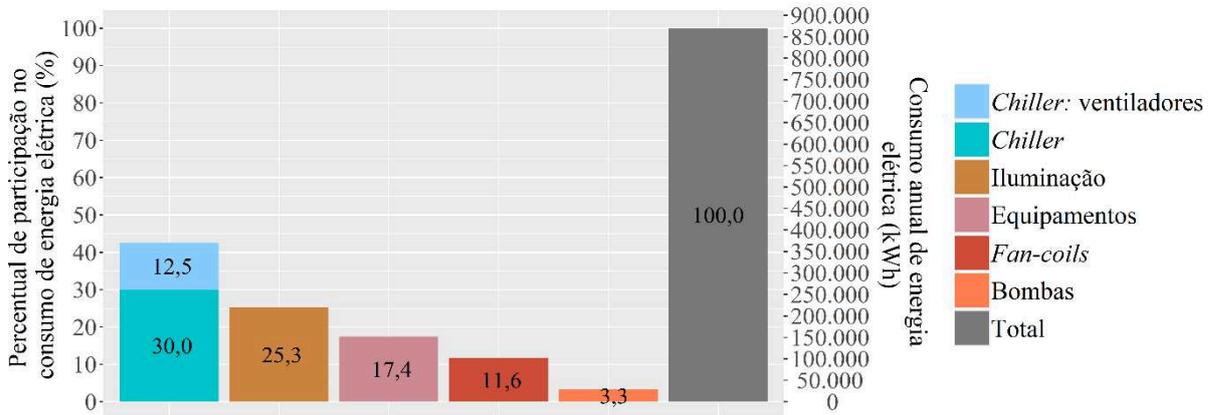


Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Após a modelagem e simulação da alternativa sem termoacumulação, foram analisados os relatórios das variáveis de saída pertinentes a essa análise, sendo os principais parâmetros de desempenho considerados: consumo e custo anual de energia elétrica e o somatório anual de horas não atendidas pelo condicionamento de ar durante a ocupação.

Neste modelo, a participação no consumo anual de energia elétrica da edificação ocorre conforme o apresentado na Figura 23. O *chiller* consome o equivalente a 42,5% da energia elétrica, sendo 12,5% referentes aos ventiladores da condensadora. *Fan-coils* e bombas, que também compõem o sistema de climatização, representam 11,6% e 3,2% do consumo, respectivamente. O consumo anual de energia elétrica do modelo sem termoacumulação foi de 870.007 kWh, ou 174,0 kWh/m², considerando 5.000 m² de área condicionada.

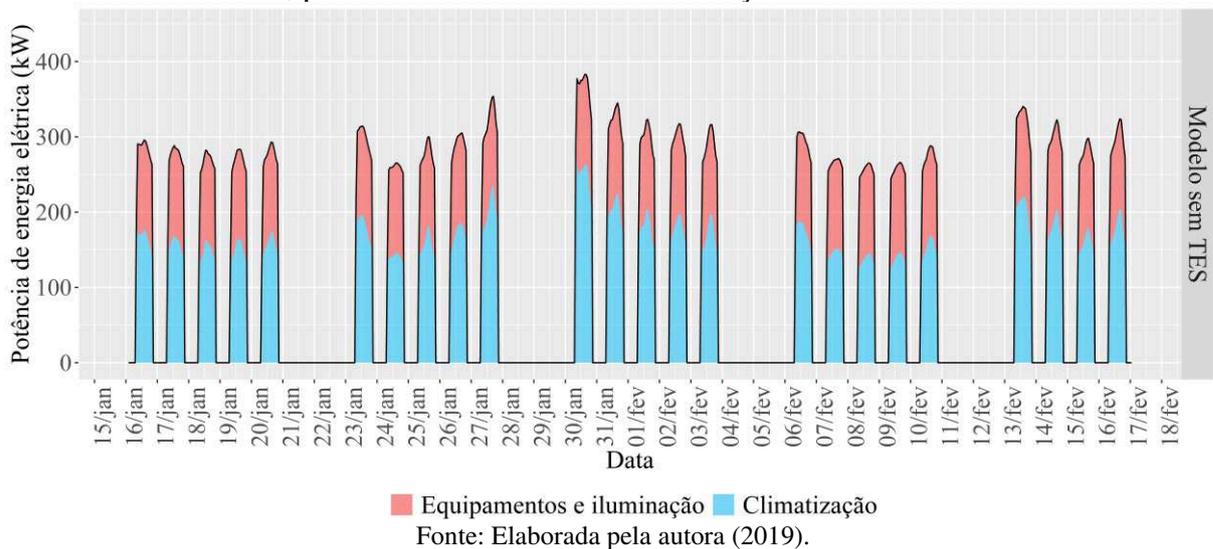
Figura 23 – Proporção de usos finais da energia elétrica para o modelo sem termoacumulação na cidade do Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A Figura 24 ilustra a demanda horária de potência de energia elétrica requerida pela edificação no período de um mês, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, subdividida entre a potência necessária para a operação dos equipamentos e da iluminação, e a potência demandada pela climatização, cujos valores foram obtidos por meio das variáveis *Facility Total Building Electric Demand Power* e *Facility Total HVAC Electric Demand Power*, respectivamente.

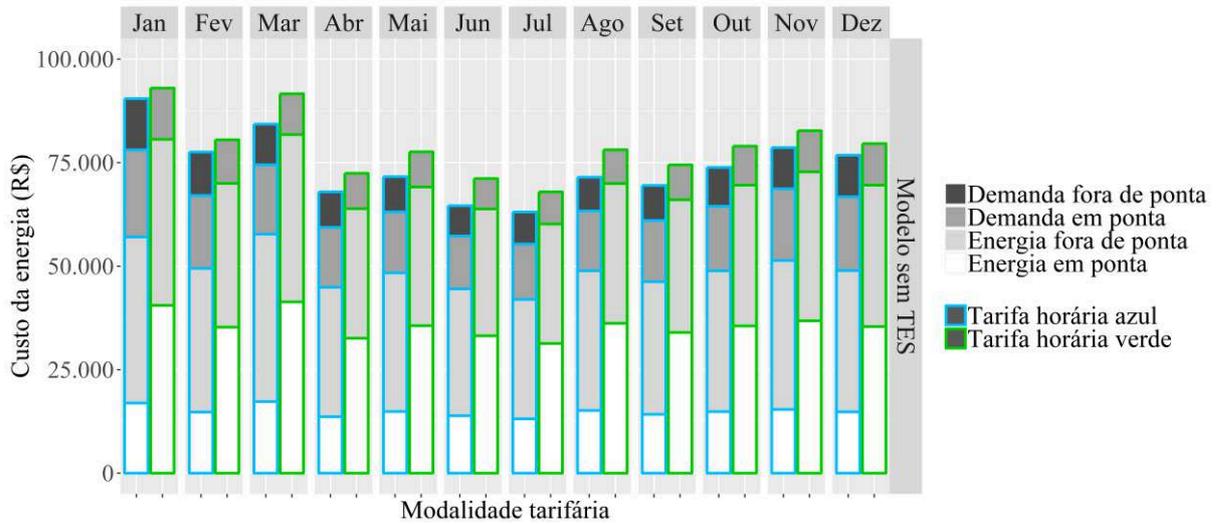
Figura 24 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para o modelo sem termoacumulação na cidade do Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

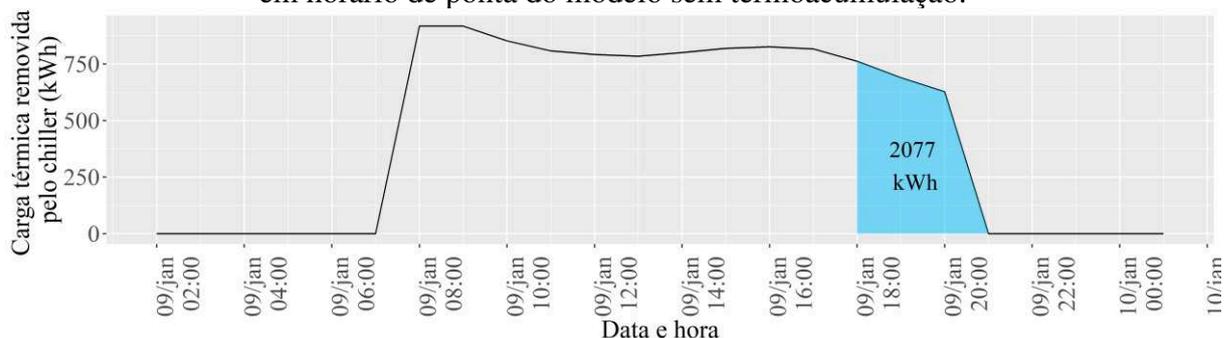
A Figura 25 representa o custo mensal da energia elétrica para o modelo sem TES no Rio de Janeiro, segundo as duas modalidades tarifárias horárias, azul e verde. Além disso, os custos são subdivididos segundo as parcelas atribuídas ao consumo de energia dentro e fora de ponta, assim como de demanda dentro e fora de ponta. A tarifa horária azul apresentou o menor custo mensal e anual para o empreendimento, com total de R\$ 889.888, ou R\$ 177,98 por m².

Figura 25 – Custo mensal da energia elétrica, para o modelo sem termoacumulação, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade do Rio de Janeiro.



O perfil de remoção de carga térmica do *chiller* primário, que representa a quantidade de resfriamento fornecida pelo equipamento, descrita pela variável de saída *Chiller Evaporator Cooling Energy*, é apresentado na Figura 26. Esta figura apresenta o dia 9 de janeiro, equivalente ao dia de maior carga térmica de resfriamento em horário de ponta durante o ano, considerando o modelo sem termoacumulação. A partir desse perfil, foi realizado o dimensionamento do volume do tanque para os demais modelos com TES no Rio de Janeiro.

Figura 26 – Perfil de remoção de carga térmica do *chiller* primário no dia de maior consumo em horário de ponta do modelo sem termoacumulação.

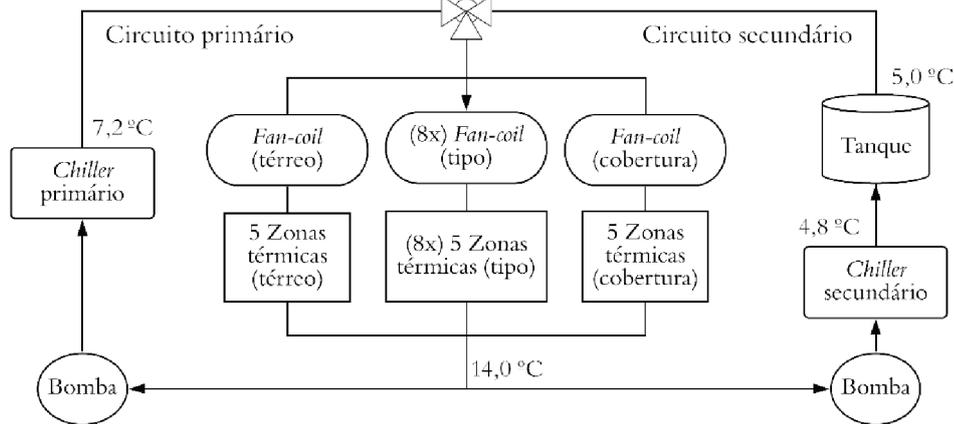


B) Modelo com termoacumulação sem previsão

Considerando uma carga máxima de 2.077 kWh e a diferença de 9°C de temperatura de entrada e saída da água, conforme procedimentos descritos no subcapítulo 3.2.2, o tanque foi dimensionado com volume de 200 m³, com capacidade máxima de 2.088 kWh, para os

modelos com termoacumulação no Rio de Janeiro. Nestes modelos, o *chiller* primário teve capacidade nominal igual ao modelo sem TES, com 917 kW, enquanto o *chiller* secundário, responsável pelo carregamento da termoacumulação, foi dimensionado com capacidade nominal de 436 kW. A Figura 27 apresenta um fluxograma ilustrando a composição e disposição das máquinas que compõem o modelo com tanque de água gelada.

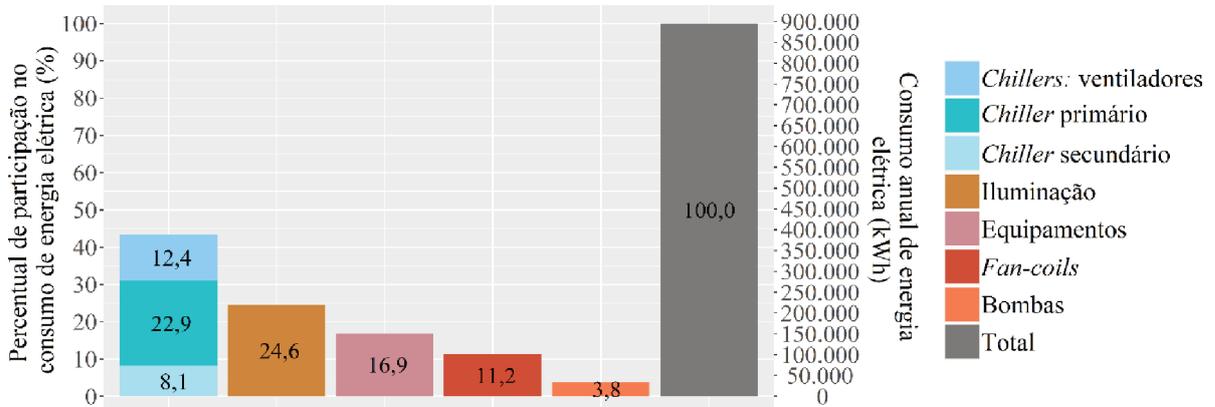
Figura 27 - Fluxograma do circuito de água gelada do sistema de climatização com TES.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A participação no consumo anual de energia elétrica da edificação ocorre conforme a Figura 28. O processo de resfriamento do edifício consome o equivalente a 43,4% da energia elétrica, sendo 22,9% utilizado pelo *chiller* primário, 8,1% pelo *chiller* secundário e 12,4% pelos ventiladores dos dois equipamentos.

Figura 28 - Proporção de usos finais da energia elétrica, para o modelo com termoacumulação, na cidade do Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Referente ao modelo com termoacumulação sem previsão, a Figura 29 apresenta a demanda horária de potência de energia elétrica requerida pela edificação no período entre 16

de janeiro e 16 de fevereiro, subdividida entre a potência para equipamentos e iluminação, e potência destinada ao sistema de climatização. É possível observar neste modelo o deslocamento de grande parte da carga do horário de ponta para o período noturno, devido à ação da acumulação de energia. A inclusão da acumulação de água gelada provocou o aumento de 2,90% no consumo anual de energia, como frequentemente ocorre, segundo Lin *et al.* (2014), porém, o custo anual despendido com a energia elétrica foi reduzido em 11,05%. O consumo anual de energia elétrica no modelo com termoacumulação foi igual a 895.275 kWh, ou 179,06 kWh/m², enquanto o seu custo anual foi de R\$ 791.548, ou R\$ 158,31 por metro quadrado, segundo a tarifa horária azul. O custo mensal da energia elétrica é apresentado na Figura 30.

Figura 29 - Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para o modelo com termoacumulação na cidade do Rio de Janeiro.

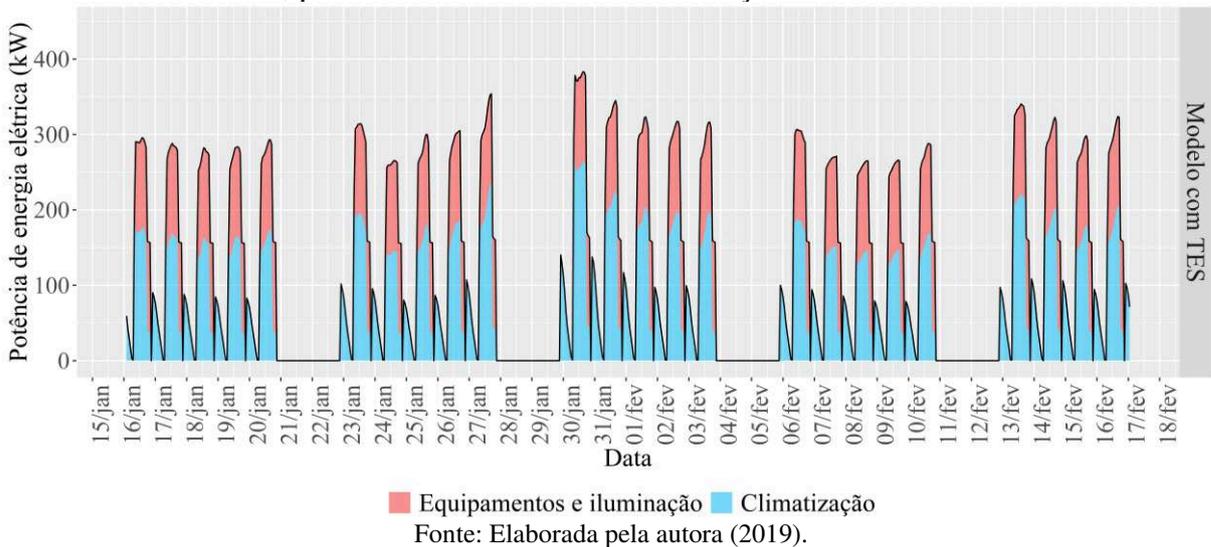
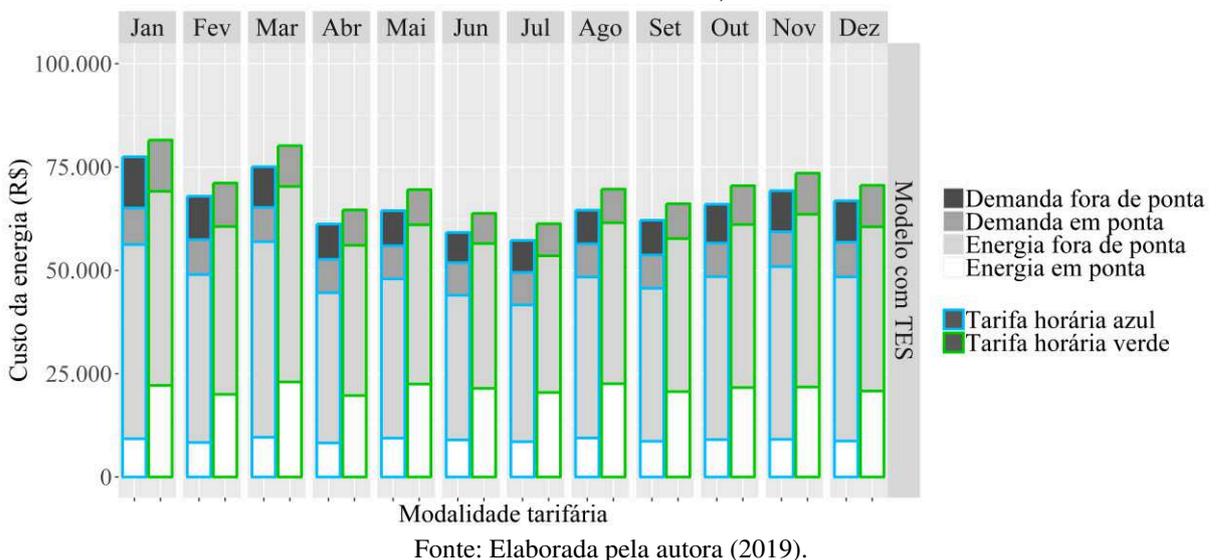


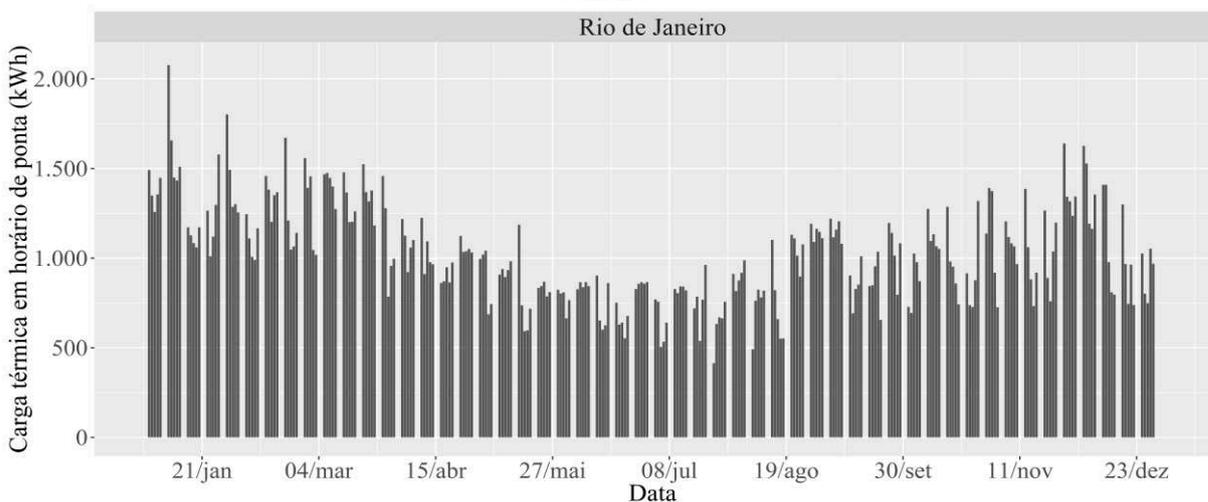
Figura 30 - Custo mensal da energia elétrica para o modelo com termoacumulação, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade do Rio de Janeiro.



C) Modelo com termoacumulação com previsão

Os modelos preditivos, subdivididos entre previsões diárias, semanais, mensais e sazonais, foram desenvolvidos com base nas duas alternativas de climatização anteriores. A variação da carga do tanque foi observada por meio do somatório horário da variável *Chiller Evaporator Cooling Energy* durante o horário de ponta, entre 18h00 e 21h00, a partir do modelo sem termoacumulação. A variação diária dessa carga ao longo do ano, para a cidade do Rio de Janeiro, pode ser analisada por meio da Figura 31. Pode ser observada uma considerável oscilação de cargas, tanto entre distintas estações, como em dias consecutivos, o que diretamente influenciará no desempenho do modelo preditivo.

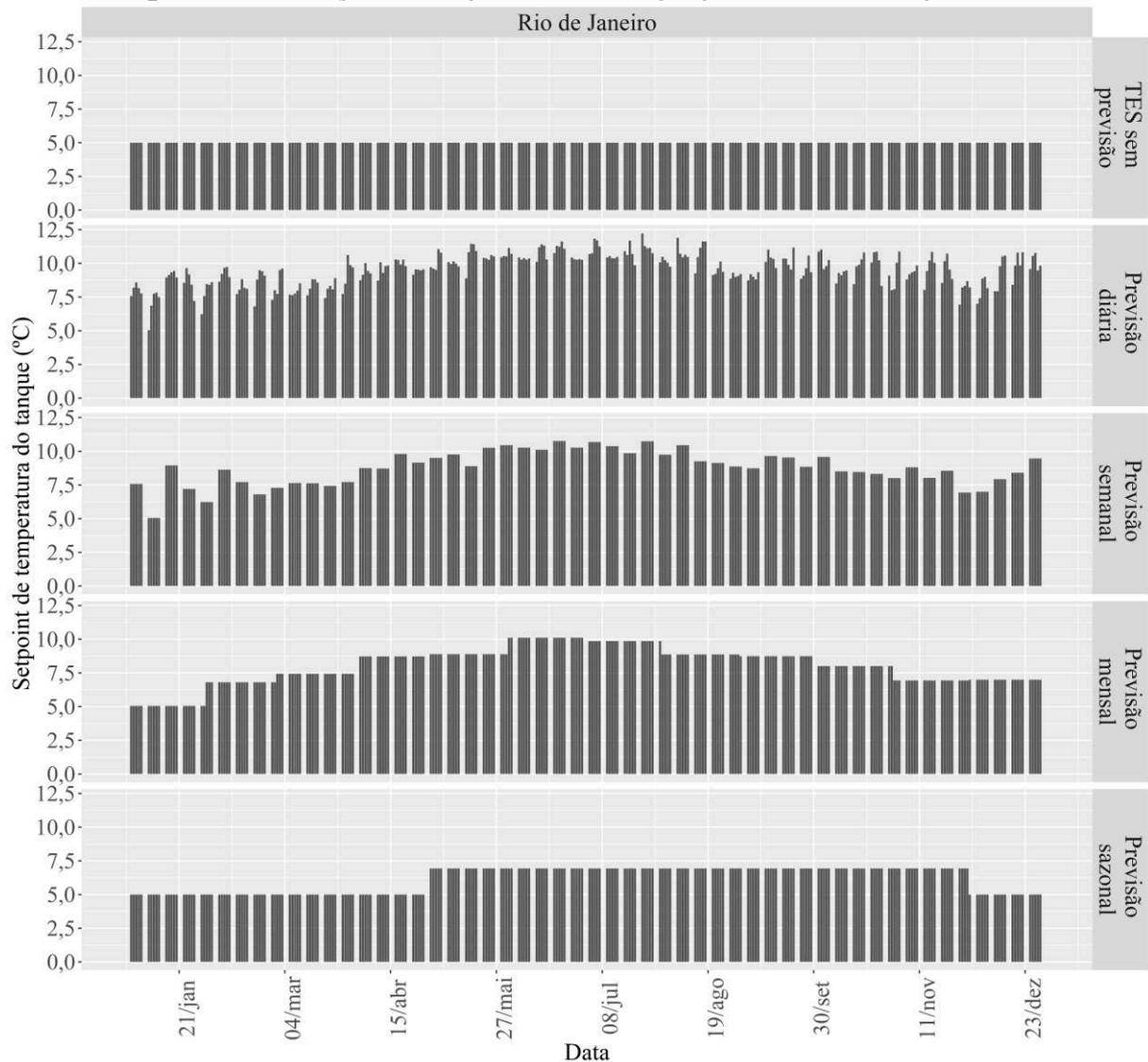
Figura 31 – Variação diária da carga térmica da edificação, em horário de ponta, no Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Dessa forma, a partir do conhecimento prévio das cargas futuras, foram calculadas as diferenças de temperatura no tanque (ΔT) correspondentes à tais cargas. Na sequência, considerando uma temperatura de retorno da água ao tanque de 14°C, foram calculadas as temperaturas de abastecimento da termoacumulação e do fornecimento do *chiller* secundário, que serviram como *setpoints* dentro do modelo do EnergyPlus. A abordagem de cada método de previsão diz respeito ao período de observação das cargas futuras, sendo que a previsão diária considera apenas a carga do dia seguinte, levando à flutuação diária da temperatura do tanque. As previsões semanais, mensais e sazonais, por outro lado, observam as cargas num horizonte maior, adotando o maior valor de carga como padrão para o carregamento do tanque durante o período. A Figura 32 demonstra a variação da temperatura do tanque durante o ano, para o modelo com TES sem previsão, assim como para cada método preditivo, no Rio de Janeiro.

Figura 32 – Variação da temperatura do tanque para cada método preditivo.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A Tabela 15 apresenta a potência nominal dos *chillers* de cada modelo, o número de horas não atendidas no ano durante a ocupação e o volume calculado para o tanque de água.

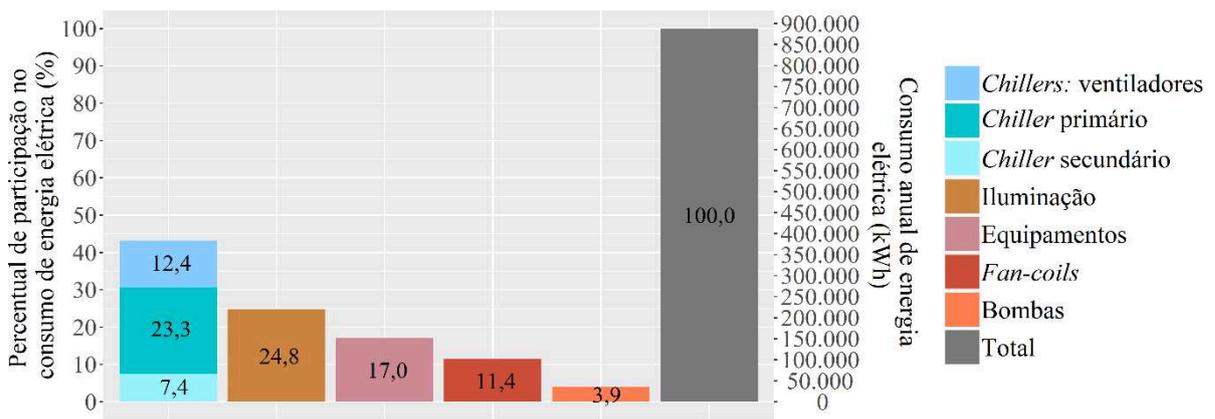
Tabela 15 – Características dos sistemas de climatização para os modelos na cidade do Rio de Janeiro.

Características dos sistemas de climatização	Modelo sem TES	Modelo com TES	Modelo preditivo	Método de cálculo
Capacidade nominal - <i>chiller</i> primário (kW)	917	917	917	<i>Autosize</i>
COP nominal - <i>chiller</i> primário (W/W)	3,5	3,5	3,5	Definido pelo usuário
Capacidade nominal - <i>chiller</i> secundário (kW)	-	436	436	<i>Autosize</i>
COP nominal - <i>chiller</i> secundário (W/W)	-	3,0	3,0	Definido pelo usuário
Número de horas ocupadas não atendidas	189,75	190,25	Máx. 197,92	Simulação
Volume do tanque (m ³)	-	200	200	Equação 6
Máxima capacidade do tanque (kWh)	-	2.088	2.088	Equação 6

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A participação no consumo anual de energia elétrica no modelo preditivo diário ocorre conforme a Figura 33. O processo de resfriamento do edifício consome o equivalente a 43,1% da energia elétrica, sendo 23,3% utilizado pelo *chiller* primário e 7,4% pelo *chiller* secundário. A partir desta figura, pode-se verificar uma redução de 0,7% na participação do *chiller* secundário nos usos finais de energia elétrica, em comparação com o modelo sem previsão, decorrente do carregamento do tanque de forma proporcional à demanda. O *chiller* primário, por outro lado, passou a representar maior parcela do consumo do que no modelo com TES, com aumento de 0,4%. Os demais modelos preditivos apresentam usos finais semelhantes, com proporção que se aproxima do modelo sem previsão, conforme aumenta o horizonte temporal de previsão, a exemplo da previsão sazonal.

Figura 33 - Proporção de usos finais da energia elétrica, para o modelo com previsão diária, na cidade do Rio de Janeiro.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Na Tabela 16 são resumidos, para cada alternativa de climatização predefinida, os valores de consumo e custo total anual de energia elétrica. Além disso, são apresentadas as reduções absolutas e percentuais no custo de energia elétrica, sendo a alternativa com TES comparada com o modelo sem TES, enquanto os modelos preditivos são comparados com a alternativa com TES sem previsão.

Visto a capacidade da termoacumulação de deslocar grande parte do consumo da edificação para um período com menores valores das tarifas energéticas, o custo total anual da energia elétrica representa um importante parâmetro a ser analisado. A partir destes resultados, pode-se observar que, de fato, ocorre redução do custo de energia quando aplicada a termoacumulação em um sistema com climatização centralizada convencional. Contudo, ao contrário do esperado, a adoção de um controle preditivo sobre a operação do armazenamento de energia não resultou em significativas reduções de custo da energia, em comparação com o

modelo sem previsão. Para a cidade do Rio de Janeiro, o modelo preditivo com melhor desempenho econômico foi a previsão diária, porém, o percentual de redução do custo anual, em relação ao modelo com TES sem previsão, foi de apenas 0,54%, equivalente a R\$ 4.305 ao ano. Quando analisado o consumo total anual de energia elétrica, para cada um dos modelos com termoacumulação, observa-se uma pequena variação, com máxima redução igual a 0,80% para o modelo preditivo diário.

Tabela 16 – Consumo e custo da energia elétrica para cada alternativa de climatização da edificação, na cidade do Rio de Janeiro, considerando diferentes métodos preditivos.

Comparativo dos modelos com e sem TES						
Modelo	Consumo total anual de energia elétrica (kWh)	Percentual de variação do consumo (%)	Consumo total anual por área condicionada (kWh/m ²)	Custo anual de energia elétrica (R\$)	Redução do custo anual de energia (R\$)	Percentual de variação do custo (%)
Sem TES	870.007	-	174,00	889.888	-	-
Com TES	895.275	+2,90	179,06	791.548	98.340	-11,05
Comparativo dos modelos com e sem previsão de carga						
Modelo	Consumo total anual de energia elétrica (kWh)	Percentual de variação do consumo (%)	Consumo total anual por área condicionada (kWh/m ²)	Custo anual de energia elétrica (R\$)	Redução do custo anual de energia (R\$)	Percentual de variação do custo (%)
Com TES	895.275	-	179,06	791.548	-	-
Preditivo diário	888.088	-0,80	177,62	787.243	4.305	-0,54
Preditivo semanal	889.570	-0,64	177,91	788.125	3.423	-0,43
Preditivo mensal	890.887	-0,49	178,18	788.879	2.668	-0,34
Preditivo sazonal	893.895	-0,15	178,78	790.703	844	-0,11

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Tais resultados de consumo e custo total, no entanto, não representam completamente o efeito exercido pela adoção da previsão. Considerando que a proposição deste modelo visa o melhor aproveitamento do armazenamento de energia, a alteração no consumo ocorrerá principalmente no *chiller* secundário. Contudo, como este equipamento representa uma pequena parcela do consumo total da edificação (7,4%), o efeito do modelo preditivo passa a ser mascarado.

Quando analisada apenas a variação do consumo do *chiller* secundário, observa-se que, no modelo preditivo diário, foi necessário um consumo de energia térmica 5,6% menor do que no modelo sem previsão. A energia elétrica consumida anualmente pelo *chiller* secundário com previsão foi reduzida em 10,2%, conforme apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 – Percentual de variação do consumo anual de energia térmica e elétrica do *chiller* secundário nos modelos preditivos para o Rio de Janeiro.

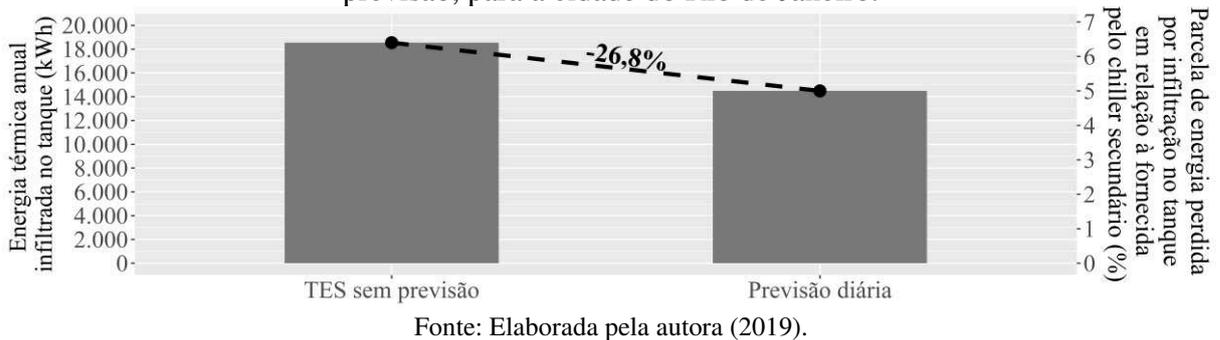
Comparativo dos modelos preditivos com o modelo sem previsão de carga		
Modelo	Percentual de variação do consumo anual de energia térmica do <i>chiller</i> secundário (%)	Percentual de variação do consumo anual de energia elétrica do <i>chiller</i> secundário (%)
Preditivo diário	-5,6	-10,2
Preditivo semanal	-4,3	-7,9
Preditivo mensal	-3,2	-6,1
Preditivo sazonal	-1,0	-1,9

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

O consumo de energia térmica do *chiller* corresponde à carga térmica removida das zonas da edificação, somada ao calor adicionado ao fluido refrigerante quando passa pelas bombas. O correspondente consumo de energia elétrica deste equipamento está condicionado ao coeficiente de performance da máquina (COP), assim como à outras condições que levam à uma relação não linear entre os consumos de energia térmica e elétrica. O próprio COP, por exemplo, varia com a temperatura de evaporação e condensação, com as propriedades do fluido refrigerante, além de ser influenciado pela operação de todos os componentes do sistema.

O estudo de um modelo preditivo que agisse sobre a proporção da carga do tanque partiu do princípio de que, quando acumulada maior quantidade de energia que o necessário para o atendimento de determinada demanda, pode ocorrer desperdício. Toda carga subutilizada no tanque de água gelada sofrerá, invariavelmente, com a ação da infiltração de calor. Neste trabalho, o modelo preditivo foi adotado para a variação da carga por meio da alteração do ΔT da água gelada e, conseqüente, através da alteração da temperatura de abastecimento da acumulação. Tal abordagem influencia diretamente na ação das irreversibilidades sobre o sistema, cuja comparação da infiltração de calor nos modelos com e sem previsão é apresentada na Figura 34. De toda a energia anual fornecida pelo *chiller* secundário, entre 6,4% e 5,0% é perdida pela infiltração de calor no tanque dos modelos com e sem previsão, respectivamente. O carregamento proporcional às demandas, no entanto, proporcionou a redução de 26,8% no somatório anual de calor infiltrado, em relação ao modelo sem previsão, considerando as propriedades dos materiais do tanque adotadas neste trabalho, com 0,52 W/m².K de transmitância térmica.

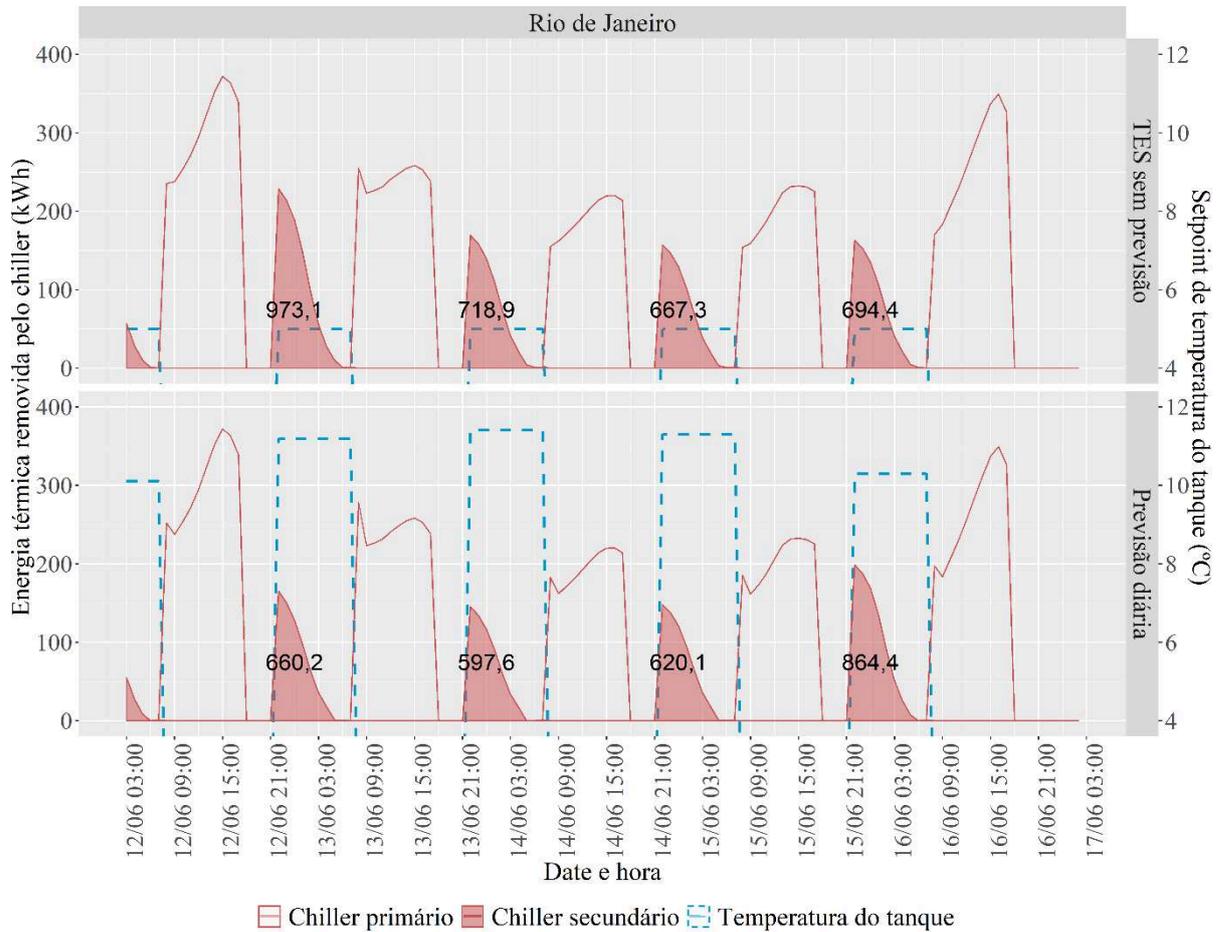
Figura 34 – Infiltração de calor no tanque de armazenamento, nos modelos com e sem previsão, para a cidade do Rio de Janeiro.



A própria variação da temperatura do tanque, contudo, pode ter sido responsável pelo comprometimento de parte do desempenho do modelo preditivo. A Figura 35 apresenta a variação horária da carga térmica removida pelos *chillers* primário e secundário (variável *Chiller Evaporator Cooling Energy*), para os modelos sem previsão e preditivo diário, assim como o *setpoint* de temperatura do tanque. Dessa forma, pode-se observar que, no modelo com TES sem previsão, o *setpoint* de carregamento do tanque é sempre constante, igual a 5°C. No modelo com previsão diária, tal temperatura é diferente para cada dia, sendo proporcional à carga térmica a ser retirada da edificação em horário de ponta no dia seguinte. Além disso, na Figura 35 são informados os somatórios da carga abaixo da curva do *chiller* secundário, preenchido em cor vermelha, que representa a energia térmica total removida pela máquina no período de carregamento da termoacumulação.

A partir desse gráfico foi identificado um padrão de comportamento do sistema preditivo. Quando as cargas diárias de resfriamento em horário de ponta diminuem em relação ao necessário no dia anterior, os modelos preditivos tendem a consumir menor energia do que em sistemas sem previsão. Contudo, no momento em que o próximo dia exigir uma carga significativamente maior de resfriamento, o consumo de energia do *chiller* secundário será maior do que o utilizado no modelo sem previsão. Tal fato ocorre devido à variação da temperatura do tanque que, em um cenário de consecutivas reduções da carga diária necessária no tanque, a temperatura da acumulação será progressivamente aumentada. Porém, no momento da ocorrência de uma maior demanda no dia seguinte, a temperatura do tanque já estará mais elevada do que num sistema convencional. Essa condição faz com que a energia despendida para a redução desta temperatura para os padrões do dia seguinte, de maior carga, seja maior do que o utilizado no mesmo momento em um modelo sem previsão, anulando parte dos ganhos de períodos anteriores.

Figura 35 – Variação horária da energia removida pelos *chillers* e *setpoint* de carregamento do tanque para os modelos sem previsão e preditivo diário.



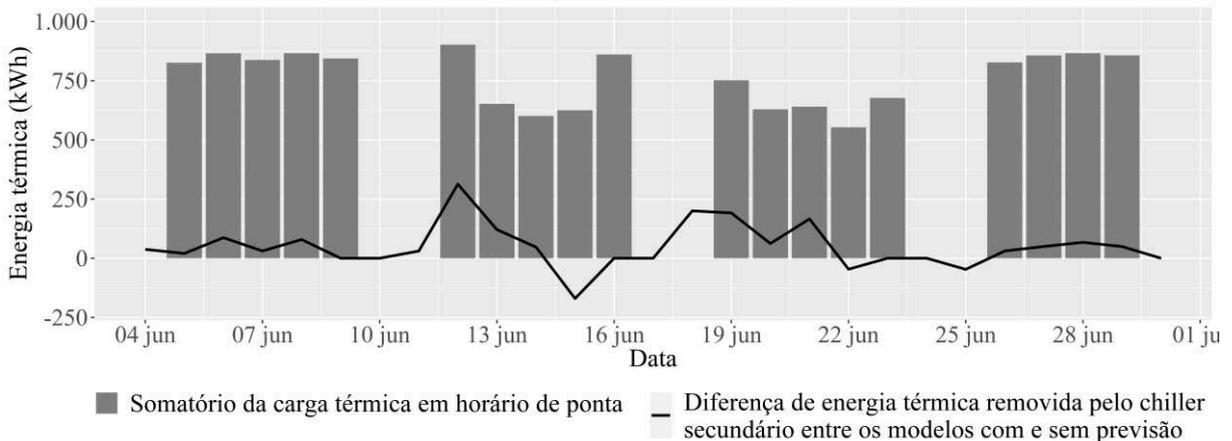
Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Na Figura 35, que ilustra o período entre 12 e 16 de junho, observa-se que o modelo de previsão diária precisou remover menor energia, em relação à acumulação sem previsão, durante todos os dias, com exceção do período entre 15 e 16 de junho. Neste momento, o modelo preditivo diário removeu uma energia de 864,4 kWh do tanque, enquanto a termoacumulação sem previsão precisou retirar apenas 694,4 kWh. O padrão de comportamento, anteriormente descrito, justifica essa ocorrência, visto que a temperatura necessária do tanque ao longo da semana foi aproximadamente constante até o dia 16, quando ocorreu uma maior demanda de resfriamento, exigindo que a temperatura do tanque neste dia fosse reduzida, levando a um maior consumo de energia elétrica do *chiller* secundário nesse momento.

Na Figura 36, as barras cinzas apresentam a carga térmica em horário de ponta a ser removida pela termoacumulação, enquanto a linha de cor preta indica a diferença entre a carga térmica removida pelo *chiller* secundário do modelo preditivo diário e do modelo sem previsão. Valores negativos indicam que o sistema com previsão consumiu maior energia do que a

termoacumulação sem previsão, enquanto valores positivos indicam o oposto. Dessa forma, pode-se observar que, nos dias 15, 22 e 25 de junho, o *chiller* secundário do modelo preditivo diário teve que remover maior energia térmica para o atendimento das demandas dos dias 16, 23 e 26 de junho do que o modelo sem previsão. Entre cada um dos períodos citados, a exemplo dos dias 15 e 16 de junho, a carga térmica sofreu um significativo aumento em relação ao dia anterior.

Figura 36 – Comparação entre a carga térmica diária da edificação e a ocorrência de maior consumo do *chiller* secundário do modelo preditivo, em relação à termoacumulação sem previsão.



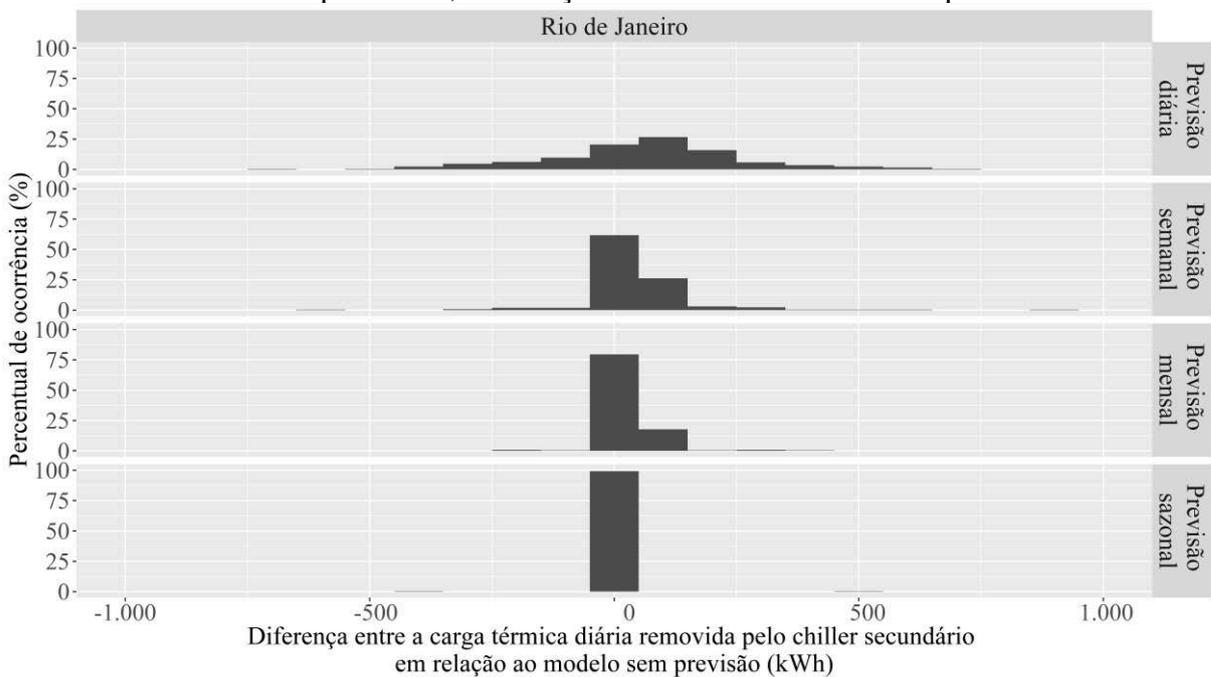
Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Nos demais métodos, tal comportamento também ocorre, porém em menor intensidade, visto que a variação da temperatura do tanque também é menor. Dessa forma, os outros modelos de previsão, com horizonte semanal, mensal ou sazonal, poderiam representar alternativas interessantes e menos suscetíveis à perda de desempenho devido à excessiva oscilação da temperatura do tanque. Contudo, pode-se perceber que, apesar de proporcionarem um modo de carregamento mais ajustado às reais necessidades de demanda do sistema, a refrigeração da água do tanque em temperaturas mais altas não levou a uma significativa economia de energia do que quando sempre adotada a refrigeração a 5°C.

A frequência e intensidade de ocorrência do comportamento ora descrito pode ser visualizada na Figura 37, que representa histogramas de frequência das diferenças entre a carga diária removida pelo *chiller* secundário nos modelos preditivos em relação ao modelo sem previsão. Esse cálculo foi realizado apenas para os dias em que ocorre o carregamento do tanque, resultando em 260 valores de diferenças de carga. No gráfico da Figura 37, valores positivos indicam que o sistema sem previsão consumiu mais, enquanto valores negativos representam que o consumo do modelo preditivo foi o maior.

A partir da Figura 37, verifica-se que é alta a ocorrência de dias em que o modelo preditivo diário consumiu mais, o que contribui com a sua economia energética e financeira pouco significativa. Apesar de ligeiramente deslocado para a direita (valores positivos), a operação do modelo com previsão diária faz com que grande parte da redução de consumo proporcionada pela previsão seja anulada pelo efeito causado pela oscilação da temperatura do tanque. Tal constatação leva ao questionamento da ideia preconcebida de que uma edificação com maior variação diária da carga térmica, devido tanto ao clima quanto ao padrão de ocupação, seria mais interessante para a aplicação de um modelo preditivo.

Figura 37 – Histograma de frequências das diferenças entre a carga removida pelo *chiller* secundário dos modelos preditivos, em relação ao modelo com TES sem previsão.



Conforme anteriormente apresentado, o pequeno efeito do sistema preditivo no consumo total de energia da edificação tem relação direta com a baixa participação do *chiller* secundário na proporção de usos finais de energia. Dessa forma, pode-se esperar que tal solução poderia ser mais interessante em edificações de grande porte, com alta demanda de climatização e elevada participação do carregamento da termoacumulação no consumo energético.

4.2 RESULTADOS DA ETAPA 2

Na Etapa 2 foram analisadas as três alternativas de climatização da edificação (sem TES, com TES e preditivo), considerando o método de previsão de melhor desempenho da Etapa 1, equivalente ao modelo com previsão diária, para as cidades de Porto Alegre e Recife. Tal análise visa verificar a influência das características climáticas sobre o desempenho do modelo preditivo.

A modelagem e o dimensionamento dos sistemas desta etapa foram realizados de forma idêntica ao procedimento adotado para o Rio de Janeiro. As informações pertinentes a este sistema de climatização são descritas no Apêndice A, para as cidades Porto Alegre e Recife. A Tabela 18 resume as informações de dimensionamento dos *chillers* e do tanque de água gelada para cada um dos climas.

Tabela 18 - Características dos sistemas de climatização para os modelos nas cidades de Porto Alegre e Recife.

Características dos sistemas de climatização	Modelo sem TES	Modelo com TES	Modelo preditivo	Método de cálculo
Porto Alegre				
Capacidade nominal - <i>chiller</i> primário (kW)	854	854	854	<i>Autosize</i>
COP nominal - <i>chiller</i> primário (W/W)	3,5	3,5	3,5	Definido pelo usuário
Capacidade nominal - <i>chiller</i> secundário (kW)	-	360	360	<i>Autosize</i>
COP nominal - <i>chiller</i> secundário (W/W)	-	3,0	3,0	Definido pelo usuário
Número de horas ocupadas não atendidas	74,42	75,33	77,67	Simulação
Volume do tanque (m ³)	-	165	165	Equação 6
Máxima capacidade do tanque (kWh)	-	1.722	1.722	Equação 6
Recife				
Capacidade nominal - <i>chiller</i> primário (kW)	833	833	833	<i>Autosize</i>
COP nominal - <i>chiller</i> primário (W/W)	3,5	3,5	3,5	Definido pelo usuário
Capacidade nominal - <i>chiller</i> secundário (kW)	-	316	316	<i>Autosize</i>
COP nominal - <i>chiller</i> secundário (W/W)	-	3,0	3,0	Definido pelo usuário
Número de horas ocupadas não atendidas	259,67	262,33	267,17	Simulação
Volume do tanque (m ³)	-	145	145	Equação 6
Máxima capacidade do tanque (kWh)	-	1.514	1.514	Equação 6

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A Figura 38 e a Figura 39 apresentam as demandas horárias de potência de energia elétrica requeridas pela edificação no período de 16 de janeiro a 16 de fevereiro, subdivididas entre o requerido pelos equipamentos e iluminação do edifício, e a demanda do sistema de climatização. Nessas figuras são expostos os resultados da simulação para cada um dos modelos estudados, sendo que o modelo preditivo é representado pela previsão diária, que obteve melhor desempenho energético e econômico na etapa anterior.

Figura 38 - Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para os modelos na cidade de Porto Alegre.

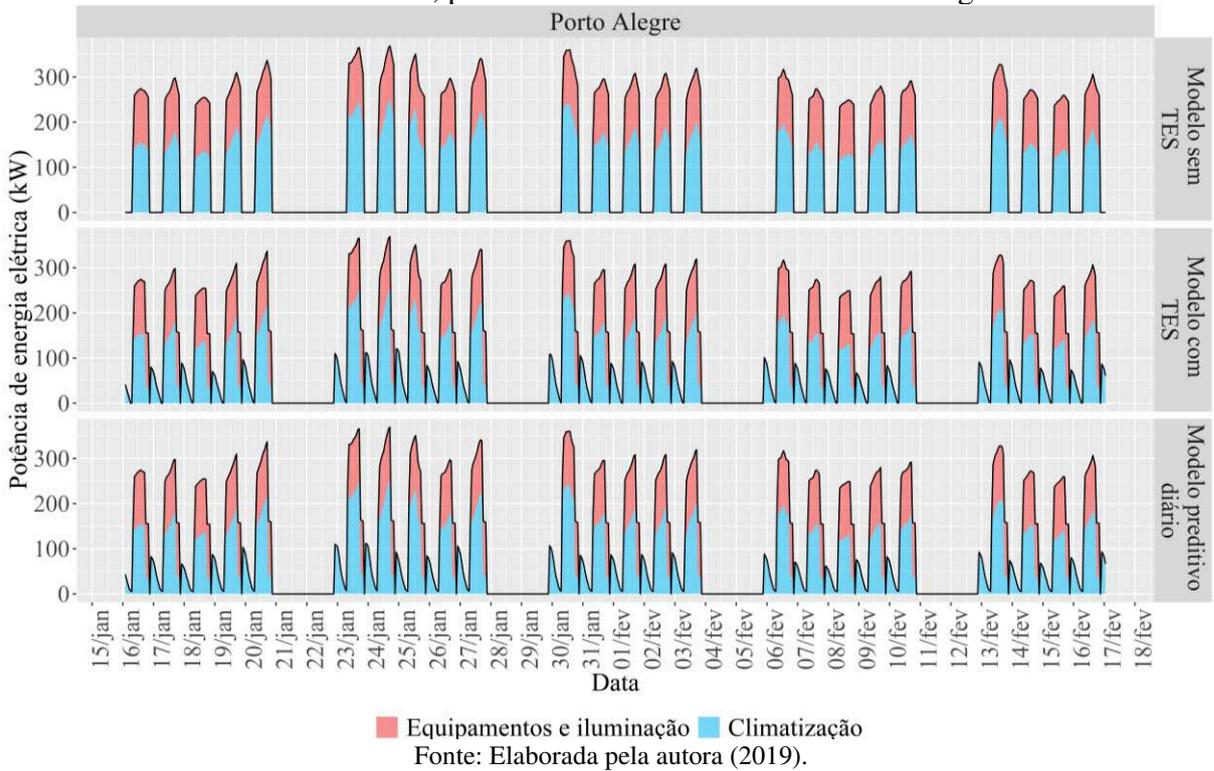
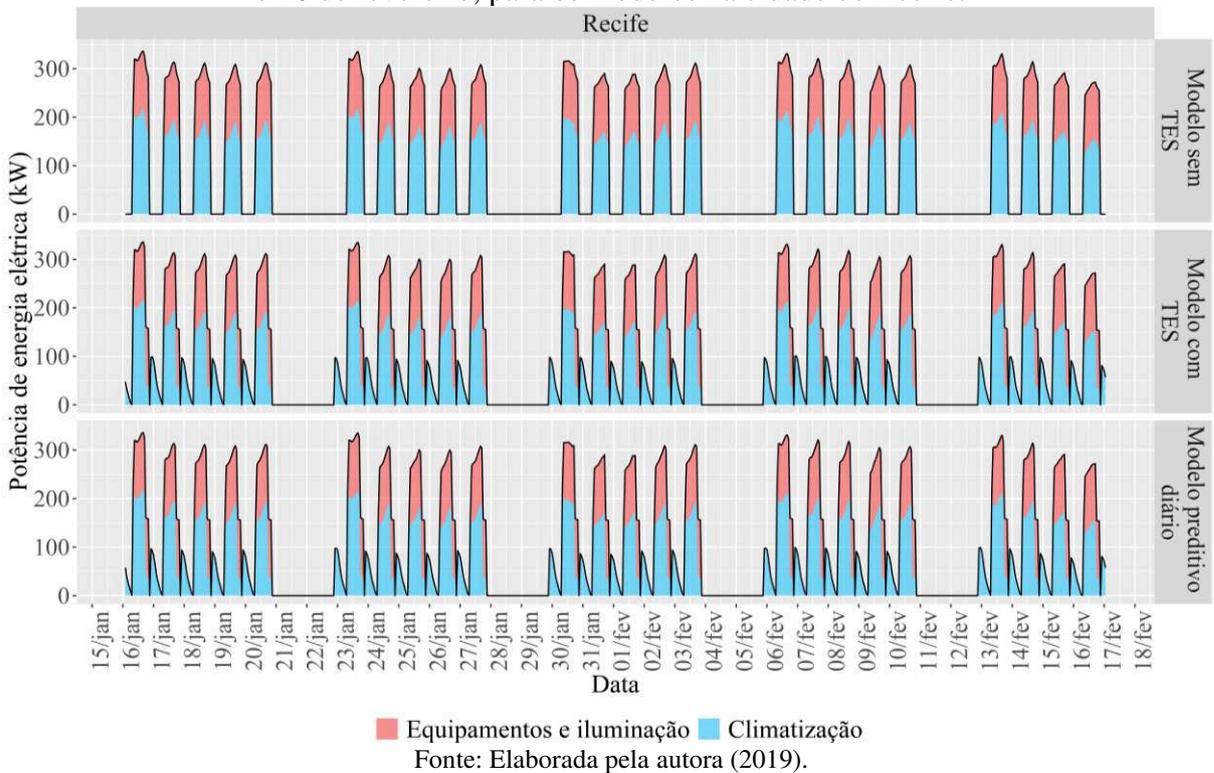


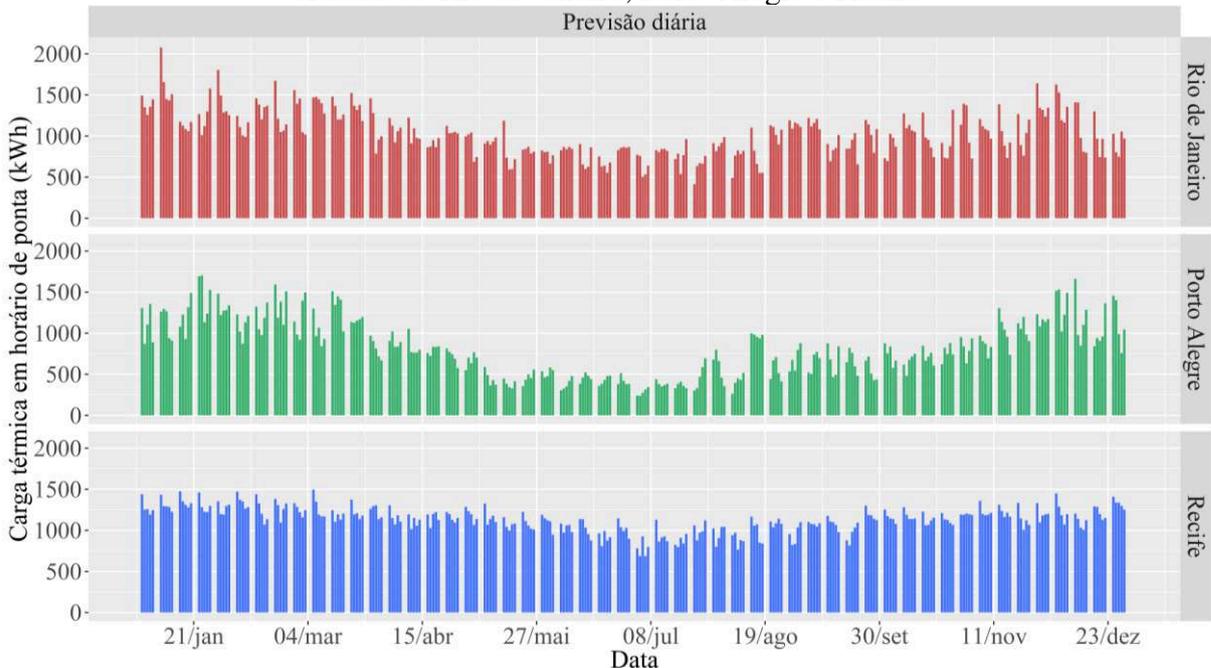
Figura 39 - Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro, para os modelos na cidade de Recife.



A partir da demanda horária de potência de energia elétrica do edifício nos modelos em diferentes cidades, pode-se observar de antemão a maior oscilação diária de carga no

edifício em Porto Alegre, que pode ser atribuída às características climáticas, visto que o padrão de ocupação é mantido constante nessa fase de análise. A edificação em Recife, por outro lado, apresenta demandas energéticas tendendo a um padrão constante a cada dia, ao longo do período analisado. Tal comportamento era esperado para cada uma das cidades, sendo o principal motivo das suas escolhas. A Figura 40 reitera o observado nos gráficos anteriores, apresentando a variação diária da carga térmica do edifício, durante o horário de ponta, para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife. A maior variação sazonal e diária é obtida em Porto Alegre, seguida pelo Rio de Janeiro, também com grande oscilação diária, apesar de menor variação entre verão e inverno. Por último, Recife apresenta pequena oscilação, diária ou sazonal, com altas cargas térmicas durante todo o ano.

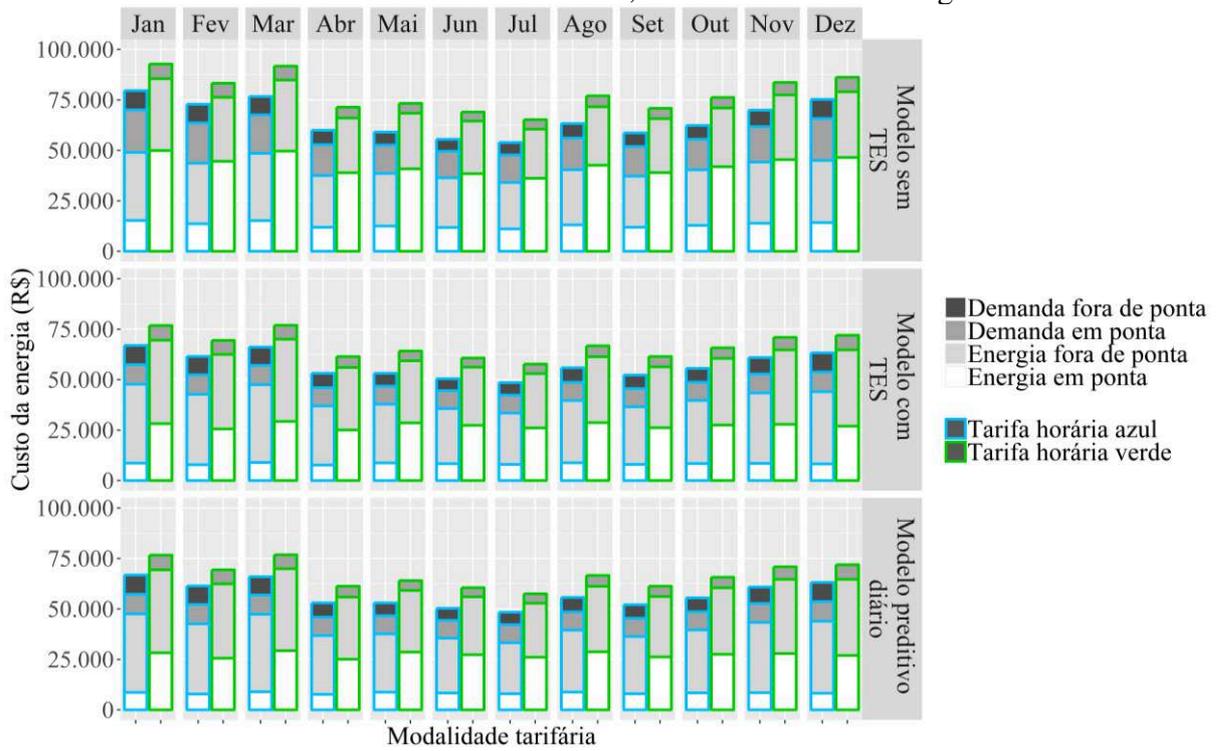
Figura 40 - Variação diária da carga térmica da edificação, em horário de ponta, para as cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

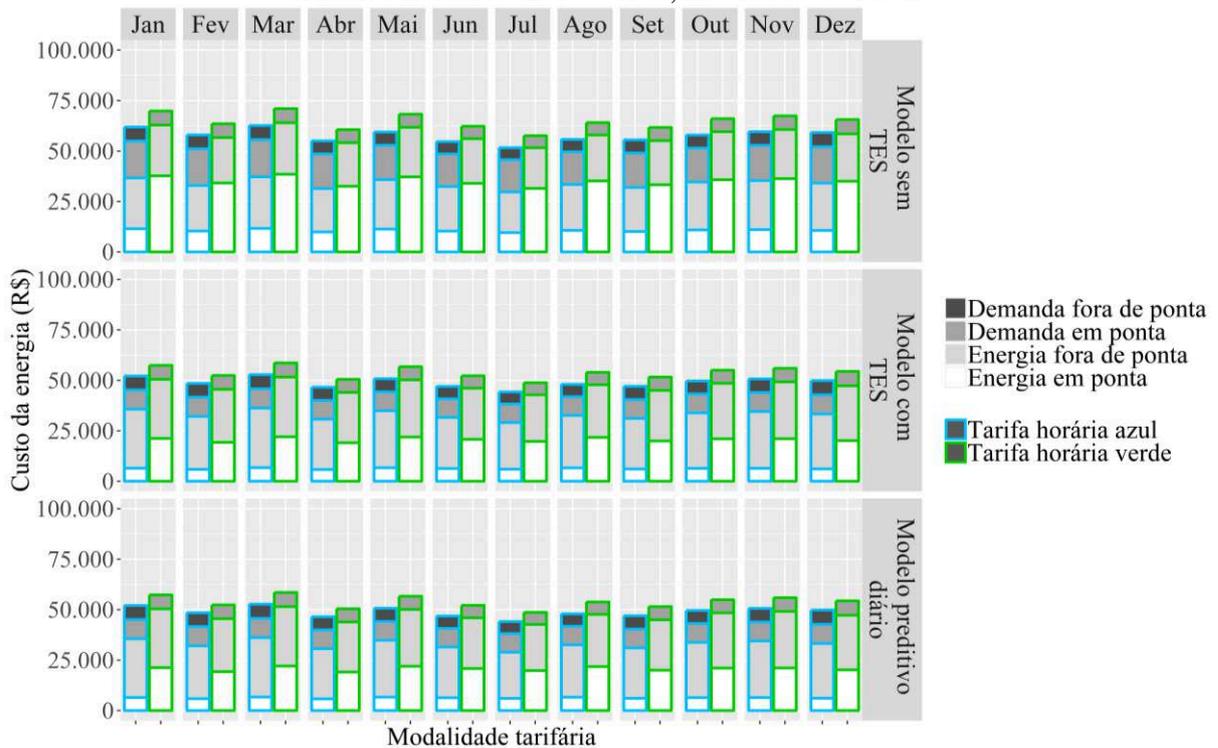
Na sequência, são apresentadas as variações mensais do custo da energia elétrica para cada cidade (Figura 41 e Figura 42), segundo os três diferentes modelos. Novamente, o custo despendido com a energia dentro da modalidade tarifária horária azul é mais atrativo do que na modalidade verde, mesmo considerados diferentes valores das tarifas, conforme aplicado pela concessionária de cada cidade. Em diferentes proporções, o padrão de consumo da edificação nas diferentes cidades mantém-se semelhante no que tange a forma de cálculo das duas modalidades tarifárias, fazendo com que a modalidade azul seja sempre a mais adequada.

Figura 41 – Custo mensal da energia elétrica para cada modelo, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade de Porto Alegre.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Figura 42 - Custo mensal da energia elétrica para cada modelo, segundo as modalidades tarifárias horárias azul e verde, na cidade de Recife.

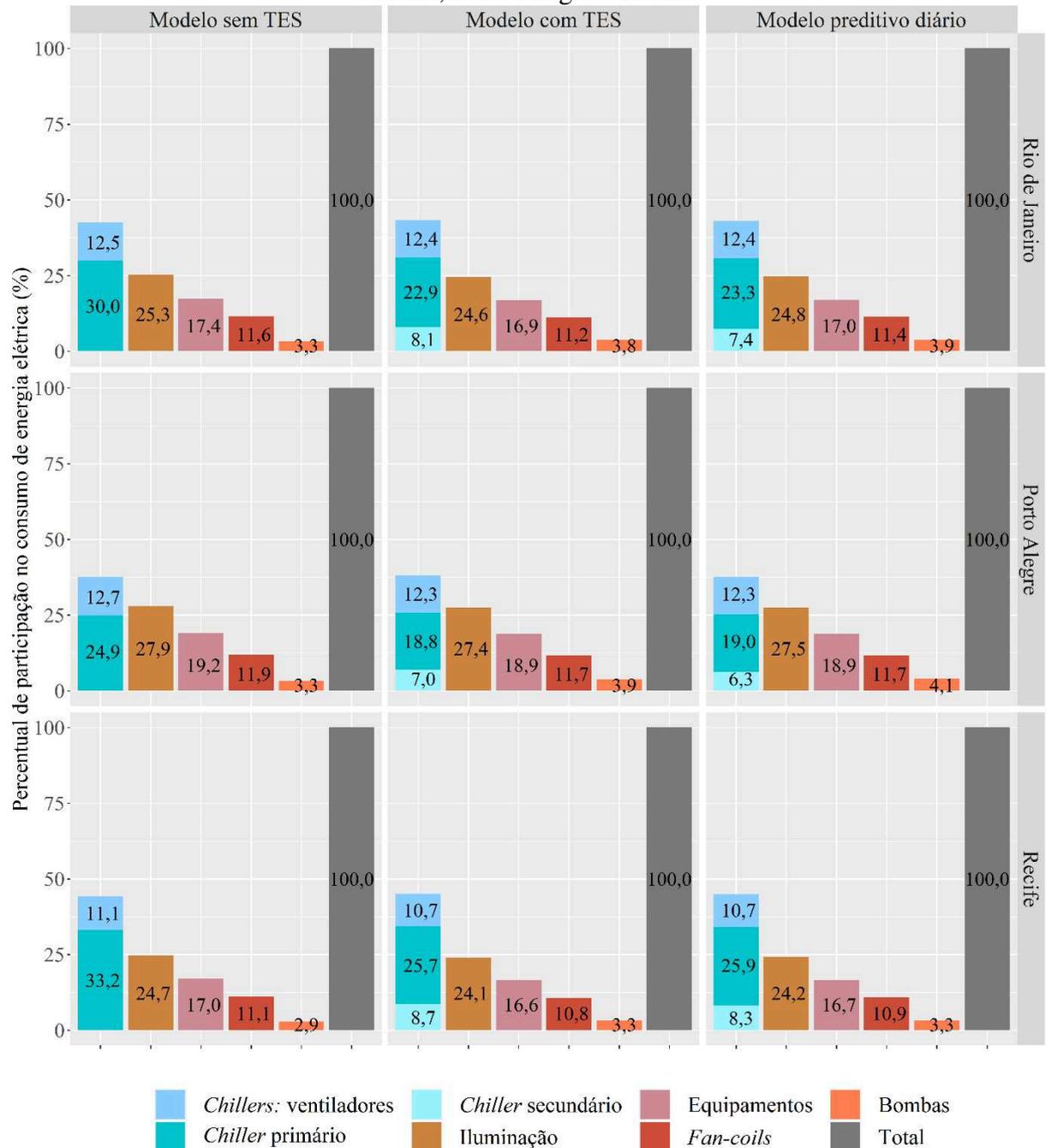


Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A proporção de usos finais de energia elétrica para todos os modelos, nas cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife, é apresentada na Figura 43. Em todos os casos com

termoacumulação, percebe-se que a participação do *chiller* secundário é pequena, com máximo de 8,7% em Recife. Devido às características climáticas, os equipamentos do sistema de climatização apresentam diferentes desempenhos, à exemplo das bombas e *fan-coils*, com maior participação no consumo de energia elétrica nos edifícios em Porto Alegre.

Figura 43 - Proporção de usos finais da energia elétrica para os modelos nas cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A Tabela 19 resume as principais informações a respeito do desempenho energético e econômico da edificação nos modelos sem TES, com TES e preditivo diário, nas cidades do

Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife. Da mesma forma que o obtido no Rio de Janeiro, os modelos com TES sem previsão tiveram o consumo anual de energia elétrica acrescido, quando comparados ao modelo com climatização centralizada sem acúmulo de energia, na magnitude de 1,94% e 2,48% para Porto Alegre e Recife, respectivamente. Contudo, o deslocamento da carga de resfriamento durante o horário de ponta levou à redução do custo anual da energia entre 12,58% e 15,00%. Apesar de possuírem características climáticas bastante distintas, Porto Alegre e Recife obtiveram aproximadamente o mesmo desempenho energético e econômico, a nível da edificação, quando adotado a previsão diária. Esse resultado contrasta com as expectativas preconcebidas de que uma maior variação de carga levaria ao melhor desempenho do sistema, que era o esperado para a cidade de Porto Alegre.

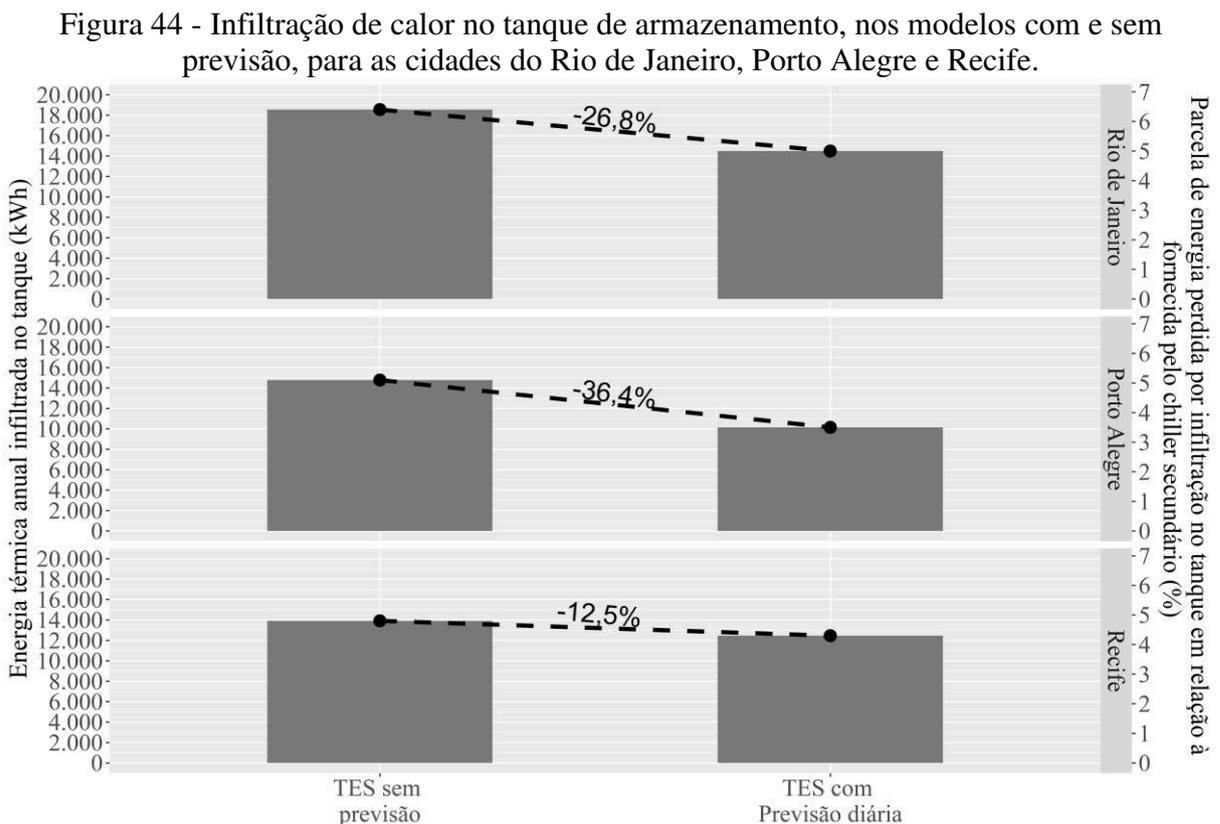
Tabela 19 - Consumo e custo da energia elétrica para cada alternativa de climatização da edificação, nas cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.

Comparativo dos modelos com e sem TES						
Modelo	Consumo anual de energia elétrica (kWh)	Percentual de variação do consumo (%)	Consumo anual por área condicionada (kWh/m²)	Custo anual de energia elétrica (R\$)	Redução do custo anual de energia (R\$)	Percentual de variação do custo (%)
Rio de Janeiro						
Sem TES	870.007	-	174,00	889.888	-	-
Com TES	895.275	+2,90	179,06	791.548	98.340	-11,05
Porto Alegre						
Sem TES	787.300	-	157,46	787.036	-	-
Com TES	802.535	+1,94	160,51	688.065	98.971	-12,58
Recife						
Sem TES	889.723	-	177,94	691.326	-	-
Com TES	911.806	+2,48	182,36	587.689	103.637	-15,00
Comparativo dos modelos com e sem previsão de carga						
Modelo	Consumo anual de energia elétrica (kWh)	Percentual de variação do consumo (%)	Consumo anual por área condicionada (kWh/m²)	Custo anual de energia elétrica (R\$)	Redução do custo anual de energia (R\$)	Percentual de variação do custo (%)
Rio de Janeiro						
Com TES	895.275	-	179,06	791.548	-	-
Preditivo diário	888.088	-0,80	177,62	787.243	4.305	-0,54
Porto Alegre						
Com TES	802.535	-	160,51	688.065	-	-
Preditivo diário	799.345	-0,40	159,87	686.311	1.754	-0,25
Recife						
Com TES	911.806	-	182,36	587.689	-	-
Preditivo diário	908.121	-0,40	181,62	586.235	1.455	-0,25

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Diante disso, percebe-se dois padrões contrastantes. Nas cidades de Porto Alegre e Rio de Janeiro, ocorre uma grande variação da temperatura de armazenamento do tanque, o que causa a anulação de parte da economia de energia do modelo preditivo nos momentos em que a carga térmica aumenta significativamente em relação aos dias anteriores. Em Recife, por outro lado, a carga térmica diária é aproximadamente constante ao longo do ano, o que não oferece atratividade à adoção de modelos de previsão de carga e conseqüentemente compromete o seu desempenho em relação a um sistema de acumulação convencional.

Quando analisada a infiltração de calor no tanque (Figura 44), tem-se que o modelo sem previsão perde 6,4%, 5,1% e 4,8% da energia fornecida pelo *chiller* secundário no Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife, respectivamente. A adoção do modelo preditivo diário proporciona a redução da perda anual de energia térmica em até 36,4%, correspondente à cidade de Porto Alegre.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Considerando a pequena contribuição do *chiller* secundário no consumo total da edificação, foram também analisados os resultados individuais deste equipamento, conforme apresentado na Tabela 20. A partir da avaliação da energia térmica do *chiller*, pode-se perceber que, de fato, a cidade com maior variação climática diária obteve o maior desempenho, com

redução anual de 6,7% do consumo de energia térmica. No entanto, as características climáticas individuais das cidades analisadas fizeram com que, na conversão em energia elétrica, a aplicação do modelo preditivo levasse a reduções de consumo muito próximas (cerca de 10%) no Rio de Janeiro e em Porto Alegre.

Tabela 20 - Percentual de variação do consumo anual de energia térmica e elétrica do *chiller* secundário no modelo preditivo diário, para o Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife.

Comparativo do modelo preditivo diário com o modelo sem previsão de carga		
Cidade	Percentual de variação do consumo anual de energia térmica do <i>chiller</i> secundário (%)	Percentual de variação do consumo anual de energia elétrica do <i>chiller</i> secundário (%)
Rio de Janeiro	-5,6	-10,2
Porto Alegre	-6,7	-10,1
Recife	-2,5	-5,2

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

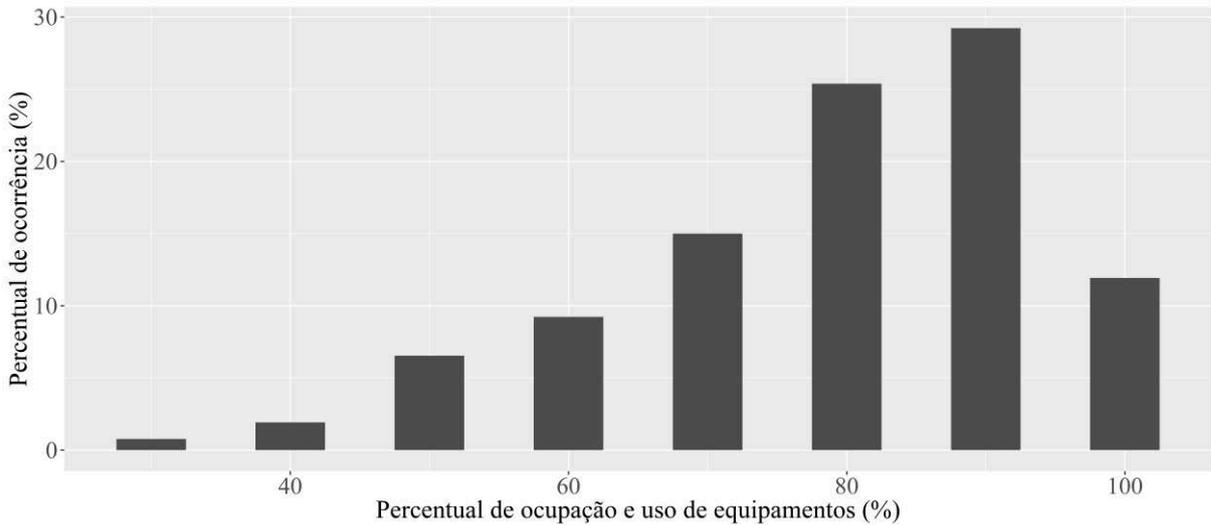
Dessa forma, dentro das características específicas deste local, o clima do Rio de Janeiro foi o mais propício para a aplicação do modelo preditivo, dentre as cidades analisadas, para a edificação específica deste trabalho. Com 0,80% de redução do consumo total de energia elétrica, o edifício no Rio de Janeiro teve o custo anual da eletricidade reduzido em 0,54%. A redução anual do consumo de energia elétrica do *chiller* secundário, no entanto, foi de 10,2%, o que indica que o sistema pode ser atrativo em outras tipologias de edificação, mesmo com o efeito da variação da temperatura do tanque.

4.3 RESULTADOS DA ETAPA 3

Na Etapa 3 foi avaliada a influência da variação da ocupação e uso de equipamentos sobre o desempenho do modelo preditivo, representado pelo método diário. Partindo do mesmo princípio do estudo da variação climática, nesta etapa busca-se inserir o modelo em um cenário de variação constante da carga interna, atribuída ao usuário. Para tanto, foi gerada, por meio do *software* R, uma distribuição randômica assimétrica à esquerda com 260 valores, que variaram de 30 a 100%. Tais índices correspondem ao percentual de ocupação e uso de equipamentos elétricos para cada dia ocupado da edificação. A densidade de potência de iluminação foi mantida constante e igual a 100% durante todo o ano. A Figura 45 apresenta um histograma de frequências dos percentuais de ocupação e uso de equipamentos. A Figura 46 ilustra a

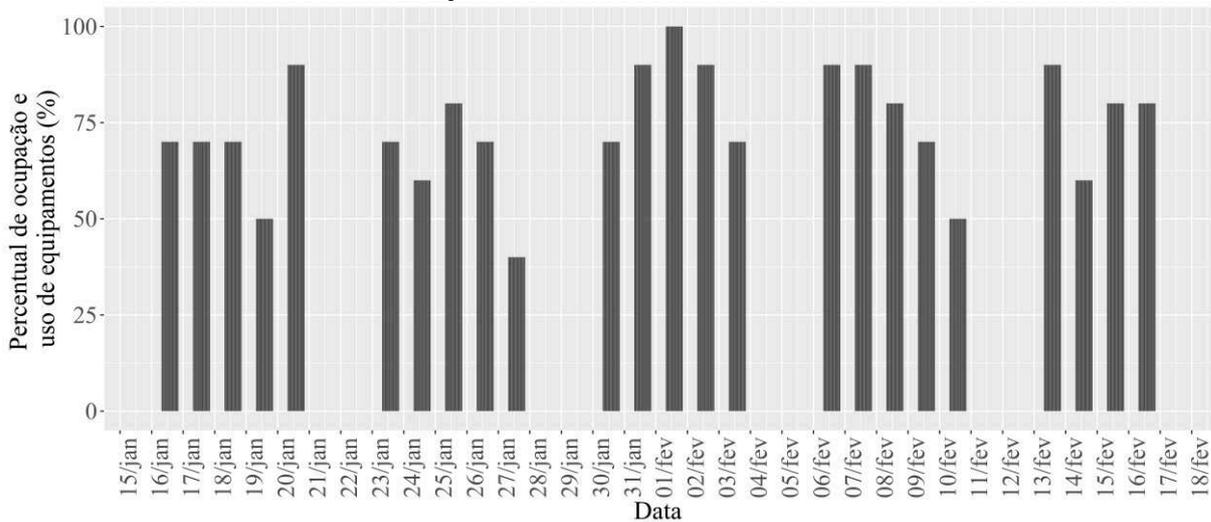
distribuição dos valores de ocupação, por meio da observação de um período do ano arbitrário, entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro.

Figura 45 - Histograma de frequências do percentual de ocupação e uso de equipamentos durante o ano.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Figura 46 - Distribuição dos percentuais de ocupação e uso de equipamentos entre 16 de janeiro e 16 de fevereiro.



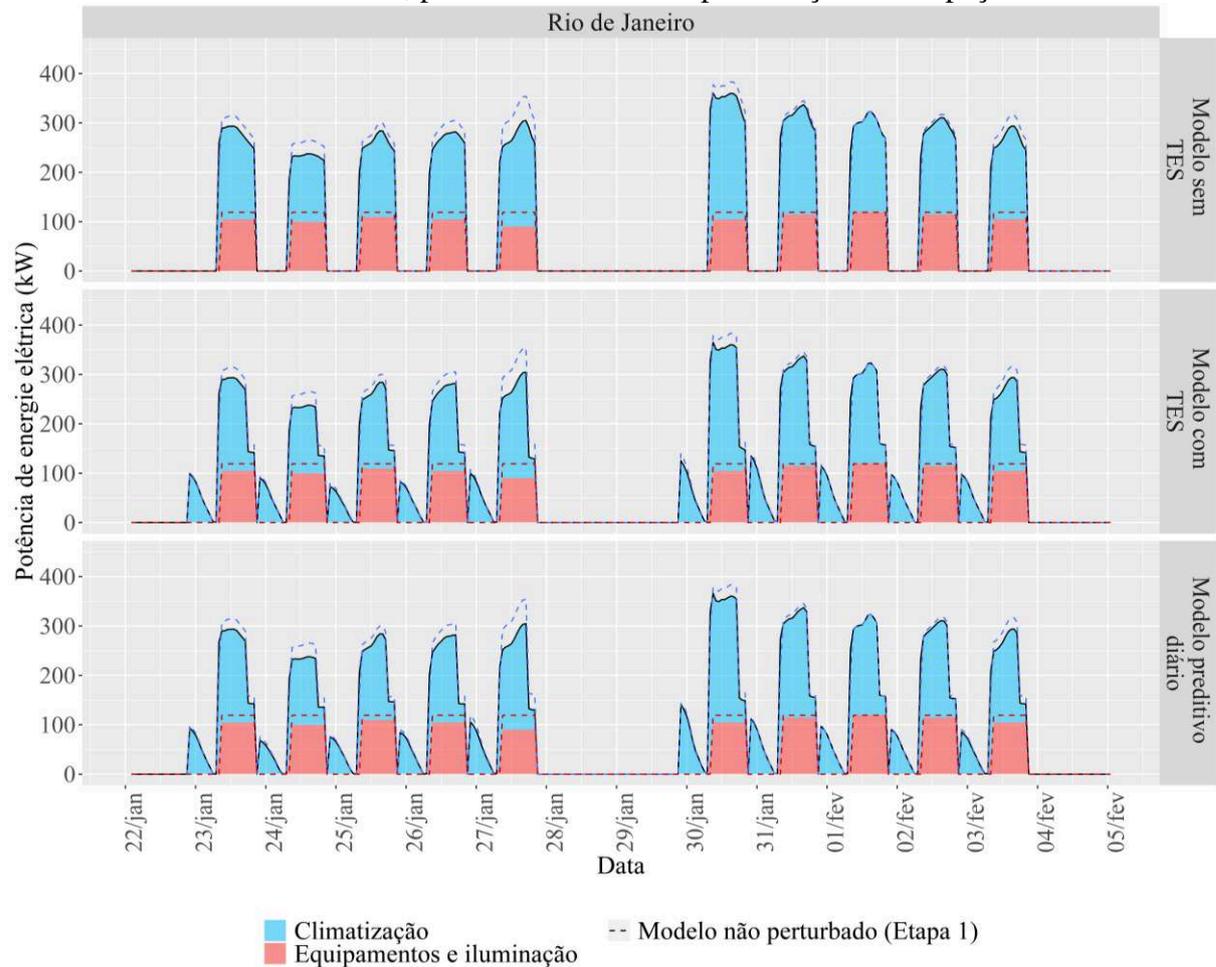
Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Nesta etapa foram fixados os valores de dimensionamento da capacidade nominal dos *chillers* primário e secundário, iguais a 917 kW e 436 kW, respectivamente. O volume do tanque foi adotado igual a 200 m³, da mesma forma que na Etapa 1, para o Rio de Janeiro.

A Figura 47 compara a demanda horária de potência de energia elétrica da edificação nos modelos sem termoacumulação, com termoacumulação e do modelo preditivo, todos submetidos à variação do padrão de ocupação. Além disso, em linha pontilhada são

apresentados os valores referentes aos mesmos modelos na Etapa 1, sem a interferência da perturbação da carga interna.

Figura 47 – Demanda horária de potência de energia elétrica da edificação, entre 23 de janeiro e 4 de fevereiro, para os modelos com perturbação da ocupação.



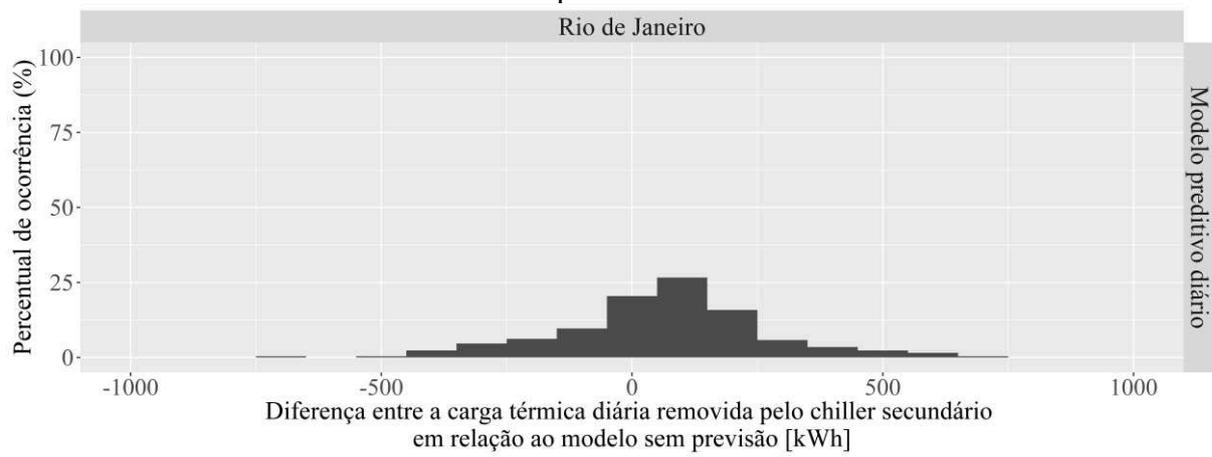
Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A partir desta figura é possível verificar a ocorrência da variação da demanda energética dos equipamentos, diferentemente do que acontece na Etapa 1. Tal variação também ocorre na demanda de climatização, que é diretamente influenciada pela ocupação e equipamentos. Como esta etapa considera proporções oscilantes do uso da edificação, sendo que em nenhum momento o seu valor ultrapassa o adotado na Etapa 1 (100%), as demandas energéticas dos modelos nesta fase apresentam menor valor, em diferentes proporções, dependendo do percentual de variação aplicado à ocupação e ao uso de equipamentos em cada dia.

O histograma de frequências da Figura 48 evidencia o real resultado desta etapa, com um modelo preditivo cuja diferença de energia térmica a ser removida no carregamento do

tanque, em relação ao modelo sem previsão, ora é positiva e ora negativa, ocorrendo a neutralização dos atrativos deste método. Conforme abordado nos subcapítulos anteriores, esse resultado pode ser atribuído a forma de operação do modelo preditivo, com a variação da temperatura do tanque. No caso dos modelos desta etapa, o efeito da variação diária da carga interna apenas reflete na oscilação da demanda total da previsão.

Figura 48 - Histograma de frequências das diferenças entre a carga removida pelo *chiller* secundário do modelo preditivo diário, em relação ao modelo com termoacumulação sem previsão.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A Tabela 21 resume os resultados de consumo e custo total anual de energia elétrica de cada modelo da Etapa 3, assim como o percentual de variação desses parâmetros, sendo este sempre em relação ao modelo anterior. A redução do consumo de energia elétrica foi de 0,85% em relação ao modelo com TES sem previsão, enquanto a redução do custo anual foi de 0,55%. No modelo preditivo diário da Etapa 1, esses valores foram iguais a 0,80% e 0,54%, respectivamente. Neste caso, o acréscimo da variação da carga térmica diária, devido a perturbação da ocupação, exerceu um leve acréscimo na redução do consumo de energia e no seu custo.

Em conjunto com o obtido na Etapa 2 (perturbação climática), pode-se perceber que a atratividade máxima do modelo preditivo, na edificação adotada, está condicionada às condições climáticas e ocupacionais adequadamente balanceadas. Tal otimização, no entanto, mostra-se extremamente frágil, visto que a sua obtenção dependeria da escolha de um clima com características dentro de um limiar rígido: que não resulte em oscilações diárias de carga térmica excessivas, nem demasiadamente escassas, assim como ofereça condições para uma boa performance dos equipamentos do sistema. A definição do que seria excessivo ou escasso, no entanto, também requereria estudos mais aprofundados. Neste trabalho, tais limites foram

caracterizados pelas cidades de Porto Alegre e Recife, respectivamente, enquanto o Rio de Janeiro representou um clima intermediário e não necessariamente o ótimo.

Dessa forma, o padrão de ocupação de uma edificação com termoacumulação e previsão de carga, em uma condição otimizada, necessitaria estar intrinsecamente relacionado ao perfil climático, de modo que as cargas térmicas resultantes se enquadrem em um nível de variação ideal. Tais limitações do modelo exigiriam que a participação dos equipamentos que realizam o carregamento da termoacumulação tivessem maior participação no consumo final de energia elétrica, de modo a torná-lo mais representativo dentro do contexto da edificação. Ademais, deve-se ressaltar que o nível de redução do consumo e custo da energia elétrica, obtido até a presente etapa, requer a adoção de previsões perfeitas da carga térmica diária da edificação em horário de ponta.

Tabela 21 - Consumo e custo da energia elétrica para cada alternativa de climatização da edificação, com perturbação da ocupação, na cidade do Rio de Janeiro.

Comparativo dos modelos com e sem TES						
Modelo	Consumo total anual de energia elétrica (kWh)	Percentual de variação do consumo (%)	Consumo total anual por área condicionada (kWh/m²)	Custo total anual de energia elétrica (R\$)	Redução do custo total anual de energia (R\$)	Percentual de variação do custo (%)
Sem TES*	836.903	-	167,38	858.210	-	-
Com TES*	861.172	+2,90	172,23	764.074	94.136	-10,97
Comparativo dos modelos com e sem previsão						
Modelo	Consumo total anual de energia elétrica (kWh)	Percentual de variação do consumo (%)	Consumo total anual por área condicionada (kWh/m²)	Custo total anual de energia elétrica (R\$)	Redução do custo total anual de energia (R\$)	Percentual de variação do custo (%)
Com TES*	861.172	-	172,23	764.074	-	-
Preditivo diário*	853.814	-0,85	170,76	759.864	4.210	-0,55

*Com perturbação da ocupação.

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

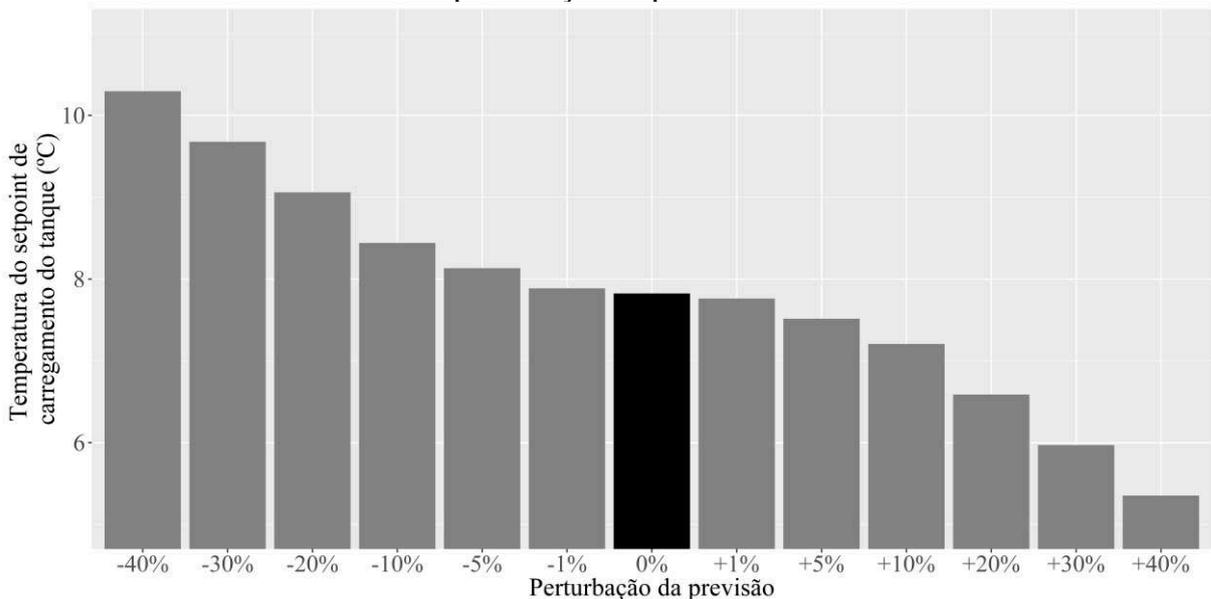
4.4 RESULTADOS DA ETAPA 4

A Etapa 4 deste estudo consistiu na perturbação da previsão do modelo preditivo diário, localizado na cidade do Rio de Janeiro, de modo a verificar o efeito sobre o consumo e custo da energia elétrica, assim como sobre o somatório de horas não atendidas pela climatização artificial. Para tanto, foram gerados 12 casos, onde considera-se que ocorreram progressivos níveis de erros de previsão, sendo adotados valores para mais e para menos. A

multiplicação dos índices da Tabela 12 pela previsão diária perfeita (0% de erro), obtida na Etapa 1, resultou no comportamento observado na Figura 49.

Esta figura apresenta as temperaturas de carregamento do tanque de água gelada no dia 12 de janeiro, para cada caso de perturbação, inclusive para a previsão perfeita, em cor preta. É possível observar que, quando se erra a carga para menos, as temperaturas do tanque passam a ser mais altas, enquanto o oposto acontece quando a previsão indica uma demanda maior do que a real. No entanto, deve ser ressaltado que a temperatura mais baixa adotada para o tanque foi igual ao padrão de 5°C, ou seja, quando se prevê uma carga superior a necessária, ocorre a aproximação da operação do modelo com termoacumulação sem previsão.

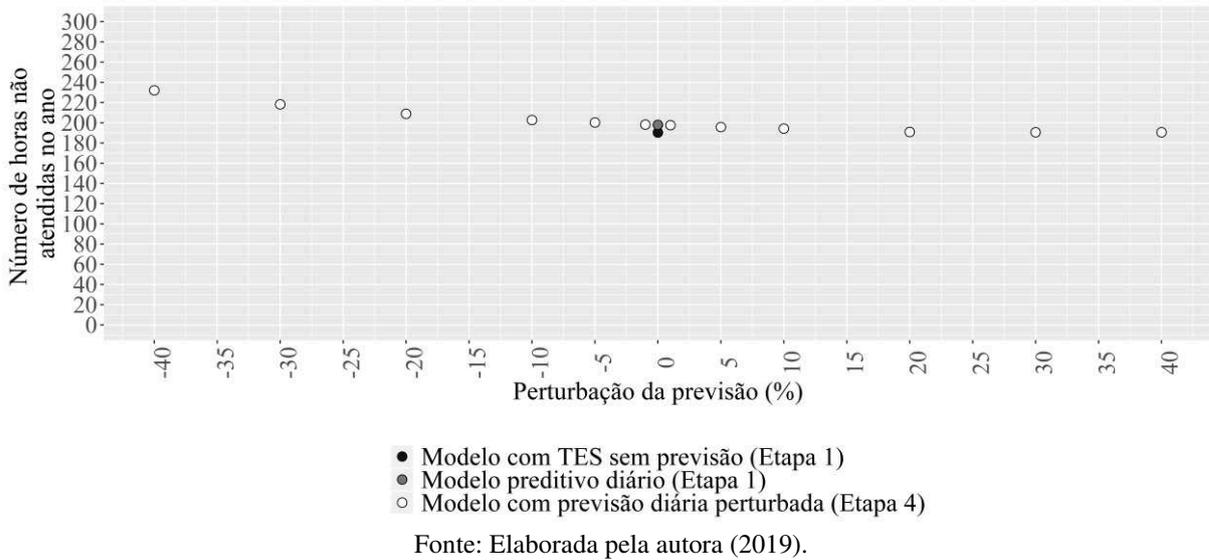
Figura 49 – Temperatura de carregamento do tanque no dia 12 de janeiro, conforme casos de perturbação da previsão.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

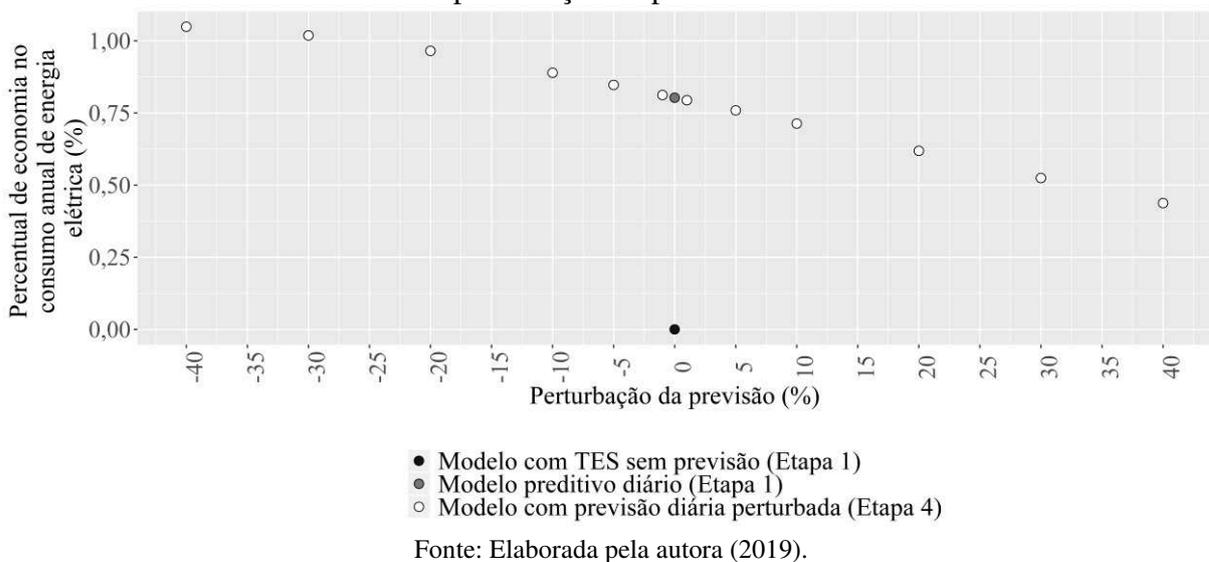
Esta fase da análise busca testar erros extremos de previsão, como seria o caso da majoração ou redução da carga térmica do horário de ponta em 40% em todos os dias do ano. Por meio da Figura 50 são resumidos os resultados referentes ao somatório anual de horas não atendidas pela climatização da edificação em cada caso de perturbação da previsão, assim como para os modelos com TES com e sem previsão, provenientes da Etapa 1. Esse gráfico indica que, mesmo subestimando-se a carga do dia seguinte em até 40%, o condicionamento ambiental foi capaz de se manter dentro de um limite tolerável de horas não atendidas durante a ocupação. Entre +40% e -40%, o somatório de horas não atendidas foi de 190,5 a 232,08 horas, respectivamente.

Figura 50 – Somatório de horas não atendidas pela climatização para cada caso de perturbação da previsão.



A Figura 51 ilustra a variação do percentual de economia no consumo anual de energia elétrica em relação ao modelo com TES sem previsão. Quando se subestimam as cargas térmicas da edificação, o consumo de energia elétrica tende a diminuir pois o tanque de água gelada passa a ser refrigerado em maior temperatura. Dessa forma, se carregada a termoacumulação sempre com carga 40% menor do que o necessário no dia seguinte, a economia de energia elétrica pode chegar a pouco mais de 1% em relação do modelo com TES.

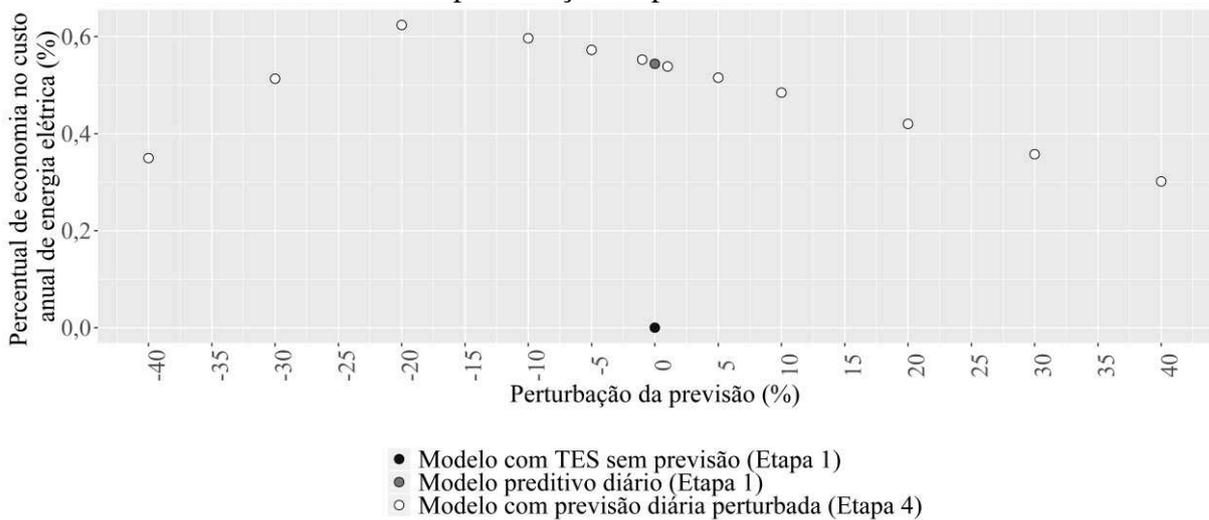
Figura 51 – Percentual de economia no consumo anual de energia elétrica para cada caso de perturbação da previsão.



Contudo, a Figura 52 demonstra que existe um limite para essa abordagem. Seguindo o padrão do consumo, o percentual de economia no custo de energia elétrica também passa a

reduzir quando se subestima a demanda futura do tanque. Porém, após alcançado um limite de erro de -20%, percebe-se que a economia de custo passa a diminuir com a subestimação da carga térmica.

Figura 52 – Percentual de economia no custo anual de energia elétrica para cada caso de perturbação da previsão.



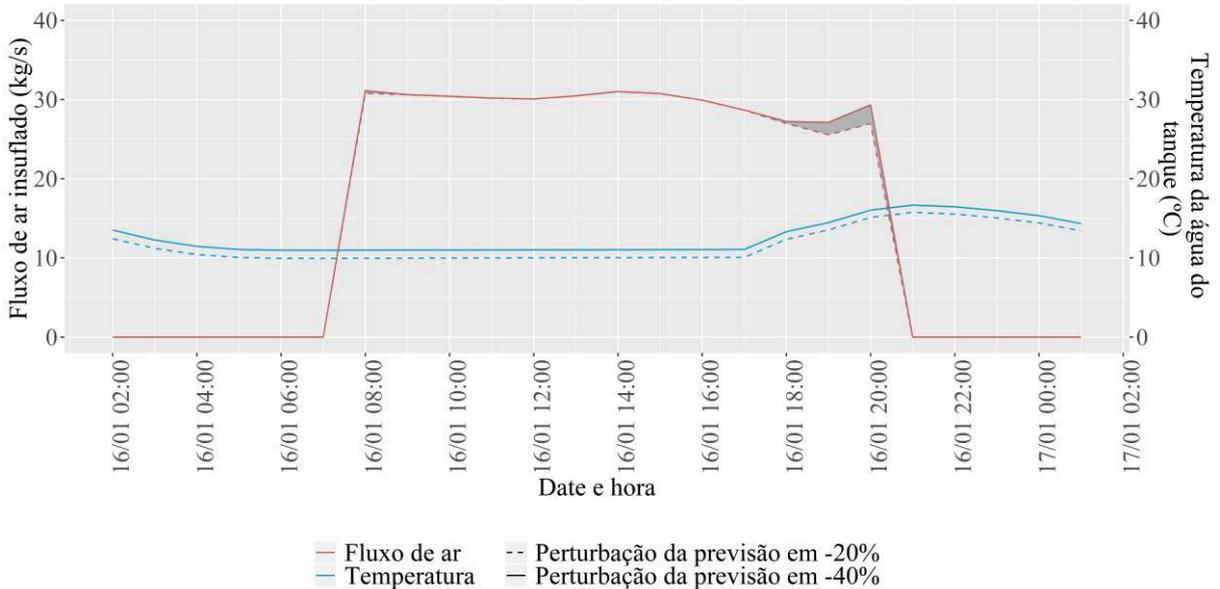
Fonte: Elaborada pela autora (2019).

Considerando que o consumo de energia continua diminuindo quando se reduz a previsão de demanda, o aumento do custo após -20% de erro só poderia significar que essa condição de perturbação da previsão estaria fazendo com que algum equipamento do sistema de climatização esteja consumindo mais energia durante o horário de ponta, onde o custo da tarifa energética é maior.

Analisando os relatórios das variáveis de saída das simulações, foi observado que o acréscimo da temperatura do tanque provocou a necessidade de aumento da vazão de ar nos *fan-coils*, de modo a garantir a mesma condição de temperatura preestabelecida nas zonas térmicas, igual a 24°C.

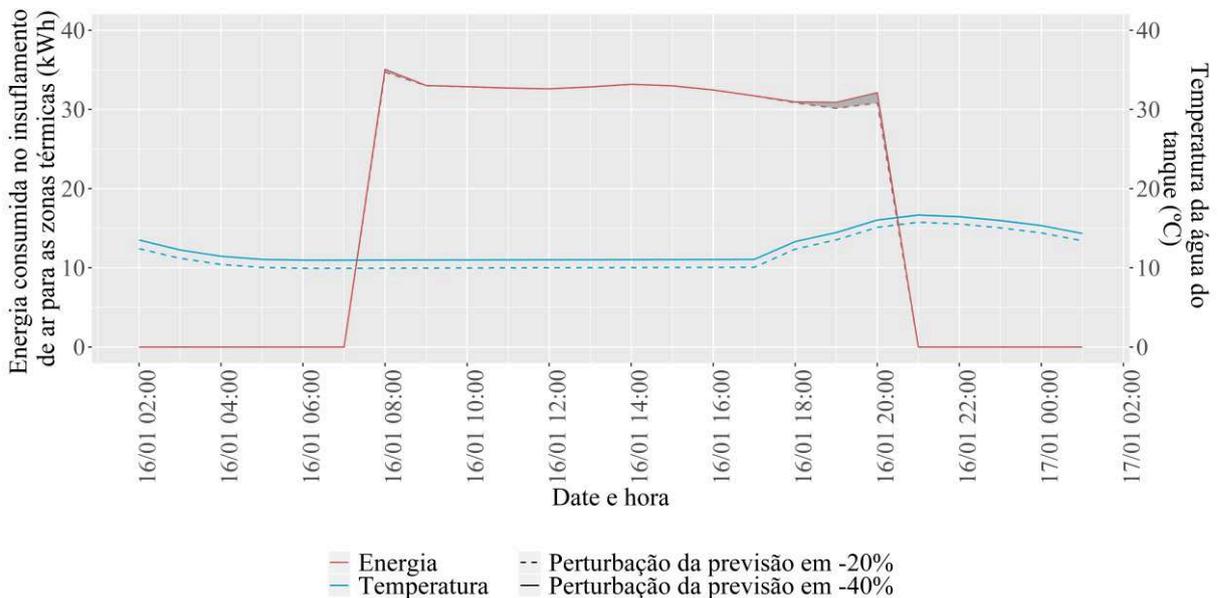
A Figura 53 apresenta o somatório das vazões mássicas horárias de ar para todas as zonas da edificação (variável de saída *Fan Air Mass Flow Rate*), segundo os casos de perturbação em -20% e em -40%, no dia 16 de janeiro. Além disso, nesta figura pode-se visualizar as temperaturas do tanque para cada um desses casos. De fato, constata-se que existe um aumento na vazão de ar entre os modelos, ocorrendo durante o horário de ponta, quando a energia tem maior custo financeiro. A Figura 54 apresenta a mesma situação, porém mostrando o consumo horário de energia elétrica destinado ao insuflamento de ar nas zonas térmicas, por meio da utilização da variável de saída *Fan Electric Energy*.

Figura 53 – Vazão mássica horária de insuflamento de ar na edificação para os casos de perturbação em -20% e -40%.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

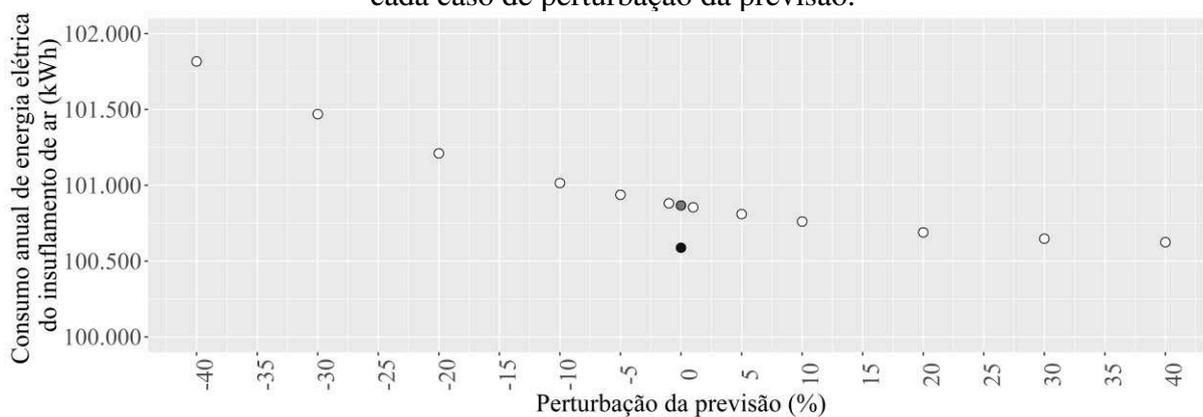
Figura 54 - Consumo horário de energia elétrica com o insuflamento de ar na edificação para os casos de perturbação em -20% e -40%.



Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A Figura 55 relaciona o percentual de perturbação da previsão com a variação do consumo anual de energia elétrica destinada ao insuflamento de ar. Novamente, identifica-se um significativo crescimento dessa energia com a subestimação da carga térmica do dia seguinte.

Figura 55 – Consumo anual de energia elétrica com o insuflamento de ar na edificação para cada caso de perturbação da previsão.



- Modelo com TES sem previsão (Etapa 1)
- Modelo preditivo diário (Etapa 1)
- Modelo com previsão diária perturbada (Etapa 4)

Fonte: Elaborada pela autora (2019).

A partir desta etapa de análise, é possível perceber que o modelo preditivo diário na cidade do Rio de Janeiro apresenta uma boa resposta à presença de erros de previsão. Entre -20% e +20% de variação da carga, pouco prejuízo se nota em relação ao consumo e custo de energia, assim como em relação ao número de horas não atendidas pela climatização, que não ultrapassa o limite de 300 horas estabelecido.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo avaliou a operação de um sistema de acumulação de água gelada com carregamento baseado em previsões de carga térmica de uma edificação em horário de ponta tarifário. Foram considerados quatro métodos de previsão, conforme o horizonte temporal observado (diário, semanal, mensal e sazonal). A análise baseou-se na comparação de um modelo de edificação comercial de escritórios, considerando três alternativas para o sistema de climatização centralizada: convencional sem termoacumulação, com termoacumulação e preditivo (termoacumulação com previsão). Os parâmetros de desempenho analisados foram o número de horas não atendidas pelo ar condicionado, quando havia ocupação, e o consumo e custo da energia elétrica, todos obtidos por meio de simulações termoenergéticas anuais, desenvolvidas no *software* EnergyPlus.

O estudo foi principiado pela consideração da edificação localizada na cidade do Rio de Janeiro, com cargas internas constantes durante todos os dias ocupados do ano, e previsão de carga térmica em horário de ponta perfeitamente conhecida. Na sequência, o progressivo desenvolvimento do trabalho ponderou, sobre o desempenho do modelo preditivo, a perturbação climática (por meio das cidades de Porto Alegre e Recife), perturbação das cargas internas e a perturbação da previsão.

A adoção de um modelo preditivo partiu da hipótese de que o padrão de carregamento da termoacumulação, quando realizada em quantidade proporcional à carga térmica de fato gerada na edificação, evitaria desperdícios decorrentes de armazenamentos excessivos. Dessa forma, pode-se esperar que tal modelo tenha aplicação mais atrativa dentro de alguns cenários, como o caso de edificações cujo clima leve a significativas variações diárias de carga térmica, ou quando as cargas internas tenham grande oscilação. No entanto, pôde-se perceber, a partir deste estudo, que tais fatores devem também estar sintonizados com a forma de implantação de um modelo preditivo. O próprio procedimento de aplicação da variabilidade de carga no tanque influencia diretamente no desempenho do modelo, conforme foi verificado ao longo de todas as etapas desta análise.

Neste trabalho, a variação de carga foi considerada por meio da manipulação do ΔT , correspondente a diferença de temperatura da água na entrada e saída do tanque. A relação desses fatores é diretamente proporcional, ou seja, quanto maior o ΔT , maior a carga armazenada. Tal procedimento, no entanto, ocasionou em prejuízo ao desempenho do modelo proposto, nos momentos da ocorrência de determinados padrões de oscilação da carga. Por meio da análise das variáveis de saída das simulações, pôde-se observar que o modelo preditivo levou

a menores consumos de energia sempre que as cargas térmicas diárias foram progressivamente menores, no decorrer do horizonte temporal. Porém, no momento de ocorrência de uma maior carga térmica, o sistema de resfriamento da água do modelo preditivo levou a maiores consumos de energia elétrica, em comparação com o sistema com termoacumulação sem previsão. Esse efeito é causado pois a previsão permite que a temperatura do tanque seja maior do que o padrão de carregamento convencional, que é exatamente o que constitui a variação do ΔT (ou da própria carga do sistema). Porém, quando há a necessidade da brusca redução da temperatura da água, em decorrência de um período com alta carga térmica, o consumo de energia do modelo preditivo passa a ser maior, pois precisa fornecer maior energia para a remoção do calor da água.

Dessa forma, devido ao próprio procedimento de operação, grandes variações de carga térmica da edificação são penalizadas, o que se choca diretamente com o principal atrativo desta proposta. Esse efeito é observado em todos os métodos de previsão (diária, semanal, mensal e sazonal), em distintas intensidades, que se devem à diferença na consideração da variação da carga armazenada no tanque. Dentre os métodos propostos, contudo, o de melhor desempenho energético e econômicos foi o de previsão diária.

Ao se analisar o modelo preditivo diário dentro de diferentes perfis climáticos, observa-se que o desempenho do sistema está condicionado ao adequado balanço na oscilação diária de cargas térmicas ao longo do ano. Quando da ocorrência de grande variação, parte da economia energética é anulada pelo efeito deste comportamento. Quando considerado um clima com pequena variação da carga, como na cidade de Recife, o sistema torna-se pouco atrativo pois não se identifica a real necessidade de variação da carga do tanque, visto que um armazenamento em carga padrão já representaria aproximadamente o comportamento da edificação. Ao se analisar a variação das cargas internas, por meio da diferenciação do padrão diário de ocupação e uso de equipamentos, o mesmo efeito anteriormente descrito foi identificado. Esse resultado corrobora com o analisado na etapa de perturbação climática, indicando que o modelo preditivo, dentro da edificação estudada e dos procedimentos específicos adotados neste trabalho, tem desempenho totalmente condicionado ao adequado balanceamento diário das cargas térmicas da edificação.

Se analisado o consumo total anual de energia elétrica do edifício, o modelo preditivo diário na cidade do Rio de Janeiro teve o melhor desempenho. Neste caso, a redução do consumo anual de energia elétrica do modelo preditivo, em relação ao sistema com termoacumulação convencional, foi de apenas 0,80%. A redução do custo total anual de energia elétrica, considerando a tarifa horária azul, foi de 0,54%. Ademais, deve-se observar que tais

resultados correspondem à modelos cuja previsão da demanda futura é perfeitamente conhecida.

No entanto, a análise dos usos finais de energia elétrica no edifício permitiu observar que o *chiller* secundário, que realiza o carregamento do tanque, representa uma parcela pequena do consumo total, igual a menos de 9,0% em todos os casos. Como a ação do modelo preditivo relaciona-se totalmente com a operação deste equipamento, pode-se compreender o porquê do seu impacto ser pequeno no total contexto da edificação. Quando analisado apenas o comportamento deste *chiller*, foi obtida uma redução de consumo anual de energia elétrica de até 10,2%, na cidade do Rio de Janeiro. Dessa forma, pode-se esperar que o modelo preditivo seria mais atrativo em uma edificação cujo consumo do *chiller* de abastecimento da termoacumulação seja mais representativo no cômputo total da energia elétrica. Tal comportamento possivelmente seria obtido em edificações de grande porte, como em *shopping centers*. Contudo, mesmo no edifício utilizado neste estudo, a adoção da termoacumulação convencional foi confirmada como uma alternativa relevante, com potencial de flexibilização das demandas energéticas da edificação, levando à redução do custo total anual da energia elétrica entre 11,05% e 15,00%.

Como ponto positivo do modelo preditivo, percebeu-se que a perturbação nas previsões de carga impactou de forma pouco significativa no desempenho do modelo. Quando superestimada a carga futura, o desempenho do modelo passa a comportar-se de forma semelhante ao sistema com termoacumulação sem previsão. No entanto, quando se subestima a carga, o modelo preditivo mostrou-se resiliente mesmo com erros diários de 20%. Tal resultado é positivo quando se considera a proposição de modelos de operação de termoacumuladores coordenados com as previsões de condições futuras de uma edificação. No entanto, a experiência obtida neste estudo aponta para necessidade da criteriosa escolha da forma de aplicação desses modelos no contexto de operação da termoacumulação.

Além disso, o modelo proposto permitiu a redução da infiltração de calor no tanque, em função da temperatura mais elevada da água, promovendo o melhor desempenho do armazenamento. No sistema com termoacumulação convencional, com um tanque cujos materiais levaram a uma transmitância térmica de 0,52 W/m².K, o calor anual adquirido pela infiltração representou entre 4,8% e 6,4% da energia total fornecida pelo *chiller* secundário. A adoção do sistema preditivo proporcionou a redução desta infiltração de calor em até 36,4%, para a cidade de Porto Alegre.

Do ponto de vista deste trabalho, outra alternativa de variação da carga do tanque seria a oscilação do volume de água gelada, abastecida sempre na mesma temperatura. Contudo, essa

abordagem levaria a criação de volumes de água quente dentro do tanque, o que diretamente influenciaria nas trocas térmicas internas e na própria estratificação da água gelada. Como solução a esse problema, poderiam também ser utilizadas barreiras para a separação deste “volume morto”. Tal medida, no entanto, impactaria nos custos de projeto, instalação e manutenção do sistema.

Este estudo foi desenvolvido como uma proposta de avaliação de um conceito, correspondente à adoção de um controle preditivo para o carregamento de um tanque de armazenamento de água gelada. Nesse contexto, tem-se como limitação a própria ferramenta de simulação, o programa EnergyPlus, cujas necessárias simplificações de um modelo computacional levam a variações, em maior ou menor grau, em relação à um sistema real. No entanto, por tratar-se de uma ferramenta extensamente utilizada na literatura, além de formulada com base na representação de fenômenos físicos reais, é possível considerar que os resultados obtidos se mantêm fiéis à tendência de desempenho que seria obtida em casos semelhantes.

As características específicas do edifício adotado também devem ser consideradas como uma limitação do trabalho, pois dificultam a extrapolação dos resultados à casos significativamente distintos. Além disso, apesar de o dimensionamento do sistema de climatização não se enquadrar no escopo do trabalho, a consideração dos modelos em modo de auto dimensionamento igualmente deve ser compreendida como um limitante, pois condiciona o desempenho dos sistemas à um padrão adotado pelo *software*, além de obstruir o completo conhecimento e controle das variáveis relativas ao condicionamento ambiental.

Na avaliação do conceito do modelo preditivo, a análise climática teve o objetivo de permitir a observação do comportamento dos sistemas ao serem expostos à climas significativamente distintos. Apesar destes climas serem representados pelas cidades do Rio de Janeiro, Porto Alegre e Recife, o estudo não tem a intenção de garantir tais desempenhos de sistemas reais implantados nestes locais, mas sim identificar tendências. Além disso, o arquivo climático adotado, do tipo *Test Reference Year* (TRY), também pode ser considerada uma limitação, pois baseia-se em dados climáticos da década de 60, passíveis de alterações devido ao processo de urbanização e às mudanças climáticas.

A partir das análises aqui desenvolvidas, pode-se propor como trabalhos futuros:

- Estudo de um modelo preditivo com variação de carga considerada por meio da oscilação volumétrica da água do tanque de armazenamento;
- Estudo da carga térmica futura por meio de previsões meteorológicas;
- Análise técnica e econômica da implantação de um modelo preditivo.

REFERÊNCIAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15.220:**

Desempenho térmico de edificações - Parte 2: Métodos de cálculo da transmitância térmica, da capacidade térmica, do atraso térmico e do fator solar de elementos e componentes de edificações. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.

AFRAM, A.; JANABI-SHARI, F. Theory and applications of HVAC control systems - A review of model predictive control (MPC). **Building and Environment**. v. 72, p. 343–355, 2014.

AHRI - AIR-CONDITIONING, HEATING, AND REFRIGERATION INSTITUTE.

Standard 901 (SI): Performance rating of thermal storage equipment used for cooling. 2014.

_____. **Standard 551/591:** Performance Rating of Water-Chilling and Heat Pump Water-Heating Packages Using the Vapor Compression Cycle. 2018.

ALVA, G; LIU, L.; HUANG, X.; FANG, G. Thermal energy storage materials and systems for solar energy applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 68, p. 693–706, 2017.

ALVA, G.; LIN, Y.; FANG, G. An overview of thermal energy storage systems. **Energy**. v. 144, p. 341–378, 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 414, de 9 de Setembro de 2010:** Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010.

_____. **Resolução Normativa N° 479, de 3 de abril de 2012:** Altera a Resolução Normativa no 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2012.

_____. **Por dentro da conta de luz:** informação de utilidade pública. 7. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016.

_____. **Resolução Normativa N° 800, de 19 de janeiro de 2017:** Regulamentação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE – Decreto N° 9022/2017. 2017.

ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. **Applied Energy**. v. 179, p. 350–377, 2016.

ARCURI, B.; SPATARU, C.; BARRETT, M. Evaluation of ice thermal energy storage (ITES) for commercial buildings in cities in Brazil. **Sustainable Cities and Society**. v. 29, p. 178–192, 2017.

ARTECONI, A.; HEWITT, N. J.; POLONARA, F. State of the art of thermal storage for demand-side management. **Applied Energy**. v. 93, p. 371–389, 2012.

ASHRAE - AMERICAN SOCIETY OF HEATING, REFRIGERATING AND AIR-CONDITIONING ENGINEERS. **Standard 90.1: Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings**. 2016a.

_____. **HVAC Systems and Equipments Handbook**. 2016b.

_____. **Fundamentals Handbook**. 2017.

ÅSTRÖM, K. J. Theory and applications of adaptive control-A survey. **Automatica**. v. 19, n. 5, p. 471–486, 1983.

BRASIL. **Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**: Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. 1996.

_____. **Ar Condicionado**: Guia prático sobre sistemas de água gelada. Ministério do Meio Ambiente. Brasília, DF, Brasil: 2017a.

_____. **Ar condicionado**: Manual sobre sistemas de água gelada. Ministério do Meio Ambiente. Brasília, DF, Brasil: 2017b.

BURATTI, C.; BARBANERA, M.; PALLADINO, D. An original tool for checking energy performance and certification of buildings by means of Artificial Neural Networks. **Applied Energy**. v. 120, p. 125–132, 2014.

CABEZA, L. F.; CASTELL, A.; BARRENECHE, C.; DE GRACIA, A.; FERNÁNDEZ, A. I. Materials used as PCM in thermal energy storage in buildings: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 15, n. 3, p. 1675–1695, 2011.

CALDERÓN, A.; BARRENECHE, C.; HERNÁNDEZ-VALLE, K.; GALINDO, E.; SEGARRA, M.; FERNÁNDEZ, A. I. Where is Thermal Energy Storage (TES) research going? – A bibliometric analysis. **Solar Energy**. 2019.

CARRIER. **Chiller 30GS**. 2019. Disponível em: < www.carrierdobrasil.com.br/modelo/descricao/meu-negocio/38/chiller-30gs >.

CB3E - CENTRO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES. **Proposta de método para a avaliação da eficiência energética com base em energia primária de edificações comerciais, de serviços e públicas**. 2017. Disponível em: < <http://www.cb3e.ufsc.br/etiquetagem/desenvolvimento/atividades-2012-2016/trabalho1/pesquisas> >.

CEEE - COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA DO RIO GRANDE DO SUL. **Custos e tarifas**. 2019. Disponível em: < www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=1782 >.

CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO. **Informações de tarifa grupo A**. 2019. Disponível em: < <http://servicos.celpe.com.br/comercialindustrial/Pages/AltaTensao/tarifas-grupo-a.aspx> >.

- COX, S. J.; KIM, D.; CHO, H.; MAGO, P. Real time optimal control of district cooling system with thermal energy storage using neural networks. **Applied Energy**. v. 238, p. 466–480, 2019.
- CRAWLEY, D. B.; HAND, J. W.; KUMMERT, M.; GRIFFITH, B.T. Contrasting the capabilities of building energy performance simulation programs. **Building and Environment**. v. 43, n. 4, p. 661–673, 2008.
- CRAWLEY, D.; LAWRIE, L. **Climate One Building**. 2019. Disponível em: < www.climate.onebuilding.org >.
- DE GRACIA, A.; CABEZA, L. F. Phase change materials and thermal energy storage for buildings. **Energy and Buildings**. v. 103, p. 414–419, 2015.
- DEGHANI-SANIJ, A. R.; THARUMALINGAM, E.; DUSSEAULT, M. B.; FRASER, R. Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 104, p. 192–208, 2019.
- DINCER, I.; DOST, S.; LI, X. Performance analyses of sensible heat storage systems for thermal applications. **Fuel and Energy Abstracts**. v. 38, n. 6, p. 435, 1997.
- DINCER, I. Evaluation and selection of energy storage systems for solar thermal applications. **International Journal of Energy Research**. v. 1028, 1999.
- DINCER, I. On thermal energy storage systems and applications in buildings. **Energy and Buildings**. v. 34, p. 377–388, 2002.
- DINCER, I.; ROSEN, M. A. **Thermal Energy Storage Systems and Applications**. 2nd. ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- DINKER, A.; AGARWAL, M.; AGARWAL, G. D. Heat storage materials, geometry and applications: A review. **Journal of the Energy Institute**. v. 90, n. 1, p. 1–11, 2017.
- DORGAN, C. E.; ELLESON, J. S. **Design Guide for Cool Thermal Storage**. American Society of Heating, Refrigerating and Air-conditioning Engineers - ASHRAE, 1993.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2013.
- EIA - U.S.ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2017 Overview**. 2017. Disponível em: <[https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)>.
- ENERGYPLUS. **EnergyPlus™ Version 9.0.1 Documentation**: Engineering Reference. 2018a. Disponível em: < <https://energyplus.net/documentation> >.
- ENERGYPLUS. **EnergyPlus™ Version 9.0.1 Documentation**: Input Output Reference. 2018b. Disponível em: < <https://energyplus.net/documentation> >.
- ENERGYPLUS. **EnergyPlus™**. 2019. Disponível em: < www.energyplus.net >.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: < <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica> >.

GELAZANSKAS, L.; GAMAGE, K. A. A. Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. **Sustainable Cities and Society**. v. 11, p. 22–30, 2014.

GELLINGS, C. W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. **Proceedings of the Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE**. Palo Alto, CA: 1985.

GUNEY, M. S.; TEPE, Y. Classification and assessment of energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 75, p. 1187–1197, 2017.

HABEEBULLAH, B. A. Economic feasibility of thermal energy storage systems. **Energy and Buildings**. v. 39, n. 3, p. 355–363, 2007.

HANLEY, C. J.; PEEK, G. H.; BOYES, J. D. **Solar Energy Grid Integration Systems – Energy Storage (SEGIS-ES)**. 2008. Disponível em: < <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2008/084247.pdf> >.

HASNAIN, S. M. Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part II: cool thermal storage. **Energy Conversion and Management**. v. 39, n. 11, p. 1139–1153, 1998.

HEIER, J.; BALES, C.; MARTIN, V. Combining thermal energy storage with buildings - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 42, p. 1305–1325, 2015.

HENZE, G. P. An Overview of Optimal Control for Central Cooling Plants with Ice Thermal Energy Storage. **Journal of Solar Energy Engineering**. v. 125, n. 3, p. 302, 2003.

HENZE, G. P.; KRARTI, M.; BRANDEMUEHL, M. J. Guidelines for improved performance of ice storage systems. **Energy and Buildings**. v. 35, n. 2, p. 111–127, 2003.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems - Characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 12, n. 5, p. 1221–1250, 2008.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. 2018a. Disponível em: < <https://www.iea.org/weo2018/electricity/> >.

_____. **The Future of Cooling: Opportunities for energy-efficient air conditioning**. 2018b.

IEVERS, S.; LIN, W. Numerical simulation of three-dimensional flow dynamics in a hot water storage tank. **Applied Energy**. v. 86, n. 12, p. 2604–2614, 2009.

IHM, P.; KRARTI, M.; HENZE, G. P. Development of a thermal energy storage model for EnergyPlus. **Energy and Buildings**. v. 36, p. 807–814, 2004.

KAMAL, R.; MOLONEY, F.; WICKRAMARATNE, C.; NARASIMHAN, A.; GOSWAMI, D. Y. Strategic control and cost optimization of thermal energy storage in buildings using EnergyPlus. **Applied Energy**. v. 246, n. August 2018, p. 77–90, 2019.

KHUDHAIR, A. M.; FARID, M. M. A review on energy conservation in building applications with thermal storage by latent heat using phase change materials. **Energy Conversion and Management**. v. 45, n. 2, p. 263–275, 2004.

LAZOS, D.; SPROUL, A. B.; KAY, M. Optimisation of energy management in commercial buildings with weather forecasting inputs: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 39, p. 587–603, 2014.

LEBREUX, M.; LACROIX, M.; LACHIVER, G. Control of a hybrid solar/electric thermal energy storage system. **International Journal of Thermal Sciences**. v. 48, n. 3, p. 645–654, 2009.

LEE, C. C. Fuzzy logic in control systems: fuzzy logic controller - Part I. **IEEE Transactions On Systems Man And Cybernetics**. v. 20, p. 404–418, 1990a.

LEE, C. C. Fuzzy logic in control systems: fuzzy logic controller - Part II. **IEEE Transactions On Systems Man And Cybernetics**. v. 20, n. 2, p. 419–435, 1990b.

LI, G.; HWANG, Y.; RADERMACHER, R. Review of cold storage materials for air conditioning application. **International Journal of Refrigeration**. v. 35, p. 2053–2077, 2012.

LIGHT ENERGIA. **Composição da Tarifa**. 2019. Disponível em: < www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx >.

LIN, H.; LI, X. H.; CHENG, P. S.; XU, B. G. Study on chilled energy storage of air-conditioning system with energy saving. **Energy and Buildings**. v. 79, p. 41–46, 2014.

LIU, S.; HENZE, G. P. Experimental analysis of simulated reinforcement learning control for active and passive building thermal storage inventory - Part 1: Theoretical foundation. **Energy and Buildings**. v. 38, n. 2, p. 142–147, 2006a.

LIU, S.; HENZE, G. P. Experimental analysis of simulated reinforcement learning control for active and passive building thermal storage inventory - Part 2: Results and analysis. **Energy and Buildings**. v. 38, n. 2, p. 148–161, 2006b.

MACPHEE, D.; DINCER, I. Performance assessment of some ice TES systems. **International Journal of Thermal Sciences**. v. 48, n. 12, p. 2288–2299, 2009.

MASSIE, D. D. Optimization of a building's cooling plant for operating cost and energy use. **International Journal of Thermal Sciences**. v. 41, p. 1121–1129, 2002.

NEWTON, B. J. **Modeling of Solar Storage Tanks**. University of Wisconsin-Madison, 1995. Disponível em: < <https://minds.wisconsin.edu/handle/1793/7803> >.

OOKA, R.; IKEDA, S. A review on optimization techniques for active thermal energy storage control. **Energy and Buildings**. v. 106, p. 225–233, 2015.

PETERSON, R. B. A concept for storing utility-scale electrical energy in the form of latent heat. **Energy**. v. 36, n. 10, p. 6098–6109, 2011.

R CORE TEAM. **R: A language and environment for statistical computing**. R Foundation for Statistical Computing Vienna, Austria, 2019. Disponível em: < www.R-project.org >.

RAUD, R.; JACOB, R.; BRUNO, F.; WILL, G.; STEINBERG, T. A. A critical review of eutectic salt property prediction for latent heat energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 70, p. 936–944, 2017.

RISMANCHI, B.; SAIDUR, R.; BOROUHANDJAZI, G.; AHMED, S. Energy, exergy and environmental analysis of cold thermal energy storage (CTES) systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 16 p. 5741–5746, 2012a.

RISMANCHI, B.; SAIDUR, R., MASJUKI, H.H.; MAHLIA, T.M.I. Thermodynamic evaluation of utilizing different ice thermal energy storage systems for cooling application in office buildings in Malaysia. **Energy and Buildings**. v. 53, p. 117–126, 2012b.

ROSEN, M. A.; PEDINELLI, N.; DINCER, I. Energy and exergy analyses of cold thermal storage systems. **International Journal of Energy Research**. v. 1038, p. 1029–1038, 1999.
RSTUDIO TEAM. **RStudio: Integrated Development for R** Boston, MARStudio, Inc. 2016. Disponível em: < www.rstudio.com >.

SEHAR, F.; RAHMAN, S.; PIPATTANASOMPORN, M. Impacts of ice storage on electrical energy consumptions in office buildings. **Energy and Buildings**. v. 51, p. 255–262, 2012.

SHKATULOV, A.; ARISTOV, Y. Modification of magnesium and calcium hydroxides with salts: An efficient way to advanced materials for storage of middle-temperature heat. **Energy**. v. 85, p. 667–676, 2015.

SILVA, C. W de. **Intelligent control: fuzzy logic applications**. CRC Press LLC, 1995.

SONG, X.; LIU, L.; ZHU, T.; CHEN, S.; CAO, Z. Study of economic feasibility of a compound cool thermal storage system combining chilled water storage and ice storage. **Applied Thermal Engineering**. v. 133, p. 613–621, 2018.

STOECKER, W.F.; JONES, J.W. **Refrigeração e ar condicionado**. São Paulo: McGraw Hill, 1985.

SUN, Y.; LIU, L.; ZHU, T.; CHEN, S., CAO, Z. Peak load shifting control using different cold thermal energy storage facilities in commercial buildings: A review. **Energy Conversion and Management**. v. 71, p. 101–114, 2013.

SUTTON, R. S.; BARTO, A. G. **Reinforcement learning: An introduction**. The MIT Press, 1998.

TANG, R.; WANG, S. Model predictive control for thermal energy storage and thermal comfort optimization of building demand response in smart grids. **Applied Energy**. v. 242, n. March, p. 873–882, 2019.

TELLER, O.; NICOLAI, J.P.; LAFOZ, M.; LAING, D.; TAMME, R.; PEDERSEN, A.S.; ANDERSSON, M.; FOLKE, C.; BOURDIL, C.; CONTE, M.; GIGLIUCCI, G.; FASTELLI, I.; VONA, M.; PORTO, M.R.; HACKENSELLNER, T.; KAPP, R.; SEIFER, H.J.; NOE, M.;

SANDER, M.; LUGARO, J.; LIPPERT, M.; HALL, P.; SALIGER, R.; HARBY, A.; PIHLATIE, M.; OMAR, N. **Joint EASE / EERA Recommendations for a European energy storage technology development roadmap towards 2030**. 2013. Disponível em: <<http://ease-storage.eu/easeeera-energy-storage-technology-development-roadmap-towards-2030/>>.

THAKER, S.; ONI, A. O.; KUMAR, A. Techno-economic evaluation of solar-based thermal energy storage systems. **Energy Conversion and Management**. v. 153, p. 423–434, 2017.

THIEBLEMONT, H.; HAGHIGHAT, F.; OOKA, R.; MOREAU, A. Predictive control strategies based on weather forecast in buildings with energy storage system: A review of the state-of-the art. **Energy and Buildings**. v. 153, p. 485–500, 2017.

TOURETZKY, C. R.; BALDEA, M. A hierarchical scheduling and control strategy for thermal energy storage systems. **Energy and Buildings**. v. 110, p. 94–107, 2016.

WANG, M. J.; KUSUMOTO, N. Ice slurry based thermal storage in multifunctional buildings. *Heat and Mass Transfer*. **Heat and Mass Transfer**. v. 37, p. 597–604, 2001.

YAİCI, W.; GHORAB, M.; ENTCHEV, E.; HAYDEN, S. Three-dimensional unsteady CFD simulations of a thermal storage tank performance for optimum design. **Applied Thermal Engineering**. v. 60, n. 1–2, p. 152–163, 2013.

YAU, Y. H.; RISMANCHI, B. A review on cool thermal storage technologies and operating strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 16, p. 787–797, 2012.

YORK. **YMC2 Centrifugal Magnetic Drive Chiller**. 2019. Disponível em: <www.york.com/for-your-workplace/chilled-water-systems/water-cooled-chillers/ymc2-centrifugal-magnetic-drive-chiller>.

YU, Z.; HUANG, G.; HAGHIGHAT, F.; LI, H.; ZHANG, G. Control strategies for integration of thermal energy storage into buildings: State-of-the-art review. **Energy and Buildings**. v. 106, p. 203–215, 2015.

ZHANG, H.; BAEYENS, J.; CÁCERES, G.; DEGRÈVE, J.; LV, Y. Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects. **Progress in Energy and Combustion Science**. v. 53, p. 1–40, 2016.

ZHOU, G.; IHM, P.; KRARTI, M.; LIU, S.; HENZE, G.P. Integration of an internal optimization module within EnergyPlus. **Eighth International IBPSA Conference**. p. 1475–1482, 2003.

ZHOU, D.; ZHAO, C. Y.; TIAN, Y. Review on thermal energy storage with phase change materials (PCMs) in building applications. **Applied Energy**. v. 92, p. 593–605, 2012.

APÊNDICE A – Parâmetros do sistema de climatização de ar no *software* EnergyPlus

A Planilha 1 apresenta os parâmetros de entrada dos sistemas de climatização de ar, inseridos no *software* EnergyPlus, assim como valores de dimensionamento obtidos por meio do modo *autosize* do programa. Quando necessário, são especificados os valores respectivos ao dimensionamento para cada cidade analisada, sendo: “RJ” referente ao Rio de Janeiro; “PoA” relativo a Porto Alegre; e “Re” utilizado para indicar a cidade de Recife.

Planilha 1 – Parâmetros dos sistemas de climatização de ar com e sem termoacumulação.

Objeto do EnergyPlus	Parâmetro no EnergyPlus	Unidade	Valor			
			Modelo sem TES		Modelo com TES	
			Inserido	Dimensionado	Inserido	Dimensionado
ZoneInfiltration: DesignFlowRate	Air Changes per Hour	1/hr	0,5	-	0,5	-
Design Specificatio: OutdoorAir	Outdoor Air Flow per Person	m ³ /s.person	0,0075	-	0,0075	-
Sizing: Parameters	Cooling Sizing Factor	-	1,15	-	1,15	-
Sizing:Zone	Zone Cooling Design Supply Air Temperature	°C	14	-	14	-
	Zone Cooling Design Supply Air Temperature Difference	°C	11,11	-	11,11	-
	Zone Cooling Design Supply Air Humidity Ratio	kgWater/kgDryair	0,00946	-	0,00946	-
Sizing:System	Type of Load to Size On	-	Sensible	-	Sensible	-
	Central Cooling Design Supply Air Temperature	°C	13	-	13	-
	Central Cooling Design Supply Air Humidity Ratio	kgWater/kgDryair	0,00886	-	0,00886	-
Sizing:Plant (circuito primário)	Design Loop Exit Temperature	°C	7,22	-	7,22	-
	Loop Design Temperature Difference	°C	6,67	-	6,67	-
Sizing:Plant (circuito secundário)	Design Loop Exit Temperature	°C	-	-	4,8	-
	Loop Design Temperature Difference	°C	-	-	9	-

Objeto do EnergyPlus	Parâmetro no EnergyPlus	Unidade	Valor			
			Modelo sem TES		Modelo com TES	
			Inserido	Dimensionado	Inserido	Dimensionado
Fan:Variable Volume	Fan Total Efficiency	-	0,7	-	0,7	-
	Pressure rise	Pa	1000	-	1000	-
	Fan Power Minimum Flow Fraction	-	0,25	-	0,25	-
	Motor efficiency	-	0,9	-	0,9	-
	Motor In Airstream Fraction	-	1	-	1	-
Coil:Cooling: Water (térreo)	Design Water Flow Rate	m³/s	autosize	RJ: 0,002298; PoA:0,002183; Re: 0,002091	autosize	RJ: 0,002298; PoA: 0,002183; Re: 0,002091
	Design Air Flow Rate	m³/s	autosize	RJ: 2,87; PoA: 2,74; Re: 2,70	autosize	RJ: 2,87; PoA: 2,74; Re: 2,70
	Design Inlet Water Temperature	°C	autosize	7,22	autosize	7,22
	Design Inlet Air Temperature	°C	autosize	RJ: 25,30; PoA: 25,33; Re: 24,55	autosize	RJ: 25,30; PoA: 25,33; Re: 24,55
	Design Outlet Air Temperature	°C	autosize	11,84	autosize	11,84
	Design Inlet Air Humidity Ratio	kgWater/ kgDryair	autosize	RJ: 0,010775; PoA:0,010722; Re: 0,010849	autosize	RJ: 0,010775; PoA: 0,010722; Re: 0,010849
	Design Outlet Air Humidity Ratio	kgWater/ kgDryair	autosize	RJ: 0,008391; PoA:0,008390; Re: 0,008398	autosize	RJ: 0,008391; PoA: 0,008390; Re: 0,008398
Coil:Cooling: Water (tipo)	Design Water Flow Rate	m³/s	autosize	RJ: 0,026209; PoA:0,024134; Re: 0,024010	autosize	RJ: 0,026209; PoA: 0,024134; Re: 0,024010
	Design Air Flow Rate	m³/s	autosize	RJ: 36,02; PoA: 34,98; Re: 33,68	autosize	RJ: 36,02; PoA: 34,98; Re: 33,68
	Design Inlet Water Temperature	°C	autosize	7,22	autosize	7,22
	Design Inlet Air Temperature	°C	autosize	RJ: 24,72; PoA: 24,60; Re: 24,34	autosize	RJ: 24,72; PoA: 24,60; Re: 24,34
	Design Outlet Air Temperature	°C	autosize	11,84	autosize	11,84
	Design Inlet Air Humidity Ratio	kgWater/ kgDryair	autosize	RJ: 0,010340; PoA:0,010042; Re: 0,010360	autosize	RJ: 0,010340; PoA: 0,010042; Re: 0,010360
	Design Outlet Air Humidity Ratio	kgWater/ kgDryair	autosize	RJ: 0,008391; PoA:0,008390; Re: 0,008398	autosize	RJ: 0,008391; PoA: 0,008390; Re: 0,008398

Objeto do EnergyPlus	Parâmetro no EnergyPlus	Unidade	Valor			
			Modelo sem TES		Modelo com TES	
			Inserido	Dimensionado	Inserido	Dimensionado
Coil: Cooling: Water (cobertura)	Design Water Flow Rate	m ³ /s	autosize	RJ: 0,004259; PoA: 0,004183; Re: 0,003655	autosize	RJ: 0,004259; PoA: 0,004183; Re: 0,003655
	Design Air Flow Rate	m ³ /s	autosize	RJ: 6,17; PoA: 6,11; Re: 5,30	autosize	RJ: 6,17; PoA: 6,11; Re: 5,30
	Design Inlet Water Temperature	°C	autosize	7,22	autosize	7,22
	Design Inlet Air Temperature	°C	autosize	RJ: 24,59; PoA: 24,57; Re: 24,28	autosize	RJ: 24,59; PoA: 24,57; Re: 24,28
	Design Outlet Air Temperature	°C	autosize	11,84	autosize	11,84
	Design Inlet Air Humidity Ratio	kgWater/ kgDryair	autosize	RJ: 0,010055; PoA: 0,010002; Re: 0,010180	autosize	RJ: 0,010055; PoA: 0,010002; Re: 0,010180
	Design Outlet Air Humidity Ratio	kgWater/ kgDryair	autosize	RJ: 0,008391; PoA: 0,008390; Re: 0,008398	autosize	RJ: 0,008391; PoA: 0,008390; Re: 0,008398
Pump: Constant Speed (circuito primário)	Design Flow Rate	m ³ /s	autosize	RJ: 0,032766; PoA: 0,030501; Re: 0,029756	autosize	RJ: 0,032766; PoA: 0,030501; Re: 0,029756
	Design Pump Head	Pa	179352	-	179352	-
	Design Power Consumption	W	autosize	RJ: 8371,28; PoA: 7792,52; Re: 7602,34	autosize	RJ: 8371,28; PoA: 7792,52; Re: 7602,34
	Motor Efficiency	-	0,9	-	0,9	-
	Fraction of Motor Inefficiencies to Fluid Stream	-	0	-	0	-
Pump: Constant Speed (circuito secundário)	Design Flow Rate	m ³ /s	-	-	autosize	RJ: 0,011539; PoA: 0,009520; Re: 0,008366
	Design Pump Head	Pa	-	-	179352	-
	Design Power Consumption	W	-	-	autosize	RJ: 2948,17; PoA: 2432,24; Re: 2137,42
	Motor Efficiency	-	-	-	0,9	-
	Fraction of Motor Inefficiencies to Fluid Stream	-	-	-	0	-
Chiller: Electric: EIR (circuito primário)	Reference Capacity	kW	autosize	RJ: 917; PoA: 854; Re: 833	autosize	RJ: 917; PoA: 854; Re: 833
	Reference COP	W/W	3,5	-	3,5	-

Objeto do EnergyPlus	Parâmetro no EnergyPlus	Unidade	Valor			
			Modelo sem TES		Modelo com TES	
			Inserido	Dimensionado	Inserido	Dimensionado
Chiller:Electric: EIR (circuito primário)	Reference Leaving Chilled Water Temperature	°C	6,67	-	6,67	-
	Reference Entering Condenser Fluid Temperature	°C	29,4	-	29,4	-
	Reference Chilled Water Flow Rate	m ³ /s	autosize	RJ: 0,032766; PoA:0,030501; Re: 0,029756	autosize	RJ: 0,032766; PoA: 0,030501; Re: 0,029756
	Reference Condenser Fluid Flow Rate	m ³ /s	autosize	RJ: 104,58; PoA: 97,35; Re: 94,97	autosize	RJ: 104,58; PoA: 97,35; Re: 94,97
	Minimum Part Load Ratio	-	0,1	-	0,1	-
	Maximum Part Load Ratio	-	1	-	1	-
	Optimum Part Load Ratio	-	1	-	1	-
	Minimum Unloading Ratio	-	0,1	-	0,1	-
	Condenser Type	-	Air Cooled	-	Air Cooled	-
	Condenser Fan Power Ratio	W/W	0,035	-	0,035	-
	Fraction of Compressor Electric Consumption Rejected by Condenser	-	1	-	1	-
	Leaving Chilled Water Lower Temperature Limit	°C	4	-	4	-
Chiller:Electric: EIR (circuito secundário)	Reference Capacity	kW	-	-	autosize	RJ: 436; PoA: 360; Re: 316
	Reference COP	W/W	-	-	3	-
	Reference Leaving Chilled Water Temperature	°C	-	-	4,8	-
	Reference Entering Condenser Fluid Temperature	°C	-	-	29,4	-
	Reference Chilled Water Flow Rate	m ³ /s	-	-	autosize	RJ: 0,011539; PoA: 0,009520; Re: 0,008366
	Reference Condenser Fluid Flow Rate	m ³ /s	-	-	autosize	RJ: 49,70; PoA: 41,00; Re: 36,03

Objeto do EnergyPlus	Parâmetro no EnergyPlus	Unidade	Valor			
			Modelo sem TES		Modelo com TES	
			Inserido	Dimensionado	Inserido	Dimensionado
Chiller:Electric: EIR (circuito secundário)	Minimum Part Load Ratio	-	-	-	0,1	-
	Maximum Part Load Ratio	-	-	-	1	-
	Optimum Part Load Ratio	-	-	-	1	-
	Minimum Unloading Ratio	-	-	-	0,1	-
	Condenser Type	-	-	-	Air Cooled	-
	Condenser Fan Power Ratio	W/W	-	-	0,035	-
	Fraction of Compressor Electric Consumption Rejected by Condenser	-	-	-	1	-
	Leaving Chilled Water Lower Temperature Limit	°C	-	-	4	-
ThermalStorage: ChilledWater Stratified	Tank Volume	m ³	-	-	RJ: 200; PoA: 165; Re: 145	-
	Tank Height	m	-	-	RJ: 20; PoA: 16,5; Re: 14,5	-
	Tank Shape	-	-	-	Vertical Cylinder	-
	Deadband Temperature Difference	°C	-	-	0,1	-
	Temperature Sensor Height	m	-	-	RJ: 20; PoA: 16,5; Re: 14,5	-
	Minimum Temperature Limit	°C	-	-	1	-
	Ambient Temperature Indicator	-	-	-	Outdoors	-
	Uniform Skin Loss Coefficient per Unit Area to Ambient	W/m ² .K	-	-	0,52	-
	Use Side Inlet Height	m	-	-	RJ: 20; PoA: 16,5; Re: 14,5	-
	Use Side Outlet Height	m	-	-	0	-
Use Side Heat Transfer Effectiveness	-	-	-	1	-	

Objeto do EnergyPlus	Parâmetro no EnergyPlus	Unidade	Valor			
			Modelo sem TES		Modelo com TES	
			Inserido	Dimensionado	Inserido	Dimensionado
ThermalStorage: ChilledWater Stratified	Use Side Design Flow Rate	m ³ /s	-	-	autosize	RJ: 0,032766; PoA: 0,030501; Re: 0,029756
	Source Side Inlet Height	m	-	-	0	-
	Source Side Outlet Height	m	-	-	RJ: 20 PoA: 16,5; Re: 14,5	-
	Source Side Design Flow Rate	m ³ /s	-	-	autosize	RJ: 0,011539; PoA: 0,009520; Re: 0,008366
	Tank Recovery Time	hr	-	-	4	-
	Number of Nodes	-	-	-	10	-
PlantLoop (circuito primário)	Fluid Type	-	Water	-	Water	-
	Maximum Loop Temperature	°C	98	-	98	-
	Minimum Loop Temperature	°C	1	-	1	-
	Maximum Loop Flow Rate	m ³ /s	autosize	RJ: 0,032766; PoA:0,030501; Re: 0,029756	autosize	RJ: 0,032766; PoA: 0,030501; Re: 0,029756
	Minimum Loop Flow Rate	m ³ /s	0	-	0	-
	Plant Loop Volume	m ³	autosize	RJ: 3,93; PoA: 3,66; Re: 3,57	autosize	RJ: 3,93; PoA: 3,66; Re: 3,57
	Loop Circulation Time	min	2	-	2	-
PlantLoop (circuito secundário)	Fluid Type	-	-	-	Water	-
	Maximum Loop Temperature	°C	-	-	98	-
	Minimum Loop Temperature	°C	-	-	1	-
	Maximum Loop Flow Rate	m ³ /s	-	-	autosize	RJ: 0,011539; PoA: 0,009520; Re: 0,008366
	Minimum Loop Flow Rate	m ³ /s	-	-	0	-
	Plant Loop Volume	m ³	-	-	autosize	RJ: 1,38; PoA: 1,14; Re: 1,00
	Loop Circulation Time	min	-	-	2	-

Fonte: Elaborada pela autora (2019).