



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

LUAN GUANAIS MACRINO DOS SANTOS

**Estratégias de Armazenamento de Energia
Elétrica e uma Análise de Viabilidade
Econômica da Adoção de Baterias para
Gerenciamento pelo Lado da Demanda**

CAMPINAS
2018

LUAN GUANAIS MACRINO DOS SANTOS

Estratégias de Armazenamento de Energia Elétrica e uma Análise de Viabilidade Econômica da Adoção de Baterias para Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO LUAN GUANAIS MACRINO DOS SANTOS, E ORIENTADA PELO PROF. DR. GILBERTO DE MARTINO JANNUZZI.


ASSINATURA DO ORIENTADOR

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CNPq

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Sa59e Santos, Luan Guanais Macrino dos, 1992-
Estratégias de armazenamento de energia elétrica e uma análise de viabilidade econômica da adoção de baterias para gerenciamento pelo lado da demanda / Luan Guanais Macrino dos Santos. – Campinas, SP : [s.n.], 2018.

Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia - Armazenamento. 2. Edifícios. 3. Baterias. 4. Geração distribuída de energia. I. Jannuzzi, Gilberto de Martino, 1955-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Strategies for electrical energy storage and an economic viability analysis of the adoption of batteries to demand-side management

Palavras-chave em inglês:

Energy - Storage
Buildings
Batteries
Distributed power generation

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Gilberto de Martino Jannuzzi [Orientador]

Carla Kazue Nakao Cavaliero

Luiz Carlos Pereira da Silva

Data de defesa: 27-02-2018

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Estratégias de Armazenamento de Energia
Elétrica e uma Análise de Viabilidade
Econômica da Adoção de Baterias para
Gerenciamento pelo Lado da Demanda**

Autor: Luan Guanais Macrino dos Santos

Orientador: Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi, Presidente
Faculdade de Engenharia Mecânica - Unicamp

Prof^a. Dr^a. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Faculdade de Engenharia Mecânica - Unicamp

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Unicamp

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 27 de fevereiro de 2018.

Agradecimentos

A experiência de mestrado num programa interdisciplinar significou muito mais que a elaboração desta dissertação. Agradeço a todas as pessoas que se dispuseram a me oferecer a sua visão de mundo, a compartilhar comigo alguns de seus conhecimentos e a me receber de braços abertos em contextos de estudo e discussões que frequentemente transcendiam o meu lugar acadêmico de origem. Ainda que neste trabalho não estejam expressas as visões que pude adquirir a partir de cada um de vocês, elas me acompanham cotidianamente.

Em especial, agradeço: aos meus pais, avós e à minha namorada, Franciely, pelo apoio sincero e incondicional ao longo do percurso que segui até aqui; ao meu orientador, Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi, pelas oportunidades e belos aprendizados que me proporcionou, e, em particular, pela cooperação e supervisão no âmbito deste trabalho; à Prof^a. Dr^a. Carla Kazue Nakao Cavaliero, pelas valiosas contribuições e ensinamentos tanto no curso quanto no contexto da minha pesquisa, e por me fazer, com seu carisma, enxergar o lado positivo de muitas coisas; ao meu grande amigo Rodolfo Gomes, pelo incentivo, companheirismo e diálogo constante; ao Prof. Dr. Waldir Bizzo, pela participação na banca de qualificação, pelos grandes ensinamentos e, principalmente, pela paciência ao ouvir e esclarecer minhas numerosas dúvidas; ao Dr. Mauro Berni e à equipe do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, pela recepção e colaboração para o meu trabalho; ao pessoal do CPqD (Carla Furoni, Maria de Fátima Rosolem e Glaucio Hax); ao Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva, pelos ensinamentos e pela participação na banca de defesa; aos professores Dr^a. Regina Célia da Silva, Dr. Ennio Peres da Silva, Dr. Sérgio Bajay e Dr. Marko Monteiro, pela grande ampliação de horizontes que me ofereceram em aulas e em conversas; a Izana, Paulo, Vicente, Bruno, Raphael e Simon, colegas e amigos que tanto contribuíram para o meu trabalho; aos colegas do grupo de pesquisa (Juliani, Rodolfo Damásio, Manu, Jhon e Humberto); e aos meus amigos Xavero, Soy (obrigado por me fazer entender um pouquinho de comércio exterior!), Bosso, Daniela, Taíne, Augusto, Nathália, Tarci, Natasha, Daniel, César, Milton, Thais, Ana, Matheus e Mateus, pela força e pelo carinho inabaláveis.

Por fim, agradeço a Danielle Ferreira, pela valiosa ajuda na edição para publicação da dissertação, e ao CNPq, pelo financiamento à minha pesquisa.

"Aquilo que conta não é abraçar a sabedoria infinita, mas o comportamento a se manter ao longo do percurso de aproximação à sabedoria. A essência da philo-sophia está em manter vivo o amor pela sabedoria. Eis por que é mais importante correr com dignidade que ganhar o prêmio."

(Nuccio Ordine, *L'utilità dell'inutile*)

Resumo

Dentre as diversas opções que contribuem para a flexibilidade de redes elétricas, o armazenamento de energia se mostra factível não apenas para desacoplar a oferta da demanda energética, mas também para desempenhar serviços de regulação da qualidade da energia. Este trabalho apresenta as características técnicas e econômicas das principais tecnologias de armazenamento de energia existentes, suas possíveis aplicações e seu estágio de desenvolvimento atual. Discutem-se possíveis estratégias de armazenamento de energia pelo lado da demanda, e evidenciam-se prospecções para a adoção do armazenamento de eletricidade no contexto brasileiro pelos lados da oferta e da demanda. Por fim, um estudo de caso dividido em duas etapas é apresentado, avaliando-se a viabilidade econômica, primeiramente, da adoção de três diferentes tipos de baterias (lítio-íon, sódio-enxofre e vanádio-redox) selecionados para acoplamento a um gerador fotovoltaico (FV) e, posteriormente, para o deslocamento de carga do edifício sede do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Universidade Estadual de Campinas. Os resultados do estudo de caso mostram que atualmente nenhuma das estratégias de armazenamento consideradas seria economicamente factível e que apenas a adoção de um gerador FV conectado à rede e sem baterias seria viável. A análise de sensibilidade apresentada ao final do trabalho aponta os custos de aquisição baterias como o principal fator condicionando a viabilidade econômica das estratégias de armazenamento consideradas, e sugere que a redução desses custos tende a promover viabilidade mais rapidamente para deslocamento de carga que para acoplamento de baterias ao gerador FV.

Palavras Chave: Energia – Armazenamento; Edifícios; Baterias; Geração distribuída de energia.

Abstract

Among the several options able to contribute for the flexibility of electrical networks, energy storage proves to be feasible not only to decouple energy supply from demand, but also to perform energy quality regulation services. This work presents technical and economic characteristics of the main existing energy storage technologies, their possible applications and their current state of development. Conceivable strategies of demand-side energy storage are discussed, and prospections to the adoption of electricity storage in the Brazilian context, at both supply and demand side, are highlighted. Finally, a case study divide into two stages is presented, evaluating firstly the economic viability of the adoption of three different battery technologies (lithium-ion, sodium-sulfur and vanadium-redox) selected to be coupled with a photovoltaic (PV) generator and, then, to the load shifting of the headquarters building of the Interdisciplinary Center of Energy Planning (NIPE) of the State University of Campinas. The results show that currently none of the considered strategies would be feasible, and that only the adoption of a grid-connected PV generator would be viable. A sensitivity analysis points out the purchase costs of the batteries as the main factor conditioning the economic viability of the considered storage strategies, and suggests that reductions in those costs tend to promote feasibility to load-shifting faster than to coupling batteries to the PV generator.

Key-words: Energy – Storage; Buildings; Batteries; Distributed power generation.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1 – Estratégias de GLD.	18
Figura 2.1 – Perfil de uma usina convencional com reservatório de acumulação.	22
Figura 2.2 – Capacidade de armazenamento instalada global conectada à rede elétrica em 2013.	23
Figura 2.3 – Dispositivo de volante de inércia típico.	26
Figura 2.4 – Esquema de instalação da Usina Solar Tres, uma usina solar de torre central e sistema de armazenamento térmico com dois tanques diretos e óleo mineral.	30
Figura 2.5 – Diagrama esquemático do princípio de funcionamento da bateria recarregável (ou secundária).	31
Figura 2.6 – Esquema de camadas de uma bateria de íons de lítio.	32
Figura 2.7 – Possíveis rotas compreendidas pela tecnologia PtG.	35
Figura 2.8 – Esquematização dos processos de carga e descarga de um capacitor de dupla camada.	37
Figura 2.9 – Faixas de tempos de descarga em relação às potências nominais de tecnologias de armazenamento de energia selecionadas.	38
Figura 2.10 – Distribuição de diferentes tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia segundo suas densidades de energia e de potência.	39
Figura 3.1 – Principais componentes de um sistema de ar condicionado com armazenamento frio.	43
Figura 3.2 - Evolução da razão entre capacidade de armazenamento e capacidade hidrelétrica instalada no Brasil.	48
Figura 3.3 - Diagrama esquemático de um sistema PV-CAES.	50
Figura 4.1 – Fluxograma das etapas do estudo de caso.	55
Figura 4.2 – Fluxograma de cálculos do método RTS.	58
Figura 4.3 – Carga térmica do edifício NIPE num dia típico semanal de cada mês do ano.	64
Figura 4.4 – Demanda elétrica do sistema de ar condicionado do edifício NIPE num dia típico semanal de cada mês do ano.	64
Figura 4.5 – Demanda elétrica de iluminação e aparelhos eletroeletrônicos do	65

NIPE.

Figura 4.6 – Perfil de demanda elétrica do edifício em um dia típico de cada mês do ano.	66
Figura 4.7 – Perfil de demanda elétrica do edifício em um dia de fim de semana típico de cada mês do ano.	66
Figura 4.8 – Áreas selecionadas para análise do potencial de produção FV do edifício NIPE – UNICAMP.	69
Figura 4.9 – Curvas de produção FV total num dia típico semanal de cada mês do ano.	70
Figura 4.10 – Temperaturas e eficiências dos painéis das áreas A1 (P1), A2 (P2) e A3 (P3) no dia típico do mês de janeiro.	70
Figura 4.11 – Comparação entre as cargas térmicas e demandas elétricas do sistema de ar condicionado com e sem painéis FV instalados no edifício (meses de janeiro e junho).	72
Figura 4.12 – Produção fotovoltaica e demanda elétrica do prédio mediante a instalação dos módulos FV.	73
Figura 4.13 – Fluxos de potência no sistema FV com baterias.	80
Figura 4.14 – Fluxos de potência no sistema de deslocamento de carga.	86
Figura 4.15 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia AFV (semana de janeiro).	91
Figura 4.16 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia FVP (dia típico semanal de janeiro).	91
Figura 4.17 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia DFP (dia típico semanal de janeiro).	92
Figura 4.18 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia DP (dia típico semanal de janeiro).	92
Figura 4.19 – Contas anuais de energia (Tarifa Azul).	95
Figura 4.20 – Contas anuais de energia (Tarifa Verde).	95
Figura 4.21 – Sensibilidade ao custo de aquisição das baterias (Estratégia AFV).	97
Figura 4.22 – Sensibilidade ao custo de aquisição das baterias (Estratégia FVP).	98
Figura 4.23 – Sensibilidade ao custo de aquisição das baterias (Estratégia DP).	98
Figura 4.24 – Sensibilidade à incidência de impostos no custo de aquisição das baterias (Estratégia AFV).	99

Figura 4.25 – Sensibilidade à incidência de impostos no custo de aquisição das baterias (Estratégia FVP).	99
Figura 4.26 Sensibilidade à incidência de impostos no custo de aquisição das baterias (Estratégia DP).	100
Figura 4.27 – Sensibilidade à tarifa de energia fora de ponta (TE + TUSD) (Estratégia AFV).	101
Figura 4.28 – Sensibilidade à tarifa de energia fora de ponta (TE + TUSD) (Estratégia FVP).	101
Figura 4.29 – Sensibilidade à tarifa de energia (TE + TUSD) (Estratégia DP).	102

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Faixas de custos de capital por kWh de tecnologias de armazenamento de energia em diferentes estágios de maturidade.	40
Tabela 4.1 – Características do edifício do NIPE consideradas para a estimativa de sua carga térmica.	57
Tabela 4.2 – Dados do compressor do resfriador central do edifício usados para determinar o valor de COP0	61
Tabela 4.3 – Dados da envoltória do edifício.	62
Tabela 4.4 – Fatores de Resposta Periódicos (PRF) e Fatores de Tempo Radiantes (RTF) adotados para o edifício.	63
Tabela 4.5 – Dados técnicos do módulo FV Canadian Solar CS6P-255P BLK.	69
Tabela 4.6 – Informações sobre a configuração do gerador FV nas áreas selecionadas da fachada do prédio.	69
Tabela 4.7 – Informações sobre os modelos de baterias aplicados.	74
Tabela 4.8 – Energia total e potência máxima fornecidas pelo gerador FV do edifício no cada dia típico de cada mês.	76
Tabela 4.9 – Quantidades e preços dos modelos de baterias aplicados às estratégias AFV e FVP.	78
Tabela 4.10 – Características do inversor Solax Power™ X3-Hybrid-10.0.	81
Tabela 4.11 – Quantidades de inversores Solax Power™ X3-Hybrid-10.0 e preços totais para as estratégias AFV e FVP.	81
Tabela 4.12 – Características do inversor Fronius Symo BR 12.0-3-M.	81
Tabela 4.13 – Quantidades e preços dos modelos de baterias aplicados às estratégias DFP e DP.	82
Tabela 4.14 – Características dos inversores aplicados às estratégias DFP e DP para deslocamento de carga.	83
Tabela 4.15 – Componentes do fluxo de caixa da análise econômica da adoção de baterias e gerador FV.	87
Tabela 4.16 – Componentes do fluxo de caixa da análise de investimento em baterias para deslocamento de carga.	87
Tabela 4.17 – Parâmetros da análise de investimento.	88

Tabela 4.18 – Valores de Tarifas Aplicadas pela Empresa de Distribuição de Eletricidade Local.	89
Tabela 4.19 – Valores totais de investimento inicial segundo a rota tecnológica adotada.	94
Tabela 4.20 – Valor Presente Líquido (R\$) - FV sem baterias e estratégias AFV e FVP.	95
Tabela 4.21 – Valor Presente Líquido (R\$) – Estratégia DP.	96
Tabela 4.22 – Taxa Interna de Retorno - FV sem baterias e estratégias AFV e FVP.	96
Tabela 4.23 – Taxa Interna de Retorno - Estratégia DP.	96
Tabela 4.24 – Tempo de retorno de investimento (anos) - FV sem baterias e estratégias AFV e FVP.	96
Tabela 4.25 – Tempo de retorno de investimento (anos) - Estratégia DP.	96

Lista de Abreviaturas e Siglas

AFV	Autoconsumo fotovoltaico
BAU	Procedimento tradicional (do inglês, <i>business-as-usual</i>)
BEV	Veículo elétrico a bateria (do inglês, <i>battery electric vehicle</i>)
CAES	Armazenamento de Energia a Ar Comprimido (do inglês, <i>Compressed Air Energy Storage</i>)
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CSA	Condicionamento de ar com "armazenamento frio" (do inglês, <i>cold storage air-conditioning</i>)
DFP	Deslocamento de carga - descarga de baterias no horário de fora de pico tarifário
DoD	Profundidade de descarga (do inglês, <i>depth-of-discharge</i>)
DP	Deslocamento de carga - descarga de baterias no horário de pico tarifário
ELFIN	<i>Electric Utility Financial and Production Simulation Model</i>
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
EPS	Armazenamento bombeado com hidrelétricas em cascata (do inglês, <i>Enhanced Pumped Storage</i>)
EV	Veículo elétrico (do inglês, <i>electric vehicle</i>)
FV	Fotovoltaico(a)
FVP	Despacho de energia FV no horário de pico tarifário
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
II	Imposto de Importação
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
Li-íon	Lítio-íon (classe de baterias)
MMF	Materiais de mudança de fase
NaNiCl	Cloreto de sódio-níquel (classe de baterias) – correspondente a ZEBRA
NaS	Sódio-enxofre (classe de baterias)
NCM	Nomenclatura Comum do Mercosul
NiCd	Níquel-cádmio (classe de baterias)
Pb-ácido	Chumbo-ácido (classe de baterias)
PHEV	Veículo elétrico híbrido plug-in (do inglês, <i>plug-in hybrid electric vehicle</i>)
PHS	Armazenamento por Bombeamento Hidráulico (do inglês, <i>Pumped Hydro Storage</i>)

PIS	Programa Integração Social
PtG	Eletricidade para gás (do inglês, <i>Power-to-Gas</i>)
PtH	Eletricidade para calor (do inglês, <i>Power-to-Heat</i>)
RPH	Hidrogênio obtido por meio de eletricidade de fonte renovável (do inglês, <i>Renewable Power Hydrogen</i>)
RPM	Metano obtido por meio de eletricidade de fonte renovável (do inglês, <i>Renewable Power Methane</i>)
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SMES	Armazenamento Magnético por Supercondução (do inglês, <i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>)
SoC	Estado de carga (do inglês, <i>state-of-charge</i>)
TE	Tarifa de Energia
TES	Armazenamento Térmico de Energia (do inglês, <i>Thermal Energy Storage</i>)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
V2B	Fornecimento de eletricidade de veículo elétrico a edifício (do inglês, <i>vehicle-to-grid</i>)
V2G	Fornecimento de eletricidade de veículo elétrico à rede (do inglês, <i>vehicle-to-grid</i>)
VIPV	Instalação direta de módulos FV em carros (do inglês, <i>vehicle-integrated photovoltaics</i>)
VRB	Vanádio-redox (classe de baterias)
ZEBRA	Bateria de cloreto de sódio-níquel (NaNiCl)
ZnBr	Zinco-bromo (classe de baterias)

Sumário

1 INTRODUÇÃO	18
2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA: CARACTERÍSTICAS E APLICAÇÕES	21
2.1 Introdução	21
2.2 Armazenamento Hídrico Convencional e por Bombeamento	22
2.3 Armazenamento de Energia a Ar Comprimido	24
2.4 Volantes de Inércia	25
2.5 Armazenamento Térmico de Energia	27
2.5.1 Armazenamento Térmico Aquífero	27
2.5.2 Armazenamento de Gelo	28
2.5.3 Armazenamento Criogênico	28
2.5.4 Armazenamento Térmico em Alta Temperatura	29
2.5.5 Tecnologia Power to Heat	30
2.6 Armazenamento Químico de Energia	31
2.6.1. Baterias	31
2.6.2 Armazenamento Químico via Células a Combustível	33
2.7 Armazenamento Magnético por Supercondução	35
2.8 Capacitores e Supercapacitores	36
2.9 Comparações entre as Tecnologias	38
2.10 Conclusão do Capítulo	40
3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA SOB A ÓTICA DO PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS: POSSÍVEIS APLICAÇÕES E PROSPECÇÕES PARA SEU EMPREGO NO CONTEXTO BRASILEIRO	42
3.1 Introdução	42
3.2 Estratégias de Armazenamento pelo Lado da Demanda	43
3.3 Prospecções para o Emprego de Tecnologias de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil	47
3.4 Conclusão do Capítulo	51
4 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA ADOÇÃO DE BATERIAS COM OU SEM UM GERADOR FOTOVOLTAICO NO EDIFÍCIO NIPE-UNICAMP	53
4.1 Introdução	53

4.2 Caracterização do Edifício Escolhido: Demanda Elétrica e Produção Fotovoltaica	56
4.2.1 <i>Estimativa da Demanda Elétrica do Sistema de Condicionamento de Ar do Edifício</i>	57
4.2.2 <i>Estimativa da Demanda Elétrica Total do Edifício</i>	65
4.2.3 <i>Avaliação da Produção Elétrica do Gerador Fotovoltaico</i>	67
4.2.4 <i>Influência dos Painéis Fotovoltaicos na Carga Térmica do Edifício</i>	71
4.3 Dimensionamento e Operação do Sistema de Armazenamento	73
4.3.1 <i>Baterias para Acoplamento ao Gerador FV</i>	73
4.3.2 <i>Baterias para Deslocamento de Carga</i>	76
4.3.3 <i>Definição das Quantidades de Baterias e Inversores</i>	77
4.3.4 <i>Avaliação da potência líquida adquirida da rede elétrica e do estado de carga das baterias</i>	83
4.4 Análise Econômica	86
4.4.1 <i>Tarifas</i>	88
4.4.2 <i>Resultados</i>	90
4.4.3 <i>Análise de Sensibilidade</i>	96
4.5 Discussão	102
5 CONCLUSÃO	105
Referências Bibliográficas	107
APÊNDICE A – Dados de consumo dos aparelhos eletroeletrônicos e de iluminação do NIPE	121
APÊNDICE B – Cálculo de impostos incidentes no preço de aquisição das baterias	127
ANEXO A – Licenças para uso de figuras	129

1 INTRODUÇÃO

Diversos desafios de ordem técnica, econômica e comportamental têm sido enfrentados no âmbito da oferta e do consumo energético mundialmente, em vista de sua preponderância nos impactos ambientais ocasionados pelas atividades antrópicas. Nesse sentido, cada vez mais esforços têm sido direcionados à disseminação de fontes renováveis de energia e de tecnologias e práticas energeticamente eficientes (DRIESEN; KATIRAEI, 2008), e embora historicamente recursos de oferta energética tenham sido priorizados, mecanismos de *gerenciamento pelo lado da demanda* (GLD) ganham crescente espaço no contexto do planejamento energético (SWISHER; JANNUZZI; REDLINGER, 1997; QURESHI; NAIR; FARID, 2011).

Em termos de perfil de consumo energético, estratégias de GLD podem ser resumidas conforme mostra a Figura 1.1, da qual se depreende um dos seus principais objetivos: moldar estrategicamente a intensidade e a distribuição temporal da demanda energética de unidades consumidoras (indústria, comércio, residências e edifícios do poder público). Essas estratégias ensejam o emprego de recursos energéticos distribuídos – seja em redes tradicionais, seja nas emergentes redes inteligentes –, dentre os quais se destacam na literatura técnica-científica a geração distribuída (GD) de eletricidade e calor, mecanismos de resposta da demanda (RD) e tecnologias de armazenamento de energia (ROBERTS; SANDBERG, 2011; CHIU; SUN; POOR, 2012; SOARES et al., 2012; POUDINEH; JAMASB, 2014).

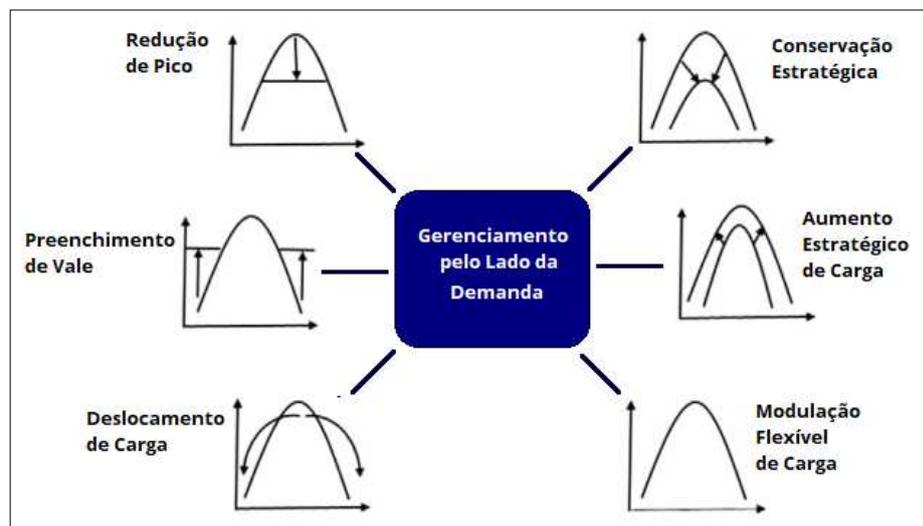


Figura 1.1 – Estratégias de GLD. Fonte: Gellings (1985).

Quando aplicado pelo lado da demanda, o armazenamento de energia elétrica é capaz de promover o deslocamento da demanda de energia de unidades consumidoras (comumente referido como *deslocamento de carga*), consistindo na alocação da aquisição de energia elétrica da rede pública em horários em que a geração elétrica é mais econômica e potencialmente menos poluente, situação oposta à que ocorre em horários de pico de demanda (ROBERTS; SANDBERG, 2011). O benefício sistêmico do deslocamento de carga pode ser potencializado mediante a adoção de geração renovável distribuída, em que atualmente se destacam sistemas fotovoltaicos (TOLEDO; FILHO; DINIZ, 2010). Nesse sentido, unidades consumidoras podem reduzir a necessidade de aquisição de eletricidade da rede elétrica pública, e o armazenamento de energia possibilita utilizar a eletricidade armazenada em horários estratégicos para o consumidor e para o sistema elétrico em geral. Fontes renováveis distribuídas de energia, notadamente painéis fotovoltaicos (FV) e microturbinas eólicas, apresentam produção elétrica variável, ocasionando desafios técnicos à rede elétrica (flutuações de frequência e tensão elétrica e variações de demanda) decorrentes do fornecimento energético dessas fontes. Desse modo, o consumo local dessa energia pode se mostrar tecnicamente vantajoso (SCHILL; ZERRAHN; KUNZ, 2017; SILVA; HENDRICK, 2017), embora haja a preocupação de que a carga e a descarga concomitantes de vários sistemas de armazenamento distribuídos possa provocar acentuada queda na eficiência do sistema elétrico em que se inserem (DENHOLM et al., 2010).

Ainda que se seja possível inferir vantagens da adoção de técnicas e artefatos do ponto de vista socioambiental (ponderação indispensável, embora fora do escopo deste trabalho), é improdutivo pretender sua difusão sem que se verifique sua factibilidade econômica. À vista disso, este trabalho tem como objetivo geral avaliar a viabilidade econômica de projetos de armazenamento de energia elétrica aplicados pelo lado da demanda, em uma unidade consumidora em que a eletricidade é adquirida mediante tarifa por tempo de uso. Especificamente, o trabalho objetiva:

- Revisar o estado da arte de tecnologias de armazenamento de energia, provendo informações sobre os diversos serviços oferecidos por tais tecnologias;
- Aprender aspectos gerais da atual situação do armazenamento de energia elétrica no Brasil, reconhecendo sua importância para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e alguns desafios para sua difusão no país;

- Identificar estratégias de armazenamento de energia elétrica particularmente interessantes para adoção pelo lado da demanda;
- Sistematizar um procedimento para estimar a demanda elétrica de um edifício;
- Avaliar a viabilidade econômica do emprego de diferentes tecnologias de baterias de um edifício, ora acopladas a um gerador fotovoltaico, ora destinadas ao deslocamento estratégico da demanda por eletricidade advinda da rede de distribuição local.

Em sequência a esta introdução, o Capítulo 2 apresenta características técnicas e econômicas das principais tecnologias de armazenamento de energia existentes, seu estágio de desenvolvimento atual e suas possíveis aplicações. No Capítulo 3, realiza-se uma revisão de literatura destacando possíveis estratégias de armazenamento de energia pelo lado da demanda, e salientam-se prospecções para a adoção do armazenamento de eletricidade no contexto brasileiro pelos lados da oferta e da demanda. O capítulo 4 expõe um estudo de caso consistindo na avaliação da viabilidade econômica da adoção de diferentes tipos de baterias para acoplamento a um gerador FV e para deslocamento de carga em um edifício de perfil comercial localizado no Brasil – o edifício-sede do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Universidade Estadual de Campinas, em razão da disponibilidade de dados para estimar a sua demanda elétrica. A conclusão geral do trabalho é então apresentada no Capítulo 5.

2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA: CARACTERÍSTICAS E APLICAÇÕES

2.1 Introdução

Tecnologias de armazenamento de energia convertem eletricidade em outra forma de energia que possa ser estocada em um meio material, sendo disponibilizada para uso quando necessário (VAZQUEZ et al., 2010). O armazenamento de energia, sobretudo por meio de bombeamento hidráulico, tem sido usado há muitos anos (DOE, 2011), e o interesse pelo aprimoramento das diversas tecnologias já existentes e pelo desenvolvimento de novas tecnologias tem sido motivado pela expansão de fontes renováveis variáveis (AUER; KEIL, 2012; CROTOGINO et al., 2010; DRAGOON; PAPAETHYMIU, 2015; EBERLE; MÜLLER; VON HELMOLT, 2012; J. N. BAKER, 2002; PEREZ-ARRIAGA, 2016). A escolha de uma tecnologia de armazenamento para uma aplicação específica depende basicamente da faixa de potência e da capacidade de armazenamento de energia requerida, do seu tempo de resposta, de sua massa e de seu volume, além de sua faixa de temperaturas de operação (VAZQUEZ et al., 2010).

Enquanto algumas tecnologias de armazenamento de energia se encontram em estágio maduro ou estão prestes a se consolidar no mercado, muitas são ainda incipientes, e enfrentam desafios para competir com outras tecnologias de suprimento energético devido aos seus altos custos até então verificados (IEA, 2014). Este capítulo apresenta o estado da arte das principais tecnologias de armazenamento já aplicadas ou potencialmente aplicáveis à integração de fontes renováveis variáveis de energia na rede elétrica e ao gerenciamento da demanda por eletricidade, evidenciando-se suas características técnicas, seu estágio de desenvolvimento e as especificidades de suas aplicações, bem como estimativas de seus custos de capital, identificando-se, assim, parâmetros de importância para análises técnico-econômicas de projetos de armazenamento de energia elétrica.

2.2 Armazenamento Hídrico Convencional e por Bombeamento

Usinas hidrelétricas são classificadas em três modalidades: usinas convencionais com reservatórios de acumulação, usinas a fio d'água e usinas de bombeamento hidráulico (DOE, [s.d.]). Os reservatórios de acumulação de usinas convencionais e de usinas PHS caracterizam o armazenamento de energia associado à produção hidrelétrica, já que usinas a fio d'água geram potência elétrica a partir do escoamento de água de rios, contando com pouco ou nenhum volume de água acumulado (ANEEL, 2008).

Numa usina convencional, água advinda de um reservatório flui através de turbinas, que, adquirindo movimento rotativo, acionam geradores de potência elétrica. Deixando as turbinas, a água segue seu curso ao longo do rio. A Figura 2.1 ilustra o perfil desse tipo de usina.

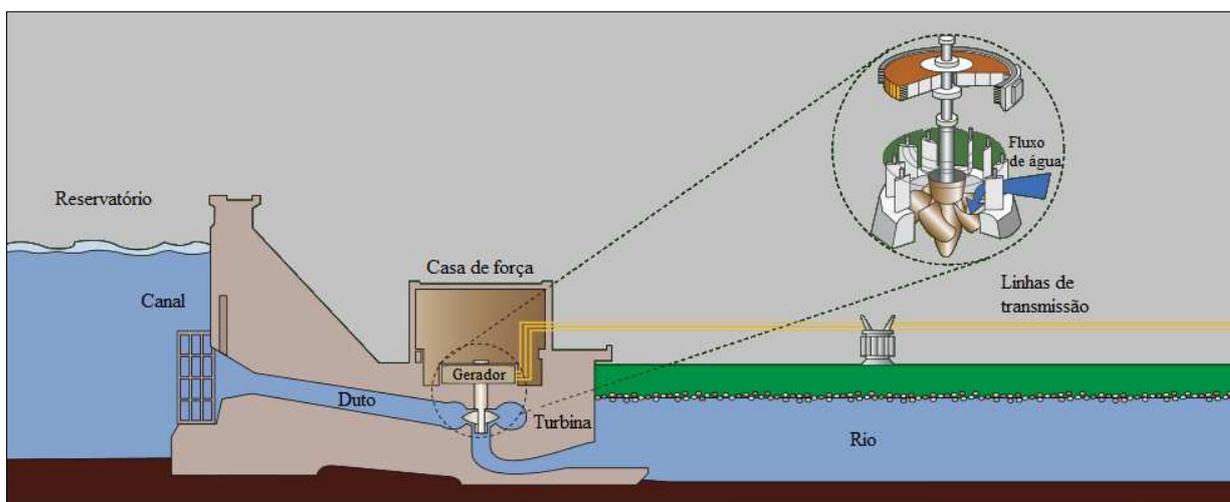


Figura 2.1 – Perfil de uma usina convencional com reservatório de acumulação. Fonte:

ANEEL (2008).

Dentre todas as tecnologias de armazenamento existentes, os reservatórios de acumulação de usinas convencionais apresentam diversas características que os tornam especialmente interessantes. Trata-se da modalidade de armazenamento em larga escala apresentando as maiores capacidades de armazenamento, custos de capital por kW relativamente baixos, podendo armazenar energia durante dias a anos. A combinação de reservatórios hídricos e usinas hidrelétricas possibilita desacoplar a produção elétrica da incidência de chuvas, e embora tenha sido concebida para servir a necessidades específicas da produção hidroelétrica, pode ser utilizada para facilitar a integração de fontes de energia

renováveis intermitentes, sem detrimento de suas funções originais (IRENA, 2012). Para além de acumular água para uso no acionamento das turbinas em períodos estratégicos, os reservatórios cumprem também a função de configurar a diferença de altura necessária para o aproveitamento energético do fluxo da água (o que se vale da conversão de energia potencial gravitacional em energia cinética associada à água), além de possibilitar captar volumes apropriados de água e regularizar a vazão do rio em períodos chuvosos ou secos (ANEEL, 2008).

A tecnologia de armazenamento por bombeamento hidráulico (PHS – *Pumped Hydro Storage*), por sua vez, possui características similares às das demais tecnologias, na medida em que se caracteriza por ciclos de carga e descarga relativamente frequentes. Em períodos de baixa no preço da eletricidade, potência é empregada para bombear água a um reservatório; em períodos de alta em tal preço, a água escoar através de turbinas reversíveis. A capacidade de armazenamento por meio de armazenamento bombeado corresponde a quase toda a capacidade de armazenamento do setor elétrico mundial – estima-se que, em 2013, havia cerca de 140 GW de capacidade instalada de armazenamento bombeado no mundo, em contraste com apenas cerca de 1 GW instalado por meio das demais tecnologias de armazenamento (IEA, 2014), como ilustrado pela Figura 2.2.

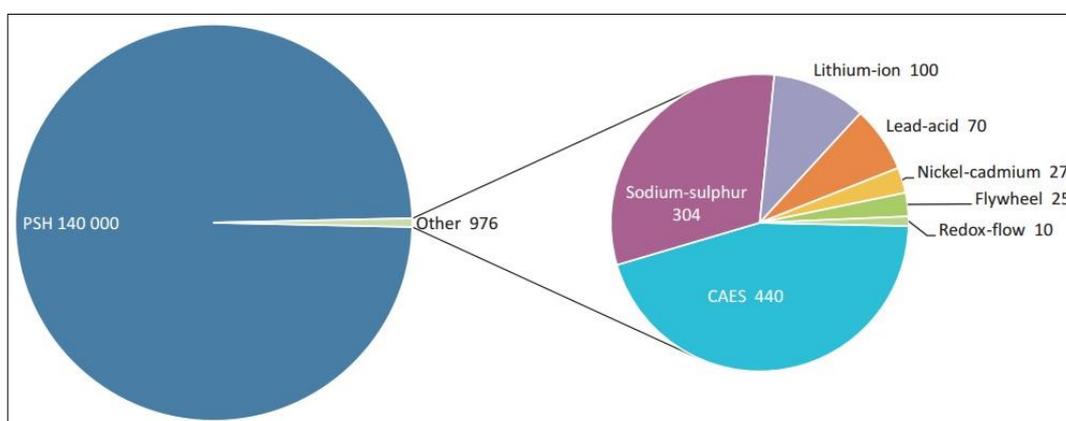


Figura 2.2 – Capacidade de armazenamento instalada global conectada à rede elétrica em 2013. Fonte: IEA (2014).

O armazenamento por bombeamento é uma tecnologia madura, caracterizada por longos períodos de armazenagem, altas eficiências de duplo percurso¹ (até 85%) e custo de capital relativamente baixo, (5-100 US\$/kWh) (CHEN et al., 2009). Considerando-se perdas por evaporação e conversão, cerca de 70% a 85% da eletricidade usada para bombear a água ao

¹ Define-se *eficiência de duplo percurso* como a razão entre a quantidade de energia extraída de um sistema de armazenamento e a quantidade de energia nele injetada anteriormente (DOE, 2010).

reservatório superior podem ser recuperados. Valores típicos de capacidade de armazenamento dessa tecnologia estão na faixa de 100 MW a 3000 MW, o que viabiliza sua aplicação em gestão de energia, controle de frequência e garantia de capacidade de reserva (CHEN et al., 2009).

A escassez de lugares disponíveis para a instalação de grandes reservatórios e represas (DENHOLM; HOLLOWAY, 2005), além do alto custo associado à construção (principalmente no que se refere a bombas elétricas, geradores, transformadores e sistemas de transmissão), a problemas ambientais (como remoção de vegetação de extensas áreas terrestres quando da inundação de reservatórios, o que pode resultar em grandes emissões de gases de efeito estufa) (DENHOLM; KULCINSKI, 2004) e a problemas sociais (como expropriação de residentes locais e evacuação de áreas a serem inundadas) são grandes entraves ao emprego tanto do armazenamento em reservatórios de usinas convencionais quanto de usinas PHS.

2.3 Armazenamento de Energia a Ar Comprimido

A tecnologia de armazenamento de energia em ar comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*) é a mais próxima ao armazenamento bombeado em termos de custo e emprego comercial em larga escala, capaz de fornecer grandes capacidades de armazenamento – tipicamente acima de 100 MW por unidade (CHEN et al., 2009). Tal tecnologia funciona com base na geração de eletricidade por turbinas a gás convencionais, desacoplando os ciclos de compressão e de expansão de uma turbina, de modo a separá-los em dois processos, e armazenando eletricidade na forma de energia potencial elástica do ar comprimido. Durante períodos de baixa demanda, energia é armazenada através da compressão do ar em um espaço reduzido (geralmente a pressões na faixa de 4 a 8 MPa), em temperaturas próximas à do ambiente (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008). Em contrapartida, o processo de recuperação dessa energia se dá a partir da extração do ar comprimido, que, por sua vez, é aquecido e expandido através de uma turbina de alta pressão. O mesmo ar é então misturado ao combustível, deflagrando um processo de combustão. Os produtos gasosos da combustão são então expandidos através de uma turbina de baixa pressão, e tendo em vista que ambas as turbinas (de alta e de baixa pressão) são conectadas a

um gerador, eletricidade é produzida. O calor liberado na exaustão é capturado por meio de um recuperador antes de ser rejeitado (CHEN et al., 2009).

A densidade energética de um sistema de armazenamento em ar comprimido é da ordem de 12 kWh/m³ (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008), enquanto sua eficiência de armazenamento é estimada em 70 a 89% (CHEN et al., 2009). Para aumentar tal eficiência e reduzir custos de operação, escapes de ar devido a falhas de vedação devem ser minimizados, reduzindo-se autodescargas (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008). Analogamente aos sistemas PHS, a maior barreira à implementação de sistemas de armazenamento em ar comprimido é a sua dependência de condições geologicamente favoráveis, sendo economicamente viáveis apenas instalações próximas a minas rochosas, cavernas salinas, aquíferos e campos de gás ou de óleo abandonados. Ademais, não se trata de uma tecnologia independente, haja vista a necessidade de se associar a turbinas a gás, não podendo ser utilizada em usinas movidas a carvão, nucleares, eólicas, tampouco em solares fotovoltaicas. Ainda, a exigência de combustíveis fósseis a torna menos atrativa em face de outras tecnologias (DENHOLM; KULCINSKI, 2004; DENHOLM; HOLLOWAY, 2005; CHEN et al., 2009).

Por fim, uma solução para aplicações de pequena e média escala é o armazenamento de ar em cilindros de alta pressão (até 300 bar com estruturas de fibra de carbono), os quais se utilizam de compressores elétricos que podem ser convertidos em geradores durante a recuperação da eletricidade. Chamada *armazenagem de energia a ar comprimido em pequena escala*, essa tecnologia apresenta eficiência global de cerca de 50%, e possui como principal fator limitante o seu número de ciclos (da ordem de algumas dezenas de milhares), em virtude da fadiga mecânica dos cilindros (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008).

2.4 Volantes de Inércia

Volantes de inércia armazenam energia associada ao momento angular de uma massa que gira rapidamente. A resposta à carga e à descarga é muito rápida, e a durabilidade desse tipo de sistema, em termos de ciclos, é grande (da ordem de 100.000 ciclos para os dispositivos mais avançados), o que torna essa tecnologia interessante para regulação de frequência e de voltagem. Trata-se da única aplicação dos volantes de inércia, diante de sua

pequena capacidade de armazenamento de energia (menos de 0,5 kWh/kW). Para regulação de frequência, volantes de inércia competem com várias alternativas de baterias, bem como armazenamento magnético por supercapacitores e supercondutores (CHEN et al., 2009). A Figura 2.3 ilustra um volante de inércia e seus componentes fundamentais.

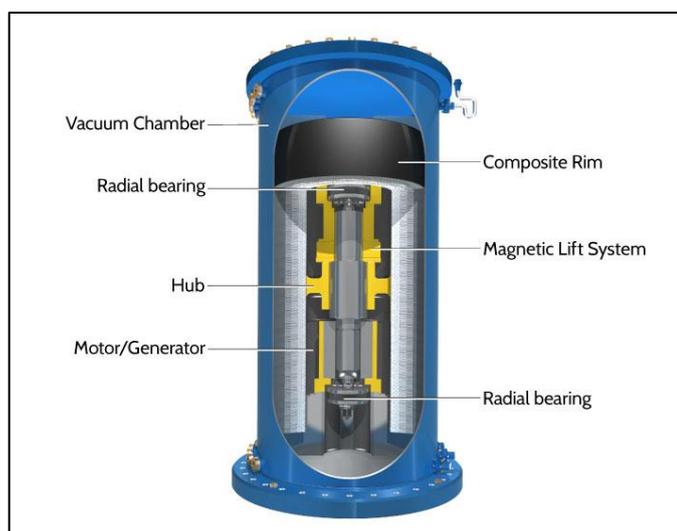


Figura 2.3 – Dispositivo de volante de inércia típico. Fonte: BEACON POWER (2014).

A carga de um volante de inércia se dá a partir de um motor que o coloca em rotação, e durante a descarga, o mesmo motor atua como um gerador, produzindo eletricidade a partir da energia rotacional do volante de inércia. A energia total desse dispositivo é função do tamanho e da velocidade do rotor, e sua faixa de potência é dependente do tipo de motor-gerador. Sistemas de armazenamento com base em volantes de inércia são melhor aplicáveis para o fornecimento de eletricidade em áreas isoladas, sendo competentes para regular e aumentar a qualidade da corrente elétrica, mantendo a voltagem constante e contínua, bem como para garantir que o máximo de energia consumida seja gerado, por exemplo, por fazendas eólicas locais, além de melhorar a qualidade da oferta quando a produção eólica atinge seu limiar (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008).

A grande vantagem de volantes de inércia em relação a tecnologias para similares aplicações, como baterias, é a sua longa vida útil, possibilitando-lhe desempenhar centenas de milhares de ciclos de carga e descarga completos. Possuem altas eficiências, geralmente na faixa de 90 a 95%, e encontram aplicações mormente em processos de alta potência e curta duração, sendo usados como reguladores da qualidade da energia, fornecendo potência em

casos de interrupções de até 15 segundos, ou mesmo agindo como ponte durante a mudança de uma fonte de energia a outra (CHEN et al., 2009).

2.5 Armazenamento Térmico de Energia

O armazenamento térmico de energia (TES – *Thermal Energy Storage*) se apresenta em uma ampla gama de aplicações, e se utiliza fundamentalmente de materiais que podem ser mantidos a altas ou baixas temperaturas em recipientes termicamente isolados, de modo que o calor ou frio recuperado possa ser utilizado na geração de eletricidade. Em princípio, a introdução de energia pode ser promovida por aquecimento advindo de resistências elétricas ou através de procedimentos de refrigeração ou criogenia (CHEN et al., 2009). Sistemas TES podem ser classificados em dois grupos: sistemas de armazenamento de calor sensível e sistemas de armazenamento de calor latente (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008; GIL et al., 2010) , operando tanto em baixas quanto em altas temperaturas, nas categorias de refrigeração industrial (temperaturas abaixo de -18°C), resfriamento de edifícios (entre 0 e 12°C), aquecimento de edifícios (25 a 50°C) e armazenamento de calor industrial (temperaturas acima de 175°C) (CHEN et al., 2009). No que tange à avaliação de custos de sistemas TES, a ampla diversidade de tecnologias, com seu desenvolvimento fragmentado, ainda impossibilita investimentos de longo prazo, como apontam Arteconi, Hewitt e Polonara (2012). Apresentam-se a seguir as principais rotas tecnológicas compreendidas no armazenamento térmico.

2.5.1 Armazenamento Térmico Aquífero

Nesse tipo de armazenamento, energia elétrica é utilizada para refrigerar ou congelar água em momentos fora do pico de demanda por eletricidade, de modo a ser utilizada posteriormente para atender às necessidades de resfriamento em momentos de pico de demanda. O armazenamento térmico sensível em tanques de água estratificada tem sido amplamente utilizado em sistemas de condicionamento de ar, e a transferência de calor entre a

água (fluido de armazenamento) e o meio externo (a ser resfriado) pode se dar de maneira direta ou indireta. Trata-se da tecnologia mais madura dentre as de armazenamento térmico, completamente desenvolvida e disponível no mercado a baixos preços e boa eficiência de armazenamento (cerca de 90%) (KARIM, 2011; ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2012).

2.5.2 Armazenamento de Gelo

O armazenamento de gelo se trata de uma técnica amplamente adotada em sistemas de ar condicionado (ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2012). A produção de gelo pode ser realizada por sistemas estáticos (solidificação e fusão do gelo em recipientes sem remoção do seu conteúdo) e por sistemas dinâmicos (recolhimento periódico do gelo produzido em um aparelho de congelamento, para ser colocado em contato com água circulante em um recipiente, de modo que a mistura água-gelo seja utilizada no resfriamento do ambiente) (YAU; RISMANCHI, 2012). Esse tipo de armazenamento se apresenta como tecnologia competitiva com sistemas de condicionamento de ar tradicionais (ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2012), exigindo espaços para instalação consideravelmente menores que tanques de armazenamento aquífero.

2.5.3 Armazenamento Criogênico

O armazenamento criogênico de energia se caracteriza pela produção de um líquido criogênico (como, por exemplo, nitrogênio ou ar) a partir de eletricidade em momentos de baixa demanda, podendo a eletricidade advir de trabalho mecânico direto por meio de turbinas hidráulicas, eólicas ou de outras fontes renováveis (processo que caracteriza o armazenamento de energia propriamente dito). Em momentos de pico de demanda energética, o calor do ambiente circundante vaporiza o líquido, permitindo a geração de eletricidade através de um motor criogênico. Além disso, o armazenamento criogênico pode providenciar resfriamento ou refrigeração diretamente, tendo sido também proposto como meio de fornecimento de

energia motora a veículos (KNOWLEN et al., 1998; WEN et al., 2006). Essa tecnologia possui baixo custo de capital por unidade de energia, podendo ser benéfica ao ambiente (já que pode remover contaminantes do ar durante a liquefação do fluido criogênico, como poluentes advindos da queima de combustíveis fósseis) e apresentar um período de armazenagem relativamente longo, embora sua eficiência seja relativamente baixa (de 40 a 50%)(CHEN et al., 2009).

2.5.4 Armazenamento Térmico em Alta Temperatura

As tecnologias de armazenamento térmico a alta temperatura são aqui descritas sob as categorias de armazenamento térmico sensível, latente e termoquímico. Um sistema de armazenamento térmico sensível consiste em um meio de armazenagem, um tanque e dispositivos de entrada e saída. Tanques devem ser capazes de prevenir perdas de energia térmica para o ambiente externo, razão pela qual a existência de gradientes de temperatura em seu interior é desejável (GIL et al., 2010). Esse tipo de armazenamento pode ser realizado por meio de materiais sólidos (geralmente concretos resistentes a altas temperaturas e cerâmicas) ou líquidos (principalmente sais fundidos, óleos minerais e óleos sintéticos).

No que diz respeito ao armazenamento térmico latente, a energia térmica pode ser armazenada quase isotermicamente como calor de fusão (transição sólido-líquido) ou calor de vaporização (transição líquido-gás). Atualmente, os materiais utilizados nesse processo são os chamados *materiais de mudança de fase* (MMF), incluindo parafinas, sais inorgânicos e metais (KENISARIN, 2010; EVANS; STREZOV; EVANS, 2012). Sistemas utilizando MMF podem assumir tamanhos reduzidos em relação a sistemas térmicos sensíveis de fase única, e esses materiais permitem armazenar grandes quantidades de energia em volumes relativamente pequenos (o que implica baixos custos de armazenagem em termos de material empregado) (GIL et al., 2010).

São vislumbradas atualmente tecnologias solares térmicas providas de rotas de conversão termoquímicas com armazenamento de energia para geração contínua (24 horas) de eletricidade (GIL et al., 2010). Um exemplo dessa aplicação é ilustrado na Figura 2.4, um sistema de armazenamento indireto em usinas solar de gamelas parabólicas com dois tanques de sal.

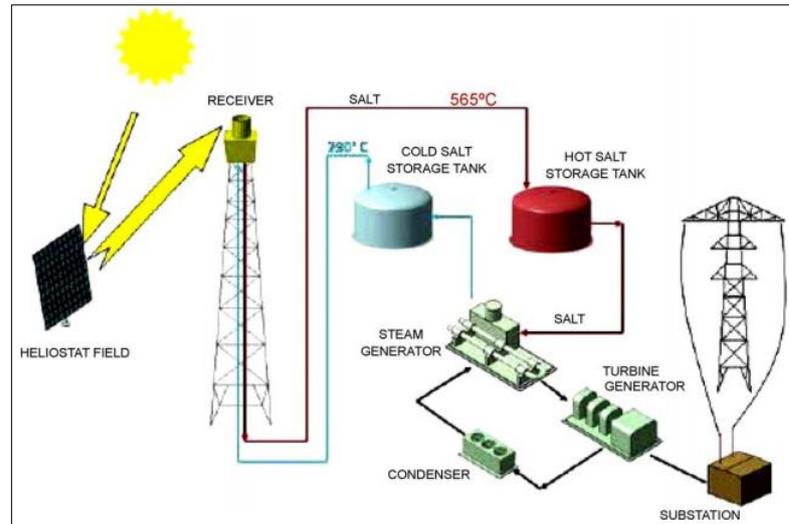


Figura 2.4 – Esquema de instalação da Usina Solar Tres, uma usina solar de torre central e sistema de armazenamento térmico com dois tanques diretos e óleo mineral. Fonte: CIEMAT (2006).

2.5.5 Tecnologia Power to Heat

A tecnologia denominada *Power to Heat* (PtH; em português, “eletricidade para calor”) consiste na geração direta de calor a partir de eletricidade, sendo realizada a partir de resistências elétricas ou de bombas de calor (mais eficientes) (STERNBERG; BARDOW, 2015). Desse modo, o calor pode ser armazenado, de modo a ser posteriormente utilizado para em sistemas de aquecimento de ambientes ou de água. Sistemas PtH competem, assim, com usinas termelétricas convencionais e de cogeração (KOCH et al., 2015), na medida em que passa a fazer sentido econômico ativar esses sistemas mediante a queda do preço do kWh de eletricidade para valores iguais ou menores ao preço de combustíveis fósseis (PASCHOTTA, 2015), o que pode ocorrer em virtude de um superávit na produção eólica ou solar.

2.6 Armazenamento Químico de Energia

O armazenamento químico de energia pode ser classificado em eletroquímico e termoquímico, sendo que o primeiro se refere a baterias convencionais, baterias de fluxo e a células a combustível², e o segundo, a opções como métodos solares de obtenção de hidrogênio, metais, amônia e dissociação e recombinação de metano (EVANS; STREZOV; EVANS, 2012).

2.6.1. Baterias

As baterias, que constituem a forma mais antiga de armazenamento de eletricidade (CHEN et al., 2009), são classificadas em primárias (não recarregáveis) e secundárias (que podem ser recarregáveis) (BAKER, 2008). Apenas as secundárias são consideradas neste trabalho, uma vez que as primárias não são viáveis para a integração com a rede elétrica, haja vista que não permitem cumprir sucessivos ciclos de carga e descarga. Na Figura 2.5 é mostrado um diagrama dos processos de carga e descarga de uma célula de bateria secundária.

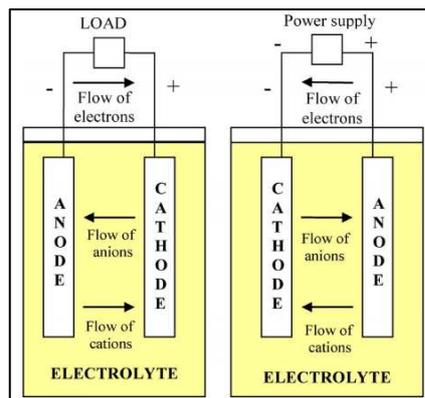


Figura 2.5 - Diagrama esquemático do princípio de funcionamento da bateria recarregável (ou secundária). Fonte: Hadjipaschalis, Poullikkas e Efthimiou (2009).

² As mais comuns células a combustível atualmente são aquelas a hidrogênio, embora existam também células a metanol direto, carbonato fundido e óxido sólido (EVANS; STREZOV; EVANS, 2012).

Uma bateria compreende uma ou mais células eletroquímicas, de modo que cada célula contenha um eletrólito (meio de transferência de íons entre eletrodos) líquido, pastoso ou sólido, contendo eletrodos negativos (denominados ânodos, que fornecem elétrons, sendo oxidados durante a reação eletroquímica de carga ou descarga) e positivos (ou cátodos, que recebem elétrons, sendo reduzidos durante a reação) (BAKER, 2008; HADJIPASCHALIS; POULLIKKAS; EFTHIMIOU, 2009). No caso específico da bateria secundária, durante sua descarga, elétrons se movem espontaneamente ao eletrodo com maior eletronegatividade; já durante a sua carga, uma tensão externa é aplicada, forçando elétrons a se moverem ao eletrodo de menor eletronegatividade (LUND et al., 2015). Apenas a bateria de íons de lítio funciona segundo um princípio distinto: íons de lítio são intercalados entre os eletrodos e transportados em um sentido e em outro, acompanhando o movimento de elétrons no interior de condutores externos, durante os processos de carga e descarga (TØNNESEN et al., 2010). A Figura 2.6 ilustra a disposição de camadas de uma bateria de íons de lítio.

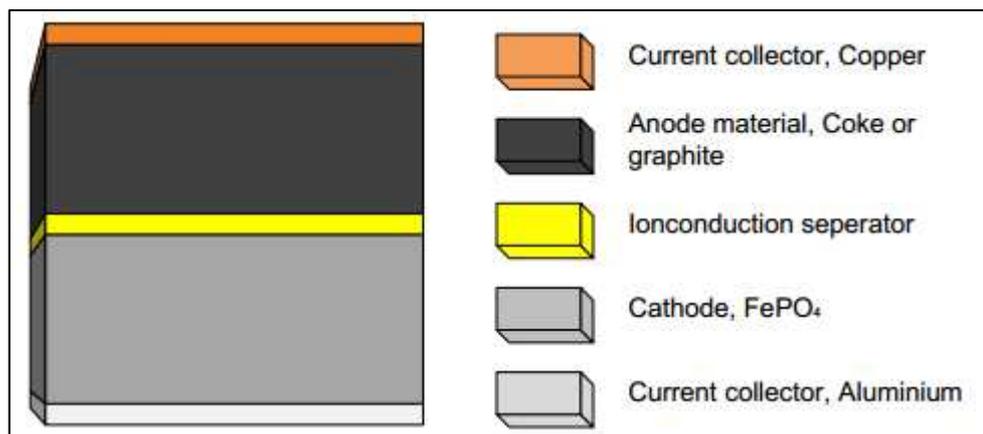


Figura 2.6 – Esquema de camadas de uma bateria de íons de lítio. Fonte: Tønnesen et al. (2010).

Cada bateria possui vantagens e desvantagens em termos de densidade de potência e de energia, eficiência e custo. Como a maioria das baterias apresenta descarga própria, são convenientes principalmente para armazenamento de curta duração. Outra desvantagem é a redução de seu desempenho à medida que se aumenta o número de ciclos de carga e descarga (LUND et al., 2015). Importantes fatores de desempenho para baterias destinadas a uso em sistemas de potência incluem (BAKER, 2008):

- Faixa de potência e capacidade de armazenamento de energia;
- Custo em todo o ciclo de vida;

- Vida útil em ciclos e em tempo contínuo;
- Considerações de segurança e licenciamento;
- Tamanho;
- Nível de eficiência energética de duplo percurso;
- Requisitos de operação e manutenção.

Tecnologias de baterias vão desde sistemas maduros e estabelecidos há anos, como chumbo-ácido, até diversos sistemas recentes e emergentes, como sódio-enxofre, cloreto de sódio-níquel e células de íons de lítio, estas últimas sendo alvo de crescente interesse no âmbito de sistemas de potência (BAKER, 2008). Tratam-se, em diversos aspectos, de dispositivos ideais para operações de armazenamento de eletricidade, oferecendo flexibilidade ao uso de combustíveis e importantes benefícios operacionais para sistemas elétricos, podendo responder rapidamente a mudanças de carga e admitindo potência advinda de cogeração (CHEN et al., 2009). A construção de baterias secundárias é facilitada por seus curtos tempos de provisionamento, pela sua flexibilidade de localização (podem se encontrar próximo a cargas ou mesmo serem deslocadas ao longo de sua vida útil) e por sua modularidade em tamanho (CHEN et al., 2009; LUND et al., 2015). Os custos de capital e de substituição de baterias são dominantes nesse tipo de armazenamento, ao passo que custos de operação e manutenção são pouco significativos (POONPUN; JEWELL, 2008).

Baterias possuem tempos de resposta quase instantâneos, fator importante para a melhoria da estabilidade da rede elétrica (por exemplo, quando da integração de fontes renováveis variáveis à rede) (BREEZE, 2005; LUND et al., 2015), e suas principais aplicações são regulação da qualidade de energia e redução de flutuações energéticas de curta duração.

2.6.2 Armazenamento Químico via Células a Combustível

Células a combustível caracterizam uma tecnologia que possibilita armazenar de energia por conversão eletroquímica, sendo a eletricidade produzida a partir da reação de um combustível (ânodo) com um oxidante (cátodo) em presença de um eletrólito. Mas, à diferença de baterias, nas células a combustível os reagentes são continuamente consumidos,

e, portanto, devem ser continuamente repostos, enquanto a produção de eletricidade for requerida; apenas o eletrólito permanece na célula (EVANS; STREZOV; EVANS, 2012). Células reversíveis são projetadas para que os reagentes iniciais sejam recuperados a partir da inserção dos produtos da reação original e da aplicação de eletricidade (EVANS; STREZOV; EVANS, 2012). Nessas células, os eletrodos são catalíticos e relativamente estáveis (CHEN et al., 2009). Diversas combinações de combustíveis (como hidrogênio, hidrocarbonetos, álcoois, compostos metálicos) e oxidantes (como oxigênio, ar, cloro e dióxido de cloro) são possíveis. Em particular, sistemas de armazenamento de energia baseados em hidrogênio estão recebendo grande atenção no âmbito da integração de fontes renováveis de energia (CHEN et al., 2009).

Um processo que se utiliza de tais células é o denominado *Power to Gas* (PtG; em português, “eletricidade para gás”), que consiste na utilização de eletricidade para a obtenção de hidrogênio (RPH – *Renewable Power Hydrogen*) a partir da eletrólise da água, de modo que o gás produzido possa então ser utilizado diretamente como combustível, transportado através de gasodutos ou armazenado para uso posterior, incluindo a reconversão em eletricidade (DENA, 2015). Além de um vetor energético para eletricidade, calor e mobilidade, o hidrogênio pode ser utilizado como matéria prima para a indústria química, incluindo a síntese de vários combustíveis de hidrocarbonetos, com destaque ao metano (GAHLEITNER, 2013; SCHIEBAHN et al., 2015). Para a produção de metano a partir de eletricidade advinda de fontes renováveis (RPM – *Renewable Power Methane*), é necessário posterior processamento do hidrogênio gasoso mediante a hidrogenação catalítica de gás carbônico (processo chamado reação de Sebatier), gás este que pode ser obtido de usinas a combustíveis fósseis, de biomassa, de processos industriais e do ar (SCHIEBAHN et al., 2015).

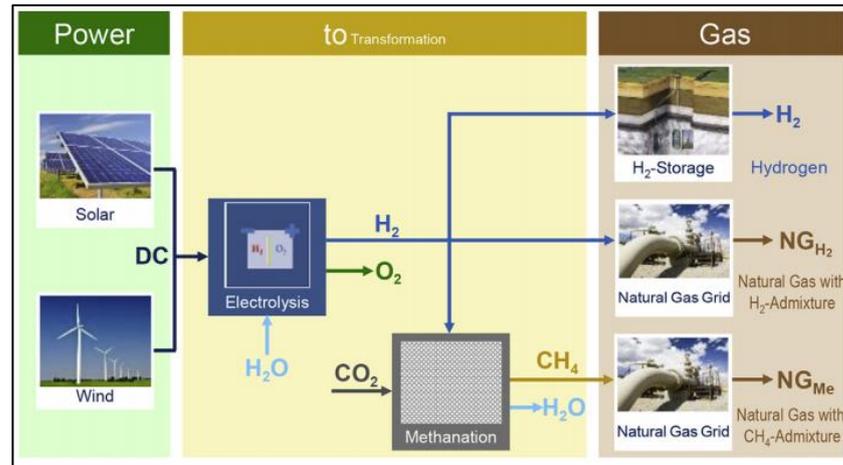


Figura 2.7 – Possíveis rotas compreendidas pela tecnologia PtG. Fonte: Schiebahn et al. (2013).

2.7 Armazenamento Magnético por Supercondução

O armazenamento magnético por supercondução (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*) é a única tecnologia conhecida que armazena energia elétrica diretamente por meio de corrente elétrica, a qual flui através de um indutor (bobina) feito de material supercondutor (tipicamente nióbio-titânio) disposto de modo circular, de modo que a corrente possa fluir indefinidamente, com perdas ôhmicas quase nulas (CHEN et al., 2009). Desse modo, energia permanece armazenada no campo magnético induzido pela corrente, sendo adicionada ou extraída simplesmente pelo aumento ou pela diminuição da corrente (LUND et al., 2015). Para manter o estado de supercondução, o dispositivo deve ser resfriado a temperaturas específicas, o que se obtém a partir de hélio líquido (para supercondutores de “baixa temperatura”) ou nitrogênio líquido (para supercondutores de “alta temperatura”) (HALL; BAIN, 2008).

Sistemas SMES podem atingir eficiências energéticas de duplo percurso de cerca de 90% e rápido tempo de resposta (de cerca de 20 milissegundos) (BREEZE, 2005), embora possua capacidade de armazenamento por curtos períodos de tempo (sistemas típicos possuem capacidade de 1 a 10 MW e um tempo de armazenagem de segundos) (CHEN et al., 2009). Podem ser utilizados para suprir energia em casos de queda instantânea de tensão ou de interrupção de curta duração no fornecimento de eletricidade (KONDOH et al., 2000), o que os torna adequados a aplicações de regulação da qualidade da energia de fontes renováveis e

associação a linhas de transmissão supercondutoras para fornecimento de potência a grandes áreas urbanas (HALL; BAIN, 2008; FERREIRA et al., 2013). Estudos têm mostrado que esses sistemas podem melhorar a segurança e a estabilidade de sistemas eólicos em larga escala de penetração (MOLINA; MERCADO, 2011). Os maiores problemas de unidades de armazenamento magnético por supercondução são os altos custos de capital e problemas ambientais associados a fortes campos magnéticos (CHEN et al., 2009). Grandes desafios também se encontram no desenvolvimento de materiais supercondutores, em especial daqueles de “alta temperatura”, cujo potencial econômico é maior, mas são intrinsecamente granulares e anisotrópicos, o que limita seu transporte de corrente (HALL; BAIN, 2008).

2.8 Capacitores e Supercapacitores

Capacitores convencionais podem ser carregados a velocidades substancialmente maiores que baterias e serem submetidos a dezenas de milhares de ciclos em alta eficiência (60% a 90%), mas sua baixa densidade energética e sua baixa capacidade (da ordem de alguns quilowatts) os tornam adequados para aplicações de rápida ciclagem (CHEN et al., 2009). Em sistemas de potência, são tipicamente utilizados para correção de fator de potência, regulação de tensão e proteção harmônica. No que se refere a aplicações de armazenamento de energia no âmbito da integração de fontes renováveis intermitentes, capacitores podem ser utilizados em combinação com baterias, para aumento de vida útil destas, fornecimento de alta tensão ou corrente em curto período de tempo e restauração dinâmica de tensão (BEAUDIN et al., 2010). A Figura 2.8 ilustra os processos de carga e descarga de um capacitor de dupla camada.

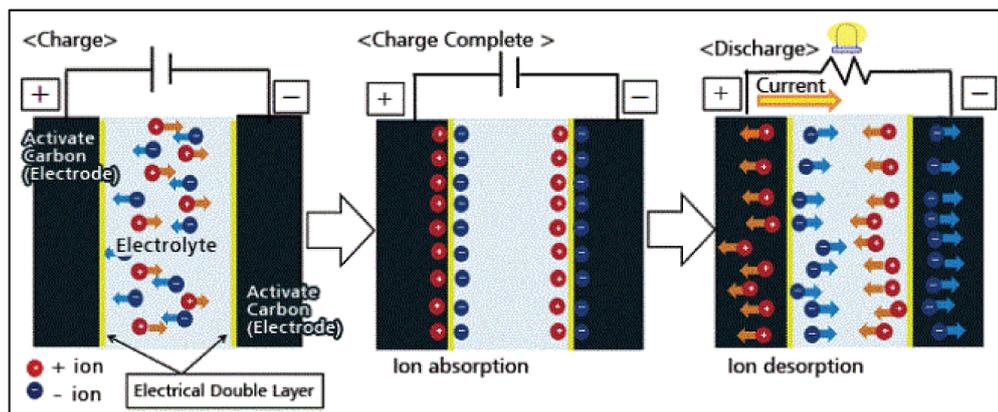


Figura 2.8 – Esquemática dos processos de carga e descarga de um capacitor de dupla camada. Fonte: MURATA ([s.d.]).

Os supercapacitores, por sua vez, representam um avanço na tecnologia de armazenamento capacitivo, trazendo consigo capacitâncias e densidades energéticas muito maiores que as de capacitores convencionais. O armazenamento de energia em supercapacitores se dá a partir de uma solução eletrolítica entre os condutores sólidos, e altas capacitâncias são alcançadas a partir da redução da separação entre as placas a alguns angstroms, bem como através do aumento das áreas superficiais específicas dos eletrodos por meio do uso de carbono poroso (cerca de 2000 m²/g), o que permite desenvolver dispositivos compactos (CHEN et al., 2009; BEAUDIN et al., 2010). Capacitâncias de 5000 F e densidades energéticas de cerca de 5 Wh/kg já foram verificadas em supercapacitores, em contraste com 0,5 Wh/kg tipicamente verificado em capacitores convencionais, e esses dispositivos podem alcançar capacidades da ordem de 10.000 W/kg (algumas ordens de magnitude maiores que de baterias) (HADJIPASCHALIS; POULLIKKAS; EFTHIMIOU, 2009). Tendo em vista que nenhuma reação química é envolvida nos processos de carga e descarga, mínima degradação ocorre em descarga profunda ou em sobrecarga, o que lhes confere longa vida útil em ciclos (centenas de milhares de ciclos) (HADJIPASCHALIS; POULLIKKAS; EFTHIMIOU, 2009). Entretanto, supercapacitores apresentam alta taxa de dissipação de energia (de 5 a 40% ao dia), e possuem custos estimados em cerca de US\$ 20.000/kWh [1]. A conexão de supercapacitores a linhas de corrente contínua com geradores de energia renovável variável traz diversos benefícios, quais sejam a eliminação da necessidade de conversores CC/CA e alguns equipamentos de controle do sistema (o que ocorre para todas as tecnologias de armazenamento de eletricidade em corrente contínua)

(BEAUDIN et al., 2010), suportabilidade a subtensão³ e filtragem de altas frequências para suavizar a geração dessas fontes renováveis (LI; JOOS; ABBEY, 2006).

2.9 Comparações entre as Tecnologias

Diferentes tecnologias de armazenamento de energia são apropriadas para operar em diferentes horizontes de tempo, o que lhes confere notável variedade de aplicações em serviços de oferta de energia, como mostrado na Figura 2.9, que relaciona as faixas de potência nominal às faixas de tempo de descarga dos principais tipos de tecnologia de armazenamento de energia discutidos neste trabalho.

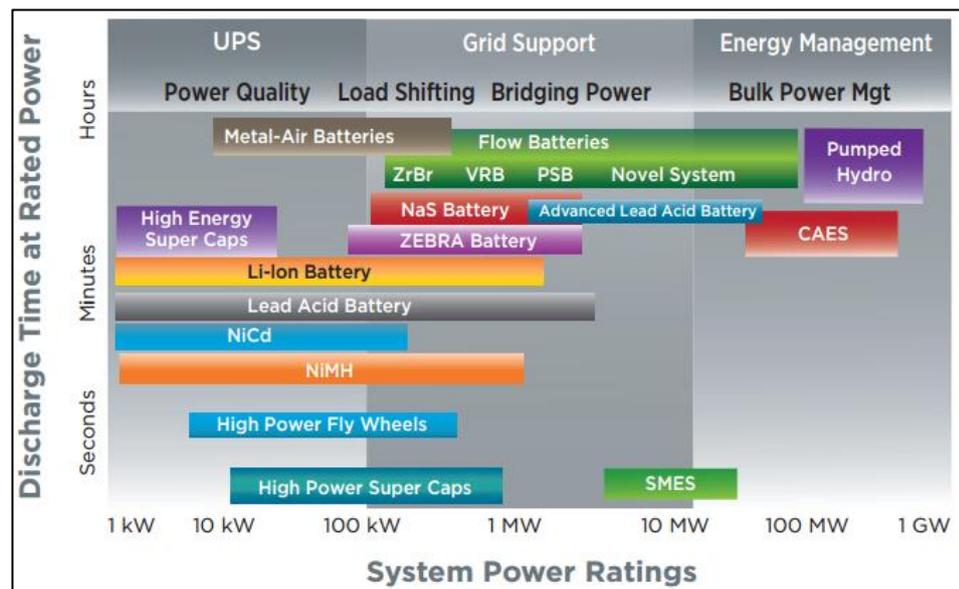


Figura 2.9 – Faixas de tempos de descarga em relação às potências nominais de tecnologias de armazenamento de energia selecionadas. Fonte: DOE (2011).

³ Suportabilidade a subtensão, conceito mais conhecido através do termo correspondente em inglês *low voltage ride-through (LVRT)*, refere-se à capacidade de um sistema gerador de potência conectado à rede elétrica em se manter operante mediante quedas de tensão na rede, sem que haja desconexão e suportando a rede com potência reativa. Trata-se de um dos mais importantes requisitos de conexão à rede a serem atendidos por sistemas de conversão energética eólicos (MALI; JAMES; TANK, 2014).

As três grandes escalas de aplicação consideradas na Figura 2.9 são serviços de regulação e qualidade de energia, suporte de rede e gerenciamento de energia em grande escala. Na primeira escala, em que se enquadram baterias com base em níquel, chumbo e em lítio, volantes de inércia e capacitores, são requeridas baixas potências e tempos de resposta de segundos a minutos. Na segunda escala, que diz respeito principalmente ao suporte à transmissão e à distribuição de eletricidade, são requeridas potências de nível intermediário e tempos de resposta variando geralmente de minutos a horas, o que pode ser oferecido por praticamente todos os tipos de bateria e por dispositivos magnéticos de supercondução. Já na terceira, são exigidas tecnologias com capacidade de armazenamento em alta potência e por períodos prolongados (horas ou dias), capazes de armazenar energia em períodos de baixa demanda ou excesso de produção, despachando-a em momentos de pico de demanda, função em que se destacam o armazenamento hídrico convencional, PHS, CAES e tecnologias TES, embora essas últimas não estejam inclusas no gráfico.

A Figura 2.10 compara diferentes tecnologias de armazenamento eletroquímicas de acordo com suas densidades de energia e de potência em função de sua taxa C^4 . É notável a grande faixa de potências e de capacidades específicas cobertas pela tecnologia Li-íon.

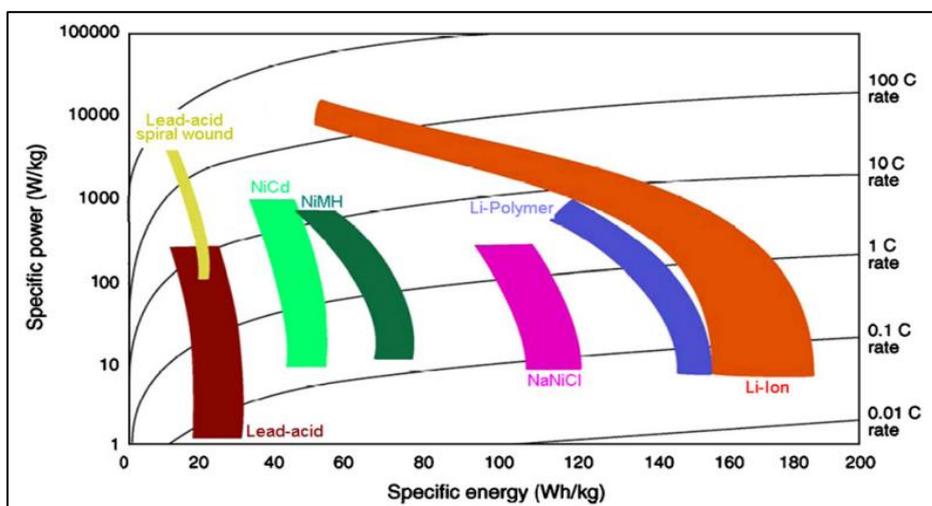


Figura 2.10 – Distribuição de diferentes tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia segundo suas densidades de energia e de potência. Fonte: Van den Bossche et al. (2006).

⁴ Taxa C: taxa à qual a bateria é descarregada em relação à sua máxima capacidade (MIT ELECTRIC VEHICLE TEAM, 2008). Por exemplo, dizer que uma bateria é descarregada a uma taxa de 1C equivale a afirmar que a corrente de descarga da bateria é tal que sua completa descarga se dá em 1 hora. Quanto maior a taxa C, mais rapidamente a bateria é descarregada.

Por fim, a Tabela 2.1 apresenta faixas de custos de capital por kWh de um conjunto de tecnologias de armazenamento de energia em diferentes estágios de maturidade.

Tabela 2.1 – Faixas de custos de capital por kWh de tecnologias de armazenamento de energia em diferentes estágios de maturidade.

Tipo de armazenamento	Estágio de maturidade	Faixa de custos de capital (US\$/kWh)	Referências
Baterias NaNiCl (ZEBRA)	P&D incipiente	100 - 200	[1]
Baterias Metal-ar	P&D incipiente	10 - 340	[2]
Baterias PSB	Em desenvolvimento	150 - 1000	[1]
Criogênico	Em desenvolvimento	3 - 30	[1]
Supercapacitor	Em desenvolvimento / demonstração	300 - 2000	[1]
Células de hidrogênio	Em desenvolvimento / demonstração	6 - 725	[2][3]
Baterias ZnBr	Demonstração	150 - 1350	[1][3][4][5]
Baterias VRB	Demonstração / início de comercialização	150 - 1000	[1]
Baterias Li-íon	Início de comercialização	459 - 6200	[1][5]
Térmico aquífero	Início de comercialização	20 - 50	[1]
Térmico de alta temperatura	Início de comercialização	3 - 60	[1]
Volantes de inércia	Início de comercialização	1000 - 14000	[1][2]
Capacitor	Comercializável	500 - 1000	[1]
Baterias NaS	Comercializável	300 - 550	[1][6]
Baterias NiCd	Comercializável	400 - 2400	[1][7]
Ar comprimido	Comercializável	2 - 250	[1][2]
Baterias Pb-ácido	Madura	50 - 3800	[1][7][5]
Bombeamento hídrico	Madura	5 - 100	[1][3]

[1] (CHEN et al., 2009)

[2] (TAYLOR et al., 2012)

[3] (SCHOENUNG; HASSENZAHL, 2001)

[4] (TESLA, 2017a)

[5] (RASTLER, 2010)

[6] (RASTLER, 2009)

[7] (HADJIPASCHALIS; POULLIKKAS; EFTHIMIOU, 2009)

2.10 Conclusão do Capítulo

Há diversas opções de armazenamento de energia em uso e em desenvolvimento, com custos de capital em geral elevados. A escolha da tecnologia apropriada a uma aplicação específica deve ser pautada por critérios técnicos e econômicos, dentre os quais se destacam potência, capacidade de armazenamento, período de armazenamento, frequência de carga e descarga, vida útil e custos de capital, de operação e de manutenção.

No caso específico do armazenamento térmico (TES), verifica-se uma ampla gama de tecnologias, com desenvolvimento territorialmente e temporalmente fragmentado, o que dificulta a compilação de informações sobre seus custos e parâmetros de desempenho técnico, bem como investimentos de longo prazo. Quanto à aplicação de TES em processos *power-to-heat*, nota-se que é impraticável ativar esses sistemas sem uma concreta justificativa econômica, pois converter energia elétrica em calor é um processo contraproducente. De todo modo, esses sistemas podem promover redução de emissões de gases poluentes e de efeito estufa, já que podem diminuir a dependência da queima de combustíveis fósseis para fins de aquecimento. Por fim, a possibilidade de que se desenvolvam tecnologias solares térmicas com armazenamento de energia para geração contínua de eletricidade pode oferecer uma nova alternativa para usinas de carga de base.

3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA SOB A ÓTICA DO PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS: POSSÍVEIS APLICAÇÕES E PROSPECÇÕES PARA SEU EMPREGO NO CONTEXTO BRASILEIRO

3.1 Introdução

A inserção em larga escala de tecnologias de armazenamento de energia em sistemas elétricos pode ser tratada sob a égide do Planejamento Integrado de Recursos (PIR), ferramenta de planejamento cujo objetivo é desenvolver de maneira combinada a oferta de energia e opções de gerenciamento do lado da demanda (GLD), a fim de que os serviços de energia sejam oferecidos a custo mínimo, com a consideração de custos sociais e ambientais (JANNUZZI; SWISHER, 1997). Nesse tipo de planejamento, sistemas de armazenamento de energia são vistos como *tecnologias de interface*, na medida em que podem funcionar ora como recursos de oferta, ora como recursos de gestão do lado da demanda. Sistemas de armazenamento térmico de energia (TES), abordados em detalhe adiante, estão entre as tecnologias de armazenamento mais consideradas em análises de PIR. Em programas de GLD, o armazenamento térmico pode ser empregado em edifícios, deslocando as demandas por aquecimento e resfriamento de períodos de pico de demanda para outros períodos, quando calor ou frio podem ser gerados por eletricidade, armazenados e utilizados em momentos de pico (KHUDHAIR; FARID, 2004). Esse tipo de procedimento se torna notavelmente interessante em cenários de crescente pico de demanda e onde cresce a participação de fontes renováveis intermitentes de energia na matriz elétrica (ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2012).

Pensar a adoção de estratégias de armazenamento de energia pelo viés do PIR enseja concebê-las como recurso de gerenciamento de demanda, possivelmente instaladas no lado da demanda, mediante decisões econômicas e coerentes com a minimização de impactos ambientais. A seguir, apresenta-se uma revisão de literatura contemplando maneiras como estratégias de GLD baseadas em armazenamento de energia podem contribuir seja para a integração de fontes renováveis variáveis na rede elétrica, seja para o deslocamento estratégico da demanda elétrica de unidades consumidoras. Conclui-se o capítulo com a revisão de trabalhos considerando especificidades do contexto brasileiro para a aplicação de tecnologias de armazenamento de energia.

3.2 Estratégias de Armazenamento pelo Lado da Demanda

Do ponto de vista do consumidor, o uso de sistemas de armazenamento de energia térmica pode proporcionar os mesmos níveis de conforto térmico, além de benefícios financeiros em virtude da redução da conta de energia e de menores custos de investimento diante da possibilidade de se instalarem equipamentos de menores dimensões. O uso de armazenamento frio (esquematizado na Figura 3.1), utilizando gelo, água gelada ou materiais de mudança de fase (MMF), acoplado a aparelhos de ar condicionado, por exemplo, pode aumentar a eficiência de refrigeração, reduzindo custos energéticos do aparelho, além de exigir um refrigerador de tamanho reduzido. Já da perspectiva das empresas fornecedoras de energia, esses sistemas propiciam um uso mais eficiente da capacidade de geração instalada, podendo diminuir a necessidade de se instalar capacidade adicional (ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2012), tendo em vista que o armazenamento de energia pelo lado da demanda possibilita deslocar a aquisição de eletricidade da rede pública de períodos de pico de demanda para horários de baixa demanda, quando usinas de menor custo de geração – e, no caso brasileiro, menos poluentes – são operadas.

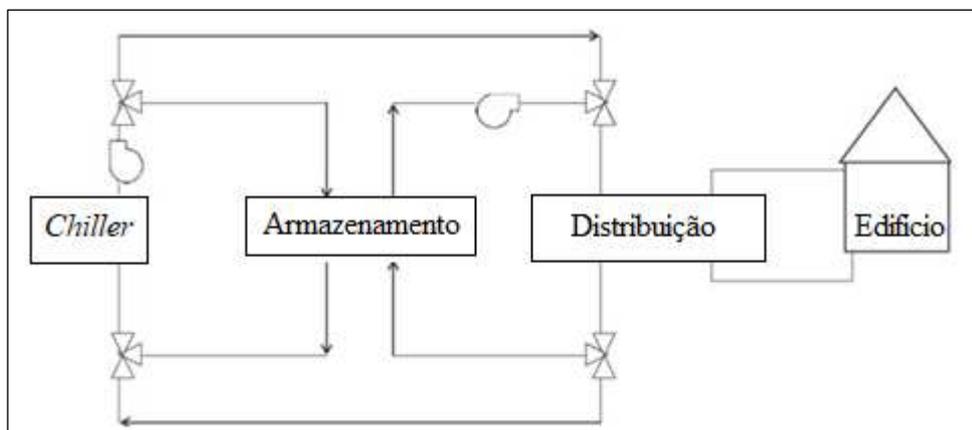


Figura 3.1 – Principais componentes de um sistema de ar condicionado com armazenamento frio. Fonte: Arteconi, Hewitt e Polonara (2012).

Em um estudo de caso, Arteconi, Hewitt e Polonara (2013) analisaram computacionalmente a aplicação de bombas de calor, com sistemas de distribuição de calor dos tipos “sob piso” e radiador, em uma edificação tomada como cenário de referência, localizada na Irlanda do Norte. Nesse estudo, os autores mostraram o comportamento de uma

bomba de calor associada a um tanque de água termicamente estratificada como unidade TES e sua influência no conforto térmico dos ocupantes do edifício diante de uma estratégia de GLD projetada para suavizar a curva de demanda de eletricidade local, o que se alcança mediante o desligamento da bomba de calor no período de pico de demanda (16h - 19h). Os autores concluíram que o controle da temperatura da residência era fortemente influenciado pela inércia térmica do sistema de aquecimento, sendo que o aquecimento com distribuição sob o piso proporcionava manutenção do conforto térmico durante o período de desligamento, mesmo sem uma unidade de armazenamento de calor. Um sistema TES se torna importante quando os sistemas de aquecimento apresentam baixa inércia térmica, como aqueles com radiadores. Verificou-se, ainda, que o armazenamento de energia não propiciava considerável redução no consumo de energia diante das configurações estudadas, mas que a aplicação de uma tarifa de “tempo de uso” e incentivos para geração renovável de calor como mecanismos associados a programas de GLD poderiam promover redução da conta de energia.

No trabalho de Limmeechokchai e Chungpaibulpatana (2001), um modelo de PIR foi utilizado para avaliar o impacto da aplicação de condicionamento de ar com “armazenamento frio” (CSA) no setor comercial no planejamento de expansão da geração elétrica da Tailândia. Cinco modelos de edificações foram desenvolvidos como referência (escritório, hospital, hotel, loja de varejo e escola), para, a partir deles, serem simulados os padrões de consumo energético no setor comercial, levantando-se curvas de carga. Posteriormente, essas edificações de referência foram modificadas a partir da adição de sistemas de armazenamento frio, comparando-se três cenários distintos para o planejamento da expansão da oferta de eletricidade: penetração nula, média e alta de sistemas CSA no setor comercial. Verificou-se que a ausência de uso de CSA exigia a instalação adicional de 19,3 GW de capacidade, o que cairia para 17,5 e 15,9 GW nos cenários de média e alta penetração, respectivamente. Por fim, “unidades integradas⁵” de CSA de 100 MW foram consideradas como recursos candidatos do lado da demanda em uma análise de PIR, utilizando-se de algoritmos de otimização do modelo ELFIN-IRP (*Electric Utility Financial and Production Simulation Model*), num período de testes compreendido entre 2010 e 2015. Num cenário BAU (*business as usual*), i.e., sem adição de CSA, os autores constataram que seria necessário instalar 8 GW adicionais de usinas a carvão, o que cairia para 7 GW se fossem instalados 200 MW anuais de CSA (1,2 GW ao longo de todo o período). Quando os custos de externalidades associadas a emissões

⁵ Uma “unidade integrada” considera a capacidade instalada evitada pelo total de sistemas CSA presentes no território em análise.

foram computados (o trabalho considerou US\$ 0,44/kg de SO₂ e US\$ 0,66/kg de NO_x), implantações de unidades de usinas baseadas em recursos fósseis e de CSA foram adiadas (algumas até mesmo removidas), a capacidade total de usinas requeridas foi reduzida para 6 GW, e a capacidade requerida de CSA caiu para 1GW.

Demais alternativas para o armazenamento de energia pelo lado da demanda são veículos elétricos (EVs) e sistemas fotovoltaicos distribuídos com baterias. Veículos elétricos podem absorver quantidades significativas de energia excedente de fontes renováveis de energia, mas exigem planos de carregamento inteligente, que consistem em planos de controle de recarga das baterias de EVs com eletricidade da rede elétrica em momentos convenientes (por exemplo, quando o preço de eletricidade está baixo ou quando a demanda por eletricidade é reduzida etc.) (RICHARDSON, 2013). Gao, Zhao e Wang (2012) propuseram a introdução de estações de troca de baterias, de modo que os EVs pudessem substituir baterias descarregadas por carregadas. Tais estações poderiam receber eletricidade excedente de parques eólicos, já que seriam compostas por vários bancos de baterias. Letendre (2009), por sua vez, propôs um modelo de estação de carga de veículos elétricos a bateria (BEVs) e veículos elétricos híbridos (PHEVs) envolvendo a instalação de painéis fotovoltaicos (FV) em estacionamentos. Desse modo, os proprietários desses estacionamentos poderiam cobrar uma taxa mensal variável (além da taxa fixa mensal de estacionamento) pela eletricidade provida a cada veículo estacionado. Giannouli e Yianoulis (2012) sugeriram a instalação direta de módulos FV em carros (VIPV), o que poderia ser utilizado em PHEVs para melhorar sua eficiência em termos de uso de combustível, ou mesmo abastecendo seu sistema de condicionamento de ar, mantendo sua temperatura controlada inclusive enquanto estacionados. Por fim, EVs com capacidade de fornecimento reverso de eletricidade à rede (função chamada V2G – *vehicle to grid*) são opções vislumbradas na literatura científica. Tais veículos poderiam fornecer serviços de regulação, reserva de giro e fornecimento de potência de pico à rede elétrica, podendo gerar receitas aos seus proprietários (KEMPTON; LETENDRE, 1997). A estratégia V2B (*vehicle to building*) consiste no oferecimento de eletricidade de EVs para edifícios, opção que oferece gerenciamento do lado da demanda (como o deslocamento da carga de pico) e cobertura da oferta de energia em caso de interrupção de fornecimento da rede (PANG; DUTTA; KEZUNOVIC, 2012). Veículos com função V2G ou V2B poderiam armazenar eletricidade gerada por fontes renováveis intermitentes em períodos de baixa demanda ou de excesso de oferta, provendo-a à rede ou a edifícios em períodos de alta demanda. Vale, aqui, esclarecer a distinção entre essas duas

estratégias: a função V2B atende a cargas do próprio edifício abrigando o veículo, de modo que a bateria a ele associada se sujeita ao regime de consumo de uma residência ou edifício comercial específico; já na estratégia V2G, o veículo deve ser capaz de injetar eletricidade na rede elétrica, não atendendo necessariamente a cargas que lhe sejam espacialmente próximas. De acordo com Pang, Dutta e Kezunovic (2012), a função V2B associada a BEVs e PHEVs pode apresentar maior viabilidade que a função V2G. Aponta-se que a função V2G possui capacidade limitada de promover a integração de fontes renováveis devido à excessiva degradação de baterias que tal função acarreta, o que eleva os custos da eletricidade advinda de V2G (RICHARDSON, 2013).

No que diz respeito a sistemas FV distribuídos, a adição de baterias se apresenta como opção de gerenciamento de carga do lado da demanda. Hoff, Perez e Margolis (2007) apontaram que o valor de sistemas FV associados a dispositivos de armazenamento de energia supera a soma dos valores dessas duas opções separadas, destacando também a importância de mudanças de política e de regulação para que se aproveite a capacidade de sistemas FV com baterias em elevar a segurança da rede elétrica. Toledo, Filho e Diniz (2010) consideraram a bateria de sódio-enxofre (NaS) como uma das melhores opções para sistemas FV distribuídos, por tratar-se de uma tecnologia aplicável a sistemas de pequena escala, possibilitando o armazenamento de alguns MW por poucas horas, além de possuir longa vida útil. Os autores sugeriram que o alto custo desse tipo de bateria tenderia a decrescer em função de sua escala de aplicação.

Tecnologias e estratégias de armazenamento de energia encontram, dessa forma, exemplos na literatura para que sejam consideradas no PIR. Contudo, no que se refere ao armazenamento térmico, a ampla diversidade de tecnologias, com seu desenvolvimento fragmentado, ainda impossibilita investimentos de longo prazo, como apontaram Arteconi, Hewitt e Polonara (2012). Ademais, estratégias de cunho econômico podem ser elementos chave para que se garanta a efetividade de programas de GLD, como a adoção de políticas de incentivos tarifários para estimular a aderência de consumidores (ARTECONI; HEWITT; POLONARA, 2013) e a avaliação de impactos de taxas para evitar sobrecarga de transformadores do sistema de distribuição devido à conexão de veículos elétricos à rede (DALLINGER; WIETSCHERL, 2012).

3.3 Prospecções para o Emprego de Tecnologias de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil

A mudança do paradigma de geração elétrica do Brasil rumo à descentralização tem fomentado discussões na literatura científica. O país possui uma das infraestruturas de energia mais centralizadas do mundo, sendo a nação mais dependente da hidroeletricidade dentre os maiores países do globo (cerca de 90% da sua capacidade de geração anual é suprida por usinas hidrelétricas localizadas em áreas remotas quando o fluxo dos rios é próximo à média de longo prazo), e conta com vastas linhas de transmissão (TOLEDO; FILHO; DINIZ, 2010). No contexto brasileiro, figura também de forma centralizada substancial capacidade de armazenamento de energia elétrica, notadamente por meio de reservatórios hídricos, tendo apresentado queda relativa à capacidade instalada de geração hidrelétrica ano após ano, em boa medida em razão do aumento da participação de usinas a fio d'água na matriz elétrica nacional (FALCETTA; ZAMBON, 2013). A Figura 3.2 ilustra essa queda a partir da evolução temporal, desde 1950, da capacidade de armazenamento hidráulico (máxima quantidade de energia armazenada em reservatórios hídricos, em MW-mês) para cada MW de capacidade hidroelétrica instalado no Brasil. O gráfico informa, portanto, por quantos meses energia armazenada pode teoricamente ser despachada continuamente diante da capacidade instalada total das usinas hidrelétricas nacionais. A capacidade de armazenamento anteriormente mencionada é também chamada “capacidade de regularização”, na medida em que diz respeito à habilidade do sistema em permitir o funcionamento das usinas em períodos de seca (FALCETTA; ZAMBON, 2013).

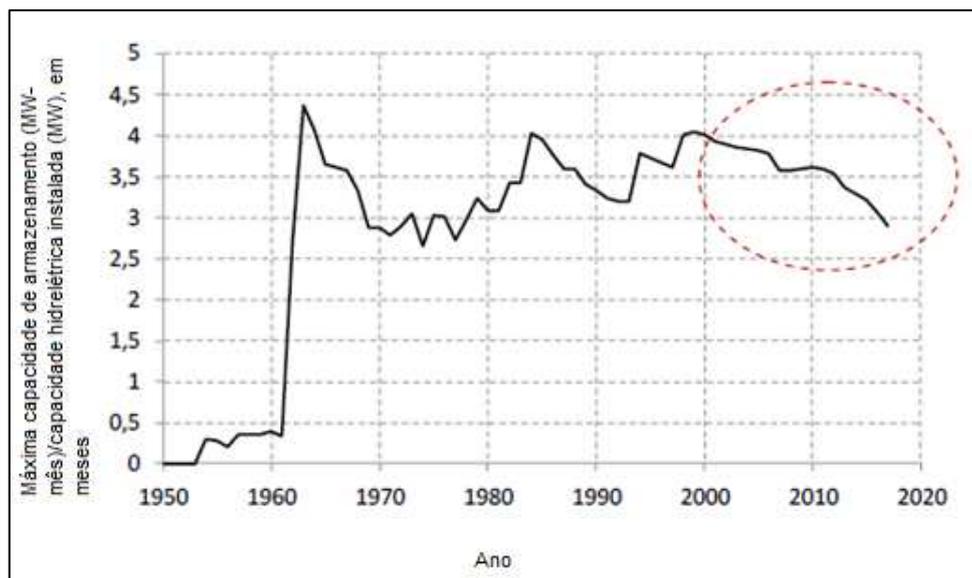


Figura 3.2 - Evolução da razão entre capacidade de armazenamento e capacidade hidrelétrica instalada no Brasil. Fonte: Falchetta e Zambon (2013).

Um estudo realizado pela EPE indicou que poderiam ser instalados cerca de 34 TWh mensais (46.646 MWmed⁶) de capacidade de armazenamento hidráulico fora da região amazônica, o que corresponderia a aproximadamente 16% da capacidade de armazenamento já existente (EPE, 2015).

Hunt, Freitas e Pereira Jr. (2014) propuseram a descentralização do armazenamento hídrico do Brasil a partir da construção de reservatórios de armazenamento em outros locais que não a região sudeste (tendo em vista que cerca de 70% da capacidade de armazenamento do país se encontram nesta), e fora da região amazônica, a fim de que esses locais pudessem gerar a maior parte de sua eletricidade durante períodos de seca. Os autores apresentaram o chamado EPS (*Enhanced-Pumped-Storage*) como alternativa de armazenamento descentralizado, que consiste na combinação de locais de armazenamento bombeado de grande escala com hidrelétricas em cascata. Alegou-se que esse tipo de sistema seria capaz de armazenar energia proveniente de fontes renováveis intermitentes com eficiência de cerca de 90%.

A aspiração à mudança do paradigma de geração elétrica centralizada no país encoraja a inserção de fontes de geração distribuída – fundamentalmente renováveis variáveis – e a reestruturação das redes elétricas do país, de modo que os sistemas de distribuição e de transmissão busquem suprir as demandas da população aumentando a confiabilidade da rede

⁶ MWmed: megawatt médio – energia média no intervalo de tempo considerado (1 MWmed-ano corresponde a 8.760 MWh/ano) (ONS, 2011).

com mínima expansão do sistema de transmissão (LASSETER; PIAGI, 2007). Nesse sentido, para além da adoção de mecanismos de aumento da eficiência nos processos de conversão energética, sistemas de armazenamento de energia associados a geração descentralizada se apresentam como alternativa promissora, apesar de os altos custos ainda serem um grande entrave para a difusão desses sistemas (HOFF; PEREZ; MARGOLIS, 2007; TOLEDO; FILHO; DINIZ, 2010; PALIWAL; PATIDAR; NEMA, 2014). Dentre as alternativas de GD, a tecnologia solar fotovoltaica é a mais popular, principalmente em virtude da ampla disponibilidade de incidência solar no globo (ZAHEDI, 2011). No Brasil, as médias anuais de irradiação solar global diária (1500-2500 kWh/m²) assumem patamares notavelmente superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650 kWh/m²), e Espanha (1200-1850 kWh/m²) (PEREIRA et al., 2006). Assim, diante do potencial de aproveitamento da irradiação solar no território brasileiro, à medida que a inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos atingir percentuais expressivos de participação na geração elétrica do país, a atratividade de sistemas de armazenamento de energia distribuídos (destacando-se a instalação de baterias junto a sistemas fotovoltaicos no lado da demanda) possivelmente aumentará.

Arabkoohsar et al. (2015) propuseram a instalação de uma usina solar fotovoltaica de 100 MWp no oeste do estado do Rio Grande do Norte, região de maior incidência anual de irradiação solar do Brasil, em associação a uma unidade de CAES equipada com um sistema auxiliar de aquecimento solar (destinado a fornecer calor extra requerido antes de cada estágio de expansão da turbina do sistema CAES), como mostrado na Figura 3.3. A partir dos dados climáticos da região e dos componentes escolhidos com base em uma análise termoeconômica, os autores simularam o desempenho do sistema, incluindo cálculos de incertezas associadas ao modelo fotovoltaico, e avaliaram a melhor estratégia de venda da energia produzida pela usina a partir de uma análise de VPL. Concluiu-se que o cenário mais conveniente contaria com uma unidade CAES de 50 MW de capacidade, com uma estratégia de venda 70% da energia produzida mensalmente para a rede elétrica, o que ocasionaria um tempo de retorno de investimento de menos de 9 anos.

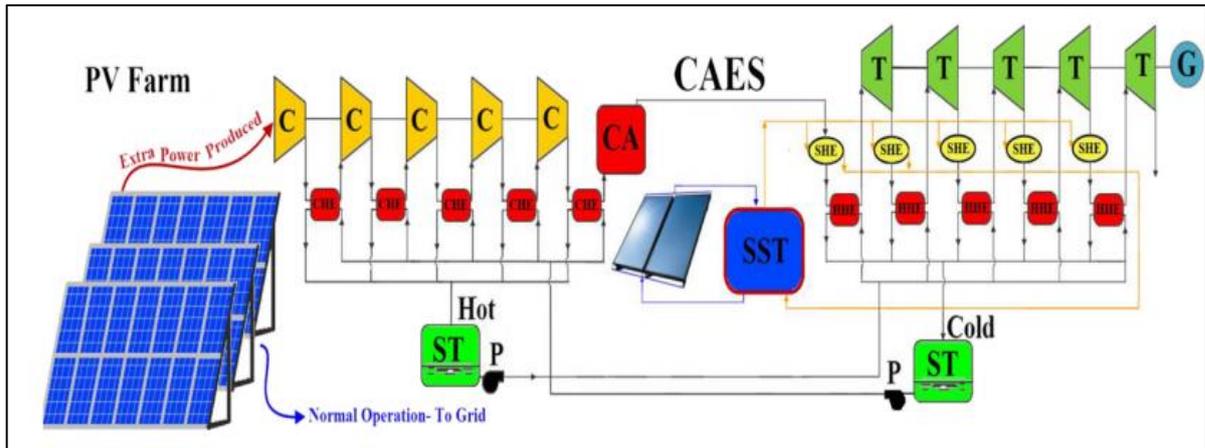


Figura 3.3 - Diagrama esquemático de um sistema PV-CAES. Fonte: Arabkoohsar et al. (2015).

Considerando a existência de riscos de incompatibilidade entre oferta e demanda colocados pela combinação da expansão de usinas eólicas no nordeste brasileiro com fontes inflexíveis, como usinas nucleares e a fio d'água, Borba, Szklo e Schaeffer (2012) avaliaram a possibilidade de se adotar uma frota de veículos PHEV para auxiliar a integração de parques eólicos no nordeste brasileiro. Os autores apontaram problemas da concentração geográfica de geradores eólicos, cujos impactos se verificam principalmente na variação temporal da produção elétrica desses geradores e no aumento dos erros de previsão de incidência de vento; esses problemas são particularmente importantes para a região nordeste do Brasil, que além de concentrar cerca de 52,3% do potencial eólico brasileiro, tende a apresentar ventos mais fortes em períodos de baixa demanda de eletricidade. Tendo em vista os excedentes de energia eólica previstos na modelagem realizada, os resultados mostraram que uma frota de 500 mil veículos em 2015, e de 1,5 milhão em 2030, poderiam ser recarregadas durante a noite por cerca de seis meses utilizando o excesso de energia advinda dos parques eólicos projetados para a região. O trabalho propôs que, inicialmente, os veículos oficiais de governo fossem do tipo PHEV, a fim de que a tecnologia se estabelecesse e determinasse padrões para outros nichos, como táxis e veículos de entrega em pequena escala, que poderiam ser recarregados de maneira centralizada. Segundo os autores, tal estratégia evitaria custos de modificação inicial da rede elétrica, como a implementação de sistemas de armazenamento de energia e redes inteligentes, opções que podem ser adotadas em médio a longo prazo em vista de reduções de custo e de aprendizado tecnológico.

Hausmann (2014) sublinhou a importância de adaptações feitas em baterias de chumbo-ácido livres de manutenção (aumento do volume de eletrólito de baixa densidade e da quantidade de espaços para seu depósito) para sua aplicação a climas quentes, onde ciclos de

carga e descarga podem ser mais pronunciados. Esse tipo de bateria é fabricado por empresas nacionais, mas ainda é ausente no país a fabricação de baterias de lítio-íon, cujas tarifas de importação dificultam sua penetração no mercado nacional. Na mesma referência, destacou-se a ausência de incentivos para que clientes aumentem o consumo da eletricidade gerada pelos seus próprios sistemas fotovoltaicos, o que exigiria o acoplamento de baterias a esses sistemas, devido a que o sistema de tarifação *net-metering* recentemente adotado no país leva a se enxergar a rede pública como um armazenamento gratuito. Segundo o autor, tarifas flexíveis ofereceriam suporte ao mercado de armazenamento de energia, de modo que a eletricidade gerada em períodos de alta produção fotovoltaica pudesse ser consumida localmente ou mesmo injetada na rede em períodos de pico de demanda. Outro aspecto que merece atenção no que diz respeito à importância das baterias no Brasil é a eletrificação de áreas rurais remotas. A dificuldade de acessar a rede devido a altos custos tem fomentado o estabelecimento de sistemas elétricos individuais nessas áreas, mas verificaram-se experiências negativas com centros de recarga de baterias, devido a problemas logísticos associados ao peso das baterias transportadas e a descargas profundas por elas sofridas antes de sua remoção para recarga, o que compromete sua vida útil. Nesse âmbito, baterias proporcionando facilidade logística e livres de manutenção, como as de chumbo-ácido, encontram conveniente aplicação. Um documento elaborado por Zilles et al. (2010) propôs não só o incentivo à utilização de geração distribuída FV com armazenamento de energia, com vista à gestão da carga de demanda e à diminuição do emprego de sistemas de geração por motor a óleo diesel (amplamente utilizados em áreas remotas), como também à produção de baterias de chumbo-ácido para sistemas fotovoltaicos no Brasil.

3.4 Conclusão do Capítulo

A consideração do emprego do armazenamento de energia elétrica sob a ótica do Planejamento Integrado de Recursos pode embasar decisões robustas e econômicas no âmbito do planejamento energético, de modo a se evitarem tanto custos de capital de investimento, operação e manutenção de novas usinas e sistemas de transmissão e distribuição – sobretudo quando se lança mão de geração e armazenamento distribuídos –, quanto custos ambientais ocasionados pela construção e operação de novas infraestruturas de provisão de energia.

Usualmente, o armazenamento de energia é pensado como recurso do lado da oferta, mas a literatura científica tem apontado caminhos para que tal armazenamento seja também empregado como recurso do lado da demanda, de modo que consumidores passem não só a suprir suas próprias necessidades energéticas em momentos de pico de demanda, mas também a fornecer à rede elétrica energia gerada de antemão por fontes renováveis distribuídas. Nesse sentido, a efetividade de programas de gestão pelo lado da demanda envolvendo tecnologias de armazenamento de energia pode ser potencializada a partir da adoção de políticas de incentivos tarifários para estimular a aderência de consumidores e para evitar impactos negativos na rede elétrica.

No contexto brasileiro, é importante que sejam consideradas estratégias de aumento da capacidade de armazenamento de energia de curto prazo, sobretudo considerando alternativas para compensar a relativa redução do armazenamento em grande escala para suprimento sazonal, não só em virtude do crescimento da participação das fontes eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, mas também pelo fato de que grandes flutuações na produção elétrica do Brasil são já uma realidade, ante a considerável participação de usinas a fio d'água na matriz elétrica nacional.

4 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA ADOÇÃO DE BATERIAS COM OU SEM UM GERADOR FOTOVOLTAICO NO EDIFÍCIO NIPE-UNICAMP

4.1 Introdução

Diante do exposto na introdução deste trabalho, depreende-se que a participação acentuada de fontes renováveis variáveis de energia em redes elétricas impõe desafios técnicos e econômicos à operação do sistema elétrico. Nesse sentido, diversos benefícios técnicos podem ser verificados ao se acoplar armazenamento de energia a sistemas fotovoltaicos (FV) distribuídos. Alívio de redes de distribuição e transmissão e obtenção de serviços ancilares estão entre as vantagens do consumo local de potência FV oferecido pelo armazenamento, além da flexibilização do uso da energia provida por geradores fotovoltaicos distribuídos (SCHILL; ZERRAHN; KUNZ, 2017). No Brasil, embora não haja por ora arcabouço regulatório observando a atividade de armazenamento de energia pelo lado da demanda, em seu amplo espectro de serviços possíveis, não há barreiras legais nem técnicas para que um *prossumidor*⁷ em posse de um *sistema fotovoltaico conectado à rede* (SFCR) de distribuição elétrica local combine uma tecnologia de armazenamento de energia elétrica ao seu gerador FV.

Assim sendo, o primeiro objetivo deste estudo de caso foi avaliar, do ponto de vista de um consumidor de eletricidade, a economicidade da adoção de um banco de baterias eletroquímicas destinado ao consumo local da energia provida por um gerador FV instalado na unidade consumidora em questão. Para tanto, estimou-se a produção elétrica, ao longo de um ano, de um SFCR composto de painéis instalados em porções apropriadas da fachada e do telhado de um edifício ocupado em dias úteis, e, tendo-se como base o dia de maior produção FV, definiram-se as dimensões de um banco de baterias destinadas ao estoque da eletricidade excedente produzida aos fins de semana. A energia armazenada é então fornecida ao prédio de maneira uniformemente distribuída ao longo dos dias úteis, quando se espera haver também produção de potência FV diretamente direcionada ao uso no edifício.

⁷ Aquele que não apenas consome, mas também produz eletricidade.

Em seguida, analisou-se a economicidade de um projeto de banco de baterias destinado a armazenar toda a energia FV produzida durante o dia, sendo despachada no horário de ponta definido pela empresa de distribuição de eletricidade local.

Por fim, outra rota tecnológica apreciada neste estudo foi o emprego de baterias sem um gerador FV, destinadas a deslocar parte da demanda elétrica do edifício para as primeiras horas do dia, quando usualmente apenas usinas de base – caracterizadas por baixos custos operacionais (TOLMASQUIM, 2016) – são acionadas. Tal procedimento, correspondente ao chamado *deslocamento de carga* (do inglês, *load shifting*). Como apresentado no Capítulo 3, tecnologias de armazenamento térmico são usualmente aplicadas em edifícios para tal propósito, deslocando demandas por aquecimento ou resfriamento de períodos de pico a horas de baixa demanda, quando calor ou frio podem ser produzidos a partir de eletricidade e utilizados quando conveniente. Diversos trabalhos trazem análises técnico-econômicas de projetos de armazenamento térmico no lado da demanda, e para a realidade brasileira, em particular, Arcuri, Spataru e Barrett (2017) avaliaram a economicidade da aplicação de bancos de gelo em diferentes cidades brasileiras, tendo em vista diferentes tipos de edifício comercial segundo o seu ramo de atividade. Contudo, essa classe de tecnologias possui uma limitação não enfrentada pelas baterias eletroquímicas: pode ser aplicada apenas para usos finais térmicos, como aquecimento, resfriamento e climatização de ambientes internos. Baterias, por sua vez, podem suprir qualquer tipo de demanda elétrica, sendo acionáveis ainda que não haja demanda térmica.

A escolha do período do dia para descarregar as baterias, reduzindo sua demanda por eletricidade advinda da rede de distribuição local, é uma decisão crucial para a análise econômica de um projeto de deslocamento de carga. Recentemente, tem-se observado no sistema elétrico brasileiro mudanças do período diário de pico da noite para o meio da tarde em estações climáticas quentes, de modo a coincidirem o pico de demanda elétrica e o pico de demanda por resfriamento em edifícios. Essa tendência pode ser observada a partir da evolução das curvas de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) de 2000 a 2014, apresentadas em EPE (2015). O setor comercial, de todo modo, tende a exibir picos de demanda elétrica durante o dia em todas as estações do ano, mas as empresas distribuidoras de eletricidade brasileiras atualmente estabelecem, para todo o ano, três horas noturnas como período de pico, quando tarifas maiores são aplicadas a consumidores sob tarifação por tempo de uso. Esse descompasso entre pico de demanda e pico tarifário leva a se questionar se a redução da demanda *fora de pico* contratada por um edifício operando em horário comercial

via deslocamento de carga *lhe* é economicamente atrativa e, em caso afirmativo, se tal estratégia pode ser mais vantajosa que a redução (ou mesmo eliminação) de sua relativamente baixa demanda *em período de pico* contratada. Assim, duas estratégias de deslocamento de carga são comparadas, ambas prevendo carregamento das baterias durante a madrugada: descarga durante o pico de demanda do prédio e descarga no período de ponta da rede de distribuição local.

Em todos os casos, três das mais recentes tecnologias de baterias foram consideradas neste estudo: lítio-íon (Li-íon), sódio-enxofre (NaS) e vanádio-redox (VRB). A Figura 4.1 apresenta um fluxograma dos procedimentos de cálculo deste capítulo.

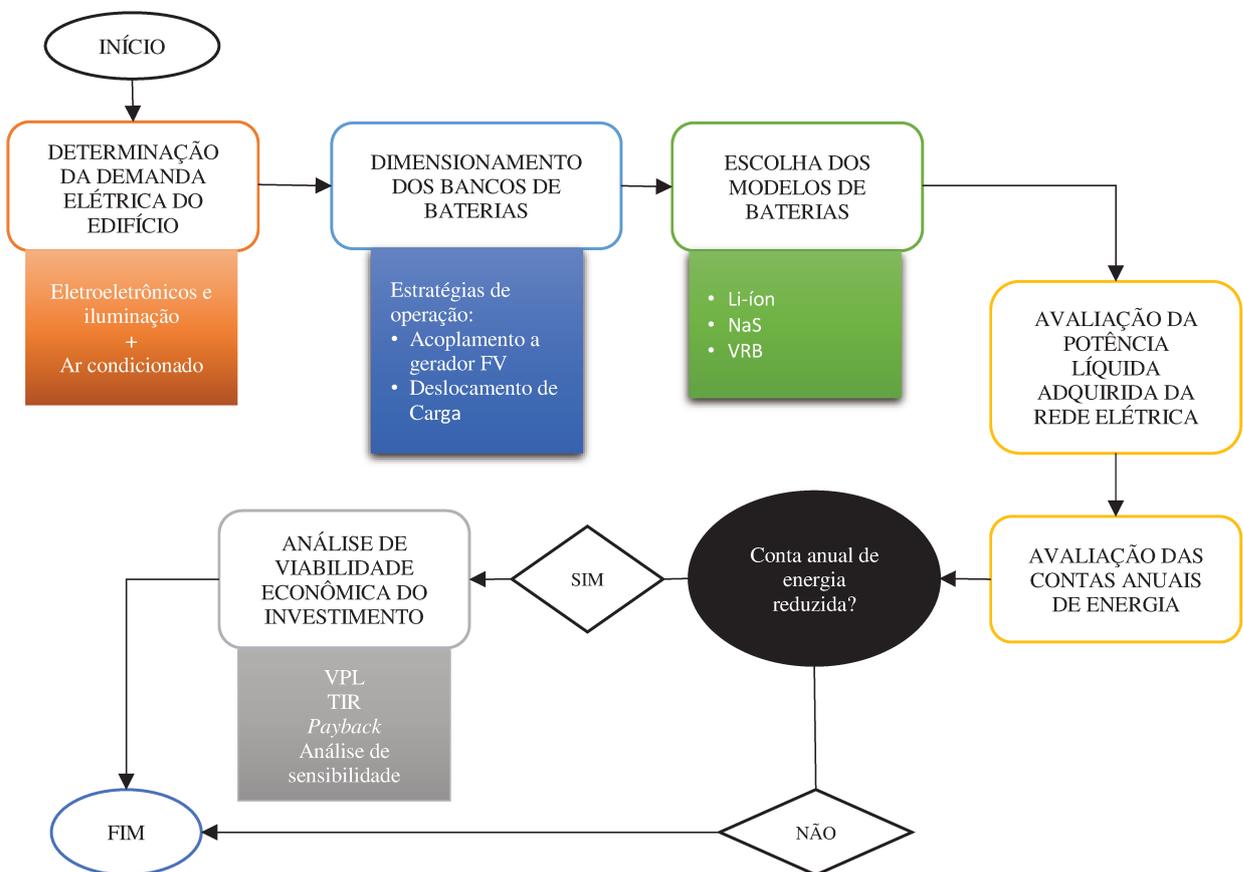


Figura 4.1 – Fluxograma das etapas do estudo de caso. Fonte: Elaboração própria.

4.2 Caracterização do Edifício Escolhido: Demanda Elétrica e Produção Fotovoltaica

A curva de demanda elétrica (também chamada de *curva de carga*) total do edifício é determinada a partir da soma da demanda elétrica do sistema de ar condicionado à demanda dos equipamentos eletroeletrônicos e de iluminação do prédio. O tratamento dado neste trabalho às curvas de carga e de produção do gerador FV hipoteticamente instalado no prédio parte da premissa de que a consideração de um dia típico por mês permite captar variações de demanda elétrica e produção FV decorrentes das diferentes condições climáticas locais ao longo do ano. A variável expressando tal sazonalidade é a irradiância solar, e escolheu-se o dia 21 de cada mês como sendo o dia representativo das condições climáticas mensais. Ademais, cada mês possui um número de dias úteis e se enquadra em um regime horário (normal ou de verão), características consideradas nas análises de viabilidade econômica anteriormente apresentadas neste capítulo.

Em vista de seu perfil de operação e da disponibilidade de dados, o edifício sede do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Universidade Estadual de Campinas foi escolhido como objeto de estudo deste trabalho. Apesar de se tratar de um edifício de pequeno porte, seu perfil de demanda é similar a perfis comumente concebidos para o setor comercial (ARCURI; SPATARU; BARRETT, 2017; PIETTE, 1990; SEHAR; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2016a, 2016b; YAN et al., 2014). Ademais, em trabalho anterior (OLIVEIRA, 2017) foi analisada a viabilidade da aplicação de um gerador FV nesse edifício, o que favorece a análise pretendida neste estudo. Com base em informações fornecidas pelos funcionários do centro de pesquisas, considera-se aqui o horário de funcionamento do prédio entre 8h e 18h, de segunda a sexta-feira. Pequena demanda elétrica ocorre durante a noite e aos finais de semana, tendo em vista a existência de uma sala de computadores exigindo condicionamento de ar durante 24 horas por dia. As principais características do prédio consideradas para calcular sua carga térmica são resumidas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Características do edifício do NIPE consideradas para a estimativa de sua carga térmica.

Elemento	Característica/valor
Cor	Branca
Tipo de parede	bloco de concreto ($U = 0,693 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$) ⁸
Tipo de telhado	telha metálica com isolamento ($U = 0,454 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$) ⁸
Ocupação média	27 pessoas
Horário de ocupação	8h – 18h

4.2.1 Estimativa da Demanda Elétrica do Sistema de Condicionamento de Ar do Edifício

A estimativa da carga térmica do edifício no dia típico de cada mês do ano foi realizada através do método RTS (*Radiant Time Series*), à luz do código desenvolvido por J. D. Spitler. O referido código, associado a uma planilha em formato *xls* disponibilizada em (SPLITER, 2003), originalmente adota unidades do Sistema Inglês, e, a fim de fornecer resultados em unidades do Sistema Internacional de medidas e de se adquirir familiaridade com o equacionamento do método, tal código foi revisado neste trabalho valendo-se das equações fornecidas no capítulo 30 do Manual ASHRAE 2005 (ASHRAE, 2005a), o qual sumariza as premissas fundamentais do método RTS, listadas a seguir.

- As condições ambientais e operacionais do edifício são mantidas em regime permanente periódico. Assim, em cada período considerado (neste trabalho, um mês), assume-se que não ocorrem significativas variações de intensidade de irradiação solar, tampouco no número de ocupantes do prédio, na natureza de suas atividades e na quantidade e tipos de aparelhos eletroeletrônicos postos em funcionamento no ambiente interno.
- Ocorrem dois efeitos de retardamento temporal dos ganhos térmicos do edifício: atraso dos ganhos de calor condutivos (paredes, telhado e piso) e dos ganhos de calor radiantes. Desse modo, em cada hora do dia, a carga térmica do interior do prédio é composta pela soma de uma porção de ganho térmico instantâneo e uma porção de

⁸ “U” denota *fator de forma*, considerado como coeficiente global de transferência de calor da respectiva superfície. Tais valores foram extraídos de (SPITLER; FISHER, 1999).

ganho térmico temporalmente defasado (i.e., calor emitido por uma fonte primária em hora anterior à do ganho térmico).

- Os principais parâmetros determinantes da carga térmica horária são a *Temperatura Sol-Ar*, os *Fatores de Tempo de Condução* (CTF – sigla inglesa de *Conduction Time Factors*) e os *Fatores de Tempo Radiantes* (RTF – *Radiant Time Factors*), descritos a seguir.

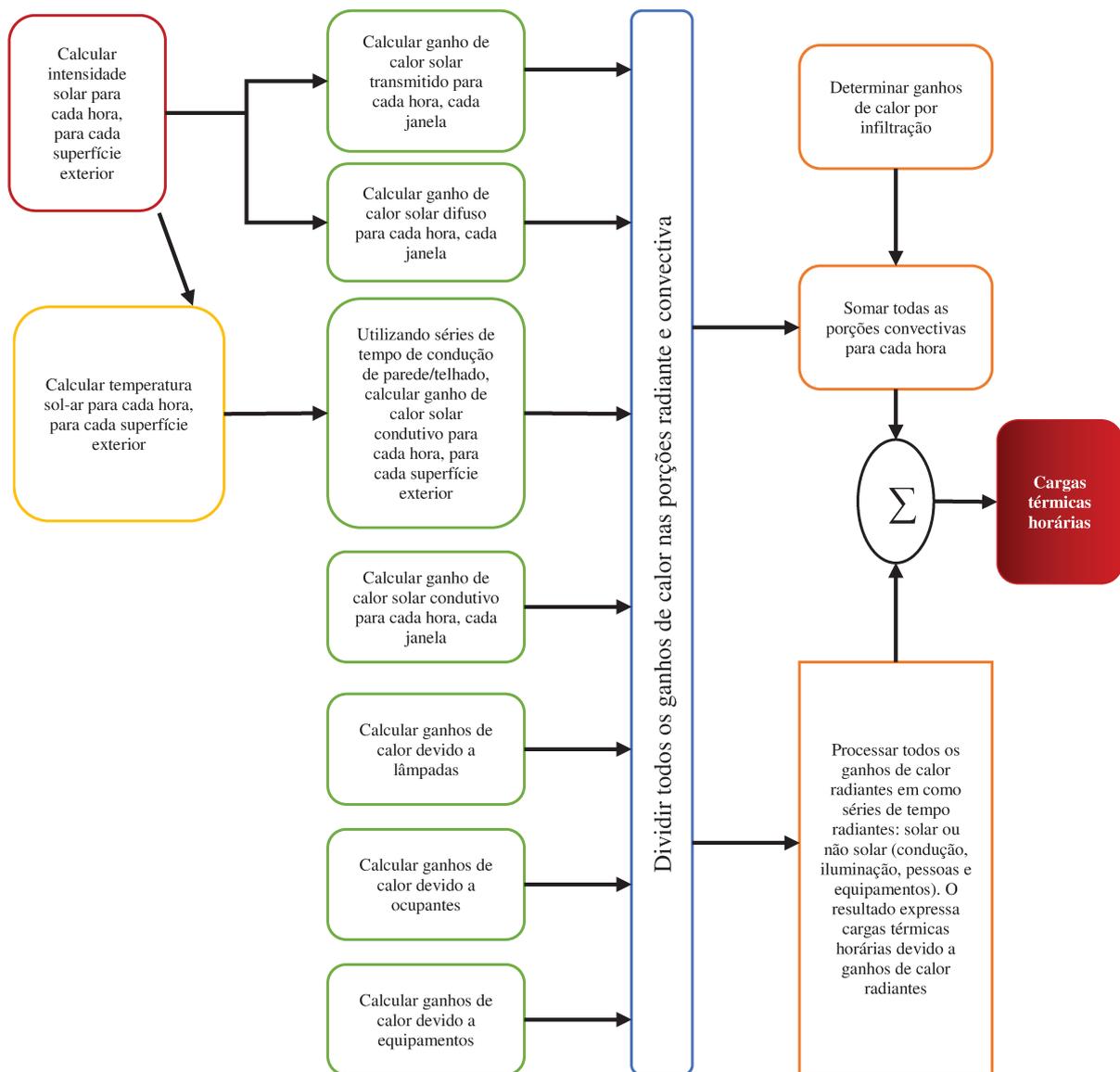


Figura 4.2 – Fluxograma de cálculos do método RTS. Fonte: ASHRAE (2005a).

A Temperatura Sol-Ar, expressa pela Equação 4.1, presta-se à contabilização da radiação solar incidente no edifício e as trocas de calor radiantes e convectivas entre o edifício

e o seu entorno. Tal temperatura é avaliada para cada porção de parede externa e telhado segundo a sua orientação geográfica.

$$T_{sol-ar} = T_0 + \frac{\alpha \cdot E_t}{h_0} - \left(\frac{\varepsilon \cdot \Delta R}{h_0} \right) \quad (\text{Equação 4.1})$$

Na Equação 4.1, α é a absortividade da superfície à irradiação solar, E_t (em W/m^2) é a radiação solar total incidente na superfície, h_0 (em $W/m^2.K$) é o coeficiente de transferência de calor por radiação de onda longa e convecção na superfície externa da porção considerada do edifício, T_0 (em $^{\circ}C$) é a temperatura de bulbo seco do ar externo, ε , a emitância hemisférica da superfície e ΔR (em W/m^2), a diferença entre a radiação de onda longa advinda do entorno do edifício e a radiação emitida por um corpo negro à temperatura T_0 . O termo entre parênteses, em particular, é chamado “correção de radiação”, e a referência o considera como sendo equivalente a $7 \cos \theta$, em $^{\circ}F$, sendo θ o ângulo de inclinação, em graus, da superfície em relação à horizontal. Neste trabalho, tal valor é substituído por $4 \cos \theta$, para que T_{sol-ar} seja expressa em $^{\circ}C$.

A determinação de T_0 depende da *faixa diária de temperaturas* de bulbo seco do ar ambiente, definida como sendo a diferença aritmética entre a máxima e a mínima temperaturas registradas no dia. Neste trabalho, tal faixa de temperaturas é determinada a partir de valores médios históricos de temperaturas mínimas e máximas extraídos do sítio Accuweather (ACCUWEATHER, 2017), considerando-se o dia 21 de cada mês do ano na cidade de Campinas.

Os chamados *fatores de resposta periódicos* são utilizados no método RTS para levar em conta a defasagem temporal dos ganhos de calor condutivos através das paredes e telhados de um edifício. No Manual ASHRAE 2005, o ganho de calor condutivo é originalmente representado pela Equação 4.2, a qual se utiliza dos chamados *fatores de tempo de condução*.

$$q_q = c_0 \cdot q_{i,q} + c_1 \cdot q_{i,q-1} + c_2 \cdot q_{i,q-2} + \dots + c_{23} \cdot q_{i,q-23} \quad (\text{Equação 4.2})$$

Na equação acima, q_q (em W) representa o ganho de calor horário da superfície, $q_{i,q}$, o vetor de entradas de calor na hora atual (i denota o índice de cada superfície de mesma composição material por onde flui calor) e $q_{i,q-n}$, o vetor de entradas de calor n horas atrás, enquanto os coeficientes c_j ($0 \leq j \leq 23$) representam os fatores de tempo de condução. Vale

ressaltar que cada combinação de materiais compondo paredes ou telhados se caracteriza por um conjunto específico de fatores de condução, de modo que a Equação 4.2 é avaliada separadamente para cada tipo de superfície. Alternativamente, como demonstrado por Spitler & Fisher (1999), assumindo-se condições de contorno constantes periódicas, as funções de transferência que dão origem aos fatores de tempo de condução podem ser reformuladas para fornecer fatores de resposta periódicos, representados por Y . Os 24 fatores deduzidos, se divididos pelo fator de forma global U referente a paredes ou telhados, formam a *série de tempo de condução* (CTS - *conduction time series*). Desse modo, o ganho de calor condutivo por unidade de área, q_q'' , avaliado no método RTS é expresso pela Equação 4.3 (SPITLER; FISHER, 1999).

$$q_q'' = \sum_{j=0}^{23} Y_j \cdot \bar{T}_{sol-ar,q-j\Delta t} - T_{rc} \sum_{j=0}^{23} Y_j \quad (\text{Equação 4.3})$$

Na Equação 4.3, Y representa a matriz de fatores de resposta periódicos, \bar{T}_{sol-ar} corresponde ao vetor de temperaturas sol-ar, T_{rc} é a temperatura constante a ser mantida no ar ambiente interior, e Δt , o passo de tempo adotado na análise (valor equivalente a 1 hora neste trabalho).

Após a determinação dos ganhos condutivos, contabiliza-se a distribuição de modos de transferência de calor desses ganhos nas porções *radiante* (convertida em carga térmica posteriormente) e *convectiva* (convertida em carga térmica prontamente), de acordo com os percentuais distributivos fornecidos por Spitler, Fisher e Pedersen (1997).

Similar distribuição ocorre com os ganhos de calor advindo de pessoas, equipamentos eletroeletrônicos e lâmpadas. O calor sensível emitido por pessoas é contabilizado como carga térmica distribuída no tempo, enquanto o calor latente, associado ao aumento da umidade do ar ambiente, é tratado como carga térmica imediata. A Tabela 1 do capítulo 30 do Manual ASHRAE 2005 fornece valores de calores sensíveis e latentes emitidos por pessoas de acordo com o tipo de atividade que desempenham no local tratado. Já a Tabela 2 do mesmo capítulo informa valores de potência emitida por diferentes tipos de lâmpada, bem como de *fator de permissão especial de iluminação*, que, multiplicado pela potência nominal de uma lâmpada e pelo seu fator de uso (aqui adotado como sendo unitário, em linha com a premissa do próprio manual para edifícios comerciais), resulta no ganho de calor associado à lâmpada. A Tabela 16 do capítulo anteriormente mencionado fornece frações radiantes e convectivas para

avaliação do calor sensível emitido por lâmpadas, pessoas, paredes, telhados e janelas. Para eletroeletrônicos de escritório, em particular, tais valores são fornecidos pela Tabela 13 do referido capítulo.

Avalia-se, então a distribuição temporal dos ganhos de calor sensível através da Equação 4.4, que define a carga térmica horária $Q_{r,q}$ decorrente das porções radiantes das quantidades de calor emitidas pelas fontes anteriormente tratadas:

$$Q_{r,q} = r_0 \cdot q_{r,q} + r_1 \cdot q_{r,q-1} + r_2 \cdot q_{r,q-2} + \dots + r_{23} \cdot q_{r,q-23} \quad (\text{Equação 4.4})$$

Analogamente ao que ocorre na avaliação dos ganhos de calor condutivos, a Equação 4.4 inclui os chamados *fatores de tempo radiantes*, r_j ($0 \leq j \leq 23$). Dois tipos de fatores radiantes são empregados: os *solares*, associados a ganhos de calor via radiação solar transmitida para o interior do edifício e absorvida por pisos e móveis, e os *não solares*, associados aos demais tipos de ganho térmico. As Tabelas 20 e 21 do capítulo 30 do Manual ASHRAE 2005 fornecem os valores de fatores solares e não solares, respectivamente.

A carga térmica horária total, $Q_{total,q}$, é então definida somando-se os ganhos térmicos convectivos e os valores de $Q_{r,q}$ decorrentes de cada tipo de fonte (paredes, telhados, pessoas, lâmpadas e equipamentos eletroeletrônicos). Finalmente, a demanda elétrica horária do sistema de ar condicionado do edifício, $P_{AC,q}$, é estimada valendo-se da Equação 4.5:

$$P_{AC,q} = \frac{Q_{total,q}}{COP_q} \quad (\text{Equação 4.5})$$

Nesta equação, COP_q representa o coeficiente de desempenho horário do resfriador (*chiller*) do sistema de ar condicionado. Neste trabalho, o valor de referência COP_0 foi estabelecido com base nos parâmetros técnicos (resumidos na Tabela 4.2) do compressor do resfriador central do edifício (modelo Bitzer 4G-30.2) e das propriedades termodinâmicas de seu fluido refrigerante.

Tabela 4.2 – Dados do compressor do resfriador central do edifício usados para determinar o valor de COP_0 .

Fluido refrigerante	Vazão (m ³ /h)	Potência de motor (hp)	Faixa de temperaturas (°C)	Capacidade de refrigeração na faixa de temperaturas considerada (kcal/h)
R-22	101,9	30	5 a 40	80,152

Fonte: (BITZER, 2011)

De posse do valor de referência, o valor horário COP_q foi estimado conforme a Equação 4.6 (HENZE, 1995 *apud* ARCURI; SPATARU; BARRETT, 2017), para levar em conta a variação do valor de COP conforme a temperatura do ar ambiente externo.

$$COP_q = \frac{\frac{T_{c,q}}{T_{c,q} - T_{e,q}}}{\frac{T_{c,0}}{T_{c,0} - T_{e,0}}} COP_0 \quad (\text{Equação 4.6})$$

Na Equação 4.6, T_c e T_e correspondem às temperaturas do condensador e do evaporador do resfriador central, respectivamente, nas condições real (índice q) e de referência (índice 0). Nesta análise, assume-se que a temperatura do condensador corresponde à temperatura do ar ambiente externo mais 3°C (KROFF, [s.d.]) e que a temperatura do evaporador se mantém constante e igual a $T_{e,0}$. Os dados da envoltória do edifício lidos pelo código são apresentados na Tabela 4.3, enquanto que os Fatores de Resposta Periódicos (PRF) e os Fatores de Tempo Radiantes (RTF) adotados neste trabalho são apresentados na Tabela 4.4.

Por sua vez, as figuras 4.3 e 4.4 apresentam, respectivamente, os resultados das cargas térmicas e das potências elétricas demandadas pelo sistema de ar condicionado do prédio para o dia típico semanal de cada mês do ano. Tais resultados foram obtidos através de cálculos realizados no ambiente MATLAB®, e não levam em conta o impacto dos painéis FV na carga térmica do edifício, impacto este considerado mais adiante neste trabalho.

Tabela 4.3 – Dados da envoltória do edifício.

Superfície	Facha da norte	Fachada sul	Fachada oeste	Fachada leste	Telhado norte	Telhado sul	Telhado oeste	Telhado horizontal
Área (m ²) ⁹	28,84*	161,96	168,33	167,60	104,22	104,22	60,79	34,05
Direção (°)	0	180	270	90	0	180	270	0
Inclinação (°)	90	90	90	90	21,8	21,8	0	0
Área de janela (m ²) ⁹	66,80	58,97	9,54	14,58	0	0	0	34,2
SHGC ¹⁰	0,75	0,75	0,75	0,75	0	0	0	0,3
Uj (W/m ² .K) ¹¹	13,51	13,51	13,51	13,51	0	0	0	13,51
Nk ¹²	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

⁹ Valores estimados com base na planta do edifício. Para fins de cálculo do ganho térmico a partir das paredes orientadas para o norte, considera-se apenas a área A2 da Figura 4.3, já que grande porção das paredes restantes voltadas para o norte são sombreadas pelo edifício adjacente.

¹⁰ SHGC – *Surface Heat Gain Coefficient* (Coeficiente de Ganho de Calor Solar) (ASHRAE, 2005c). Para as janelas, mantêm-se os valores da referência em que se baseia esta análise. Adota-se o valor de 0,3 para a porção aproximadamente horizontal do centro do telhado, composto de material semitransparente.

¹¹ Uj: fator de transmitância térmica das janelas. Valores extraídos da Tabela 1, p. 31.6, do Manual ASHRAE 2005.

¹² Fração de absorção de radiação.

Tabela 4.4 – Fatores de Resposta Periódicos (PRF) e Fatores de Tempo Radiantes (RTF) adotados para o edifício.

Hora, j	PRF, parede	PRF, telhado	RTF, não solar	RTF, solar
0	0,011068	0,027654	31	28
1	0,057588	0,207035	17	15
2	0,07412	0,150283	11	10
3	0,067359	0,050619	8	7
4	0,05984	0,014549	6	6
5	0,053091	0,004017	4	5
6	0,047099	0,001097	4	4
7	0,041783	0,000298	3	3
8	0,037067	0,000081	3	3
9	0,032883	0,000022	2	3
10	0,029172	0,000006	2	2
11	0,025879	0,000002	2	2
12	0,022958	0	1	2
13	0,020367	0	1	2
14	0,018068	0	1	1
15	0,016029	0	1	1
16	0,01422	0	1	1
17	0,012615	0	1	1
18	0,011191	0	1	1
19	0,009928	0	0	1
20	0,008807	0	0	1
21	0,007813	0	0	0
22	0,006931	0	0	0
23	0,006149	0	0	0

Fonte: ASHRAE (2005a)

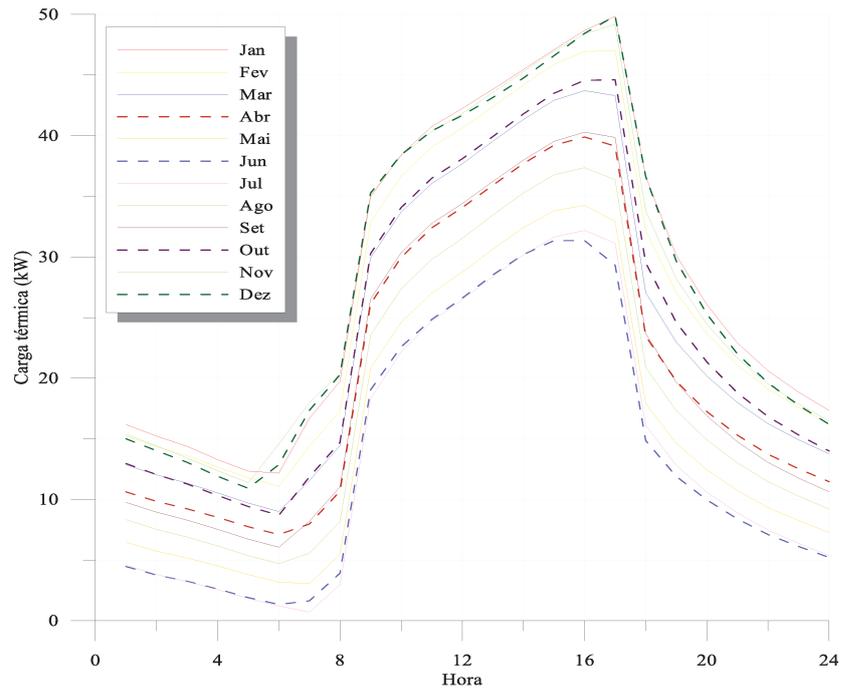


Figura 4.3 – Carga térmica do edifício NIPE num dia típico semanal de cada mês do ano. Fonte: Elaboração própria.

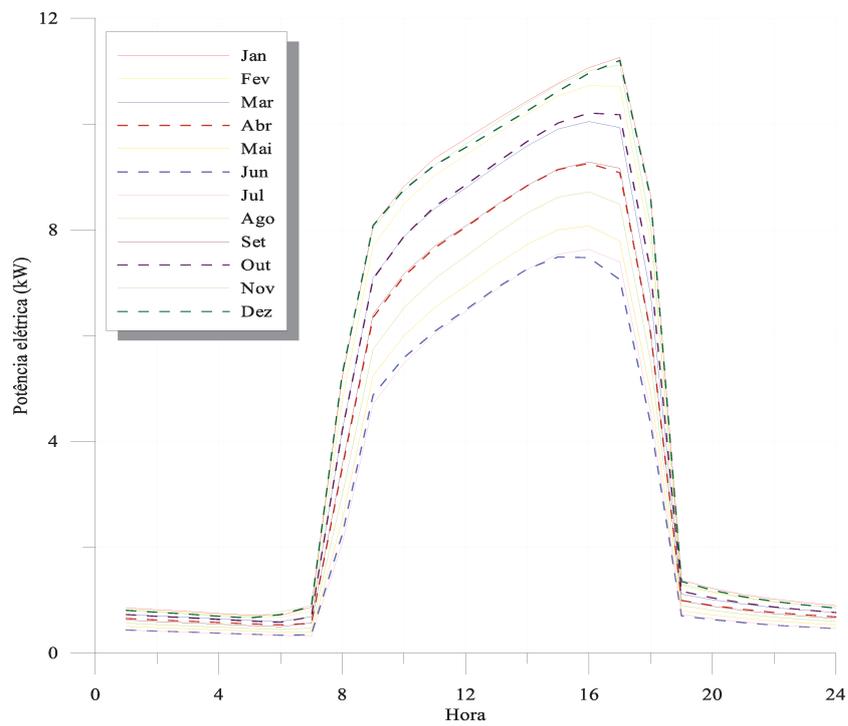


Figura 4.4 – Demanda elétrica do sistema de ar condicionado do edifício NIPE num dia típico semanal de cada mês do ano. Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 Estimativa da Demanda Elétrica Total do Edifício

A demanda dos equipamentos elétricos do edifício foi estimada a partir de dados coletados em campo, ocasião em que se verificaram os valores de potência nominal dos equipamentos de uso frequente, cujo período diário de acionamento foi informado pelos usuários. O Apêndice A apresenta os dados detalhados de consumo dos equipamentos eletroeletrônicos e de iluminação do edifício considerados neste trabalho.

A Figura 4.5 apresenta a curva de carga obtida para representar o consumo de eletroeletrônicos e iluminação do prédio. Diferentemente da demanda do ar condicionado, essa curva é considerada constante para todos os dias úteis do ano.

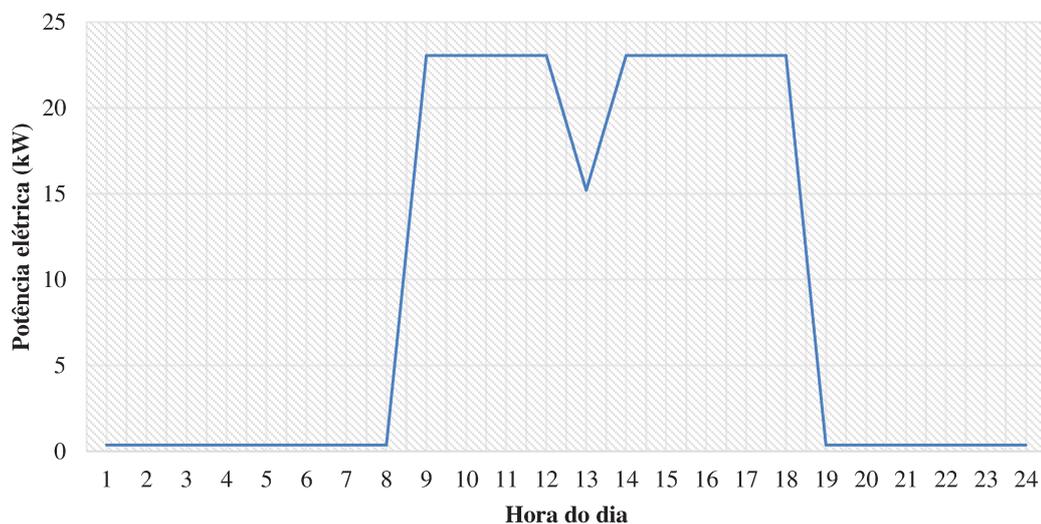


Figura 4.5 – Demanda elétrica de iluminação e aparelhos eletroeletrônicos do NIPE. Fonte: Elaboração própria.

Aos fins de semana, ocorre pequena demanda elétrica em virtude da existência de aparelhos incessantemente em operação. Essa demanda, expressa nas horas noturnas representadas no gráfico da Figura 4.5, é mantida aos fins de semana ao longo de todo o dia. Nesses dias, ocorre também demanda elétrica devido ao condicionamento do ar de uma sala abrigando computadores mantidos em funcionamento durante todas as horas do dia. A estimativa da demanda do consumo elétrico dessa climatização foi realizada multiplicando-se por 3/16 a demanda elétrica total determinada, tendo em vista que a capacidade nominal do sistema de condicionamento de ar do NIPE é de 16 TR (toneladas de refrigeração), sendo 13 TR correspondentes ao resfriador central e 3 TR, à capacidade do ar condicionado da sala de computadores.

Os perfis de demanda elétrica resultantes do prédio em dias úteis e aos fins de semana são ilustrados nas figuras 4.6 e 4.7, respectivamente. A curva vermelha representa sua demanda total, enquanto as curvas azul e amarela representam as cargas de iluminação e aparelhos elétricos tipicamente usados no edifício e o sistema de condicionamento de ar, respectivamente. Cada ciclo dos gráficos corresponde a um dia típico de consumo no mês sinalizado.

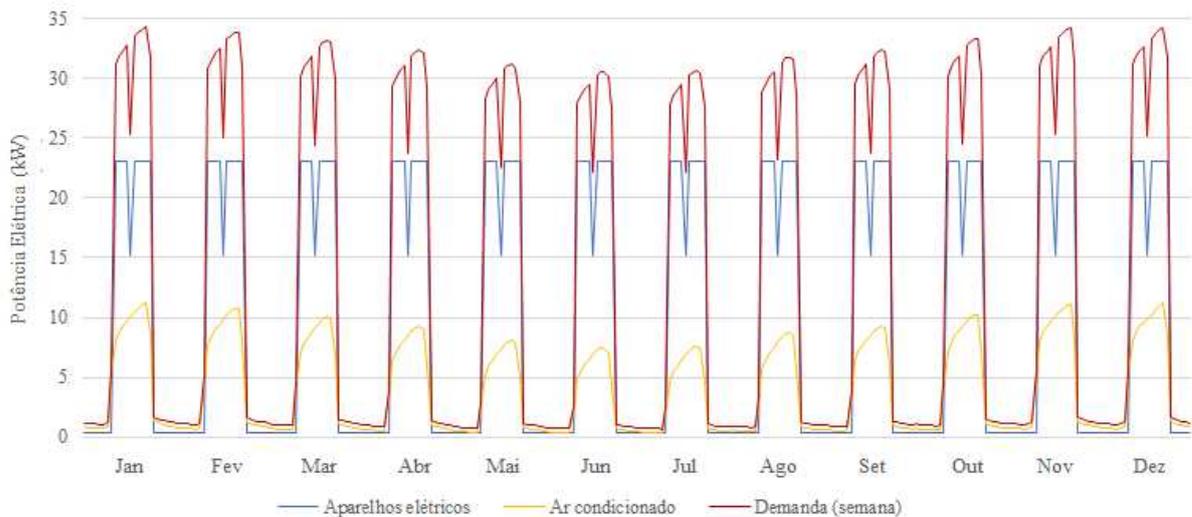


Figura 4.6 – Perfil de demanda elétrica do edifício em um dia típico de cada mês do ano.
Fonte: Elaboração própria

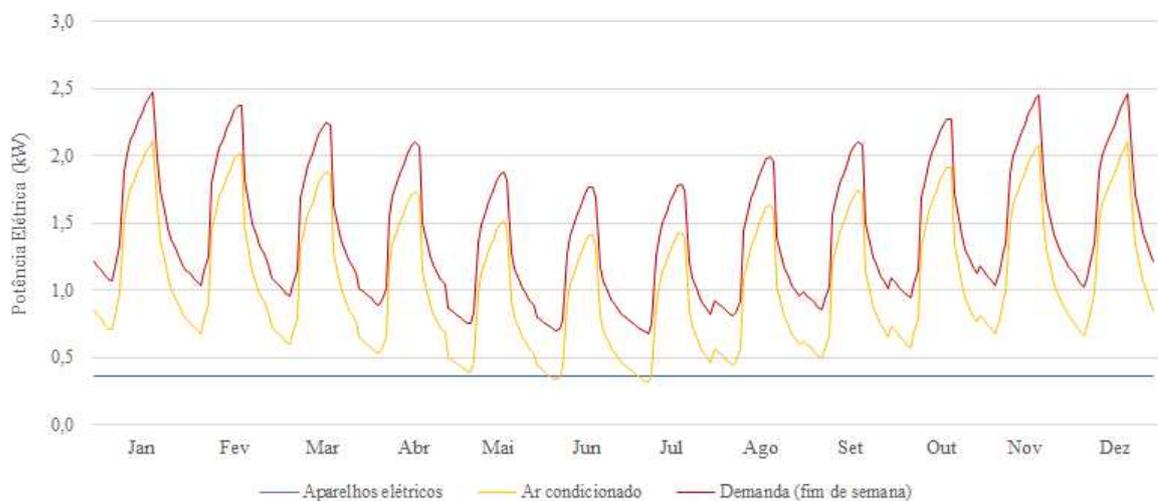


Figura 4.7 – Perfil de demanda elétrica do edifício em um dia de fim de semana típico de cada mês do ano. Fonte: Elaboração própria

4.2.3 Avaliação da Produção Elétrica do Gerador Fotovoltaico

A estimativa da produção elétrica do gerador fotovoltaico (FV) se baseou no modelo de projeto fotovoltaico RETScreen (RETSCREEN, 2004), de modo que a potência FV média horária teórica, $P_{FV,0}$, de uma matriz fotovoltaica (conjunto de painéis no mesmo plano espacial) foi avaliada segundo a Equação 4.7, extraída de Evans (1981):

$$P_{FV,0} = A_{FV} \cdot \eta_r \cdot [1 - \beta_p \cdot (T_c - T_r)] \cdot S \quad (\text{Equação 4.7})$$

Nesta equação, A_{FV} representa a área da matriz FV (em m²), η_r é a eficiência do módulo FV à temperatura de referência T_r (em K ou °C), β_p é o coeficiente de temperatura de potência máxima para a eficiência do módulo, T_c (em K ou °C) é a temperatura de operação das células fotovoltaicas no horário considerado, e S , a irradiância solar horária incidente no plano da matriz FV (em W/m²).

O modelo RETScreen considera perdas de potência FV associadas aos próprios painéis (λ_p , valor aqui considerado como sendo 10%) e perdas associadas ao condicionamento da potência FV (λ_c), valor comumente considerado nulo (RETSCREEN, 2005). Assim, a potência horária entregue pela matriz FV, P_{FV} , é dada por:

$$P_{FV} = P_{FV,0} \cdot (1 - \lambda_p) \cdot (1 - \lambda_c) \quad (\text{Equação 4.8})$$

Como evidenciado pela Equação 4.7, o valor da potência FV é dependente da temperatura de operação T_c , a qual foi estimada neste trabalho com base no equacionamento apresentado em Rodrigues et al. (2015), trabalho este baseado no modelo de Fuentes (1987). Tal equacionamento possibilita avaliar essa temperatura a partir de valores de irradiância no plano do módulo FV, levando-se em conta o efeito de inércia térmica do material do módulo no valor de T_c (Equação 4.9).

$$h_c \cdot (T_c - T_a) + \sigma \cdot \varepsilon_c \cdot (2T_c^4 - T_s^4 - T_g^4) + P_{FV,a} - \alpha_R \cdot S + m_c \cdot c_{pc} \frac{dT_c}{dt} = 0 \quad (\text{Equação 4.9})$$

Na Equação 4.9, h_c é o coeficiente global de transferência de calor por convecção natural entre o módulo e o ar ambiente (resultante da combinação dos coeficientes referentes

às superfícies frontal e dianteira do módulo); σ é a constante de Stefan-Boltzmann; ε_c e α_R são, respectivamente, a emissividade (considerada a mesma para ambas as suas superfícies) e a absorvidade do módulo FV; T_g é a temperatura do solo, telhado ou fachada do edifício, T_s , a chamada *temperatura do céu* (função da temperatura do ar ambiente, T_a); $m_c \cdot c_{pc}$, a capacidade térmica do módulo e $P_{FV,a}$, a potência FV avaliada à temperatura da hora anterior.

A temperatura T_g , em particular, foi estimada de acordo com as diretrizes de Fuentes (1987), que propõe a seguinte equação para a avaliação dessa temperatura:

$$T_g = T_a + R_g \cdot (T_c - T_a) \quad (\text{Equação 4.10})$$

Na Equação 4.10, R_g corresponde à razão entre as diferenças de temperaturas do solo e do módulo em relação à temperatura do ar ambiente nas chamadas *condições NOCT*¹³ (800 W/m² de irradiância solar, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s). A temperatura de operação do módulo nas condições NOCT, T_{INOCT} , foi determinada a partir da temperatura NOCT informada pelo fabricante do módulo FV, e T_{INOCT} depende da distância entre o módulo e a superfície do telhado, solo ou parede sobre a qual o módulo se encontra. Neste trabalho, assume-se que essa distância equivale a 7,62 cm (3 polegadas), de modo que, de acordo com Fuentes (1987):

$$T_{INOCT} = NOCT + 2 \quad (\text{Equação 4.11})$$

O gerador fotovoltaico aqui adotado é baseado no sistema FV projetado para o mesmo edifício por Oliveira (2017). Para tanto, escolheu-se o modelo de módulo FV identificado nessa referência como aquele apresentando melhor desempenho técnico-econômico. Foram obtidos, em seguida, seus valores de dimensões geométricas, potência nominal e eficiência, para em seguida simular a produção elétrica do gerador FV configurado ante as mesmas condições de irradiância solar e temperatura ambiente adotadas na estimativa da carga térmica do edifício.

Oliveira (2017) identificou inicialmente as áreas da fachada e do telhado do prédio onde seria possível fixar painéis fotovoltaicos, áreas estas ilustradas na Figura 4.8, extraída do mesmo trabalho, em uma perspectiva tridimensional do edifício.

¹³ NOCT: temperatura nominal de operação de célula (do inglês, *Nominal Operating Cell Temperature*)

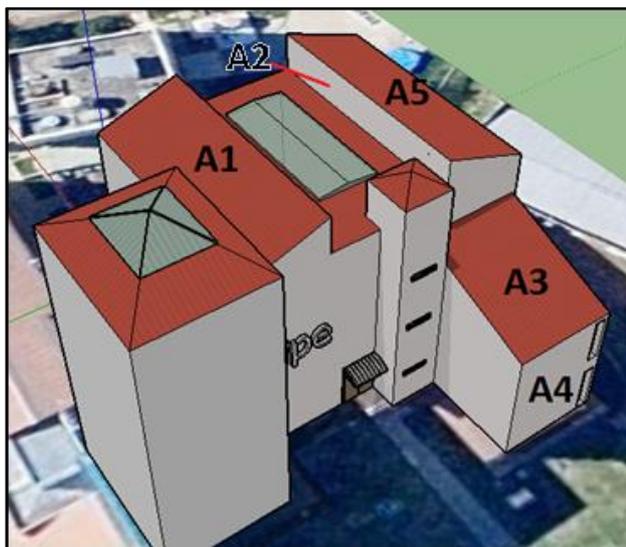


Figura 4.8 – Áreas selecionadas para análise do potencial de produção FV do edifício NIPE - UNICAMP. Fonte: Oliveira (2017)

Posteriormente, as áreas A1 (porção da vertente de telhado isenta de sombreamento), A2 e A3, valendo-se do modelo de módulo FV *Canadian Solar CS6P-255P BLK*, foram avaliadas por Oliveira (2017) como economicamente viáveis, sendo por isso adotadas nesta análise. Os dados técnicos do referido modelo de painel são sumarizados na Tabela 4.5, e as informações sobre a configuração do gerador FV em cada área são resumidas na Tabela 4.6, em que as quantidades de módulos foram calculadas a partir da divisão da potência instalada em cada área pela potência nominal do módulo.

Tabela 4.5 – Dados técnicos do módulo FV Canadian Solar CS6P-255P BLK.

Potência nominal (Wp)	Corrente de curto circuito, I_{cs} (A)	Temperatura de referência de testes, T_R (°C)*	NOCT* (°C)	Eficiência, η (%)	Coefficiente de temperatura para potência máxima, $\beta_{P_{m\acute{a}x}}$ (%/°C)	Comprimento x largura (m)
255	9	25	45	15,54	-0,43	1,638 x 0,982

Fonte: Canadian Solar (2014)

Tabela 4.6 – Informações sobre a configuração do gerador FV nas áreas selecionadas da fachada do prédio.

Área selecionada	Potência instalada (Wp)*	Quantidade de painéis	Inclinação em relação à superfície horizontal (°)	Orientação da superfície a partir da direção norte (°)
A1	4.080	16	21,8	0
A2	3.315	13	90	0
A3	6.120	24	21,8	270
Total	13.515	53	-	-

(*) Dados extraídos de Oliveira (2017).

A Figura 4.9 apresenta os resultados das curvas de produção FV no prédio para o dia típico semanal de cada mês do ano. Já a Figura 4.10 apresenta os valores de eficiência total e temperatura assumidos pelos módulos FV para um dia típico (escolheu-se aquele do mês de janeiro). Tais resultados foram obtidos através de cálculos realizados no ambiente MATLAB®.

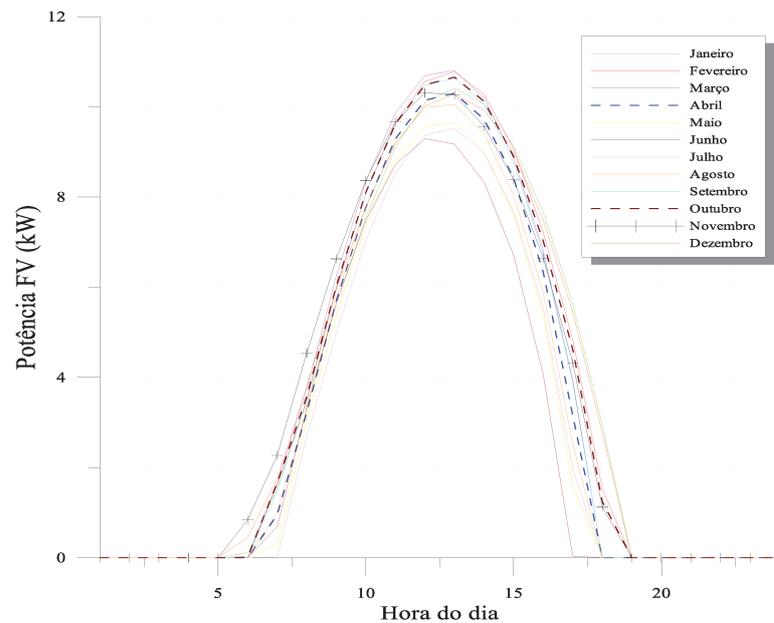


Figura 4.9 – Curvas de produção FV total num dia típico semanal de cada mês do ano. Fonte: Elaboração própria.

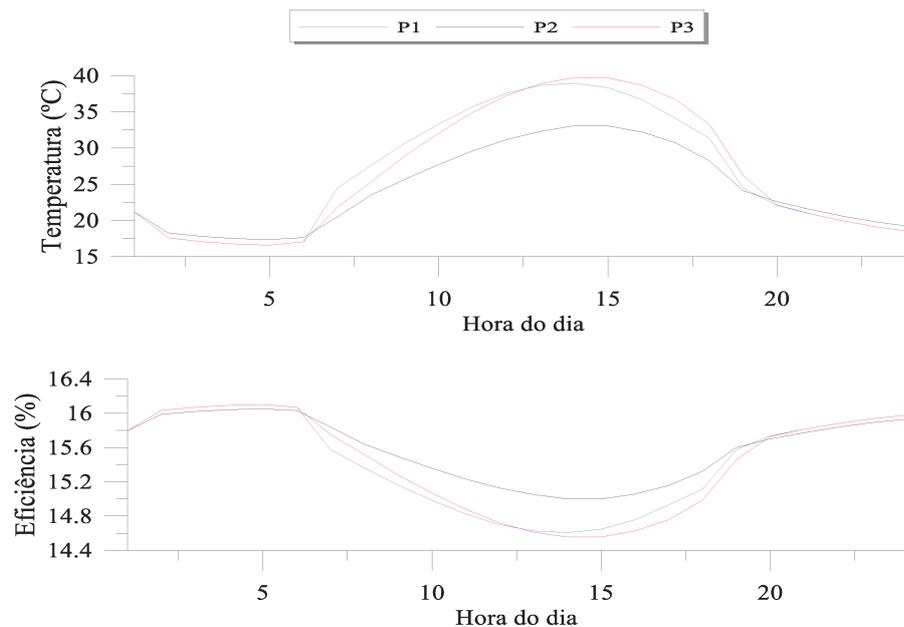


Figura 4.10 – Temperaturas e eficiências dos painéis das áreas A1 (P1), A2 (P2) e A3 (P3) no dia típico do mês de janeiro. Fonte: Elaboração própria.

4.2.4 Influência dos Painéis Fotovoltaicos na Carga Térmica do Edifício

A instalação de painéis FV em superfícies externas de edifícios pode alterar seus ganhos de calor a partir dessas superfícies (DOMINGUEZ et al., 2011; WANG et al., 2006). Em vista disso, estimou-se, neste trabalho, o valor da carga térmica do edifício considerando-se o sombreamento das regiões A1, A2 e A3, partindo-se da premissa de que os painéis são instalados de modo que suas superfícies sejam distanciadas das superfícies das correspondentes regiões de telhado e fachada, permitindo livre fluxo de ar no espaço entre painel e edifício.

O ganho de calor a partir de cada superfície coberta por módulos FV pode ser calculado como sendo correspondente ao calor transferido da referida superfície ao ar do ambiente interno do edifício (WANG et al., 2006). Uma vez que a temperatura horária do telhado ou fachada, T_g , foi avaliada quando do cálculo da temperatura T_c da superfície de cada painel, determinou-se o ganho de calor horário da superfície coberta, q_{FV} , como sendo:

$$q_{FV} = U_{sup} \cdot A_{FV} \cdot (T_g - T_{in}) \quad (\text{Equação 4.12})$$

Na Equação 4.12, T_{in} (em °C) é a temperatura do ar interior, estabelecida como sendo constante e igual a 22°C ao longo de todo o período em que o ar condicionado é acionado. U_{sup} (em W/m².K) representa o coeficiente global de transferência de calor entre a superfície do edifício coberta pelos módulos FV e o ar do ambiente interno. Como exposto anteriormente, os valores dos coeficientes globais de transferência de calor da parede e do telhado considerados no cálculo da carga térmica são, respectivamente, $U_{parede} = 0,693$ W/m².K e $U_{telhado} = 0,454$ W/m².K. Tais coeficientes correspondem ao valor inverso da resistência térmica associada à transferência de calor do ambiente externo ao ar ambiente interno do edifício, levando em conta, portanto, a resistência térmica do filme de ar adjacente à superfície externa da parede ou telhado. Por outro lado, a Equação 4.12 não engloba tal resistência de filme externa, e tendo em vista que a resistência térmica de filme superficial é geralmente desprezível se comparada com a resistência térmica entre as superfícies externa e interna de uma parede (ASHRAE, 2005b), assume-se que os valores U_{parede} e $U_{telhado}$ correspondem a U_{sup} na avaliação dos ganhos térmicos das regiões de paredes e telhados cobertas por painéis FV.

Conseqüentemente, o ganho de calor condutivo através de uma parede ou telhado passou a ser contabilizado não simplesmente pela multiplicação do resultado de q_q'' (Equação 4.3) pela área A_{sup} da superfície, mas pela expressão dada pela Equação 4.13:

$$q_{sup} = q_{FV} + q_q'' \cdot (A_{sup} - A_{FV}) \quad (\text{Equação 4.13})$$

A Figura 4.11 mostra as curvas de carga térmica e de demanda elétrica do sistema de ar condicionado do edifício com e sem a instalação dos painéis FV, para os meses de janeiro (mês de maior demanda térmica do ano) e junho (mês de menor demanda).

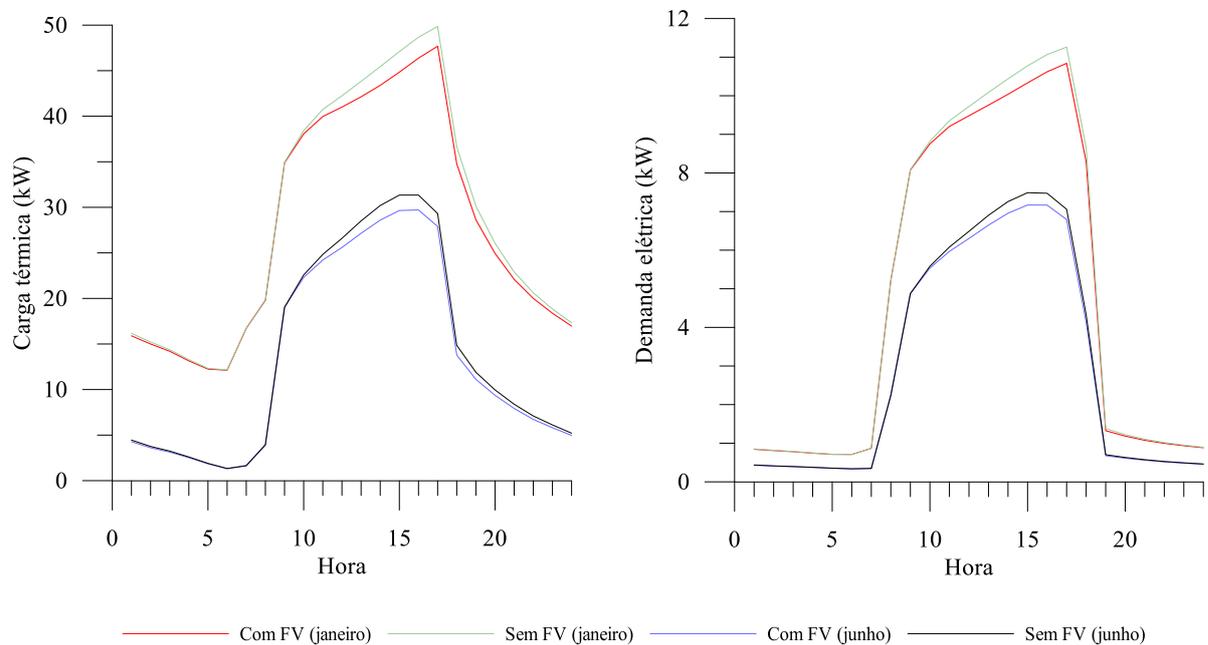


Figura 4.11 – Comparação entre as cargas térmicas e demandas elétricas do sistema de ar condicionado com e sem painéis FV instalados no edifício (meses de janeiro e junho). Fonte: Elaboração própria

É possível notar que a presença dos painéis promove modesta diminuição da carga térmica, atingindo uma redução do pico de demanda térmica anual de cerca de 4%. Vale reiterar que a temperatura T_g foi calculada com base num valor *INOCT* estabelecido experimentalmente, considerando uma distância específica entre painéis e superfície do edifício; tal espaçamento interfere no ganho de calor pela superfície do prédio, podendo tal ganho ser maior diante de espaçamentos menores (WANG et al., 2006).

As curvas de produção FV obtidas são mostradas na Figura 4.12 em comparação com as curvas de demanda elétrica total estimada para o prédio. Cada ciclo representa a curva FV do mesmo dia típico semanal para o qual a carga térmica foi estimada.

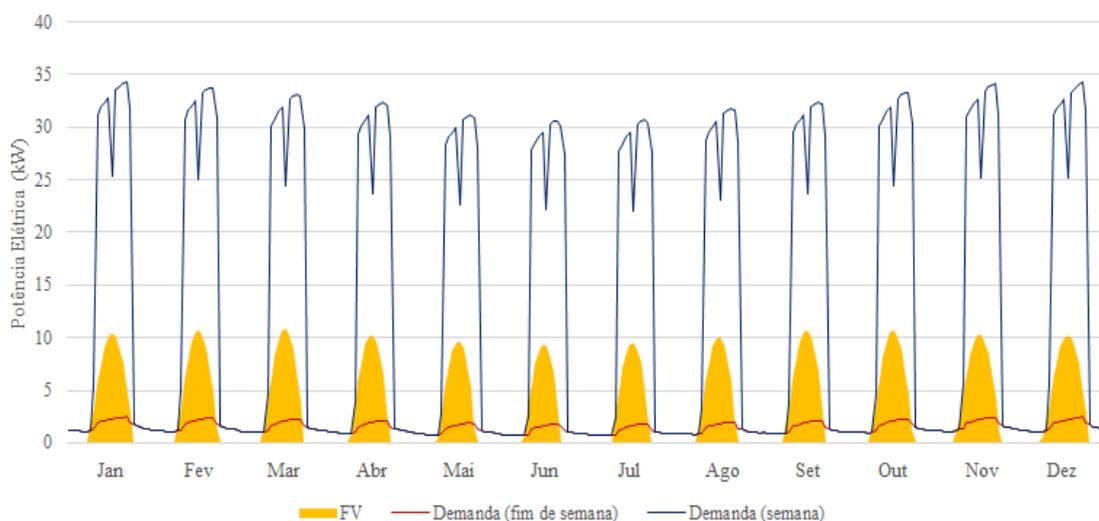


Figura 4.12 – Produção fotovoltaica e demanda elétrica do prédio mediante a instalação dos módulos FV. Fonte: Elaboração própria

4.3 Dimensionamento e Operação do Sistema de Armazenamento

4.3.1 Baterias para Acoplamento ao Gerador FV

Para o acoplamento ao gerador FV, as baterias foram dimensionadas tendo em vista duas estratégias de operação:

- Autoconsumo FV (AFV): armazenamento da energia excedente do gerador FV aos finais de semana, de modo a fornecer uniformemente tal excedente ao edifício ao longo dos cinco dias úteis da semana, evitando a injeção dessa energia na rede elétrica.
- Despacho FV na Ponta (FVP): armazenamento de toda a eletricidade FV gerada durante o dia e descarga das baterias durante o período de pico definido pela empresa distribuidora de eletricidade local (das 18 às 21h no horário normal e das 19 às 22h no horário de verão).

Em particular, a estratégia FVP permite reduzir ou zerar a demanda, e até mesmo injetar eletricidade na rede, durante o horário de ponta da distribuidora local, e este estudo adota a

premissa de que a compensação ao prosumidor pelo fornecimento de eletricidade à rede de distribuição local é realizada ao preço de compra da eletricidade vigente no horário em que ocorre tal injeção.

Tendo em vista que, em ambas as estratégias AFV e FVP, pretendeu-se considerar baterias comercialmente disponíveis, três modelos de diferentes composições químicas foram escolhidos para este estudo. A Tabela 4.7 apresenta suas capacidades de armazenamento, potências nominais, eficiências de duplo percurso, taxas de autodescarga diária, preços, vidas úteis (de calendário e em ciclos¹⁴), máxima profundidade de descarga (*DoD*) permitida e as quantidades requeridas de cada modelo.

Tabela 4.7 – Informações sobre os modelos de baterias aplicados.

Modelo ¹⁵	Dimensões (kWh / kW)	Tensão nominal (Vcc)	Eficiência de duplo percurso, η_{bat} (%)	Autodescarg a diária (%)	DoD (%)	Vida útil (ciclos)	Vida útil (anos)	Preço unitário ¹⁶ (US\$/kWh)
Tesla Powerwall (Li-íon)	13,5 / 5 ¹⁷	50 ¹⁸	89	1	100	5000	15	459 ¹⁷
Módulo NGK NAS (sódio-enxofre)	200 / 33 ¹⁹	32 ²⁰	85	~0	90	4500	15	208 ²¹
redT 5-20 (VRB)	20 / 5 ²²	48 ¹²	80 ¹²	~0	100	12000	20	490 ²³

¹⁴ A vida útil de calendário se refere ao número de anos que uma bateria pode operar com razoável desempenho, enquanto a vida útil em ciclos diz respeito à quantidade de ciclos de carga e descarga que pode sofrer antes de perder considerável desempenho (IRENA, 2015).

¹⁵ Onde não especificado, as informações foram obtidas a partir das referências Chen et al. (2009) e Luo et al. (2015).

¹⁶ Para a bateria Li-íon, o preço unitário é calculado com base na capacidade disponível informada (13,5 kWh) ao invés de se considerar a sua capacidade nominal (14 kWh). Os demais preços são tomados como o valor médio da faixa de preços informada para cada tecnologia nas referências Chen et al. (2009) e Luo et al. (2015).

¹⁷ Dados extraídos de Tesla (2017a).

¹⁸ Dado extraído de Tesla (2016).

¹⁹ Dados extraídos de NGK (2016).

²⁰ A tensão do módulo é calculada como o produto entre a tensão nominal de uma célula – 2 V (BITO, 2005) – e a o número de células em série no módulo – 16 células (OHKI, 2016).

²¹ Valor estimado a partir de dados de Norris, Peek e Nichols (2005).

²² Dado extraído de RedT (2017).

²³ Considera-se o preço informado em RedT (2016).

Para o autoconsumo FV, as dimensões do banco de baterias foram definidas de acordo com as equações 4.14 e 4.15, tendo em vista a demanda do edifício e a produção FV num dia de fim de semana:

$$C_{bat,AFV} = 2 \cdot \sum_{t=7}^{18} [P_{FV}(t) - P_{total}(t)] \cdot \Delta t \quad (\text{Equação 4.14})$$

$$P_{bat,AFV} = \text{máx}[P_{FV}(t) - P_{total}(t)] \quad (\text{Equação 4.15})$$

Em ambas as equações acima, P_{FV} (em kW) é a potência média horária produzida pelo gerador FV no dia típico de maior produção do ano, P_{total} a potência total (em kW) demandada pelo edifício e t , a respectiva hora do dia. Vale sublinhar que a distinção entre dia útil e dia de fim de semana se prestou a identificar diferentes curvas de demanda do prédio; a produção FV diária foi, contudo, considerada a mesma no decorrer dos dias de cada mês. O fator 2 na Equação 4.14 foi adotado para se considerar o armazenamento da energia FV excedente dos dois dias do fim de semana entre 7 e 18h, período em que se verifica produção FV maior que a demanda do edifício. A Equação 4.15 determina uma potência nominal para o banco de baterias correspondente à máxima diferença entre a potência FV gerada e a potência demandada pelo edifício, diferença tal ocorrendo em alguma hora t do dia.

Na estratégia FVP, toda a eletricidade fornecida pelos painéis FV ao longo do dia é armazenada, sendo despachada no horário de pico da distribuidora. Assim, a capacidade $C_{bat,FVP}$ (em kWh) do banco de baterias corresponde à máxima quantidade diária de energia entregue pelos painéis, enquanto sua potência (em kW) é definida segundo a equação 4.16:

$$P_{bat,FVP} = \text{máx} \left(P_{FV,máx}; \frac{C_{bat,FVP}}{3} \right) \quad (\text{Equação 4.16})$$

Na equação acima, $P_{FV,máx}$ representa a máxima potência entregue pelo gerador FV, e o divisor 3 corresponde ao número de horas do horário de pico da rede de distribuição local. Desse modo, a potência disponível no banco de baterias deve corresponder ao máximo valor entre a *potência máxima possível de se absorver dos painéis FV* e a *potência de descarga contínua das baterias ao longo das 3 horas do período de pico*. Da Tabela 4.8, $C_{bat,FVP}$ e

$P_{FV,máx}$ correspondem, respectivamente, a 83,9 kWh e 10,8 kW, implicando o valor de 28 kW para $P_{bat,FVP}$.

Tabela 4.8 – Energia total e potência máxima fornecidas pelo gerador FV do edifício no cada dia típico de cada mês.

Mês	Energia total diária (kWh)	Potência máxima (kW)
Janeiro	83,3	10,4
Fevereiro	83,1	10,8
Março	81,2	10,8
Abril	75,0	10,3
Mai	67,7	9,6
Junho	63,5	9,3
Julho	66,3	9,5
Agosto	72,9	10,1
Setembro	79,3	10,6
Outubro	82,1	10,7
Novembro	83,0	10,3
Dezembro	83,9	10,3

Para a estratégia FVP, considera-se que nos fins de semana toda a potência do gerador FV não utilizada no edifício é injetada na rede elétrica.

4.3.2 Baterias para Deslocamento de Carga

Para o deslocamento de carga, as baterias foram dimensionadas tendo em vista duas estratégias de operação:

- Descarga Fora de Ponta (DFP): carregamento das baterias nas primeiras horas do dia (das 0h até que o horário em que se atinge carga completa) e descarga durante o período de pico de demanda do edifício (das 9 às 17h).
- Descarga na Ponta (DP): carregamento das baterias nas primeiras horas do dia e descarga durante o período de pico (horário de ponta) definido pela empresa distribuidora de eletricidade local (das 18 às 21h no horário normal e das 19 às 22h no horário de verão).

A estratégia DFP visa à redução da demanda máxima (em kW) contratada pelo edifício, em adição ao benefício sistêmico de contribuir para a diminuição da demanda de pico da rede de distribuição elétrica em dias quentes. No caso do deslocamento de carga, apenas a demanda reduzida pode promover alguma receita na estratégia DFP, já que atualmente nenhuma diferença de preço de energia ocorre entre os horários de compra e de despacho da

energia armazenada nessa estratégia. A estratégia DP, por sua vez, permite reduzir ou zerar a demanda, e até mesmo injetar eletricidade na rede, em vista do baixo consumo do edifício após as 18h. Contudo, no caso do deslocamento de carga, tal injeção não se caracterizaria como literal venda de energia, tendo em vista que, sob a atual regulação do setor elétrico brasileiro, o edifício não pode ser considerado um gerador de eletricidade. De todo modo, para fins de cálculo econômico, considerou-se que tal injeção gera receita à unidade consumidora ao preço da energia vigente no horário de descarga das baterias, estando além do escopo deste trabalho a prospecção de mecanismos de compensação financeira para essa atividade. Ressalta-se que, nos cenários de deslocamento de carga, as baterias foram consideradas inoperantes aos fins de semana, de modo que tais dias foram desconsiderados na análise técnico-econômica.

Para ambas as estratégias DFP e DP, foram adotadas as mesmas dimensões teóricas definidas para o armazenamento pleno da energia advinda dos painéis FV (83,9 kWh e 10,8 kW).

4.3.3 Definição das Quantidades de Baterias e Inversores

4.3.3.1 Acoplamento ao Gerador FV

Conhecendo-se a capacidade de armazenamento, C_{modelo} , e a potência nominal P_{modelo} , de cada modelo de bateria comercialmente disponível (conforme Tabela 4.7), o número de baterias empregadas foi determinado por meio do seguinte algoritmo²⁴:

$$N_{bat} = máx \left(\frac{C_{bat}}{C_{modelo} \cdot DoD}; \frac{P_{bat}}{P_{modelo}} \right) \quad (\text{Equação 4.17})$$

$$\text{Se } \begin{matrix} N_{bat} - \lfloor N_{bat} \rfloor \leq 0.3 \wedge \lfloor N_{bat} \rfloor > 0 \\ N_{bat} = \lfloor N_{bat} \rfloor \end{matrix}$$

Se não

$$N_{bat} = \lceil N_{bat} \rceil$$

Fim

Seguindo-se o algoritmo acima, o dimensionamento permite que até 30% da capacidade ou da potência do banco de baterias seja menor que a desejada, em favor de não se empregar

²⁴ Os símbolos $\lfloor \cdot \rfloor$ e $\lceil \cdot \rceil$ denotam, respectivamente, as funções *piso* (i.e., função que retorna o valor inteiro de seu argumento) e *teto* (função que retorna o valor do argumento arredondado para cima).

uma unidade de bateria a mais. Ainda, esse algoritmo prevê a adoção de ao menos uma bateria. Para cada estratégia de operação j , as equações 4.18 e 4.19 foram utilizadas para atualizar a capacidade nominal ($C_{bat,nom,j}$) do banco de baterias e a sua potência nominal ($P_{bat,nom,j}$) de acordo com o valor N_{bat} :

$$C_{bat,nom,j} = N_{bat} \cdot C_{modelo} \quad (\text{Equação 4.18})$$

$$P_{bat,nom,j} = N_{bat} \cdot P_{modelo} \quad (\text{Equação 4.19})$$

Com base nos critérios acima descritos, a Tabela 4.9 sumariza as quantidades e preços dos modelos de bateria adotados neste estudo, tendo em vista as estratégias de operação AFV e FVP. Os preços apresentados consideram a correspondência US\$ 1,00 = R\$ 3,10, valor próximo de taxas de câmbio recentes (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017a), e levam em conta a incidência dos impostos II, IPI, PIS, COFINS e ICMS, calculados com base no Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações (RECEITA FEDERAL, 2016) e em documento dos Correios descrevendo o cálculo do ICMS no caso de importações (CORREIOS, [s.d.]). O cálculo dos impostos incidentes nos preços das baterias é detalhado no Apêndice B.

Tabela 4.9 – Quantidades e preços dos modelos de baterias aplicados às estratégias AFV e FVP.

Modelo	Quantidade requerida		Preço total com impostos (R\$)	
	AFV	FVP	AFV	FVP
Tesla Powerwall (Li-íon)	9	6	306.195,70	204.130,46
Módulo NGK NAS (sódio-enxofre)	1	1	228.274,93	228.274,93
redT 30-150 (VRB)	6	6	322.657,83	322.657,83

Por fim, a potência disponível para descarga das baterias, $P_{disponível}$, em cada hora de despacho é definida, para cada estratégia, como segue:

- *Estratégia AFV:*

$$P_{disp,bat,AFV} = \text{mín} \left(\frac{E_{arm} \cdot (1 - SoC_{\text{mín}})}{5 \cdot (t_f - t_0)}; P_{bat,nom,AFV} \right) \quad (\text{Equação 4.20})$$

- *Estratégia FVP:*

$$P_{disp,bat,FVP} = P_{bat,nom,FVP} \quad (\text{Equação 4.21})$$

Na Equação 4.20, E_{arm} é a energia total armazenada no banco de baterias num fim de semana, $SoC_{\text{mín}}$ é o estado de carga²⁵ mínimo permitido para a bateria, e t_0 e t_f são, respectivamente, as horas inicial (8h) e final (18h) definidas para a descarga das baterias, período em que compreende o horário das atividades dos funcionários do edifício.

Desse modo, a potência de carga das baterias acopladas ao gerador FV foi limitada de acordo com a equação 4.22, em que $P_{inv, total}$ é a potência total do sistema inversor, tratado adiante. A potência de descarga foi avaliada segundo cada estratégia, como será visto a seguir.

$$P_{carga} = \text{mín}(P_{bat,nom}; P_{FV}; P_{inv,total}) \quad (\text{Equação 4.22})$$

Para os propósitos deste trabalho, os parâmetros fundamentais requeridos do inversor a ser acoplado ao banco de baterias foram sua eficiência, vida útil e custo de aquisição. Ainda que haja a opção de adquirir o modelo de bateria de Li-íon com um pequeno inversor integrado a cada unidade, considera-se a adoção de um inversor híbrido separadamente, haja vista a recomendação do fabricante de não se conectar diretamente a bateria ao cabeamento do gerador FV (TESLA, 2017b). Assim independentemente do tipo de bateria aplicado, considerou-se a adoção de um inversor híbrido trifásico, constituindo-se a configuração de *acoplamento CC* (i.e., baterias conectadas à linha de corrente contínua dos painéis FV) (WENIGER; TJADEN; QUASCHNING, 2014). A escolha de um inversor trifásico permite conectar o gerador FV e o banco de baterias às três fases do sistema elétrico do edifício, já que tal configuração promove maior distribuição da potência advinda do sistema fotovoltaico às cargas do prédio (LUTHANDER et al., 2015). A Figura 4.13 ilustra os fluxos de potência no sistema composto pelo edifício, gerador FV, baterias e inversor híbrido.

²⁵ *SoC*: do inglês, *State-of-Charge* (estado de carga).

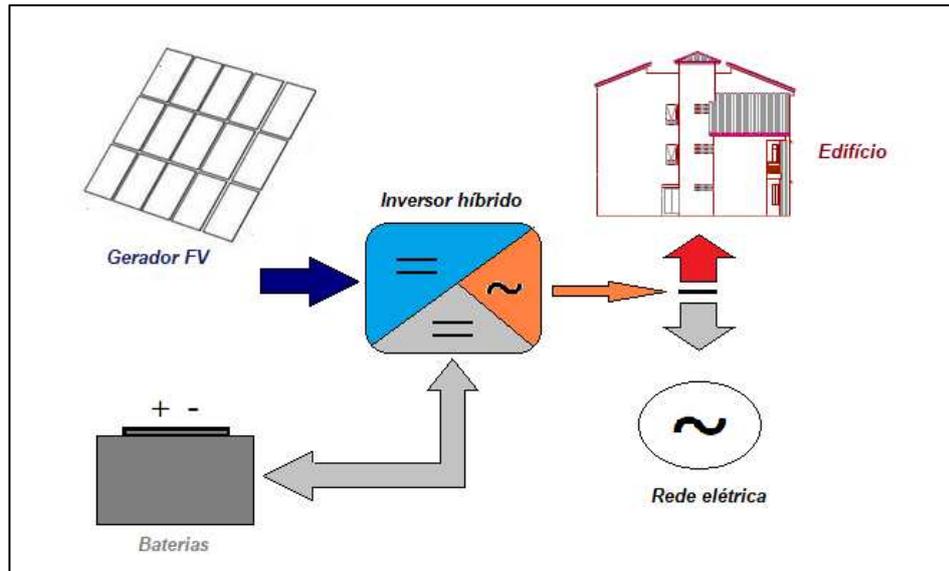


Figura 4.13 – Fluxos de potência no sistema FV com baterias. Fonte: Elaboração própria.

A quantidade de inversores, N_{inv} , efetivamente requerida para cada estratégia foi definida em relação à potência nominal do modelo de inversor adotado (P_{inv}) segundo os critérios de arredondamento descritos pelas equações 4.23 e 4.24:

$$N_{inv,AFV} = arred \left(\frac{máx(P_{FV}(t)) + máx(P_{disp,bat,AFV})}{P_{inv}} \right) \quad (\text{Equação 4.23})$$

sendo

$$N_{inv,FVP} = arred \left[máx \left(\frac{máx(P_{FV}(t))}{P_{inv}}; \frac{máx(P_{disp,bat,AFV})}{P_{inv}} \right) \right] \quad (\text{Equação 4.24})$$

Consequentemente, a potência total do sistema inversor, $P_{inv,total}$, é dada por:

$$P_{inv,total} = N_{inv} \cdot P_{inv} \quad (\text{Equação 4.25})$$

Para ambas as estratégias AFV e FVP, considerou-se a adoção de um modelo de inversor similar ao Solax PowerTM X3-Hybrid-10.0, cujos dados técnicos e preço são resumidos na Tabela 4.10. Vale sublinhar que, efetivamente, deve-se respeitar a faixa de tensões do banco de baterias permitida pelo inversor, o que, em favor da simplificação da

análise, despreza-se neste estudo. Em instalações reais, ademais, a máxima potência FV permitida por cada inversor deve ser respeitada, de modo que uma quantidade apropriada de painéis deve ser conectada a um inversor.

Tabela 4.10 – Características do inversor Solax Power™ X3-Hybrid-10.0

Número de fases	Máx. potência FV permitida (kW)	Máx. potência de saída (kW)	Tensão do banco de baterias (V)	Eficiência, η_{inv} (%)	Vida útil (anos)
3	13	10	170 - 500	96	10

Fonte: Solax Power (2017).

A Tabela 4.11 apresenta as quantidades de inversores e seus custos totais, tendo em vista ambas as estratégias de operação.

Tabela 4.11 – Quantidades de inversores Solax Power™ X3-Hybrid-10.0 e preços totais para as estratégias AFV e FVP.

Preço unitário (£)*	Preço unitário com impostos (R\$)**	Quantidade requerida		Preço total com impostos (R\$)	
		AFV	FVP	AFV	FVP
3.351,60	24.324,24	1	3	24.324,24	72.972,72

(*) Fonte: Ecotarius (2017).

(**) Adota-se £ 1 = R\$ 4,1, valor próximo a taxas de câmbio recentes (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017a).

Para o sistema FV sem baterias acopladas, considerou-se a aquisição do inversor Fronius Symo BR 12.0-3-M, cujos dados técnicos são apresentados na Tabela 4.12. Apenas uma unidade desse inversor é requerida, tendo ele o preço total avaliado em R\$ 19.877,00 (SOLARIZAR, [s.d.]).

Tabela 4.12 – Características do inversor Fronius Symo BR 12.0-3-M*.

Número de fases	Máx. potência FV permitida (kW)	Máx. potência de saída (kW)	Eficiência, η_{inv} (%)	Vida útil (anos)**
3	15,5	11,995	97	10

(*) Fonte: Fronius (2014).

(**) Vida útil assumida.

4.3.3.2 Deslocamento de carga

A determinação do número de baterias para deslocamento de carga seguiu o mesmo procedimento adotado para o acomplamento ao sistema FV (Equação 4.17 e algoritmo associado). Uma vez que este estudo trata de valores médios de potência ao longo de cada hora, a quantidade $P_{disponível}$ foi definida como o máximo valor de potência de carga ou descarga disponível ao banco de baterias e possível de se manter constante ao longo de uma hora.

De todo modo, um intervalo de carga Δt_{carga} de 8 horas foi estabelecido, sendo a potência média de carregamento do banco é limitado pelo seguinte algoritmo, em que o subscrito 0 indica condição inicial.

$$P_{carga} = \frac{E_{bat} \cdot (1 - SoC_0)}{\Delta t_{carga}} \quad (\text{Equação 4.26})$$

Se $P_{carga} > P_{disponível}$
 $P_{carga} = P_{disponível}$
 Fim

A potência de descarga ($P_{descarga}$) para a estratégia DFP corresponde a P_{carga} , tendo em vista que o intervalo de descarga é idêntico ao de carga. Já na estratégia DP, a potência de descarga foi definida como sendo a potência disponível do banco de baterias ($P_{disponível}$); caso a energia armazenada remanescente em uma hora t do período de descarga fosse tal que a manutenção de $P_{disponível}$ resultasse na depleção das baterias antes do término dessa hora, a potência de descarga seria estabelecida como sendo igual à energia restante dividida pelo passo de tempo ($\Delta t = 1$ hora) considerado neste trabalho.

A Tabela 4.13 apresenta as quantidades e os preços totais das baterias aplicadas ao deslocamento de carga (para as estratégias DFP e DP), referindo-se aos mesmos modelos apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.13 – Quantidades e preços dos modelos de baterias aplicados às estratégias DFP e DP.

Modelo	Quantidade requerida	Preço total (R\$)
Tesla Powerwall (Li-íon)	6	204.130,46
Módulo NGK NAS (sódio-enxofre)	1	228.274,93
redT 5-20 (VRB)	4	215.105,22

No que tange ao sistema inversor, o modelo de bateria de Li-íon escolhido integra um inversor adequado a operações de deslocamento de carga, cuja eficiência foi considerada contabilizada no valor da eficiência da bateria (η_{bat}) informada no catálogo do fabricante (TESLA, 2016). Em favor da simplificação da análise, e baseando-se no trabalho de Stetz et al. (2011), considerou-se o preço de aquisição de € 300/kVA para os inversores acoplados às baterias NaS e VRB. Os resultados são apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Características dos inversores aplicados às estratégias DFP e DP para deslocamento de carga.

Tipo de bateria	Máxima potência de saída requerida do inversor (kVA)	Preço total do inversor (R\$)*	Eficiência assumida, η_{inv} (%)	Vida útil assumida (anos)
NaS	33	35.640,00	95	10
VRB	20	21.600,00	95	10

(*) Assume-se € 1,00 = R\$ 3,6, valor próximo a taxas de câmbio recentes (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017a).

Não se considerou a aplicação de controladores de carga para o deslocamento de carga.

4.3.4 Avaliação da potência líquida adquirida da rede elétrica e do estado de carga das baterias

4.3.4.1 Acoplamento ao Gerador FV

A potência média efetivamente adquirida da rede elétrica, P_{rede} , e a quantidade de energia remanescente no banco de baterias, E_{bat} , em cada hora t foi avaliada para cada estratégia conforme descrito a seguir.

- *Estratégia AFV*

Tendo em vista que a eficiência de descarga da bateria é comumente considerada idêntica à sua eficiência de carga e correspondente à raiz quadrada de sua eficiência de duplo percurso (DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, 2009), tem-se que:

$$P_{rede}(t) = \begin{cases} P_{total}(t) - [P_{descarga}(t) \cdot \sqrt{\eta_{bat}} + P_{FV,disp}(t)] \cdot \eta_{inv} & , t \in [8;18] \\ P_{total}(t) - P_{FV,disp}(t) \cdot \eta_{inv} & , t \in (1;8) \cup (18;24] \end{cases} \quad (\text{Equação 4.27})$$

sendo

$$P_{descarga}(t) = \begin{cases} 0 & , \text{ fim de semana} \\ \text{mín}(P_{disp,bat,AFV}; P_{inv,total}) & , \text{ dias úteis} \end{cases} \quad (\text{Equação 4.28})$$

- *Estratégia FVP*

Nos dias de semana, ocorre despacho das baterias no período de pico da rede distribuição local, e a potência adquirida da rede é avaliada conforme a equação 4.29 (t_p^0 e t_p^f denotam a hora inicial e final desse período, respectivamente).

$$P_{rede}(t) = \begin{cases} P_{total}(t) - [P_{descarga}(t) \cdot \sqrt{\eta_{bat}} + P_{FV,disp}(t)] \cdot \eta_{inv} & , t \in [t_p^0; t_p^f] \\ P_{total}(t) & , t \in (1; t_p^0) \cup (t_p^f; 24] \end{cases} \quad (\text{Equação 4.29})$$

sendo

$$P_{descarga}(t) = \text{mín} \left(\varepsilon \cdot \frac{E_{bat,0} - SoC_{\min} \cdot C_{bat,nom}}{\Delta t}; P_{disp,bat,FVP}; P_{inv,total} \right) \quad (\text{Equação 4.30})$$

Na equação 4.30, $C_{bat,nom}$ (em kWh) é a capacidade nominal do banco de baterias, $E_{bat,0}$ (em kWh) representa a energia armazenada no banco de baterias no início do período de pico considerado e Δt corresponde ao passo de tempo adotado (1 hora). O coeficiente ε representa a chamada *taxa E*, definida como a potência de descarga do banco de baterias normalizada em relação à sua máxima potência (MIT ELECTRIC VEHICLE TEAM, 2008), considerada neste trabalho como sendo $1/(t_p^f - t_p^0)$.

Já aos fins de semana, as baterias são mantidas inoperantes, e o gerador FV atende à demanda do edifício, injetando potência excedente na rede elétrica. Desse modo,

$$P_{rede}(t) = P_{total}(t) - P_{FV,disp}(t) \cdot \eta_{inv} \quad (\text{Equação 4.31})$$

Em ambas as estratégias, as quantidades $P_{FV,disp}$, C_{bat} e o estado de carga do banco de baterias foram avaliadas por meio das mesmas equações. Para $P_{FV,disp}$, tem-se que:

$$P_{FV,disp}(t) = \text{mín}(P_{FV}; P_{inv,total}) \quad (\text{Equação 4.32})$$

A energia remanescente nas baterias é avaliada como segue:

$$E_{bat}(t) = \begin{cases} E_{bat}(t-1) + P_{carga}(t) \cdot \sqrt{\eta_{bat}} \cdot \Delta t & , \text{ período de carga} \\ E_{bat}(t-1) - P_{descarga}(t) \cdot \Delta t & , \text{ período de descarga} \end{cases} \quad (\text{Equação 4.33})$$

Por fim, o estado de carga foi estimado segundo a equação 4.34, observando-se suas restrições de valores máximo e mínimo. Na Estratégia AFV, impôs-se a restrição de que, em cada um dos dois dias do fim de semana, o estado de carga do banco de baterias não ultrapasse 50%, já que a avaliação dessa estratégia partiu da premissa de que a produção FV do sábado e do domingo são idênticas. Sem essa restrição, o equacionamento admitiria a possibilidade de estados de carga maiores que 100% ao final do domingo de cada semana.

$$SoC(t) = E_{bat}(t) / C_{bat,nom} \quad , \quad SoC_{\min} \leq SoC \leq 1 \quad (\text{Equação 4.34})$$

4.3.4.2 Deslocamento de Carga

Analogamente ao equacionamento referente ao acoplamento ao gerador FV, a contabilização horária da potência média efetivamente adquirida da rede elétrica e da quantidade de energia remanescente no banco de baterias para deslocamento de carga foi realizada através da Equação 4.35, enquanto que a energia remanescente nas baterias e seu estado de carga foram avaliados segundo as equações 4.33 e 4.34, respectivamente.

$$P_{rede} = \begin{cases} P_{total}(t) - P_{carga}(t) / \eta_{inv}^2 \eta_{bat} & t \in (0; 8) \\ P_{total}(t) - P_{descarga}(t) & t \in [t_0; t_f] \\ P_{total}(t) & t \in [8; t_0) \cup (t_f; 24] \end{cases} \quad (\text{Equação 4.35})$$

Cabe sublinhar que o termo quadrático na Equação 4.35, referente à eficiência do inversor, justifica-se pelo fato de que o fluxo de uma mesma quantidade de potência passando pelo inversor ocorre bidirecionalmente: da rede elétrica para as baterias e das baterias para o uso final. Tal fluxo é ilustrado no diagrama da Figura 4.14.

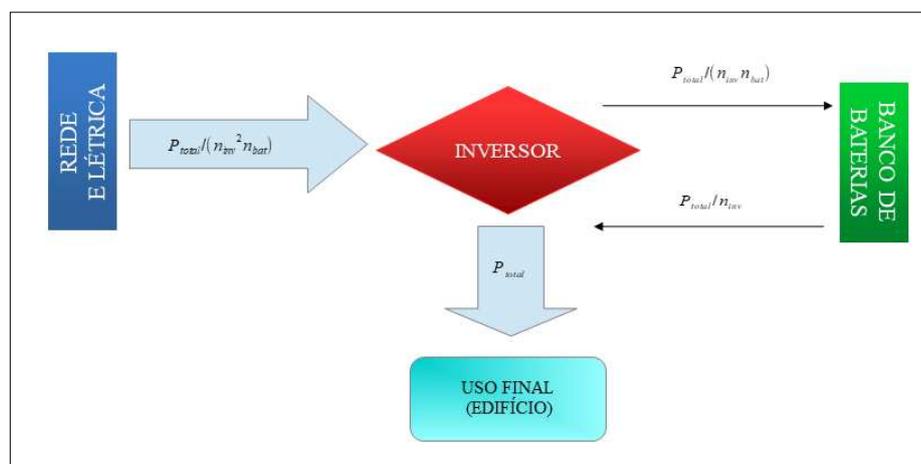


Figura 4.14 – Fluxos de potência no sistema de deslocamento de carga.

Fonte: Elaboração própria.

4.4 Análise Econômica

O primeiro passo da análise econômica aqui tratada consistiu em verificar as contas anuais de energia (desconsiderando-se fins de semana no caso do deslocamento de carga), de modo que apenas as estratégias promovendo redução na conta fossem consideradas plausíveis, sendo selecionadas para as etapas sucessivas da análise.

A análise da viabilidade econômica da adoção das tecnologias e estratégias de operação foi avaliada a partir dos indicadores Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e tempo de retorno de investimento (*payback*). Essa análise partiu da premissa de que a estrutura tarifária é invariável ao longo do período de análise. No que tange ao desempenho operacional do sistema de armazenamento, este estudo não contabilizou taxas de autodescarga diária das baterias, tendo em vista seus baixos valores, tampouco quedas de tensão associadas

ao aumento de sua profundidade de descarga. Perdas de capacidade de armazenamento e de eficiência ao longo do período de análise econômica foram também desprezadas, bem como possíveis quedas nos preços dos equipamentos. As tabelas 4.15 e 4.16 apresentam os componentes dos fluxos de caixa elaborados para analisar a viabilidade de investimentos para acoplamento das baterias ao gerador FV e para deslocamento de carga, respectivamente.

Tabela 4.15 – Componentes do fluxo de caixa da análise econômica da adoção de baterias e gerador FV.

Investimento inicial	Custos anuais (C_j)		Receitas Anuais (R_j)	
	Componente	Avaliação	Componente	Avaliação
Módulos FV, baterias e inversor (considerando-se substituições, quando aplicáveis)	C ₁ - Operação e Manutenção (O&M) das baterias (custo fixo anual)	Li-íon: 0	R ₁ - Demanda contratada reduzida*	Estratégia AFV: (<i>Demanda reduzida</i>) x (<i>Tarifa de demanda por potência fora de pico</i>)
		NaS e VRB: US\$20/kW do banco de baterias ²⁶		Estratégia FVP: (<i>Demanda reduzida</i>) x (<i>Tarifa de demanda por potência de pico</i>)
			R ₂ - Compra de energia evitada	(<i>Energia originalmente adquirida – Energia adquirida mediante descarga das baterias</i>) x (<i>Tarifa de Energia + TUSD** vigentes nos horários de despacho</i>)

(*) Eventual demanda contratada negativa é considerada nula.

(**) TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Tabela 4.16 – Componentes do fluxo de caixa da análise de investimento em baterias para deslocamento de carga.

Investimento inicial	Custos anuais (C_j)		Receitas Anuais (R_j)	
	Componente	Avaliação	Componente	Avaliação
Baterias e inversor (considerando-se substituições, quando aplicáveis)	C ₁ – Energia perdida no processo de armazenamento	(<i>Energia armazenada – energia despachada das baterias</i>) x (<i>Tarifa de energia fora de pico + TUSD</i>)	R ₁ - Demanda contratada reduzida*	Estratégia DFP: (<i>Demanda reduzida</i>) x (<i>Tarifa de demanda por potência fora de pico</i>)
				Estratégias DP: (<i>Demanda reduzida</i>) x (<i>Tarifa de demanda por potência de pico</i>)
	C ₂ - Operação e Manutenção (O&M) das baterias (custo fixo anual)	Li-íon: 0 NaS e VRB: US\$20/kW do banco de baterias	R ₂ - Compra de energia evitada	(<i>Energia despachada das baterias</i>) x (<i>Tarifa de Energia + TUSD** vigentes nos horários de despacho</i>)

(*) Eventual demanda contratada negativa é considerada nula.

(**) TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

²⁶ A referência (TESLA, 2017a) afirma que não há requisitos de manutenção para a bateria Li-íon. Para NaS e VRB, os valores ~80 e ~70 US\$/kW/ano são considerados em (LUO et al., 2015). Contudo, na referência (POONPUN; JEWELL, 2008), ambas são apontadas como acarretando um custo de O&M de 20 US\$/kW/ano, valor adotado neste estudo.

O período de análise foi definido com base na vida útil da bateria mais longa. Assim, considerando-se que a bateria sofre um ciclo por semana na estratégia AFV e um ciclo por dia na estratégia FVP (excluindo-se os fins de semana), a quantidade de anos para a análise econômica foi estabelecida como sendo a mínima entre a vida útil de calendário e a vida útil em ciclos (avaliada em anos) da bateria VRB. No caso do deslocamento de carga, as baterias expostas a um ciclo por dia 5 vezes por semana. Em ambos os casos, resultou-se que a longevidade máxima ocorre para a bateria VRB em quantidade de anos correspondente à sua vida de calendário (20 anos).

A chamada taxa de juros SELIC, definida pelo Comitê de Política Monetária brasileiro (Copom) é comumente adotada no Brasil como taxa mínima de atratividade (TMA) (NAKABAYA, 2015). Considerou-se, assim, a TMA de 11,5%, recentemente definida pelo Copom (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017b).

A meta para o reajuste tarifário especificado pelo Banco Central do Brasil para o ano de 2017 foi de 4,5% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017c), mas uma variação de $\pm 1,5\%$ era esperada, e a inflação efetiva de 2016 alcançou 6,29%. Dessa forma, esta análise adotou o valor de 6% para o reajuste tarifário anual. A Tabela 4.17 resume os resultados dos parâmetros pautando a análise de investimentos.

Tabela 4.17 – Parâmetros da análise de investimento.

Elemento	Valor	Periodicidade
TMA	11,5%	Anual
Reajuste tarifário	6%	Anual
Período de análise	20 anos	-

4.4.1 Tarifas

Há atualmente dois esquemas de tarifação de eletricidade por tempo de uso no Brasil, as chamadas tarifas Azul e Verde, permitindo que consumidores conectados a redes de alta tensão possam aderir a uma ou outra modalidade a depender da tensão em que são atendidos pela empresa concessionária de distribuição elétrica local. A partir de 2018, inicia-se no país a implementação da chamada Tarifa Branca, esquema tarifário por tempo de uso a ser colocado à disposição de consumidores atendidos em baixa tensão. Neste trabalho, tanto a Tarifa Azul

quanto a Tarifa Verde foram consideradas, a prescindir do real quadro tarifário em que se insere o edifício aqui tratado, de modo a se analisarem os impactos econômicos das diferentes funções do armazenamento de energia elétrica apreciadas neste estudo em ambas as categorias tarifárias.

Ademais, há no Brasil um sistema de bandeiras tarifárias, que consiste na sinalização, ao consumidor, dos custos de geração de eletricidade em função das condições de suprimento das fontes de energia. A cor (verde, amarela ou vermelha) da bandeira em vigor, evidenciada nas contas mensais de eletricidade, indica se há aumento na tarifa no referido mês (ANEEL, 2016). A bandeira verde, correspondente a condições favoráveis de geração e implicando as menores tarifas, foi adotada e mantida constante ao longo do período de análise econômica reportado adiante.

As tarifas consideradas neste estudo, cobradas pela empresa distribuidora local, CPFL Paulista, são apresentadas na Tabela 4.18. Na Tarifa Azul, consumidores da chamada *classe A2*, atendidos na faixa de tensão de 88 a 138 kV, são considerados, enquanto, para a Tarifa Verde, são adotados os valores correspondentes aos de unidades consumidoras da *classe A4*, atendidas na faixa de 2,3 a 25 kV.

Tabela 4.18 – Valores de Tarifas Aplicadas pela Empresa de Distribuição de Eletricidade Local

Componente	Tarifa Azul – classe A2		Tarifa Verde – classe A4	
	Valor sem impostos	Valor com impostos	Valor sem impostos	Valor com impostos
TE ²⁷ - Ponta (R\$/kWh)	0,37	0,47	0,37	0,47
TE – Fora Ponta (R\$/kWh)	0,24	0,31	0,24	0,31
TUSD ²⁸ – Ponta (R\$/kWh)	0,03	0,04	0,69	0,89
TUSD – Fora Ponta (R\$/kWh)	0,03	0,04	0,04	0,05
Potência – Ponta (R\$/kW)	13,60	-	11,06	-
Potência – Fora Ponta (R\$/kW)	6,29	-	11,06	-

Fonte: (CPFL, 2017a)

A propósito dos impostos incidentes na tarifa de energia e na TUSD, sua contabilização foi realizada a partir da equação abaixo, fornecida em (GUEDES, 2011).

²⁷ TE: Tarifa de Energia.

²⁸ TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

$$T_{cons} = \frac{T_{ANEEL}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (\text{Equação 4.36}),$$

em que T_{cons} é o valor da tarifa cobrada ao consumidor (em R\$); T_{ANEEL} , o valor (em R\$) da energia estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); PIS é a taxa de tributação federal referente ao *Programa de Integração Social*; $COFINS$, o tributo federal intitulado *Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social*; e $ICMS$, o *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, de jurisdição estadual. Em vista de sua localização (cidade de Campinas, Estado de São Paulo) e categoria de consumo (consumidor atendido em alta tensão), os valores de PIS, COFINS e ICMS considerados para o edifício foram, respectivamente, 0,73%, 3,34% e 18%, valores em conformidade com as referências (CPFL, 2014) e (CPFL, 2017b).

4.4.2 Resultados

Os cálculos de obtenção das curvas de carga resultantes de todas as estratégias foram realizados no ambiente MATLAB[®]. As figuras 4.15 a 4.18 ilustram as curvas de carga do edifício resultantes da adoção dos 3 tipos de bateria nas estratégias AFV, FVP, DFP e DP, respectivamente, para o mês de janeiro. A apresentação das curvas para o dia típico de um mês (janeiro) foi escolhida por possibilitar melhor visualização dos valores em base horária, e, no caso específico da estratégia AFV, são ilustradas as curvas admitidas para uma semana desse mesmo mês, possibilitando acompanhar o comportamento do estado de carga (SoC) de cada banco de baterias ao longo da semana.

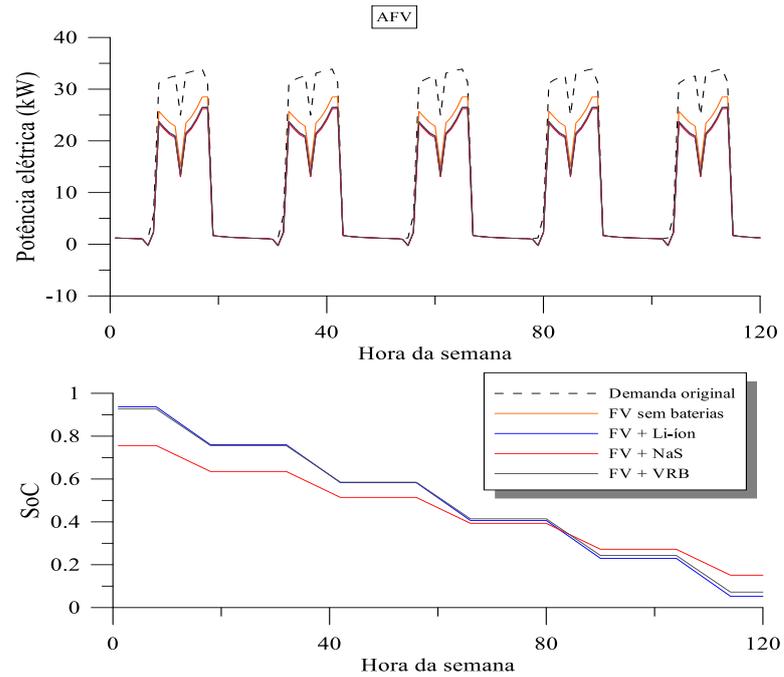


Figura 4.15 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia AFV (semana de janeiro). Fonte: Elaboração própria.

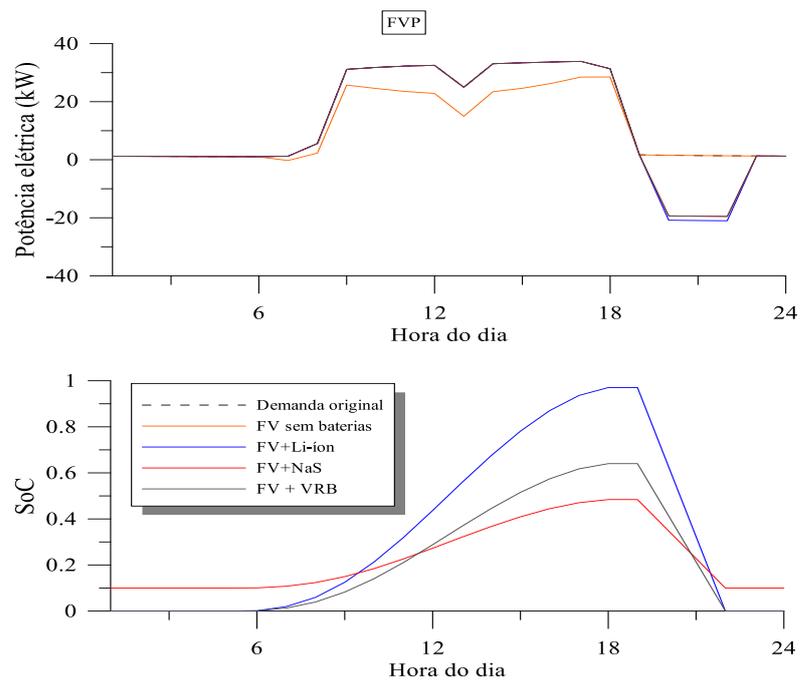


Figura 4.16 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia FVP (dia típico semanal de janeiro). Fonte: Elaboração própria.

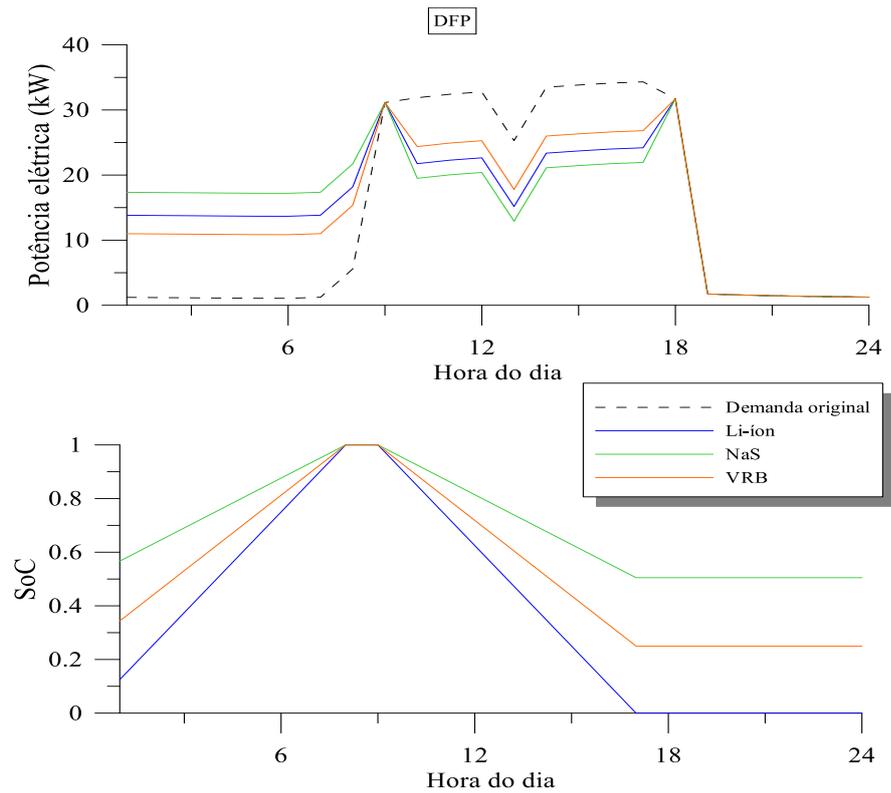


Figura 4.17 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia DFP (dia típico semanal de janeiro). Fonte: Elaboração própria.

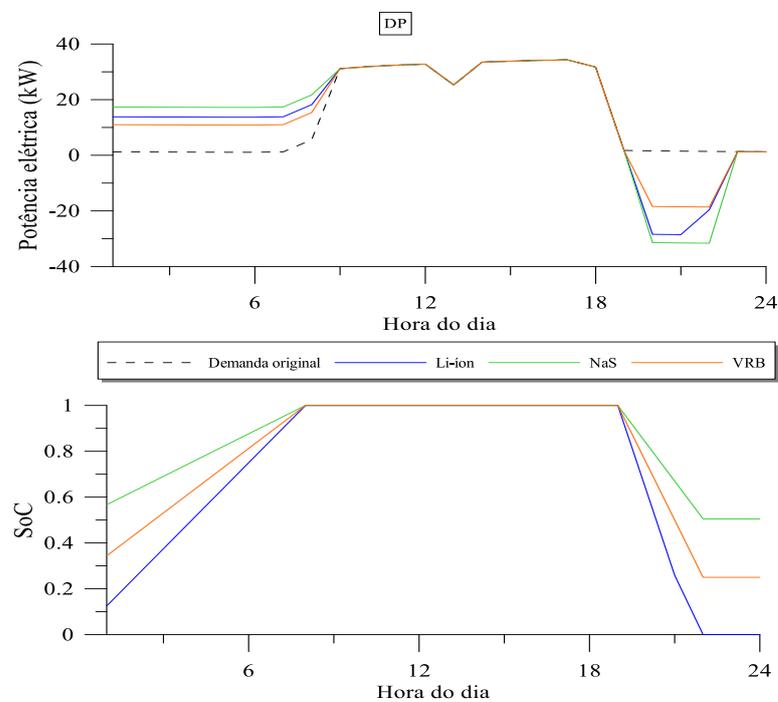


Figura 4.18 – Curvas de demanda elétrica do edifício e estados de carga (SoC) das baterias na estratégia DP (dia típico semanal de janeiro). Fonte: Elaboração própria.

As curvas de carga resultantes da estratégia AFV evidenciam a redução da aquisição de eletricidade da rede de distribuição local em relação tanto à curva original quanto àquela resultante do emprego do gerador fotovoltaico apenas. Tais curvas também possibilitam perceber que, embora escape ao propósito do autoconsumo FV, pequenas quantidades de potência elétrica excedente do gerador fotovoltaico com ou sem descarga de baterias podem ser injetadas na rede elétrica em alguns horários.

Já as curvas referentes ao despacho estratégico da energia FV armazenada nas baterias (estratégia FVP) apontam considerável fluxo de potência do edifício, frente ao seu perfil de demanda, à rede elétrica no horário de ponta da distribuidora. Nesse caso, a demanda de horário de pico (demanda de ponta) contratada pela unidade consumidora é zerada, e em vista da baixa demanda do edifício nesse horário, o risco de ultrapassagem da demanda contratada (caso em que ocorre a aplicação de tarifa diferenciada ao consumidor) é pequeno, já que apenas uma produção fotovoltaica muito baixa durante o dia ocasionaria insuficiência de potência elétrica a ser provida pelo banco de baterias à noite.

Observando-se as figuras 4.17 e 4.18, é possível notar que as baterias empregadas nas estratégias DFP e DP ocasionam curvas claramente distintas, o que se dá sobretudo por conta das diferenças de capacidade e potência entre as três tecnologias, tendo a eficiência efeito menos pronunciado nas curvas de carga, em vista da proximidade desse valor para todas as baterias. Para cada bateria, durante as simulações realizadas, um valor de SoC_0 (estado de carga vigente antes do início do processo de carregamento em cada dia) foi estabelecido após cálculos iterativos, de modo que as baterias atingissem plena carga ($SoC = 1$) e retornassem, ao final do período de descarga diário, ao mesmo estado de carga SoC_0 . Tal condição possibilita que as baterias alcancem altos estados de carga, tendo em vista a premissa de que a manutenção de baixos valores de SoC (i.e., grandes profundidades de descarga) são prejudiciais à sua vida útil em ciclos (MIT ELECTRIC VEHICLE TEAM, 2008). Esse valor corresponde a 0 para as baterias Li-íon (coincidente com seu SoC mínimo permitido), 0,505 para as baterias NaS, e 0,25 para as baterias VRB. No caso das baterias NaS e VRB, uma vez atingida a carga plena, a máxima potência despendida pelas baterias durante as três horas de descarga não é suficiente para descarregá-las por completo, razão pela qual SoC_0 não corresponde a SoC_{\min} . A partir das figuras 4.17 e 4.18, nota-se que as baterias NaS apresentam as curvas de SoC com menores amplitudes, já que a capacidade do modelo de bateria correspondente a essa tecnologia é notadamente maior que a requerida pelo dimensionamento.

A Tabela 4.19 apresenta os valores totais de investimento inicial de cada rota tecnológica adotada, levando em conta substituição de equipamentos nos casos em que se aplica, bem como os componentes do custo total: custo do banco de baterias, custo do sistema inversor e custo dos módulos FV. Tais valores não incluem custos de instalação dos equipamentos.

Tabela 4.19 – Valores totais de investimento inicial segundo a rota tecnológica adotada.

Estratégia	Tecnologia	Baterias	Inversor	Módulos FV	Total
AFV	Li-íon	R\$ 612.391,39	R\$ 48.648,47	R\$ 34.397,00	R\$ 695.436,86
	NaS	R\$ 456.549,85	R\$ 48.648,47	R\$ 34.397,00	R\$ 539.595,33
	VRB	R\$ 322.657,83	R\$ 48.648,47	R\$ 34.397,00	R\$ 405.703,30
FVP	Li-íon	R\$ 408.260,93	R\$ 145.945,44	R\$ 34.397,00	R\$ 588.603,37
	NaS	R\$ 456.549,85	R\$ 145.945,44	R\$ 34.397,00	R\$ 636.892,29
	VRB	R\$ 322.657,83	R\$ 145.945,44	R\$ 34.397,00	R\$ 503.000,27
DP	Li-íon	R\$ 408.260,93	R\$ -	R\$ -	R\$ 408.260,93
	NaS	R\$ 456.549,85	R\$ 71.280,00	R\$ -	R\$ 527.829,85
	VRB	R\$ 215.105,22	R\$ 43.200,00	R\$ -	R\$ 258.305,22
FV sem baterias	-	R\$ -	R\$ 39.754,00	R\$ 34.397,00	R\$ 74.151,00

As figuras 4.19 e 4.20 apresentam os valores das contas anuais de energia elétrica, respectivamente diante das tarifas Azul e Verde, para as estratégias AFV, FVP, DFP e DP. Nota-se que, nas estratégias AFV e FVP, a adoção de um gerador fotovoltaico, com ou sem baterias, promove redução na conta anual de energia, o que justifica a realização da análise de viabilidade econômica do emprego dessas tecnologias. Por outro lado, no caso das estratégias de deslocamento de carga, observa-se que a estratégia DFP ocasiona aumento na conta de energia, sendo por isso descartada da análise de viabilidade de investimento.

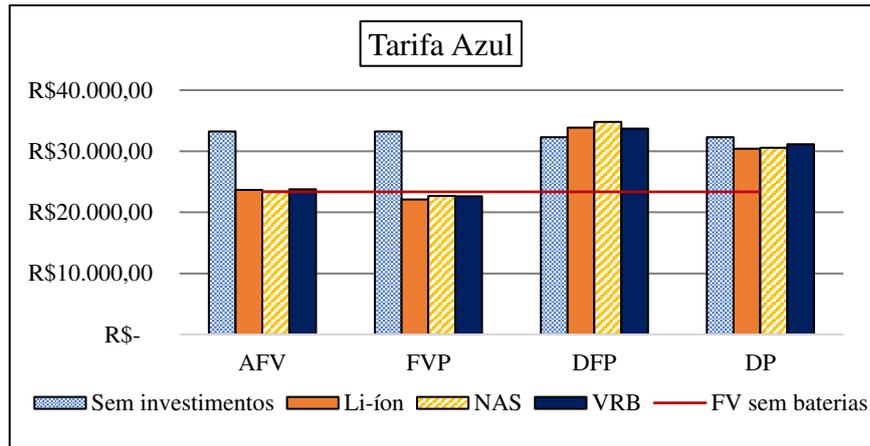


Figura 4.19 - Contas anuais de energia (Tarifa Azul). Fonte: Elaboração própria.

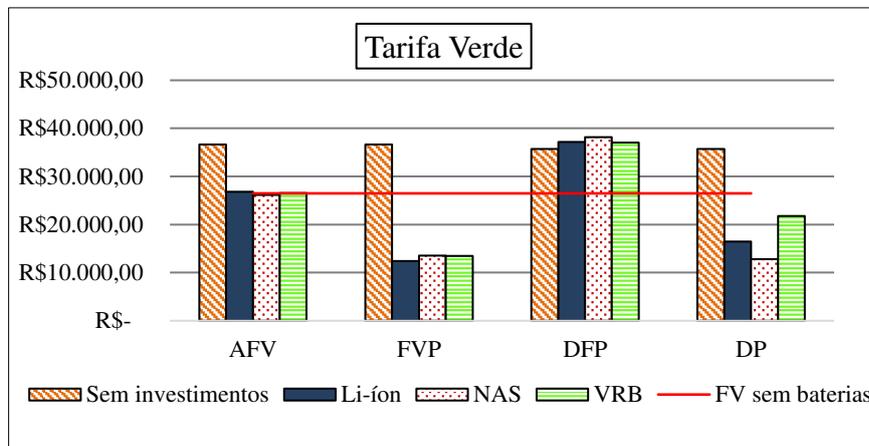


Figura 4.20 - Contas anuais de energia (Tarifa Verde). Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 4.20 apresenta os resultados de VPL para as estratégias AFV, FVP e “FV sem baterias” em ambas as modalidades tarifárias consideradas, enquanto a Tabela 4.21 apresenta os valores de VPL da estratégia de deslocamento de carga DP. Já as tabelas 4.22 e 4.23 mostram os respectivos valores de TIR dessas estratégias, e as tabelas 4.24 e 4.25, os tempos de retorno de investimento.

Tabela 4.20 – Valor Presente Líquido (R\$) – FV sem baterias e estratégias AFV e FVP.

Tarifa	FV sem baterias	AFV			FVP		
		Li-íon	NaS	VRB	Li-íon	NaS	VRB
Azul	46.506,76	-	-	-	-	-	-
		577.330,67	435.963,58	304.604,03	350.866,23	423.836,04	288.300,31
Verde	50.388,37	-	-	-	-	-	-
		573.424,65	431.947,24	300.712,35	173.958,32	258.722,87	123.112,69

Tabela 4.21 – Valor Presente Líquido (R\$) – Estratégia DP.

Tarifa	Li-íon	NaS	VRB
Azul	-268.580,07	-312.372,65	-170.916,47
Verde	-82.846,45	-155.771,50	-32.813,38

Tabela 4.22 – Taxa Interna de Retorno - FV sem baterias e estratégias AFV e FVP.

Tarifa	FV sem baterias	FV + Li-íon		FV + NaS		FV + VRB	
		AFV	FVP	AFV	FVP	AFV	FVP
Azul	19,8%	-5,7%	-4,5%	-4,5%	-3,7%	-2,6%	-1,4%
Verde	20,5%	-5,5%	2,4%	-4,3%	3,8%	-2,3%	6,9%

Tabela 4.23 – Taxa Interna de Retorno - Estratégia DP.

Tarifa	Li-íon	Nas	VRB
Azul	-0,2%	-0,7%	-0,1%
Verde	8,4%	6,8%	9,6%

Tabela 4.24 – Tempo de retorno de investimento (anos) - FV sem baterias e estratégias AFV e FVP.

Tarifa	FV sem baterias	FV + Li-íon		FV + NaS		FV + VRB	
		AFV	FVP	AFV	FVP	AFV	FVP
Azul	6,7	33	29	28,9	26,9	24,3	22,1
Verde	6,5	32,1	17,0	28,2	15,6	23,7	12,8

Tabela 4.25 – Tempo de retorno de investimento (anos) - Estratégia DP.

Tarifa	Li-íon	NaS	VRB
Azul	20,3	21	20,2
Verde	11,4	13,4	10,7

Os resultados da análise de viabilidade de investimento mostram que atualmente nenhuma das estratégias consideradas seria viável ante os modelos de baterias adotados. Em ambas as modalidades tarifárias, apenas a adoção do gerador FV sem o acoplamento de baterias seria economicamente vantajosa, projeto que resulta em valores de VPL positivos (todos em torno de R\$ 50 mil), valores de TIR maiores que a TMA (sendo esta 11,5%) e tempos de retorno de investimento consideravelmente baixos tanto em comparação ao período de análise quanto em relação às demais rotas tecnológicas.

4.4.3 Análise de Sensibilidade

Em vista dos resultados da análise de viabilidade econômica, que desfavorecem a aquisição das baterias adotadas neste estudo, apresentam-se a seguir os resultados da análise de sensibilidade dos parâmetros VPL e TIR a três componentes: custo de capital das baterias, impostos e tarifa. A sensibilidade a cada componente é avaliada estabelecendo-se variações percentuais em seu valor, mantendo-se inalterados os valores de todas as demais componentes.

4.4.3.1 Sensibilidade ao custo de capital das baterias

As figuras 4.21 e 4.22 apresentam graficamente os valores assumidos pelos parâmetros VPL e TIR das estratégias AFV e FVP, respectivamente, mediante a redução de custo de aquisição das baterias para 75%, 50%, 25%, 10% e 5% do custo original. Na estratégia AFV, nota-se que seria necessária uma redução de cerca de 95% do custo de aquisição atual para a adoção das baterias passasse a ser economicamente viável. De todo modo, ainda com a redução percentual, o banco de baterias NaS continuaria inviável na condição em que o prédio se enquadrasse na Tarifa Azul. Na estratégia FVP, bastaria uma redução de 50% do custo de aquisição das baterias Li-íon e VRB para que se viabilizassem com a Tarifa Verde. Essas mesmas baterias passariam a ser viáveis com a Tarifa Azul diante de uma redução de 75% de seus custos, e apenas uma redução de 95% seria capaz de tornar todas as opções factíveis.

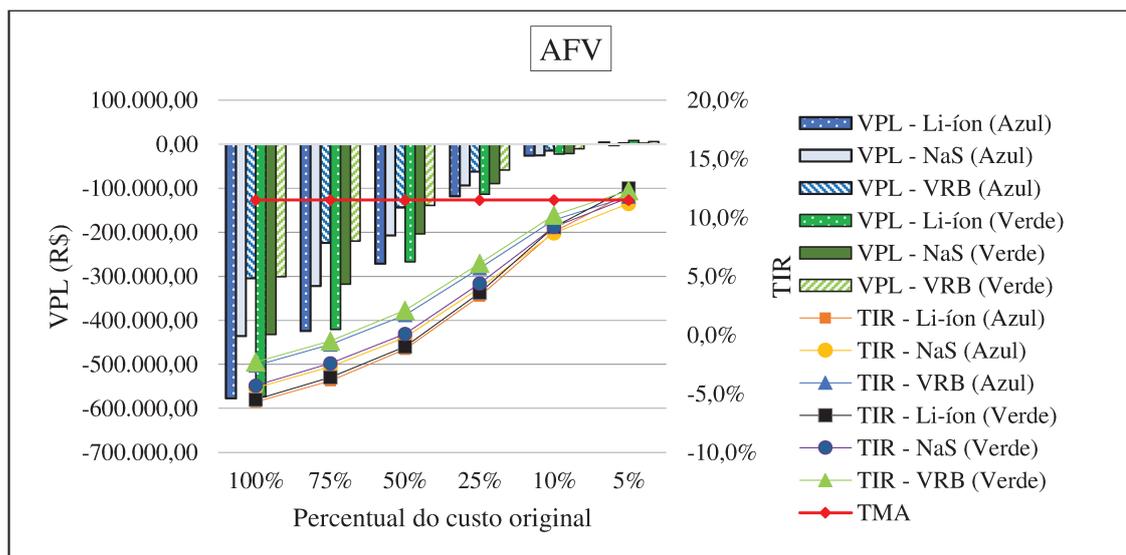


Figura 4.21 – Sensibilidade ao custo de aquisição das baterias (Estratégia AFV). Fonte: Elaboração própria.

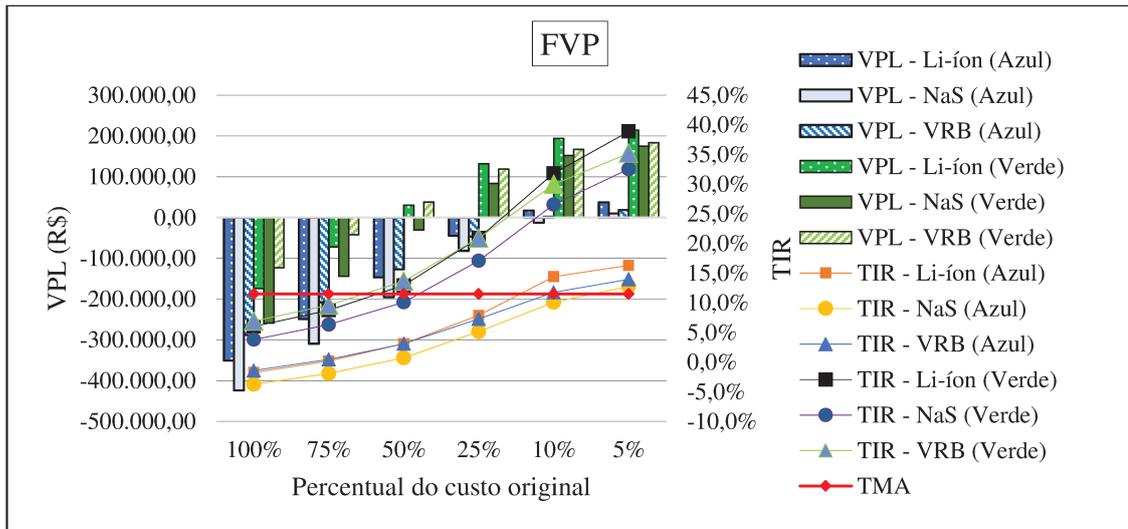


Figura 4.22 – Sensibilidade ao custo de aquisição das baterias (Estratégia FVP). Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.23 apresenta os valores assumidos pelos parâmetros VPL e TIR da estratégia DP mediante a redução dos custos de aquisição das baterias para 75%, 50% e 25% de seus custos originais. Verifica-se, neste caso, clara diferença entre os cenários tarifários: na situação em que o edifício se enquadrasse na Tarifa Azul, seria necessária uma redução de 75% dos custos atuais para que o emprego das baterias Li-íon e NaS se tornasse viável. Essa redução percentual manteria a tecnologia VRB ainda inviável. Já no caso em que o edifício fosse adepto à Tarifa Verde, bastaria uma redução de 25% dos custos original das baterias Li-íon e VRB para que se viabilizassem, ao passo que uma redução de 50% do custo das baterias NaS as tornaria viáveis.

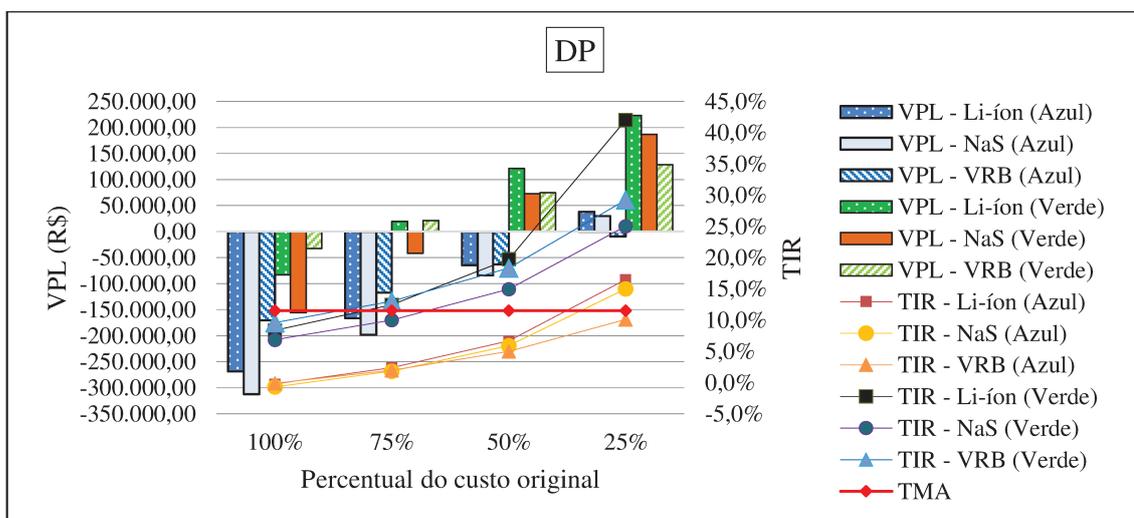


Figura 4.23 – Sensibilidade ao custo de aquisição das baterias (Estratégia DP). Fonte: Elaboração própria.

4.4.3.2 Sensibilidade aos impostos

As figuras 4.24 e 4.25 ilustram os valores de VPL e TIR, respectivamente para as estratégias AFV e FVP, na condição em que os impostos atualmente incidentes nas baterias fossem anulados, não ocorrendo, assim, o acréscimo de 77% de seus preços de compra que sucederia na atualidade. Na estratégia AFV, verifica-se que, mesmo que os valores de compra finais correspondessem àqueles sem a incidência dos impostos II, IPI, PIS, COFINS e ICMS – situação possível, por exemplo, se as baterias fossem comercializadas nacionalmente e se todos os impostos (à óbvia exceção do Imposto de Importação) estivessem já embutidos no valor informado pelo fornecedor –, todos os projetos permaneceriam inviáveis. Já na estratégia FVP, apenas na Tarifa Verde se verifica viabilidade da adoção de algumas das baterias, quais sejam Li-íon e VRB.

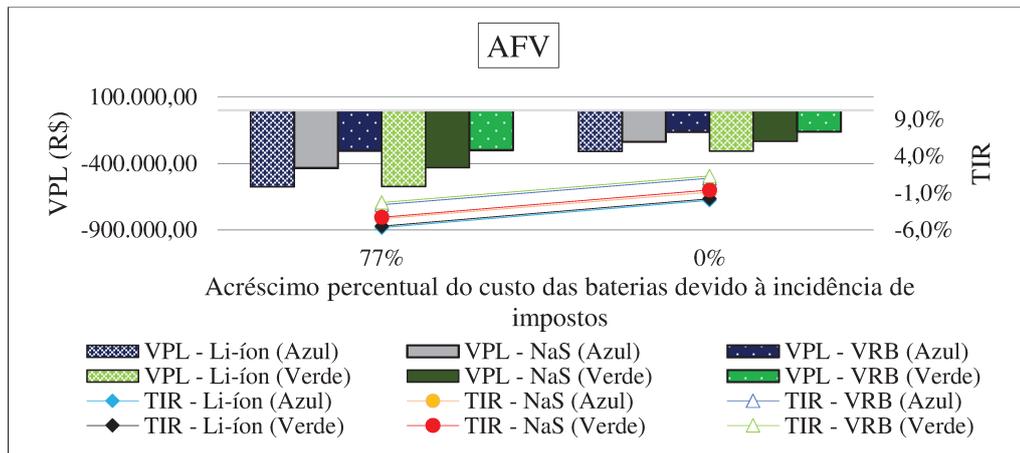


Figura 4.24 – Sensibilidade à incidência de impostos no custo de aquisição das baterias (Estratégia AFV). Fonte: Elaboração própria.

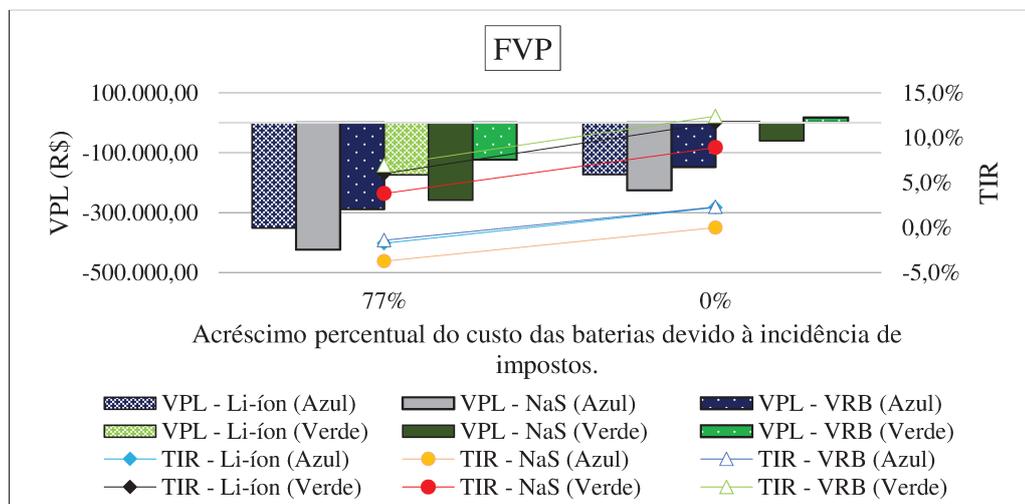


Figura 4.25 – Sensibilidade à incidência de impostos no custo de aquisição das baterias (Estratégia FVP). Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.26 mostra os valores de VPL e TIR da estratégia DP na condição em que os impostos atualmente incidentes nas baterias fossem anulados. Com a Tarifa Azul, verifica-se que, mesmo que os valores de compra finais correspondessem àqueles sem a incidência dos impostos, todos os projetos continuariam inviáveis. Em contrapartida, mediante a Tarifa Verde, a anulação dos impostos promoveria a viabilidade econômica de todos os projetos, sobressaindo-se a opção das baterias Li-íon, cujo VPL assumiria um valor próximo de R\$ 95 mil, correspondente a cerca do dobro dos valores presentes líquidos das demais opções.

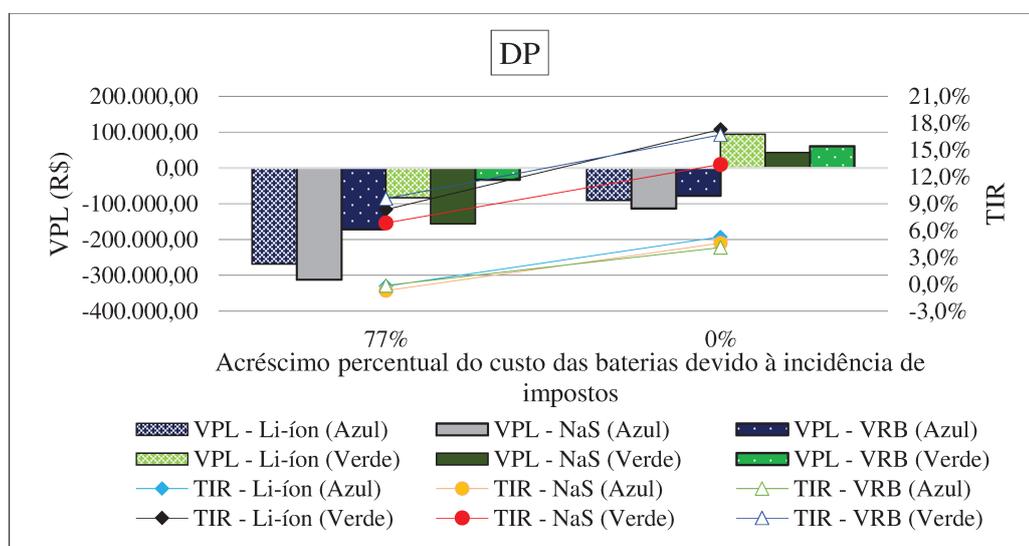


Figura 4.26 Sensibilidade à incidência de impostos no custo de aquisição das baterias (Estratégia DP). Fonte: Elaboração própria.

4.4.3.3 Sensibilidade à tarifa

As figuras 4.27 e 4.28 mostram os valores assumidos pelos parâmetros VPL e TIR das estratégias AFV e FVP mediante a redução das tarifas TE e TUSD para metade de seu valor atual e ao aumento para 200% e 400% desse mesmo valor. Os resultados apontam que, quanto menor a tarifa por meio da qual o projeto de armazenamento é remunerado, mais inviável a adoção das baterias.

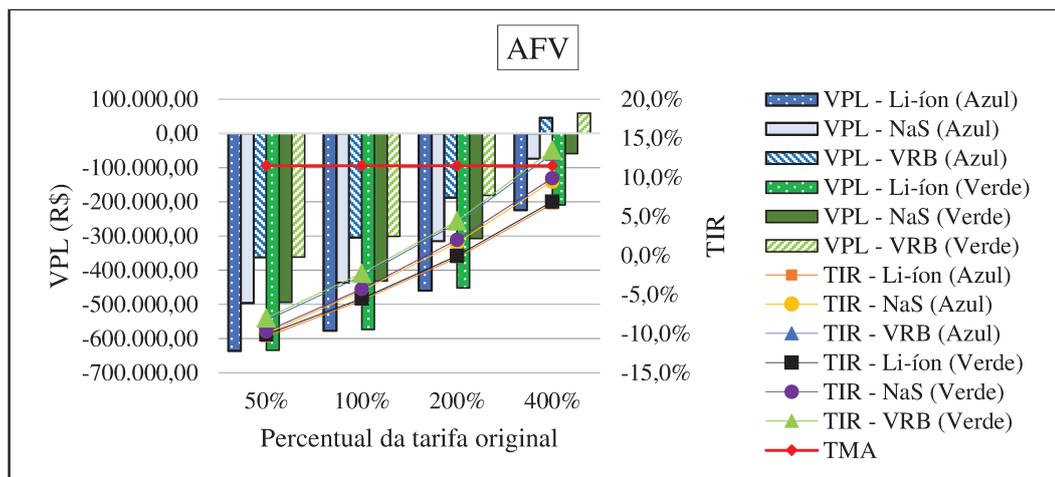


Figura 4.27 – Sensibilidade à tarifa de energia fora de ponta (TE + TUSD) (Estratégia AFV).
Fonte: Elaboração própria.

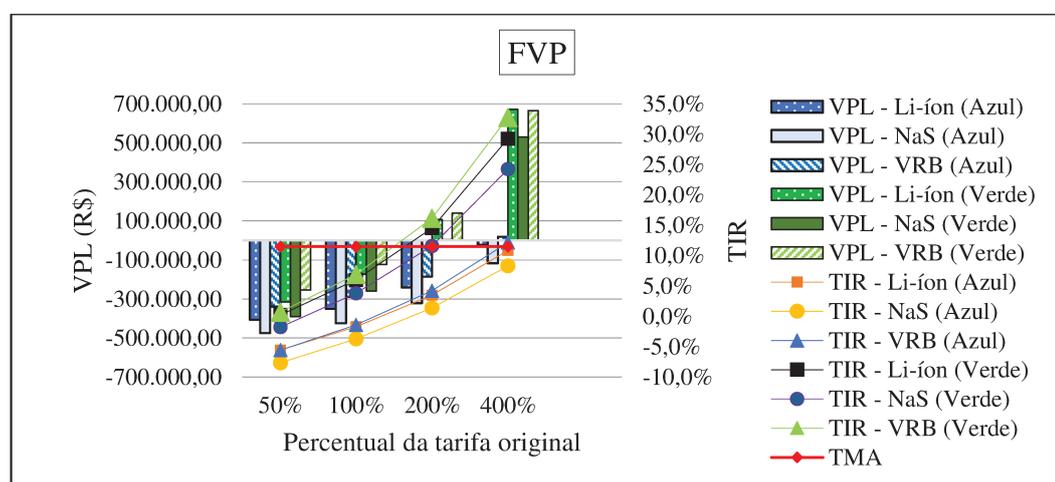


Figura 4.28 – Sensibilidade à tarifa de energia de ponta (TE + TUSD) (Estratégia FVP).
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.29 apresenta, para a estratégia DP, os valores de VPL e TIR correspondentes à redução das tarifas TE e TUSD (nos horários de ponta e fora de ponta) para metade de seu valor atual, à sua duplicação e à sua triplicação. Neste caso, considera-se a soma da tarifa de energia (TE) com a tarifa TUSD no horário de ponta. É patente a diferença entre os patamares assumidos pelos parâmetros de viabilidade econômica nos dois quadros tarifários – quanto maior o aumento percentual das tarifas, tão mais elevados são os valores de VPL e TIR, bem como a diferença entre as tarifas de ponta e fora de ponta, na Tarifa Verde em relação à Tarifa Azul.

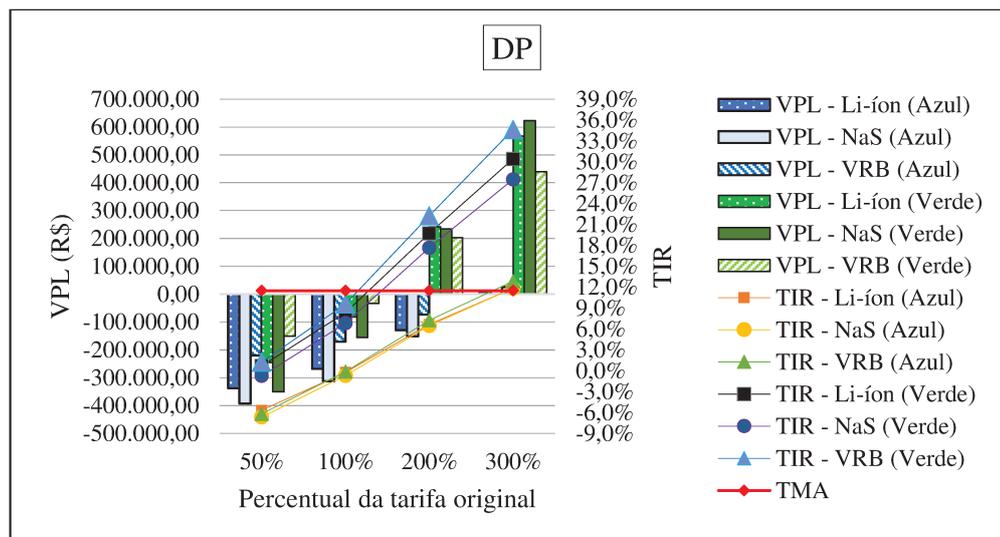


Figura 4.29 – Sensibilidade à tarifa de energia (TE + TUSD) (Estratégia DP). Fonte: Elaboração própria.

4.5 Discussão

A viabilidade econômica da aplicação de baterias para gerenciamento da energia advinda de um gerador FV e para deslocamento de carga de um edifício depende fundamentalmente da tecnologia aplicada (o que envolve custo de capital, capacidade, potência e eficiência do sistema de armazenamento), da tarifa de energia (preço da eletricidade adquirida da rede nos períodos de ponta e fora de ponta), da operação do sistema de armazenamento (ou seja, dos períodos estabelecidos para carga e descarga do banco de baterias) e da curva de carga do edifício. Esses fatores se combinam de forma complexa para determinar tal viabilidade, de modo que cada tipo de unidade consumidora exige uma análise econômica específica. De todo modo, considerando-se a vigência de uma tarifa por tempo de uso no contexto brasileiro, os resultados deste estudo permitem observar alguns aspectos gerais:

1. Diante das premissas adotadas neste estudo quanto à remuneração dos projetos, para um edifício operando em dias de semana e no horário comercial, investir em um sistema fotovoltaico com baterias destinadas ao autoconsumo da energia proveniente do gerador FV é menos vantajoso que adotar baterias a serem descarregadas no horário de ponta – sejam elas adquiridas com um gerador FV designado a carregá-las, sejam carregadas com energia advinda da rede elétrica (deslocamento de carga).

2. A redução dos custos de aquisição de baterias promoveria viabilidade econômica mais rapidamente para deslocamento de carga que para o investimento nas mesmas baterias adquiridas com um gerador fotovoltaico. No caso do edifício aqui considerado, se os custos das baterias sofressem uma redução de cerca de 25%, os bancos de baterias Li-íon e VRB passariam a ser viáveis para a estratégia DP na Tarifa Verde. Para a estratégia FVP, a factibilidade econômica do emprego dessas tecnologias começa a ser verificada a partir de uma redução de aproximadamente 50% desses custos. Isso se deve ao custo adicionado pelo gerador FV no investimento inicial do projeto, sendo mais vantajoso ao edifício arcar com custos de aquisição de eletricidade da rede elétrica para carregar as baterias.
3. O modo como variam os parâmetros de viabilidade econômica em função da alteração da tarifa se explica pelo fato de que aumentos tarifários encorajam consumidores economicamente capazes a investirem em soluções tecnológicas que lhes atribua algum nível de independência da rede elétrica, sobretudo quando um investimento é remunerado em horários de pico tarifário. No caso específico do deslocamento de carga, quanto maior a diferença entre as tarifas de ponta e fora de ponta, mais rentável o projeto. Os patamares de VPL e TIR correspondentes à Tarifa Verde são notadamente superiores àqueles associados à Tarifa Azul, o que se explica pelo fato de que a diferença entre os preços do quilowatt-hora de energia elétrica nos períodos ponta e fora de ponta é maior na Tarifa Verde (diferença atual de R\$ 1,00, em contraste com R\$ 0,16 na Tarifa Azul, considerando-se a soma dos valores TE e TUSD da Tabela 4.18), sugerindo maior rentabilidade do deslocamento de carga nesse esquema tarifário.
4. Quando aplicadas em deslocamento de carga, toda a capacidade das baterias pode ser aproveitada diariamente, o que não sempre se verifica quando são destinadas a armazenar eletricidade do gerador FV para que tal energia seja despachada no horário de pico tarifário. Ainda que baterias sejam dimensionadas para serem capazes de armazenar a quantidade máxima de energia advinda de um sistema FV, frequentemente tal capacidade de armazenamento será subutilizada em condições reais de geração fotovoltaica.
5. Observa-se ademais que, se por um lado determinada tecnologia de armazenamento é apontada na literatura como tendo custos de capital (em US\$/kW ou US\$/kWh) relativamente atrativos, por outro, os modelos correspondentes a essa tecnologia

comercializados na realidade podem ter dimensões notavelmente incompatíveis com a aplicação desejada, com altos custos resultantes. Tal é o caso da bateria NaS considerada neste trabalho, cujo modelo aplicado foi o de menores dimensões encontradas e que, embora apresente o menor custo por quilowatt-hora dentre as três tecnologias, exhibe o pior desempenho em praticamente todos os cenários da análise econômica.

Uma limitação da análise econômica aqui apresentada é não considerar queda nos custos de capital de Li-íon e NaS ao longo do tempo, já que podem ter valores menores quando da substituição das baterias e inversores. Em contraste, não se leva em conta que as baterias perdem capacidade e eficiência ao longo dos anos. O comportamento real dos custos tende a favorecer a viabilidade econômica, enquanto as perdas de eficiência e capacidade a desfavorecem. Não se consideram, ainda, efeitos de nebulosidade ocorrendo durante o dia, o que impacta a produção FV e a carga térmica do edifício. Além disso, num cenário real de importação de baterias, haveria incerteza em relação aos custos efetivos em virtude de trâmites alfandegários e variações do preço do dólar ao longo do processo de aquisição das baterias. Vale ressaltar também que os custos de inversores considerados nos projetos de deslocamento de carga não foram consultados tendo em vista modelos disponíveis no mercado, mas adotados de acordo com valor encontrado na literatura. Ainda, reconhece-se que uma combinação de efeitos favoráveis nas componentes de custo (quedas de preços de compra e de impostos e variações tarifárias), além de quedas nos custos de inversores, pode viabilizar os projetos mais rapidamente do que este trabalho sugere. Os mesmos métodos e estratégias aqui expostas podem ser adotadas para um edifício atendido em baixa tensão, categoria que em breve poderá aderir a uma tarifa por tempo de uso (Tarifa Branca).

Diante do exposto neste capítulo, conclui-se que, no presente, os projetos de armazenamento aqui contemplados não seriam economicamente factíveis. De todo modo, a partir dos resultados da análise de sensibilidade, é possível classificar as estratégias, em ordem decrescente de atratividade, como: DP, FVP e AFV. A primeira colocação da estratégia DP se justifica pelo fato de exigir as menores reduções de custo de capital e os menores aumentos tarifários para se tornar viável. Por outro lado, não é possível estabelecer uma hierarquia genérica dos tipos bateria de acordo com a viabilidade de sua adoção, já que esta varia em função das faixas de redução de custos e de aumento tarifário, bem como em função da estratégia adotada.

5 CONCLUSÃO

Motivado pelos benefícios técnicos possibilitados pela adoção de estratégias de armazenamento de energia elétrica pelo lado da demanda, este trabalho objetivou verificar, do ponto de vista do consumidor, a viabilidade econômica da adoção de três tipos de baterias (lítio-íon, sódio-enxofre e vanádio-redox) para acoplamento a um gerador fotovoltaico e para deslocamento de carga, em um edifício de perfil comercial apto a aderir a duas tarifas de energia elétrica por tempo de uso oferecidas no Brasil (Tarifa Azul e Tarifa Verde).

Os resultados mostram que atualmente nenhuma das estratégias consideradas seria viável ante os modelos de baterias adotados, e que apenas a adoção do gerador FV sem armazenamento seria vantajosa – situação em que o investimento inicial é bastante inferior aos dos projetos com baterias e em que se enxerga a rede elétrica como armazenador gratuito. O projeto de deslocamento de carga para redução da demanda contratada fora do horário de pico (DFP) foi descartado da análise de viabilidade dos investimentos, tendo em vista que o ganho financeiro decorrente dessa redução não compensaria os custos ocasionados pelas perdas no processo de armazenamento, acarretando aumento na conta de energia do edifício.

A análise de sensibilidade realizada evidencia que os custos de capital das baterias são o principal fator condicionando a viabilidade econômica das estratégias de armazenamento vislumbradas, de modo que, mantendo-se os quadros tarifário e tributário vigentes, seriam necessárias substanciais reduções em seus preços de aquisição e substituição para que se tornassem exequíveis. Ainda que se conclua que, no presente, os projetos de armazenamento contemplados neste estudo não são economicamente factíveis, a análise de sensibilidade permite classificá-los, em ordem decrescente de atratividade, como DP, FVP e AFV. O primeiro exige as menores reduções de custo de capital e os menores aumentos tarifários para se tornar viável. Já a hierarquia dos tipos bateria segundo sua viabilidade varia de acordo com os patamares de redução de custos e de aumento tarifário e com a estratégia adotada. Ademais, mesmo a eliminação dos impostos considerados manteria a maioria das estratégias inviável, e, nos poucos casos em que promovesse viabilidade, esta seria modesta em comparação com os melhores resultados decorrentes da redução de custos e do aumento tarifário.

Ressalta-se que os resultados do estudo de caso aqui apresentado correspondem às condições de um edifício em particular, com específico perfil de demanda e sob tarifação local, dos quais a viabilidade econômica de um projeto de armazenamento pelo lado da

demanda fortemente depende. O comportamento dos parâmetros econômicos aqui considerados pode fornecer orientação, no máximo, de caráter qualitativo a consumidores similares, embora incertezas relacionadas a como tarifas e períodos de pico tarifário serão configurados nos anos vindouros e como o órgão regulador nacional tratará compensações financeiras para armazenamento pelo lado da demanda dificulta ponderações sobre quando e em qual estratégia investir.

Finalmente, é oportuno ter em atenção que, em projetos de armazenamento de energia pautados pelos objetivos do PIR, não se deve prescindir da aferição das dimensões socioambientais de sua execução. Ainda que no futuro as rotas tecnológicas contempladas por este estudo passem a ser financeiramente viáveis, há que se considerar a maneira como baterias e componentes de um sistema FV são obtidos, a fim de que seus custos ambientais (como tipos e quantidades de gases poluentes emitidos e subprodutos tóxicos exalados em solo e água em decorrência de sua manufatura) e sociais (como as condições operacionais da mão-de-obra empregada na cadeia produtiva e impactos de processos produtivos na saúde humana) sejam captados, permitindo verificar ou não a sustentabilidade comumente invocada ao se referir a essas tecnologias, bem como comparar diferentes rotas tecnológicas sob tais aspectos.

Referências Bibliográficas

- ACCUWEATHER. **Tempo Mensal em Campinas**. Disponível em: <<https://www.accuweather.com/pt/br/campinas/45883/month/45883?monyr=1/01/2016#>>. Acesso em: 16 jan. 2017.
- ANEEL. **Energia Hidráulica Atlas de energia elétrica do Brasil**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf>.
- _____. **O que são bandeiras tarifárias?** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/baixa-tensao-itens/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/o-que-sao-bandeiras-tarifarias-/654800?inheritRedirect=false.>. Acesso em: 19 fev. 2017.
- ARABKOOHSAR, A.; MACHADO, L.; FARZANEH-GORD, M.; KOURY, R. N. N. Thermo-economic analysis and sizing of a PV plant equipped with a compressed air energy storage system. **Renewable Energy**, v. 83, p. 491–509, 2015.
- 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.
- ARTECONI, A.; HEWITT, N. J.; POLONARA, F. Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems. **Applied Thermal Engineering**, v. 51, n. 1–2, p. 155–165, 2013.
- ASHRAE. Nonresidential Cooling and Heat Load Calculations. In: **2005 ASHRAE Handbook—Fundamentals (SI)**. [s.l.] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 2005a. p. 30.1-30.60.
- _____. Thermal and Moisture Control in Insulated Assemblies — Fundamentals. In: **2005 ASHRAE Handbook—Fundamentals (SI)**. [s.l.] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 2005b. p. 23.2-23.3.
- _____. Fenestration. In: **2005 ASHRAE Handbook—Fundamentals (SI)**. [s.l.] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 2005c. p. 31.1-31.69.

AUER, J.; KEIL, J. State-of-the-art electricity storage systems. **Deutsch Bank Research**, 2012.

BAKER, J. New technology and possible advances in energy storage. **Energy Policy**, v. 36, n. 12, p. 4368–4373, 2008.

BAKER, J. N.; COLLINSON, A. Electrical Energy Storage at the turn of the Millenium. **Power Engineering**, v. 13, n. 3, p. 107–112, 2002.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de Câmbio**. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em: 20 jul. 2017a.

_____. **Histórico das Taxas de Juros**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp#notas>>. Acesso em: 17 jul. 2017b.

_____. **Histórico de Metas para a Inflação no Brasil**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2017c.

BEACON POWER. **Carbon Fiber Flywheels**. Disponível em: <<http://beaconpowerllc.net/carbon-fiber-flywheels/>>. Acesso em: 12 jun. 2016.

BEAUDIN, M.; ZAREIPOUR, H.; SCHELLENBERGLABE, A.; ROSEHART, W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review 10.1016/j.esd.2010.09.007: Energy for Sustainable Development | ScienceDirect.com. **Energy for Sustainable Development**, v. 14, n. 4, p. 302–314, 2010.

BITO, A. Overview of the sodium-sulfur battery for the IEEE Stationary Battery Committee. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005**, p. 1–4, 2005.

BITZER. **Catálogo Geral - Bitzer 2011**. Disponível em: <<http://www.geabock.com.br/pdf/cat004.pdf>>. Acesso em: 13 dez. 2016.

BORBA, B. S. M. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. **Energy**, v. 37, n. 1, p. 469–481, 2012.

BREEZE, P. Storage Technologies. In: **Power Generation Technologies**. 1. ed. [s.l: s.n.]. v. 1p. 134.

CANADIAN SOLAR. **Canadian CS6P Datasheet**. Disponível em: <https://www.solacity.com/docs/CSI/CS6P-P_Datasheet.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2017.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009.

CHIU, W.-Y.; SUN, H.; POOR, H. V. Demand-side energy storage system management in smart grid. **2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)**, p. 73–78, 2012.

CIEMAT. **Informe Anual 2006**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.psa.es/es/techrep/2006/ATR2006_esp.pdf>.

CORREIOS. **Alíquotas II e ICMS**. Disponível em: <https://www.correios.com.br/para-voce/correios-de-a-a-z/pdf/importa-facil-ciencia/Alíquotas_II_ICMS.pdf>. Acesso em: 19 jul. 2017.

CPFL. **Tributos Municipais, Estaduais e Federais**. Disponível em: <<https://servicosonline.cpfl.com.br/tributos.aspx>>. Acesso em: 21 fev. 2017.

_____. **Tarifas CPFL**. Disponível em: <<https://www.cpflempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=CPFL>>.

_____. **Tarifas PIS/Cofins - CPFL Paulista**. Disponível em: <<https://www.cpflempresas.com.br/institucional/piscofins.aspx?emp=1>>. Acesso em: 21 fev. 2017b.

CROTOGINO, F.; DONADEI, S.; BÜNGER, U.; LANDINGER, H. Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies. **Proceedings of the WHEC**, v. 78, 2010.

DALLINGER, D.; WIETSCHHEL, M. **Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012.

DENA. **Pilotprojekte. Strategieplattform Power to Gas**. Disponível em: <http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1>. Acesso em: 29 jun. 2016.

DENHOLM, P.; ELA, E.; KIRBY, B.; MILLIGAN, M. The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. **Nrel**, n. January, p. 1–53, 2010.

DENHOLM, P.; HOLLOWAY, T. Improved accounting of emissions from utility energy storage system operation. **Environmental Science and Technology**, v. 39, n. 23, p. 9016–9022, 2005.

DENHOLM, P.; KULCINSKI, G. L. Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. **Energy Conversion and Management**, v. 45, n. 13–14, p. 2153–2172, 2004.

DOE. Storage System Performance Supplement. **Discussion of Data for Smart Grid Metrics and Benefits**, 2010.

_____. **Types of Hydropower Plants**. Disponível em: <<https://energy.gov/eere/water/types-hydropower-plants>>. Acesso em: 27 dez. 2017.

_____. The Importance of Flexible Electricity Supply. **Solar Integration Series. 1 of 3**, p. 1–4, 2011.

DOMINGUEZ, A.; KLESSL, J.; LUVALL, J. C.; KLEISSL, J.; LUVALL, J. C. Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer. **Solar Energy** **85:2244–2255**, v. 2, n. 9, p. 1–21, 2011.

DRAGOON, K.; PAPAETHYMIU, G. Power System Flexibility Strategic Roadmap - Preparing power systems to supply reliable power from variable energy resources. p. 63, 2015.

DRIESEN, J.; KATIRAEI, F. Design for distributed energy resources. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 6, n. 3, p. 30–40, 2008.

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A.

Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain. **Energy Policy**, v. 37, n. 1, p. 126–139, 2009.

EBERLE, U.; MÜLLER, B.; VON HELMOLT, R. Fuel cell electric vehicles and hydrogen infrastructure: status 2012. **Energy & Environmental Science**, v. 5, n. 10, p. 8780, 2012.

ECOTARIUS. **X3-HYBRID-10.0T Solax Power Three Phase Hybrid Inverter**. Disponível em:

<<https://ecotarius.com/hybrid-three-phase/312-x3-hybrid-100t-solax-power-three-phase-hybrid-inverter.html>>. Acesso em: 16 set. 2017.

EPE. **Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização no SIN**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Nota Técnica EPE-DEA-DEE-RE-0012015-R0.compressed.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Nota_Tecnica_EPE-DEA-DEE-RE-0012015-R0.compressed.pdf)>.

_____. Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no horário de ponta. p. 25, 2015.

EVANS, A.; STREZOV, V.; EVANS, T. J. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 4141–4147, 2012.

EVANS, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, v. 27, n. 6, p. 555–560, 1981.

FALCETTA, F.; ZAMBON, R. Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro. **Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos**, 2013.

FERREIRA, H. L.; GARDE, R.; FULLI, G.; KLING, W.; LOPES, J. P. Characterisation of electrical energy storage technologies. **Energy**, v. 53, p. 288–298, 2013.

FRONIUS. **Dados Técnicos Fronius Symo Brasil**, 2014.

FUENTES, M. K. A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Arrays. **Sandia Report**, p. 60, 1987.

GAHLEITNER, G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. **International Journal of Hydrogen Energy**,

v. 38, n. 5, p. 2039–2061, 2013.

GAO, Y. J.; ZHAO, K. X.; WANG, C. **Economic dispatch containing wind power and electric vehicle battery swap station**. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. **Anais...**2012

GELLINGS, C. W. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

GIANNOULI, M.; YIANOULIS, P. Study on the incorporation of photovoltaic systems as an auxiliary power source for hybrid and electric vehicles. **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 441–451, 2012.

GIL, A.; MEDRANO, M.; MARTORELL, I.; LÁZARO, A.; DOLADO, P.; ZALBA, B.; CABEZA, L. F. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1-Concepts, materials and modellization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 31–55, 2010.

GUEDES, J. C. S. Manual de Tarifação da Energia Elétrica. p. 56, 2011.

HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6–7, p. 1513–1522, 2009.

HALL, P. J.; BAIN, E. J. Energy-storage technologies and electricity generation. **Energy Policy**, v. 36, n. 12, p. 4352–4355, 2008.

HAUSMANN, S. **The importance of batteries for electricity supply in Brazil**. Disponível em:

<<http://ees-magazine.com/the-importance-of-batteries-for-electricity-supply-in-brazil/>>.

Acesso em: 30 set. 2017.

HENZE, G. P. **Evaluation of Optimal Control for Ice Storage Systems**. [s.l.] University of Colorado, 1995.

HOFF, T. E.; PEREZ, R.; MARGOLIS, R. M. Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls. **Solar Energy**, v. 81, n. 7, p. 940–945, 2007.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V.; PEREIRA JUNIOR, A. O. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. **Energy**, v. 78, p. 513–523, 2014.

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. Technology Roadmap: Energy storage. **Energy Technology Perspectives**, p. 64, 2014.

IRENA. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis - Hydropower**. [s.l: s.n.].

_____. Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook. **Irena**, n. January, p. 60, 2015.

JANNUZZI, G. M.; SWISHER, J. N. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis**. Campinas: Editora Autores Associados, 1997.

KARIM, M. A. Experimental investigation of a stratified chilled-water thermal storage system. **Applied Thermal Engineering**, v. 31, n. 11–12, p. 1853–1860, 2011.

KEMPTON, W.; LETENDRE, S. E. Electric vehicles as a new power source for electric utilities. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 2, n. 3, p. 157–175, 1997.

KENISARIN, M. M. High-temperature phase change materials for thermal energy storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 3, p. 955–970, 2010.

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.

KNOWLEN, C.; MATTICK, A. T.; BRUCKNER, A. P.; HERTZBERG, A. High Efficiency Energy Conversion Systems for Liquid Nitrogen Automobiles. 1998.

KOCH, M.; BAUKNECHT, D.; HEINEMANN, C.; RITTER, D.; VOGEL, M.; TRÖSTER, E. Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. **Zeitschrift für**

Energiewirtschaft, p. 1–17, 2015.

KONDOH, J.; ISHII, I.; YAMAGUCHI, H.; MURATA, A.; OTANI, K.; SAKUTA, K.; HIGUCHI, N.; SEKINE, S.; KAMIMOTO, M. Electrical energy storage systems for energy networks. **Energy Conversion & Management**, v. 41, n. 17, p. 1863–1874, 2000.

KROFF. **Chiller Max - Condenser Approach**. Disponível em: <http://www.kroff.com/Documents/Kroff_ChillMax_Training.pdf>. Acesso em: 13 dez. 2016.

LASSETER, R. H.; PIAGI, P. **Extended microgrid using (DER) distributed energy resources**. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES. **Anais...2007**

LETENDRE, S. Solar Electricity as a Fuel for Light Vehicles. **Proceedings of the 2009 American Solar Energy Society Annual Conference, Boulder, CO, 2009**.

LI, W.; JOOS, G.; ABBEY, C. Attenuation of Wind Power Fluctuations in Wind Turbine Generators using a DC Bus Capacitor Based Filtering Control Scheme. **Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting**, v. 1, n. c, p. 216–221, 2006.

LIMMEECHOKCHAI, B.; CHUNGPAIBULPATANA, S. Application of cool storage air-conditioning in the commercial sector: An integrated resource planning approach for power capacity expansion planning and emission reduction. **Applied Energy**, v. 68, n. 3, p. 289–300, 2001.

LUND, P. D.; LINDGREN, J.; MIKKOLA, J.; SALPAKARI, J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 785–807, 2015.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, v. 137, p. 511–536, 2015.

LUTHANDER, R.; WIDÉN, J.; NILSSON, D.; PALM, J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. **Applied Energy**, 2015.

MALI, S.; JAMES, S.; TANK, I. Improving low voltage ride-through capabilities for grid connected wind turbine generator. **Energy Procedia**, v. 54, p. 530–540, 2014.

MIT ELECTRIC VEHICLE TEAM. **A Guide to Understanding Battery Specifications**. December, p. 1–3, 2008.

MOLINA, M. G.; MERCADO, P. E. Power flow stabilization and control of microgrid with wind generation by superconducting magnetic energy storage. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 3, p. 910–922, 2011.

MURATA. **The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor**. Disponível em: <<http://www.murata.com/products/capacitor/edlc/techguide/principle>>. Acesso em: 1 jul. 2016.

NAKABAYA, R. K. **Microgeração Fotovoltaica No Brasil : Viabilidade Econômica**. São Paulo: [s.n.].

NGK. **Technical catalog**. Disponível em: <<https://ngk.hs-sites.com/nas/catalog?hsCtaTracking=c95e05c4-ac69-4447-9b75-5c5aff4d6ad7%7Cebd2447b-e873-4db5-9d2b-11a3ddf58bd7>>. Acesso em: 26 jan. 2017.

NORRIS, B. L.; PEEK, G. H.; NICHOLS, D. K. Analysis of the NAS Battery and Multi-Technology Demonstration at AEP. **U.S. DOE Energy Storage Systems Research - Sandia National Laboratories**, 2005.

OHKI, Y. Commencement of Operation of the World's Largest Storage Battery Facility. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 33, n. 1, p. 59–61, 2016.

OLIVEIRA, P. H. B. S. **Avaliação do Potencial de Transformação do NIPE em uma Edificação de Energia Zero**. 2017. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

ONS. **Siglas e Unidades de Medidas Utilizadas**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos Compartilhados/dados/dados_relevantes_2011/09-Siglas-e-Unidades-de-Medidas-Utilizadas.html?expanddiv=09>. Acesso em: 23 set. 2017.

PALIWAL, P.; PATIDAR, N. P.; NEMA, R. K. Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 557–570, 2014.

PANG, C.; DUTTA, P.; KEZUNOVIC, M. BEVs/PHEVs as dispersed energy storage for V2B uses in the smart grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 473–482, 2012.

PASCHOTTA, R. **Power to Heat**. Disponível em: <https://www.energielexikon.info/power_to_heat.html>. Acesso em: 29 jun. 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R.. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: SWERA, 2006.

PEREZ-ARRIAGA, I. J. The Transmission of the Future: The Impact of Distributed Energy Resources on the Network. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 4, p. 41–53, 2016.

PIETTE, M. A. Analysis of a commercial ice-storage system: Design principles and measured performance. **Energy and Buildings**, v. 14, n. 4, p. 337–350, 1990.

POONPUN, P.; JEWELL, W. Analysis of the cost per kWh to store electricity. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, v. 23, n. 2, p. 529–534, 2008.

POUDINEH, R.; JAMASB, T. Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement. **Energy Policy**, v. 67, p. 222–231, 2014.

QURESHI, W. A.; NAIR, N.-K. C.; FARID, M. M. Impact of energy storage in buildings on electricity demand side management. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 5, p. 2110–2120, 2011.

RASTLER, D. **Overview of Electric Energy Storage Options for the Electric Enterprise**. Disponível em: <http://www.softtoyssoftware.com/dbnet/offline_docs/EPRiStorageAU1_1250812018.pdf>. Acesso em: 9 mar. 2016.

RASTLER, D. Electricity Energy Storage Technology Options. p. 170, 2010.

RECEITA FEDERAL. **Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações**. Disponível em: <<http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/>>. Acesso em: 19 jul. 2017.

REDT. **First redT Gen 2 Machine Dispatched From Manufacturing Facility**. Disponível em: <<http://www.redtenergy.com/blog/first-gen2-dispatched>>. Acesso em: 3 set. 2017.

_____. **Product specification: redT 5-20 energy storage machine**. Disponível em: <<http://www.redtenergy.com/files/Specification - 5-20.pdf>>. Acesso em: 29 ago. 2017.

RETSCREEN. **Photovoltaic Project Analysis**. [s.l: s.n.].

_____. **RETScreen® Software online user manual, Photovoltaic project model**. [s.l: s.n.].

RICHARDSON, D. B. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 247–254, 2013.

ROBERTS, B.; SANDBERG, C. The role of Energy Storage in Smart Grids. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 1139–1144, 2011.

RODRIGUES, V. M.; SANTOS, L. G. M.; LIMA, B. W. F.; GANZAROLLI, M. M.; JANNUZZI, G. M. **Estratégias para redução da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos**. In: Costa do Sauípe: Anais do VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 2015

SCHIEBAHN, S.; GRUBE, T.; ROBINIUS, M.; ZHAO, L.; OTTO, A.; KUMAR, B.; WEBER, M.; STOLTEN, D. Power to Gas. **Transition to Renewable Energy Systems**, p. 813–848, 2013.

SCHIEBAHN, S.; GRUBE, T.; ROBINIUS, M.; TIETZE, V.; KUMAR, B.; WEBER, M.; STOLTEN, D. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, n. 12, p. 4285–4294, 2015.

SCHILL, W.-P.; ZERRAHN, A.; KUNZ, F. Prosumage of Solar Electricity: Pros, Cons, and the System Perspective. v. 6, n. 1, p. 36, 2017.

SCHOENUNG, S. M.; HASSENZAHL, W. Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage A Study by the DOE Energy Storage Systems Program

SAND2001-0765. **Sandia National Laboratories U.S. Dept. of Energy**, n. March, p. 46 pp., 2001.

SEHAR, F.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. A peak-load reduction computing tool sensitive to commercial building environmental preferences. **Applied Energy**, v. 161, p. 279–289, 2016a.

SEHAR, F.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. An energy management model to study energy and peak power savings from PV and storage in demand responsive buildings. **Applied Energy**, v. 173, p. 406–417, 2016b.

SILVA, G. O.; HENDRICK, P. Photovoltaic self-sufficiency of Belgian households using lithium-ion batteries, and its impact on the grid. **Applied Energy**, v. 195, p. 786–799, 2017.

SOARES, J.; SILVA, M.; SOUSA, T.; VALE, Z.; MORAIS, H. Distributed energy resource short-term scheduling using Signaled Particle Swarm Optimization. **Energy**, v. 42, n. 1, p. 466–476, 2012.

SOLARIZAR. **Inversor Fronius Symo Brasil 12.0-3 208-240**. Disponível em: <<https://solarizar.com.br/index.php/produto/inversor-fronius-symo-brasil-12-0-3-208-240/>>. Acesso em: 16 set. 2017.

SOLAX POWER. **X1-HYBRID HV/ X3-HYBRID HV**, 2017. Disponível em: <<http://www.solaxpower.com/wp-content/uploads/2017/08/X3-hybrid-HV.pdf>>

SPITLER, J. D.; FISHER, D. E. Development of periodic response factors for use with the radiant time series method. **ASHRAE Transactions**, v. 105, 1999.

SPITLER, J. D.; FISHER, D. E.; PEDERSEN, C. O. Load Calculation Procedure. **ASHRAE Transactions**, v. 103, p. 503–516, 1997.

SPLITER, J. D. **RTS Excel Spreadsheet**.

Disponível em: <<http://www.hvac.okstate.edu/load-calculation-software>>. Acesso em: 16 out. 2016.

STERNBERG, A.; BARDOW, A. Power-to-What? - Environmental assessment of energy storage systems. **Energy & Environmental Science**, v. 8, n. 2, p. 389–400, 2015.

STETZ, T.; VON APPEN, J.; BRAUN, M.; WIRTH, G. Cost-optimal inverter sizing for ancillary services - field experience in Germany and future considerations. **26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, EU PVSEC. Proceedings**, v. 3, n. 1, 2011.

SWISHER, J. N.; JANNUZZI, G. M.; REDLINGER, R. Y. **Tools and Methods for Integrated Resource Planning Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment**. [s.l: s.n.]. v. 29

TAYLOR, P.; BOLTON, R.; STONE, D.; ZHANG, X. P.; MARTIN, C.; UPHAM, P. Pathways for energy storage in the UK. p. 1–56, 2012.

TESLA. Data Sheet Tesla Powerwall 2 AC. v. 2005, p. 2, 2016.

_____. **Tesla Powerwall**. Disponível em: <<https://www.tesla.com/powerwall>>. Acesso em: 10 jul. 2017a.

_____. **Powerwall 2 AC Owner's Manual**, 2017b. Disponível em: <https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall_2_AC_Owners_Manual.pdf>

TOLEDO, O. M.; FILHO, D. O.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 506–511, 2010.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão Nuclear**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TØNNESEN, A. E.; PEDERSEN, A. H.; NIELSEN, A. H.; KNÖPFLI, A. Electricity Storage Technologies for Short Term Power System Services at Transmission Level. **Power**, n. October, p. 1–74, 2010.

VAN DEN BOSSCHE, P.; VERGELS, F.; VAN MIERLO, J.; MATHEYS, J.; VAN AUTENBOER, W. SUBAT: An assessment of sustainable battery technology. **Journal of Power Sources**, v. 162, n. 2 SPEC. ISS., p. 913–919, 2006.

VAZQUEZ, S.; LUKIC, S. M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L. G.; CARRASCO, J. M. Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010.

WANG, Y.; TIAN, W.; REN, J.; ZHU, L.; WANG, Q. Influence of a building's integrated-photovoltaics on heating and cooling loads. **Applied Energy**, v. 83, n. 9, p. 989–1003, 2006.

WEN, D. S.; CHEN, H. S.; DING, Y. L.; DEARMAN, P. Liquid nitrogen injection into water: Pressure build-up and heat transfer. **Cryogenics**, v. 46, n. 10, p. 740–748, 2006.

WENIGER, J.; TJADEN, T.; QUASCHNING, V. Sizing of residential PV battery systems. **Energy Procedia**, v. 46, p. 78–87, 2014.

YAN, X.; ZHANG, X.; CHEN, H.; XU, Y.; TAN, C. Techno-economic and social analysis of energy storage for commercial buildings. **Energy Conversion and Management**, v. 78, p. 125–136, 2014.

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

ZAHEDI, A. Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 1, p. 866–870, 2011.

ZILLES, R.; RÜTHER, R.; MEI, P. R.; MOEHLECKE, A. Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão: Série Documentos Técnicos 02-10. p. 319, 2010.

APÊNDICE A – Dados de consumo dos aparelhos eletroeletrônicos e de iluminação do NIPE

A tabela a seguir detalha os dados coletados em campo a respeito dos aparelhos eletroeletrônicos e lâmpadas do prédio, bem como a distribuição das demandas horárias dos aparelhos conforme informações dos usuários.

Dados sobre consumo elétrico de equipamentos do edifício do NIPE (parte 1)

Sala	Ocupantes	Equipamento	Quantidade	Potência	Períodos de uso	Potência considerada (W)
54	3	Fan coil York	2	90 / 107 W	8:30 - 17:30	180
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 050011	1	500 VA	8:30 - 17:30	500
		Monitor AOC 2217V	1	100-240 V / 1,5 A	Esporadicamente	0
		Samsung AC adapter SADP 90FHB	1	100-240 V / 1,5 A (in); 19 V / 4,74 A (out)	Esporadicamente	0
		Monitor LG W2043S-PF	1	100-240 V / 1,0 A	Esporadicamente	0
		Monitor LG W2043S-PF	1	100-240 V / 1,0 A	8:30 - 17:30	127
		Impressora HP CE841A	1	110-127 V / 5,5 A	Esporadicamente	0
		Monitor Philips 193V5L	1	100-240 V / 1,5 A	Esporadicamente	0
		Aquecedor Splendore	1	1500 W	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	24	32 W / 640	8:30 - 17:30	840
56	1	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx)	Esporadicamente	0
		Monitor Philips	1	100-240 V / 1,5 A	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	12	32 W / 640	Esporadicamente	0
53	2	Fan coil York	1	196 / 230 W (média: 213 W)	8:30 - 17:30	196
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 030011	1	300 VA	8:30 - 17:30	300
		Monitor Philips 193V5L	1	100-240 V / 1,5 A	Esporadicamente	0
		Módulo de proteção SMS	1	1000 VA (nom.); 115 V / 9,4 A	8:30 - 17:30	1000
		Monitor LG LED 20 EN33	1	19 V / 1,2 A	Esporadicamente	0
		Módulo de proteção SMS	1	1000 VA (nom.); 115 V / 9,4 A	8:30 - 17:30	1000
		Notebook Dell IMW BN	1	19,5 V / 3,34 A	Esporadicamente	0
		Monitor LG LED 20 EN33	1	19 V / 1,2 A	Esporadicamente	0
		Impressora HP Officejet Pro 8600	1	100-240 V / 1,2 A	Esporadicamente	0
		Carregador para celular Samsung	1	100-240 V / 0,35 A (in); 5 V / 2 A (out)	1h/dia	0
		Notebook Dell Inspiron 15	1	100-240 V / 1,6 A (in); 19,5 V / 3,34 A (out)	8:30 - 17:30	203,2
				Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White)	12	32 W / 640

Dados sobre consumo elétrico de equipamentos do edifício do NIPE (parte 2)

Sala	Ocupantes	Equipamento	Quantidade	Potência	Períodos de uso	Potência considerada (W)
57	2	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx)	24h/dia	160
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 030011	1	300 VA	8:30 - 17:30	300
		Monitor Philips 193V5L	1	100-240 V / 1,5 A	Esporadicamente	0
		CPU Itautec Intel Core i3	1	100-240 Vac / 5 A	Esporadicamente	0
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 030011	1	300 VA	8:30 - 17:30	300
		Monitor LG Flatron L1752S	2	100-240 V / 0,8 A	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White)	10	32 W / 640	8:30 - 17:30	350
		UPS Station GXT Liebert	4	12 V / 9ª	24h/dia	108
		Baterias do no-break	20	12 V / 9 A	Esporadicamente	0
		Estabilizador Enermax	1	1000 VA	8:30 - 17:30	1000
		Impressora HP Laserjet 1015	1	110-127 V / 4 A	Esporadicamente	0
58	5	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx)	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White)	12	32 W / 640	Esporadicamente	0
		Estabilizador SMS Revolution IV	1	1000 VA	Esporadicamente	0
		Slim 1000 USB FM	1	35 W (consumo)	Esporadicamente	0
55	4	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx)	8:30 - 17:30	160
		Estabilizador SMS Revolution IV	1	1000 VA ; 115 V / 9,4 A	8:30 - 17:30	1000
		Monitor Dell	1	100-240 V / 1,6 A	Esporadicamente	0
		CPU Dell Vostro	1	105-230 V / 6-4 A	Esporadicamente	0
		Estabilizador SMS Revolution Speedy	2	500 VA ; 115 V / 4,6 A	8:30 - 17:30	1000
		Monitor LG Flatron 20EN33S	2	19 V / 12 A	Esporadicamente	0
		Estabilizador Enermax	1	1000 VA ; 115-200 V / 8,7-4,6 A (in)	8:30 - 17:30	1000
		Monitor LG Flatron L1752S	1	100-240 V / 0,8 A	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White)	12	32 W / 640	Esporadicamente	0
Secretaria	1	Fan coil York	1	196 / 230 W (média: 213 W)	8:30 - 17:30	196
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 030011	1	300 VA	8:30 - 17:30	300
		Monitor Samsung	1	100-240 V / 0,8 A	8:30 - 17:30	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White)	12	32 W / 640	8:30 - 17:30	420

Dados sobre consumo elétrico de equipamentos do edifício do NIPE (parte 3)

Sala	Ocupantes	Equipamento	Quantidade	Potência	Períodos de uso	Potência considerada (W)
29	2	Fan coil York	1	196 / 230 W (média: 213 W) 0,16 kWh (modo de espera) (assumido 6,8 W - stand-by)	8:30 - 17:30	196
		Impressora HP Officejet Pro 8600	1		8:30 - 17:30	6,8
		Estabilizador Enermax	1	1000 VA ; 115 V / 8,7 A	8:30 - 17:30	1000
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 030011	1	300 VA	8:30 - 17:30	300
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	12	32 W / 640	8:30 - 17:30	420
		Monitor LG Flatron 23MB35VQ-M	1	100-240 V / 1 A	8:30 - 17:30	0
23	0	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx) Normal: 409 W; Econômico: 330 W; Comunicação ligada: 3,5 W (standby); Comunicação desligada: 0,21 W (stand-by)	Esporadicamente	0
		Projektor Epson WUXGA Power Lite 1980WU	2		24h/dia	0,21
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	28	32 W / 640	Esporadicamente	0
		Receptor XS Wireless EM10 Sennheiser	2	12 Vdc / 0,3 A	24h/dia (stand-by)	0
		Processador de áudio Nexia VC Biamp	1	65 W (100-240 V)	24h/dia (stand-by)	0
		Amplificador de áudio MPA 401-70V Extron	1	36 W	24h/dia (stand-by)	0
		Comutador automático NDS-SS41 Absolute	1	14 W (máx)	24h/dia (stand-by)	0
		Conjunto LifeSize Room 220	2	100-240 V / 2,5 A	24h/dia (stand-by)	0
Câmera LifeSize 10x	2	20 W (típico) ; 40W (máximo)	24h/dia (stand-by)	0		
25	1	Fan coil York IRAM	2	196 / 230 W (média: 213 W)	8:30 - 17:30	392
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	8	32 W / 640	8:30 - 17:30	280
		Módulo de proteção Protector BMI PTC 030011	1	300 VA	8:30 - 17:30	300
		Monitor Itautec Infoway	1	100-240 V / 0,8 A	8:30 - 17:30	0
		Impressora HP Laserjet M1132MFP	1	100-127 V / 5,5 A	Esporadicamente	0

Dados sobre consumo elétrico de equipamentos do edifício do NIPE (parte 4)

Sala	Ocupantes	Equipamento	Quantidade	Potência	Períodos de uso	Potência considerada (W)
26	2	Fan coil York	1	196 / 230 W (média: 213 W) 35 watts (Maximum), 0.15 watts (Manual-Off),	8:30 - 17:30	196
		Impressora HP 8610 OfficejetPro	1	6.80 watts (Standby)	Esporadicamente	0
		Módulo de proteção (estabilizador)	2	115 V / 9.4 A	8:30 - 17:30	2162
		Monitor Philips	2	127 V / 1.5 A	8:30 - 17:30	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	8	32 W / 640	8:30 - 17:30	280
		Aquecedor Splendore	1	1500 W	Esporadicamente	0
27	1	Fan coil York IRAM	1	196 / 230 W (média: 213 W)	8:30 - 17:30	196
		Módulo de proteção (estabilizador)	1	115 V / 8.7 A	8:30 - 17:30	1000,5
		Monitor Itautec Infoway	1	100-240 V / 0.8 A Ativa: 445 W; Pronta: 18 W; Dormir: 6,7 W;	8:30 - 17:30	0
		Impressora HP Laserjet CP2025	1	Desligada: 0,48 W	24h/dia (stand-by)	0,48
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	12	32 W / 640	8:30 - 17:30	420
		Módulo de proteção (estabilizador)	1	115 V / 2.6 A	8:30 - 17:30	299
		Monitor Philips	1	100-240 V / 1.5 A	8:30 - 17:30	0
73	0	Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	12	32 W / 640	Esporadicamente	0
72	1	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx)	8:30 - 17:30	160
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	12	32 W / 640	8:30 - 17:30	420
		Notebook HP dv9608nr	1	90W AC Adapter	8:30 - 17:30	90
		Monitor LG Flatron	1	100 - 240 V / 0.8 A	8:30 - 17:30	101,6
71	2	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	1	160 W (máx)	8:30 - 17:30	160
		Módulo de proteção (estabilizador)	1	115 V / 2.57 A (300 W)	8:30 - 17:30	300
		Monitor Dell	3	100 - 240 V / 1.5 A	8:30 - 17:30	0
		Módulo de proteção SMS	1	115 V / 8.7 A (1000 VA)	8:30 - 17:30	1000
		Impressora HP	1	100 - 240 V / 1.2 A	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	12	32 W / 640	8:30 - 17:30	420

Dados sobre consumo elétrico de equipamentos do edifício do NIPE (parte 5)

Sala	Ocupantes	Equipamento	Quantidade	Potência	Períodos de uso	Potência considerada (W)
70	0	Unidade evaporadora Hitachi Utopia TCSD18	2	160 W (máx)	8:30 - 17:30	0
		Telefone sem fio Panasonic	1	100-240 V / 0.5 A	24h/dia (stand-by)	0
		Telefone sem fio Elgin	1	100-240 V / 0.2 A	24h/dia (stand-by)	0
		Notebook Dell	1	100-240 V / 1.5 A	Esporadicamente	0
		Módulo de proteção SMS uRL1.55	1	115 V / 2.6 A	Esporadicamente	0
		Telefone sem fio Intelbras	1	100-240 V / 0.3 A	Esporadicamente	0
		Lâmpadas fluorescentes OSRAM FO Cool White	24	32 W / 640	Esporadicamente	0
Corredores	0	Purificador de água Latina	3	127 V - 1,6 A	Intermitente	0
		Lâmpadas tipo 1	91	18W	8:30 - 17:30	1638
		Lâmpadas tipo 2	6	9W	8:30 - 17:30	54
		Bloco autônomo Blokito	6	15 W (bateria em recarga)	24h/dia	0
		Mostrador Carel pGD user interface	1	1.8 W	24h/dia	1,8
Cozinha	0	Refrigerador Electrolux RE134	1	127 V - Termostato na posição 3	24h (stand-by)	100
		Microondas Electrolux ME27F	1	127 V -	Esporadicamente	0
		Cafeteira	1	127 V -	Esporadicamente	0
Outras cargas (contabilização de potências desconhecidas, <i>stand-by</i> e intermitentes)					24h/dia	100

APÊNDICE B – Cálculo de impostos incidentes no preço de aquisição das baterias

Os impostos elencados a seguir foram calculados com base no Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações (RECEITA FEDERAL, 2016). A variável *VA* representa o valor aduaneiro da mercadoria (neste trabalho, assume-se que o valor aduaneiro é igual ao valor original do produto – em dólares – convertido para a moeda brasileira à taxa de câmbio descrita no Capítulo 4). Os coeficientes numéricos das equações correspondem às alíquotas dos respectivos impostos para baterias importadas (o código NCM informado ao simulador foi 8506.10.30).

Imposto de Importação (II):

$$II = 0,16 \cdot VA$$

Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI):

$$IPI = 0,15 \cdot (VA + II)$$

Tributo do Programa Integração Social (PIS):

$$PIS = 0,021 \cdot VA$$

Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS):

$$COFINS = 0,0965 \cdot VA$$

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) foi avaliado de acordo com documento dos Correios descrevendo seu cálculo para o caso de importações (CORREIOS, [s.d.]):

$$ICMS = \frac{a_{ICMS} \cdot (VA + II + IPI + PIS + COFINS)}{1 - a_{ICMS}}$$

Para a alíquota de ICMS a_{ICMS} , adotou-se o valor 18%, aplicado no Estado de São Paulo. Desse modo, o valor final (VF) de cada bateria é dado por:

$$VF = VA + II + IPI + PIS + COFINS + ICMS$$

ANEXO A – Licenças para uso de figuras

**ELSEVIER LICENSE
TERMS AND CONDITIONS**

Apr 10, 2018

This Agreement between Unicamp -- Luan Guanais Macrino dos Santos ("You") and Elsevier ("Elsevier") consists of your license details and the terms and conditions provided by Elsevier and Copyright Clearance Center.

License Number	4325451453786
License date	Apr 10, 2018
Licensed Content Publisher	Elsevier
Licensed Content Publication	Renewable and Sustainable Energy Reviews
Licensed Content Title	Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications
Licensed Content Author	Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, Venizelos Efthimiou
Licensed Content Date	August-September 2009
Licensed Content Volume	13
Licensed Content Issue	6-7
Licensed Content Pages	10
Start Page	1513
End Page	1522
Type of Use	reuse in a thesis/dissertation
Portion	figures/tables/illustrations
Number of figures/tables /illustrations	1
Format	electronic
Are you the author of this Elsevier article?	No
Will you be translating?	No
Original figure numbers	Figure 2
Title of your thesis/dissertation	Strategies for electrical energy storage and an economic viability analysis of the adoption of batteries to demand-side management
Expected completion date	Apr 2018
Estimated size (number of pages)	128
Requestor Location	Unicamp Cidade Universitária Zeferino Vaz Campinas, SP 13083859 Brazil Attn: Unicamp
Publisher Tax ID	GB 494 6272 12
Total	0.00 USD
Terms and Conditions	

**ELSEVIER LICENSE
TERMS AND CONDITIONS**

Apr 10, 2018

This Agreement between Unicamp -- Luan Guanais Macrino dos Santos ("You") and Elsevier ("Elsevier") consists of your license details and the terms and conditions provided by Elsevier and Copyright Clearance Center.

License Number	4325460347625
License date	Apr 10, 2018
Licensed Content Publisher	Elsevier
Licensed Content Publication	Journal of Power Sources
Licensed Content Title	SUBAT: An assessment of sustainable battery technology
Licensed Content Author	Peter Van den Bossche,Frédéric Vergels,Joeri Van Mierlo,Julien Matheys,Wout Van Autenboer
Licensed Content Date	Nov 22, 2006
Licensed Content Volume	162
Licensed Content Issue	2
Licensed Content Pages	7
Start Page	913
End Page	919
Type of Use	reuse in a thesis/dissertation
Intended publisher of new work	other
Portion	figures/tables/illustrations
Number of figures/tables /illustrations	1
Format	electronic
Are you the author of this Elsevier article?	No
Will you be translating?	No
Original figure numbers	Figure 1
Title of your thesis/dissertation	Strategies for electrical energy storage and an economic viability analysis of the adoption of batteries to demand-side management
Expected completion date	Apr 2018
Estimated size (number of pages)	128
Requestor Location	Unicamp Cidade Universitária Zeferino Vaz Campinas, SP 13083859 Brazil Attn: Unicamp
Publisher Tax ID	GB 494 6272 12
Total	0.00 USD

**ELSEVIER LICENSE
TERMS AND CONDITIONS**

Apr 10, 2018

This Agreement between Unicamp -- Luan Guanais Macrino dos Santos ("You") and Elsevier ("Elsevier") consists of your license details and the terms and conditions provided by Elsevier and Copyright Clearance Center.

License Number	4325460661851
License date	Apr 10, 2018
Licensed Content Publisher	Elsevier
Licensed Content Publication	Applied Energy
Licensed Content Title	State of the art of thermal storage for demand-side management
Licensed Content Author	A. Arteconi,N.J. Hewitt,F. Polonara
Licensed Content Date	May 1, 2012
Licensed Content Volume	93
Licensed Content Issue	n/a
Licensed Content Pages	19
Start Page	371
End Page	389
Type of Use	reuse in a thesis/dissertation
Intended publisher of new work	other
Portion	figures/tables/illustrations
Number of figures/tables /illustrations	1
Format	electronic
Are you the author of this Elsevier article?	No
Will you be translating?	Yes, without English rights
Number of languages	1
Languages	Portuguese
Original figure numbers	Figure 9
Title of your thesis/dissertation	Strategies for electrical energy storage and an economic viability analysis of the adoption of batteries to demand-side management
Expected completion date	Apr 2018
Estimated size (number of pages)	128
Requestor Location	Unicamp Cidade Universitária Zeferino Vaz Campinas, SP 13083859 Brazil Attn: Unicamp
Publisher Tax ID	GB 494 6272 12

**ELSEVIER LICENSE
TERMS AND CONDITIONS**

Apr 10, 2018

This Agreement between Unicamp -- Luan Guanais Macrino dos Santos ("You") and Elsevier ("Elsevier") consists of your license details and the terms and conditions provided by Elsevier and Copyright Clearance Center.

License Number	4325460858816
License date	Apr 10, 2018
Licensed Content Publisher	Elsevier
Licensed Content Publication	Renewable Energy
Licensed Content Title	Thermo-economic analysis and sizing of a PV plant equipped with a compressed air energy storage system
Licensed Content Author	A. Arabkoohsar,L. Machado,M. Farzaneh-Gord,R.N.N. Koury
Licensed Content Date	Nov 1, 2015
Licensed Content Volume	83
Licensed Content Issue	n/a
Licensed Content Pages	19
Start Page	491
End Page	509
Type of Use	reuse in a thesis/dissertation
Intended publisher of new work	other
Portion	figures/tables/illustrations
Number of figures/tables /illustrations	1
Format	electronic
Are you the author of this Elsevier article?	No
Will you be translating?	No
Original figure numbers	Figure 4
Title of your thesis/dissertation	Strategies for electrical energy storage and an economic viability analysis of the adoption of batteries to demand-side management
Expected completion date	Apr 2018
Estimated size (number of pages)	128
Requestor Location	Unicamp Cidade Universitária Zeferino Vaz Campinas, SP 13083859 Brazil Attn: Unicamp
Publisher Tax ID	GB 494 6272 12
Total	0.00 USD

**JOHN WILEY AND SONS LICENSE
TERMS AND CONDITIONS**

Apr 10, 2018

This Agreement between Unicamp -- Luan Guanais Macrino dos Santos ("You") and John Wiley and Sons ("John Wiley and Sons") consists of your license details and the terms and conditions provided by John Wiley and Sons and Copyright Clearance Center.

License Number	4325461328960
License date	Apr 10, 2018
Licensed Content Publisher	John Wiley and Sons
Licensed Content Publication	Wiley Books
Licensed Content Title	Power to Gas
Licensed Content Author	
Licensed Content Date	Jun 21, 2013
Licensed Content Pages	36
Type of use	Dissertation/Thesis
Requestor type	University/Academic
Format	Electronic
Portion	Figure/table
Number of figures/tables	1
Original Wiley figure/table number(s)	Figure 39.1
Will you be translating?	No
Title of your thesis / dissertation	Strategies for electrical energy storage and an economic viability analysis of the adoption of batteries to demand-side management
Expected completion date	Apr 2018
Expected size (number of pages)	128
Requestor Location	Unicamp Cidade Universitária Zeferino Vaz Campinas, SP 13083859 Brazil Attn: Unicamp
Publisher Tax ID	EU826007151
Total	0.00 USD
Terms and Conditions	



RightsLink®

Home

Account Info

Help



Title: The concept of demand-side management for electric utilities
Author: C.W. Gellings
Publication: Proceedings of the IEEE
Publisher: IEEE
Date: Oct. 1985
 Copyright © 1985, IEEE

Logged in as:
 Luan Guanais Macrino dos Santos
 Unicamp

LOGOUT

Thesis / Dissertation Reuse

The IEEE does not require individuals working on a thesis to obtain a formal reuse license, however, you may print out this statement to be used as a permission grant:

Requirements to be followed when using any portion (e.g., figure, graph, table, or textual material) of an IEEE copyrighted paper in a thesis:

- 1) In the case of textual material (e.g., using short quotes or referring to the work within these papers) users must give full credit to the original source (author, paper, publication) followed by the IEEE copyright line © 2011 IEEE.
- 2) In the case of illustrations or tabular material, we require that the copyright line © [Year of original publication] IEEE appear prominently with each reprinted figure and/or table.
- 3) If a substantial portion of the original paper is to be used, and if you are not the senior author, also obtain the senior author's approval.

Requirements to be followed when using an entire IEEE copyrighted paper in a thesis:

- 1) The following IEEE copyright/ credit notice should be placed prominently in the references: © [year of original publication] IEEE. Reprinted, with permission, from [author names, paper title, IEEE publication title, and month/year of publication]
- 2) Only the accepted version of an IEEE copyrighted paper can be used when posting the paper or your thesis on-line.
- 3) In placing the thesis on the author's university website, please display the following message in a prominent place on the website: In reference to IEEE copyrighted material which is used with permission in this thesis, the IEEE does not endorse any of [university/educational entity's name goes here]'s products or services. Internal or personal use of this material is permitted. If interested in reprinting/republishing IEEE copyrighted material for advertising or promotional purposes or for creating new collective works for resale or redistribution, please go to http://www.ieee.org/publications_standards/publications/rights/rights_link.html to learn how to obtain a License from RightsLink.

If applicable, University Microfilms and/or ProQuest Library, or the Archives of Canada may supply single copies of the dissertation.

BACK

CLOSE WINDOW