



Renato de Oliveira Gabriel

**Análises energética, econômica e ambiental de um
micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e
painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e
industriais**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sergio Leal Braga

Coorientador: Prof. Florian Alain Yannick Pradelle

Rio de Janeiro
Agosto de 2020



Renato de Oliveira Gabriel

**Análises energética, econômica e ambiental de um
micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e
painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e
industriais**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Sergio Leal Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Florian Alain Yannick Pradelle

Coorientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Carlos de Lamare Bastian Pinto

Departamento de Administração – PUC-Rio

Dr. Eduardo Torres Serra

ES+PS Consultoria

Dr. José Geraldo de Melo Furtado

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)

Rio de Janeiro, 20 de Agosto de 2020

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

Renato de Oliveira Gabriel

Graduou-se em engenharia de controle e automação (2016) e engenharia elétrica/eletrônica (2017) na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Participou no desenvolvimento de projetos de engenharia no setor de óleo e gás, nas áreas de elétrica e instrumentação eletrônica.

Ficha Catalográfica

Gabriel, Renato de Oliveira

Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais / Renato de Oliveira Gabriel ; orientador: Sergio Leal Braga ; coorientador: Florian Alain Yannick Pradelle. – 2020.

214 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2020.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Simulação numérica. 3. PEMFC. 4. Baterias. 5. On-grid. 6. Cogeração. I. Braga, Sergio Leal. II. Yannick, Florian Alain. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

Em primeiro lugar à minha família pelo amor, carinho, apoio, orientação e incentivo em perseguir meus ideais. Obrigado pela imensa contribuição em meu desenvolvimento pessoal e profissional.

À minha namorada Érica, por estar sempre presente nos momentos felizes e nos períodos difíceis. Agradeço pelo amor, carinho, amizade, inspiração e companheirismo.

Aos meus orientadores Sergio Braga e Florian Pradelle pelo desafio apresentado, ótima orientação e disposição em ajudar. Agradeço também pela amizade e pela grande contribuição em minha formação profissional.

Aos colaboradores Dr. Carlos Bastian, Dr. Eduardo Serra, Dr. Epifanio Mamani Ticona, MSc. Nestor Cotelo e Eng. Severino Wanderley pela orientação e auxílio indispensáveis ao desenvolvimento deste projeto.

À empresa Guascor do Brasil e seus colaboradores pelo patrocínio e incentivo à realização deste projeto.

Aos professores Florian Pradelle, Igor Braga, Ivan Menezes, José Alberto Parise, Marcelo Dreux e Sergio Braga do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio pela sólida formação acadêmica nas disciplinas do mestrado.

Aos professores Marcos Sebastião e Rafael Menezes pelo aprendizado e desenvolvimento adquiridos na disciplina de estágio em docência.

À todos os meus amigos da PUC-Rio, do Colégio Santo Inácio e da vida pelos momentos de alegria, pela amizade e pelo auxílio em minhas escolhas.

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

Resumo

Gabriel, Renato de Oliveira; Braga, Sergio Leal; Pradelle, Florian Alain Yannick. **Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais.** Rio de Janeiro, 2020. 214p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A crescente demanda global por energia e a finitude dos recursos fósseis despertaram grande interesse pelo uso de energias renováveis e tecnologias menos poluentes. Neste contexto, este trabalho introduz uma simulação numérica de um sistema híbrido on-grid de uma unidade combinada de calor e potência (CHP) para microaplicações residenciais e industriais. O sistema é composto por uma célula a combustível tipo membrana polimérica (PEMFC) de 5 kW acoplada a um reformador de gás natural, painéis fotovoltaicos (245 W) e baterias (100 Ah cada) conectados à rede elétrica através de um inversor híbrido bidirecional. Uma análise energética foi desenvolvida para validar a rotina computacional e determinar a vazão de gás natural. Em seguida, foi realizada uma análise econômica baseada na evolução do fluxo de caixa dos usuários e no custo cumulativo total do sistema no horizonte de 2020 a 2040, de forma a investigar a influência das taxas de incremento das tarifas de energia elétrica e gás natural, diferentes configurações do sistema, do número de consumidores e do fator de aproveitamento de créditos na rede. Diferentes tipos de tarifa (convencional e branca) e a possibilidade de cogeração com o rejeito térmico da PEMFC também foram avaliados. Ao final, uma análise ambiental foi desenvolvida para avaliar a contribuição para o potencial de aquecimento global do micro-CHP. Paybacks entre 6 e 20 anos de operação do sistema foram alcançados para diferentes combinações dos parâmetros examinados considerando-se a adesão no ano de 2020. Adicionalmente, fortes reduções no custo cumulativo total foram obtidas levando-se em conta a queda prevista nos custos de aquisição dos componentes para as próximas décadas. Finalmente, emissões equivalentes até 30% inferiores às da eletricidade da matriz energética nacional e do fornecimento de calor por queima de gás natural foram calculadas com uso da cogeração no atendimento da demanda térmica dos usuários.

Palavras-chave

Simulação numérica; PEMFC; Baterias; On-grid; Cogeração.

Abstract

Gabriel, Renato de Oliveira; Braga, Sergio Leal; Pradelle, Florian Alain Yannick. **Energy, economic and environmental analysis of a micro-CHP with fuel cell using natural gas and photovoltaic panels for residential and industrial applications.** Rio de Janeiro, 2020. 214p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The growing global energy demand and fossil resources depletion have triggered great interest in the use of renewable energy and low emission technologies. In this context, this work introduces a numerical simulation of an on-grid hybrid system of a combined heat and power unit (CHP) for residential and industrial micro-applications. The system consists of a 5 kW proton-exchange membrane fuel cell (PEMFC) coupled to a natural gas reformer, photovoltaic panels (245 W) and batteries (100 Ah each) connected to the grid through a bidirectional inverter. An energy analysis was carried out to validate the computational routine and assess the natural gas flow and the thermal and electrical efficiencies of the CHP unit. Afterwards, an economic analysis was developed to determine the consumers' cash flow progression and the total cumulative cost of the system in an 2020-2040 horizon in order to investigate the influence of increasing natural gas and electricity tariffs, different system configurations, the number of consumers and the reverse metering factor from the grid. Different types of tariffs (conventional and alternative) and the possibility of cogeneration with the thermal rejection from the PEMFC were also evaluated. At last, an environmental analysis was developed to assess the contribution to the global warming potential of the micro-CHP. Paybacks between 6 and 20 years of system's operation were achieved for different combinations of the studied parameters considering beginning of operation in 2020. Additionally, great reductions in the total cumulative cost were obtained considering the predicted decrease in system's components acquisition costs for the next decades. Finally, reductions in CO_2 emissions of up to 30% compared to those of the electricity from the Brazilian energy matrix and heat supply from burning natural gas were obtained when cogeneration from CHP unit was accounted to meet the consumers' thermal demand.

Keywords

Numerical simulation; PEMFC; Batteries; On-grid; Cogeneration.

Sumário

1	Introdução	24
1.1.	Motivação	24
1.1.1.	Crescente Demanda Energética e Maior Participação das Fontes Renováveis	24
1.1.2.	Descentralização da Geração de Energia Elétrica (Geração Distribuída)	26
1.1.3.	Armazenamento e Flexibilização de Geração através de Sistemas Híbridos de Energia	29
1.2.	Objetivos	31
1.3.	Organização do Trabalho	32
2	Revisão bibliográfica	34
2.1.	Matriz Energética	34
2.1.1.	Panorama Mundial	34
2.1.2.	Panorama Nacional	36
2.2.	Mercado de Gás Natural	40
2.2.1.	Panorama Mundial	40
2.2.2.	Panorama Nacional	43
2.3.	Células a Combustível	52
2.3.1.	Princípio de Operação	52
2.3.2.	Principais Tipos de Células a Combustível	53
2.3.3.	Células a Combustível x Máquinas Térmicas Convencionais	54
2.4.	Estado da Arte dos Sistemas Híbridos de Energia	56
3	Modelagem do Sistema Híbrido de Geração de Energia	68
3.1.	Modelagem dos Componentes do Sistema	69
3.1.1.	Perfil de Carga dos Consumidores	69
3.1.2.	Painéis Fotovoltaicos	70
3.1.3.	Banco de Baterias	71
3.1.4.	Célula a Combustível (CaC)	77
3.2.	Modelagem Econômica	82
3.2.1.	Investimento Inicial e Manutenção dos Equipamentos	82

3.2.2. Custos de Operação	83
3.2.3. Projeção dos Custos Futuros dos Componentes do Sistema	88
3.2.4. Tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural	91
3.2.5. Percentual de Aproveitamento de Créditos na Rede	94
3.2.6. Conversão de Moedas Estrangeiras	95
3.2.7. Fluxo de Caixa em Valor Presente Líquido	95
3.3. Modelagem Ambiental	97
3.3.1. Emissão de CO ₂ na Produção / Manufatura dos Componentes	98
3.3.2. Emissão de CO ₂ na Operação dos Componentes	100
4 Desenvolvimento do Simulador e Lógica de Controle	103
4.1. Definição das Variáveis e Parâmetros de Entrada	103
4.2. Desenvolvimento da Lógica de Controle	107
4.2.1. Configurações CaC + Bateria + Painéis e CaC + Baterias	107
4.2.2. Configuração CaC + Painéis	116
4.2.3. Configuração Painéis + Bateria	120
4.2.4. Configuração Fotovoltaica Convencional (Somente PV)	122
4.3. Validação e exemplo de aplicação	122
4.3.1. Exemplo de Sistema com Tarifa Convencional	122
4.3.2. Exemplo de Sistema com Tarifa Branca	129
4.3.3. Validação do Fluxo de Caixa para Sistemas Fotovoltaicos Convencionais	131
4.3.4. Exemplos de Cálculo do Custo Cumulativo Total	134
5 Resultados e Discussão	139
5.1. Impacto do Modelo da Bateria	140
5.2. Impacto da Aleatoriedade de Clima	141
5.3. Impacto do Número de Consumidores	143
5.3.1. Tarifa Convencional	143
5.3.2. Tarifa Branca	149
5.3.3. Conclusão Parcial	154
5.4. Impacto do Aumento das Tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural	155
5.4.1. Com Cogeração	155

5.4.2. Sem Cogeração	162
5.4.3. Conclusão Parcial	166
5.5. Impacto da Configuração do Sistema	166
5.5.1. Tarifa Convencional	166
5.5.2. Tarifa Branca	172
5.5.3. Conclusão Parcial	177
5.6. Impacto do Aproveitamento de Créditos na Rede	178
5.6.1. Tarifa Convencional	178
5.6.2. Tarifa Branca	185
5.6.3. Conclusão Parcial	190
5.7. Emissão Total de CO ₂ do Sistema	191
5.7.1. Configuração Cac + PV + B	191
5.7.2. Configuração Cac + PV	193
5.7.3. Configuração Cac + B	194
5.7.4. Comparação com Sistemas Convencionais	196
6 Conclusão	198
Referências	203
Anexos	211
Anexo A: Datasheet da Célula a Combustível	211
Anexo B: Datasheet do Inversor	212
Anexo C: Datasheet do Painei Fotovoltaico YL245P-29b	213
Anexo D: Datasheet da Bateria	214

Lista de Figuras

Figura 1: Projeção do uso de eletricidade por setor no mundo (fonte: adaptado de [IEA, 2019]).....	24
Figura 2: Projeção da geração elétrica líquida por fonte no mundo (fonte: adaptado de IEA, 2019).....	25
Figura 3: Sistemas de geração elétrica centralizado e distribuído (Adaptado de: EHSAN, 2017).....	26
Figura 4: Evolução da microgeração e minigeração distribuídas no Brasil (fonte: BEN, 2019).....	28
Figura 5: Evolução do de painéis fotovoltaicos no mundo (Fonte: adaptado de Kavlak, 2018).	28
Figura 6: Fluxo de potência diário de um sistema fotovoltaico convencional (fonte: adaptado de IEA, 2014).	29
Figura 7: Geração de energia elétrica mundial por fonte em (a) 1980 e (b) 2016 (Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019, EPE).....	34
Figura 8: Projeção da capacidade instalada por fonte no mundo (fonte: IEA, 2019).	35
Figura 9: Geração de energia elétrica por fonte no Brasil em 2018 (fonte: BEN, 2019).....	37
Figura 10: Evolução da participação por fonte na geração elétrica brasileira nos últimos 10 anos (fonte: BEN, 2019).....	37
Figura 11: Participação por fonte na geração termelétrica brasileira em 2018 (fonte: adaptado de BEN, 2019).....	38
Figura 12: Participação de cada fonte na microgeração e minigeração distribuídas no Brasil em 2018 (fonte: BEN, 2019).....	39
Figura 13: Evolução da inflação e da tarifa média de energia elétrica brasileira entre 2013 e 2018 (fonte: adaptado de EPE, 2019).....	40
Figura 14: Consumo mundial de gás natural e perspectivas para 2040 (Fonte: Caderno de Gás Natural FGV Energia, 2014).	41
Figura 15: Principais fluxos comerciais de gás natural no mundo em 2019 (bilhões de metros cúbicos) (fonte: BP, 2020).....	43

Figura 16: Histórico do balanço de gás natural no Brasil (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).....	44
Figura 17: Percentual da origem do gás natural ofertado em território nacional (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).....	45
Figura 18: Percentual de consumo do gás natural por setores em 2018 (fonte: WOLKE, 2019).	46
Figura 19: Distribuição das malhas de dutos de transporte de gás no Brasil e Estados Unidos (Fonte: Caderno de Gás Natural FGV Energia, 2014).47	
Figura 20: Evolução das malhas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).....	48
Figura 21: Média das tarifas de gás natural em US\$ por milhão de BTU para o setor industrial no mundo em 2019 (fonte: WOLKE, 2019).	48
Figura 22: Histórico dos preços do gás nacional e do gás boliviano (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).....	49
Figura 23: Representação esquemática e princípio de funcionamento de uma célula a combustível (Fonte: SANTOS, 2017).	52
Figura 24: Comparação da eficiência média de células a combustível e máquinas térmicas convencionais (fonte: ALVES, 2013).	54
Figura 25: Esquema geral do trabalho de Rekioua et. al (2013).	56
Figura 26: Esquema geral do trabalho de Maclay et al. (2006).	57
Figura 27: Esquema geral do trabalho de Ozgirgin et. al (2015).	59
Figura 28: Esquema geral do trabalho de Mezzai et. al (2014).	60
Figura 29: Esquema geral do trabalho de Fontell et. al (2004).	61
Figura 30: Eficiência do sistema com HTPEM, por condição de carga, do trabalho de Zuliani et. al (2012).	63
Figura 31: Esquema geral do trabalho de Di Marcoberardino et. al (2017).	64
Figura 32: Esquemático geral do trabalho de Inac <i>et al.</i> (2019).	65
Figura 33: Esquemático geral do trabalho de Ahmadi <i>et al.</i> (2019).	66
Figura 34: Esquema geral do sistema híbrido proposto.	68

Figura 35: Perfis de carga diários dos consumidores residenciais e industriais de baixa potência (fonte: FRANCISQUINI, 2006).	70
Figura 36: Potência de saída dos painéis fotovoltaicos para clima ensolarado, parcialmente nublado e nublado no simulador (fonte: SILVA, 2017).	71
Figura 37: Modelo de uma célula de bateria tipo chumbo-ácido (fonte: Jackey, 2007).	72
Figura 38: Modelo sintetizado utilizado para o banco de baterias do projeto (fonte: Jackey, 2007).	75
Figura 39: Eficiência típica de baterias tipo VRLA com o estado de carga [Fonte: JSSATEN, 2016].	77
Figura 40: Curvas de consumo e geração elétrica durante todas as fases de operação da célula a combustível tipo PEM de 5 kW, disponibilizadas pela Helbio.	78
Figura 41: Diferença de potencial de uma célula a combustível por faixa de perda [ERICKSON, 2012].	81
Figura 42: Lógica de atualização da poupança e do consumo da rede. ..	86
Figura 43: Evolução do custo de painéis fotovoltaicos no horizonte de 2020 a 2040.	89
Figura 44: Evolução do custo do conjunto Cac + reformador no horizonte de 2020 a 2040.	90
Figura 45: Evolução do custo baterias VRLA tipo chumbo-ácido no horizonte de 2020 a 2040.	90
Figura 46: Histórico da energia armazenada nos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste entre 2000 e 2020 [ONS, 2020].	91
Figura 47: Cenários de (a) 0% e (b) 2% de incremento das tarifas de energia elétrica.	93
Figura 48: Cenários de queda de 40% em três anos e (a) 0% e (b) 2% de incremento das tarifas de gás natural.	93
Figura 49: Proposta de cenários de taxaço da energia elétrica exportada à rede (fonte: ANEEL, 2020).	94
Figura 50: Geração elétrica, por fonte, da matriz energética americana (fonte: IEA, 2019).	98
Figura 51: Etapas do ciclo de vida de um produto [Miranda, 2012].	99

Figura 52: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac desligada.	109
Figura 53: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac aquecendo.	110
Figura 54: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac em produção.	111
Figura 55: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac resfriando	112
Figura 56: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac desligada.	113
Figura 57: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac aquecendo.	114
Figura 58: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac produção.	115
Figura 59: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac resfriando.	116
Figura 60: Diagrama de blocos lógico para Cac (a) desligada (b) aquecendo (c) em produção e (d) resfriando do sistema Cac + PV para tarifa convencional.	117
Figura 61: Diagrama de blocos lógico para Cac (a) desligada (b) aquecendo (c) em produção e (d) resfriando do sistema Cac + PV para tarifa branca.	119
Figura 62: Diagrama de blocos lógico do sistema PV + Bateria para tarifa convencional.	120
Figura 63: Diagrama de blocos lógico do sistema PV + Bateria para tarifa branca.	121
Figura 64: Diagrama de blocos lógico do sistema PV puro comum às tarifas convencional e branca.	122
Figura 65: Fluxo de energia do sistema para 1 consumidor residencial operando com o sistema completo, tarifa convencional e coeficiente de aproveitamento de 72%.	123
Figura 66: Evolução da poupança, consumo de energia elétrica e custo de energia elétrica durante quatro dias de simulação para tarifa convencional.	124

Figura 67: Parâmetros de operação da Cac para quatro dias de simulação na tarifa convencional.....	125
Figura 68: Parâmetros de operação do banco de baterias para quatro dias de simulação na tarifa convencional.	126
Figura 69: Variação da poupança, custo de energia e consumo da rede para um mês de operação.....	127
Figura 70: Variação da poupança, custo de energia e consumo da rede para um ano de operação.....	128
Figura 71: Fluxo de energia do sistema para 1 consumidor residencial operando com o sistema completo, tarifa branca e coeficiente de aproveitamento de 72%.....	130
Figura 72: Evolução da poupança, consumo de energia elétrica e custo de energia elétrica durante quatro dias de simulação para tarifa branca. ...	131
Figura 73: Fluxo de caixa em VPL para operação do sistema fotovoltaico puro nas categorias residencial e industrial para os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina.....	133
Figura 74: Fluxo de caixa dos usuários para 20 anos de simulação do sistema.....	135
Figura 75: Custo cumulativo e custo de compra direta da rede para 10 anos de operação no horizonte de 2020 a 2040.	138
Figura 76: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa convencional.	144
Figura 77: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa convencional.....	148
Figura 78: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa branca.....	150
Figura 79: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa branca.....	154
Figura 80: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com cogeração.....	157

Figura 81: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) (b) 5 anos (industrial) com cogeração.	161
Figura 82: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais sem cogeração.....	163
Figura 83: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) sem cogeração.	165
Figura 84: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa convencional.	167
Figura 85: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa convencional.....	171
Figura 86: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa branca.....	173
Figura 87: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa branca.....	177
Figura 88: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa convencional.	179
Figura 89: Impacto do fator de aproveitamento da rede no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa convencional.	184
Figura 90: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa branca..	186
Figura 91: Impacto do fator de aproveitamento da rede no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa branca.	190
Figura 92: Emissão de CO ₂ das configurações do sistema, de tecnologias CHP convencionais e das matrizes energéticas brasileira e americana.	196

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados comparativos entre os tipos de consumidores utilizados no projeto.	70
Tabela 2: Custos de aquisição, instalação e manutenção dos componentes do sistema.	83
Tabela 3: Tarifas de energia elétrica, por posto horário, para consumidores categoria B.	84
Tabela 4: Tarifas de consumo de gás natural por faixa de consumo e categoria de consumidor	86
Tabela 5: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO2 do sistema proposto.....	99
Tabela 6: Contribuição da operação das fontes utilizadas na emissão de CO2 do sistema.....	101
Tabela 7: Parâmetros de entrada do simulador, definidos pelo usuário.	103
Tabela 8: Definição dos parâmetros pré-definidos no simulador.....	104
Tabela 9: Definição dos parâmetros calculados internamente pelo simulador.....	106
Tabela 10: Custos e parâmetros operacionais para um mês de operação do sistema.	127
Tabela 11: Custos e parâmetros operacionais para um ano de operação do sistema.....	128
Tabela 12: Tarifas de energia elétrica e impostos para os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina em março de 2020 [ANEEL, 2020].	132
Tabela 13: Parâmetros financeiros de operação do sistema fotovoltaico puro nas categorias residencial e industrial para os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina.....	133
Tabela 14: Parâmetros operacionais para 20 anos de operação do sistema.	136
Tabela 15: Parâmetros financeiros para 20 anos de operação do sistema.	137
Tabela 16: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco e consumo	

de gás natural, por clima, para 1 mês de simulação.	140
Tabela 17: Parâmetros operacionais da célula a combustível com modelo simplificado das baterias.	141
Tabela 18: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco de baterias, consumo de gás natural e consumo de energia elétrica para simulação de 1 mês de duração.....	142
Tabela 19: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco de baterias, consumo de gás natural e consumo de energia elétrica para simulação de 1 ano de duração.	142
Tabela 20: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco de baterias, consumo de gás natural e consumo de energia elétrica para simulação de 20 anos de duração.....	142
Tabela 21: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.	145
Tabela 22: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.	145
Tabela 23: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.	145
Tabela 24: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.	146
Tabela 25: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.	150
Tabela 26: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.	151
Tabela 27: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.	151
Tabela 28: Impacto do número de consumidores nos parâmetros	

financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.	151
Tabela 29: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com cogeração.	158
Tabela 30: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com cogeração.	158
Tabela 31: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com cogeração.	159
Tabela 32: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com cogeração.	159
Tabela 33: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais sem cogeração.	163
Tabela 34: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais sem cogeração.	164
Tabela 35: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.	168
Tabela 36: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.	168
Tabela 37: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.	168
Tabela 38: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.	169
Tabela 39: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.	

.....	173
Tabela 40: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.	174
Tabela 41: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.	174
Tabela 42: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.	174
Tabela 43: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.	180
Tabela 44: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.	180
Tabela 45: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.	180
Tabela 46: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.	181
Tabela 47: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema fotovoltaico puro para consumidores residenciais e industriais.	181
Tabela 48: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.	187
Tabela 49: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.	187
Tabela 50: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.	187

Tabela 51: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.	188
Tabela 52: Balanço da contribuição das emissões totais de CO2 para a configuração Cac + PV + B sem o uso da cogeração.	192
Tabela 53: Balanço da contribuição das emissões totais de CO2 para a configuração Cac + PV + B com o uso da cogeração.	192
Tabela 54: Balanço da contribuição das emissões totais de CO2 para a configuração Cac + PV sem o uso da cogeração.	193
Tabela 55: Balanço da contribuição das emissões totais de CO2 para a configuração Cac + PV com o uso da cogeração.	194
Tabela 56: Balanço da contribuição das emissões totais de CO2 para o sistema proposto na configuração Cac + B sem o uso da cogeração.	195
Tabela 57: Balanço da contribuição das emissões totais de CO2 para o sistema proposto na configuração Cac + B com o uso da cogeração.	195

Lista de Siglas e Símbolos

Nomenclatura

A	Área [m^2]
B	Baterias [-]
C	Capacitância [F]
CaC	Célula a combustível [-]
CAP	Capacidade total instalada [W]
CF	Fluxo de Caixa [R\$]
CNS	Consumo [Wh]
CP	Capacidade da bateria [Ah]
CT	Custo [R\$]
DOC	Profundidade de carga da bateria [%]
E	Energia [J]
E_m	Tensão de circuito aberto [V]
EM	Emissão [gCO_2/kWh]
FA	Fator de aproveitamento de créditos na rede [%]
I	Corrente [A]
I^*	Corrente nominal [A]
INST	Custo de Instalação [R\$]
INV	Investimento inicial [R\$]
j	Densidade de corrente [A/m^2]
MAN	Custo de manutenção [R\$]
m_{CO_2}	Massa de dióxido de carbono [g]
\dot{m}_{CH_4}	Vazão de metano [m^3/min]
\dot{m}_{H_2}	Vazão de hidrogênio [m^3/min]
N_B	Número de baterias em série [-]
N_C	Número de células por bateria [-]
N_{FC}	Número de células a combustível [-]
n_{CH_4}	Quantidade de metano [mol]

n_{CO_2}	Quantidade de dióxido de carbono [mol]
\dot{n}_{CH_4}	Vazão molar de metano [<i>mols/min</i>]
\dot{n}_{H_2}	Vazão molar de hidrogênio [<i>mols/min</i>]
OP	Custo de operação [R\$]
P	Potência [W]
PCI	Poder calorífico inferior [kWh/kg]
$PEMFC$	Célula a combustível tipo membrana polimérica [-]
POP	Poupança [Wh]
PV	Painéis fotovoltaicos [-]
Q	Carga [Ah]
r	Taxa de retorno de investimento [%]
R	Resistência [Ω]
SBT	Custo de substituição [R\$]
S_{H_2}	Razão estequiometria entre o hidrogênio e o ar [-]
SOC	Estado de carga [%]
TAR	Tarifa por posto horário [-]
U	Energia potencial elétrica [J]
V	Volume [m^3]
V_{bar}	Tensão do barramento CC [V]
V_{cel}	Potencial de cada célula [V]
VPL	Valor presente líquido [R\$]
\dot{V}	Vazão de gás natural [m^3/min]
y	Ano [-]

Letras Gregas

η	Eficiência [%]
θ	Temperatura [K]
τ	Constante de tempo do circuito RC [s]
ρ	Massa específica [kg/m^3]

Subscrito

<i>alta</i>	Posto horário de alta
<i>aq</i>	Aquecimento
<i>baixa</i>	Posto horário de baixa
<i>bar</i>	Barramento CC
<i>bat</i>	Bateria
<i>cd</i>	Compra direta
<i>CHP</i>	Unidade combinada de calor e potência
<i>cog</i>	Cogeração
<i>conv</i>	Convencional
<i>el</i>	Elétrica
<i>ext</i>	Extraída
<i>fc</i>	Célula a combustível
<i>gas</i>	Gás natural
<i>ini</i>	Inicial
<i>int</i>	Posto horário intermediário
<i>inv</i>	Inversor
<i>rede</i>	Rede elétrica
<i>te</i>	Térmica
<i>tot</i>	Total

1 Introdução

1.1. Motivação

1.1.1. Crescente Demanda Energética e Maior Participação das Fontes Renováveis

O aumento contínuo do custo de geração e transmissão de energia elétrica, da escassez dos recursos naturais e de questões relacionadas ao aquecimento global levou à necessidade do desenvolvimento de sistemas avançados com o uso de energias limpas [Ozgirgin, 2015]. Segundo o International Energy Outlook 2019 da Energy Information Administration (EIA), a projeção de crescimento da demanda de energia elétrica em países não membros da OECD é de 1,3% ao ano até 2050. Essa tendência se relaciona diretamente com o rápido aumento da população e sua migração para regiões urbanas em países subdesenvolvidos, caso da Índia, Brasil e países africanos em geral. Somente entre os anos 2000 e 2018, a população brasileira passou de 174,7 milhões para 209,3 milhões de habitantes (um aumento de 20%) [BEN, 2019], crescimento muito acentuado se comparado à taxa de aumento populacional de países desenvolvidos. A figura 1 apresenta a projeção do uso da eletricidade por setor no mundo, até 2050.

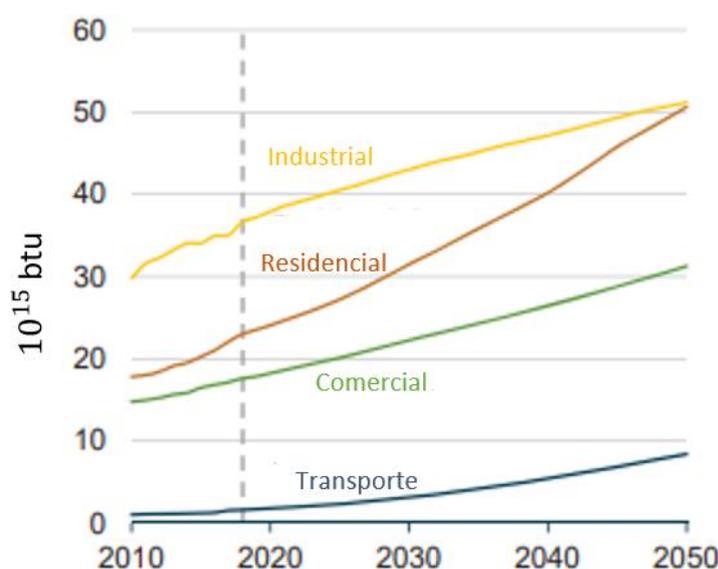


Figura 1: Projeção do uso de eletricidade por setor no mundo (fonte: adaptado de [IEA, 2019]).

De acordo com a figura 1, todos os setores serão afetados pela mudança, onde o residencial será o mais alterado devido ao processo de urbanização e aumento do poder aquisitivo da população dos países em desenvolvimento. O setor de transportes também contará com um rápido crescimento a partir de 2025 devido a eletrificação dos automóveis e demais veículos de transporte em geral, mas ainda contará com uma pequena participação (aproximadamente 6% do total) em 2050 [IEA, 2019].

Também de acordo com a Agência Internacional de Energia, pelo menos metade dessa demanda adicional será suprida pelo aumento na geração por fontes renováveis, conforme apontado pela figura 2 [IEA, 2019], essas lideradas pela geração fotovoltaica e eólica.

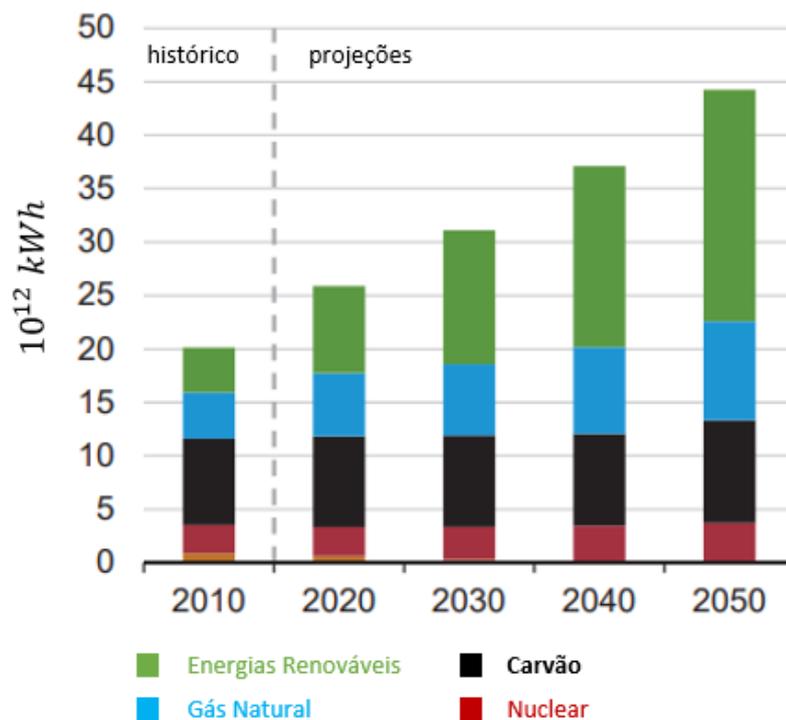


Figura 2: Projeção da geração elétrica líquida por fonte no mundo (fonte: adaptado de IEA, 2019).

Os principais responsáveis por esta mudança são os países em desenvolvimento do sudeste asiático. A China e a Índia, juntas, respondem por metade do aumento global na utilização das fontes renováveis, visando diversificar radicalmente suas matrizes energéticas constituídas, principalmente, por carvão e outros combustíveis fósseis. Adicionalmente, a elevação nas transações mundiais

de gás natural na forma de gás liquefeito (GNL) responde por mais um terço dessa demanda, onde os Estados Unidos terão papel crucial na exportação do insumo.

1.1.2. Descentralização da Geração de Energia Elétrica (Geração Distribuída)

Com o aumento da população mundial e da demanda por energia elétrica nas grandes cidades, a busca por uma geração mais limpa e eficiente de energia e processos de distribuição/transmissão mais confiáveis se tornam cada vez mais necessários. Nesse contexto, surgiu o processo de descentralização da geração de energia elétrica através do sistema de geração distribuída. De acordo com Ehsan e Yang (2017), entende-se por geração distribuída a geração a partir de uma fonte de energia conectada diretamente à rede de distribuição para alimentar um consumidor local e contribuir com a rede de distribuição. Enquanto no sistema centralizado de transmissão a geração é realizada através de grandes usinas afastadas dos centros urbanos e transmitida de forma unidirecional, o sistema de geração distribuído visa a geração a partir de pequenas fontes (geralmente renováveis), distribuídas entre consumidores residenciais, industriais e comerciais, com fluxo bidirecional de energia, conforme mostra a figura 3.

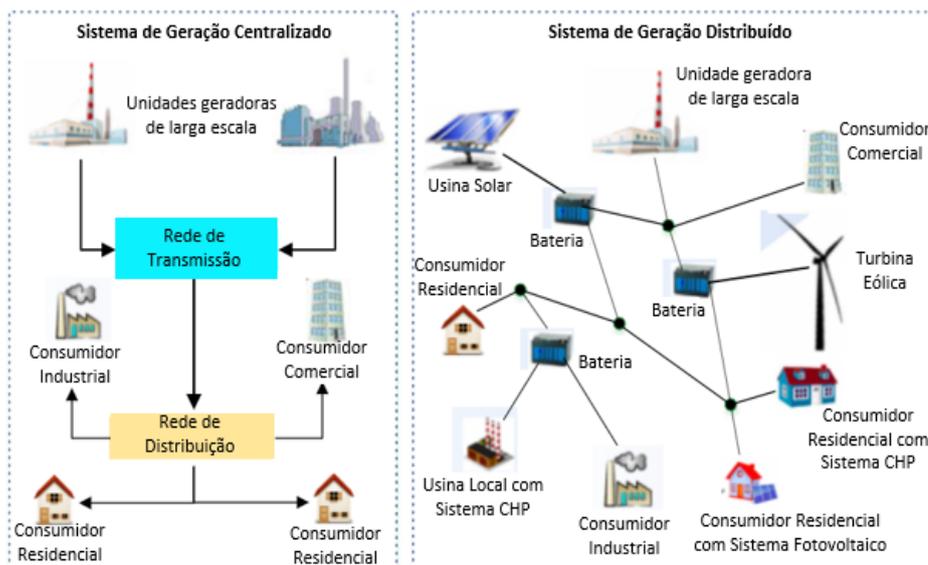


Figura 3: Sistemas de geração elétrica centralizado e distribuído (Adaptado de: EHSAN, 2017).

Diversas vantagens classificadas como técnicas, econômicas e ambientais podem ser alcançadas com esse novo sistema. No âmbito técnico, menores perdas

na transmissão e na distribuição, confiabilidade de fornecimento de energia elétrica e maior estabilidade da tensão na rede constituem os principais benefícios. No contexto econômico, destacam-se os menores custos com operação na transmissão e distribuição e, finalmente, do ponto de vista ambiental, releva-se a menor emissão de gases de efeito estufa e a conservação dos recursos naturais com o uso de fontes renováveis [EHSAN, 2017].

Por outro lado, a geração distribuída também acarreta algumas desvantagens, em especial a maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico, onde possíveis defeitos ou falhas em certos pontos da rede podem produzir um efeito em cascata, atingindo outras áreas [NARUTO, 2017]. A necessidade de dispositivos de armazenamento e backup também constituem desvantagens para o novo sistema de distribuição [NARUTO, 2017].

Os investimentos no setor de geração distribuída apresentaram crescimento acentuado nas últimas duas décadas. Em 2019, a capacidade total instalada no mundo atingiu 120 GW, sendo a maior parcela distribuída entre geração fotovoltaica e geradores a diesel [EHSAN, 2017; GUIDEHOUSE, 2019]. Mais recentemente, os países em desenvolvimento, em especial Índia, Brasil e China também passaram a apresentar forte participação no setor, impulsionados principalmente pela substituição de fontes mais poluentes e diversificação de suas matrizes energéticas. A figura 4 [BEN, 2019] mostra a evolução da minigeração e microgeração distribuídas no Brasil entre os anos de 2015 e 2018. Fica claro que, apesar da ainda pequena participação em relação à oferta total de energia elétrica nacional (636,4 TWh em 2018) [BEN, 2019], o setor de geração distribuída apresenta alto potencial de crescimento para os próximos anos.

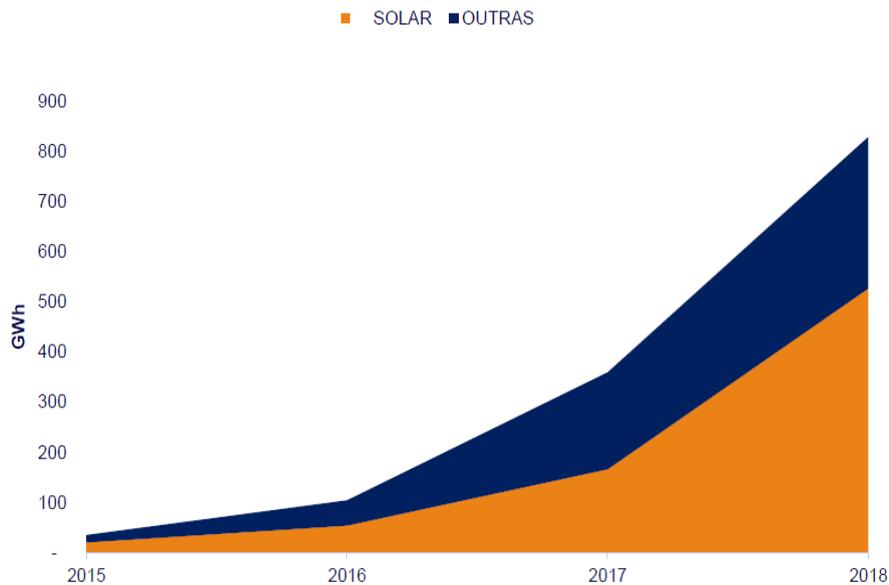


Figura 4: Evolução da microgeração e minigeração distribuídas no Brasil (fonte: BEN, 2019).

A geração solar ainda é a mais predominante nos setores de minigeração e microgeração distribuídas devido à facilidade de instalação e à rápida queda nos custos de aquisição de módulos fotovoltaicos, resultado da produção mundial em larga escala (redução de um fator 100 entre 1975 e 2015), conforme mostra a figura 5.

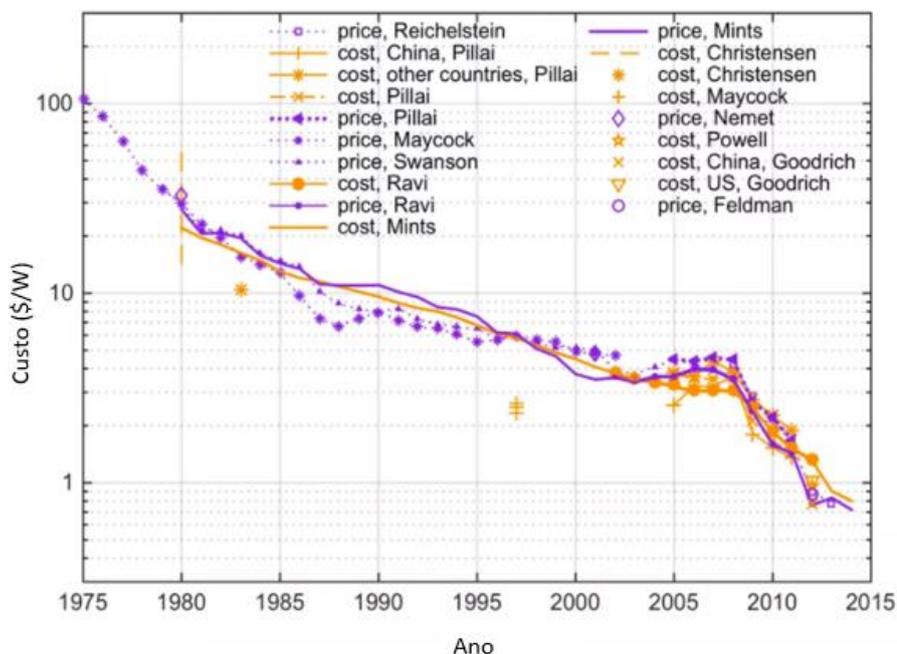


Figura 5: Evolução do de painéis fotovoltaicos no mundo (Fonte: adaptado de Kavlak, 2018).

Outros investimentos como pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e turbinas eólicas também apresentam alto potencial de contribuição, pois apresentam

índice de emissão de poluentes ainda menores. Contudo, a necessidade de proximidade com rios e bacias hidrográficas no primeiro caso e limitações de espaço impedem que seus desenvolvimentos acompanhem a taxa de crescimento do setor fotovoltaico.

1.1.3. Armazenamento e Flexibilização de Geração através de Sistemas Híbridos de Energia

À medida em que o sistema de geração distribuída se torna mais predominante, a capacidade de se armazenar energia torna-se imprescindível para o melhor aproveitamento da geração elétrica por fontes intermitentes. As fontes solar e eólica, por exemplo, apresentam alta geração em determinados momentos do dia e baixa (ou nenhuma) geração nos demais instantes, sendo dependentes também da estação do ano e demais condições climáticas para uma boa operação. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, a demanda excedente nos períodos de baixa oferta pode ser atendida diretamente através da rede, de forma que o usuário tem o poder de exportar e importar energia a qualquer momento, dependendo do seu consumo e da sua própria geração. A figura 6 simula o fluxo de potência diário para um sistema fotovoltaico convencional conectado à rede durante um dia ensolarado.

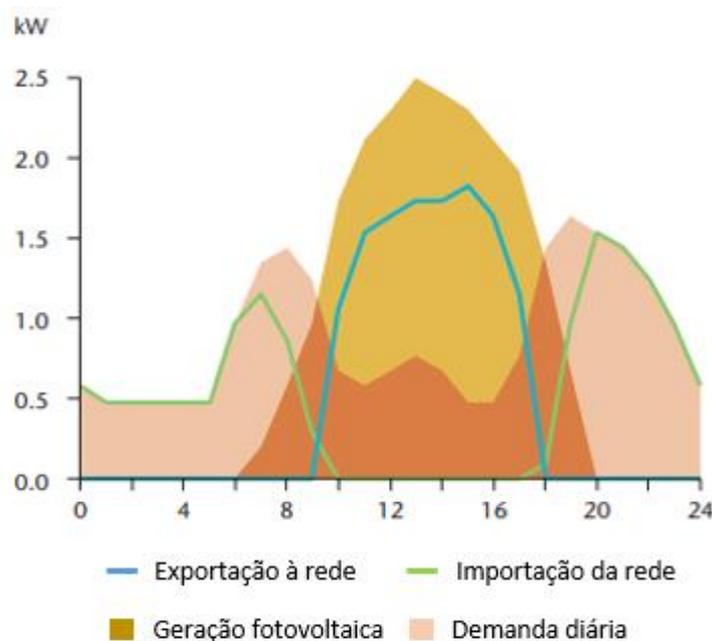


Figura 6: Fluxo de potência diário de um sistema fotovoltaico convencional (fonte: adaptado de IEA, 2014).

Diversos países já possuem, hoje, legislação prevendo a taxaço da energia solar (e de demais fontes) exportada à rede elétrica para a geração de créditos para uso ao longo do dia. O cenário brasileiro atual ainda não conta com impostos sobre a geração solar excedente, mas a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já apresenta propostas para alterar a situação, investigando cenários de taxaço de até 70% dos créditos em um futuro próximo [ANEEL, 2019]. Adicionalmente, consumidores de energia elétrica de médio e alto consumo já contam com a diferenciação de tarifa por posto horário, regime no qual o custo de importação da rede aumenta consideravelmente nos horários de ponta. É exatamente nesse contexto que surge a necessidade do armazenamento de energia.

As principais formas de armazenamento atualmente vinculadas à geração por fontes renováveis são realizadas através de calor (ou frio), hidrogênio e baterias. Armazenamento sob a forma de calor pode ser encontrado em usinas termossolares, onde a energia solar refletida por heliostatos é transferida a um fluido quente, o qual é armazenado para posterior conversão eletromecânica de energia em uma turbina [MARQUES, 2019]. Por outro lado, armazenamento sob a forma de hidrogênio é geralmente observado em aplicações que envolvem a participação de células a combustível para fornecimento de energia elétrica em uma instalação (residencial ou industrial) [SILVA, 2017] ou aplicações no setor automobilístico [MOKRANI, 2014]. Finalmente, as baterias constituem uma forma de armazenamento elétrico, em ampla fase de desenvolvimento, com uma vasta gama de aplicações, tendo ainda como principal desvantagem o alto custo de aquisição e pequena vida útil, o que torna seu uso pouco atrativo em determinadas situações.

O uso de baterias e outros dispositivos de armazenamento junto a sistemas de geração fotovoltaica e eólica traz diversos benefícios, além de uma redundância na geração, permitindo um backup caso a conexão com a rede elétrica seja perdida a qualquer momento. Contudo, esta técnica não elimina a necessidade de um terreno com área suficiente para a instalação de módulos fotovoltaicos e turbinas eólicas, fator crítico quando considerada sua aplicação em cidades populosas. Por este e outros motivos, a busca por fontes com menor índice de emissão de poluentes que os tradicionais geradores a diesel e derivados de petróleo, tais como fontes com o uso de gás natural, está sendo considerada por muitos especialistas como a solução de transição entre a geração por combustíveis fósseis mais poluentes e a geração

puramente renovável. Esse comportamento já pode ser observado nas últimas décadas e, de acordo com as previsões da Energy Information Administration (figura 2), tende a se manter pelos próximos 30 anos.

Desta forma, a combinação de fontes intermitentes de energia com dispositivos de armazenamento e fontes adicionais com o uso de gás natural pode vir a se tornar a solução ideal para o futuro da geração distribuída, constituindo sistemas híbridos de geração de energia elétrica. Ao permitir maior flexibilidade e regularidade de geração ao longo do dia, esta estratégia é capaz de diminuir a dependência do sistema com relação à taxa de créditos na rede elétrica, tendo ainda como vantagem adicional a redução do espaço físico necessário à instalação de equipamentos frente a sistemas fotovoltaicos puros.

Pode-se concluir, portanto, que sistemas híbridos de geração, com armazenamento, conectados à rede (*on-grid*) devem ser investigados quanto a sua viabilidade técnica, econômica e ambiental como possíveis propulsores ao desenvolvimento futuro de grandes cidades.

1.2. Objetivos

Esta dissertação busca realizar uma simulação numérica em MATLAB (versão 2019b) de um sistema híbrido *on-grid* (conectado à rede) composto por uma unidade combinada de calor e potência (reformador de gás natural + célula a combustível de 5 kW), painéis fotovoltaicos básicos de 245 W e banco de baterias (48 V / 100 Ah cada) para micro-aplicações residenciais e industriais. Os seguintes objetivos foram cumpridos ao longo do desenvolvimento deste trabalho:

- (i) Apresentação do sistema híbrido proposto e modelagem dos componentes.
- (ii) Desenvolvimento e validação de uma rotina computacional e de um algoritmo de controle para estabelecer o fluxo de potência entre as fontes do sistema, os consumidores e a rede elétrica de forma inteligente e otimizada para operação em múltiplas configurações independentes.
- (iii) Realização de uma análise energética do sistema através da determinação da vazão de gás natural no reformador, das eficiências térmica e elétrica do CHP e da dinâmica do subsistema fotovoltaico sob aleatoriedade de clima (ensolarado, nublado e parcialmente nublado).

- (iv) Elaboração de uma análise econômica utilizando-se os conceitos de análise do fluxo de caixa em valor presente líquido e custo cumulativo total (investimento + operação) no horizonte de 2020 a 2040.
- (v) Análise de sensibilidade do sistema a diversos parâmetros técnico-operacionais e econômicos, dentre os quais: diferentes taxas de incremento das tarifas de energia elétrica e gás natural, três configurações de sistema distintas, variação no número de consumidores alimentados e dependência com o fator de aproveitamento de créditos na rede elétrica. Também foi avaliada a operação sob dois tipos de tarifas de energia elétrica (convencional e branca) e possibilidade de cogeração com o rejeito térmico do CHP, bem como seus respectivos impactos na viabilidade do sistema no horizonte proposto.
- (vi) Análise ambiental focada na determinação das emissões totais do sistema em uma base de CO_2eq/kWh para avaliação da contribuição total da solução proposta na redução do potencial de aquecimento global.

1.3. Organização do Trabalho

O presente trabalho encontra-se dividido em seis capítulos, organizados da seguinte maneira. O primeiro capítulo destina-se à introdução do tema. O segundo capítulo apresenta uma revisão detalhada da matriz energética e do mercado de gás natural a níveis global e nacional, bem como uma breve descrição sobre a operação de células a combustível e a revisão bibliográfica do trabalho. O terceiro capítulo apresenta o sistema híbrido proposto neste trabalho, as modelagens econômica e ambiental e a formulação utilizada na modelagem técnica dos componentes utilizados. O quarto capítulo expõe as variáveis utilizadas no programa em Matlab e o desenvolvimento da lógica de controle empregada no projeto, juntamente com os exemplos de operação do sistema em uma base diária e do cálculo do custo cumulativo total. O quinto capítulo destina-se à apresentação dos resultados do trabalho, incluindo uma análise de sensibilidade econômica do sistema, onde são discutidos os resultados da variação de todos os parâmetros operacionais e financeiros propostos e uma análise ambiental com o objetivo de investigar o impacto da configuração do sistema e da cogeração no índice de emissões de CO_2 ,

comparando-o com os valores obtidos para a matriz energética brasileira e demais sistemas integrados de calor e potência. Finalmente, o capítulo seis resume os principais resultados obtidos e apresenta a conclusão do trabalho.

2 Revisão bibliográfica

2.1. Matriz Energética

2.1.1. Panorama Mundial

O panorama energético mundial atravessa, atualmente, um período intenso de transformação. Com o surgimento de novas tecnologias e pesquisas voltadas à utilização mais eficiente e econômica de fontes renováveis, cada vez mais tende-se pela substituição do carvão e derivados de petróleo em processos industriais por fontes mais limpas como o gás natural e as fontes renováveis (solar, eólica, entre outras). A figura 7 mostra a matriz energética mundial nos anos 1980 e 2016, sendo observadas mudanças claras com relação a utilização de fontes alternativas na geração de energia elétrica [EPE, 2019].

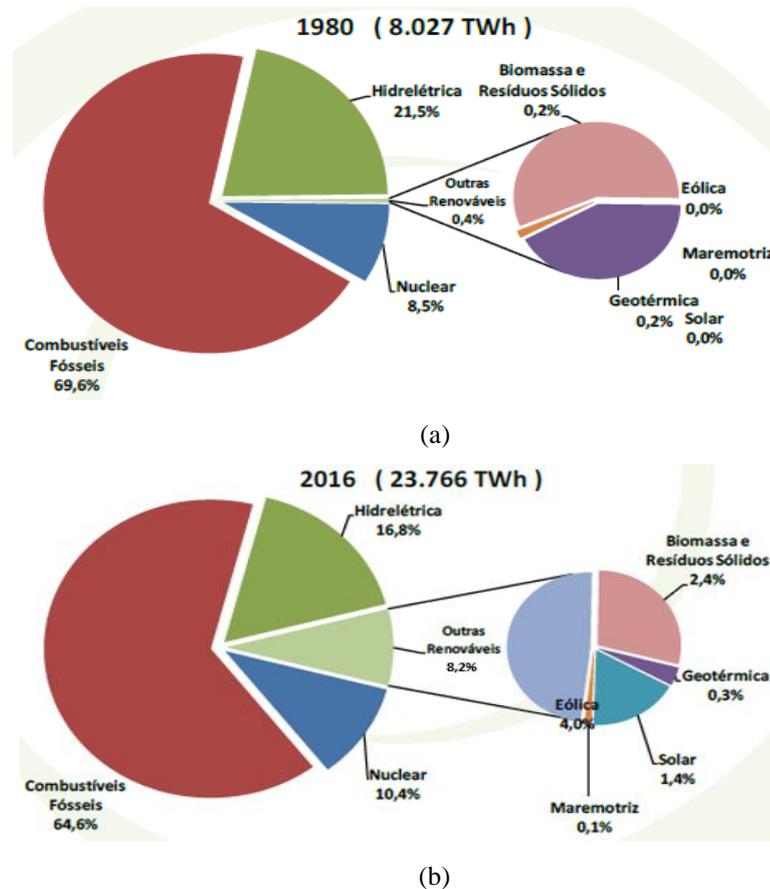


Figura 7: Geração de energia elétrica mundial por fonte em (a) 1980 e (b) 2016 (Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019, EPE).

Em 1980, as fontes renováveis alternativas representavam menos de 1% do total, onde, até então, as únicas fontes limpas com participação significativa eram as hidrelétricas e term nucleares. Por outro lado, 36 anos depois as fontes renováveis alternativas já ultrapassavam a marca de 8% na participação da matriz energética global, sendo as fontes solar, eólica e termelétricas com uso de biomassa as responsáveis pela quase totalidade dessa participação adicional. Apesar do aumento na geração total, as fontes nuclear e hidrelétrica viram a sua participação regredir na matriz energética mundial, apresentando crescimento inferior aos combustíveis fósseis e outras renováveis.

Na sequência, a figura 8 [IEA, 2019] apresenta as projeções para a capacidade total instalada de cada fonte no mundo até o ano de 2040.

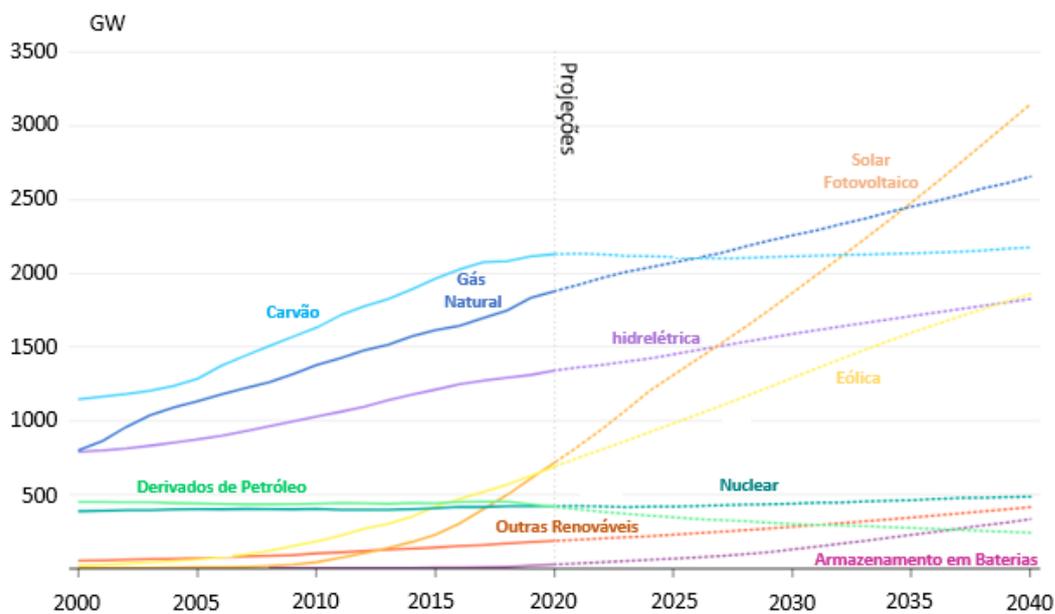


Figura 8: Projeção da capacidade instalada por fonte no mundo (fonte: IEA, 2019).

Em primeiro lugar, nota-se uma queda contínua da participação dos derivados de petróleo nas termelétricas, impulsionada por medidas governamentais que buscam a redução na emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. Também por questões ambientais, o carvão passa a ter uma redução significativa na matriz energética global, em especial nos países asiáticos (China e Índia), através da substituição das termelétricas com carvão mineral por fontes menos poluentes. Contudo, diferentemente do caso do petróleo, as usinas que utilizam este insumo tem vidas úteis muito maiores, alcançando mais de 30 anos de operação antes de

seu descomissionamento, o que explica a estabilidade de sua capacidade total instalada nos próximos 20 anos no mundo. Ao contrário dos demais combustíveis fósseis, o gás natural vê a sua participação em forma ascendente de forma contínua pelas próximas décadas, incentivada principalmente pela forte redução no preço de comercialização de GNL e pelo aumento de sua participação nas termelétricas devido ao menor índice de emissões de CO_2 que o carvão e o óleo combustível. Na sequência, o setor hidrelétrico apresenta expectativa de novos empreendimentos para os próximos anos, em especial na China, porém com taxa de crescimento inferior às demais renováveis, pois, assim como a geração nuclear, restrições ambientais limitam a sua expansão em diversas regiões do globo. Finalmente, as fontes renováveis tendem a apresentar forte aumento na participação energética mundial, lideradas pela geração solar e eólica. A redução no preço de fabricação de módulos fotovoltaicos e baterias tem possibilitado cada vez mais empreendimentos no setor, permitindo a integração de fontes intermitentes com armazenamento de energia, estratégia amplamente estudada na Índia [IEA, 2019]. Por fim, dentre os fatores que explicam a ampliação do setor eólico está a maior exploração de ventos marítimos com a instalação de turbinas offshore, fenômeno já amplamente observado em países como Estados Unidos, China, Alemanha e Reino Unido [MENDONÇA, 2020].

2.1.2. Panorama Nacional

De forma semelhante a transformação no âmbito global, o panorama nacional também vivencia um período intenso de diversificação de sua matriz energética. A figura 9 [BEN, 2019] apresenta a participação, por fonte, na geração de energia elétrica no Brasil em 2018.

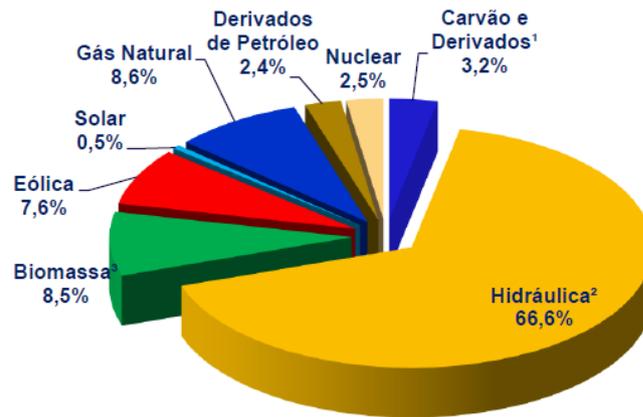


Figura 9: Geração de energia elétrica por fonte no Brasil em 2018 (fonte: BEN, 2019).

Torna-se evidente a ainda forte participação das hidrelétricas, sendo estas responsáveis por quase dois terços da geração total de energia elétrica no país. Em segundo lugar, encontram-se empatadas as gerações por termelétricas a biomassa e gás natural. Na sequência, a geração eólica, em 2018, já contava com 7,6% de participação na matriz e, finalmente, os demais combustíveis fósseis, termelétricas a energia nuclear e solar fotovoltaica respondem por parcelas menores do total nacional.

Recentes períodos de seca nos reservatórios nacionais (em especial no ano de 2014) foram responsáveis por uma alteração da participação das fontes tradicionais de energia na última década. Como o setor energético nacional depende fortemente da energia hidráulica, o déficit criado pela menor vazão nos rios e bacias hidrográficas exigiu um maior esforço de compensação por parte das termelétricas, desencadeando uma participação maior deste setor na matriz nacional, conforme mostrado na figura 10 [BEN, 2019].

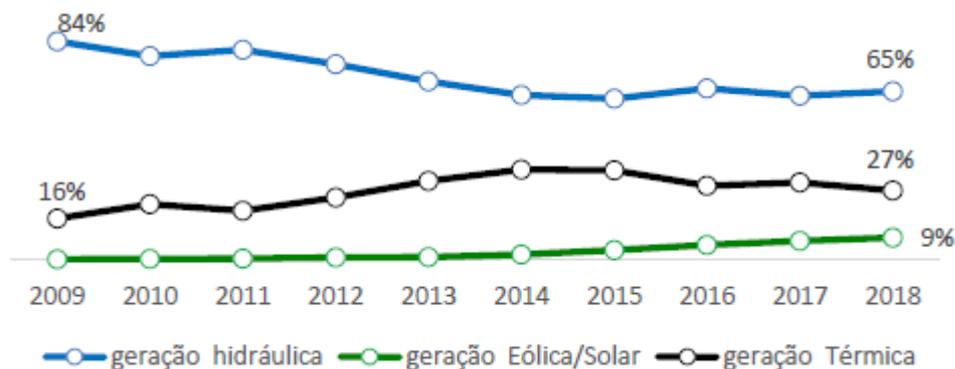


Figura 10: Evolução da participação por fonte na geração elétrica brasileira nos últimos 10 anos (fonte: BEN, 2019).

Apesar de o gás natural e a biomassa serem os principais insumos energéticos utilizados atualmente nas termelétricas brasileiras, o carvão e derivados de petróleo ainda detém, juntos, participação superior a 20% na geração termelétrica nacional, conforme apontado pela figura 11 [BEN, 2019].

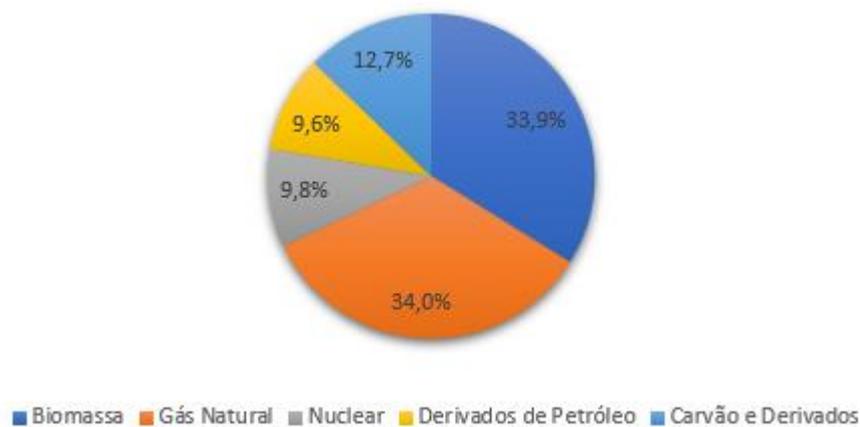


Figura 11: Participação por fonte na geração termelétrica brasileira em 2018 (fonte: adaptado de BEN, 2019).

Isso mostra o ainda grande potencial de ganho do ponto de vista ambiental a ser alcançado por meio da substituição dos insumos mais poluentes através dos incentivos para maior consumo de gás natural. Algumas das iniciativas mais recentes criadas nessa diretriz foram os programas *Gás para Crescer* (2016) do governo Temer e *Novo Mercado de Gás* (2018) do governo Bolsonaro, discutidos em mais detalhes na próxima seção deste trabalho.

O fenômeno de reorganização da matriz energética brasileira observado no ano de 2014 expôs os riscos da predominância majoritária das hidrelétricas na geração elétrica nacional, ressaltando a importância do desenvolvimento de fontes de energia alternativas complementares ao atendimento da demanda no país. Neste contexto e, através do avanço de pesquisas e incentivos governamentais, o setor eólico iniciou um período de forte crescimento. Conforme indicado pela figura 10 [BEN, 2019], a participação da geração eólica cresceu em mais de 10 vezes nos últimos 10 anos em território nacional. A região Nordeste foi o principal palco dessa transformação por possuir as áreas de maior incidência de ventos no país. O Brasil ainda não possui turbinas eólicas *offshore* instaladas, porém diversos projetos já

encontram-se em execução e estima-se que o potencial total estimado para geração offshore seja de 760 GW, valor muito superior aos 15,4 GW instalados *onshore* em 2020 [MENDONÇA, 2020].

Concomitantemente, a geração solar, apesar de ainda baixa participação na matriz energética nacional (pouco superior a 1% em 2020), apresenta ascensão vertical nos últimos anos. De acordo com a ABSOLAR [ABSOLAR, 2020], a capacidade instalada total desta fonte passou de 24 MW em 2016 para 6 GW em julho de 2020. Todavia, diferentemente do caso das turbinas eólicas, a implantação de módulos solares fotovoltaicos tem ocorrido com aproximadamente a mesma intensidade em instalações de baixa/média potência no sistema de geração distribuída e instalações de alta potência no sistema de geração centralizada. De acordo com a instituição, a capacidade total instalada desta fonte é de 3,1 GW em geração distribuída e 2,9 GW em geração centralizada [ABSOLAR, 2020]. A figura 12 [BEN, 2019] apresenta, para fins de comparação, o percentual de atuação de cada fonte nos sistemas de minigeração e microgeração distribuídas no Brasil em 2018, onde quase dois terços do total das instalações que aderiram ao novo sistema optaram pela fonte solar.

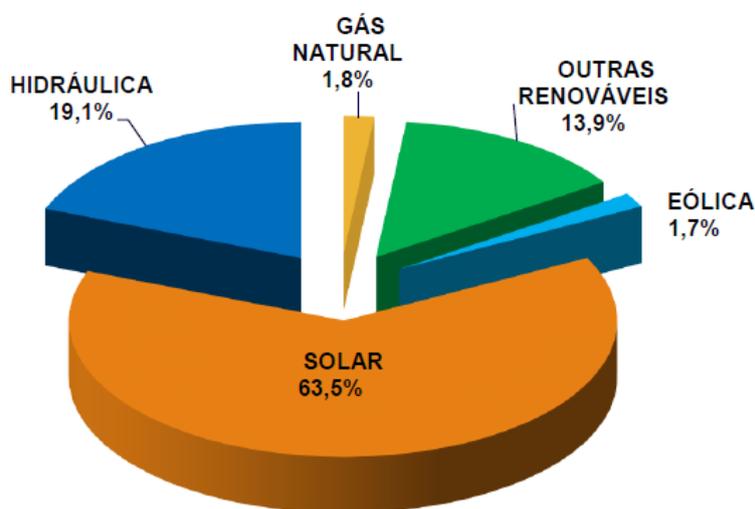


Figura 12: Participação de cada fonte na microgeração e minigeração distribuídas no Brasil em 2018 (fonte: BEN, 2019).

O crescimento acelerado de consumidores adeptos ao sistema de geração distribuída no Brasil se deve, em grande parte, ao encarecimento das tarifas de

energia elétrica no território nacional nos últimos anos, somado à uma política de subsídios com incentivos fiscais.

De acordo com a figura 13 [EPE, 2019], entre os anos de 2013 e 2018, a inflação média no país foi substancialmente inferior à taxa de aumento da tarifa de energia elétrica em território nacional. Esta tendência também é observada em demais países do globo, onde cenários de instabilidade política e econômica, juntamente com a própria reinvenção do setor energético para o atendimento de uma demanda crescente e de uma geração mais limpa, contribuem para a elevação do custo de produção de energia elétrica em escala mundial.

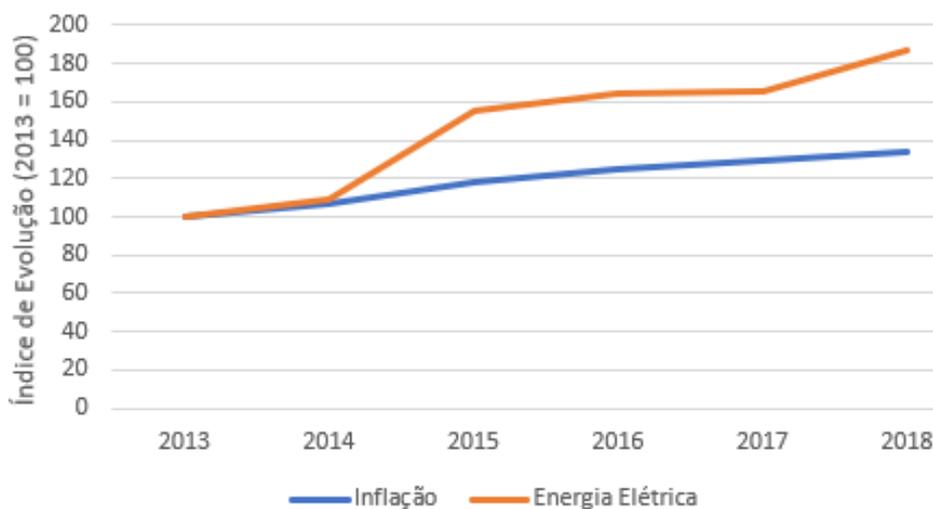


Figura 13: Evolução da inflação e da tarifa média de energia elétrica brasileira entre 2013 e 2018 (fonte: adaptado de EPE, 2019).

2.2. Mercado de Gás Natural

2.2.1. Panorama Mundial

Ao contrário do óleo e do carvão mineral, o mercado de gás natural tem perspectivas de crescimento bastante otimistas para as próximas décadas em todo o mundo [FGV ENERGIA, 2014]. Diversos fatores explicam porque o insumo tende a ter participação cada vez maior na matriz energética de vários países, dentre eles: queima mais limpa se comparada aos demais combustíveis fósseis e a revolução do gás não convencional, em especial nos EUA e na China [WOLKE, 2019]. De fato, muitos pesquisadores acreditam que o gás natural será a energia de transição entre

os combustíveis fósseis mais poluentes e as fontes limpas de energia, tais como solar e eólica, sendo esse comportamento já observado nos últimos anos, conforme evidenciado na figura 14 [FGV ENERGIA, 2014].

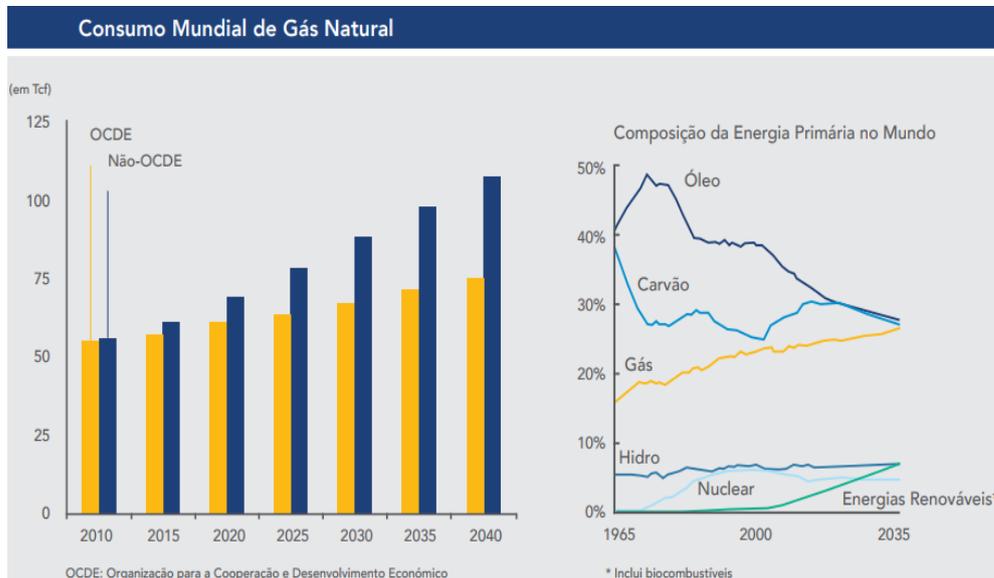


Figura 14: Consumo mundial de gás natural e perspectivas para 2040 (Fonte: Caderno de Gás Natural FGV Energia, 2014).

Pelo gráfico, é visível um aumento no consumo de gás natural por países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e ainda mais acentuado em países não membros, sendo as projeções de consumo para 2040 igualmente crescentes.

Recentemente, alguns países implementaram mudanças na regulamentação da produção e utilização do gás natural em seus territórios, fazendo com que o insumo passasse a desempenhar uma vantagem competitiva na geração de energia elétrica e nas atividades industriais. Tal mudança tem correlação direta com a maior oferta do produto, e conseqüentemente queda significativa do preço no mercado. Alguns destes países foram os Estados Unidos, a China e o México [WOLKE, 2019].

A revolução do gás de folhelho (“Shale Gas”) nos EUA no início do século XXI transformou a indústria de gás norte-americana, esta que se mantinha estagnada devida a falta de descoberta de novos reservatórios convencionais no território. A implementação em escala comercial do fraturamento hidráulico, seguido do desenvolvimento e ampliação do uso da perfuração direcional a partir

dos anos 2000 foram os principais fatores de sucesso que possibilitaram a exploração de gás não convencional em território americano [WOLKE, 2019]. Hoje, em 2020, os EUA são os maiores produtores e exportadores de gás natural no mundo, fato que justificou a redução no preço do insumo em 67% entre 2008 e 2017 no país [WOLKE, 2019]. O energético ultrapassou o carvão na geração elétrica e desempenha papel fundamental na substituição do diesel em caminhões, navios e locomotivas.

Da mesma forma que os EUA, a China vem transformando a sua matriz energética na tentativa de reduzir a poluição ambiental no país, tendendo cada vez mais para a utilização do gás natural na substituição do carvão na geração elétrica e como combustível industrial. Foram dois fatores que permitiram essa transição energética: concessão de isenções fiscais, por parte do governo, para a importação de gás e alteração na regulamentação para permitir a exploração de fontes não convencionais no país [WOLKE, 2019]. Estima-se que a China detenha grande parte do potencial mundial de gás não convencional, com um total de 31,6 trilhões de metros cúbicos tecnicamente recuperáveis. Como resultado, a produção aumentou sete vezes e o consumo mais de dez vezes nos últimos 20 anos, colocando como meta governamental que o energético aumente a sua participação na matriz energética chinesa de 10% para 15% até 2030 [WOLKE, 2019].

O México foi mais um país que se beneficiou da descoberta de reservas de gás não convencionais em território nacional em 2011, nas proximidades da fronteira com os Estados Unidos, alterando a estratégia energética do país que até então era dada à energia nuclear. Desde esta data, o consumo aumentou mais de 25% no país e os preços ficaram muito mais competitivos devido à maior oferta, competindo inclusive com os valores cobrados nos EUA [WOLKE, 2019].

Finalmente, o GNL vem desempenhando um papel cada vez mais importante no cenário de transações mundiais de gás natural, tendo representado 37,7 % do total de transações até o final de 2019. Os principais exportadores do insumo no mundo são: Qatar, Austrália, Estados Unidos, Rússia e Malásia. A Figura 15 mostra os principais fluxos comerciais de gás natural (por GNL e gasoduto) até o ano de 2019 [BP, 2020].

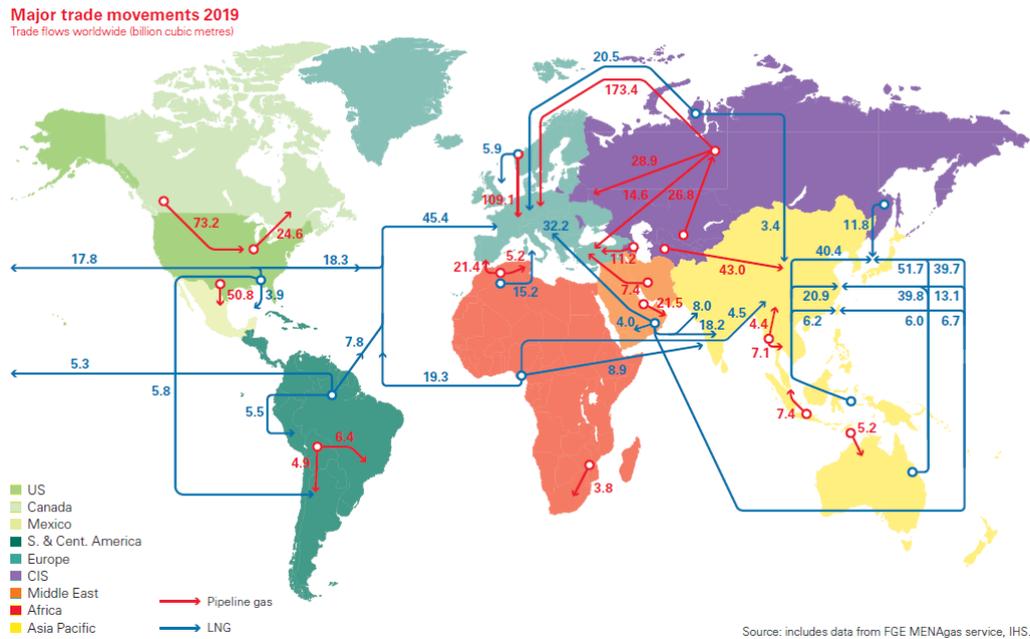


Figura 15: Principais fluxos comerciais de gás natural no mundo em 2019 (bilhões de metros cúbicos) (fonte: BP, 2020).

2.2.2. Panorama Nacional

2.2.2.1. Cenário Atual

A figura 16 [MME, 2019] apresenta o balanço de gás natural no Brasil (malha interligada + sistemas isolados) nos anos de 2016 a 2018. Para o cálculo da oferta total nacional, inicialmente são abatidos da produção nacional os fatores de consumo nas unidades de exploração e produção (E&P), absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), reinjeção e queima e perda. Em seguida, somam-se àquela a importação de gás natural por gasoduto e a importação de GNL, e subtraem-se as perdas e consumos nos transportes relacionados a estas atividades.



Figura 16: Histórico do balanço de gás natural no Brasil (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).

Com relação à oferta importada, observa-se que a importação total de GNL aumentou, este acréscimo tendo relação direta com a diminuição do preço do produto no mercado internacional e com a maior capacidade de regaseificação brasileira após a inauguração dos terminais de Porto de Açu e Barra dos Coqueiros [ANP, 2019]. Percebe-se ainda que a importação de gás da Bolívia diminuiu (em especial durante o ano de 2019), conforme mostra a figura 17. Isso se explica com o término do contrato TCQ da Petrobras com a estatal boliviana YPF no final de 2018, sendo observadas oscilações mais drásticas deste volume desde então [MME, 2019].

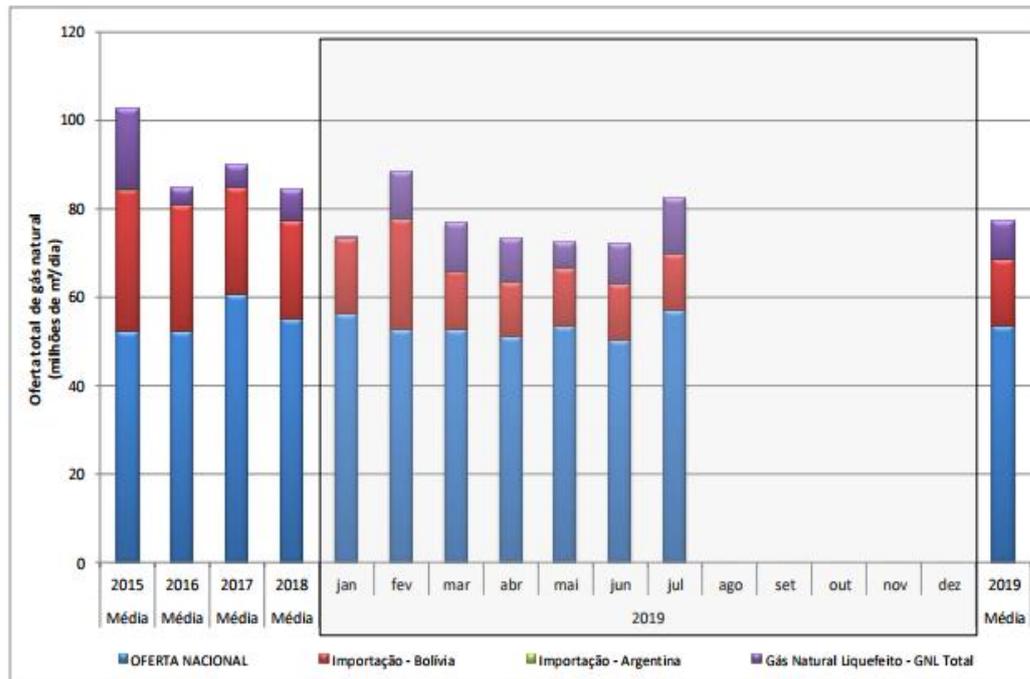


Figura 17: Percentual da origem do gás natural ofertado em território nacional (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).

Ainda a partir da análise da figura 17 [MME, 2019], fica clara uma das características marcantes do balanço de gás natural no Brasil: grande parte da oferta total disponível do energético em território nacional é proveniente de importação. Observando-se o ano de 2015, por exemplo, aproximadamente metade da oferta de gás era de origem estrangeira, ressaltando a forte dependência dos preços do produto com o cenário do mercado internacional. Recentemente, a descoberta da abundância de gás nas bacias do pré-sal e os incentivos governamentais no setor procuram reduzir essa dependência e aumentar consideravelmente a produção nacional, fato já observado nos últimos três anos [ANP, 2019].

Do lado da demanda, nota-se uma variação considerável de utilização do gás natural no setor de geração elétrica. Tal fato é justificado pelo período de seca dos reservatórios de água nacionais durante boa parte de 2017, forçando as usinas termelétricas a compensarem a baixa geração de energia das hidrelétricas no mesmo período. [MME, 2019]. Adicionalmente, constata-se que o consumo de gás no setor industrial se manteve aproximadamente constante, apresentando, inclusive, pequena queda de 2017 para 2018. Esse fato se correlaciona com o baixo crescimento do PIB brasileiro nos últimos anos, bem como com a redução de

investimentos por parte da Petrobras nas Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFENs) dado a recorrência de suas operações deficitárias [ANP, 2019].

Finalmente, o setor automotivo apresentou crescimento considerável na participação da demanda por gás natural em 2018. Dentre outras razões, estima-se que esse aumento esteja relacionado com o aumento nos preços dos combustíveis tradicionais utilizados nos veículos [ANP, 2019]. O GNV torna-se, então, uma alternativa mais barata quando comparado à gasolina e ao etanol, promovendo o aumento da demanda automotiva pelo energético.

A figura 18 [WOLKE, 2019] apresenta a configuração atual do percentual de demanda para cada um dos setores de consumo.

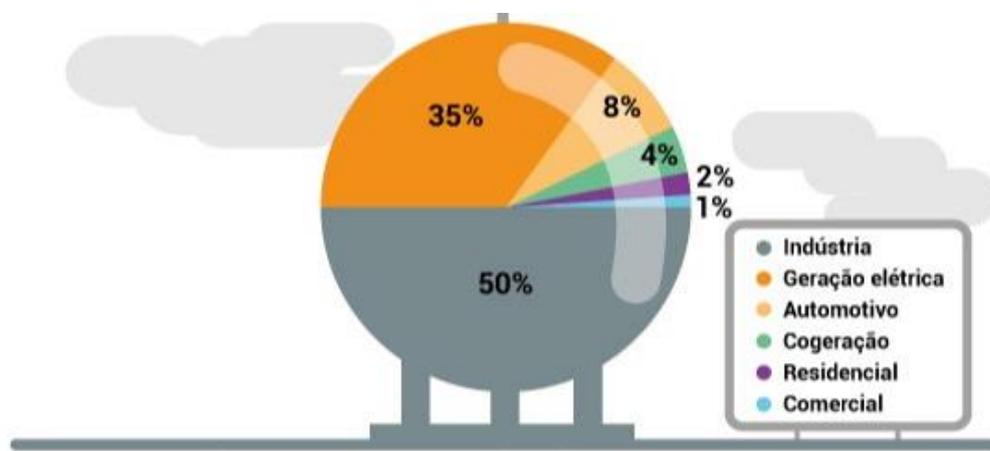


Figura 18: Percentual de consumo do gás natural por setores em 2018 (fonte: WOLKE, 2019).

Pelo gráfico, 85% da demanda total é atribuída aos setores industriais e de geração elétrica, salientando a importância que estes representam no contexto do mercado de gás natural no Brasil. Torna-se claro que incentivos governamentais para que haja um maior consumo por parte destes setores podem contribuir muito para o crescimento econômico nacional, tendo impacto significativo no crescimento do PIB do país. Adicionalmente, nota-se que o percentual de consumo do gás nos setores comercial e residencial ainda é muito pequeno, apontando para uma grande possibilidade de crescimento futuro nessas áreas caso fatores como diminuição no preço do energético e incentivos governamentais adequados tornem-se uma realidade para os próximos anos.

Por um lado, pode-se dizer que a produção e a demanda nacionais estão fortemente ligadas, sugerindo que o baixo crescimento da demanda nos diversos

setores justifique o tímido aumento na produção nacional, a qual mantinha-se praticamente constante até pouco tempo. Contudo, outros fatores como malha limitada para distribuição e transporte de gás e alto custo de oferta ao mercado também justificam a estagnação do mercado de gás no Brasil.

A precária infraestrutura nacional de transporte e distribuição constitui um dos principais desafios para o crescimento do setor nos próximos anos [ZAGO, 2019; ALMEIDA, 2019]. Mesmo com um aumento na produção nacional, o escoamento de gás, e conseqüentemente o abastecimento dos principais consumidores de gás, ficam limitados pela pequena malha existente. Em 2014, a Argentina, por exemplo, contava com o dobro do comprimento total de malha, sendo que sua área territorial é de aproximadamente 30% da brasileira [FGV ENERGIA, 2014]. Conforme evidenciado na figura 19 [FGV ENERGIA, 2014], os Estados Unidos contam com aproximadamente 550000 km de malha, que cobrem praticamente todo o território nacional.

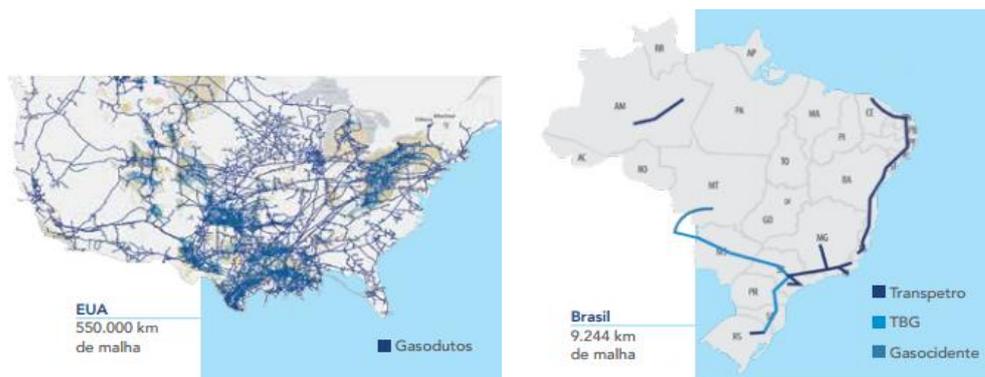


Figura 19: Distribuição das malhas de dutos de transporte de gás no Brasil e Estados Unidos (Fonte: Caderno de Gás Natural FGV Energia, 2014).

Como pode ser visto na figura 20 [MME, 2019], não há investimentos na ampliação dos gasodutos de transporte desde 2011, resultando numa extensão bastante reduzida (apenas 9000 km de dutos distribuídos principalmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste), frente a outros países de área semelhante.

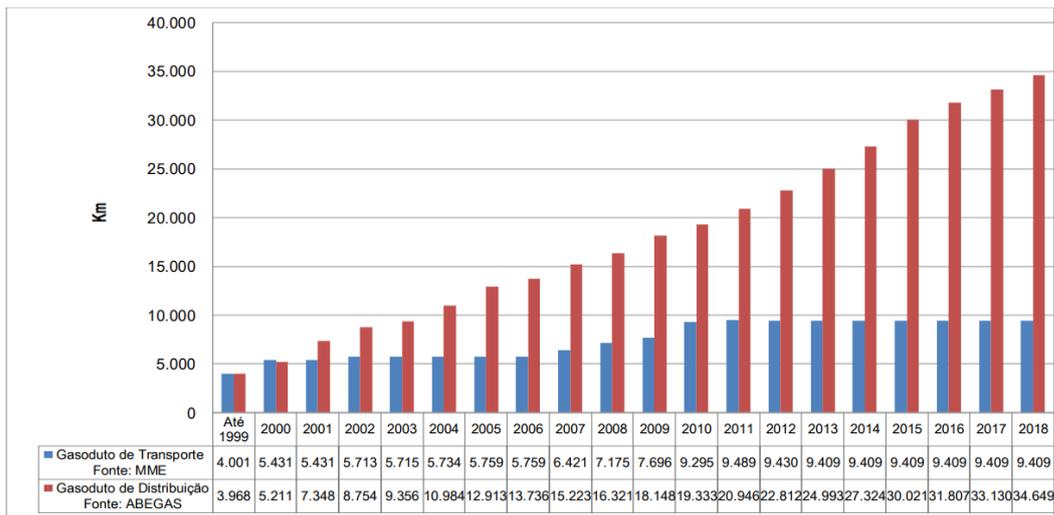


Figura 20: Evolução das malhas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).

Outro fator importante que explica o ainda baixo consumo de gás natural por parte da indústria e do setor de geração elétrica, é o alto custo do energético no mercado nacional [PEDROSA, 2019]. Novamente, o monopólio do mercado contribuiu muito para que o preço do gás no Brasil se tornasse um dos mais altos do mundo (o terceiro maior dentre as referências do G20), principalmente devido à falta de concorrência para a produção e extração do mesmo [ZAGO, 2019]. A figura 21 mostra, para fins de comparação, o preço do gás natural ofertado (em dólares americanos por milhão de BTUs) para o setor industrial em diversos países do mundo no ano de 2019 [WOLKE, 2019].

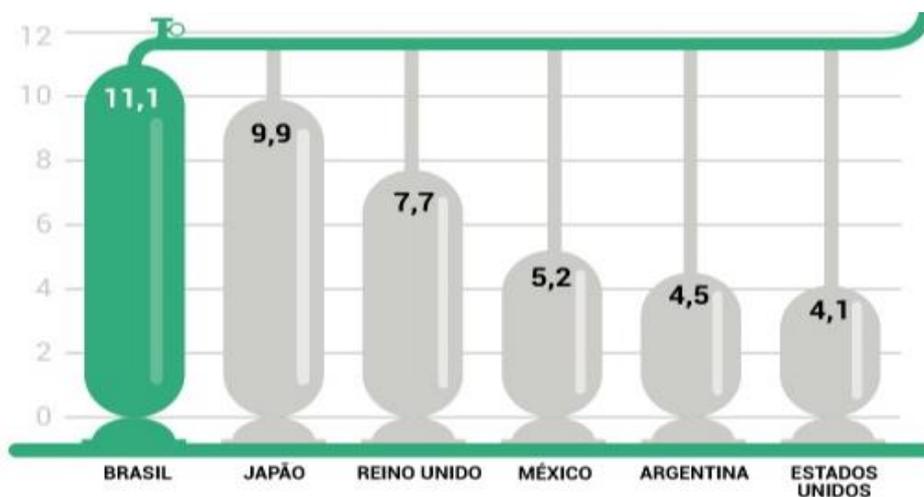


Figura 21: Média das tarifas de gás natural em US\$ por milhão de BTU para o setor industrial no mundo em 2019 (fonte: WOLKE, 2019).

Fica clara a disparidade, em especial, entre os países da América Latina, onde o mesmo volume de gás é mais de duas vezes maior no Brasil em relação à Argentina e ao México. Mesmo o Japão, que importa 100% do gás utilizado no país, possui um preço médio de oferta ao setor mais barato que o brasileiro [WOLKE, 2019].

Ainda para fins de comparação, a figura 22 [MME, 2019] expõem o preço médio do gás ofertado em território nacional com o preço do gás importado da Bolívia, o qual é responsável pelo abastecimento de aproximadamente 20% da demanda brasileira figura 17. É importante ressaltar que a partir de novembro de 2015, não mais foi aplicado o desconto provisório pela Petrobras sobre os preços contratuais da nova política modalidade firme, fazendo com que, após essa data, o gás ofertado internamente se tornasse ainda mais caro do que o gás boliviano, agravando ainda mais o cenário de dependência brasileira sobre a importação do combustível [ANP, 2019]. Observa-se ainda que o custo do gás nacional é de aproximadamente 85% do preço do óleo combustível para uma mesma energia gerada em 2019 (figura 22).

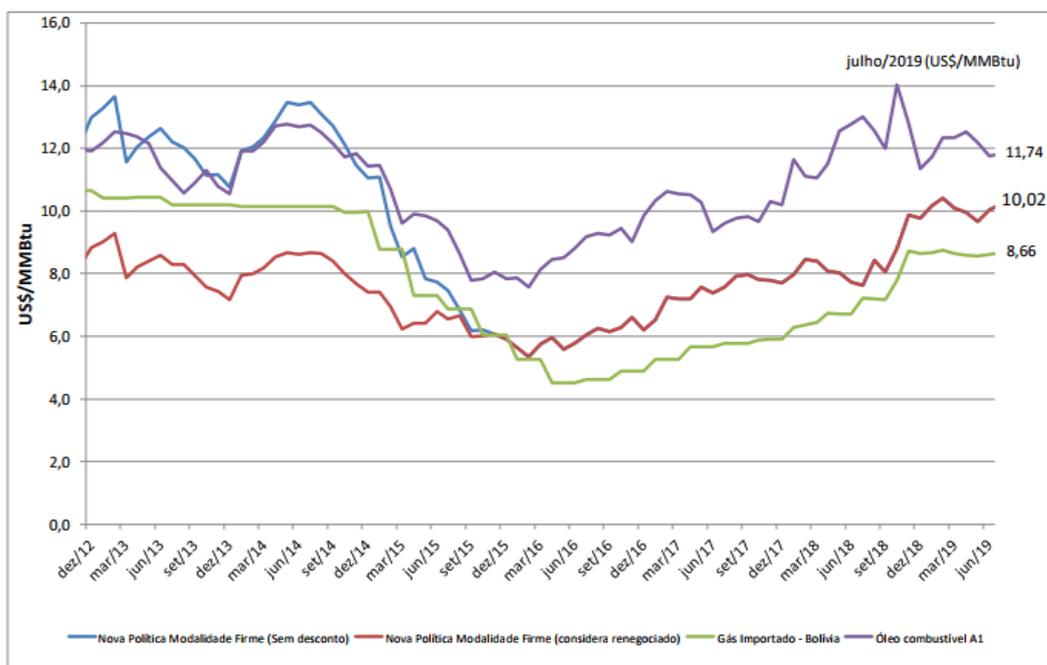


Figura 22: Histórico dos preços do gás nacional e do gás boliviano (Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de julho de 2019, MME).

2.2.2.2. Perspectivas: Programa Novo Mercado de Gás

O programa, oficialmente anunciado em junho de 2019 pelo Governo Federal, tem como objetivo principal criar um mercado mais dinâmico e competitivo, acabando com o monopólio da Petrobras no setor de gás natural e implementando medidas para aumentar a competitividade em todos os segmentos da cadeia, desde a produção, tratamento, distribuição e transporte do gás [ZAGO, 2019]. Adicionalmente, o programa visa melhor aproveitar o gás oriundo do pré-sal das novas descobertas da Bacia de Sergipe/Alagoas e outras, em especial na região Sudeste do país, levando em conta o novo plano de reestruturação econômica da Petrobras [ANP, 2019].

Além do plano de reestruturação da Petrobras, o programa também prevê outras medidas que procuram promover o aumento da participação do gás na matriz energética brasileira, sendo estas:

- (i) A integração do setor de gás com os setores de geração elétrica e industrial.
- (ii) A conciliação das leis estaduais e federais no que se refere à distribuição e transporte do energético.
- (iii) Redução (ou até mesmo) remoção das barreiras tarifárias, incluindo o ajuste do Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais (SINIEF) [ZAGO, 2019].

Dentre os principais efeitos esperados pelo acordo, estão a ampliação dos investimentos em infraestrutura de transporte, escoamento e distribuição de gás natural, promoção do aumento da geração termoeletrica a gás no país e retomada da competitividade da indústria, principalmente nos segmentos de celulose, cerâmica, fertilizantes, siderurgia e petroquímica.

Segundo o ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, com os incentivos promovidos pelo programa, a produção nacional de gás irá mais do que dobrar em um espaço de dez anos, passando de 124 milhões de metros cúbicos em junho de 2019 para um total de 267 milhões de metros cúbicos por dia até 2032 [VIEIRA, 2019]. Ainda de acordo com o ministro de economia Paulo Guedes, a redução no preço do insumo pode chegar a 40% até o final de 2021. Ainda que exista certa contradição com relação a esse número, muitos especialistas e o próprio ministro Bento Albuquerque afirmam que o mercado irá regular o preço do gás

esperando-se, dessa forma, uma forte redução de preço do gás nos próximos dois ou três anos [TREVIZAN, 2019].

A expectativa é de que o menor preço do gás promova um grande crescimento no setor industrial brasileiro, em especial nas usinas termelétricas que utilizam o insumo para queima e produção de energia elétrica. Como consequência, não só a indústria será beneficiada, mas também o consumidor final, pois o menor custo de manutenção dessas instalações pode se refletir em um custo final reduzido por mercadoria (no que se incluiu também o preço da energia elétrica).

Claro que, apesar dos esforços e incentivos para que haja um aumento radical por parte da produção (estimulada pela abertura à concorrência) e da demanda (promovida pela esperada redução nos preços ofertados ao mercado), a precária rede de infraestrutura de transporte e distribuição atual ainda se apresenta como um grande desafio a ser enfrentado para o verdadeiro sucesso do Programa [ZAGO, 2019; ALMEIDA, 2019]. Para dar conta do acentuado crescimento esperado, é necessária uma ampliação imediata da rede de gasodutos de transporte e distribuição, bem como melhorias e ampliação dos terminais de tratamento e regaseificação de gás. Por ser a distribuição de gás uma responsabilidade estadual, medidas em andamento propostas pelo Programa visam estimular também a entrada de novas empresas transportadoras e distribuidoras ao tentar conciliar as leis estaduais e federais no que se refere ao transporte e distribuição de gás para os consumidores finais, promovendo mais uma vez a competitividade.

Já nos primeiros meses após seu lançamento, o programa Novo mercado de Gás inspirou o surgimento de diversas iniciativas ao longo do país, dentre as quais:

- (i) O abastecimento do estado de Roraima a partir do campo de gás “Azulão” (localizado no interior da Amazônia), devido a um leilão realizado recentemente [FGV ENERGIA, 2019].
- (ii) Inauguração do primeiro terminal de regaseificação de GNL privado do país, localizado no Nordeste [MME, 2019]. O mesmo será capaz de regaseificar até 21 milhões de metros cúbicos de gás por dia, destacando a região como um dos maiores polos de gás do país.
- (iii) Surgimento de novas negociações, na região Centro-Oeste, para a importação de gás boliviano a preços reduzidos, beneficiando consideravelmente os estados da região [FGV ENERGIA, 2019].

- (iv) Estudo sobre novos projetos de terminais de GNL na região Sul do país, levando a uma possível integração energética entre Brasil e Argentina, estimulada pelas grandes reservas de gás do pré-sal brasileiro e pela recente descoberta da Bacia de Vaca Muerta, na Argentina [MME, 2019].

Desta forma, fica claro que o Programa Novo Mercado de Gás é uma iniciativa promissora por parte do governo federal, com medidas e propostas inovadoras que tendem a modificar completamente o panorama apresentado pelo mercado de gás natural no Brasil até então, podendo apresentar resultados bastante positivos para a economia nacional.

2.3. Células a Combustível

2.3.1. Princípio de Operação

O uso de células a combustível na substituição dos ciclos tradicionais de geração de energia e como parte integrante de um sistema de armazenamento tornou-se uma realidade em inúmeras aplicações. Uma célula a combustível é um dispositivo capaz de converter a energia química de um combustível em energia elétrica e calor, sem combustão [FCHEA, 2017]. A figura 23 ilustra o processo descrito para uma Cac que utiliza hidrogênio como combustível.

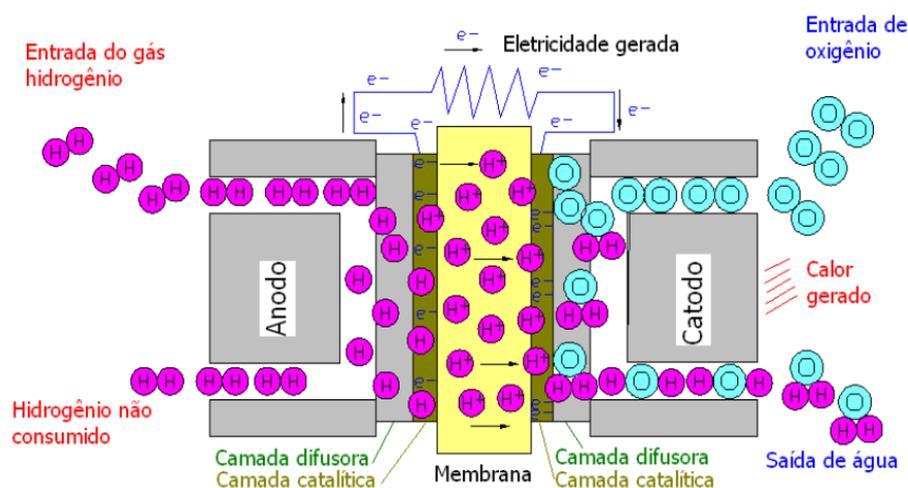


Figura 23: Representação esquemática e princípio de funcionamento de uma célula a combustível (Fonte: SANTOS, 2017).

Seu comportamento se assemelha ao de uma bateria, pois há, em seu interior, dois eletrodos, um negativo (anodo) e outro positivo (catodo), além de um meio condutor (eletrólito) que os separa. No primeiro, ocorre a separação das moléculas de hidrogênio do combustível em prótons e elétrons. Esses passam através de um circuito externo, criando uma corrente elétrica, enquanto aqueles atravessam a membrana diretamente em direção ao catodo, onde finalmente se recombina com os elétrons e com oxigênio (suprido diretamente ao catodo) para gerar água e calor como subprodutos da reação [SANTOS, 2019].

2.3.2. Principais Tipos de Células a Combustível

Há ainda vários tipos de célula a combustível, cada um com diferentes conjuntos eletrólito-eletrodos, procurando maximizar sua operação para dadas situações. As mais amplamente utilizadas são as SOFC (células a combustível de óxido sólido) e as PEMFC (células a combustível de membrana polimérica), descritas a seguir.

2.3.2.1. Célula a Combustível de Óxido Sólido (SOFC)

Operando em temperaturas que variam de 700 a 1000 °C, essa célula utiliza uma fina camada de cerâmica como um eletrólito sólido para a passagem de íons [ENERGY, 2019]. Devido às altas temperaturas de operação, é capaz de reformar internamente combustíveis como gás natural e biogás [CAMPANARI, 2016] o que permite um grau de pureza menor por parte do combustível, aceitando uma ampla variedade de hidrocarbonetos [CHOUDHURY, 2013]. Possui eficiência elétrica alta, em torno de 60%. Eficiências ainda mais elevadas são obtidas através de cogeração com o calor de rejeito da célula a combustível, podendo a eficiência global chegar a 90%, bem superior às eficiências de máquinas térmicas convencionais. É utilizada preferencialmente em situações estacionárias para fornecimento de energia à uma residência ou comunidade, por exemplo.

2.3.2.2. Célula a Combustível de Membrana Polimérica (PEMFC)

Operando a temperaturas bastante inferiores que variam de 90 a 120 °C, essa célula necessita de um suprimento externo de hidrogênio (reformador ou

eletrolisador) [ENERGY, 2019]. Opera geralmente com eficiência elétrica inferior às SOFC (em torno de 35% a 45%), podendo a eficiência global chegar aos 85% com aproveitamento térmico da Cac. Possui, contudo, a característica de poder variar mais rapidamente sua potência de saída [BIZON, 2015], tornando-a ideal em aplicações que requerem mudanças rápidas no perfil de carga de um usuário. Também pode ser utilizada em aplicações estacionárias, com a desvantagem de necessitar de componentes adicionais para o condicionamento e purificação do combustível, tendo em vista que opera somente com hidrogênio de alta qualidade.

2.3.3. Células a Combustível x Máquinas Térmicas Convencionais

A figura 24 apresenta, para fins de comparação, a eficiência média obtida, por capacidade de geração (MW), de células a combustível e outras máquinas térmicas convencionais, como motores de combustão interna e turbinas a gás.

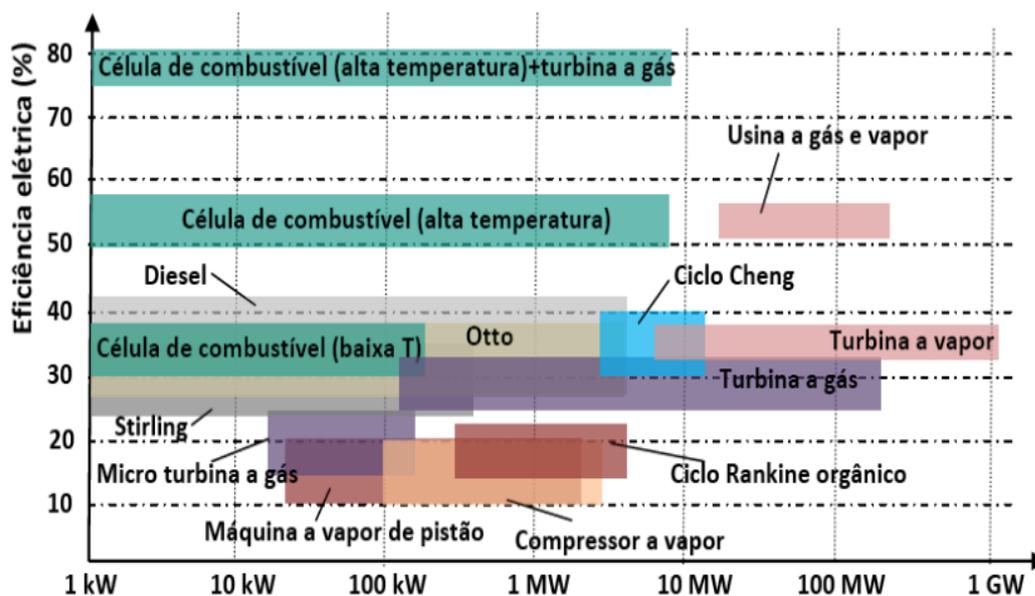


Figura 24: Comparação da eficiência média de células a combustível e máquinas térmicas convencionais (fonte: ALVES, 2013).

Dentre as principais vantagens das células a combustível, pode-se citar:

- (i) Emissões de CO e NO_x praticamente nulas [GP, RENEWABLES & TRADING, 2014]. Os principais produtos do processo de conversão de energia química em elétrica dentro da célula a combustível são

água e calor, havendo também emissão de CO_2 em taxas reduzidas quando comparadas a outras máquinas térmicas.

- (ii) Operação extremamente silenciosa [CHOUDHURY, 2013]. Por não possuir partes móveis, uma célula a combustível é capaz de gerar energia sem emissão significativa de ruídos, exigindo, também, menor manutenção devido ao menor desgaste mecânico comparado a máquinas térmicas tradicionais.
- (iii) Alto nível de consistência para praticamente qualquer situação. Diferentemente de uma bateria que apresenta perda significativa de desempenho dependendo do estado de carga ou tempo de uso, uma célula a combustível é capaz de gerar energia elétrica com menor variação na eficiência por muito mais tempo [FCHEA, 2019].
- (iv) Não há necessidade de recarga. Desde que haja uma reposição contínua de combustível e oxigênio a partir de fontes externas, a célula a combustível converte continuamente energia química em elétrica, sem interrupções [FCHEA, 2019].
- (v) Eficiência muito alta, permitindo, inclusive, aproveitamento do rejeito térmico. Eficiências elétrica tão altas quanto 55% já são possíveis em alguns modelos de células a combustíveis. Considerando-se ainda a eficiência global (incluindo cogeração de calor), valores próximos a 90% podem ser alcançados [GP, RENEWABLES & TRADING, 2014].
- (vi) Escalabilidade. Células unitárias podem ser compiladas para formar uma pilha de células unitárias. Estas, por sua vez, podem ser agrupadas para constituir sistemas ainda maiores. Esta característica permite a utilização de células a combustível desde aplicações portáteis até sistemas de geração de vários megawatts [ENERGY, 2019].
- (vii) Alta capacidade de integração em sistemas de armazenamento de energia. Uma vez reservado externamente, o hidrogênio só será consumido quando a célula for demandada por um usuário. Em outras palavras, não há perda do combustível durante os momentos de não utilização da célula, tornando-a ideal para utilização em situações críticas, geradores de emergência, setor aeroespacial e outras aplicações associadas a armazenamento de longo prazo. Outras

formas de armazenamento como baterias e ultracapacitores requerem carregamento constante.

2.4. Estado da Arte dos Sistemas Híbridos de Energia

Nesta seção, são apresentados alguns dos importantes trabalhos envolvendo a integração de células a combustível em sistemas híbridos de energia nas duas últimas décadas. Alguns dos sistemas propostos preveem a geração somente de energia elétrica, enquanto outros levam em conta, também, o aproveitamento do rejeito térmico resultante das reações exotérmicas a elevadas temperaturas durante a operação das Cac. Para cada trabalho, são apresentados os objetivos principais, a metodologia utilizada, os softwares de simulação, as considerações iniciais adotadas e as conclusões alcançadas pelos autores.

O trabalho de Rekioua *et al.* (2013) teve como objetivo simular um sistema híbrido composto de painéis fotovoltaicos, célula a combustível (tipo PEMFC) e armazenamento de hidrogênio para aplicações de baixa potência em regiões remotas e isoladas da rede elétrica. Neste trabalho, não foi considerada a possibilidade de armazenamento em baterias, sendo o excesso de energia armazenado inteiramente sob a forma de hidrogênio, conforme pode ser visto no esquemático geral do trabalho (figura 25).

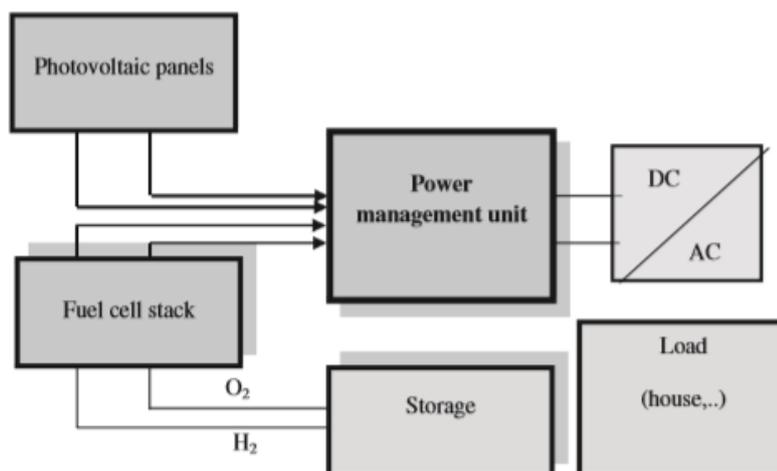


Figura 25: Esquema geral do trabalho de Rekioua et. al (2013).

Enquanto houvesse radiação solar suficiente, a carga era alimentada inteiramente pelos painéis solares, sendo o excedente de energia elétrica produzida

utilizada pelo segundo subsistema de energia (o eletrolisador) para produção de hidrogênio. Este era armazenado em tanques para futuro uso da célula a combustível (terceiro subsistema de energia) nos períodos de baixa irradiação solar. Nessas situações, a Cac utilizava o hidrogênio armazenado para a geração de energia elétrica que alimentava o barramento CC principal. O trabalho concluiu pela viabilidade técnica do uso do sistema para a finalidade proposta, sendo chamada a atenção para a necessidade de um controle automático por parte da unidade central de condicionamento de potência.

O estudo de Maclay *et al.* (2006) visou investigar a viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico integrado com subsistemas de armazenamento para fornecimento de energia elétrica a uma residência com um perfil de carga pré-determinado. Dentre as possíveis alternativas de armazenamento, foram analisadas uma célula a combustível reversível (RFC), baterias e ultra capacitores, individualmente e em conjunto, objetivando identificar quais seriam as melhores combinações (em termos de eficiência e custo). O sistema geral estudado pode ser visto na figura 26.

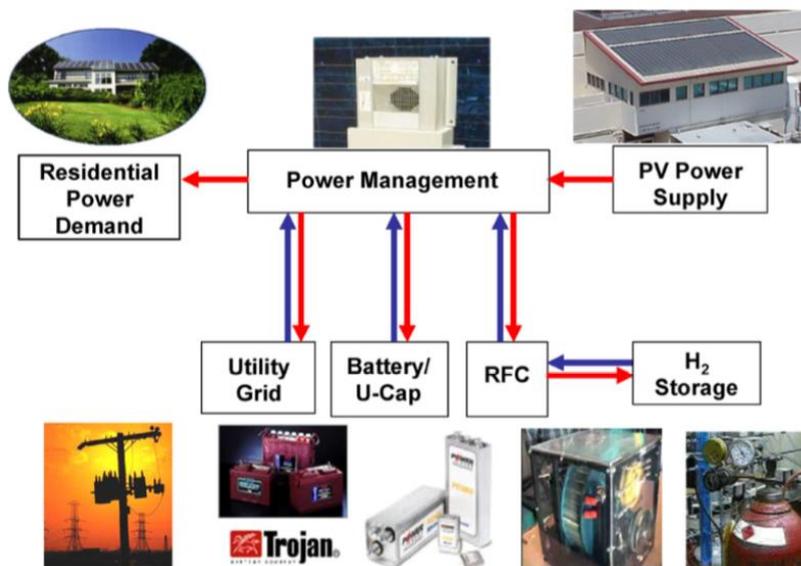


Figura 26: Esquema geral do trabalho de Maclay et al. (2006).

Foram simulados os casos da célula a combustível e da bateria separadamente, resultando numa melhor eficiência do primeiro caso, pois a limitação da potência de carregamento do banco de baterias resultou em desperdício de energia (sistema inicialmente desconectado da rede elétrica). Em seguida, uma

análise envolvendo uma combinação dessas duas tecnologias mostrou que benefícios tanto na eficiência quanto no custo total poderiam ser alcançados, porém a configuração que utilizou como estratégia o uso prioritário da célula a combustível em relação à bateria obteve maior êxito devido à maior parcela de utilização da Cac, com conseqüente melhor produção de H₂ e uso mais equilibrado das duas tecnologias em conjunto. Finalmente, para o conjunto envolvendo a Cac e ultracapacitores, os resultados mostraram que estes não são adequados para a substituição das baterias pois sua densidade de energia é muito baixa, tornando necessária a utilização de energia complementar da rede para suprir a demanda nos períodos de pico de consumo.

Futuramente, o trabalho de Maclay *et al.* (2011) foi estendido para determinar, experimentalmente, se os componentes do sistema de armazenamento (célula a combustível e eletrolisador) seriam capazes de suportar as variações dinâmicas de carga para uma residência de 6 pessoas no sul do estado da Califórnia, EUA. Foram utilizadas diversas cargas resistivas, capacitivas e indutivas para a análise dinâmica do conjunto. Observou-se que o eletrolisador só começava a converter energia elétrica em hidrogênio apropriadamente quando a potência de entrada dos painéis fotovoltaicos atingia 518 W no início do dia, parando de funcionar quando a potência caía abaixo desse mínimo por um grande intervalo de tempo devido à baixa pressão interna do equipamento em baixas potências. A célula a combustível resistiu bem às variações rápidas de carga, contudo houve o desligamento automático do inversor em algumas ocasiões, devido ao baixo fator de potência das cargas. Constatou-se também que a configuração da célula a combustível com bateria obteve desempenho superior ao sistema envolvendo somente a célula a combustível pois, no segundo caso, a rápida variação de cargas em alta potência resultou em um sobreaquecimento considerável da Cac, enquanto no primeiro caso a bateria ajudou a suportar as mudanças repentinas na demanda. Finalmente, uma análise financeira revelou que o custo geral do sistema era demasiado elevado, requerendo uma diminuição no preço de aquisição da Cac e do eletrolisador para que o sistema se tornasse competitivo com outras tecnologias.

O estudo feito por Ozgirgin *et al.* (2015) visou a simulação de um sistema híbrido *on-grid*, contendo painéis fotovoltaicos, baterias, eletrolisador e uma célula a combustível tipo PEM para atender a demanda energética de uma residência

localizada nas proximidades da cidade de Ankara, na Turquia, ao longo de várias estações do ano. O esquema utilizado pode ser visto na figura 27.

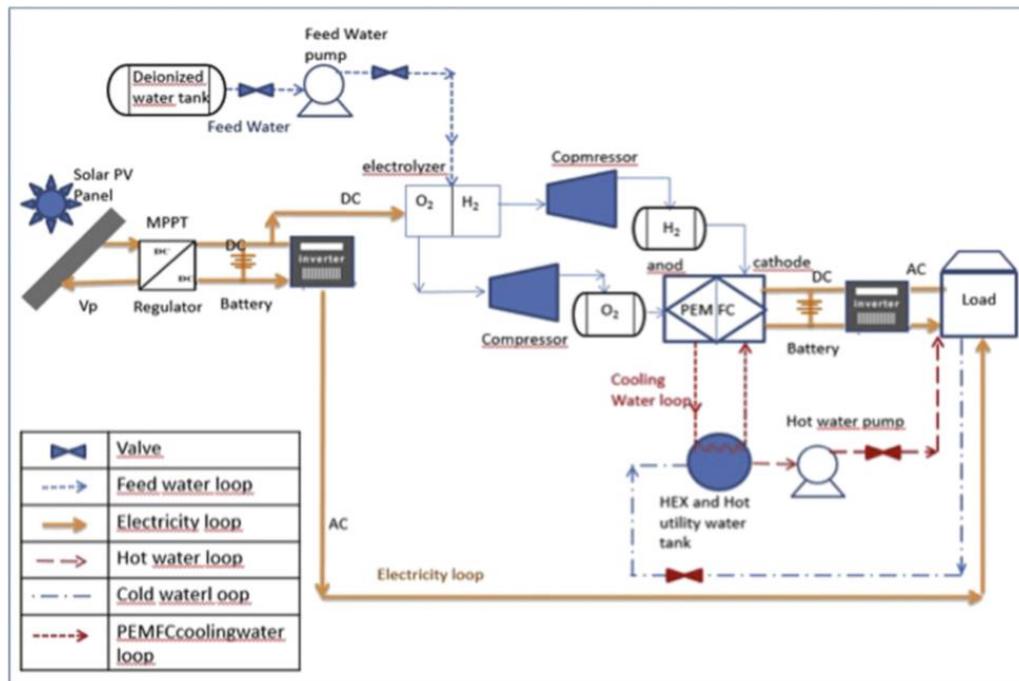


Figura 27: Esquema geral do trabalho de Ozgirgin et. al (2015).

Durante os períodos de alta incidência solar, os painéis forneciam a potência requisitada pela residência e cediam o excesso de energia gerada à bateria, que alimentava o eletrolisador. Este, por sua vez, convertia a eletricidade de entrada em hidrogênio, o qual era armazenado em tanques para posterior utilização na célula a combustível nos períodos de alta demanda da instalação. Em último caso, era permitido o fornecimento de energia diretamente da rede elétrica. Os resultados obtidos para a simulação dos painéis fotovoltaicos mostraram que, para os meses mais frios do ano (dezembro e janeiro), uma grande área para instalação de painéis solares se fez necessária. Nos outros meses do ano, o fornecimento de energia elétrica e térmica foi bastante superior, permitindo o suprimento total da demanda com uma boa margem de segurança e possibilidade de exportação do excedente de energia à rede elétrica. As análises mostraram que, quanto maior a captação de energia solar (e conseqüentemente geração de energia elétrica), maior é a taxa de H_2 e O_2 produzida pelo eletrolisador, sendo maior também o consumo de água e energia pelo mesmo.

O trabalho de Mezzai *et al.* (2014) teve como objetivo a simulação de um sistema híbrido solar/eólico para geração de energia elétrica em uma aplicação isolada da rede na região de Bejaia, Algéria. O esquema geral do estudo envolveu painéis fotovoltaicos, célula a combustível, baterias e uma turbina eólica como componentes do sistema. Ao final, foram comparados os resultados obtidos pelo programa (feito em MATLAB Simulink e LABVIEW) com os resultados experimentais. O sistema montado por Mezzai pode ser visto na figura 28.

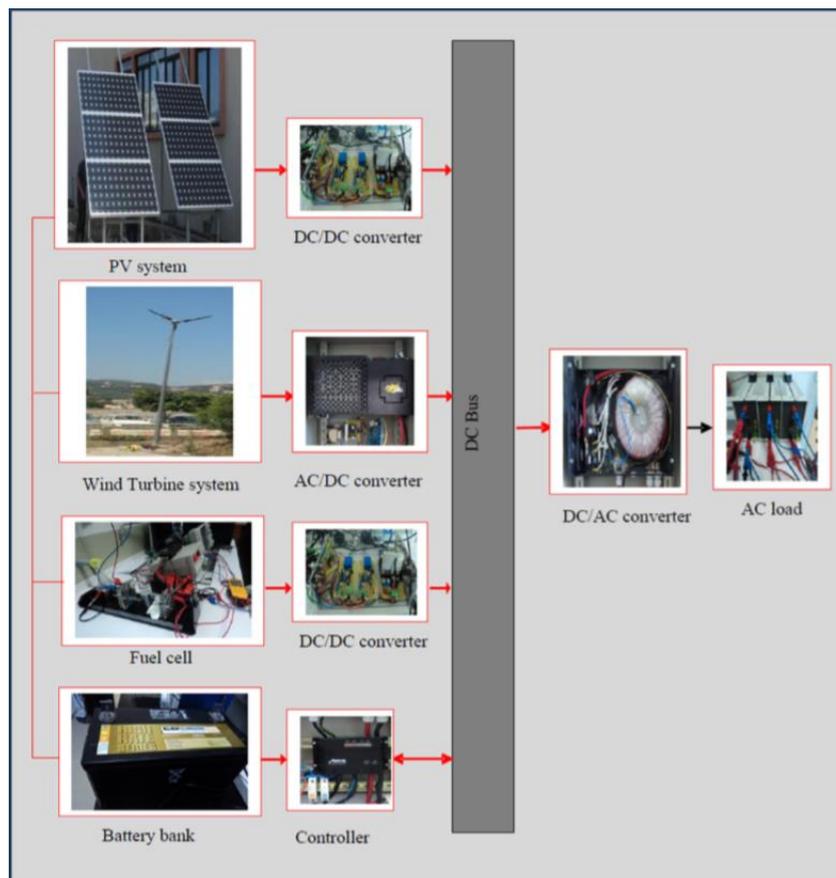


Figura 28: Esquema geral do trabalho de Mezzai *et. al* (2014).

Os resultados finais de simulação e experimentais tiveram boa concordância e constatou-se que o sistema é viável (do ponto de vista puramente técnico) para a geração de energia elétrica a longo prazo em aplicações isoladas da rede elétrica.

O trabalho de Barelli *et al.* (2010) teve como objetivo o estudo da eficiência energética e exergética de sistemas integrados para geração de energia elétrica e calor, envolvendo células a combustíveis dos tipos PEMFC e SOFC com gás natural como combustível. Os autores propuseram dois sistemas separados, tendo sido utilizado o software Aspen Plus e diversas correlações empíricas. As simulações

tiveram como parâmetros fixos a potência elétrica de saída e o calor de rejeito das Cac e, como parâmetros variados, a temperatura e pressão de funcionamento das Cac.

Os autores concluíram que a eficiência elétrica da SOFC foi bastante superior para todos os casos estudados, sendo essa diferença menor quando a PEMFC operou em altas pressões e baixas temperaturas, situações nas quais uma eficiência de 32% foi alcançada em comparação aos 40% obtidos para a SOFC. Por outro lado, quando considerado o sistema completo (eletricidade + calor), a célula a combustível tipo PEM obteve melhor desempenho, permanecendo em uma vantagem de 3% a 8% em eficiência energética. Finalmente, do ponto de vista da segunda lei, a PEMFC obteve vantagem relativamente alta nas situações de baixa pressão e baixa temperatura e de alta pressão e alta temperatura, atingindo um máximo de 47% de eficiência exergética nessas situações.

O estudo de Fontell *et al.* (2004) objetivou a simulação de um sistema de geração elétrica com cogeração envolvendo uma célula a combustível do tipo SOFC de média potência (250 kW) para aplicações navais. O esquemático geral do trabalho pode ser visto na figura 29.

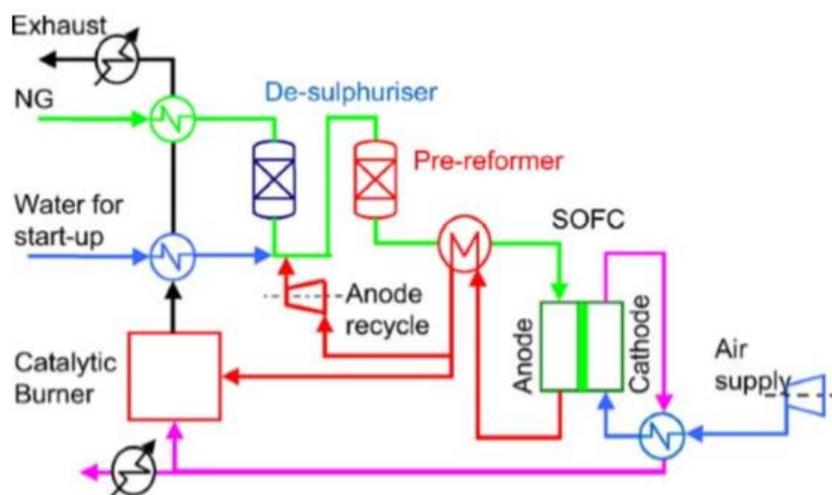


Figura 29: Esquema geral do trabalho de Fontell *et. al* (2004).

As simulações foram realizadas com os softwares HTAS e Aspen Plus e levaram em conta a degradação da célula a combustível com o tempo de uso. Os balanços de massa e energia foram aplicados de forma a determinar a eficiência global do conjunto, para o qual um rendimento elétrico de 55,9% foi alcançado e

uma eficiência global de 85% quando contabilizada a cogeração no processo. Em seguida, foi realizado um estudo financeiro visando prever o investimento inicial com a aquisição de todos os componentes e os custos gerais de operação e manutenção do sistema, comparando-os com os de sistemas convencionais de turbina a gás. O autor concluiu que, num cenário otimista, o sistema se tornaria competitivo no mercado por volta de 2010, enquanto num cenário pessimista, apenas em 2020 alguma vantagem econômica poderia ser alcançada, onde o ainda elevado custo de aquisição das células SOFC foi o principal fator de impacto.

Trabalhos mais recentes, como o de Marcoberardino et al. (2017) mostraram que as previsões realizadas por Fontell et. al. (2004) eram bastante otimistas. Na realidade, a taxa de aumento na comercialização de células a combustível foi abaixo do esperado inicialmente, mas a rápida queda nos custos tem sido observada nas duas últimas décadas [E4TECH, 2019]. Esse comportamento, somado ao processo de transição energética com o aumento da demanda por gás natural no mundo pode contribuir para que sistemas envolvendo células a combustível se tornem viáveis frente a outros sistemas de geração de energia limpa em um futuro não muito distante.

O trabalho de Zuliani *et al.* (2012) visou estudar a variação da eficiência elétrica de um sistema composto por uma célula a combustível do tipo HTPEM (*High Temperature PEM Fuel Cell*) de 1 kW com o percentual de carga de operação. A motivação dos autores estava no fato de que, apesar da menor eficiência elétrica de células HTPEM frente às de baixa temperatura (LTPEM), diversas vantagens poderiam ser obtidas com o uso da cogeração. Dentre elas, a maior tolerância à concentração de monóxido de carbono (circuito de tratamento de gás simplificado), menor perda nos reagentes devido à ausência de água em fase líquida e simplificações nos trocadores de calor (maior temperatura de operação).

A eficiência da unidade de tratamento do gás natural envolvendo o reformador e demais componentes foi de aproximadamente 78% para todas as condições testadas. A eficiência do sistema de cogeração também manteve-se praticamente constante (aproximadamente 90%) nas simulações à cargas parciais e à plena carga. Contudo, a eficiência da Cac variou entre 33% à plena carga e 42% à meia carga. A figura 30 mostra os resultados obtidos para a eficiência elétrica global do conjunto.

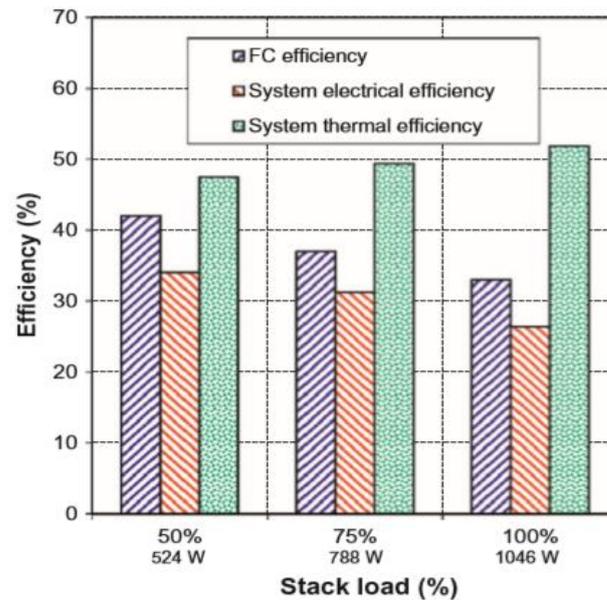


Figura 30: Eficiência do sistema com HTPEM, por condição de carga, do trabalho de Zuliani et. al (2012).

Foi constatado que a eficiência elétrica do sistema com a célula HTPEM simulada pelos autores (26% a 34%) é superior aos rendimentos gerais de sistemas com células a combustível do tipo LTPEM encontradas em literatura, os quais assumem valores entre 25% e 27% para potências de saída de 1 kW.

No trabalho de Di Marcoberardino *et al.* (2017) o desempenho de um microsistema de cogeração envolvendo uma célula a combustível tipo PEM com potência de saída de 5 kW, utilizando gás natural como combustível, foi analisado. Adicionalmente, uma análise econômica foi introduzida buscando simular os custos de operação considerando-se a composição do gás e preço da energia elétrica para quatro regiões diferentes da União Europeia: Espanha, Itália, Reino Unido e Holanda, levando também em conta a eficiência para cada composição do gás utilizado. O sistema geral pode ser visto na figura 31.

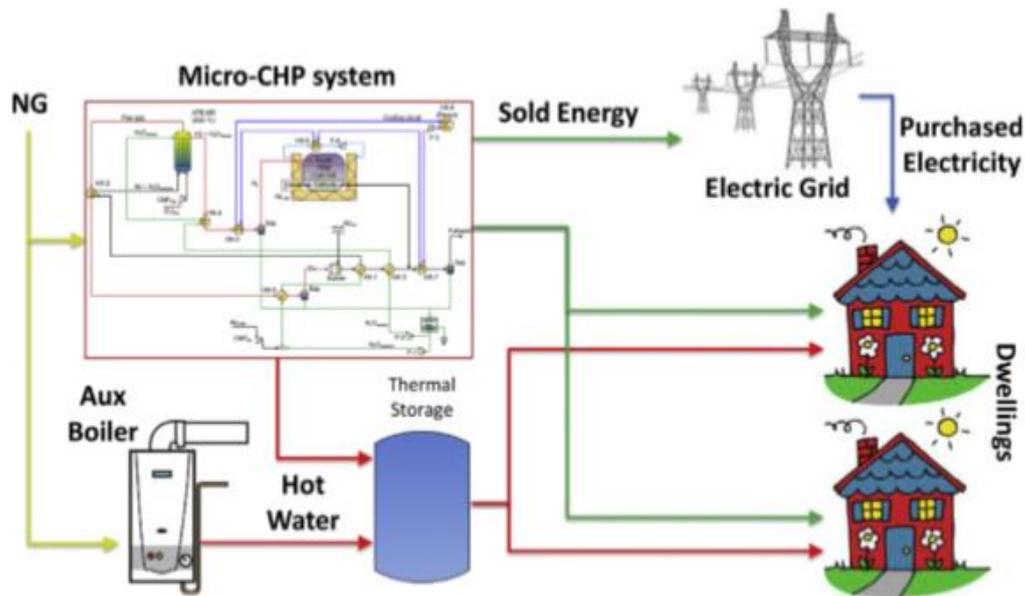


Figura 31: Esquema geral do trabalho de Di Marcoberardino et. al (2017).

As simulações mostraram que a eficiência elétrica de cada conjunto aumentava até próximo a 70% da carga nominal quando, então, começava a decair. Observou-se também que a diferença na curva de eficiência para cada composição de gás foi bastante baixa. Finalmente, a análise econômica fez uso dos dados de preço do gás natural e da energia elétrica de cada país considerado, alterando-se ligeiramente a estratégia adotada para o controle do fluxo de energia no sistema em cada caso. Concluiu-se que, apesar dos benefícios ambientais alcançados por microsistemas envolvendo células a combustível, estes dificilmente se tornariam competitivos economicamente com outras tecnologias de geração de eletricidade e calor a não ser que fossem alcançadas reduções consideráveis no preço da célula a combustível e outros componentes do sistema ou, em última análise, incentivos governamentais para a utilização de tecnologias menos poluentes.

No trabalho de Inac *et al.* (2019), foi estudado o desempenho energético e exergetico de um sistema envolvendo uma célula a combustível tipo SOFC alimentada por três diferentes fontes de combustível. No primeiro modo de operação, painéis fotovoltaicos são utilizados para fornecer energia elétrica a um eletrolizador, que então produz hidrogênio a ser fornecido à célula a combustível. No segundo modo de operação, biogás é enviado à Cac através de um biodigestor anaeróbico. Finalmente, no terceiro modo de operação, é utilizado gás metano fornecido diretamente por uma rede de distribuição local. O esquema geral do estudo pode ser visto na Figura 32.

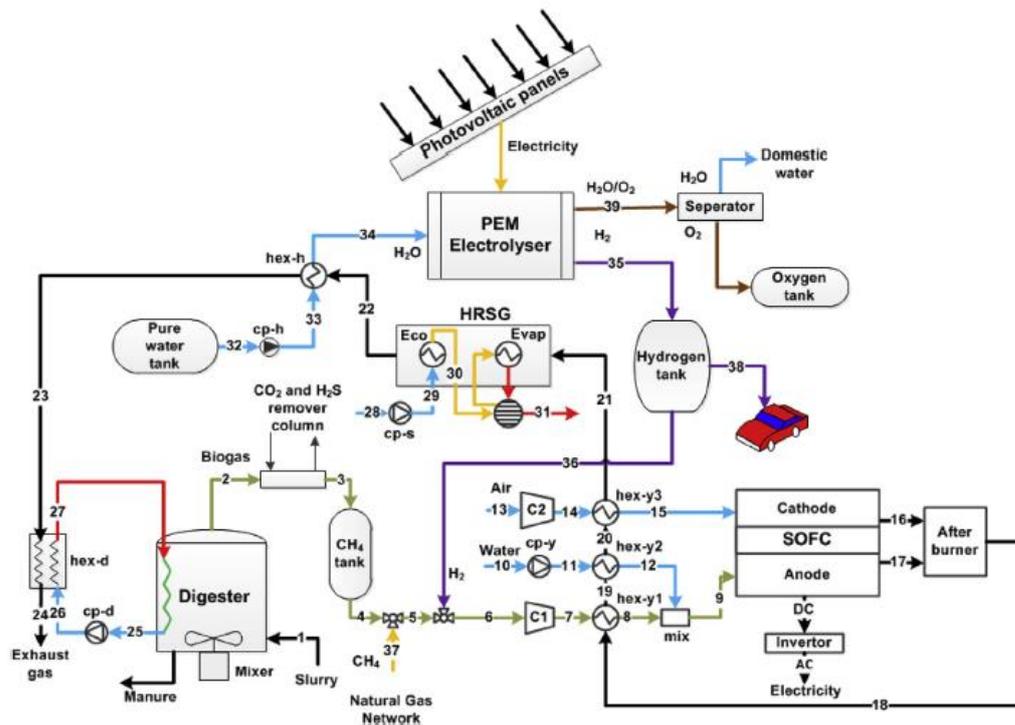


Figura 32: Esquemático geral do trabalho de Inac *et al.* (2019).

As conclusões do trabalho mostraram que a máxima eficiência energética e exérgica do subsistema da célula a combustível foram obtidas para o primeiro modo de operação, quando a célula operou a uma temperatura de 633 °C. Por outro lado, quando considerada a eficiência geral do sistema, o melhor desempenho foi obtido para o terceiro modo de operação, quando eficiências energética e exérgica globais de 60,6% e 57% foram alcançadas. Em segundo lugar, o segundo modo de operação apresentou 44,1% e 31,1% de eficiência energética e exérgica, respectivamente. O terceiro modo apresentou os piores desempenhos dentre todas as alternativas estudadas, alcançando apenas 4,5% de eficiência energética e 4% de eficiência exérgica. Finalmente, a máxima taxa de destruição de exergia foi observada para o primeiro modo de operação (12,7 kW), seguido pelo segundo modo (1,38 kW) e pelo terceiro modo (0,61 kW).

Ahmadi *et al.* (2019) investigaram a influência de diversos parâmetros operacionais sobre as eficiências energética e exérgica de um sistema envolvendo uma célula a combustível tipo SOFC com aproveitamento térmico. O sistema consiste na combinação da geração de energia elétrica de saída da CAC com mais um ciclo combinado de calor e potência, composto por duas turbinas (alta e baixa pressão) e uma unidade DWH (*Domestic Hot Water*) para o fornecimento de uma

demanda térmica. O sistema pode ser visto na Figura 33. O combustível não reagido, os gases gerados e o excesso de ar na saída da Cac são queimados e geram um gás de combustão (*exhaust gas*), utilizado para as etapas de pré-aquecimento do ar, água e metano de entrada na Cac e para fornecer a energia necessária ao fluido de trabalho do ciclo combinado de calor e potência em um gerador (parte inferior da Figura 33).

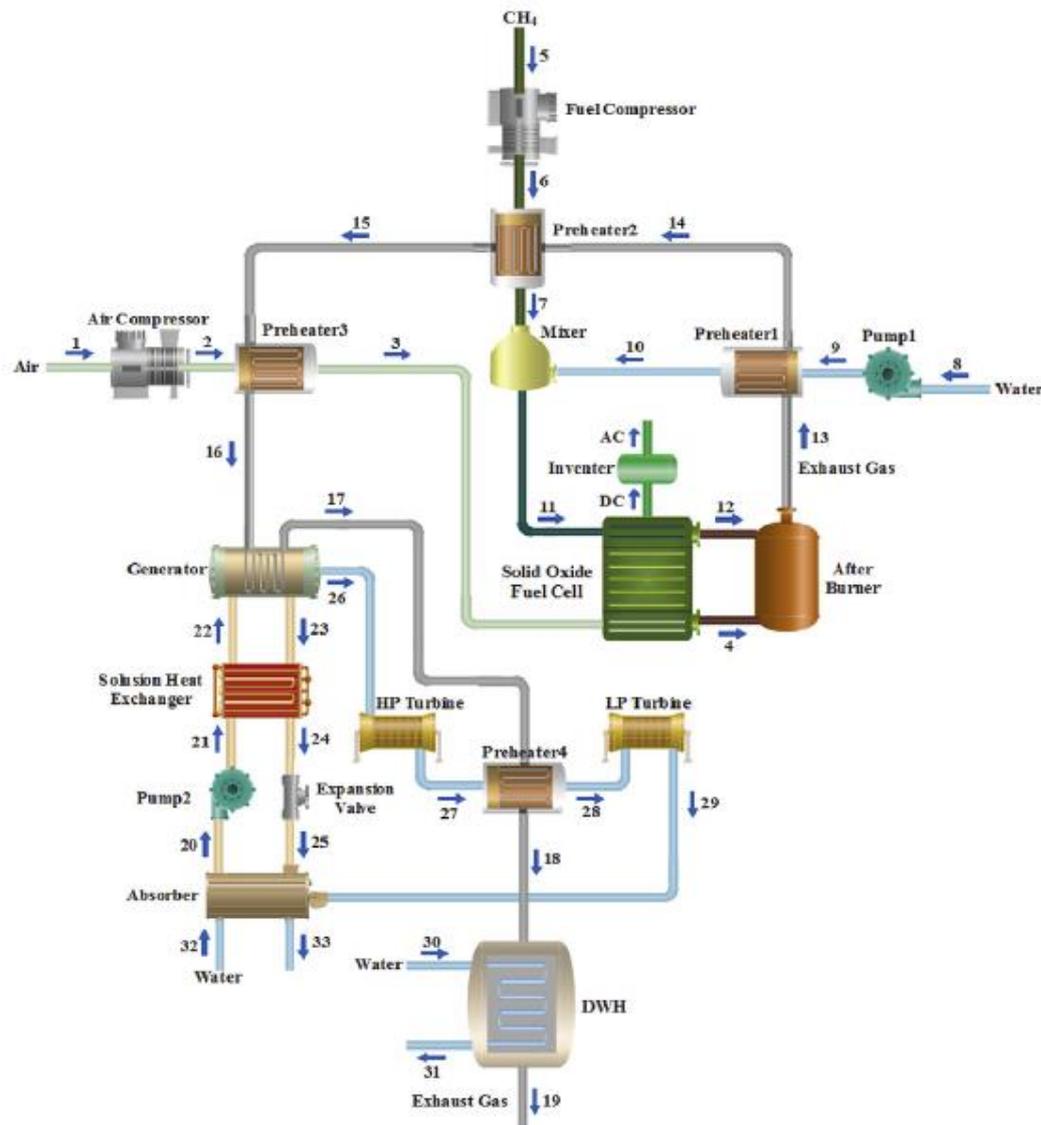


Figura 33: Esquemático geral do trabalho de Ahmadi *et al.* (2019).

As conclusões mostraram que houve um aumento da eficiência energética de 47,78% (somente SOFC) para 60,05% (SOFC + ciclo combinado), onde, além da potência gerada de 845,4 kW na Cac, foram produzidos mais 54,06 kW elétricos nas turbinas e 162,9 kW de calor na unidade DWH. Verificou-se que 25% da taxa

de destruição total de exergia ocorria no pré-aquecedor de ar (*Preheater 3*), enquanto a SOFC era responsável por aproximadamente 17% da taxa total de destruição de exergia. A análise de sensibilidade dos parâmetros mostrou que um aumento da densidade de corrente elétrica da *Cac* aumentava as potências elétrica e térmica de saída, mas reduzia as eficiências energética e exergética do sistema geral, ao passo que um incremento no fator de utilização do combustível aumentava o aproveitamento térmico e os desempenhos do ponto de vista da primeira e segunda leis da termodinâmica. Finalmente, constatou-se que uma redução na razão de pressão nos compressores provocava um aumento dos rendimentos elétrico e térmico e das potências elétrica e térmica totais.

3 Modelagem do Sistema Híbrido de Geração de Energia

O sistema desenvolvido neste trabalho visa o suprimento de energia a partir de fontes pouco poluentes a um consumidor com perfil residencial ou industrial em aplicações de baixa potência conectados à rede elétrica (*on-grid*). O sistema engloba um reformador de gás natural e uma célula a combustível do tipo membrana polimérica (PEMFC), um banco de baterias e conjunto de painéis fotovoltaicos. O acoplamento com a rede elétrica é realizado por meio de um inversor híbrido que permite um fluxo bidirecional de potência entre os barramentos de corrente contínua e alternada (CC e CA), conforme mostrado na Figura 34. Os equipamentos foram modelados com base em exemplares reais, instalados no Laboratório de Engenharia Veicular (LEV) da PUC-Rio, e as folhas de dados da célula a combustível, do inversor híbrido, dos painéis fotovoltaicos e das baterias encontram-se nos anexos A, B, C e D, respectivamente.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1812729/CA

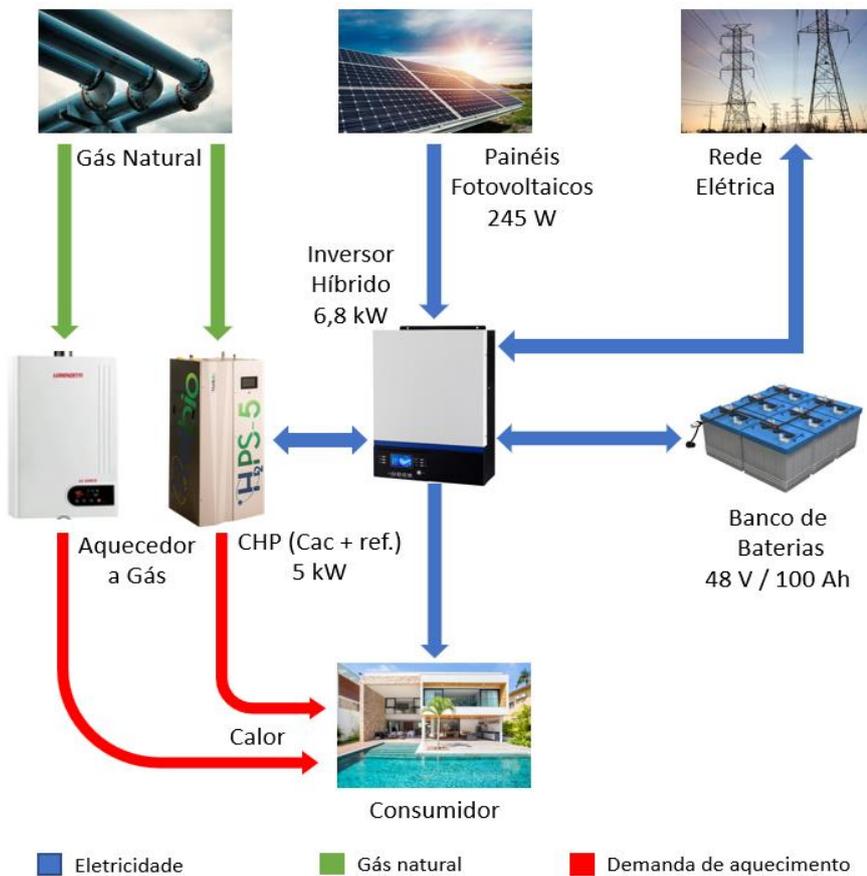


Figura 34: Esquema geral do sistema híbrido proposto.

O subsistema CHP engloba a própria Cac e um reformador de gás natural para a produção de hidrogênio, sendo responsável pela conversão de gás natural de entrada em energia elétrica útil em sua saída. Há também possibilidade de cogeração com o calor de rejeito da operação a ser utilizado, por exemplo, no aquecimento de água na instalação consumidora. O banco de baterias é o componente de armazenamento de energia do sistema, podendo funcionar como uma fonte complementar em momentos de alta demanda. Os painéis fotovoltaicos aproveitam uma fonte renovável complementar de fornecimento de energia elétrica.

Tendo em conhecimento o panorama geral de finalidade do sistema proposto, cada componente foi modelado com base em dados extraídos da literatura e de equipamentos disponíveis no Laboratório de Engenharia Veicular (LEV) da PUC-Rio. Os preços de aquisição de cada equipamento e os demais aspectos financeiros que impactam os custos de operação e manutenção do sistema são apresentados ao longo deste capítulo.

3.1. Modelagem dos Componentes do Sistema

3.1.1. Perfil de Carga dos Consumidores

A variedade de consumidores tornou-se necessária para investigar possíveis mudanças de comportamento do sistema para diferentes condições de carga. Em outras palavras, a distribuição de carga ao longo do dia e, especialmente sua dispersão em torno do horário de ponta, onde a tarifa de consumo de energia torna-se muito mais alta na tarifa branca, poderia impactar significativamente o desempenho do sistema. Assim, foram modelados duas classes de consumidores.

A figura 35 mostra as demandas diárias, minuto a minuto, de um consumidor tipo residencial de alto consumo e um consumidor industrial de pequeno porte [FRANCISQUINI, 2006]. Os dados apresentados foram obtidos da ANEEL para consumidores com demanda mensal superior a 500kWh e medidos tendo como base um dia útil completo.

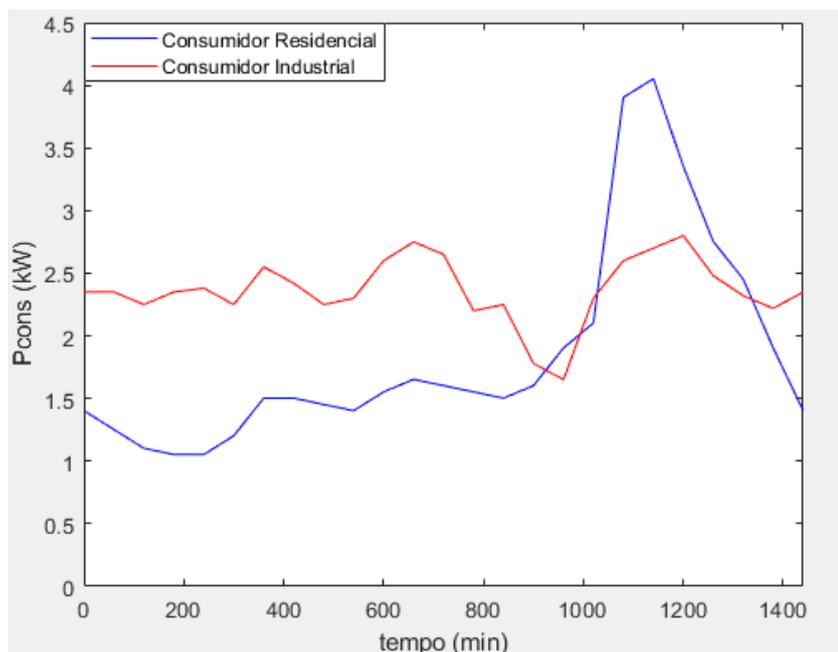


Figura 35: Perfis de carga diários dos consumidores residenciais e industriais de baixa potência (fonte: FRANCISQUINI, 2006).

A tabela 1 fornece a energia total diária, mensal e a conta de energia elétrica de cada consumidor pela tarifa convencional, já contemplando os tributos incidentes. O número de consumidores alimentados pelo sistema é um parâmetro de entrada adicional do simulador.

Tabela 1: Dados comparativos entre os tipos de consumidores utilizados no projeto.

Parâmetros	Consumidor	
	Residencial	Industrial
Potência mínima (W)	1050	1650
Potência máxima (W)	4050	2800
Demanda diária (kWh)	44,81	56,75
Demanda mensal (kWh)	1344,30	1702,50
Conta mensal de energia (R\$)	1309,53	1658,47

3.1.2. Painéis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos desempenham o papel de uma fonte suplementar de energia ao sistema, sendo uma opção do usuário incluí-los na simulação. Para a finalidade deste projeto, foram coletados dados relativos à potência de saída de painéis reais para três tipos de dias: ensolarados, parcialmente nublados e nublados, obtidos em Silva (2017), conforme mostrado na figura 36. Os dados provêm de três

módulos fotovoltaicos, sendo um deles com potência nominal de 245 W, do fabricante Yingli Energia (Modelo YL245P-29b), cuja folha de dados encontra-se no anexo C, e os demais com potência nominal de 250 W, do fabricante Tecnometal DYA Energia Solar (Modelo SV250D20M).

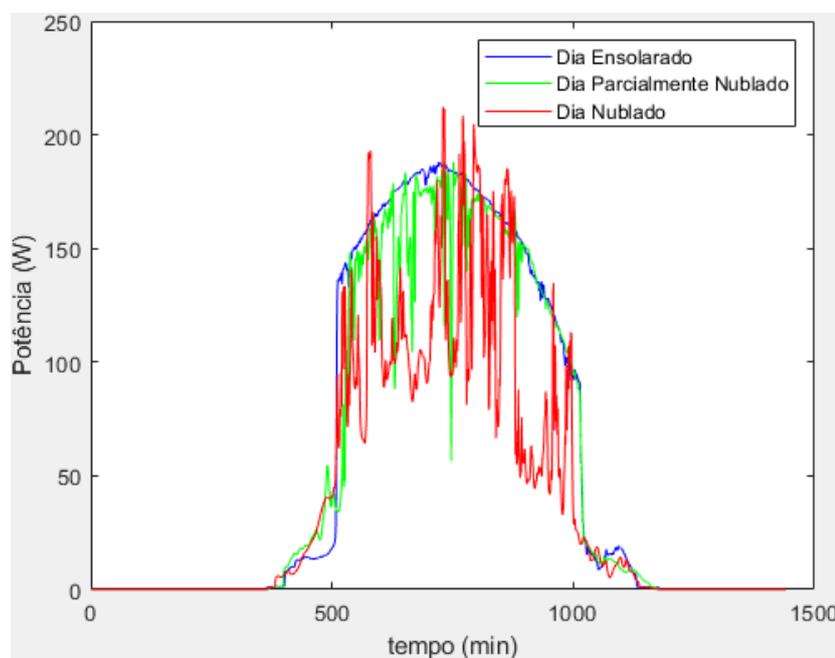


Figura 36: Potência de saída dos painéis fotovoltaicos para clima ensolarado, parcialmente nublado e nublado no simulador (fonte: SILVA, 2017).

O simulador também permite a escolha da opção de sorteio de dias aleatórios como entrada para a potência dos painéis, representando, desta forma, mais fielmente as condições climáticas da localidade onde seriam instalados. Adicionalmente, o número de painéis corresponde a mais um parâmetro de entrada definido pelo usuário.

3.1.3. Banco de Baterias

Foram utilizados dois modelos distintos para o banco de baterias do projeto. O primeiro deles engloba uma modelagem detalhada, envolvendo um conjunto de equações algébricas não-lineares com alto custo computacional. Este foi baseado no estudo de Jackey (2007), onde são desenvolvidos um modelo elétrico e um modelo térmico para rastrear o comportamento de baterias do tipo chumbo-ácido durante os ciclos de carga e descarga sob diversas condições. A figura 37 mostra o circuito elétrico para uma célula de aproximadamente 2V, sendo este facilmente

escalável para baterias com múltiplas células assumindo-se que cada célula possua comportamento idêntico durante a simulação.

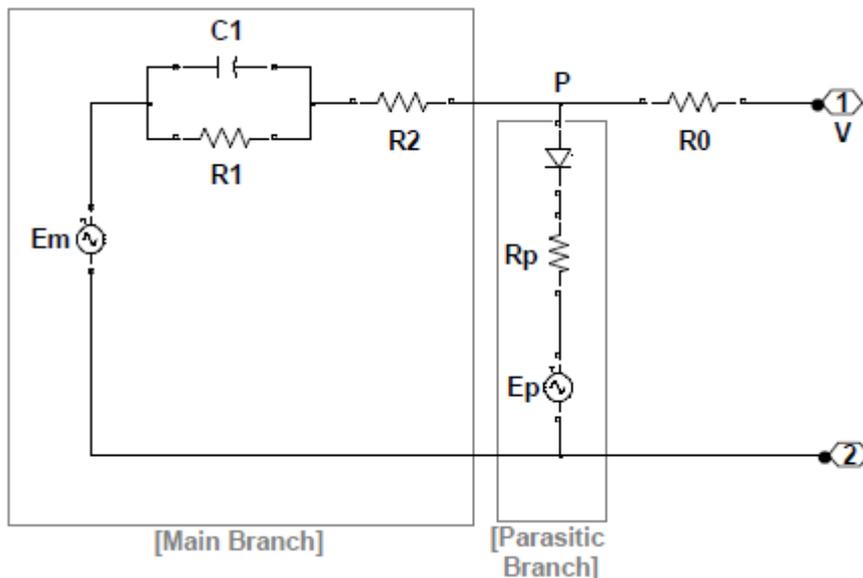


Figura 37: Modelo de uma célula de bateria tipo chumbo-ácido (fonte: Jackey, 2007).

Conforme evidenciado pela figura 37 o circuito é subdividido em duas partes principais. A primeira, denominada ramo principal (*main branch*) é responsável, sozinha, por modelar fielmente o comportamento da bateria para quase todas as condições de carregamento e descarregamento, sendo composta de componentes altamente não lineares (duas resistências e uma capacitância). A segunda, denominada ramo parasita (*parasitic branch*) somente afeta a dinâmica ao final de um ciclo de carregamento da célula, quando esta encontra-se com estado de carga bastante elevado (próximo a 100%). Contudo, visando aumentar a vida útil do banco de baterias e fazê-lo operar na região de maior eficiência, o sistema proposto foi projetado para operar sob condições de carga inferiores a 90%, dispensando, portanto, a inclusão do ramo parasita na análise do banco de baterias.

A resistência R_0 (Ω), situada à frente do ramo principal foi observada como constante em relação à temperatura, sendo dependente diretamente do estado de carga (*SOC*), conforme evidenciado na equação (1), onde R_{00} e A_0 são constantes. Verifica-se facilmente o aumento do valor de R_0 quanto menor o estado de carga da bateria.

$$R_0 = R_{00}[1 + A_0(1 - SOC)] \quad (1)$$

A resistência R_1 (Ω), dentro do ramo principal, modela a dependência com relação à profundidade de carga da bateria (DOC), parâmetro indicativo do percentual do estado de carga útil levando em conta a corrente média de descarga da célula. Seu efeito é muito expressivo ao final de um ciclo de descarga da bateria, aumentando exponencialmente de acordo com a relação (2), onde R_{10} é uma constante.

$$R_1 = -R_{10} \ln(DOC) \quad (2)$$

O cálculo da profundidade de carga leva em conta o valor da capacidade da bateria corrigida em relação à corrente de descarga e à temperatura (A.min), bem como da carga total extraída Q_{ext} (A.min), como mostram as equações (3) e (4). Na formulação, δ , K_c e K_t são constantes, CP_0 é a capacidade de circuito aberto calculada a $0^\circ C$ (A.min), θ é a temperatura ($^\circ C$) e I_{bat}^* (A) é a corrente nominal da bateria.

$$DOC = 1 - \frac{Q_{ext}}{CP(I, \theta)} \quad (3)$$

$$CP(I, \theta) = \frac{K_c CP_0 K_t}{1 + (K_c - 1) \left(\frac{I_{bat}}{I_{bat}^*}\right)^\delta} \quad (4)$$

A resistência R_2 (Ω) modela o efeito de saturação ao final de um ciclo de carregamento da bateria, sendo dependente também da corrente fluindo através do ramo principal I_{bat} (A), como mostra a equação (5). Verifica-se que o termo exponencial no denominador se torna muito grande durante o descarregamento da bateria (I_{bat} positivo), quando, então, os efeitos de R_2 (Ω) tornam-se desprezíveis. Na formulação, R_{20} , A_{21} e A_{22} são constantes do modelo.

$$R_2 = R_{20} \frac{\exp [A_{21}(1 - SOC)]}{1 + \exp \left(\frac{A_{22} I_{bat}}{I_{bat}^*}\right)} \quad (5)$$

Finalmente, o capacitor C_1 (F) modela o atraso na alteração da tensão da bateria quando há uma mudança na corrente do ramo principal, sendo calculado através da fórmula (6), onde τ_1 (s) é a constante de tempo do circuito RC formado por C_1 e R_1 .

$$C_1 = \frac{\tau_1}{R_1} \quad (6)$$

Sabe-se, da teoria básica de eletromagnetismo, que a energia armazenada (U) em um capacitor é dependente de sua capacitância (C), bem como da diferença de potencial entre as placas (ΔV), de acordo com a equação (7) [HAYT JR., 2008]. Verifica-se, portanto, que um aumento súbito da diferença de potencial provocaria uma alteração instantânea na energia armazenada em seu interior, violando a formulação diferencial da primeira lei da termodinâmica. Contudo, como as constantes de tempo de capacitores são, em geral, frações de segundos e, considerando-se que o intervalo temporal de análise do simulador desenvolvido é de 1 minuto, pode-se, seguramente, desprezar os efeitos do capacitor C_1 na modelagem do banco de baterias.

$$U = \frac{1}{2} C \Delta V^2 \quad (7)$$

O modelo final sintetizado pode então ser visto na figura 38, onde apenas os efeitos de R_0 , R_1 e R_2 são considerados.

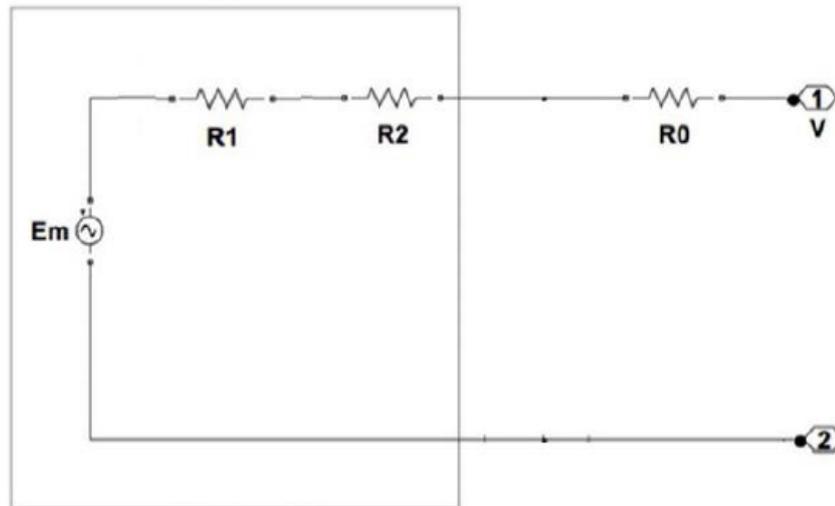


Figura 38: Modelo sintetizado utilizado para o banco de baterias do projeto (fonte: Jackey, 2007).

A tensão de circuito aberto E_m (V) da bateria sofre variação de acordo com a temperatura e o estado de carga, sendo dada pela equação (8), onde E_{m0} (V) é a tensão de circuito aberto para estado de carga de 100%, K_e é uma constante dependente de parâmetros físicos da bateria, θ é a temperatura ($^{\circ}C$) e SOC é o estado de carga.

$$E_m = E_{m0} - K_E(273 + \theta)(1 - SOC) \quad (8)$$

A partir da tensão de circuito aberto da bateria, pode-se calcular a tensão do barramento CC (V_{bar}) do sistema a partir da relação (9) como uma consequência imediata das quedas de tensão a partir dos resistores, R_0 , R_1 e R_2 . A corrente I_{bat} é dada pela relação (10), onde P_{bat} é a potência de carregamento / descarregamento imposta pelo algoritmo de controle do sistema na etapa de definição do fluxo de potência do simulador (capítulo 4). N_B é o número de baterias em série e N_C é o número de células por bateria. O banco utilizado no projeto é composto pela união de 4 baterias de 12 V em série, sendo cada bateria formada por 6 células de 2 V cada.

$$V_{bar} = N_B N_C (E_m + (R_0 + R_1 + R_2) I_{bat}) \quad (9)$$

$$I_{bat} = \frac{P_{bat}}{V_{bar}} \quad (10)$$

Finalmente, a nova carga extraída e o novo estado de carga da bateria são obtidos por meio das equações (11) e (12), respectivamente, onde Q_e é a carga extraída e Δ_t é a duração do pulso de corrente I_{bat} .

$$Q_{ext}(t + 1) = Q_{ext}(t) - I_{bat}\Delta t \quad (11)$$

$$SOC = 1 - \frac{Q_{ext}}{C(I, \theta)} \quad (12)$$

A carga extraída no instante inicial ($t = 0$) é dada pela equação (13), onde o estado inicial de carga (SOC_{ini}) é um parâmetro de entrada do simulador.

$$Q_{ext\ ini} = (1 - SOC_{ini})(K_t K_c CP) \quad (13)$$

Em resumo, a dinâmica da bateria sofre a atuação de três efeitos distintos durante os ciclos de carga e descarga, os quais resultam em perdas por efeito Joule que dependem dos valores das três resistências do modelo simplificado e da corrente circulando através do ramo principal. Esses efeitos são:

- (i) Perdas devido à resistência R_0 , que aumentam à medida em que a bateria atinge um estado de carga baixo, afetando igualmente a carga e a descarga da bateria.
- (ii) Perdas referentes à R_1 , que representam um efeito de “exaustão” da bateria ao final de um ciclo de descarga (SOC próximo a 0%).
- (iii) Perdas relativas à resistência R_2 , que modelam o efeito de saturação da bateria à medida em que esta chega ao final de um ciclo de carregamento (SOC próximo a 100%).

Os efeitos, combinados, reproduzem fielmente a curva de eficiência típica de baterias tipo VRLA, mostrada na figura 39 [JSSATEN, 2016], onde observa-se a faixa de maior eficiência como aquela que se estende de 50% a 80% do estado de carga.

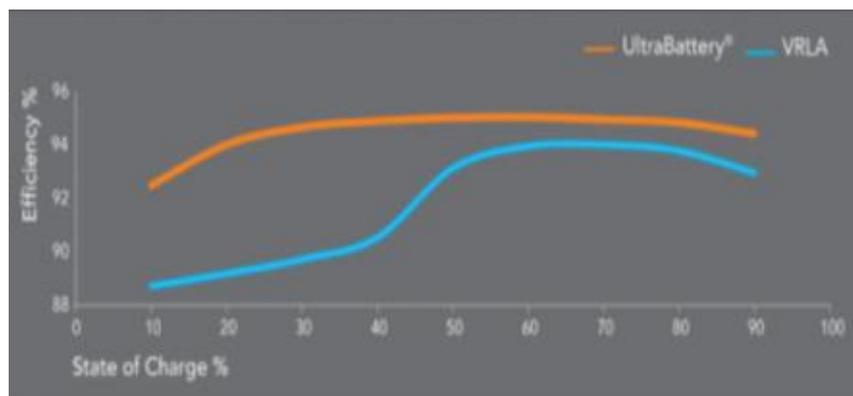


Figura 39: Eficiência típica de baterias tipo VRLA com o estado de carga [Fonte: JSSATEN, 2016].

O conjunto de equações algébricas não lineares que descrevem o comportamento do banco de baterias durante seu carregamento e descarregamento acarreta em grande esforço computacional, tornando sua solução lenta e custosa por parte do programa. Esse obstáculo limitaria a análise de comportamento do sistema com desempenho satisfatório a alguns meses de operação, impossibilitando uma análise econômica detalhada em cima dos casos de interesse deste trabalho. Visando contornar este problema, foi desenvolvido um modelo simplificado que descreve com precisão bastante satisfatória o comportamento do banco de baterias e do sistema durante as simulações. A solução consiste em assumir a tensão do barramento CC como sempre fixa em 48V, sendo a corrente do banco determinada diretamente pela razão entre a potência fornecida pelas baterias e a tensão do barramento (48V). Em seguida, o estado de carga e a carga extraída são rapidamente atualizados pelo conjunto de equações descrito acima, resultando em uma velocidade de processamento bastante superior em relação ao modelo detalhado do banco. Os impactos de cada modelo serão melhor estudados no capítulo 5, onde serão quantificados os erros de estimação por parte do modelo simplificado para um mês de operação do sistema.

3.1.4. Célula a Combustível (CaC)

A modelagem da célula a combustível utilizada no simulador foi baseada no exemplar H2PS-5, uma CaC do tipo PEMFC adquirida da empresa Helbio e disponível no Laboratório de Engenharia Veicular (LEV) da PUC-Rio, conforme

discutido anteriormente. A potência elétrica nominal da célula é de 5 kW durante a fase de produção. Ressalta-se que, devido aos componentes de processo (bombas, filtros, válvulas), existe um período de aquecimento da Cac antes que essa possa entrar em operação, resultando em um atraso entre o instante em que esta é acionada pelo sistema de controle e o início da produção. Durante as fases de aquecimento e resfriamento, há o consumo de energia elétrica por parte dos componentes de processo do subsistema CHP, podendo esta vir diretamente dos painéis e da bateria ou, em último caso, da própria rede elétrica.

A figura 40 apresenta os dados obtidos para um teste realizado com a Cac para um ciclo completo de operação com os quatro possíveis estados (desligada, aquecendo, produzindo e resfriando), a potência elétrica consumida durante cada fase de operação, bem como a potência de produção para pouco mais de 10% de carga nominal.

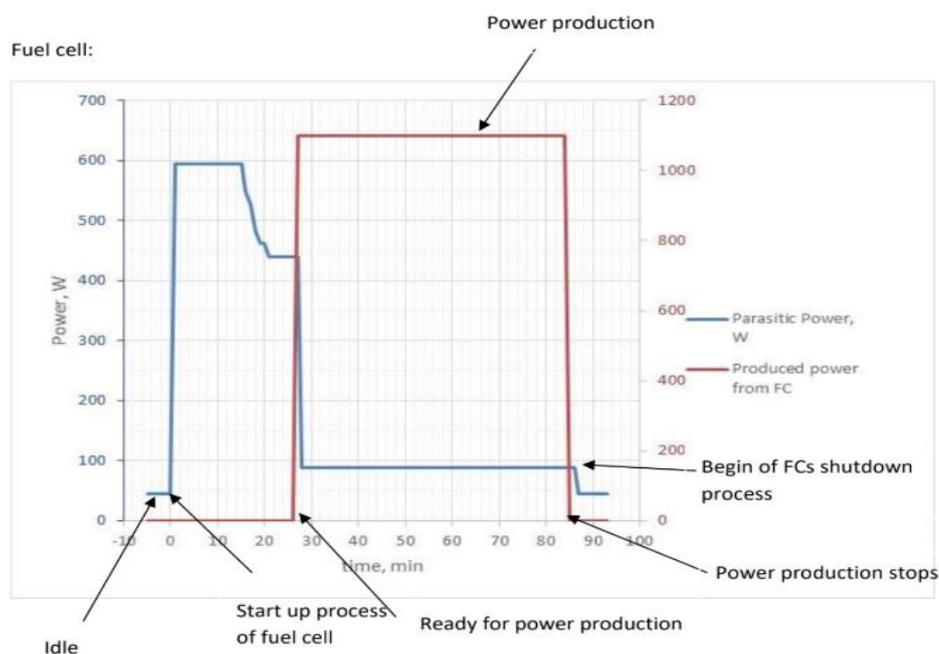


Figura 40: Curvas de consumo e geração elétrica durante todas as fases de operação da célula a combustível tipo PEM de 5 kW, disponibilizadas pela Helbio.

Da figura 40, pode-se inferir uma potência média de consumo de 550 W durante a fase de aquecimento, bem como um consumo residual de aproximadamente 44 W durante a fase de desligamento da Cac. A determinação dos parâmetros operacionais durante a fase de produção baseou-se em dados e correlações encontrados em literatura, sendo os principais parâmetros de interesse

a vazão volumétrica de gás natural, as potências térmica e elétrica e as respectivas eficiências térmica e elétrica.

Inicialmente, a vazão molar de hidrogênio de entrada na Cac (\dot{n}_{H_2}) (mol/min) é obtida através da relação (14) de Inac *et al.* (2019), onde F e A_{FC} (A) são, respectivamente, a constante de faraday ($F = 96485$ C/mol) e a área de superfície ativa de cada Cac unitária, estimada de Chen *et al.* (2015) ($A_{FC} = 200$ cm²). N_{FC} é o número de Cac unitárias que compõem o conjunto célula a combustível, obtido de Chen *et al.* (2015) ($N_{FC} = 75$), enquanto S_{H_2} é a estequiometria do hidrogênio nas reações da Cac ($S_{H_2} = 1$, em todas as equações neste trabalho).

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{S_{H_2} j N_{FC} A_{FC}}{2F} \quad (14)$$

O parâmetro j (A/cm²) representa a densidade de corrente elétrica de saída da célula a combustível, sendo uma relação de razão direta entre a corrente I_{cac} (A) e a área de superfície ativa de cada Cac unitária, conforme a equação (15).

$$I_{cac} = j A_{FC} \quad (15)$$

Em seguida, a vazão molar de metano \dot{n}_{CH_4} (mol/min) é obtida do balanço de massa das reações químicas que ocorrem no reformador de gás natural [Inac, 2019]. A equação (16) descreve o processo em que cada molécula de CH_4 reage com uma molécula de água, formando monóxido de carbono e 3 moléculas de hidrogênio. Na sequência, a molécula de CO reage com uma molécula de água, gerando CO_2 e mais uma molécula de hidrogênio H_2 , conforme a equação (17).



De acordo com as reações descritas, para cada molécula de CH_4 que entra no reformador, 4 moléculas de H_2 são formadas. Portanto, a vazão molar de CH_4 é obtida facilmente pela relação (18).

$$\dot{n}_{CH_4} = 0,25\dot{n}_{H_2} \quad (18)$$

O passo seguinte consiste na conversão para vazão mássica (kg/min) de CH_4 e H_2 levando-se em conta a massa molar (kg/mol) dos átomos de carbono, oxigênio e hidrogênio, resultando nas equações (19) e (20). Ao longo deste projeto, supôs-se que a composição do gás natural era de 100% de CH_4 , obtendo-se a vazão mássica de gás natural consumida pela Cac diretamente da relação (20).

$$\dot{m}_{H_2} = 0,002\dot{n}_{H_2} \quad (19)$$

$$\dot{m}_{gas} = \dot{m}_{CH_4} = 0,016\dot{n}_{CH_4} \quad (20)$$

Finalmente, a vazão volumétrica de gás natural é calculada com base no peso específico do gás natural para condições ambientes típicas ($0,78 \text{ kg/m}^3$), através da equação (21). Quando a Cac se encontra desligada, todas as vazões correspondentes são nulas. Durante o período de aquecimento e resfriamento, o consumo de CH_4 é desprezível, de forma que se pode considerar a vazão de CH_4 igual a zero, também para essas situações.

$$\dot{V}_{gas} = 1,316\dot{m}_{CH_4} \quad (21)$$

Com as vazões de hidrogênio e gás natural definidas, prossegue-se com o cálculo da potência elétrica de saída da Cac (W) e da taxa de transferência de calor rejeitada (W) (resultado das reações químicas em alta temperatura), através das relações (22) e (23), obtidas de Chen (2015).

$$P_{el} = V_{bar}I_{cac} \quad (22)$$

$$P_{te} = N_{FC}(1,25 - V_{cel})I_{cac} \quad (23)$$

V_{bar} é a tensão de saída da Cac (V), que é a própria tensão do barramento CC do sistema, obtida da relação (9). I_{cac} é a corrente passando através de cada Cac

(A). V_{cel} é a diferença de potencial gerada em cada Cac do conjunto (V), determinada como a razão direta entre a tensão V_{bar} e o número de células N_{FC} . Observa-se que o valor de V_{cel} gerado se situa em torno de 0,7 a 0,8 V, estando de acordo com o potencial real de uma célula a combustível por faixa de perda, conforme mostrado na figura 41 [ERICKSON, 2012].

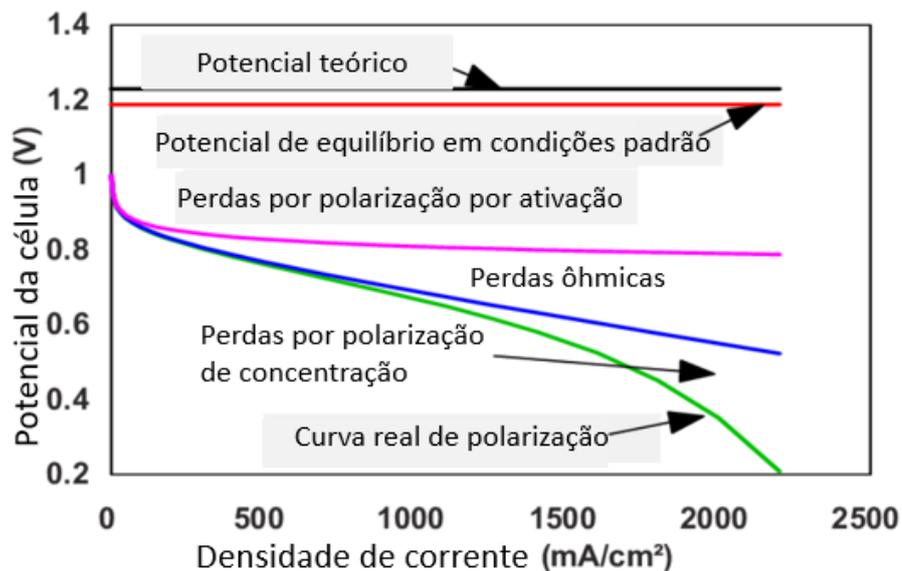


Figura 41: Diferença de potencial de uma célula a combustível por faixa de perda [ERICKSON, 2012].

Na sequência, as eficiências térmica e elétrica durante cada instante de operação da Cac podem ser calculadas através de (24) e (25) [CHEN, 2015]. Nas relações, 1,25 é a tensão equivalente ao poder calorífico inferior do hidrogênio.

$$\eta_{el} = \mu_f \frac{V_{cel}}{1,25} = \frac{1}{S_{H2}} \frac{V_{cel}}{1,25} \quad (24)$$

$$\eta_{te} = \mu_f \frac{1,25 - V_{cel}}{1,25} = \frac{1}{S_{H2}} \left(1 - \frac{V_{cel}}{1,25}\right) \quad (25)$$

Finalmente, a energia térmica de rejeito da Cac até o instante t (em Wh), da célula a combustível é calculada iterativamente por (26).

$$E_{te}(t) = E_{te}(t - 1) + \frac{P_{te}(t)}{60} \quad (26)$$

3.2. Modelagem Econômica

3.2.1. Investimento Inicial e Manutenção dos Equipamentos

Para a análise financeira e de viabilidade econômica deste projeto, foi necessário a inclusão do custo total de investimento do sistema, incluídos o custo de aquisição de todos os equipamentos envolvidos, além dos custos de instalação do conjunto CHP + inversor e dos painéis fotovoltaicos. Adicionalmente, foram considerados também custos de manutenção anual da célula a combustível e dos painéis fotovoltaicos.

Os dados financeiros referentes à célula a combustível foram baseados em um modelo real (H2PS-5), da empresa Helbio (Grécia), adquirido pela PUC-Rio e instalado no Laboratório de Engenharia Veicular (LEV) da universidade. O custo de manutenção anual da Cac foi estimado através de [RUF, 2017]. Os custos de manutenção anual e instalação dos módulos fotovoltaicos foram obtidos através de [PORTALSOLAR, 2019], onde o custo de instalação é estimado como 20% do investimento total no sistema solar. O custo de aquisição do inversor foi baseado no modelo CONEXT XW PRO de 6,8 kW da empresa Intermepro, também instalado no Laboratório de Engenharia Veicular da PUC-Rio. Para a bateria, considerou-se a conexão em série de 4 baterias de 12 V / 100 Ah do fabricante Moura [MOURA, 2020], adquiridas pela universidade. Finalmente, o custo de aquisição dos módulos fotovoltaicos foi baseado no modelo YL245P-29b da empresa nacional Yingli Energia [NEOSOLAR, 2020].

Os custos de aquisição da célula a combustível, do banco de baterias, do inversor e dos painéis fotovoltaicos estão mostrados na tabela 2, onde também são fornecidos os custos de instalação e manutenção anual de cada subcomponente do sistema.

Tabela 2: Custos de aquisição, instalação e manutenção dos componentes do sistema.

Equipamentos	Custo de aquisição (por unidade)	Custo de instalação (por unidade)	Custo de manutenção (unidade/ano)
Micro CHP com célula tipo PEM 5 kW	€ 56.000		€ 140
Inversor bidirecional de 6.8 kW	US\$ 3230	€ 5.000	-
Bateria VRLA 48V/100 Ah	R\$ 3.060	-	-
Painel solar policristalino de 245 W	R\$ 650	R\$ 130	R\$ 20

3.2.2. Custos de Operação

3.2.2.1. Consumo de Energia Elétrica da Rede

O consumo da rede elétrica foi modelado levando-se em conta o sistema de créditos de energia, previsto em legislação brasileira [ANEEL, 2019]. Nesse sistema, um consumidor que possua um medidor bidirecional em sua instalação pode importar e, ao mesmo tempo, exportar energia elétrica para a rede quando há excesso de geração de suas próprias fontes, criando créditos de energia (kWh) a serem utilizados nos períodos de alta demanda.

No caso específico do sistema desenvolvido neste trabalho, tornar-se-á necessária a importação de energia da rede quando a potência fornecida pelo conjunto Painéis + CaC + Bateria for insuficiente para atender a demanda do usuário no instante considerado. Por outro lado, uma parcela da energia total gerada é exportada à rede na situação inversa, ou seja, consumo inferior a oferta. Os créditos gerados são proporcionais às correspondentes tarifas, por posto horário, definidas no quadro da ANEEL [SILVA, 2018]. Portanto, para um usuário que opte pela tarifa branca, os créditos gerados nos horários de ponta valem mais do que aqueles gerados nos demais períodos do dia, sendo a situação inversa igualmente válida. Tal diferenciação pode-se converter em um artifício interessante que permite ao sistema planejar-se para evitar a compra e, mais ainda, exportar energia à rede nos horários correspondentes à tarifa mais cara, gerando ainda mais créditos para utilizar futuramente.

A tabela 3 apresenta as tarifas de energia elétrica, por posto horário, para a categoria B na bandeira verde, válidas no mês de março de 2020, referentes à distribuidora Light, no estado do Rio de Janeiro [ANEEL, 2020]. As tarifas constantes no site da ANEEL (coluna esquerda da tabela) não incluem os tributos incidentes, tais como ICMS, PIS/PASEP e Confins. À direita da tabela, são apresentadas as respectivas tarifas incluindo-se todos os impostos aplicáveis no mês de março de 2020, com exceção da taxa de iluminação pública, devido à dependência desta com outros parâmetros da instalação.

Tabela 3: Tarifas de energia elétrica, por posto horário, para consumidores categoria B.

Tipo de Tarifa	Preço sem impostos (R\$/kWh)	Preço com impostos (R\$/kWh)
Convencional	0,663	0,974
Branca (baixa) antes de 17:00 e após 22:00	0,585	0,860
Branca (inter.) 17:00 às 18:00 e 21:00 às 22:00	0,808	1,187
Branca (alta) 18:00 às 21:00	1,212	1,781

Nos períodos em que a demanda é superior à energia total ofertada pelas fontes do sistema e a poupança do usuário não possui créditos suficientes para suprir essa demanda, é feito um abatimento direto do consumo da rede elétrica (CNS_{rede}) (em Wh) conforme a equação (27), o qual impactará diretamente o valor da conta de energia elétrica a ser paga pelo usuário ao final do mês. $P_{rede}(t)$ é a potência importada da rede elétrica no instante t (W).

$$CNS_{rede}(t) = CNS_{rede}(t - 1) + \frac{P_{rede}(t)}{60} \quad (27)$$

Caso haja créditos suficientes para atender à demanda, o abatimento da energia necessária para suprir o usuário é feito diretamente da poupança de energia do usuário na rede (POP) (em Wh), de acordo com o posto horário da tarifa, conforme a equação (28), não havendo acréscimo no contador de consumo da rede. De acordo com a equação (28), o consumo de créditos é maior no horário de ponta

da tarifa branca, onde o custo da tarifa é mais alto que nos demais momentos do dia.

$$POP(t) = POP(t - 1) - \frac{P_{rede}(t)}{60} \left(\frac{TAR_i}{TAR_{conv}} \right) \quad (28)$$

Nos períodos em que há excesso de geração no sistema, a energia total fornecida pelas fontes é subtraída da energia consumida pelo usuário e enviada à rede para o acréscimo de mais créditos, de acordo com o posto horário da tarifa, conforme a equação (29). FA é o fator de aproveitamento de créditos na rede elétrica (100% no caso do Brasil para o ano de 2020). Um fator de aproveitamento de 70% significaria que, a cada 100 kWh exportados à rede, apenas 70 kWh seriam reaproveitados para o incremento de créditos ao usuário. De acordo com a equação (29), o acréscimo de créditos é maior no horário de ponta da tarifa branca, onde o custo da tarifa é mais alto que nos demais momentos do dia.

$$POP(t) = POP(t - 1) + \frac{P_{rede}(t) FA}{60} \left(\frac{TAR_i}{TAR_{conv}} \right) \quad (29)$$

Finalmente, o custo da energia elétrica consumida pelo usuário (R\$) quando o abatimento é feito diretamente da rede (CT_{el}) é calculado através da equação (30). Adicionalmente, ao final de cada mês é feita uma correção do custo total caso o consumo da rede naquele mês tenha sido inferior à 100 kWh, pois este é o consumo mínimo obrigatório previsto em legislação brasileira para instalações trifásicas conectadas à rede elétrica [ANEEL, 2020].

$$CT_{el}(t) = CT_{el}(t - 1) + (CNS_{rede}(t) - CNS_{rede}(t - 1))TAR_i \quad (30)$$

Finalmente, a figura 42 resume o processo de atualização dos vetores de consumo da rede, poupança do usuário e custo da rede, descrito pelas equações (27) a (30), utilizando-se, como exemplo, a tarifa convencional.

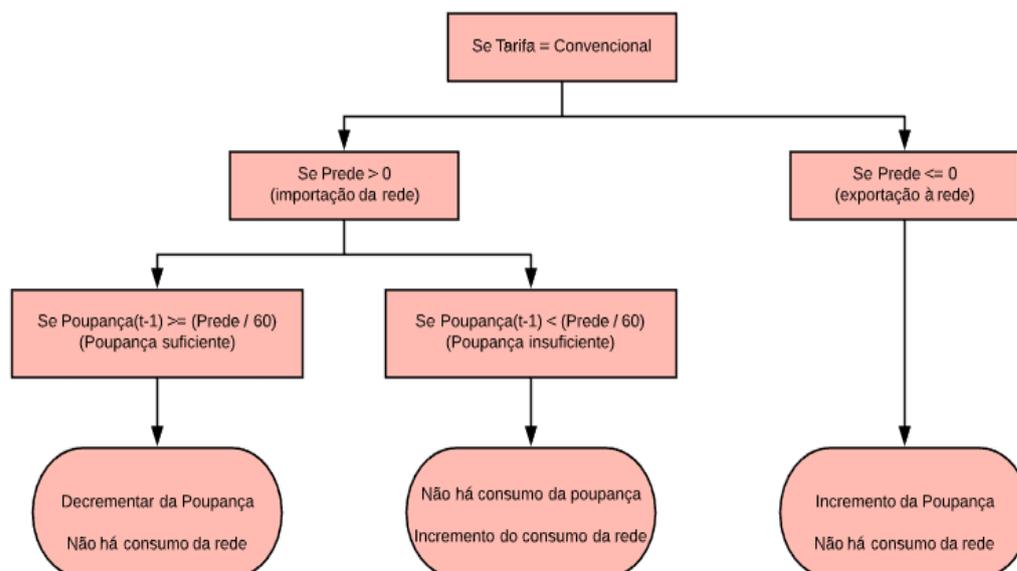


Figura 42: Lógica de atualização da poupança e do consumo da rede.

3.2.2.2. Consumo de Gás Natural na CaC

Para o cálculo do custo de consumo de gás natural na CaC, foram utilizadas as tarifas, por tipo de consumidor e faixa de consumo, impostas pela Naturgy (distribuidora de gás natural do estado do Rio de Janeiro). Os valores aplicados referem-se ao mês de abril de 2020.

A tabela 4 apresenta as tarifas, por tipo de consumidor e faixa de consumo, aplicáveis ao consumo de gás natural [NATURGY, 2020]. Os preços são referentes ao fornecimento sob condições de 9400 kcal/m^3 , pressão de 1 atm e temperatura de 20°C , já contemplando todos os tributos incidentes.

Tabela 4: Tarifas de consumo de gás natural por faixa de consumo e categoria de consumidor

Tipo de Consumidor	Faixa de consumo (m3/mês)	Preço (R\$/m3)
Geração Distribuída	0 - 200	4,5067
	201 - 5000	3,0130
Residencial	0 - 7	6,1725
	8 - 23	8,0497
	24 - 83	9,7479
	acima de 84	10,2861
Industrial	0 - 200	6,0268
	201 - 500	5,8530
	acima de 500	5,6795

As tarifas são aplicadas em cascata, ou seja, um consumo de $300 \text{ m}^3/\text{mês}$ na categoria geração distribuída seria descontado pela tarifa de $4,51 \text{ R\$/m}^3$ para os primeiros 200 m^3 , aplicando-se, em seguida, a tarifa de $3,01 \text{ R\$/m}^3$ para os 100 m^3 restantes. Adicionalmente, a legislação impõe uma cobrança mínima equivalente ao limite superior da primeira faixa de consumo para cada tipo de consumidor [NATURGY, 2020].

A equação (31) mostra o cálculo do custo de consumo de gás natural (CT_{gas}) na célula a combustível (R\$), onde $C(2)$ é o consumo total na segunda faixa de consumo (m^3) e $TAR_{gas}(1)$ e $TAR_{gas}(2)$ são as tarifas aplicadas para a primeira e segunda faixas de consumo referentes à categoria Geração Distribuída ($\text{R\$/m}^3$).

$$CT_{gas} = \begin{cases} C(1) \\ 200 \end{cases} TAR_{gas}(1) + \begin{cases} 0 \\ C(2) \end{cases} TAR_{gas}(2) \quad (31)$$

O simulador desenvolvido também permite a inclusão da cogeração com o calor de rejeito da Cac na análise econômica do projeto. Neste caso, o consumidor reaproveitaria a potência térmica para atender a uma demanda térmica como, por exemplo, aquecimento de água em sua instalação. No processo, a totalidade da demanda de gás que era cobrada, anteriormente, sob tarifa residencial ou industrial, é agora suprida pela própria célula a combustível. A equação (32) mostra o cálculo do volume equivalente total de gás reaproveitado para a cogeração (V_{cog}) (em m^3), onde η_{te} é a eficiência térmica média da Cac, η_{aq} é a eficiência média de aquecimento ($\eta_{aq} = 0,9$) e V_{gas} é o volume total de gás consumido na Cac (m^3).

$$V_{cog} = \eta_{te}\eta_{aq}V_{gas} \quad (32)$$

Os efeitos da cogeração se traduzem, conseqüentemente, em um desconto direto da conta de gás do consumidor, sendo este proporcional à energia térmica total recuperada e à tarifa correspondente a sua categoria de consumo. A equação (33) reproduz o cálculo da correção do custo total de consumo de gás com cogeração para os consumidores. No cálculo, $V_{cog}(i)$ representa a quantidade total de gás de cogeração reaproveitado para cada faixa de consumo, ao passo que

$TAR_{gas}(i)$ é a tarifa aplicada para a i ésima faixa de consumo referentes às correspondentes categorias de consumidor.

$$CT_{gas} = CT_{gas} - \sum_{i=1}^N V_{cog}(i)TAR_{gas}(i) \quad (33)$$

3.2.3. Projeção dos Custos Futuros dos Componentes do Sistema

Visando avaliar a viabilidade econômica do sistema em questão, não somente no presente, mas também a possibilidade de adesão em um horizonte de 2020 a 2040, tornou-se necessária a modelagem dos custos de aquisição das fontes utilizadas a partir de curvas históricas e previsões realizadas pela International Renewable Energy Agency (IRENA) para os painéis fotovoltaicos e baterias e pela E4TECH para as células a combustível.

De acordo com a IRENA (2019), a previsão da capacidade total instalada de painéis fotovoltaicos no mundo é esperada em crescer 9% ao ano até o ano de 2050. Também de acordo com o órgão, historicamente, o custo de aquisição de módulos do tipo silício cristalino tende a cair aproximadamente 18% cada vez que a capacidade total instalada dobra [IRENA, 2012]. Logo, a equação (34), obtida por linearização logarítmica dos gráficos de capacidade em função do tempo e custo em função da capacidade, modela como se dará o custo de aquisição de módulos fotovoltaicos de silício ($PV(y)$) (em R\$) com o tempo para os próximos 30 anos.

$$PV(y) = PV(y = 2020) [(1 + 0.09)^{(y-2020)}]^{-0.2875} \quad (34)$$

Um método semelhante foi utilizado para a modelagem dos custos de aquisição do conjunto célula a combustível + reformador para a mesma janela de tempo. De acordo com a E4tech [E4TECH, 2019], a capacidade total instalada de células do tipo PEM com o tempo $CAP_{fc}(y)$ (em W) obedeceu a relação descrita pela equação (35) entre os anos de 2015 e 2019. Ainda de acordo com o órgão, os custos de aquisição tenderam a baixar aproximadamente 16% cada vez que a capacidade total instalada dobrava entre os anos de 2004 e 2017. A equação (36), portanto, modela a queda de custos de aquisição do conjunto $Cac + reformador$ com

o tempo para o horizonte de interesse deste projeto, onde foi assumido que a taxa de decaimento do custo de reformadores apresentem comportamento semelhante ao da célula a combustível.

$$CAP_{fc}(y) = CAP_{fc}(y = 2020)\exp(0,3182(y - 2020)) \quad (35)$$

$$CT_{fc}(y) = CT_{fc}(y = 2020) Cap_{fc(y)}^{-0,2367} \quad (36)$$

Finalmente, uma relação linear foi utilizada para interpolar as previsões de custos de aquisições de baterias tipo chumbo-ácido VRLA para os próximos 20 anos, de acordo com a IRENA [IRENA, 2017]. Por ser considerada uma tecnologia já madura no mercado, nenhuma redução no custo de aquisição de inversores bidirecionais foi considerada para o propósito deste trabalho.

As curvas das Figuras 43 a 45 modelam, portanto, o custo total de aquisição das fontes utilizadas neste projeto para uma janela de visualização de 20 anos à frente. Com esses dados é possível prever, com uma precisão razoavelmente elevada, como se dará o custo de investimento inicial do projeto para um usuário que decida aderir ao sistema proposto entre os anos de 2020 e 2040.

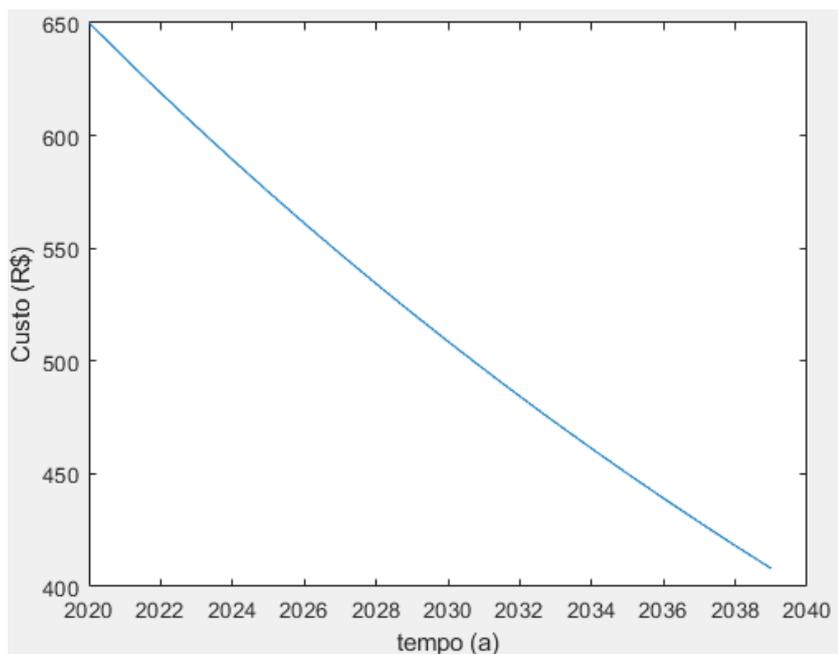


Figura 43: Evolução do custo de painéis fotovoltaicos no horizonte de 2020 a 2040.

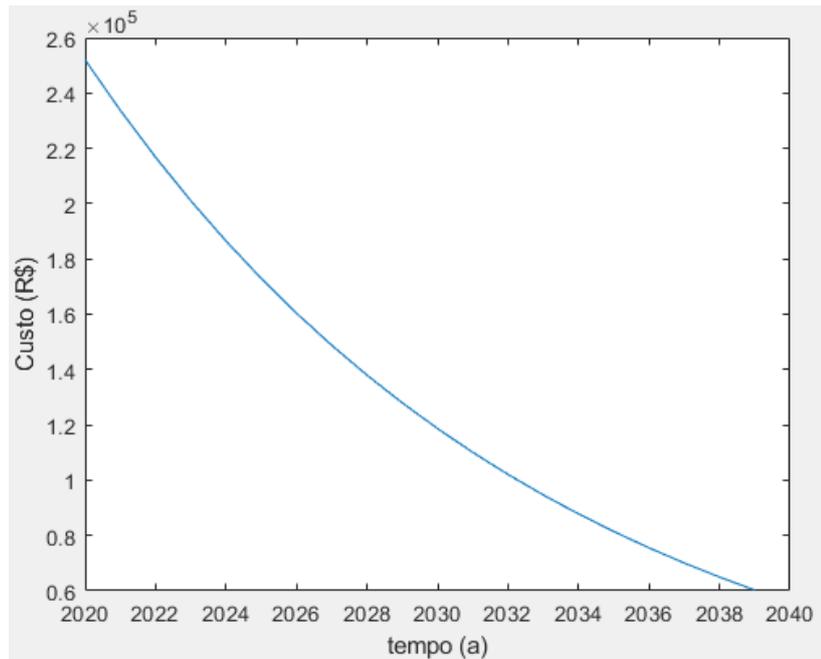


Figura 44: Evolução do custo do conjunto Cac + reformador no horizonte de 2020 a 2040.

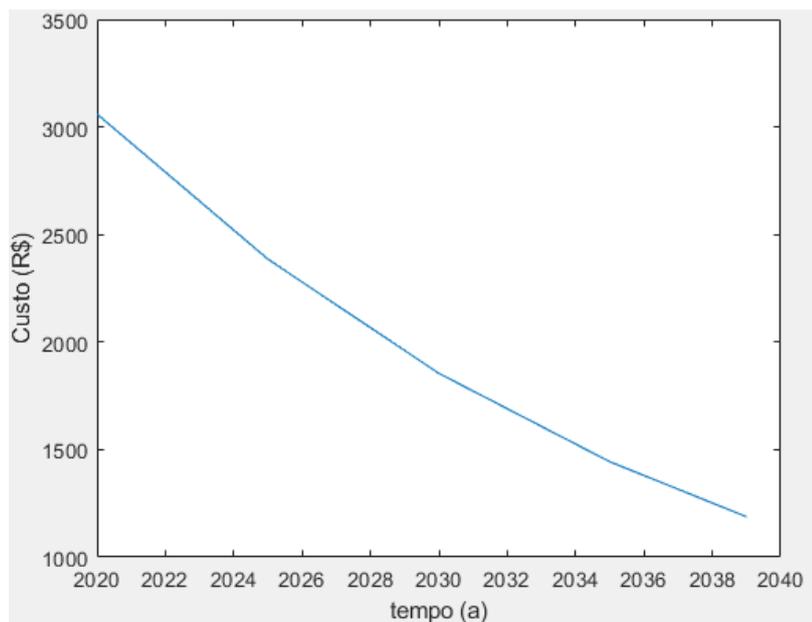


Figura 45: Evolução do custo baterias VRLA tipo chumbo-ácido no horizonte de 2020 a 2040.

Conforme observado, é prevista uma redução de aproximadamente 40% no custo de painéis fotovoltaicos para os próximos 20 anos, um ritmo menos acelerado que o observado nos últimos anos (reflexo do maior amadurecimento da tecnologia no mercado). Pelas projeções, as baterias de chumbo-ácido continuarão apresentando rápida queda de custo, chegando a reduzir 65% entre 2020 e 2040. Por ainda serem tecnologias relativamente recentes e no início do estágio de

comercialização, as células a combustível apresentarão queda ainda mais acentuada nas próximas décadas, apresentando reduções de custo de aquisição de até 75% antes de 2040. Além disso, o aumento da eficiência média de operação e da durabilidade destes componentes tende a intensificar ainda mais seu processo de comercialização, promovendo cada vez mais sua difusão no mercado.

3.2.4. Tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural

Historicamente, é difícil prever a evolução do preço das tarifas de qualquer insumo energético no cenário nacional. Se fossem observados apenas os últimos 5 anos, teríamos, de acordo com o balanço energético feito pela EPE em seu Relatório Anual Estatístico de Energia Elétrica de 2019 [EPE, 2019], um aumento médio de quase 15% ao ano na tarifa de energia elétrica no Brasil. Contudo, conforme discutido anteriormente e analisando a figura 46, percebe-se que o rápido aumento das tarifa foi agravado pela redução drástica da energia armazenada nos reservatórios nacionais a partir do ano de 2014, demandando maior geração por parte das termelétricas. Portanto, pode-se inferir que esse fenômeno, somado à instabilidade econômica e política do país nos últimos anos, contribuíram para que o incremento médio anual do custo deste insumo tenha sido muito superior ao normal.

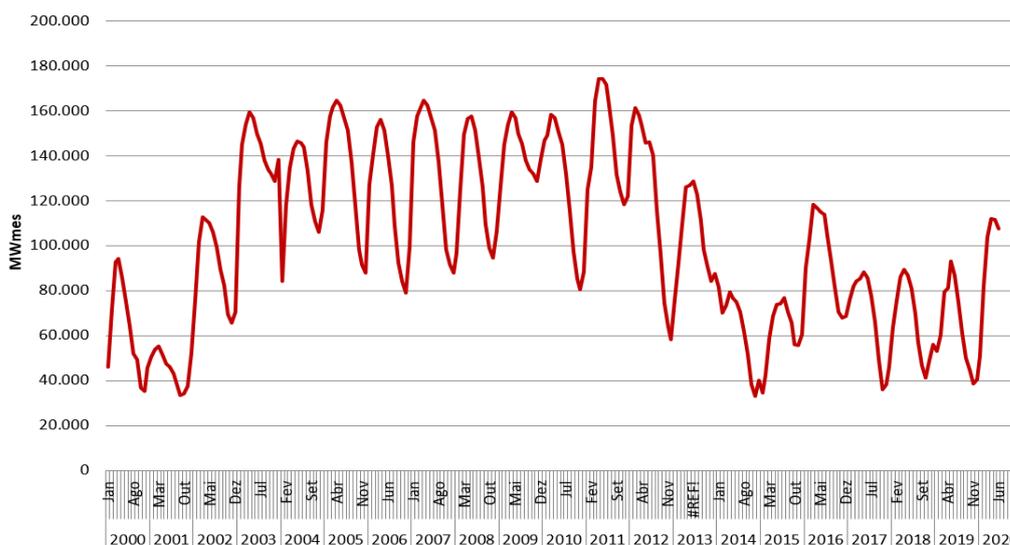


Figura 46: Histórico da energia armazenada nos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste entre 2000 e 2020 [ONS, 2020].

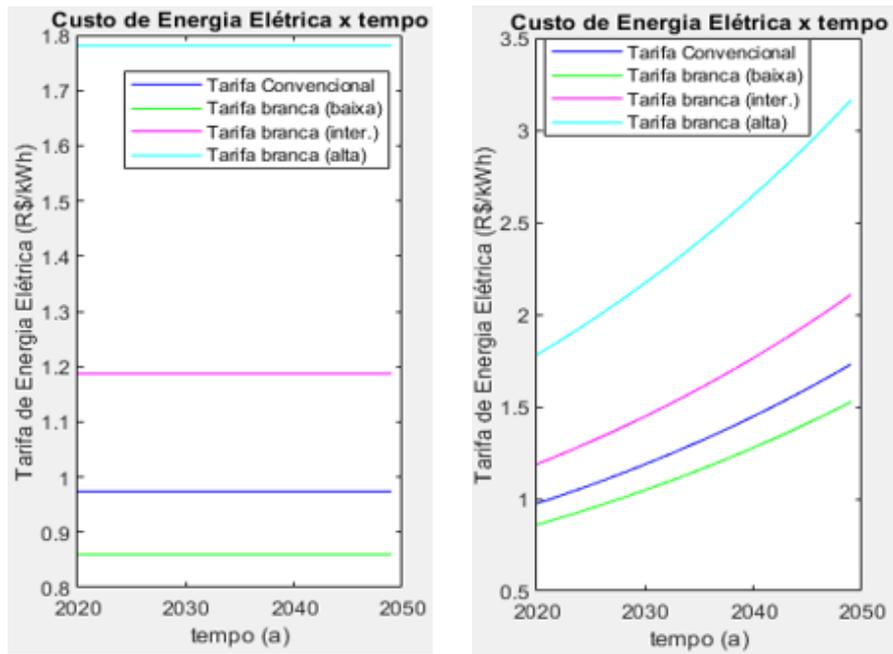
Desta forma, observando-se o início da regularização dos níveis dos reservatórios em 2020 e a lenta recuperação do PIB nacional (desconsiderando os possíveis impactos da COVID 19), considerou-se, para fins de avaliação econômica deste projeto, dois cenários para o crescimento anual da tarifa de energia elétrica no país, sendo estes:

- (i) Cenário 1: Crescimento anual da tarifa de energia elétrica de 0% em relação à inflação a partir de 2020.
- (ii) Cenário 2: Crescimento anual da tarifa de energia elétrica de 2% em relação à inflação a partir de 2020.

Ainda que menos oscilatório, o mercado de gás natural esteve sujeito a profundas alterações a nível internacional e, de forma ainda mais intensa, no mercado nacional, conforme discutido no capítulo 2 deste trabalho. A nova estratégia de desestruturação da cadeia produtiva por parte da Petrobras, somado à redução global do preço de comercialização de GLP, prometem trazer fortes reduções no custo deste insumo no Brasil para os próximos anos [ANP, 2019]. Tendo isso em vista, considerar-se-á, no simulador, uma redução de até 40% da tarifa de gás dentro dos próximos três anos (2020 a 2023), prevista pelo ministro de economia Paulo Guedes [VIEIRA, 2019], de forma que as tarifas deste insumo atinjam valores próximos às de outros países americanos como México, Argentina e EUA. Ademais, o mesmo incremento percentual estipulado para a tarifa de energia elétrica será tomado para a tarifa de gás natural após o terceiro ano. Ou seja:

- (i) Cenário 1: Queda de 40% na tarifa de gás natural nos próximos três anos (2020 a 2023), seguida de crescimento anual de 0% em relação à inflação após 2023.
- (ii) Cenário 2: Queda de 40% na tarifa de gás natural nos próximos três anos (2020 a 2023), seguida de crescimento anual de 2% em relação à inflação após 2023.

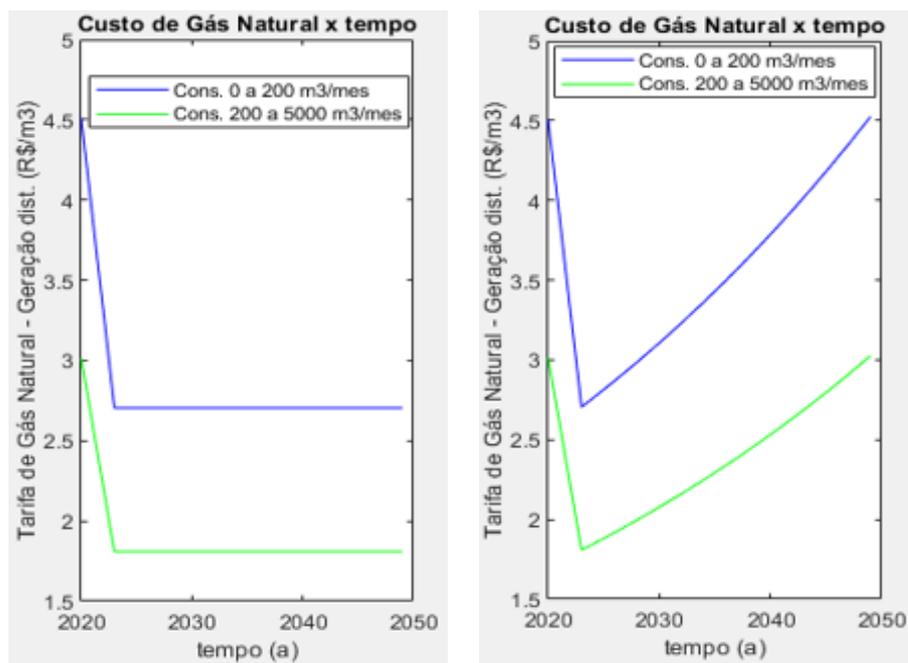
As figuras 47 e 48 resumem os cenários propostos para a evolução de cada tarifa.



(a)

(b)

Figura 47: Cenários de (a) 0% e (b) 2% de incremento das tarifas de energia elétrica.



(a)

(b)

Figura 48: Cenários de queda de 40% em três anos e (a) 0% e (b) 2% de incremento das tarifas de gás natural.

3.2.5. Percentual de Aproveitamento de Créditos na Rede

A atual legislação brasileira não prevê tributação em cima do excedente de energia enviada à rede no regime de Créditos de Energia [ANEEL, 2020]. Todavia, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [ANEEL, 2020] propôs, em resolução 025/2019 cinco possíveis cenários de taxaço da rede sobre a energia injetada na rede para os próximos anos. As alternativas de 1 a 5 (figura 49), representam incrementos gradativos, ainda em estágio de avaliação, como alternativas ao cenário atual (alternativa 0) onde 100% da energia injetada pelo usuário converte-se em créditos para uso futuro.

	Cenários					
	0	1	2	3	4	5
TUSD - FIO B		-28% kWh (72% bateria)	-34% kWh (66% bateria)	-41% kWh (59% bateria)	-49% kWh (51% bateria)	-63% kWh (37% bateria)
TUSD - FIO A						
TUSD - Encargos	0% kWh (100% bateria)					
TUSD - Perdas						
TE - Encargos						
TE - Energia						

Figura 49: Proposta de cenários de taxaço da energia elétrica exportada à rede (fonte: ANEEL, 2020).

Visando estudar como o percentual de aproveitamento de créditos por parte da rede elétrica afetaria o desempenho do sistema proposto, o simulador desenvolvido foi modificado para incorporar possíveis mudanças de cenário constantes na figura 49. De forma a limitar o número de casos a serem simulados, serão considerados os seguintes cenários de aproveitamento da rede elétrica:

- (i) Cenário 0: Aproveitamento total da energia exportada à rede na geração de créditos (100% bateria da rede).
- (ii) Cenário 1: Impostos incidentes de aproximadamente 28% sobre o total de créditos a serem gerados (72% bateria da rede).

- (iii) Cenário 3: Impostos incidentes de aproximadamente 41% sobre o total de créditos a serem gerados (59% bateria da rede).

3.2.6. Conversão de Moedas Estrangeiras

Finalmente, a cotação de moedas estrangeiras tem grande influência sobre a avaliação econômico-financeira do projeto pois alguns equipamentos que compõem o sistema são importados. A célula a combustível foi adquirida da empresa Helbio, instalada na Grécia. O inversor bidirecional foi comprado da empresa americana Intermepro. Finalmente, o preço dos painéis e da bateria foram estimados com base em modelos das empresas nacionais Yingli Energia [NEOSOLAR, 2020] e Moura [MOURA, 2020], respectivamente.

Assim como a evolução da inflação e dos insumos energéticos, a cotação de moedas estrangeiras é de difícil previsão. A alta volatilidade do câmbio nos últimos anos torna difícil uma escolha segura para as conversões de moedas estrangeiras a serem utilizadas no simulador. Contudo, visando minimizar os efeitos provocados no início do ano de 2020 pelo agravamento da guerra comercial entre os Estados Unidos e China e os efeitos da COVID-19, optou-se pela escolha dos câmbios médios referentes ao mês de novembro de 2019 como parâmetros de entrada no simulador. Ou seja, conversões de 4,0 e 4,5 foram utilizadas para o dólar e para o euro em relação ao real, respectivamente, em todo o projeto.

3.2.7. Fluxo de Caixa em Valor Presente Líquido

Tendo em vista o objetivo de analisar e comparar diferentes configurações do sistema híbrido proposto, sujeito a diferentes cenários econômicos, uma ferramenta eficaz de análise financeira se faz necessária. Apesar de possuir algumas restrições, dentre elas a aplicabilidade limitada a projetos estimados com a mesma vida útil, a análise de valor presente líquido é considerada uma metodologia poderosa para tratar a viabilidade de um investimento.

O valor presente líquido (VPL) representa todos os fluxos de caixa de um projeto (positivos ou negativos) avaliados em tempo presente [SIMPSON, 2013]. A vantagem deste método reside em representar mais fielmente a avaliação financeira de um projeto do ponto de vista de um investidor. A equação (37)

apresenta o cálculo do valor presente líquido (em R\$) com base nos fluxos de caixa de cada ano de operação.

$$VPL_{sist} = -INV + \sum_{i=0}^N \frac{CF(i)}{(1+r)^i} \quad (37)$$

Na equação (37), INV representa o investimento inicial (CAPEX) (em R\$), representando um fluxo de caixa negativo no início da operação do sistema. $CF(i)$ é o fluxo de caixa no ano i (em R\$) e r constitui a taxa de retorno de investimento (considerada 2,5% ao ano para todos os casos simulados neste trabalho). Em resumo, a taxa de retorno de investimento pode ser entendida como o percentual mínimo de lucro a que o usuário está pré-disposto a aceitar em seu projeto. Concluindo, caso o somatório do valor presente líquido seja positivo, então o projeto é vantajoso economicamente para o investidor.

Para o propósito deste trabalho, será considerada a avaliação de 20 anos de operação do sistema, sendo adotado um período anual de análise do fluxo de caixa, resultando num total de 21 parcelas. A equação (38) exprime todas as subparcelas que compõem cada fluxo de caixa anual do sistema, dentro do escopo deste projeto.

$$CF(i) = CT_{CD}(i) - OP_{tot}(i) - MAN_{tot}(i) - SBT_{tot}(i) \quad (38)$$

Na equação (38), $CT_{CD}(i)$ representa o custo total de compra direta de energia da rede, caso o usuário optasse por não aderir ao sistema proposto. Na sequência, $OP_{tot}(i)$ é o custo de operação total com energia elétrica e gás natural no sistema, $MAN_{tot}(i)$ é o custo de manutenção anual (Cac + painéis) e $SBT_{tot}(i)$ é o custo de substituição de algum componente do sistema, caso ocorra, no ano i .

Em seguida, a equação (39) expõe o cálculo do custo de investimento inicial do sistema proposto. CT_{cac} , CT_{bat} , CT_{pv} e CT_{inv} representam, respectivamente, os custos de aquisição do conjunto célula a combustível, das baterias de 48V, dos painéis fotovoltaicos e dos inversores bidirecionais. Em seguida, o custo total de instalação do sistema (Cac + PV) é denotado por $INST_{tot}$. Ao final, o custo de aquisição de 400 reais do medidor bidirecional de energia da rede, a ser utilizado na transição do sistema de compra direta da rede para o sistema híbrido on-grid

também deve ser contabilizado como um investimento por parte do usuário [PORTALSOLAR, 2019].

$$INV = CT_{cac} + CT_{bat} + CT_{pv} + CT_{inv} + INST_{tot} + 400 \quad (39)$$

Para que seja possível comparar o benefício econômico total na adesão ao sistema híbrido proposto, torna-se necessário definir também o cálculo do VPL para o sistema de compra direta da rede (não adesão ao sistema proposto). A equação (40) mostra como se dá o cômputo do fluxo de caixa no segundo caso, onde a taxa de retorno de investimento r não é levada em conta ($r = 0$), pois não há um investimento por parte do usuário nesse caso.

$$VPL_{CD} = - \sum_{i=0}^N OP_{rede}(i) \quad (40)$$

Resumindo, o cálculo do VPL envolvendo os gastos com a compra direta de energia da rede é reduzido a apenas uma parcela por fluxo de caixa anual. Ou seja, o único custo a ser contabilizado nesse caso é o da conta de energia paga ao final dos 12 meses de cada ano i .

3.3. Modelagem Ambiental

Com o intuito de avaliar a capacidade do sistema proposto em reduzir o potencial de aquecimento global, uma análise ambiental foi desenvolvida tendo como foco a investigação do índice de emissão equivalente de dióxido de carbono (CO_2eq) para alguns casos de interesse deste trabalho. Neste estudo, outros compostos classificados como contribuidores para o efeito estufa, tais como o metano (CH_4) e o óxido nitroso N_2O são contabilizados quanto a seus impactos ambientais em uma base equivalente de CO_2 [Miranda, 2012],

A análise concentrou-se, portanto, na determinação da participação das emissões de CO_2 das etapas de produção e manufatura dos equipamentos utilizados e na operação dos equipamentos envolvidos para o atendimento das demandas elétrica e térmica dos usuários em cada caso estudado.

Adicionalmente, ao final são apresentados, para fins de comparação, os índices de emissão (em gCO_2eq/kWh) correspondentes ao atendimento da mesma demanda através das matrizes energéticas brasileira e americana, juntamente com os dados relativos à outras tecnologias de geração conjunta de calor e potência. O Brasil e os Estados Unidos foram escolhidos por apresentarem matrizes energéticas bastante distintas, trazendo maior riqueza na comparação dos dados e ressaltando a contribuição ambiental do sistema híbrido em um contexto global. A figura 50 apresenta a composição da matriz energética americana, tornando clara a sua grande dependência em relação aos combustíveis fósseis (carvão e gás natural) [IEA, 2019], em oposição à matriz energética brasileira (figura 9).

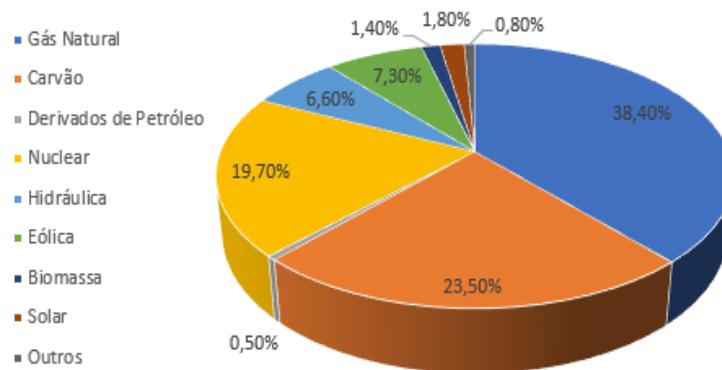


Figura 50: Geração elétrica, por fonte, da matriz energética americana (fonte: IEA, 2019).

3.3.1. Emissão de CO_2 na Produção / Manufatura dos Componentes

Desde o estágio de extração da matéria prima utilizada em sua construção, até sua disposição final, existem diversas etapas no processo de fabricação de um produto que contribuem para a emissão de CO_2 na atmosfera [BEEKELUND, 2013]. A figura 51 [Miranda, 2012], ilustra os principais estágios envolvidos neste processo.

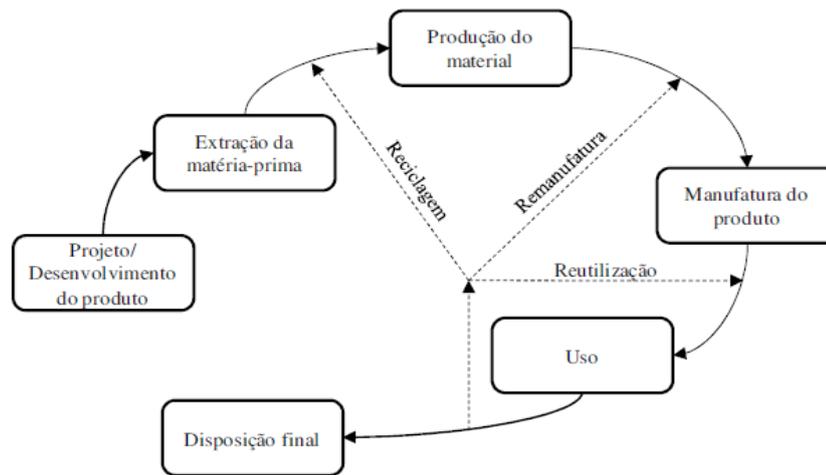


Figura 51: Etapas do ciclo de vida de um produto [Miranda, 2012].

No caso do sistema híbrido proposto neste trabalho, os principais componentes a serem contabilizados quanto a suas contribuições no impacto ambiental são a própria célula a combustível, as baterias e os inversores bidirecionais utilizados. Apesar dos painéis fotovoltaicos apresentarem baixíssimos índices de emissão durante sua operação/manutenção, a maior parte dos estudos em literatura agrega todas as contribuições menores com o impacto da fabricação dos módulos em uma base de emissão de dióxido de carbono por unidade de energia (CO_2/kWh). Para isso, diversos fatores como eficiência, irradiação solar média no local de instalação, índice de performance (*performance ratio*) e vida útil estimada são levados em conta, sendo a contribuição desta fonte considerada como operacional no escopo deste trabalho.

A tabela 5 apresenta a emissão total de CO_2 envolvida na fabricação dos componentes mencionados.

Tabela 5: Contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados na emissão de CO_2 do sistema proposto.

Componente	emissão ($kgCO_2/kWe$)	emissão ($kgCO_2/kWh$)	emissão ($kgCO_2/un.$)
Cac	36,2	-	182
Bateria	-	37,63	180,6
Inversor	26,3	-	178,84

Para a célula PEM de 5 kW, foi feita uma média entre as estimativas realizadas em Evangelisti (2015), enquanto para o inversor, foi utilizado o estudo de Akinyele (2017), onde ambas as contribuições são dadas em uma base

$kgCO_2/kWe$. A contribuição das baterias, por outro lado, é dada numa base $kgCO_2/kWh$ (emissão por capacidade de armazenamento), tendo sido feita uma média aritmética entre os valores apresentados nos estudos de Akinyele (2017) e Baumann (2016) para a bateria de 4,8 kWh utilizada neste trabalho.

3.3.2. Emissão de CO_2 na Operação dos Componentes

A emissão de CO_2 a partir da operação da célula a combustível, dos painéis fotovoltaicos, da matriz energética brasileira e de aquecedores residenciais necessários para suprir a demanda térmica dos usuários (quando na ausência de cogeração) constituem os principais elementos de impacto ambiental do sistema proposto. O valor das emissões equivalentes para os painéis foi obtido como a média entre as estimativas de David (2012), Beeklund (2013) e Gerbinet (2014) para painéis de silício policristalino.

Como supôs-se que a composição do gás natural é de 100% metano na entrada da CaC, o número de mols de CH_4 é encontrado a partir da equação (41). Sabendo-se ainda que cada molécula de CH_4 gera uma molécula de CO_2 durante o processo de reforma do gás, a emissão molar do dióxido de carbono é igual ao número de mols do metano na entrada no CHP, donde extrai-se a massa total de CO_2 (em gCO_2) produzido através da equação (42).

$$n_{CH_4} = n_{CO_2} = \frac{V_{gas} \rho_{gas}}{0,016} \quad (41)$$

$$m_{CO_2} = 44n_{CO_2} \quad (42)$$

Em seguida, a energia total equivalente (em kWh) do gás natural de entrada no CHP (E_{CHP}) é obtida através da relação (43), onde PCI_{gas} é o poder calorífico inferior do gás natural para condições padrão (14,37 kWh/kg).

$$E_{CHP} = V_{GN} \rho_{GN} PCI_{GN} \quad (43)$$

As energias elétrica e térmica totais geradas pelo CHP (em Wh) são calculadas integrando-se diretamente as potências elétrica e térmica de saída pelo tempo total de operação da Cac, conforme descrito pelas equações (44) e (45).

$$E_{el} = \int_0^t P_{el} dt \quad (44)$$

$$E_{te} = \int_0^t P_{te} dt \quad (45)$$

Finalmente, as emissões equivalentes (em gCO_2/kWh) de operação da Cac sem e com cogeração são dadas através das relações (46) e (47), respectivamente. A primeira parcela corresponde a emissão gerada pelo processo de reforma do gás dentro do CHP, enquanto a segunda parcela corresponde à emissão equivalente produzida ao longo do processo de extração, produção e refino do gás natural antes de ser distribuído (entrada da Cac). O valor $49,98 gCO_2/kWh$ é a emissão equivalente por unidade de energia do gás processado [GOMES, 2019].

$$EM_{el} = \frac{m_{CO_2}}{E_{el}} + \frac{49,98 E_{CHP}}{E_{el}} \quad (46)$$

$$EM_{CHP} = \frac{m_{CO_2}}{E_{el} + E_{te}} + \frac{49,98 E_{CHP}}{E_{el} + E_{te}} \quad (47)$$

A tabela 6 apresenta as contribuições de emissão de CO_2 através da operação de cada fonte do sistema híbrido proposto.

Tabela 6: Contribuição da operação das fontes utilizadas na emissão de CO_2 do sistema.

Fonte	emissão (gCO_2/kWh)
Cac (sem cogeração)	404,47
Cac (com cogeração)	207,09
Painel fotovoltaico	45
Aquecedor	518
Rede	88

Para a rede elétrica, foi considerado o valor presente no Balanço Energético Nacional [BEN, 2019] para o índice de emissões médio de CO_2 gerado na matriz energética brasileira em 2018 ($88 \text{ g}CO_2/kWh$). Nos casos sem uso de cogeração, a demanda térmica dos usuários requer o uso de um aquecedor residencial típico a gás natural, cuja emissão equivalente de CO_2 foi tida como semelhante à estimativa obtida para queima de gás em usinas termelétricas a gás natural no Brasil, obtida de Miranda (2012). Os valores de emissão para operação da Cac, encontrados através das equações (41) a (47), estiveram de acordo com as estimativas realizadas por Kazakos (2011), servindo como uma validação parcial dos resultados calculados.

4 Desenvolvimento do Simulador e Lógica de Controle

4.1. Definição das Variáveis e Parâmetros de Entrada

O simulador deste trabalho foi desenvolvido no software Matlab (versão 2019b) e fez uso de diversas relações semi-empíricas, apresentadas no capítulo 3 deste trabalho, fornecendo um balanço energético e econômico do sistema híbrido proposto. Além da configuração completa discutida anteriormente, ou seja, o sistema composto pela célula a combustível tipo PEM à gás natural, banco de baterias e painéis fotovoltaicos, a rotina computacional desenvolvida admite como possibilidade a operação independente das fontes de geração, compondo diversas combinações de configurações do sistema original, a serem apresentadas no decorrer deste capítulo. A tabela 7 apresenta as variáveis de entrada (inputs) do programa que devem ser selecionadas pelo operador.

Tabela 7: Parâmetros de entrada do simulador, definidos pelo usuário.

Parâmetros de entrada	Definição	Unidade
Duração	Tempo total de simulação	Dias
Clima	Ensolarado, parcialmente nublado, nublado, aleatório ou desligado (ie, sem geração solar)	-
Tipo de consumidores	Tipo de Consumidor (Residencial ou industrial)	-
Número de consumidores	Número de consumidores	-
Aproveitamento da rede	Aproveitamento da energia exportada à rede (1 = 100% de aproveitamento de créditos)	%
Tipo de tarifa	Tipo de tarifa (Convencional ou Branca)	-
Status da Cac	Inclusão da Cac no sistema (1 = incluir a Cac, 0= não incluir)	-
Cogeração	Inclusão da cogeração no sistema (1 = incluir, 0 = não incluir)	-
Status da bateria	Inclusão do banco de baterias no sistema (1 = incluir, 0 = não incluir)	-
Modelo da bateria	Complexidade da modelagem do banco (1 = Detalhada, 0 = Simplificada)	-

Incr. - Energia elétrica	Incremento anual esperado da tarifa de energia elétrica, normalizado em relação à inflação (0 ou 2)	%
Incr. - Gás natural	Incremento anual esperado da tarifa de gás natural, normalizado em relação à inflação (0 ou 2)	%

Conforme apontado pela tabela 7, o clima constitui o único parâmetro de entrada do subsistema de geração fotovoltaica. Em seguida, o usuário deve escolher o tipo de consumidor a ser simulado (residencial ou industrial), juntamente com o número de consumidores desejado. Além da mudança no perfil de carga ao longo do dia, a escolha do tipo de usuário impacta também nos valores das tarifas de gás natural para cogeração. Logo após, deve-se selecionar o tipo de tarifa desejada (convencional ou branca) e o percentual de aproveitamento da energia exportada à rede. Além do impacto no preço das tarifas de energia elétrica por posto horário, a tarifa escolhida impactará também na lógica de controle do sistema, detalhada mais adiante neste capítulo. Na sequência, deve-se optar pela escolha da inclusão da cogeração na análise financeira do projeto. Com relação ao banco de baterias, pode-se optar pelo uso do modelo completo, descrito no capítulo 3 deste trabalho, ou por um modelo simplificado em que a tensão do barramento CC é suposta constante e igual a 48V, evitando a resolução lenta do conjunto de equações algébricas não lineares do modelo completo. Finalmente, as taxas de incremento das tarifas de energia elétrica e gás natural constituem os últimos parâmetros de entrada do programa, utilizados somente quando as simulações tiverem duração superior a 1 ano.

A tabela 8 apresenta as variáveis pré-definidas no programa e utilizadas em todos os exemplos de simulação deste trabalho.

Tabela 8: Definição dos parâmetros pré-definidos no simulador.

Parâmetros pré-definidos	Abreviatura	Quantidade / Valor
Número de painéis	num_pv	10 painéis por consumidor
Número de baterias	num_bat	3 baterias por consumidor
Estado de carga inicial	soc_ini	95 %
Estado de carga máximo	soc_max	90 %
Estado de carga mínimo	soc_min	20 %

Potência limite de carregamento e descarregamento do banco	Pbat_limit	1500 W por bateria
Vida útil do banco de baterias	bat_lifetime	1900 ciclos
Potência de saída durante fase de produção da Cac	Pcac_set	5000 W
Potência de saída durante fase de aquecimento da Cac	Paq	- 550 W
Potência de saída durante fase de resfriamento da Cac	Presf	- 50 W
Tempo de aquecimento da Cac	taq	30 min
Tempo de resfriamento da Cac	tresf	30 min

O tempo de aquecimento e resfriamento e as potência de produção, aquecimento e resfriamento da Cac foram ajustadas de acordo com os testes do modelo de célula a combustível H2PS-5, disponível no laboratório LEV da PUC-Rio, como descrito no capítulo 3 deste trabalho. Os limites superior e inferior impostos ao estado de carga do banco de baterias visaram otimizar a sua operação na região de maior eficiência de baterias do tipo VRLA e evitar o desgaste durante cargas e descargas com o banco completamente cheio ou totalmente vazio, prolongando sua vida útil.

Adicionalmente, foram selecionados 10 painéis fotovoltaicos por consumidor (quando decidido por incluí-los na simulação), de forma que aproximadamente 25% a 30% da demanda elétrica total dos usuários seja atendida pelo sistema de geração solar e o restante pela célula a combustível, baterias e pela rede. Finalmente, visando manter a corrente máxima de carregamento e descarregamento do banco em 30 A, definida pelo fabricante [MOURA, 2020], uma potência limite de carga/descarga de 1500 W foi imposta ao banco, sendo necessárias então 3 baterias por consumidor a ser alimentado pelo sistema. A vida útil estimada para o banco foi de 1900 ciclos completos de carga e descarga, de acordo com a IRENA [IRENA, 2017] Os parâmetros Pbat_limit e Pcac_set (tabela 8) são calculados no início do programa. O primeiro representa a capacidade máxima de carga e descarga do banco de baterias (em W), enquanto o segundo representa a potência total gerada pela Cac durante a fase de produção, calculada de acordo com a potência nominal (5 kW), de acordo com o fabricante e com o percentual de carga escolhido pelo usuário. Todos os casos simulados neste trabalho utilizaram 100% de carga para a operação da célula a combustível.

Os parâmetros variáveis (calculados) dentro do programa que impactam diretamente a lógica de controle do simulador são mostrados na tabela 9, juntamente com sua abreviatura e a convenção de sinais utilizada para os vetores de fluxo de potência.

Tabela 9: Definição dos parâmetros calculados internamente pelo simulador.

Parâmetros calculados	Abreviatura	Convenção
Potência do consumidor (W)	Pcons	Sempre positiva (carga)
Potência dos painéis fotovoltaicos (W)	Pfot	Sempre positiva (fonte)
Potência da Cac (W)	Pcac	Positiva durante produção, negativa durante aquecimento ou resfriamento
Potência do banco de baterias (W)	Pbat	Positiva durante a descarga Negativa durante a carga
Potência da rede (W)	Prede	Positiva quando importada da rede Negativa quando exportada à rede
Demanda total diária dos consumidores (Wh)	Energia_cons	-
Contador do tempo de aquecimento / resfriamento da Cac (min)	timer	-
Estado de carga do banco de baterias (%)	soc	-
dia do mês (1 a 30)	dia	-
Poupança de energia dos usuários na rede (Wh)	Poupança	-
Consumo de energia dos usuários na rede (Wh)	Consumo_rede	-

Definidos os principais parâmetros e variáveis de interesse, apresenta-se, a seguir, a lógica de controle do fluxo de potência para cada combinação de configuração de sistema e tipos de tarifa possível. Ao longo das simulações deste trabalho, o conjunto reformador + célula a combustível foi tratado como um único componente que consome gás natural na entrada e produz energia elétrica e calor. Doravante, será referido como Cac o conjunto completo constituído pela célula a combustível e o reformador de gás natural para os propósitos deste projeto.

4.2. Desenvolvimento da Lógica de Controle

4.2.1. Configurações CaC + Bateria + Painéis e CaC + Baterias

4.2.1.1. Tarifa Convencional

O diagrama lógico em formato sequencial “sequential flow chart” do fluxo de potência do sistema completo (Cac + Bateria + PV) na tarifa convencional, para os instantes em que a CaC encontra-se desligada, é mostrado na figura 52. Nesse caso, não há incremento do timer e a potência da Cac é setada com valor igual a zero. Em seguida, verifica-se se o consumo da rede ultrapassou a cota permitida até o referente dia do mês e o nível da poupança de energia na rede, decidindo ligar a CaC ou mantê-la desligada no instante seguinte. Em seguida, avalia-se se há excesso ou deficiência de energia sendo gerada no sistema. Na sequência, avalia-se o estado de carga da bateria para decidir se estas serão carregadas (excesso de energia e soc inferior ao máximo) ou descarregadas (deficiência de energia e soc superior ao mínimo), importando / exportando o excesso da (à) rede, quando necessário.

O diagrama lógico em formato sequencial “sequential flow chart” do fluxo de potência do sistema completo (Cac + Bateria + PV) na tarifa convencional, para os instantes em que a Cac encontra-se em aquecimento, é mostrado na figura 53. Primeiramente, é feito o incremento do timer e a potência da Cac é ajustada com valor -Paq, sendo esta uma carga adicional a ser suprida. Verifica-se, então, se o timer atingiu ou não o tempo necessário ao aquecimento total, mantendo-a neste estado ou setando-a em modo de produção no instante seguinte. Posteriormente, observa-se se há excesso ou deficiência de energia sendo gerada, sendo também constatado o estado de carga do banco de baterias quando, então, é decidido por seu carregamento ou descarregamento. Novamente, se o módulo da potência suprida/extraída for maior que a potência máxima nominal suportada pelo banco, potência flui de/para a rede para equilibrar o processo.

O diagrama lógico em formato sequencial “sequential flow chart” do fluxo de potência do sistema completo (Cac + Bateria + PV) na tarifa convencional, para os instantes em que a Cac encontra-se em modo de produção, é mostrado na figura 54. A primeira ação é verificar se a poupança de energia já atingiu uma reserva mínima (arbitrada no simulador como um dia completo de consumo do usuário),

desligando a Cac no instante seguinte caso esta condição tenha sido atingida. Este requisito foi escolhido como parâmetro de decisão para o desligamento da Cac para evitar que a mesma entrasse continuamente em processo de ligar e desligar, o que provocaria um desgaste maior de suas peças. O timer permanece em zero, a potência da Cac é ajustada como a potência nominal de produção e o processo continua, sendo verificado se a oferta das fontes do sistema (Cac + PV) é superior à demanda do usuário. Caso positivo, o excesso é fornecido ao banco de baterias, para seu carregamento, ou exportado à rede caso as baterias já se encontrem carregadas. Caso contrário, verifica-se o estado de carga da bateria está acima do mínimo, decidindo se a demanda excedente será fornecida pelo banco ou por compra direta da rede.

O diagrama lógico em formato sequencial “sequential flow chart” do fluxo de potência do sistema completo (Cac + Bateria + PV) na tarifa convencional, para os instantes em que a Cac encontra-se em resfriamento, é mostrado na figura 55. Primeiramente, é feito o incremento do timer e a potência da Cac é ajustada com valor -Presf, sendo esta uma carga adicional a ser suprida durante o período de resfriamento. Verifica-se, então, se o timer atingiu ou não o tempo necessário ao resfriamento total, mantendo-a neste estado ou setando-a em modo desligada no instante seguinte. Em seguida, é verificado se há excesso ou deficiência de energia gerada pelas fontes do sistema em relação à potência de consumo do usuário. Finalmente, o estado de carga do banco de baterias é checado e decide-se entre o carregamento ou descarregamento do mesmo. Se o módulo da potência fornecida ou suprida pelo banco for maior que a potência máxima admitida para condições nominais, o excedente é importado / exportado da (à) rede, conservando o fluxo de energia no volume de controle do sistema.

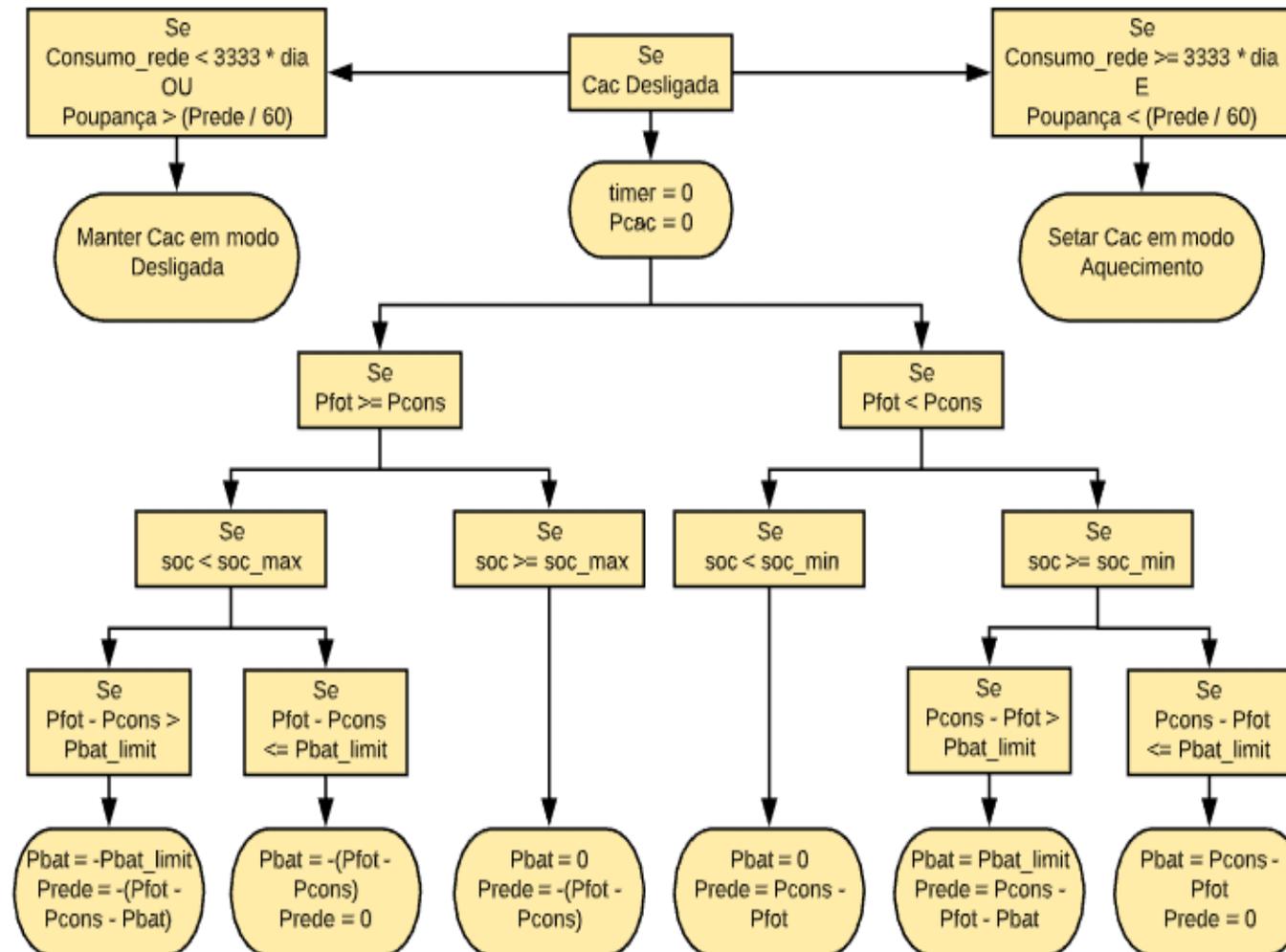


Figura 52: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac desligada.

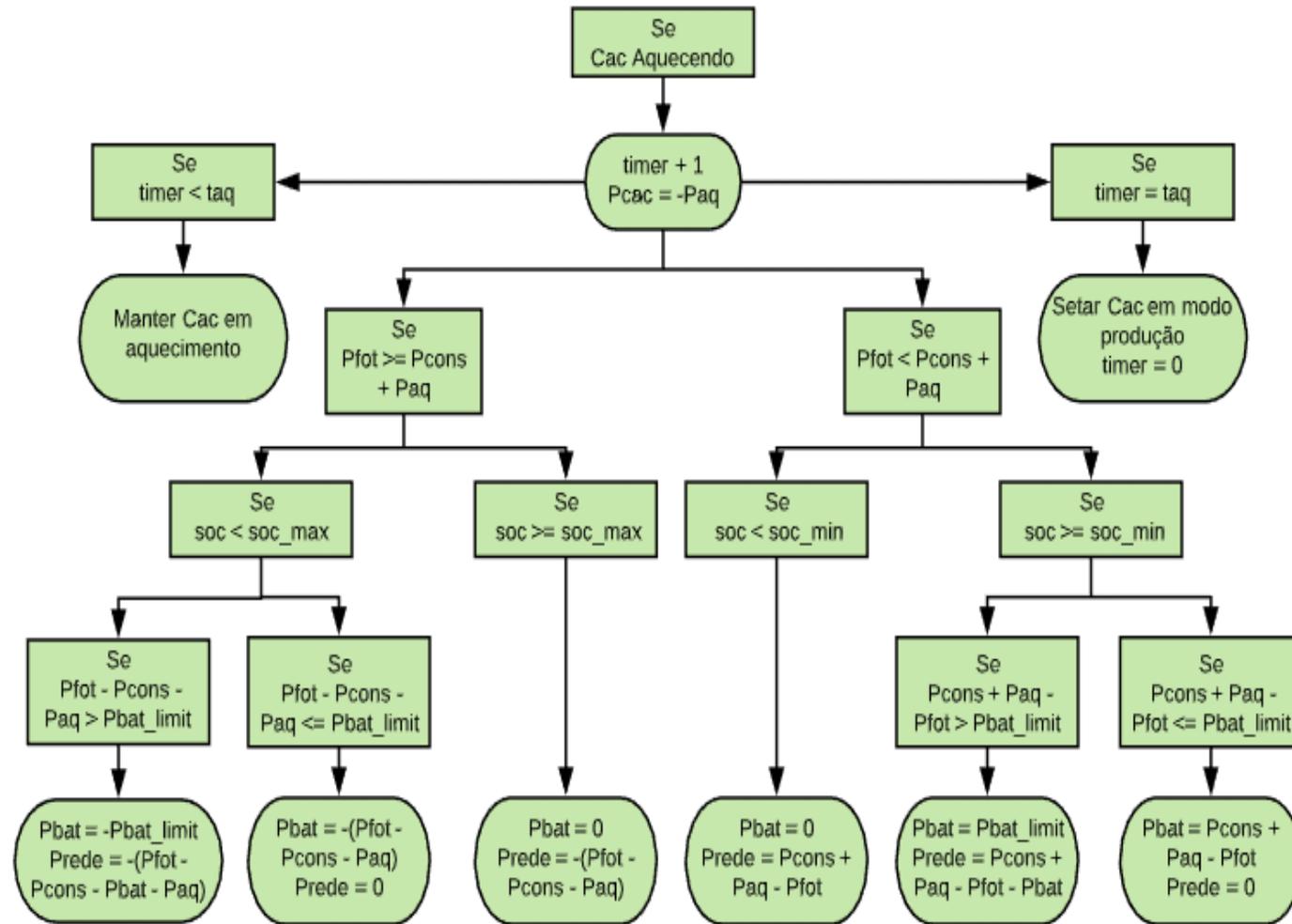


Figura 53: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac aquecendo.

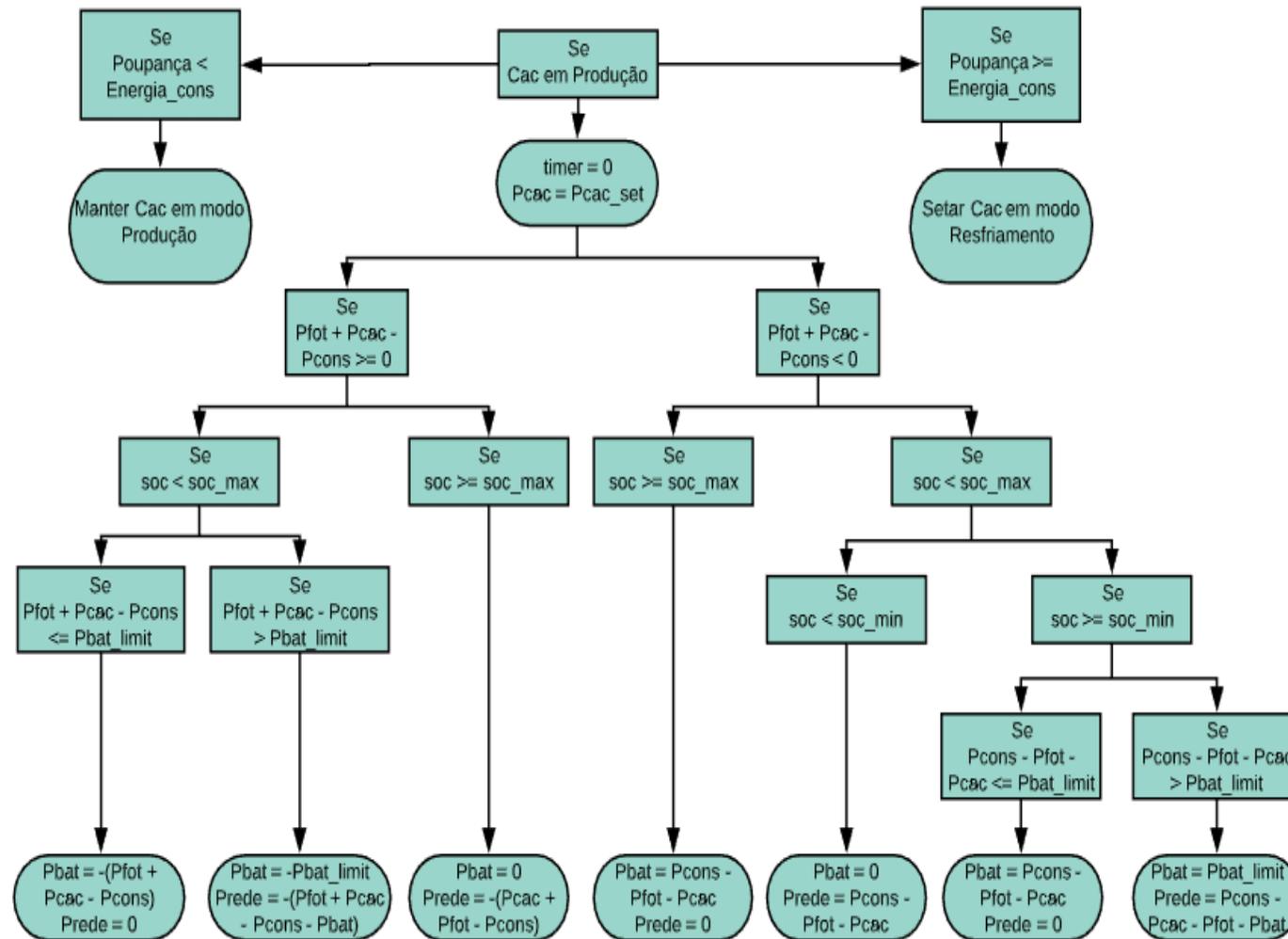


Figura 54: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac em produção.

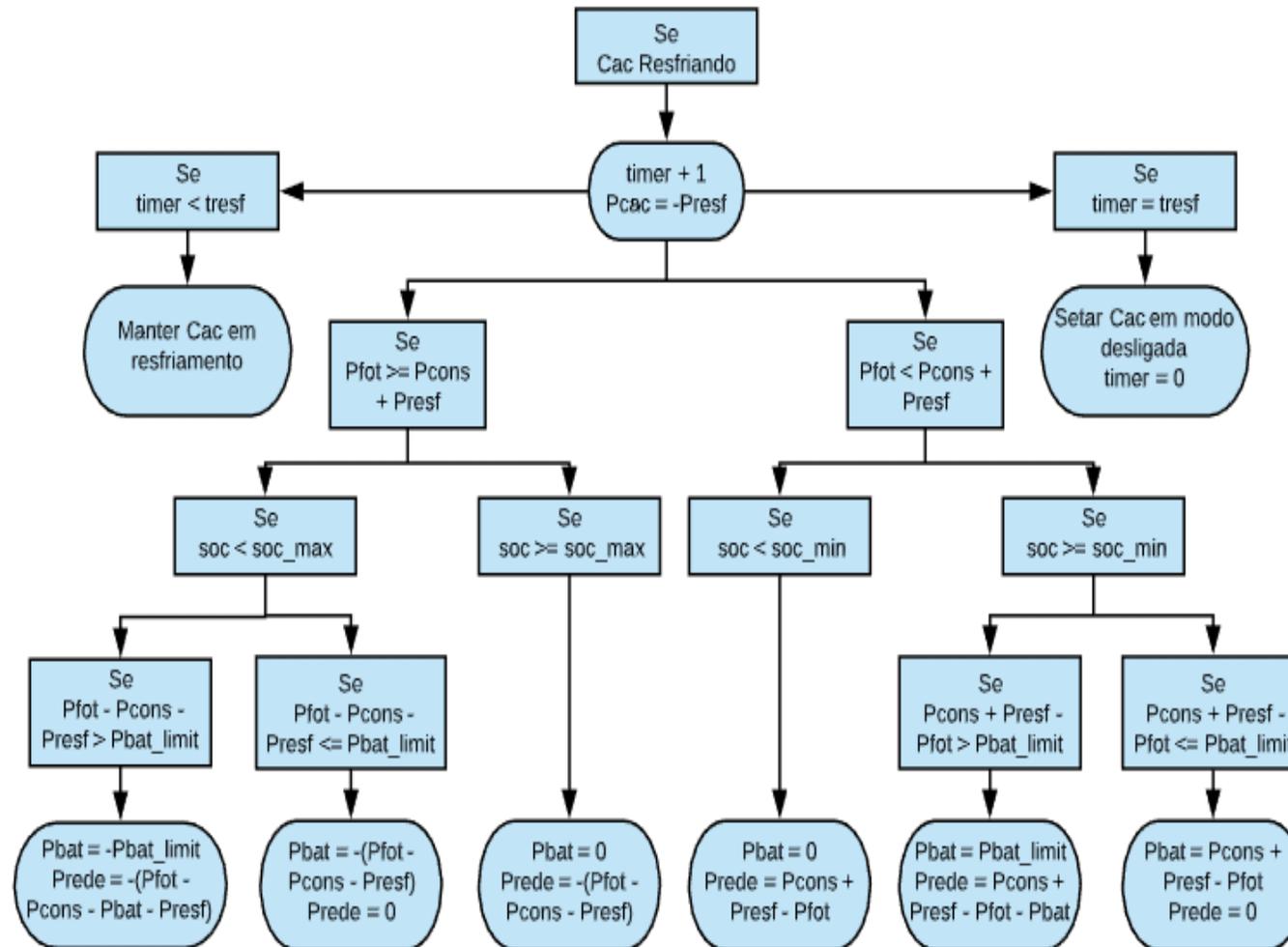


Figura 55: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa convencional e Cac resfriando

4.2.1.2. Tarifa Branca

Quando o sistema opera sob tarifa branca, algumas modificações na lógica de controle devem ser feitas de forma a tirar proveito da diferenciação de tarifas por posto horário. A figura 56 ilustra a lógica alternativa, embutida no simulador, quando a Cac encontra-se desligada, a tarifa for branca e o horário for entre 15:30 e 22:00.

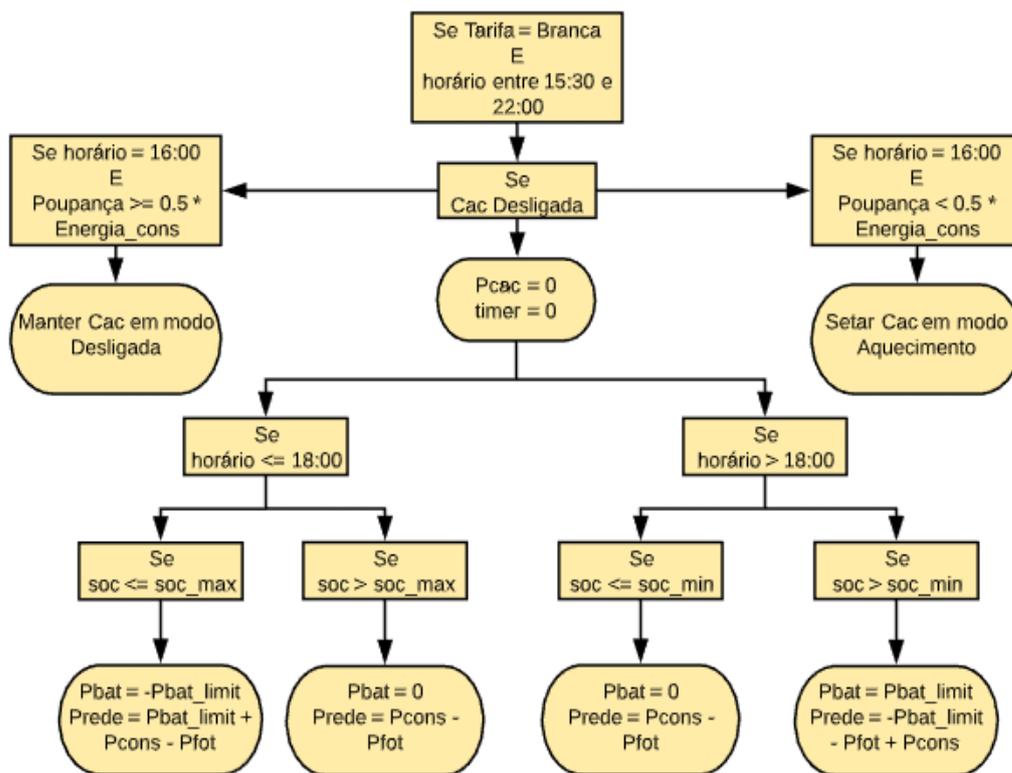


Figura 56: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac desligada.

Inicialmente, a potência da Cac é setada em zero e não há incremento do timer. Em seguida, se o horário for anterior às 18:00, o sistema é forçado a carregar o banco de baterias até que este atinja o estado de carga máximo definido pelo usuário, de forma que, quando iniciarem os postos horários de tarifa intermediária e alta, o banco esteja em máxima capacidade. Após as 18:00, o banco é forçado a exportar toda a energia armazenada à rede, respeitando-se o limite de potência de fornecimento das baterias, rendendo mais créditos na poupança de energia na rede. Concomitantemente, é feita uma verificação do nível da poupança de energia na rede às 16:00, de forma a avaliar a necessidade de se ligar a Cac durante o período

de ponta. Essa verificação torna-se necessária para evitar que a Cac seja ligada durante um período excessivo, consumindo gás natural desnecessariamente.

Caso a Cac tenha sido acionada às 16:00 ou já tenha iniciado o período de lógica alternativa para tarifa branca em aquecimento, o sistema seguirá a lógica imposta pelo diagrama de blocos apresentado na figura 57.

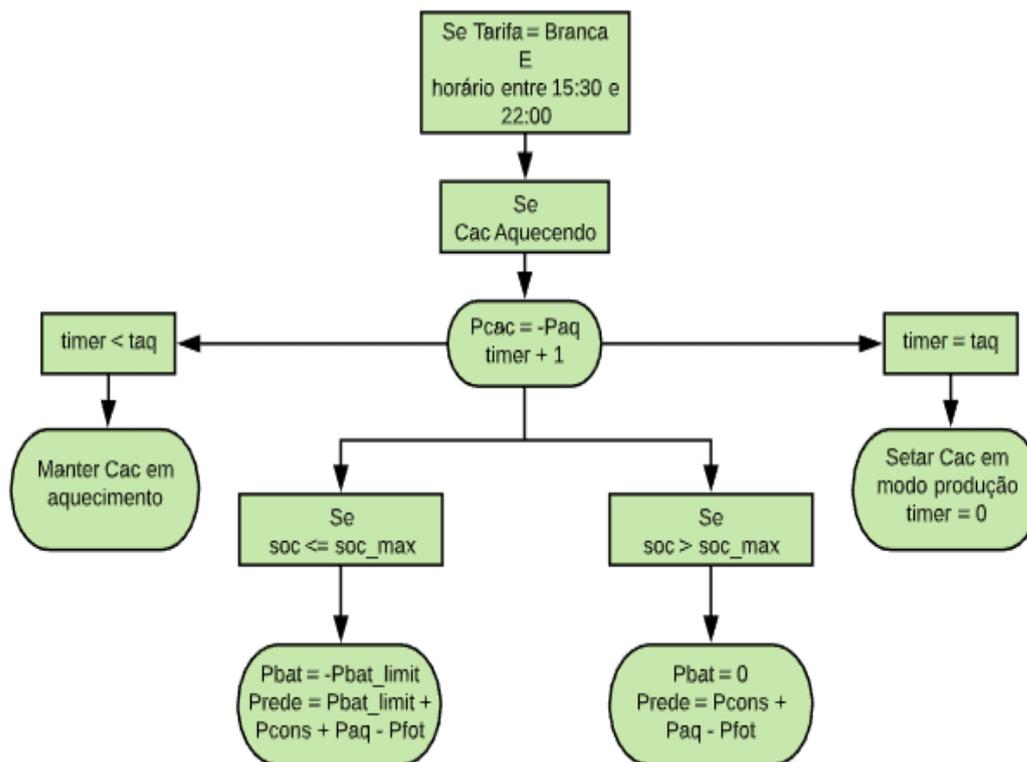


Figura 57: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac aquecendo.

Primeiramente, o timer é incrementado e a potência da Cac fixada em $-Paq$. Em seguida, verifica-se se o período de aquecimento já chegou ao fim, mantendo a Cac em aquecimento ou setando-a em modo de produção. Na sequência, prossegue-se com o carregamento do banco de baterias até que este atinja o limite superior do estado de carga. Ao atingir este estado, o banco é proibido de fornecer ou receber potência pelo restante do período em que a Cac permanecer em aquecimento, obrigando a rede a complementar a energia requisita pelo consumidor.

Existem duas situações em que a Cac se encontrará em modo de produção durante o período de lógica alternativa para a tarifa branca. Ou ela já iniciará este período produzindo ou será acionada às 16:00 e assim permanecerá até o fim do período de ponta. A figura 58 ilustra a lógica utilizada para este estado do simulador, onde o timer permanece em zero e a potência da Cac em $Pcac_set$.

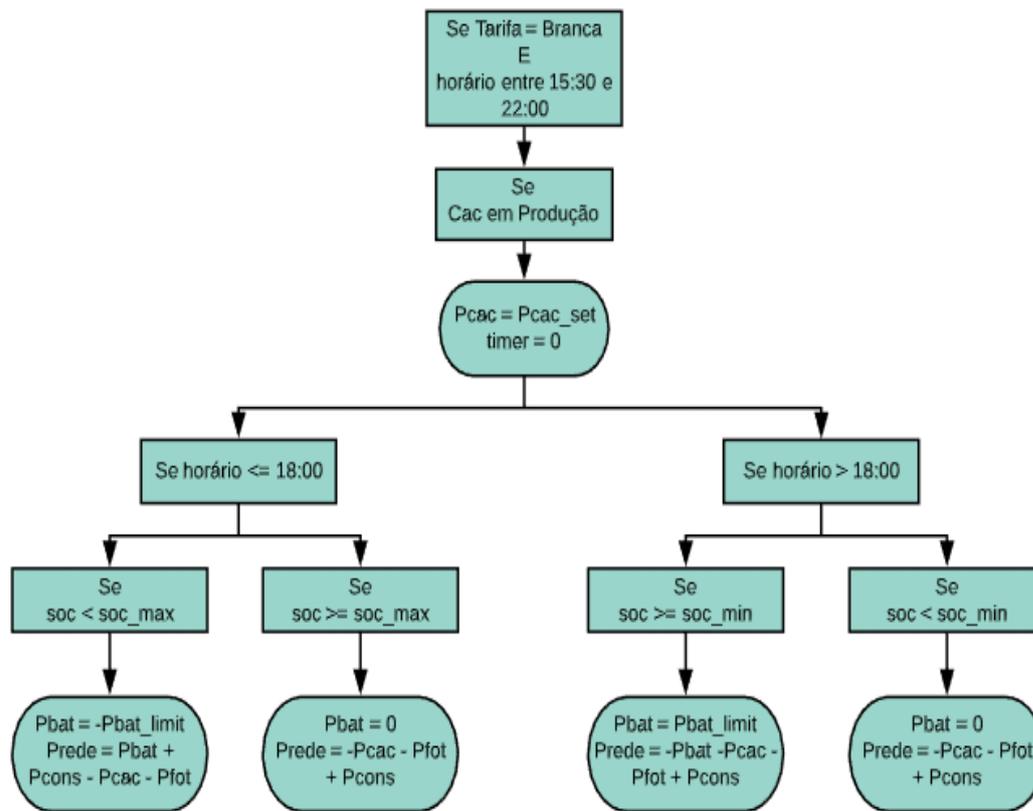


Figura 58: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac produção.

Novamente, se o horário for anterior às 18:00, o sistema força o carregamento do banco de baterias para que, ao chegar o posto horário de tarifa alta, este encontre-se totalmente carregado. Após o início do posto horário de tarifa alta (às 18:00), o banco injeta toda a sua energia no barramento CC, respeitando sempre o limite da potência de fornecimento de cada bateria que compõe o banco. Esta estratégia tem o intuito de gerar o maior número de créditos possível para serem utilizados pelo sistema posteriormente, lembrando que créditos gerados em postos horários de tarifa mais alta valem mais que os gerados em postos horários de tarifa baixa [SILVA, 2018].

A figura 59 ilustra a lógica alternativa, embutida no simulador, quando a Cac encontra-se em resfriamento, a tarifa for branca e o horário for entre 15:30 e 22:00.

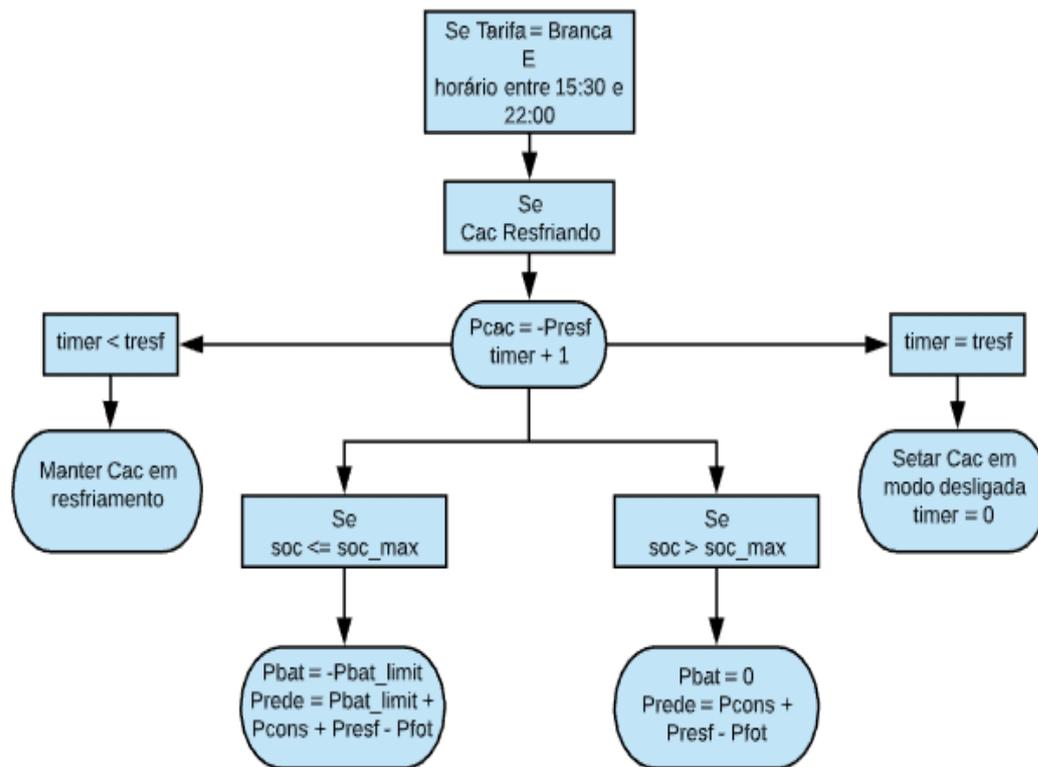


Figura 59: Diagrama de blocos lógico do sistema completo para tarifa branca e Cac resfriando.

Só existe uma possibilidade da Cac se encontrar em estado de resfriamento durante o período de lógica alternativa para tarifa branca, isto é, caso ela já estivesse resfriando às 15:30. Nesse caso, o timer é incrementado e a potência da Cac setada em $-Presf$. Novamente, se as baterias ainda não se encontrarem em estado de carga máximo, o sistema é forçado a carregá-las com o máximo da potência nominal admissível. Caso esta condição já tenha sido atingida, o banco permanece sem fornecer ou receber potência do barramento CC até o final do período de resfriamento. Quando este finalmente chega ao fim, a Cac é setada em modo desligada.

4.2.2. Configuração CaC + Painéis

4.2.2.1. Tarifa Convencional

Caso o usuário opte pela não utilização do banco de baterias, a lógica a ser utilizada pelo sistema é mostrada na Figura 60, para tarifa convencional.



Figura 60: Diagrama de blocos lógico para Cac (a) desligada (b) aquecendo (c) em produção e (d) resfriando do sistema Cac + PV para tarifa convencional.

Caso a Cac encontre-se desligada, sua potência é fixada em zero e não há incremento do timer. Como não há baterias, a potência enviada ou recebida da rede é determinada imediatamente pela diferença entre a demanda do consumidor e a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos. Este estado se mantém até que o consumo de energia elétrica da rede atinja a cota diária de 3333 kWh por dia e a poupança seja insuficiente para alimentar o usuário. Neste caso, a Cac é acionada em modo de aquecimento, representando, durante este período, uma carga adicional

ao sistema (-Paq). Em seguida, a Cac entra em modo de produção, funcionando como uma fonte suplementar de energia ao sistema, juntamente com os painéis fotovoltaicos, até que a poupança do usuário na rede atinja a reserva de um dia de consumo. Finalmente, a Cac é acionada em modo de resfriamento, conforme mostrado na Figura 60. É importante observar que, para sistemas com múltiplos usuários, a condição de um dia de reserva na poupança pode nunca ser atingida, ou seja, a Cac pode ser requisitada a funcionar 100% do tempo, fornecendo potência continuamente ao sistema.

4.2.2.2. Tarifa Branca

Caso o usuário opte pela tarifa branca, a lógica a ser implementada no período entre as 15:30 e as 22:00 modifica-se ligeiramente, sendo então apresentada pela Figura 61. Percebe-se facilmente que o comportamento durante os períodos de aquecimento e resfriamento da Cac se mantém idêntico ao caso de utilização de tarifa convencional. A primeira modificação é identificada quando a Cac se encontra desligada, sendo feita uma verificação do nível de poupança na rede às 16:00 para avaliar a necessidade de mantê-la ligada durante o horário de ponta. Esta estratégia é conveniente para que se gere mais créditos durante o posto horário de tarifa alta, porém nunca em excesso, pois pode ser que não haja demanda suficiente para consumir toda a poupança e, nesse cenário, terá havido desperdício de consumo de gás natural na Cac.

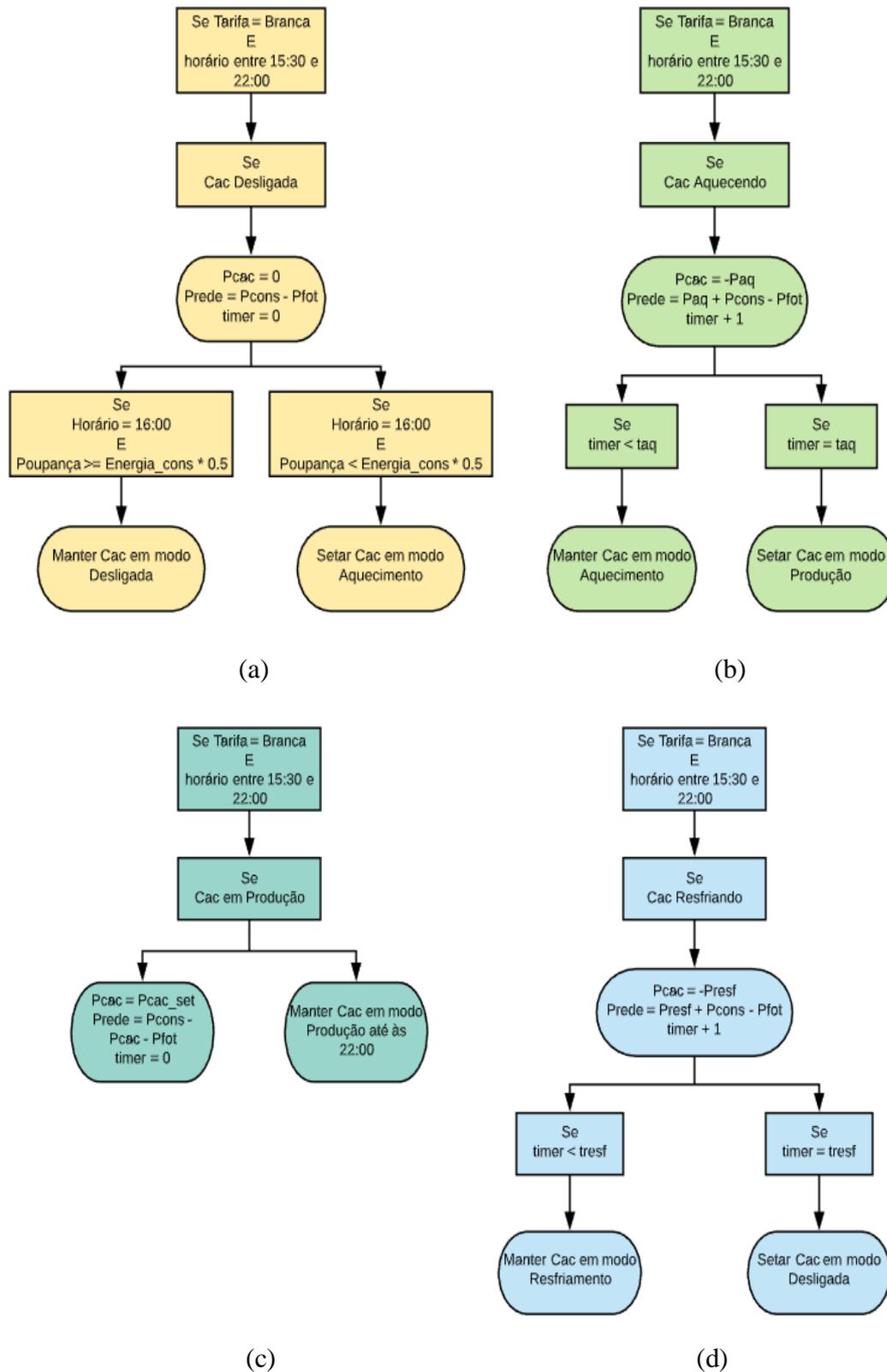


Figura 61: Diagrama de blocos lógico para Cac (a) desligada (b) aquecendo (c) em produção e (d) resfriando do sistema Cac + PV para tarifa branca.

4.2.3. Configuração Painéis + Bateria

4.2.3.1. Tarifa Convencional

Apesar do foco principal deste trabalho ser a análise do desempenho de um sistema híbrido de energia composto por uma célula a combustível, o simulador foi concebido de forma a permitir o funcionamento independente de todos os subcomponentes que o compõem. A figura 62 mostra a lógica, em forma de diagrama lógico sequencial, para o sistema composto apenas de baterias e painéis fotovoltaicos.

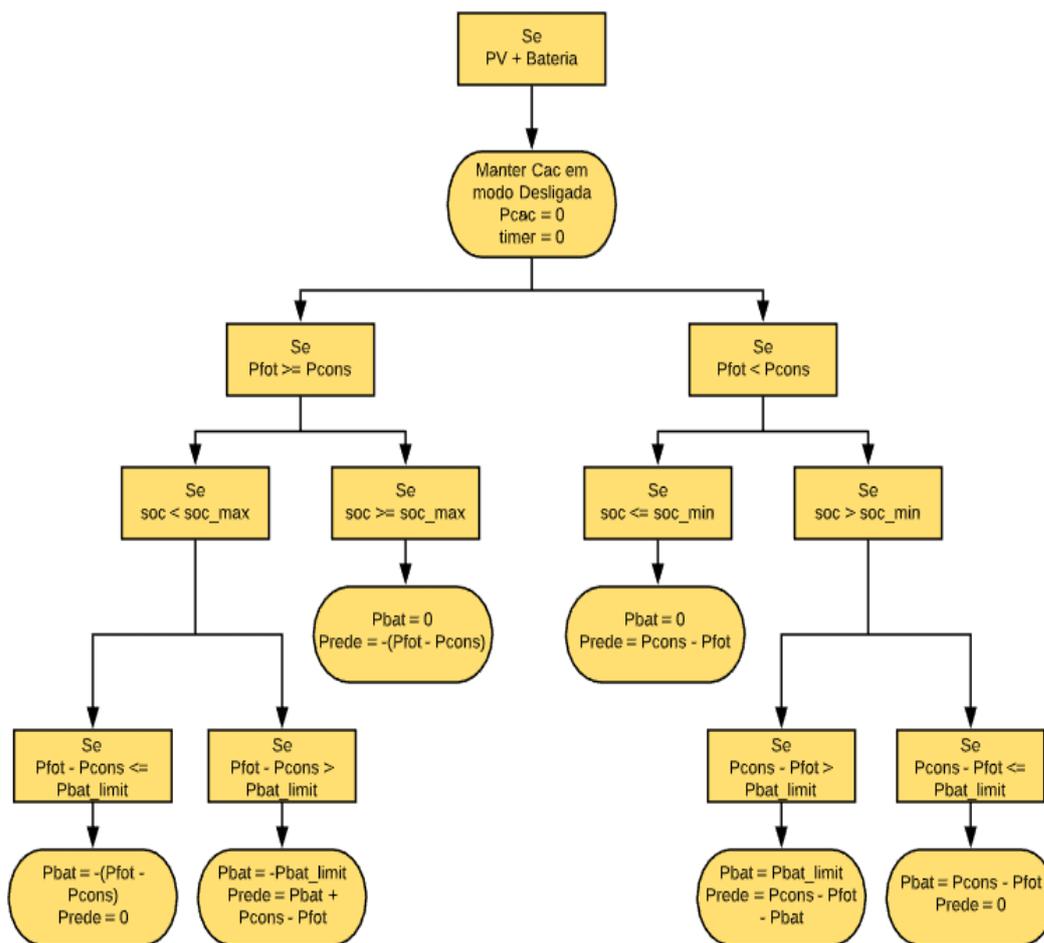


Figura 62: Diagrama de blocos lógico do sistema PV + Bateria para tarifa convencional.

O timer e a potência da Cac são fixados em valor zero por todo o período de simulação. Como agora a única fonte de energia é o subsistema fotovoltaico, o primeiro passo consiste em verificar, a cada instante de tempo, se sua geração é suficiente, sozinha, para atender ao usuário. Caso isso aconteça, a potência

excedente é utilizada para o carregamento do banco de baterias até que este atinja o estado de carga máximo, quando, então, a energia de excesso dos painéis é enviada à rede para a geração de créditos na poupança do usuário. Na situação em que a geração dos painéis é inferior à demanda do consumidor, a potência complementar é fornecida, preferencialmente, pelo banco de baterias. Contudo, caso o estado de carga esteja baixo ou a demanda seja superior à capacidade nominal de fornecimento do banco, a rede também atuará como uma fonte suplementar de energia ao sistema.

4.2.3.2. Tarifa Branca

Caso o usuário opte pela tarifa branca e o horário seja entre as 15:30 e as 22:00, o diagrama sofre algumas alterações, conforme observado na figura 63.

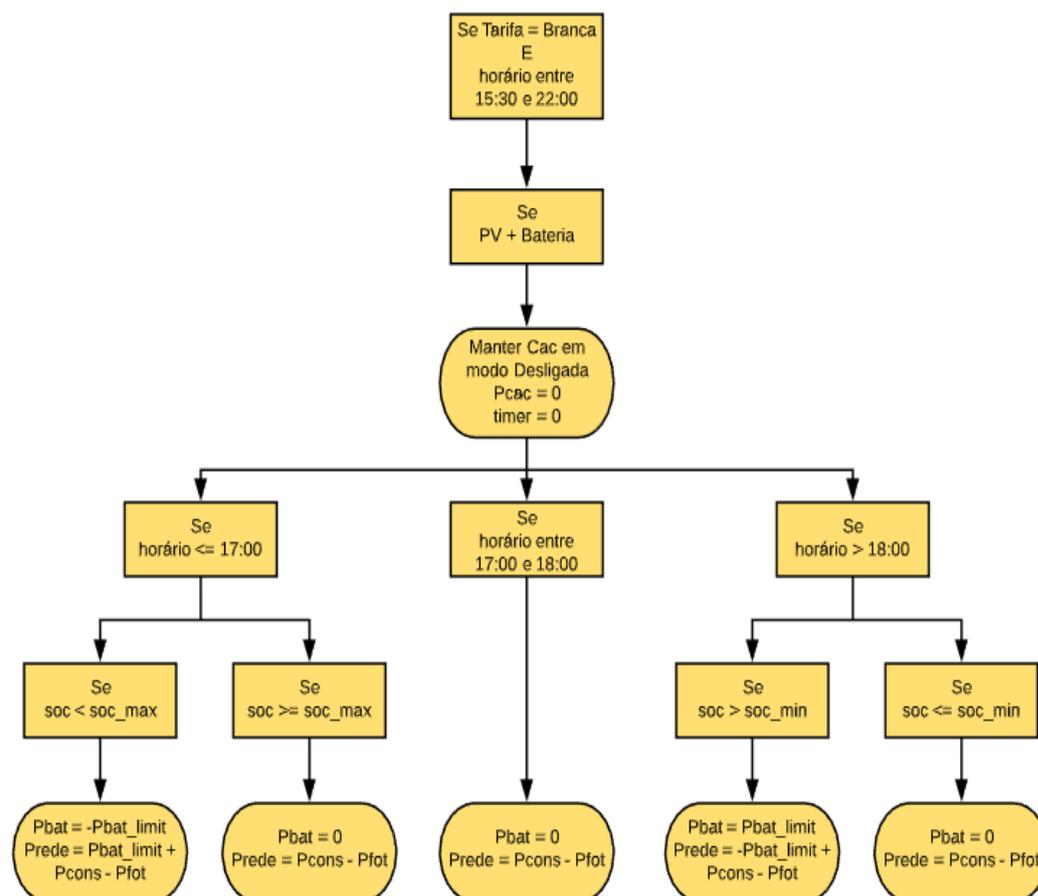


Figura 63: Diagrama de blocos lógico do sistema PV + Bateria para tarifa branca.

Antes das 17:00, o banco é carregado com o máximo de sua capacidade nominal até que atinja o estado de carga máximo. Entre as 17:00 e as 18:00 (posto horário de tarifa intermediária), a rede e os painéis assumem a demanda total e o banco permanece com estado de carga máximo. Após as 18:00, toda a energia armazenada é, então, enviada à rede para geração de créditos.

4.2.4. Configuração Fotovoltaica Convencional (Somente PV)

Finalmente, o sistema também pode operar sem as baterias e a célula a combustível, tendo como única forma de geração de energia elétrica os painéis fotovoltaicos (sistema fotovoltaico convencional). A figura 64 ilustra a lógica utilizada para o funcionamento desse sistema simplificado.

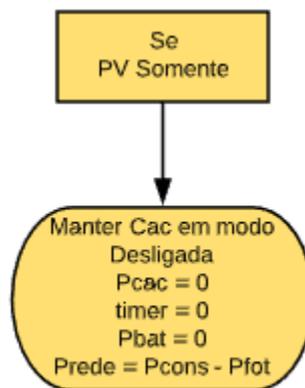


Figura 64: Diagrama de blocos lógico do sistema PV puro comum às tarifas convencional e branca.

Como não há armazenamento de energia e fontes de energia complementares, a potência do banco de baterias e da Cac permanecem em valor zero e a lógica de operação será igual para as tarifas branca e convencional. Nesse caso, a potência da rede será sempre determinada pela diferença entre a geração nos painéis e a demanda do consumidor, não havendo espaço para condicionais na lógica de controle.

4.3. Validação e exemplo de aplicação

4.3.1. Exemplo de Sistema com Tarifa Convencional

Para exemplificar o funcionamento do algoritmo, a figura 65 mostra a potência fornecida ou recebida por cada subsistema, minuto a minuto, para o caso

de um consumidor residencial operando com o sistema completo (Cac + PV + bateria) na tarifa convencional e com aproveitamento de 72% dos créditos na rede (Cenário 1 da ANEEL). Esta simulação fez uso da geração de clima aleatório para a potência dos painéis, sendo o primeiro dia parcialmente nublado, o segundo nublado, o terceiro ensolarado e o quarto dia operado sem o sistema fotovoltaico, representando, assim, todas as possibilidades de entrada para a potência dos painéis. A figura 65 deve ser analisada em conjunto com a figura 66, que representa os contadores de poupança de créditos e consumo da rede, para o pleno entendimento da lógica de controle do sistema.

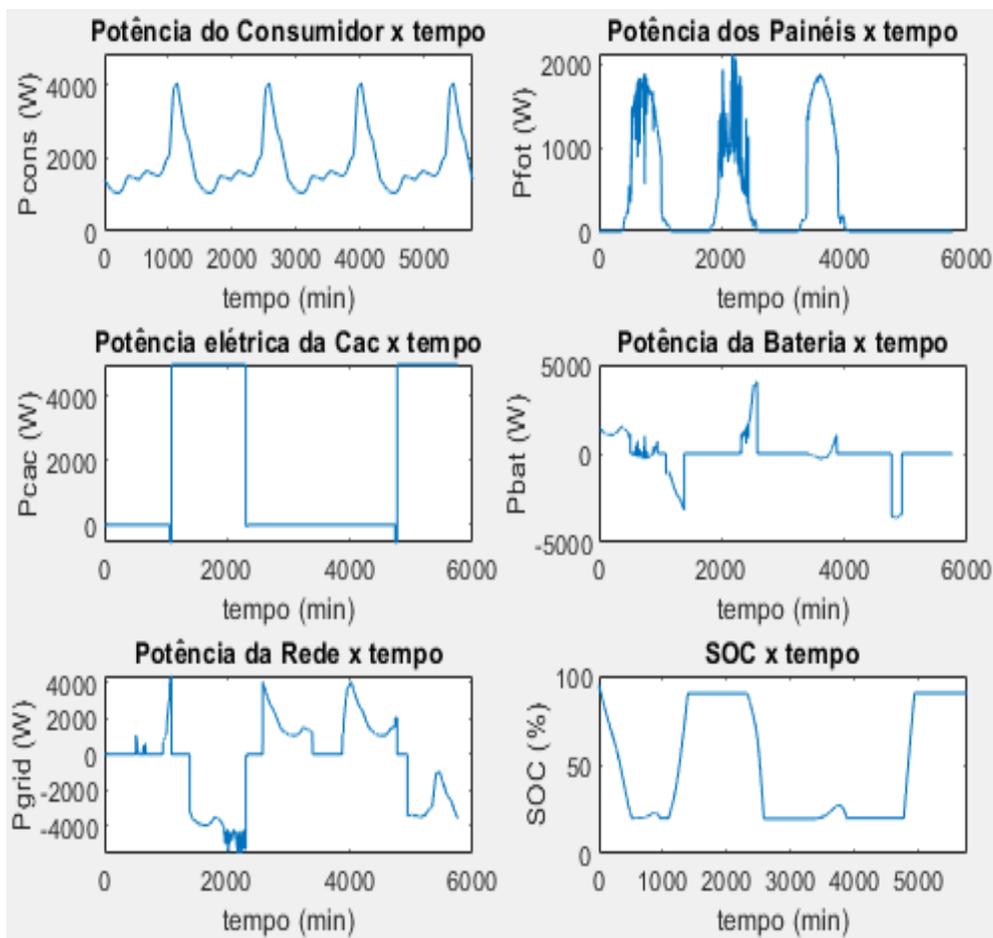


Figura 65: Fluxo de energia do sistema para 1 consumidor residencial operando com o sistema completo, tarifa convencional e coeficiente de aproveitamento de 72%.

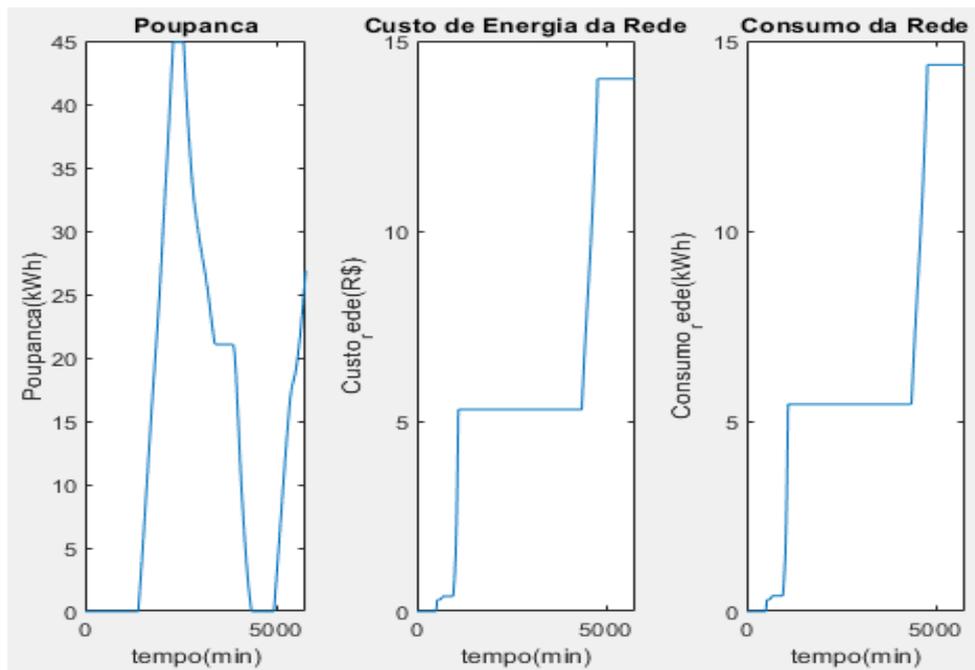


Figura 66: Evolução da poupança, consumo de energia elétrica e custo de energia elétrica durante quatro dias de simulação para tarifa convencional.

De início, percebe-se que toda a demanda imposta pelo usuário é atendida unicamente pelo banco de baterias, como observado pela redução de seu estado de carga até o nascer do Sol no primeiro dia. Neste instante, a demanda é brevemente atendida pela rede e, quase instantaneamente, transferida para o sistema fotovoltaico, pois a potência dos painéis torna-se suficientemente alta para atender completamente o consumidor. Após o pôr-do-Sol a rede volta a assumir a demanda, ultrapassando a cota diária para consumo de energia da rede (3,3 kWh), como mostrado na figura 66. Nesse momento, a Cac é acionada em modo de aquecimento. Já em modo de produção, a Cac fornece a energia necessária ao usuário e carrega o banco de baterias até que este atinja o limite superior imposto ao estado de carga (90%). Em seguida, ainda ligada, a Cac exporta o excedente de sua produção à rede, aumentando a poupança de energia até o equivalente a um dia de consumo do usuário (45 kWh). Logo após, a Cac entra em modo de desligamento, sendo acionada novamente somente quando toda a poupança de energia foi consumida e o consumo de energia da rede ultrapassou novamente o limite diário no início do quarto dia de operação do sistema (13,3 kWh).

Pode-se perceber que, sempre que houve excesso de energia sendo gerada pelas fontes (Cac + painéis), esta foi primeiramente transferida ao banco de baterias e, somente quando este se encontrou com estado de carga máximo, transferiu-se o

excedente à rede, conforme previsto pela lógica de controle. Tal comportamento foi observado tanto nos momentos em que a Cac esteve ligada, quanto nos momentos de intensa incidência solar (primeiro e terceiro dias de operação).

Complementarmente, as Figuras 67 e 68 mostram, respectivamente, o comportamento dos parâmetros de operação da Cac e do banco de baterias no decorrer da operação, sendo estes elementos fundamentais que complementam a análise feita anteriormente.

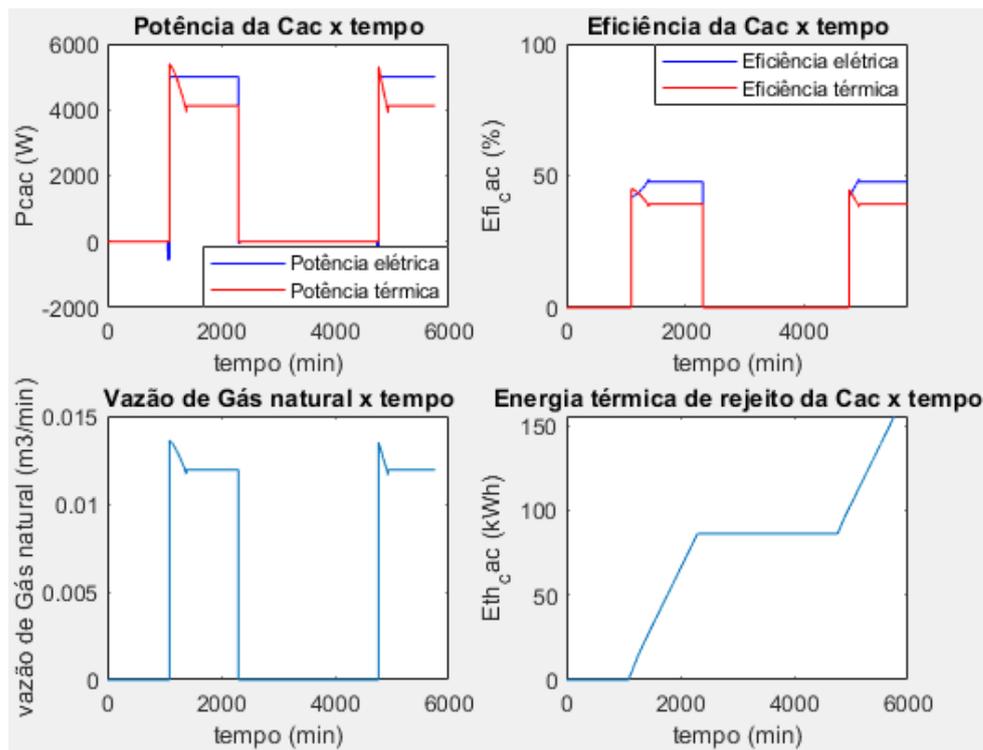


Figura 67: Parâmetros de operação da Cac para quatro dias de simulação na tarifa convencional.

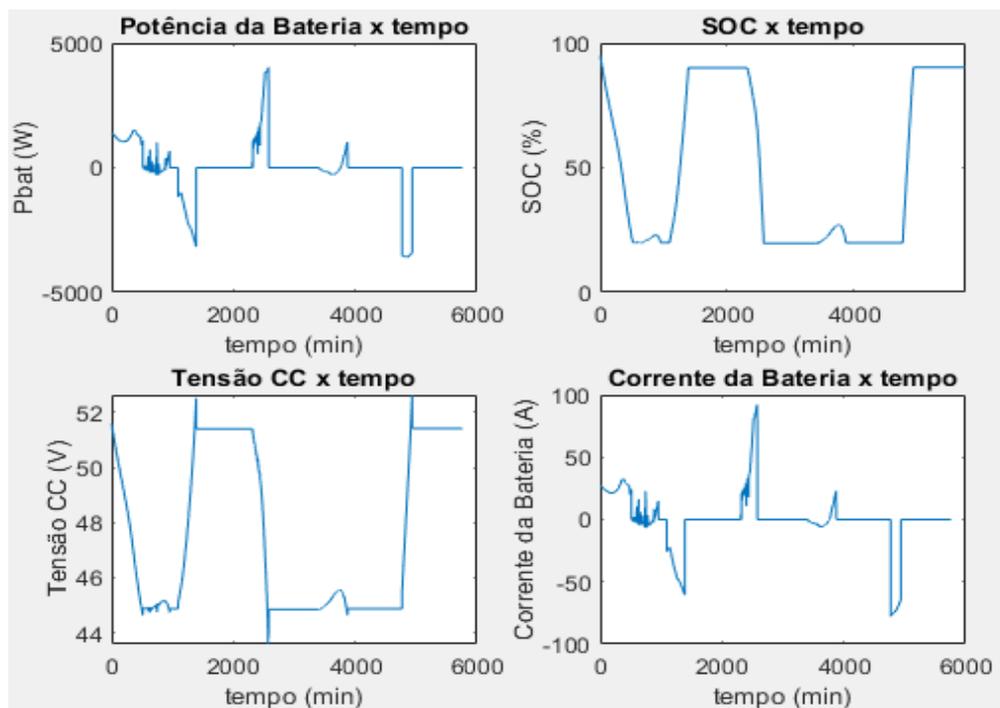


Figura 68: Parâmetros de operação do banco de baterias para quatro dias de simulação na tarifa convencional.

Na figura 67, percebe-se que há um consumo maior de gás natural na Cac nos primeiros momentos de sua operação, pois, neste período, o barramento CC encontra-se com tensão reduzida devido ao baixo estado de carga das baterias (figura 68), estabilizando-se quando o estado de carga atinge o limite de 90%. Ao mesmo tempo, observa-se um aumento da eficiência elétrica da Cac à medida em que o barramento atinge tensões mais altas, pois a corrente elétrica de saída da Cac torna-se menor para uma mesma potência de fornecimento. Igualmente visível, a eficiência térmica cai com a redução no consumo de gás natural, devido a redução do rejeito de calor com a queda na vazão do insumo energético.

Finalmente, as Figuras 69 e 70 ilustram a evolução do consumo de energia da rede elétrica e da poupança de créditos no decorrer de um mês e um ano de simulação, respectivamente. As Tabelas 10 e 11 apresentam os custos de operação e manutenção do sistema, juntamente com alguns parâmetros operacionais de interesse.

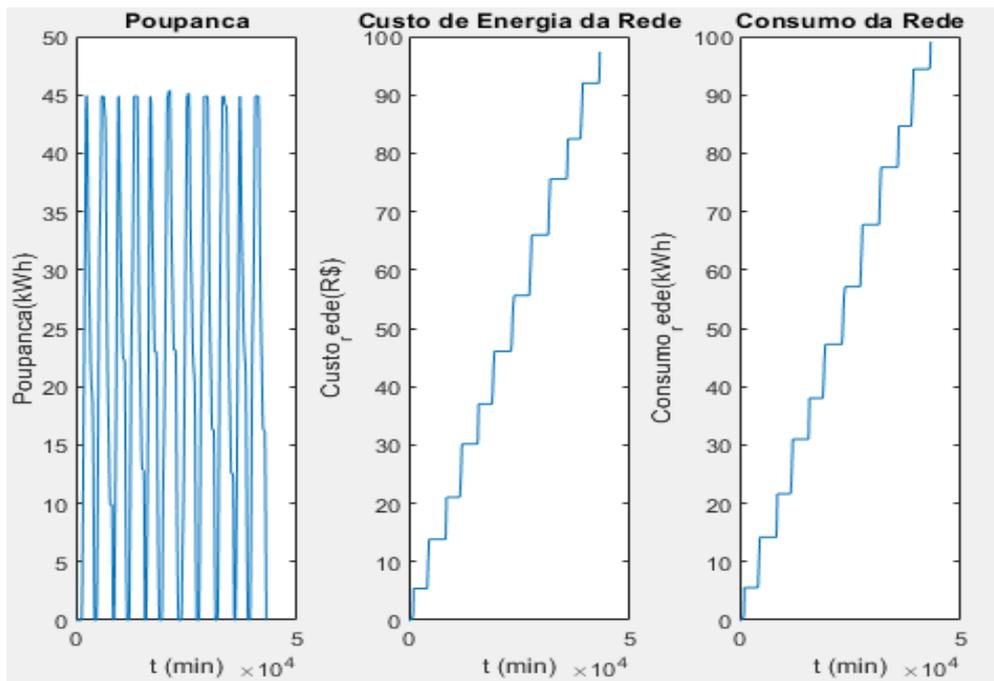


Figura 69: Variação da poupança, custo de energia e consumo da rede para um mês de operação.

Tabela 10: Custos e parâmetros operacionais para um mês de operação do sistema.

Custos	
OPEX - Energia elétrica (R\$)	97,41
OPEX - Gás natural (R\$)	337,83
Manutenção (R\$)	69,17
Dados Técnicos	
Consumo de gás natural (m ³)	165,39
Energia térmica de rejeito (MWh)	1,03
Percentual do tempo em produção (%)	29,94
Número de baterias (un.)	3
Número de inversores (un.)	2

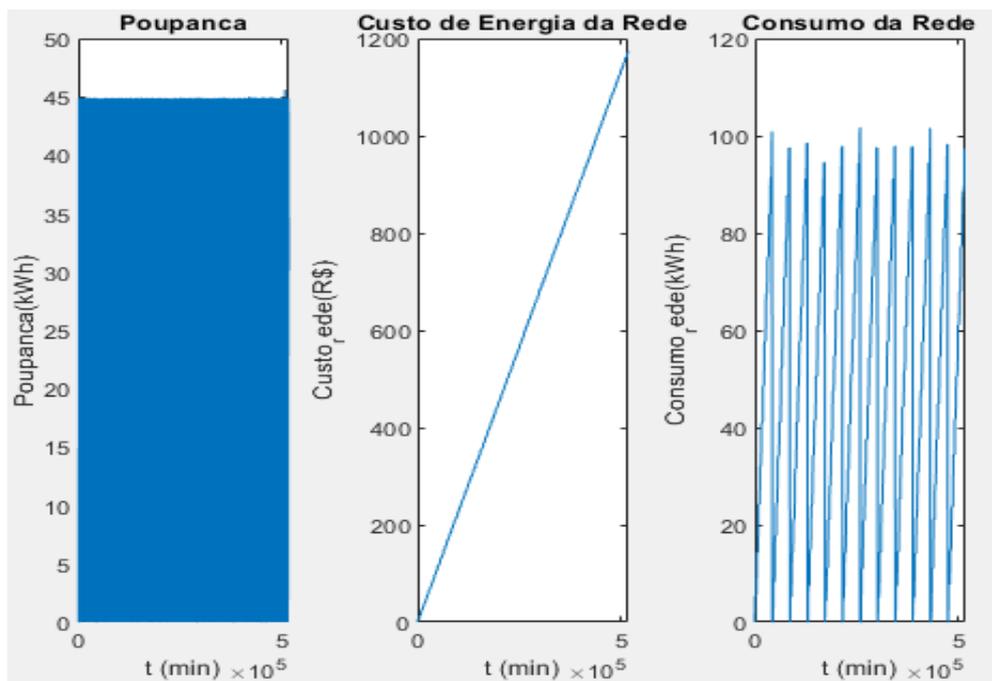


Figura 70: Variação da poupança, custo de energia e consumo da rede para um ano de operação.

Tabela 11: Custos e parâmetros operacionais para um ano de operação do sistema.

Custos	
OPEX - Energia elétrica (R\$)	1173,05
OPEX - Gás natural (R\$)	3946,08
Manutenção (R\$)	830,00
Dados Técnicos	
Consumo mensal de gás natural (m ³)	167,80
Energia térmica de rejeito (MWh)	12,51
Percentual do tempo em produção (%)	30,38
Número de baterias (un.)	3
Número de inversores (un.)	2

Para um mês de simulação, observou-se que o consumo de energia da rede foi muito próximo a 100 kWh, valor mínimo a ser pago para sistemas trifásicos conectados à rede elétrica, conforme discutido no capítulo 3 deste trabalho. Ao mesmo tempo, é possível perceber que a poupança de energia nunca ultrapassa o equivalente a um dia de demanda do consumidor, comprovando a eficácia da lógica de controle ao evitar que a Cac opere por mais tempo do que o necessário. A análise é bastante semelhante para um ano de operação, sendo observado um consumo de energia elétrica da rede sempre próximo à 100 kWh ao final de cada mês. Nos meses onde o consumo é inferior a este, a conta de energia é corrigida de forma a contemplar a tarifa mínima a ser paga pelo usuário. Finalmente, é importante

observar que a conta mensal de gás natural foi bastante baixa, pois, neste exemplo, optou-se pelo uso da cogeração.

Finalmente, observa-se que o consumo mensal de gás natural foi inferior ao consumo mínimo estipulado para consumidores na categoria “Geração Distribuída”, cujo valor é de 200 m^3 ao mês (discutido no capítulo 3), apontando que o sistema se encontra superdimensionado para a demanda atendida neste exemplo, o que também se reflete no CAPEX do investidor. Em outras palavras, a Cac está sendo subutilizada em relação à sua capacidade máxima, sugerindo que o sistema proposto deve sempre operar com múltiplos consumidores para que o micro-CHP opere acima de 50% do tempo. Caso contrário, o alto custo de investimento inicial e operação podem inviabilizar o projeto, do ponto de vista econômico, quando apenas um usuário usufrui do sistema. Desta forma, as simulações subsequentes deste trabalho farão uso da estratégia de multiplicação do número de usuários conectados, de forma que o alto custo de adesão e operação possam ser diluídos, afetando positivamente a viabilidade econômica do sistema.

4.3.2. Exemplo de Sistema com Tarifa Branca

Para concluir a análise energética diária de funcionamento do sistema, o mesmo exemplo foi simulado utilizando-se, desta vez, a tarifa branca. A figura 71 mostra a potência fornecida/recebida por cada subsistema para esse caso, podendo-se perceber algumas mudanças de comportamento do banco de baterias e da Cac em relação ao exemplo anterior (tarifa convencional). Desta vez, a Cac é acionada não somente quando o consumo da rede ultrapassa o limite diário de 3,3 kWh, mas também sempre que a poupança se encontra com baixa reserva de energia às 16:00. Esta modificação na lógica de controle permite que a Cac opere mais tempo nos períodos em que a tarifa de energia elétrica é mais cara, evitando consumo da rede e exportando grandes quantidades de energia para geração de mais créditos. Neste exemplo, a Cac liga às 16h no primeiro e no terceiro dias de operação do sistema, enquanto no segundo e quarto dias, a poupança encontra-se suficientemente alta (figura 72) e opta-se por “poupar” a Cac, mantendo-a desligada. Adicionalmente, o banco de baterias sempre carrega totalmente entre as 15:30 e as 17:00, de forma a exportar energia em máxima capacidade à rede entre as 18:00 e as 21:00, como previsto pelo algoritmo de controle do sistema.

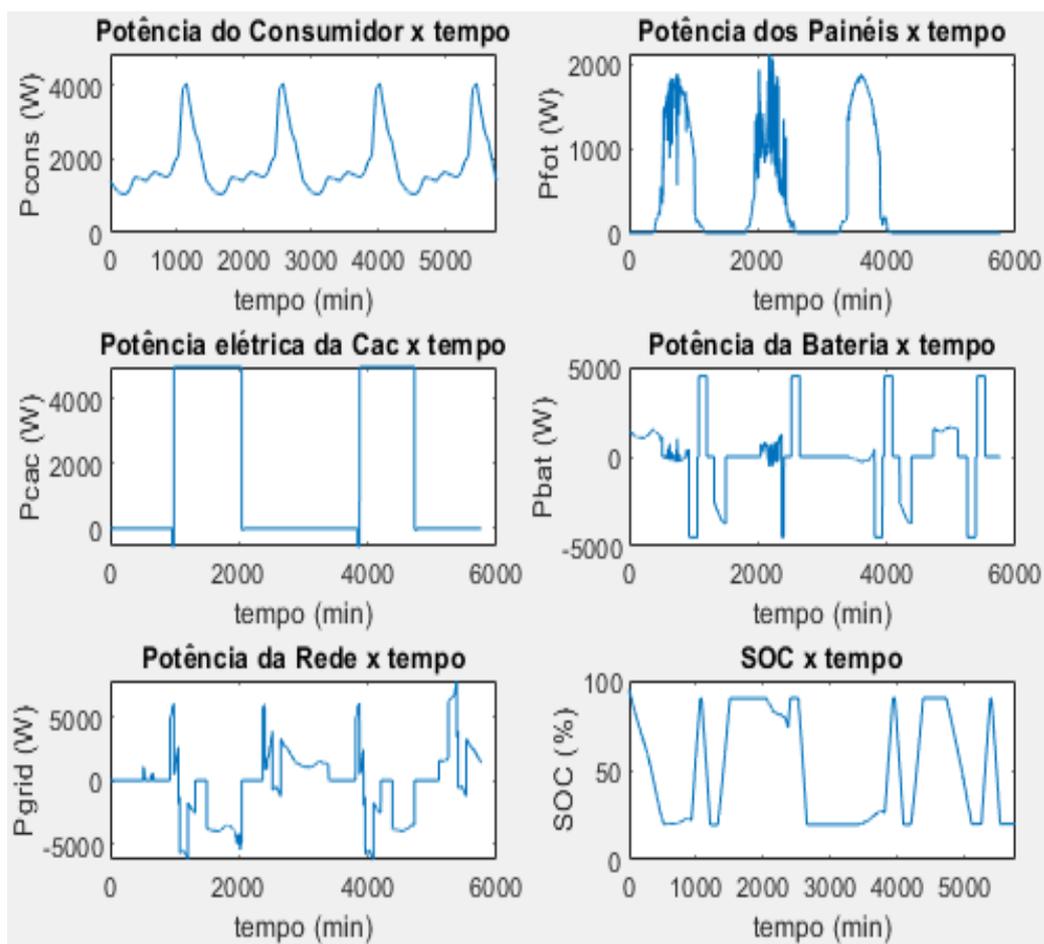


Figura 71: Fluxo de energia do sistema para 1 consumidor residencial operando com o sistema completo, tarifa branca e coeficiente de aproveitamento de 72%.

Essa técnica permite que o sistema consuma energia por um preço pequeno no posto horário de tarifa baixa, devolvendo, em seguida, toda a energia à rede durante o posto horário de tarifa alta, gerando ainda mais créditos ao usuário. O comportamento dos parâmetros operacionais da Cac e do banco de baterias segue a mesma lógica que no caso da tarifa convencional. Da mesma forma, ao final de cada mês, o sistema consegue manter um consumo de energia da rede sempre em torno de 100 kWh, evitando que a Cac opere mais tempo do que deveria para pagar a tarifa mínima de energia elétrica.

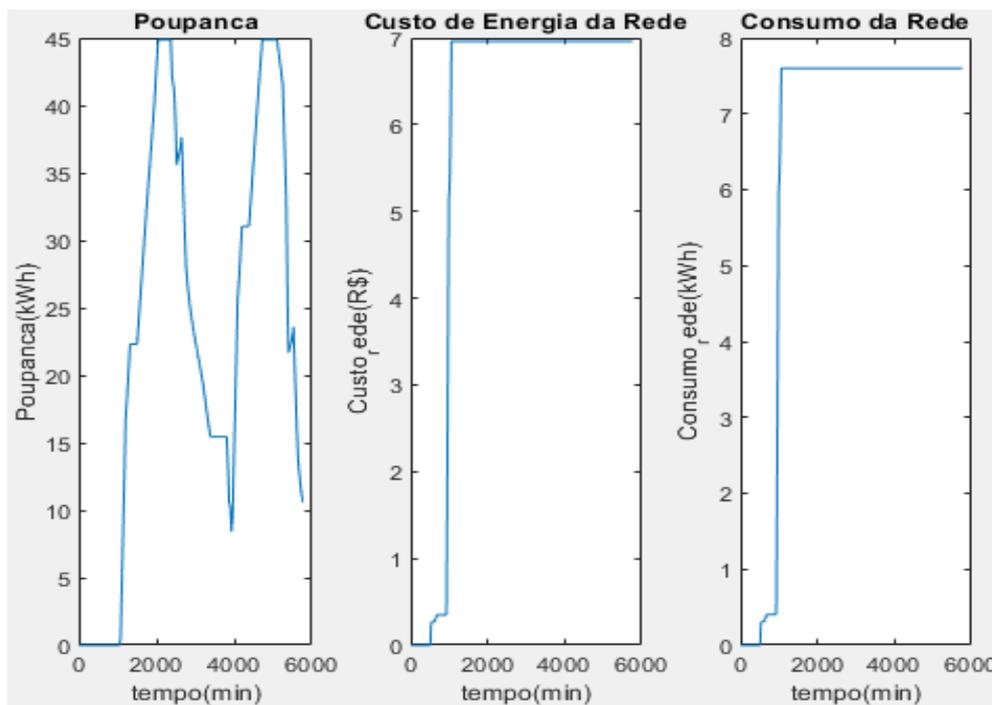


Figura 72: Evolução da poupança, consumo de energia elétrica e custo de energia elétrica durante quatro dias de simulação para tarifa branca.

4.3.3. Validação do Fluxo de Caixa para Sistemas Fotovoltaicos Convencionais

Tendo em vista a validação do método de análise em fluxo de caixa em conjunto com a lógica de controle utilizada, optou-se por simular um sistema fotovoltaico puro (sem baterias), comparando-se o tempo de retorno financeiro (payback) calculado pelo simulador com as previsões do relatório Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída desenvolvido pela Greener em 2019 [GREENER, 2019]. Os paybacks expostos no relatório são divididos por estado brasileiro, pois cada unidade federativa conta com suas próprias distribuidoras, preços médios de tarifa de energia elétrica e legislação tributária própria. Por possuírem as maiores disparidades nos preços das tarifas de energia elétrica e do payback previsto para investimento em sistemas fotovoltaicos convencionais, os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina foram escolhidos para esta análise.

A tabela 12 apresenta as tarifas médias de energia elétrica das distribuidoras dos dois estados para bandeira verde em abril de 2020 [ANEEL, 2020], juntamente com os respectivos impostos aplicáveis.

Tabela 12: Tarifas de energia elétrica e impostos para os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina em março de 2020 [ANEEL, 2020].

Estado	Tarifa Média (R\$/kWh)	PIS (%)	Cofins (%)	ICMS (%)	Tarifa Média Final (R\$/kWh)
Rio de Janeiro	0,671	0,4625	2,1425	31	1,0106
Santa Catarina	0,474	1,0175	4,697	25	0,6841

O ICMS é fixo por estado, enquanto o PIS e Cofins são tributos variáveis a cada mês, cuja alíquota varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor [LIGHT, 2020]. Os valores mostrados na tabela 12 foram estimados com base nas alíquotas cobradas nos meses de janeiro a abril de 2020 pelas distribuidoras Light (RJ) e Celesc (SC) [LIGHT, 2020 e CELESC, 2020].

As simulações foram realizadas tendo como base o dimensionamento do sistema para atender a dois consumidores nas categorias residencial e industrial em cada um dos estados (4 casos). Foi suposto clima aleatório para a potência de entrada nos painéis, tarifa convencional de energia elétrica e fator de aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede. Adicionalmente, foi considerado um crescimento nulo da tarifa de energia elétrica em relação à inflação e uma taxa de retorno de investimento de 0% para o cálculo dos fluxos de caixa. No total foram necessários, respectivamente, 75 e 95 painéis fotovoltaicos de 245W para os casos residencial e industrial em ambos os estados.

Os custos com investimento inicial foram iguais em ambos os estados devido à mesma quantidade de painéis empregada dentro de cada categoria de consumidor. Os custos de operação obtidos foram equivalentes à tarifa mínima de 100 kWh/mês em cada estado, enquanto os custos com manutenção foram proporcionais a quantidade total de painéis utilizados.

O gráfico do fluxo de caixa ao longo de 20 anos de operação dos sistemas é mostrado na figura 73. A tabela 13 apresenta os parâmetros financeiros referentes às operações, informando todos os custos contabilizados, os paybacks calculados pelas simulações e as estimativas de paybacks feitas pela Greener em cada caso. As únicas discontinuidades no fluxo de caixa dos usuários se dão no décimo quinto ano de operação com a substituição dos inversores utilizados.

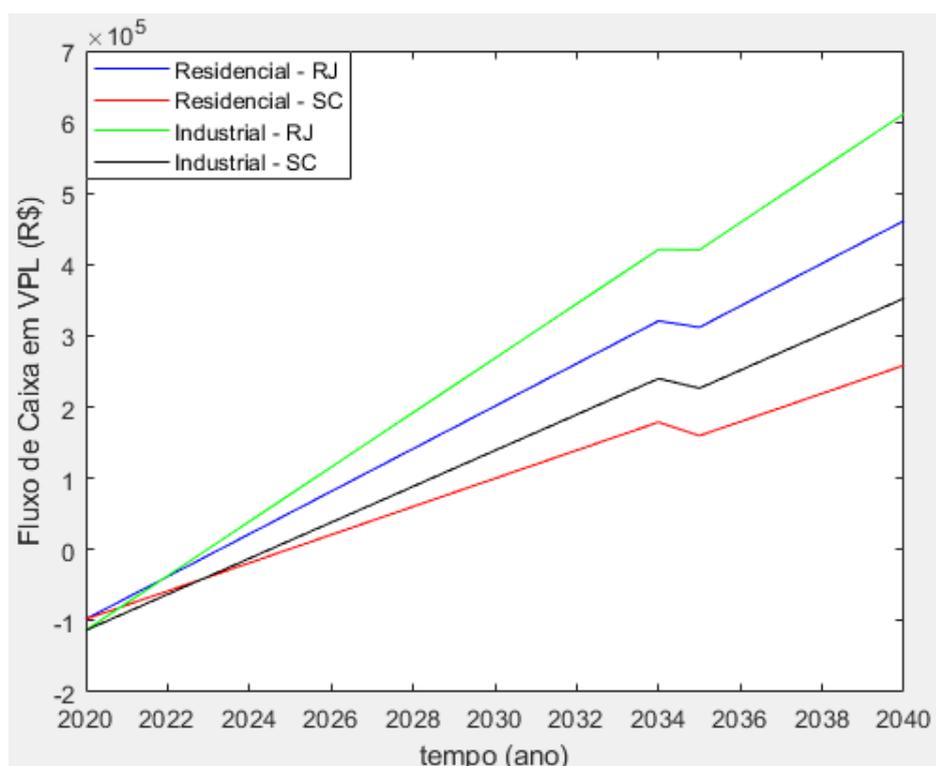


Figura 73: Fluxo de caixa em VPL para operação do sistema fotovoltaico puro nas categorias residencial e industrial para os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina.

Tabela 13: Parâmetros financeiros de operação do sistema fotovoltaico puro nas categorias residencial e industrial para os estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina.

Parâmetros	Residencial		Industrial	
	Rio de Janeiro	Santa Catarina	Rio de Janeiro	Santa Catarina
Investimento Total (R\$)	97660	97660	113260	113260
Energia Elétrica (R\$)	24254	16430	24254	16418
Manutenção (R\$)	30000	30000	38000	38000
Substituições (R\$)	38760	38760	38760	38760
Custo do Sistema (R\$)	190674	182850	214274	206438
Compra Direta (R\$)	652108	441428	825861	559045
Lucro Final em VPL (R\$)	461434	258578	611586	352607
Lucro por usuário (R\$)	230717	129289	305793	176303
Payback - simulador	3,3	5,0	2,9	4,5
Payback - Greener	3,8	6,1	2,6	4,3

Os paybacks dos casos residenciais estiveram um pouco abaixo dos apresentados no relatório, sendo a diferença atribuída principalmente à desatualização dos dados constantes no estudo da Greener, pois o mesmo foi realizado no quarto trimestre do ano de 2019. Conforme apontado pelo relatório do

ano anterior [GREENER, 2018], o payback estimado para consumidores residenciais no Rio de Janeiro era de 5,8 anos em junho de 2018, comprovando a rápida redução de custo em investimentos com sistemas fotovoltaicos convencionais (consequência imediata da redução dos preços dos painéis).

Os paybacks dos casos industriais estiveram um pouco acima dos apresentados no relatório, pois, devido à ausência de dados relativos a consumidores industriais de baixa tensão no relatório, os resultados calculados pelo simulador foram comparados aos dados estimados para consumidores comerciais de baixa tensão. Desta forma, as diferenças nos índices de simultaneidade e PR (*performance ratio*) esperados para os dois tipos de consumidores acarretam em uma disparidade maior para as previsões nesse caso. Ao considerarem um índice de simultaneidade de 70% para consumidores comerciais, o estudo da Greener conta com menores perdas na transferência de energia entre o sistema fotovoltaico e a rede, tendo em vista que este parâmetro assume valores próximos a 50% para consumidores industriais, apenas.

Finalmente, os paybacks médios estimados estiveram muito próximo às estimativas feitas pela Greener, sendo constatadas diferenças entre 5% e 20% dos dados obtidos, comprovando a eficácia da lógica de controle e do uso da ferramenta de análise em fluxo de caixa desenvolvida para o projeto.

4.3.4. Exemplos de Cálculo do Custo Cumulativo Total

Simulou-se um sistema composto de dois consumidores industriais operando com o sistema completo (Cac + PV + Bateria) sob tarifa branca, aproveitamento de 100% da rede elétrica e fazendo uso de cogeração. Neste exemplo foi considerado um aumento anual relativo à inflação de 2% para a energia elétrica e 0% para o gás natural após a queda de 40% nos três primeiros anos. O fluxo de caixa desta configuração para 20 anos de operação e o fluxo de caixa para compra direta da rede são expostos na figura 74

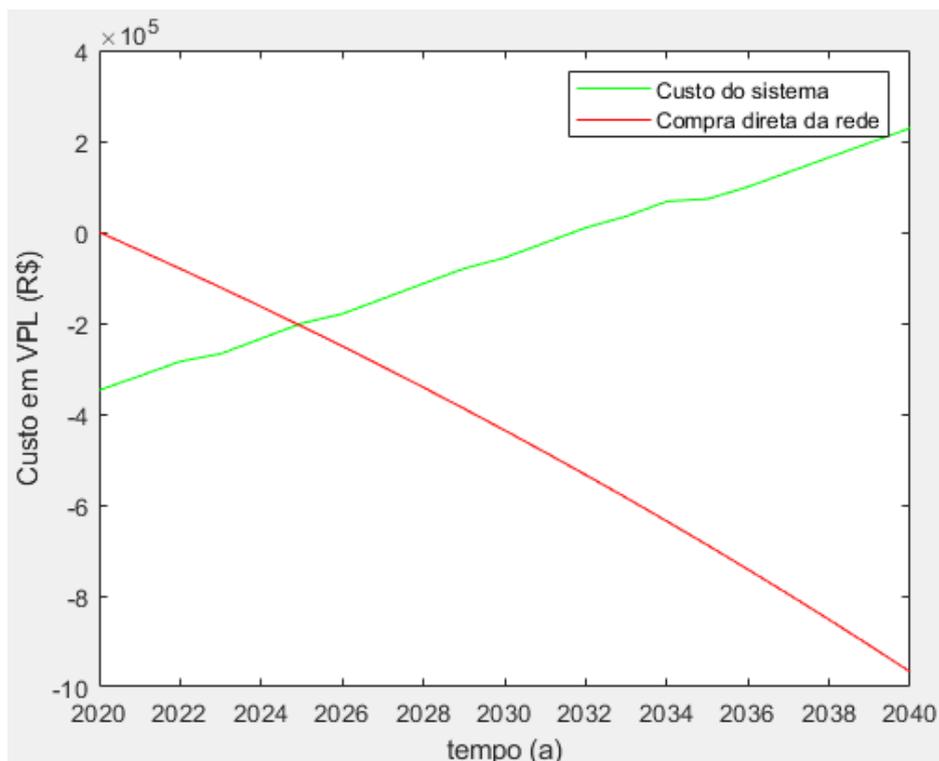


Figura 74: Fluxo de caixa dos usuários para 20 anos de simulação do sistema.

Primeiro, observa-se que o custo inicial de adesão ao sistema foi de aproximadamente R\$ 350000, incluídos todos os custos de aquisição e instalação das fontes utilizadas, enquanto para o sistema de compra direta da rede não houve investimento inicial. O segundo ponto de interesse do gráfico reside na região de cruzamento da linha de fluxo de caixa do sistema (verde) com o eixo $VPL = 0$, simbolizando o momento em que os usuários passariam a obter vantagem financeira com a adesão ao novo sistema frente ao sistema de compra direta de energia da rede. Em outras palavras, a partir do ano de 2032 o projeto já se tornaria viável e economicamente vantajoso com a compensação total do investimento inicial no sistema, traduzindo-se em uma economia na conta de energia a ser paga pelos usuários. Finalmente, o VPL ao final dos 20 anos de operação do sistema simboliza o lucro total obtido pelos usuários na adesão ao sistema proposto, já levando-se em conta a taxa de retorno de investimento de 2,5% ao ano. Neste caso, os usuários lucrariam, em conjunto, aproximadamente R\$ 230000 até o ano de 2040.

A tabela 14 apresenta alguns parâmetros operacionais do sistema para o período simulado. A observação cuidadosa desses dados é de essencial importância para o entendimento do comportamento da curva de fluxo de caixa, explicitando a

razão da existência de inflexões na curva do VPL do sistema ao longo dos 20 anos de simulação.

Tabela 14: Parâmetros operacionais para 20 anos de operação do sistema.

Célula a Combustível	
Consumo mensal de gás (m^3)	338,12
Energia térmica de rejeito (MWh)	504,07
Percentual do tempo em produção (%)	61,21
Bateria	
Baterias por banco	6
Número de ciclos	9757,44
Substituições do banco	5
Inversor	
Inversores utilizados	3
Substituições dos inversores	1

Em primeiro lugar, observa-se que o banco de baterias contabilizou um total de quase 10000 ciclos de carga e descarga, necessitando de 5 reposições, conforme apontado pelas discontinuidades nos anos de 2023, 2026, 2030, 2033 e 2037. A diferença de magnitude dos “degraus” se deve à redução do custo de baterias do tipo chumbo-ácido VRLA com o tempo, conforme descrito no capítulo 3 deste trabalho. Após o décimo quinto ano de operação do sistema, torna-se necessário, também, a reposição dos inversores bidirecionais utilizados em detrimento do desgaste de sua operação, justificando a queda mais acentuada no ano de 2035.

Em seguida, voltando a atenção para os parâmetros de operação da Cac, conclui-se que a mesma operou durante aproximadamente 61% do tempo total de simulação, rejeitando um total 504 MWh de energia sob a forma de calor. No contexto deste trabalho, se supôs que essa energia térmica de rejeito foi utilizada para suprir uma demanda térmica adicional no local de instalação quando os usuários optassem pelo uso da cogeração em seu sistema, impactando diretamente o custo de operação referente à conta de gás natural dos consumidores nesse caso.

Finalmente, a tabela 15 apresenta todos os custos contabilizados para a geração da curva de fluxo de caixa.

Tabela 15: Parâmetros financeiros para 20 anos de operação do sistema.

Parâmetros Financeiros	
CAPEX (R\$)	347620
OPEX - Energia elétrica (R\$)	26971
OPEX - Gás natural (R\$)	82839
Manutenção (R\$)	20600
Substituição das fontes (R\$)	100380
Custo total do sistema (R\$)	578411
Compra direta da rede (R\$)	967115
Lucro Final em VPL (R\$)	228855
Payback (ano)	2032

É possível observar que a conta de energia elétrica paga esteve muito próxima à taxa mínima para o posto horário de baixa da tarifa branca (100 kWh ao mês). Adicionalmente, a baixa tarifa paga na conta de gás (promovida pelo uso da cogeração neste exemplo), contribuiu bastante para a viabilidade do projeto. Conclui-se a análise mostrando que os usuários obtiveram um lucro final em VPL de 229 mil reais. Ou seja, além de conseguirem compensar todo o investimento realizado já no ano de 2032, ainda consegue-se lucrar por mais oito anos de operação do sistema, justificando sua escolha (do ponto de vista econômico) na transição para o novo sistema.

Com o intuito de analisar os efeitos do custo total de adesão ao sistema não somente no ano de 2020, mas também num horizonte de 20 anos à frente, mais uma análise econômica foi explorada neste trabalho. Nessa análise, precisa-se levar em conta a redução dos custos de aquisição de todos os componentes do sistema (Cac, painéis fotovoltaicos e baterias), juntamente com os aumentos nas tarifas de energia elétrica e gás natural previstos para as próximas décadas, conforme discutido no capítulo 3 deste trabalho.

O gráfico da figura 75 reproduz o comportamento do custo cumulativo total para dez anos de operação do sistema simulado anteriormente, tomando-se a adesão ano a ano desde 2020 a 2040. A interpretação do gráfico da figura 75 é bastante diferente da do gráfico apresentado na figura 74, pois, nesta análise, cada ponto da curva de custo do sistema equivale a uma simulação completa (com duração de dez anos) iniciando-se em cada ano, desde 2020 a 2040. Consequentemente, todos os custos (CAPEX, operação, manutenção e substituição dos componentes) encontram-se somados para cada simulação realizada.

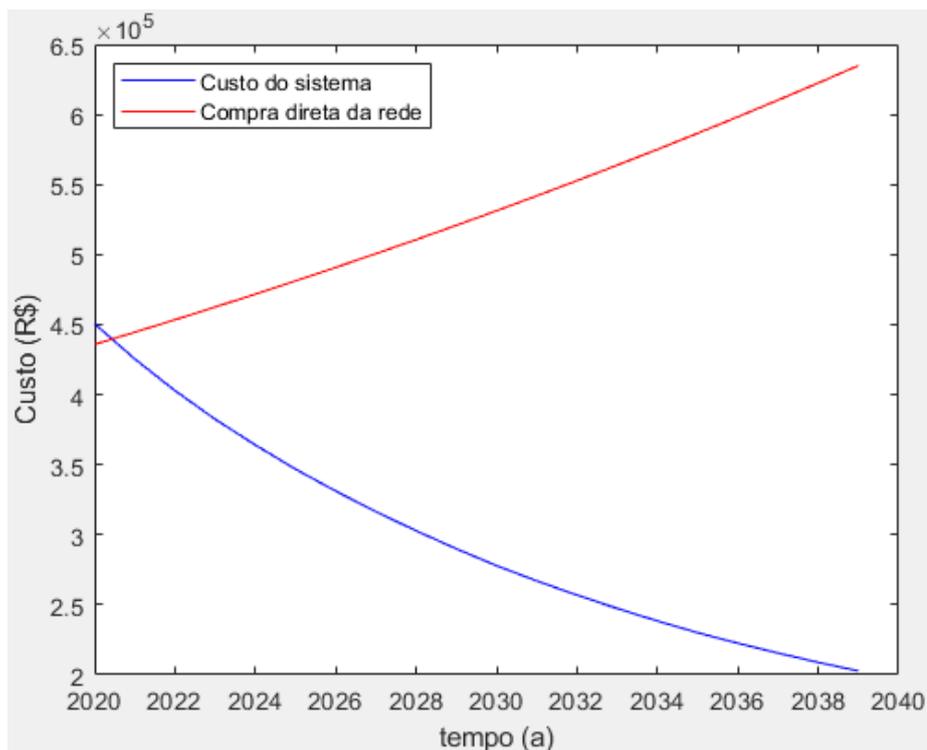


Figura 75: Custo cumulativo e custo de compra direta da rede para 10 anos de operação no horizonte de 2020 a 2040.

No exemplo em questão, os resultados mostram que, caso os usuários desejem obter um payback em até 10 anos de operação do sistema proposto, podem investir já a partir do ano de 2021. Ou seja, se aderirem à nova proposta em 2021 serão capazes de, no decorrer do ano de 2031, ter compensado os custos associados à transição ao novo sistema frente ao que pagariam de energia elétrica no sistema de compra direta da rede ao longo desses 10 anos. Nesta análise, não é levada em conta a taxa de retorno de investimento r dos usuários ($r = 0$).

Finalmente, percebe-se que, considerando-se a adesão ao sistema proposto duas décadas a frente, reduções de mais de 50% no custo total podem ser conseguidas, ao passo que a energia elétrica torna-se ainda mais cara, justificando prontamente a vantagem econômica obtida por parte dos usuários no processo. Essas reduções se devem principalmente às quedas previstas para a aquisição de cada fonte do sistema no horizonte de interesse.

5 Resultados e Discussão

Este capítulo tem o objetivo de apresentar uma análise de sensibilidade econômica do sistema sujeita a variação de diversos parâmetros de interesse. Adicionalmente, será apresentado também um breve estudo sobre as emissões de CO_2 para algumas configurações estudadas, buscando avaliar o potencial na redução para a contribuição para o aquecimento global do sistema.

Primeiramente, é introduzida uma análise de sensibilidade dos parâmetros de simulação (modelo da bateria e modelagem da irradiação diária) e dos parâmetros operacionais e financeiros na viabilidade econômica do sistema proposto com relação a diversos fatores, como: taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural, diferentes configurações do sistema (Cac + PV + B, Cac + PV e Cac + B), número de usuários alimentados pelo sistema e o fator de aproveitamento de créditos na rede. Serão mostrados, para cada caso, a variação do consumo de gás natural na Cac, o percentual de tempo total em operação da Cac, a energia térmica total rejeitada pelo CHP, o número de ciclos e substituições do banco de baterias e o número de baterias e inversores utilizados. Em todos os casos será considerada uma (e apenas uma) substituição dos inversores após 15 anos de operação do sistema, enquanto o número de substituição do banco de baterias dependerá do número total de ciclos de carga e descarga. Conforme discutido no capítulo 4 deste trabalho, cada 1900 ciclos requerem uma substituição do banco.

Os parâmetros financeiros examinados serão o custo total de investimento inicial (custo dos componentes + custo de instalação), custo de operação com energia elétrica, custo de operação adicional com gás natural na transição para o sistema proposto, custo de manutenção e custos com substituição dos componentes ao longo do tempo. Serão apresentados também o custo total do sistema proposto, o custo de compra direta da rede (quanto seria gasto pelos usuários caso não aderissem ao sistema proposto), lucro final em valor presente líquido e o ano em que há a compensação total do investimento inicial no projeto (payback).

Além da apresentação desses dados em tabelas, serão mostrados, também, dois tipos de gráficos para cada caso simulado. O primeiro deles mostrará a evolução do fluxo de caixa dos usuários considerando-se uma operação do sistema entre os anos de 2020 e 2040. O segundo gráfico mostrará a evolução do custo cumulativo total do sistema para sete anos de operação (no caso de consumidores residenciais) e cinco anos de operação (no caso de consumidores industriais), considerando-se a adesão ao sistema ano a ano no horizonte de 2020 a 2040 (21 simulações independentes).

5.1. Impacto do Modelo da Bateria

De forma a quantificar a diferença de comportamento do sistema sob cada um dos modelos desenvolvidos para o banco de baterias, uma simulação mensal para cada condição climática foi elaborada, tendo sido levantadas as medições relativas ao número de ciclos do banco de baterias e o consumo total de gás natural na Cac para cada modelo. A tabela 16 resume os resultados obtidos para uma simulação envolvendo dois consumidores residenciais com tarifa convencional e coeficiente de aproveitamento da rede de 72%.

Tabela 16: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco e consumo de gás natural, por clima, para 1 mês de simulação.

Parâmetros	Modelo completo	Modelo Simplificado	Média	Desvio padrão (%)
Clima Ensolarado				
Ciclos da bateria	19,15	19,35	19,25	0,52
Consumo de gás (m3)	295,96	310,20	303,08	2,35
Clima Parcialmente Nublado				
Ciclos da bateria	18,73	18,96	18,85	0,61
Consumo de gás (m3)	303,48	317,95	310,72	2,33
Clima Nublado				
Ciclos da bateria	19,06	19,33	19,20	0,70
Consumo de gás (m3)	338,15	354,94	346,55	2,42

Conforme mostrado na tabela, o número de ciclos da bateria sofreu variação desprezível, apresentando um desvio padrão percentual menor que 1%, enquanto a dispersão do consumo total de gás manteve-se um pouco maior, porém ainda satisfatoriamente baixa para todas as condições climáticas observadas. Tendo em

vista a acuracidade satisfatória do modelo simplificado do banco de baterias, este foi utilizado nas demais simulações deste projeto.

Ademais, o modelo simplificado para o banco de baterias, ao forçar a tensão do barramento CC em 48V, acarreta em uma polarização constante para a célula a combustível. Desta forma, os parâmetros operacionais da Cac se mantêm ao longo de toda a simulação enquanto a Cac estiver ligada, dados pela tabela 17.

Tabela 17: Parâmetros operacionais da célula a combustível com modelo simplificado das baterias.

Parâmetros operacionais	Valor	Unidade
Potencial por célula	0,64	V
Vazão de gás natural	0,01279	m3/min
Potência térmica	4766	W
Potência elétrica	5000	W
Eficiência térmica	48,8	%
eficiência elétrica	51,2	%
Eficiência global (CHP)	100	%

5.2. Impacto da Aleatoriedade de Clima

Sabendo-se que nenhum dos climas ensolarado, parcialmente nublado e nublado representam, individualmente, a solução ideal para a modelagem climática da potência de entrada dos painéis, considerou-se a geração aleatória de clima como uma possível solução. O uso deste artifício acrescenta uma incerteza às simulações, impedindo que o sistema reproduza o mesmo comportamento ao longo de todos os dias de operação, enriquecendo os resultados obtidos.

Contudo, esta estratégia torna necessária uma análise estatística para quantificar os efeitos provocados pela variabilidade dos dias sobre o desempenho do sistema. As Tabelas 18, 19 e 20 apresentam as variações do número de ciclos do banco, do consumo de gás na Cac e do consumo de energia na rede para simulações mensal, anual e de 20 anos de operação, respectivamente, para o caso de dois consumidores industriais operando sob tarifa branca e aproveitamento de 100% dos créditos.

Tabela 18: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco de baterias, consumo de gás natural e consumo de energia elétrica para simulação de 1 mês de duração.

Análise Mensal			
Simulação	Ciclos da bateria	Consumo de gás (m3)	Consumo de energia da rede (kWh)
1	41,40	345,89	98,39
2	41,41	342,01	106,40
3	41,40	347,01	107,20
4	41,40	341,72	110,50
5	41,40	351,58	109,00
6	41,40	344,07	114,40
7	41,40	348,51	98,29
8	41,40	356,69	134,70
9	41,40	349,52	101,50
10	41,40	343,55	112,70
Média	41,40	347,06	109,31
Desvio padrão relativo (%)	0,01	1,28	9,14

Tabela 19: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco de baterias, consumo de gás natural e consumo de energia elétrica para simulação de 1 ano de duração.

Análise Anual			
Simulação	Ciclos da bateria	Consumo de gás (m3)	Consumo de energia da rede (kWh)
1	488,58	4062,72	1230,81
2	488,53	4077,07	1239,23
3	488,50	4060,12	1255,80
4	488,51	4039,02	1249,53
5	488,69	4067,37	1263,93
6	488,56	4077,88	1247,78
7	488,51	4079,94	1263,02
8	488,51	4051,55	1250,60
9	488,51	4053,57	1268,11
10	488,61	4057,44	1248,26
Média	488,55	4062,67	1251,71
Desvio padrão relativo (%)	0,01	0,31	0,87

Tabela 20: Média e desvio padrão do número de ciclos do banco de baterias, consumo de gás natural e consumo de energia elétrica para simulação de 20 anos de duração.

Análise de 20 anos			
Simulação	Ciclos da bateria	Consumo de gás (m3)	Consumo de energia da rede (kWh)
1	9757,66	81326,75	24926,71

2	9757,17	81247,06	25241,19
3	9757,18	81234,08	25231,74
4	9757,04	81242,08	25240,65
5	9758,55	81293,34	25095,60
6	9756,99	81243,30	25103,83
7	9757,14	81212,73	25426,21
8	9757,78	81243,52	25238,67
9	9757,29	81220,82	25173,72
10	9757,39	81185,51	25303,12
Média	9757,42	81244,92	25198,14
Desvio padrão relativo (%)	0	0,05	0,51

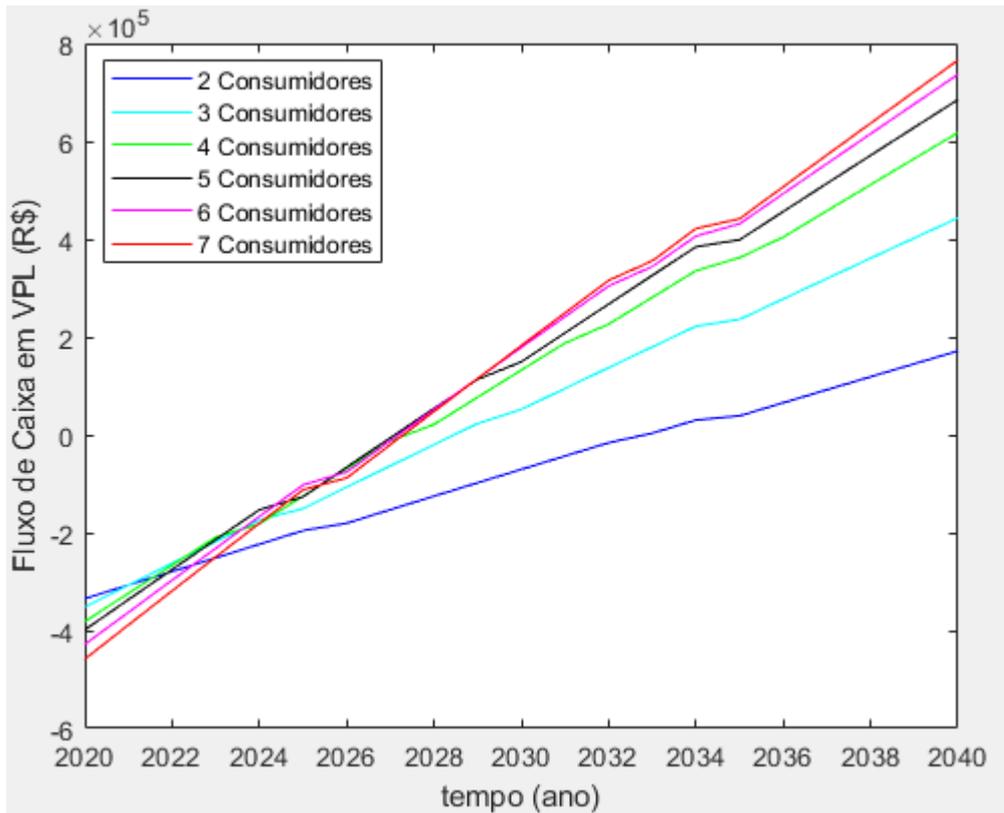
Os resultados apresentam uma conclusão interessante. Considerando-se períodos de simulação relativamente curtos (um mês), a variação percentual dos parâmetros observados foi consideravelmente superior em relação aos períodos de operação mais longos. Haja vista que o desvio padrão observado foi menor que 1% para todos os parâmetros na simulação anual e de 20 anos de operação, pode-se concluir que a geração aleatória de clima não inviabiliza uma análise econômica comparativa de diversas configurações do sistema proposto.

5.3. Impacto do Número de Consumidores

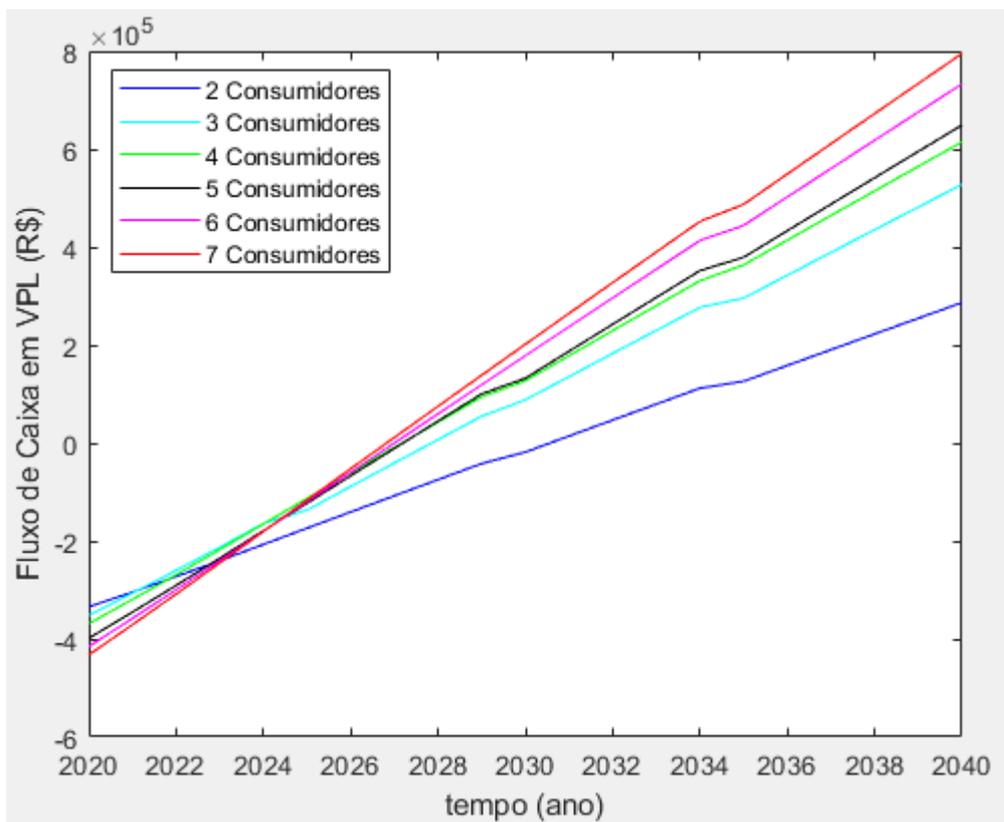
O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro do número de consumidores conectados ao sistema proposto. Para este fim, serão avaliados, para cada tipo de consumidor e tarifa, seis cenários diferentes, onde 2, 3, 4, 5, 6 e 7 consumidores usufruem do sistema. Neste estudo, será sempre considerado o sistema completo (Cac + PV + B) fazendo uso de cogeração. Além disso, a taxa de incremento da tarifa de energia elétrica será de 2% ao ano, a taxa de incremento da tarifa de gás natural de 0% ano (após queda de 40% em três anos) e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede.

5.3.1. Tarifa Convencional

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa convencional são mostrados na figura 76. As Tabelas 21 a 24 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a essas operações.



(a)



(b)

Figura 76: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa convencional.

Tabela 21: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.

Parâmetros	Residencial Com Tarifa Convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás (m3/mês)	286,19	437,18	552,36	552,34	552,34	552,34
Energia térmica rejeitada (MWh)	426,65	651,73	823,45	823,42	823,42	823,42
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	51,81	79,14	99,99	99,99	99,99	99,99
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	4596	7464	8874	6483	5239	4412
Substituições do banco	2	3	4	3	2	2
Inversores utilizados	2	2	3	3	4	5

Tabela 22: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.

Parâmetros	Residencial Com Tarifa Convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento Total (R\$)	334700	351680	381580	398560	428460	458360
Energia Elétrica (R\$)	28553	29231	90777	368320	647927	926185
Gás Natural (R\$)	20529	0	0	0	0	0
Manutenção (R\$)	20600	24600	28600	32600	36600	40600
Substituições (R\$)	50293	79901	135292	128862	125039	150186
Custo do Sistema (R\$)	454675	485412	636248	928343	1238026	1575331
Compra Direta (R\$)	763644	1145466	1527289	1909111	2290933	2672755
Lucro Final em VPL (R\$)	171568	443434	617660	685155	736692	765767
Lucro por usuário (R\$)	85784	147811	154415	137031	122782	109395
Payback (ano)	2033	2029	2028	2028	2028	2028

Tabela 23: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.

Parâmetros	Industrial Com Tarifa Convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás (m3/mês)	396,14	552,38	552,38	552,38	552,38	552,38
Energia térmica rejeitada (MWh)	590,56	823,47	823,47	823,47	823,48	823,48
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	71,71	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	1938	6453	3411	1901	1139	759
Substituições do banco	1	3	1	1	0	0
Inversores utilizados	2	2	2	3	3	3

Tabela 24: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.

Parâmetros	Industrial Com Tarifa Convencional					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento Total (R\$)	334700	351680	368660	398560	415540	432520
Energia Elétrica (R\$)	28615	117284	497242	877298	1258359	1637249
Gás Natural (R\$)	89179	106543	106544	106544	106544	106544
Manutenção (R\$)	20600	24600	28600	32600	36600	40600
Substituições (R\$)	37604	79901	49368	68170	38760	38760
Custo do Sistema (R\$)	510698	680009	1050414	1483172	1855803	2255672
Compra Direta (R\$)	967115	1450673	1934230	2417788	2901345	3384903
Lucro Final em VPL (R\$)	286594	527781	614601	649012	732957	795059
Lucro por usuário (R\$)	143297	175927	153650	129802	122159	113580
Payback (ano)	2031	2028	2028	2028	2027	2027

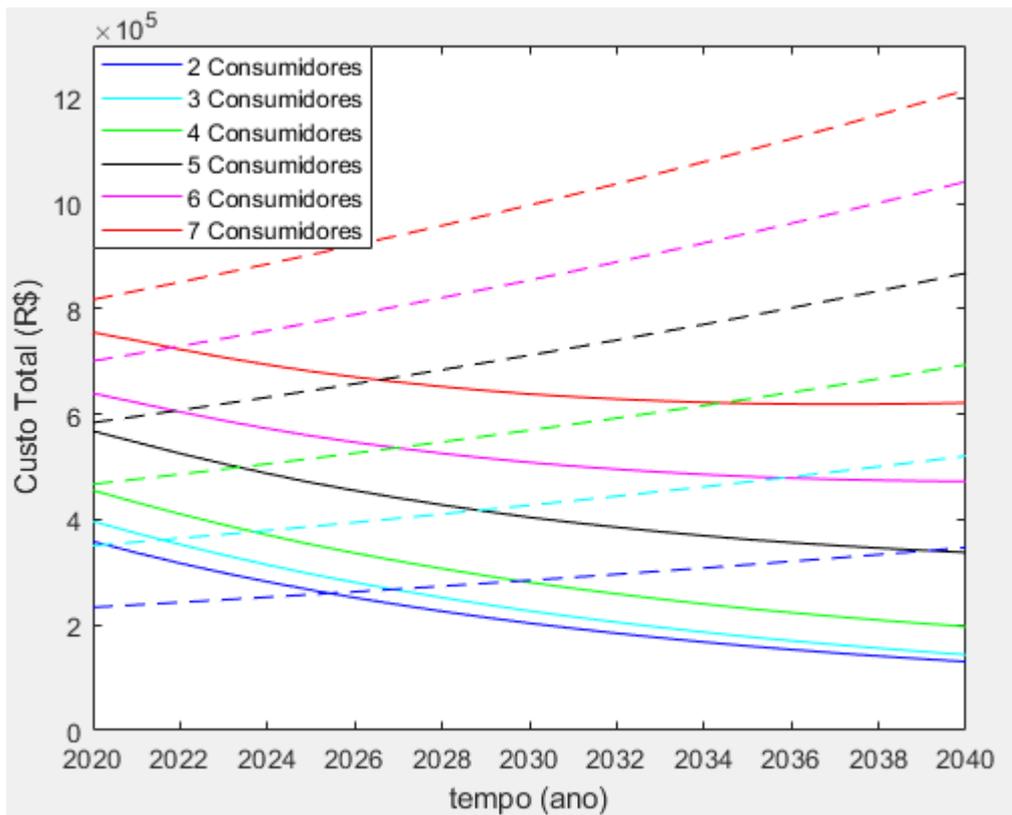
Primeiramente, observa-se que o sistema é capaz de alimentar completamente até 4 consumidores residenciais e apenas 3 consumidores industriais sem precisar importar quantidades significativas de energia elétrica. A partir deste ponto, a maior parte da demanda adicional é atendida pela importação de energia da rede elétrica. Essa característica provoca um fenômeno de saturação do lucro final obtido quando a partir da inclusão de mais consumidores, como vistona figura 76. Os pequenos aumentos nos lucros finais para 5, 6 e 7 consumidores se devem unicamente à ação dos 10 painéis fotovoltaicos adicionais que são incluídos por número de consumidores. Contudo, como observado nas tabelas 22 e 24, o máximo lucro esperado por usuário ocorre para 4 e 3 consumidores nas categorias residencial e industrial, respectivamente. Os dados confirmam que o melhor desempenho esperado ocorre no limite de capacidade, próximo ao dimensionamento correto do sistema, para a tarifa convencional.

O número de substituições do banco variou consideravelmente, tendo havido um pico de utilização das baterias novamente no ponto limite de capacidade do sistema. A partir da inclusão de uma demanda adicional a essa, o banco só pode ser carregado nos períodos de pico de geração solar pois, nos demais momentos do dia, o consumo foi sempre superior à geração pela Cac, obrigando o banco a permanecer descarregado até o dia seguinte. O número de inversores requeridos aumentou à medida em que mais usuários passaram a usufruir do sistema, como previsto, porém foram necessários menos inversores no caso industrial devido ao melhor comportamento do perfil de demanda ao longo do dia.

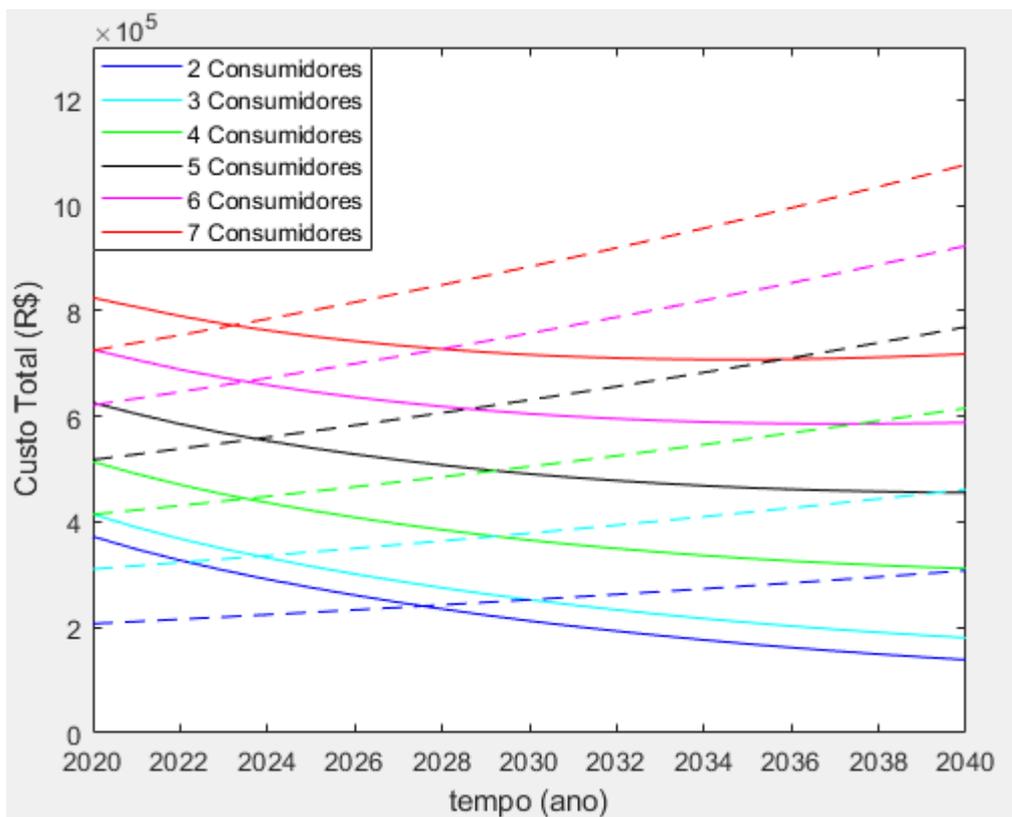
Apesar de apenas uma célula a combustível ter sido utilizada para todos os casos testados, o número de baterias, de painéis fotovoltaicos e de inversores aumentou com o aumento da demanda, elevando assim o custo do investimento inicial do projeto, como mostrado nas Tabelas 22 e 24. O custo de operação com energia elétrica manteve-se no mínimo de 100 kWh / mês enquanto o sistema encontrava-se superdimensionado (até 4 consumidores residenciais e 3 industriais), passando a aumentar drasticamente após o limite de capacidade do sistema ser atingido. O custo de operação adicional com gás natural para a categoria residencial foi zero para todos os casos à exceção do sistema com dois consumidores apenas, pois, para baixos consumos mensais, o preço da tarifa relativa à energia térmica total recuperada do CHP não é suficiente para zerar a conta de gás. Todavia, para consumidores industriais, os custos adicionais de operação com gás natural são sempre maiores do que zero, independentemente do número de consumidores.

O custo de manutenção do sistema aumentou linearmente com o incremento do número de consumidores devido à inclusão dos 10 painéis adicionais em cada caso (Tabelas 22 e 24). Finalmente, o custo com substituições de equipamentos cresceu até 4 consumidores devido ao aumento do número de substituições do banco de baterias, diminuindo em seguida até 6 consumidores e voltando a subir para 7 consumidores devido à alta quantidade de inversores no sistema para o caso residencial (tabela 22). Os paybacks esperados para os casos simulados ocorrem, em média, um ano mais cedo para os consumidores industriais.

A figura 77 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. As linhas tracejadas representam os respectivos custos cumulativos que seriam gastos no sistema de compra direta de energia elétrica da rede para o período considerado, por tipo e número de consumidores. É perceptível a quase sobreposição das linhas azuis, referentes ao sistema com 2 e 3 consumidores para o caso residencial, indicando que quase não houve custos adicionais quando na inclusão do terceiro consumidor. A partir do quinto consumidor observa-se grandes espaçamentos entre os custos totais do sistema devido à alta compra de energia da rede.



(a)



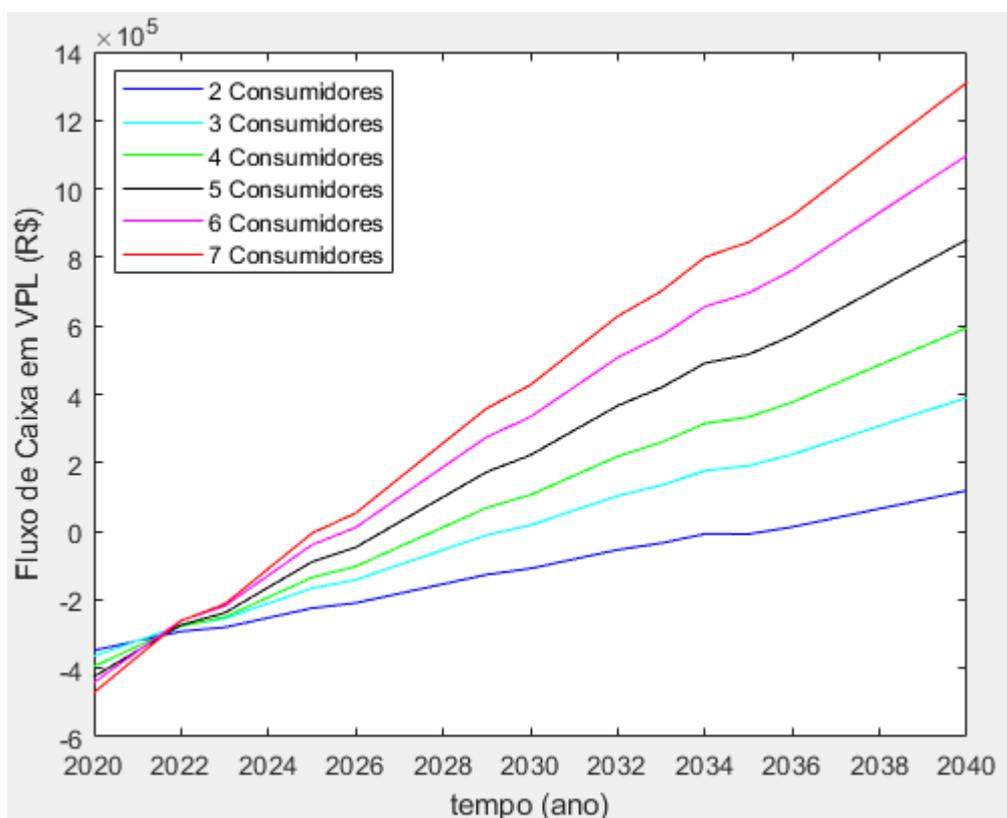
(b)

Figura 77: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa convencional.

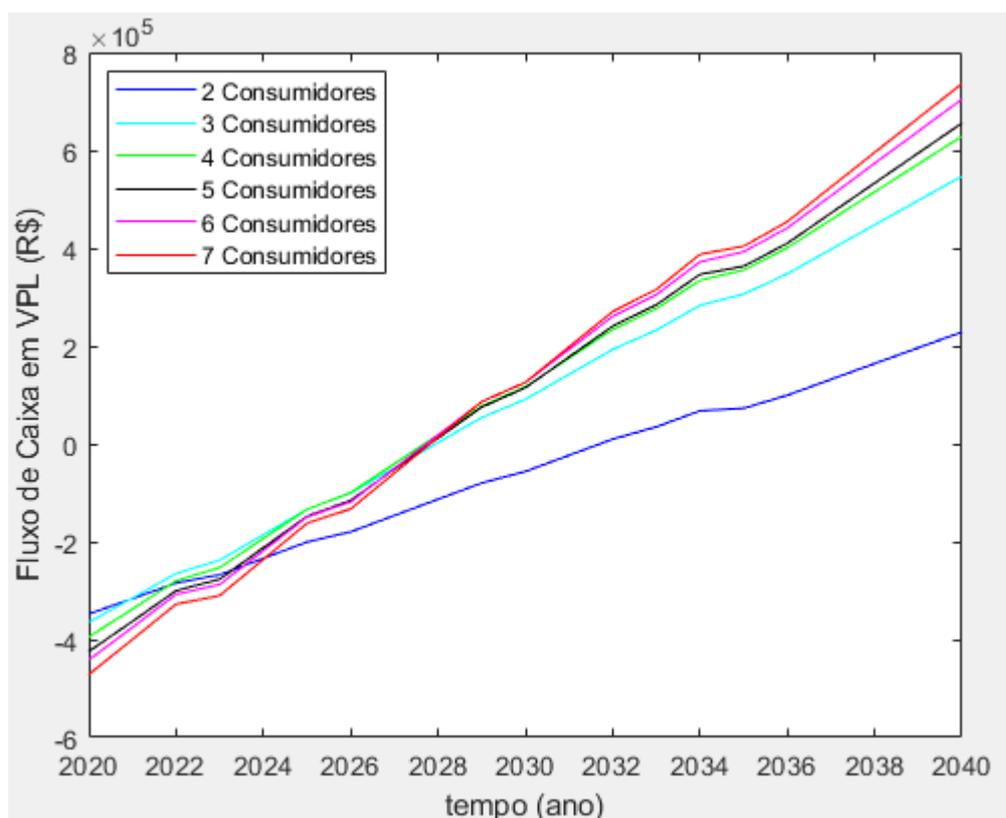
Para ambos os tipos de consumidores torna-se visível o fenômeno de aumento do custo total do sistema para 6 ou 7 consumidores com a adesão ao sistema ocorrendo próxima ao ano de 2040. Isso ocorre porque o crescimento da tarifa de energia elétrica somada à grande quantidade de energia importada da rede para estes casos, contrabalança a queda no preço de aquisição das fontes consideradas (Cac, PV e baterias), aumentando ainda mais o custo do sistema. O ponto ótimo encontra-se entre 3 e 4 consumidores para o caso residencial, enquanto no caso industrial o melhor desempenho ocorre entre 2 e 3 consumidores conectados ao sistema.

5.3.2. Tarifa Branca

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa branca são mostrados na figura 78. As Tabelas 25 a 28 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a essas operações.



(a)



(b)

Figura 78: Impacto do número de consumidores no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa branca.

Tabela 25: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.

Parâmetros	Residencial Com Tarifa Branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás (m ³ /mês)	275,59	433,14	552,34	552,36	552,34	552,34
Energia térmica rejeitada (MWh)	410,84	645,72	823,42	823,45	823,42	823,42
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	49,89	78,41	99,99	99,99	99,99	99,99
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	10134	9823	10139	9783	9827	9869
Substituições do banco	5	5	5	5	5	5
Inversores utilizados	3	3	4	5	5	6

Tabela 26: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.

Parâmetros	Residencial Com Tarifa Branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento Total (R\$)	347620	364600	394500	424400	441380	471280
Energia Elétrica (R\$)	26076	26565	62362	30019	40750	65609
Gás Natural (R\$)	22020	0	0	0	0	0
Manutenção (R\$)	20600	24600	28600	32600	36600	40600
Substituições (R\$)	100380	131191	174921	218651	249461	293191
Custo do Sistema (R\$)	516696	546955	660383	705670	768191	870681
Compra Direta (R\$)	763644	1145466	1527289	1909111	2290933	2672755
Lucro Final em VPL (R\$)	118908	390576	594578	852144	1097914	1310514
Lucro por usuário (R\$)	59454	130192	148645	170429	182986	187216
Payback (ano)	2036	2030	2028	2027	2026	2026

Tabela 27: Impacto do número de consumidores nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.

Parâmetros	Industrial Com Tarifa Branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Consumo de gás (m3/mês)	338,15	533,79	552,38	552,38	552,38	552,38
Energia térmica rejeitada (MWh)	504,10	795,75	823,47	823,47	823,48	823,48
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	61,21	96,63	100,00	100,00	100,00	100,00
Baterias por banco	6	9	12	15	18	21
Número de ciclos	9758	9787	9870	9926	9922	9862
Substituições do banco	5	5	5	5	5	5
Inversores utilizados	3	3	4	5	5	6

Tabela 28: Impacto do número de consumidores nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.

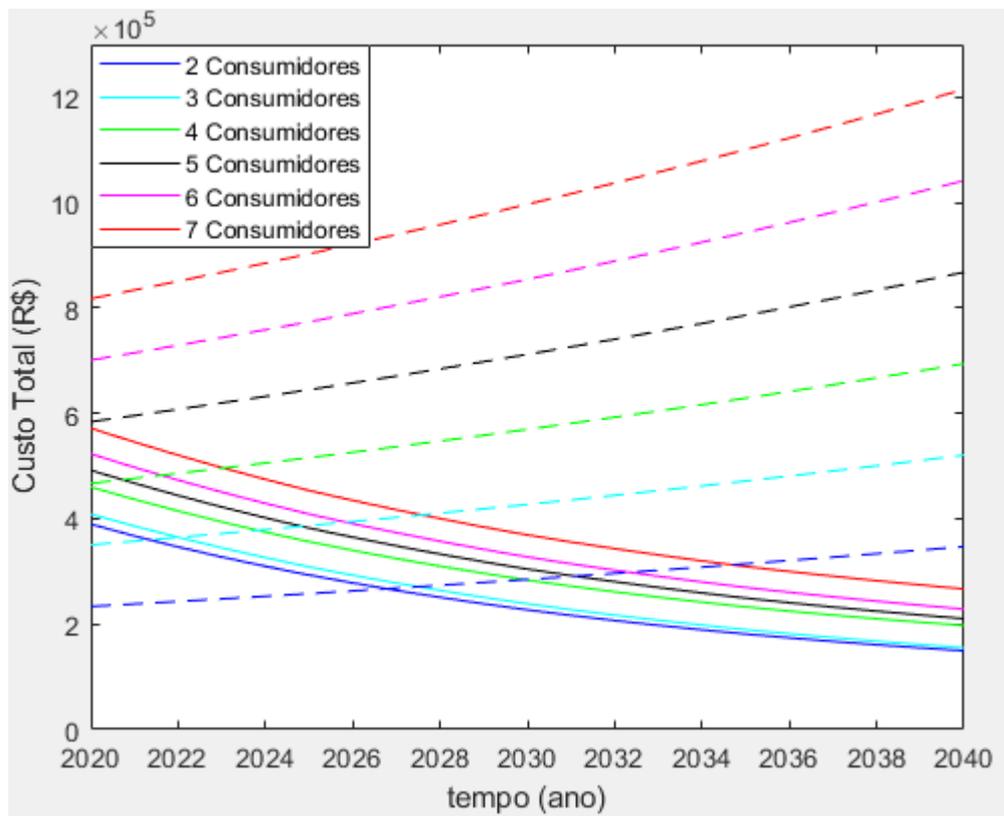
Parâmetros	Industrial Com Tarifa Branca					
	2 Cons.	3 Cons.	4 Cons.	5 Cons.	6 Cons.	7 Cons.
Investimento Total (R\$)	347620	364600	394500	424400	441380	471280
Energia Elétrica (R\$)	27296	25061	316210	678992	1041894	1398722
Gás Natural (R\$)	82842	104322	106544	106544	106544	106544
Manutenção (R\$)	20600	24600	28600	32600	36600	40600
Substituições (R\$)	100380	131191	174921	218651	249461	293191
Custo do Sistema (R\$)	578739	649774	1020774	1461186	1875879	2310337
Compra Direta (R\$)	967115	1450673	1934230	2417788	2901345	3384903
Lucro Final em VPL (R\$)	228597	547123	628569	655507	704413	736031
Lucro por usuário (R\$)	114299	182374	157142	131101	117402	105147
Payback (ano)	2032	2028	2028	2028	2028	2028

Ao contrário do fenômeno de saturação observado nos casos com tarifa convencional, a estratégia de controle baseada na tarifa branca aparenta melhorar progressivamente o desempenho econômico do sistema a medida em que o número de consumidores aumenta no caso residencial. Ou seja, apesar de a Cac atingir o limite de sua capacidade (100% do tempo em operação) com apenas 4 consumidores, como mostra a tabela 25, o sistema consegue manter uma compra de energia elétrica da rede próxima ao valor mínimo de 100 kWh/mês, visto na tabela 26. O novo fenômeno observado se deve ao descarregamento total do banco de baterias durante o posto horário de tarifa mais alta, entre 18:00 e 21:00, exportando, portanto, uma grande quantidade de energia à rede e gerando muitos créditos para uso em outros momentos do dia. Entretanto, essa estratégia acarreta um aumento de custo, tornando necessárias mais substituições do banco de baterias a medida em que há mais ciclos de carga e descarga ao longo do dia, totalizando 5 substituições para os casos simulados, enquanto no caso da tarifa convencional uma média de 3 substituições foi requisitada. Ainda, mais inversores são necessários para lidar com o excesso de energia atravessando os barramentos CC e CA durante o horário de pico, aumentando mais ainda os custos com substituição de equipamentos e o investimento inicial do projeto.

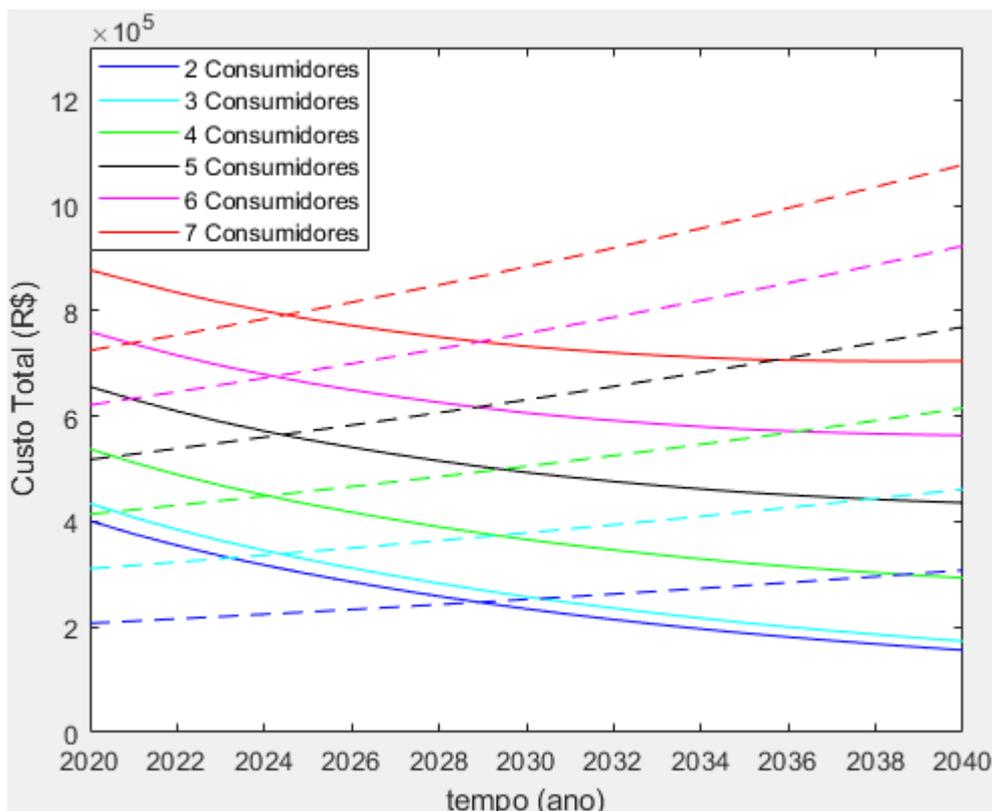
Ao contrário do caso residencial, o caso industrial com tarifa branca não conseguiu reduzir significativamente o custo final do sistema a medida em que o sistema se tornou subdimensionado. A principal diferença que explica esse fato está no próprio perfil de demanda dos consumidores ao longo do dia, sendo esta muito maior para o consumidor industrial nos horários fora de ponta, acarretando num alto consumo de créditos e, conseqüentemente, em compra de alta quantidade de energia da rede para alimentar os usuários. O resultado é que, mesmo havendo uma redução não desprezível do custo de operação com energia elétrica, os custos com re-investimentos na substituição de componentes acabam por inviabilizar o projeto para muitos consumidores conectados ao sistema para esta categoria de consumidor. Observa-se, portanto, o fenômeno de saturação do lucro final a partir do quinto consumidor alimentado pelo sistema, conforme mostra a figura 78.

Novamente, os custos com o investimento inicial e com manutenção tendem a seguir um perfil aproximadamente linear, aumentando gradativamente a medida em que aumenta-se o número de consumidores.

A figura 79 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. As linhas tracejadas representam os respectivos custos cumulativos que seriam gastos no sistema de compra direta de energia elétrica da rede para o período considerado por tipo e número de consumidores



(a)



(b)

Figura 79: Impacto do número de consumidores no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa branca.

No caso residencial com tarifa branca, é bastante visível a redução do custo total do sistema para 5 ou mais consumidores, mantendo uma taxa de decaimento bastante alta com o passar dos anos. Se comparadas às do gráfico da figura 77, percebe-se que não há mais a tendência das curvas voltarem a subir próximo ao ano de 2040, pois a estratégia utilizada para a tarifa branca dispensa a compra de energia da rede, anulando quase totalmente os efeitos de aumento da taxa deste insumo de 2% ao ano. Por outro lado, para 2 e 3 consumidores, a tarifa convencional continua sendo mais atrativa mesmo com a adesão ao sistema proposto em 2040. No caso industrial, contudo, o fenômeno de saturação torna-se novamente perceptível a partir de 4 ou mais consumidores conectados ao sistema, pois é impossível evitar a compra de energia elétrica complementar da rede nesses casos.

5.3.3. Conclusão Parcial

Finalmente, o lucro final para 2, 3 e 4 usuários residenciais conectados ao sistema é menor na tarifa branca se comparados à tarifa convencional, enquanto

para 5, 6 ou 7 consumidores o comportamento se inverte, tornando a tarifa branca mais atrativa. Por outro lado, para consumidores industriais, a estratégia utilizada para a tarifa branca conseguiu melhorar levemente o desempenho econômico do sistema para 3, 4 e 5 usuários apenas, apresentando piores resultados do que a tarifa convencional nos demais casos.

O fenômeno observado para consumidores residenciais constitui uma das principais conclusões deste trabalho, comprovando que, quando o sistema encontra-se superdimensionado, ou seja, maior capacidade de geração em relação à demanda (tempo de operação da Cac menor que 100%), a tarifa branca consegue reduzir apenas levemente os custos de operação com energia elétrica e gás natural, mas os custos de substituições excessivas de baterias e inversores inviabilizam o projeto. Por outro lado, quando o sistema encontra-se subdimensionado e a demanda excede a capacidade de geração das fontes do sistema, a estratégia de carregamento e descarregamento do banco de baterias no horário de pico possibilita uma alta geração de créditos, dispensando a compra excessiva de energia elétrica da rede no restante do dia. Para estes casos, foram obtidos paybacks entre os anos de 2026 e 2027.

5.4. Impacto do Aumento das Tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural

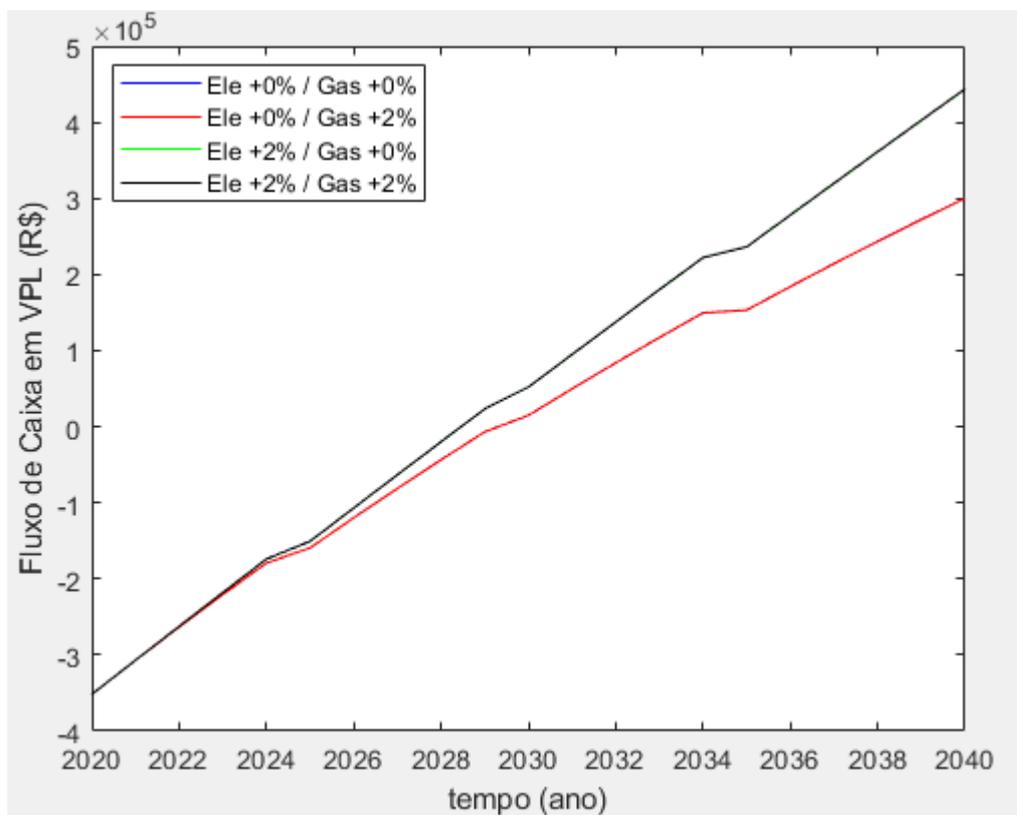
O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro do incremento das tarifas dos insumos energéticos na operação do sistema proposto. Para este fim, serão avaliados quatro cenários para cada tipo de consumidor, sendo estas combinações de aumento de 0% e 2% em cada uma das tarifas (em relação à inflação) para os próximos anos. Serão avaliados também os efeitos da cogeração sobre cada tipo de consumidor e tarifa. Neste estudo, serão considerados sempre três consumidores operando com o sistema completo (Cac + PV + B) sob tarifa convencional e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede.

5.4.1. Com Cogeração

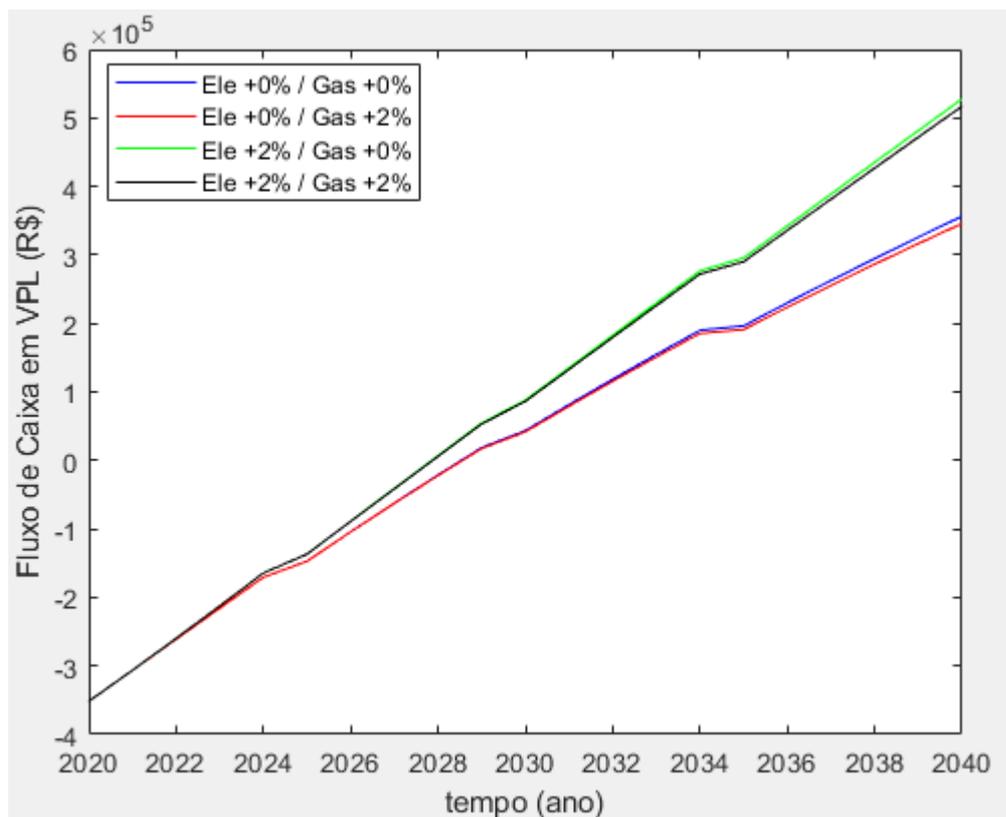
Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos com variação nas taxas de aumento das tarifas

de energia elétrica e gás natural para consumidores residenciais e industriais com cogeração são mostrados na figura 80.

Ademais, observa-se três inflexões aparentes nos gráficos. As duas primeiras (anos de 2025 e 2030) equivalem às trocas do banco de baterias após 1900 ciclos de carga e descarga, impactando negativamente o fluxo de caixa nesses anos. A terceira descontinuidade é mais acentuada pois, além de uma nova troca do banco de baterias, torna-se necessária também a substituição dos dois inversores de 6,8 kW após 15 anos de operação.



(a)



(b)

Figura 80: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com cogeração.

Pelo gráfico do VPL para consumidores residenciais, pode-se inferir que a variação na taxa de aumento da tarifa de gás natural não influencia o fluxo de caixa dos consumidores quando estes fazem uso da cogeração e a Cac opera por um alto percentual de tempo (aproximadamente 79% nesses casos). Isto ocorre devido às altas tarifas do gás natural para categoria residencial, permitindo que o desconto em cima da conta de gás na transição ao novo sistema seja equivalente ao consumo total na categoria de geração distribuída. Em outras palavras, desde que todo o rejeito térmico da operação do CHP seja reaproveitado nas residências, os consumidores não perceberão a variação da tarifa de gás natural com o tempo, pois suas contas serão sempre zeradas ao final do mês com o uso da cogeração.

No caso industrial, o desconto graças à cogeração com o calor de rejeito do CHP não é suficientemente elevado para zerar a conta de gás natural dos consumidores ao final de cada mês, traduzido pelo “descolamento” das linhas vermelha e azul e das linhas preta e verde no gráfico. Isto ocorre porque as tarifas

de consumo de gás para a categoria industrial são consideravelmente inferiores às tarifas para a categoria residencial.

As Tabelas 29 a 32 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a estas operações.

Tabela 29: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com cogeração.

Parâmetros	Residencial Com Cogeração			
	Ele + 0% Gas + 0%	Ele + 0% Gas + 2%	Ele + 2% Gas + 0%	Ele + 2% Gas + 2%
Consumo de gás (m3/mês)	436,51	436,65	437,07	437,05
Energia térmica rejeitada (MWh)	650,74	650,95	651,58	651,54
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	79,02	79,05	79,12	79,12
Baterias por banco	9	9	9	9
Número de ciclos	7457	7462	7466	7470
Substituições do banco	3	3	3	3
Inversores utilizados	2	2	2	2

Tabela 30: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com cogeração.

Parâmetros	Residencial Com Cogeração			
	Ele + 0% Gas + 0%	Ele + 0% Gas + 2%	Ele + 2% Gas + 0%	Ele + 2% Gas + 2%
Investimento Total (R\$)	351680	351680	351680	351680
Energia Elétrica (R\$)	23836	24020	29161	28924
Gás Natural (R\$)	0	0	0	0
Manutenção (R\$)	24600	24600	24600	24600
Substituições (R\$)	79901	79901	79901	79901
Custo do Sistema (R\$)	480017	480201	485343	485105
Compra Direta (R\$)	942873	942873	1145466	1145466
Lucro Final em VPL (R\$)	300240	300093	443488	443675
Lucro por usuário (R\$)	100080	100031	147829	147892
Payback (ano)	2030	2030	2029	2029

Tabela 31: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com cogeração.

Parâmetros	Industrial Com Cogeração			
	Ele + 0% Gas + 0%	Ele + 0% Gas + 2%	Ele + 2% Gas + 0%	Ele + 2% Gas + 2%
Consumo de gás (m3/mês)	552,38	552,38	552,38	552,38
Energia térmica rejeitada (MWh)	823,47	823,47	823,47	823,47
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	100,00	100,00	100,00	100,00
Baterias por banco	9	9	9	9
Número de ciclos	6450	6454	6445	6443
Substituições do banco	3	3	3	3
Inversores utilizados	2	2	2	2

Tabela 32: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com cogeração.

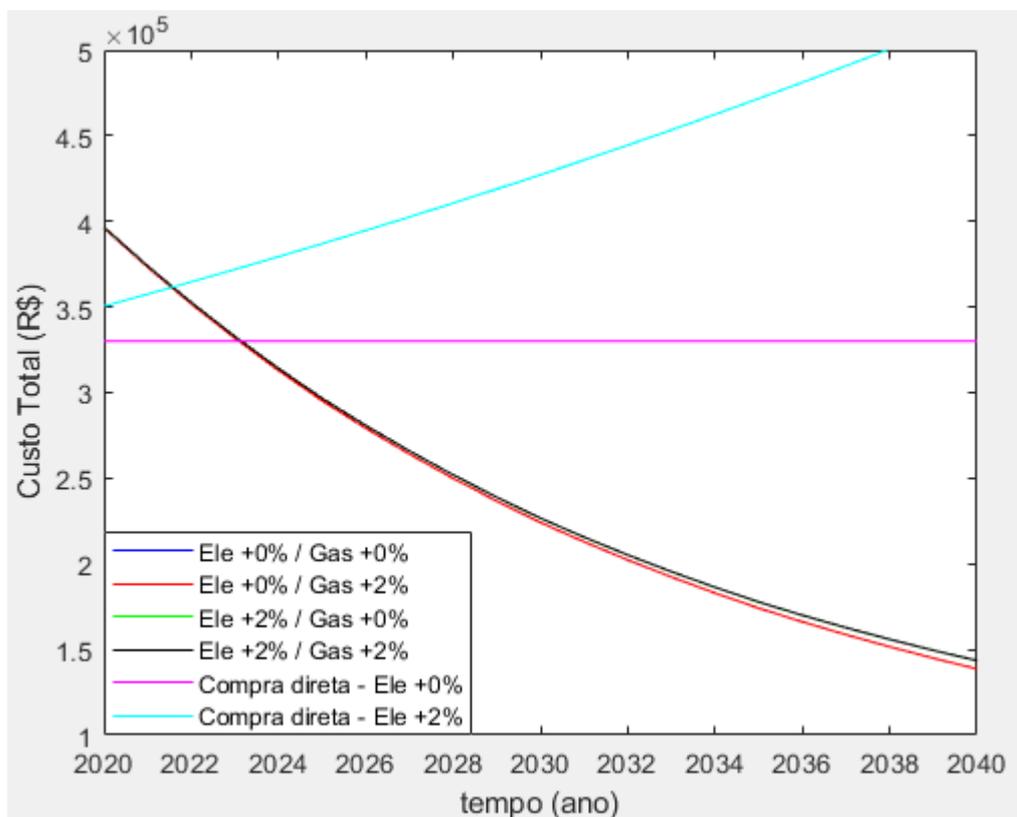
Parâmetros	Industrial Com Cogeração			
	Ele + 0% Gas + 0%	Ele + 0% Gas + 2%	Ele + 2% Gas + 0%	Ele + 2% Gas + 2%
Investimento Total (R\$)	351680	351680	351680	351680
Energia Elétrica (R\$)	96609	96543	117537	117545
Gás Natural (R\$)	106543	121587	106543	121587
Manutenção (R\$)	24600	24600	24600	24600
Substituições (R\$)	79901	79901	79901	79901
Custo do Sistema (R\$)	659334	674312	680262	695313
Compra Direta (R\$)	1194098	1194098	1450673	1450673
Lucro Final em VPL (R\$)	356460	345858	527582	516921
Lucro por usuário (R\$)	118820	115286	175861	172307
Payback (ano)	2029	2029	2028	2028

Com relação à análise de custos do sistema, percebe-se, inicialmente, que o investimento inicial, a manutenção e os custos com substituição de equipamentos são iguais para todos os casos simulados. Isso ocorre pois o aumento das taxas dos insumos energéticos não impacta o arranjo do sistema, sendo indiferente, do ponto de vista técnico, à operação do sistema ao longo dos 20 anos para ambos os consumidores.

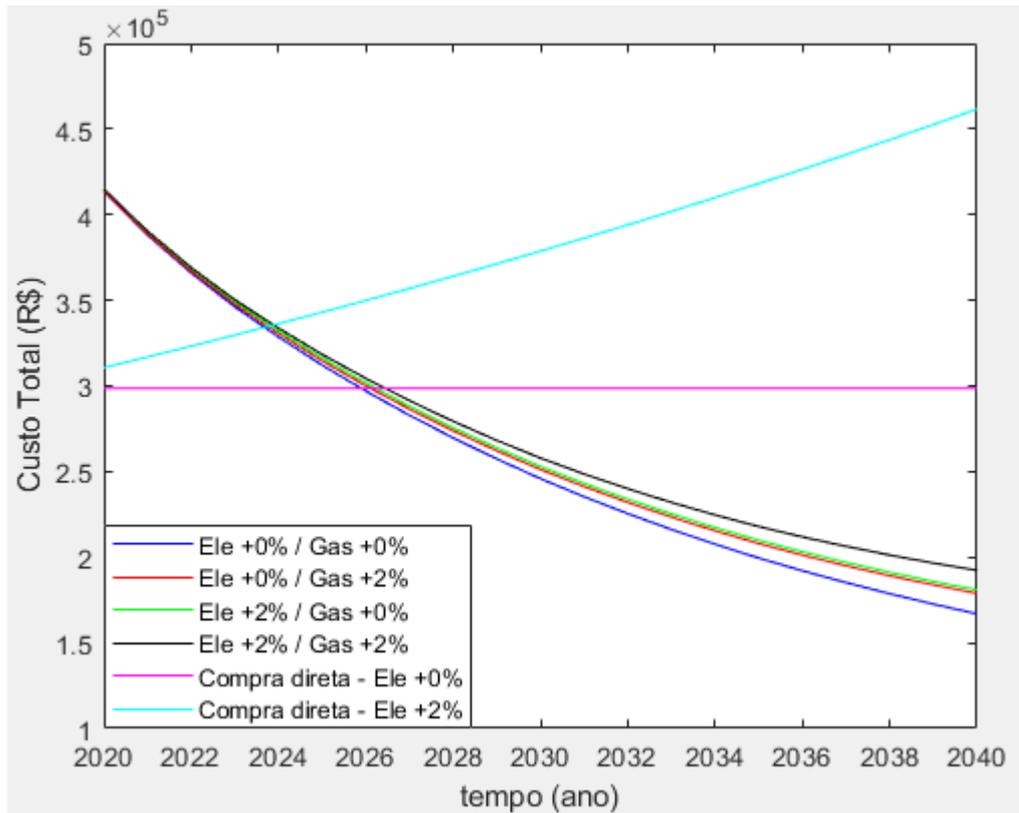
Adicionalmente, observa-se que o incremento da tarifa de energia elétrica em 2% ao ano atribui um maior lucro aos usuários na adesão ao novo sistema, pois se permanecessem no sistema de compra direta, teriam um custo ainda maior na conta de energia. A conta relativa aos gastos com energia elétrica para consumidores industriais não se manteve mais no valor mínimo equivalente ao consumo de 100

kWh/mês como no caso residencial pois, neste caso, além da Cac ter operado 100% do tempo, o sistema precisou importar energia complementar da rede elétrica para suprir a maior demanda. Ainda que alguma diferença no lucro final tenha sido observada para os casos de variação da tarifa de gás natural para o consumidor industrial, esta é bastante pequena e não impacta significativamente o fluxo de caixa dos usuários.

A figura 81 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.



(a)



(b)

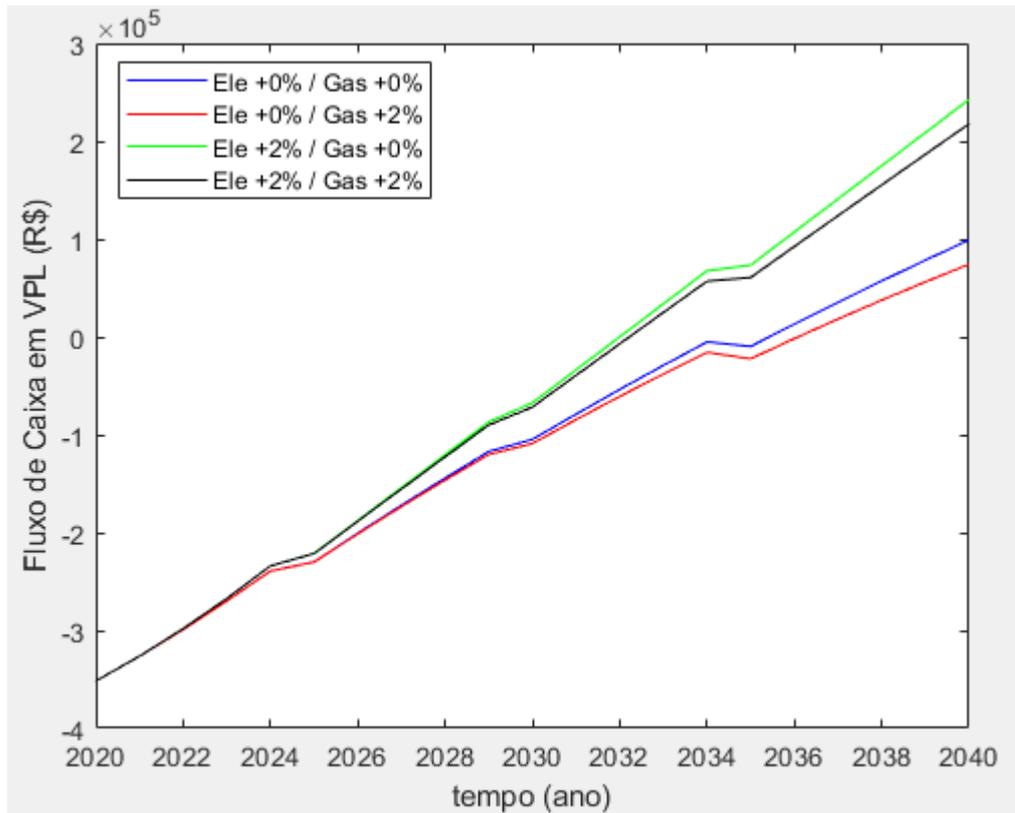
Figura 81: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) (b) 5 anos (industrial) com cogeração.

Novamente, torna-se perceptível a independência da taxa de aumento da tarifa de gás natural com o tempo para consumidores residenciais com cogeração através da sobreposição das linhas no gráfico. É visível também o impacto do incremento da tarifa de energia elétrica através do distanciamento das linhas vermelha e preta, alcançando uma diferença próxima a R\$ 5000 quando o sistema opera de 2040 a 2050. Finalmente, a queda acentuada do custo total ao longo do horizonte de 20 anos se deve, principalmente, à tendência de redução dos custos dos equipamentos.

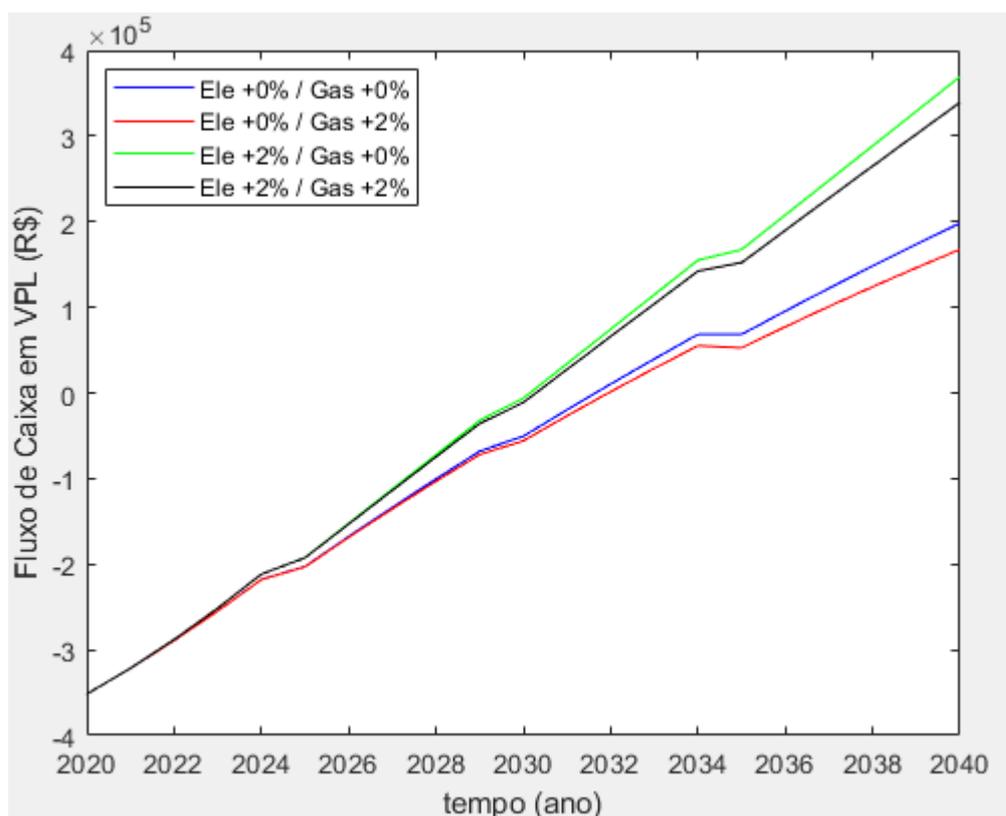
Como previsto, a diferença entre o custo total cumulativo sob a variação das tarifas dos insumos energéticos é bem maior no caso industrial. Em especial, para uma mesma taxa de incremento da tarifa de energia elétrica, os efeitos desencadeados pelo incremento da tarifa de gás natural produzem um efeito considerável com o adiamento da adesão ao sistema ao longo do horizonte estudado. A variação máxima observada nos custos cumulativos totais foi de R\$ 25000 no caso industrial, frente a menos de R\$ 5000 no caso residencial.

5.4.2. Sem Cogeração

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo por um período de 20 anos com variação nas taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural para consumidores residenciais e industriais sem cogeração são mostrados na figura 82. As Tabelas 33 e 34 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a estas operações.



(a)



(b)

Figura 82: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais sem cogeração.

Tabela 33: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais sem cogeração.

Parâmetros	Residencial Sem Cogeração			
	Ele + 0% Gas + 0%	Ele + 0% Gas + 2%	Ele + 2% Gas + 0%	Ele + 2% Gas + 2%
Investimento Total (R\$)	351680	351680	351680	351680
Energia Elétrica (R\$)	24041	23999	28991	28910
Gás Natural (R\$)	247992	283162	248126	283301
Manutenção (R\$)	24600	24600	24600	24600
Substituições (R\$)	79901	79901	79901	79901
Custo do Sistema (R\$)	728214	763342	733299	768393
Compra Direta (R\$)	942873	942873	1145466	1145466
Lucro Final em VPL (R\$)	99080	74188	242517	217654
Lucro por usuário (R\$)	33027	24729	80839	72551
Payback (ano)	2036	2037	2032	2033

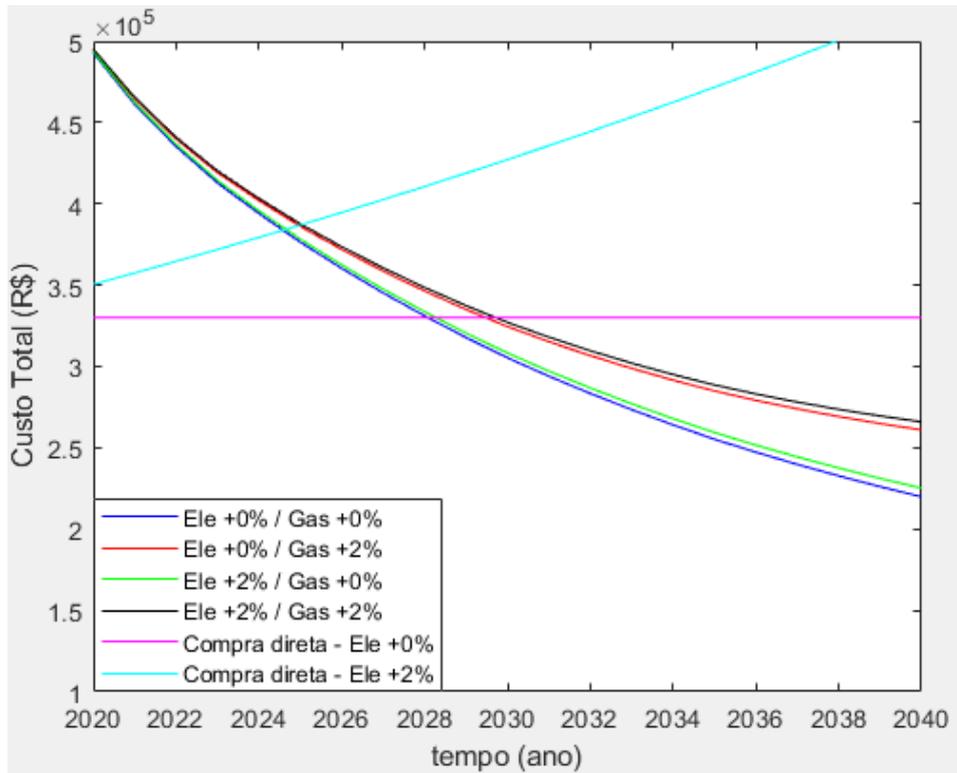
Tabela 34: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais sem cogeração.

Parâmetros	Industrial Sem Cogeração			
	Ele + 0%	Ele + 0%	Ele + 2%	Ele + 2%
	Gas + 0%	Gas + 2%	Gas + 0%	Gas + 2%
Investimento Total (R\$)	351680	351680	351680	351680
Energia Elétrica (R\$)	96748	97405	117792	117595
Gás Natural (R\$)	301568	344148	301568	344148
Manutenção (R\$)	24600	24600	24600	24600
Substituições (R\$)	79901	79901	79901	79901
Custo do Sistema (R\$)	854497	897735	875542	917924
Compra Direta (R\$)	1194098	1194098	1450673	1450673
Lucro Final em VPL (R\$)	198283	167598	369315	339311
Lucro por usuário (R\$)	66094	55866	123105	113104
Payback (ano)	2032	2032	2031	2031

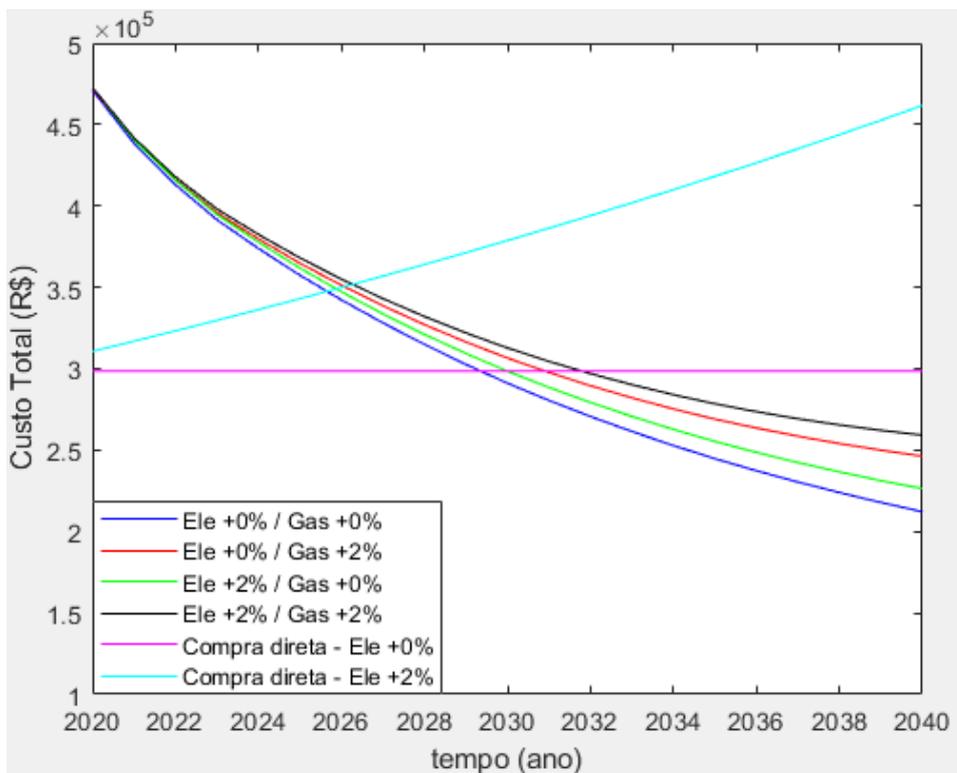
Se comparados aos casos com uso da cogeração (Tabelas 29 a 32), nenhuma diferença com relação aos parâmetros técnicos de operação do sistema foi observada, tendo havido o mesmo número de substituições do banco de baterias, do número de baterias utilizadas por banco e do percentual do tempo de operação da célula. Contudo, diferentemente dos casos com cogeração, observa-se uma variação considerável do fluxo de caixa com aumento na tarifa de gás natural. Como não há o desconto proporcional ao calor recuperado da operação a elevadas temperaturas do CHP, os custos de operação com gás natural tendem a subir ao longo dos 20 anos de operação, traduzido pelo distanciamento das linhas vermelha e azul e das linhas verde e preta no gráfico. Novamente, as inflexões observadas na figura 82 se devem às substituições do banco de baterias e dos inversores. Todavia, desta vez a regressão do fluxo de caixa foi ainda mais acentuada do que no caso com cogeração. Comparando-se os efeitos entre os casos residencial e industrial, percebe-se que, naquele, as diferenças entre os lucros finais foram ainda maiores, passando de R\$ 280000 em algumas situações, em oposição a R\$ 220000 dos casos industriais.

A figura 83 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. Conforme esperado, as linhas referentes ao custo do sistema para 0% e 2% de incremento na tarifa de gás natural tendem a se distanciar cada vez mais quanto mais tarde for a adesão ao sistema proposto, sendo observada uma diferença de aproximadamente R\$ 40000 quando a adesão ocorre no ano de 2040 para ambos os consumidores. Finalmente, ressalta-se

o efeito positivo da cogeração na viabilidade do sistema, sendo constatada uma grande diferença no custo cumulativo ao final do horizonte de duas décadas.



(a)



(b)

Figura 83: Impacto do aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) sem cogeração.

5.4.3. Conclusão Parcial

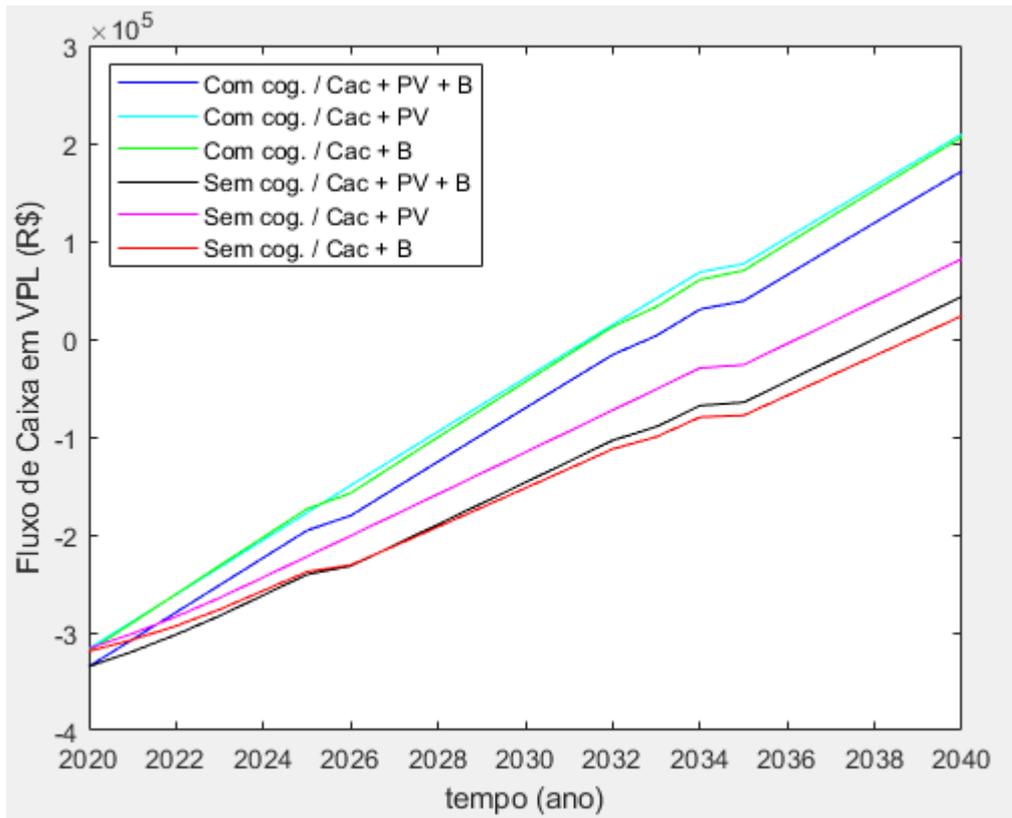
Apesar dos demais parâmetros financeiros terem se mantido constantes entre os casos com e sem cogeração, o custo adicional da operação com gás natural foi suficientemente elevado para atrasar em vários anos o payback do novo sistema. Nas situações onde o aumento da tarifa de energia elétrica foi considerado nulo, esta diferença se mostrou ainda mais acentuada, tendo o período de compensação do investimento inicial passado de 2030 para 2037 quando a tarifa de gás natural foi de +2% em relação à inflação no caso residencial e de 2029 para 2032 no caso industrial.

5.5. Impacto da Configuração do Sistema

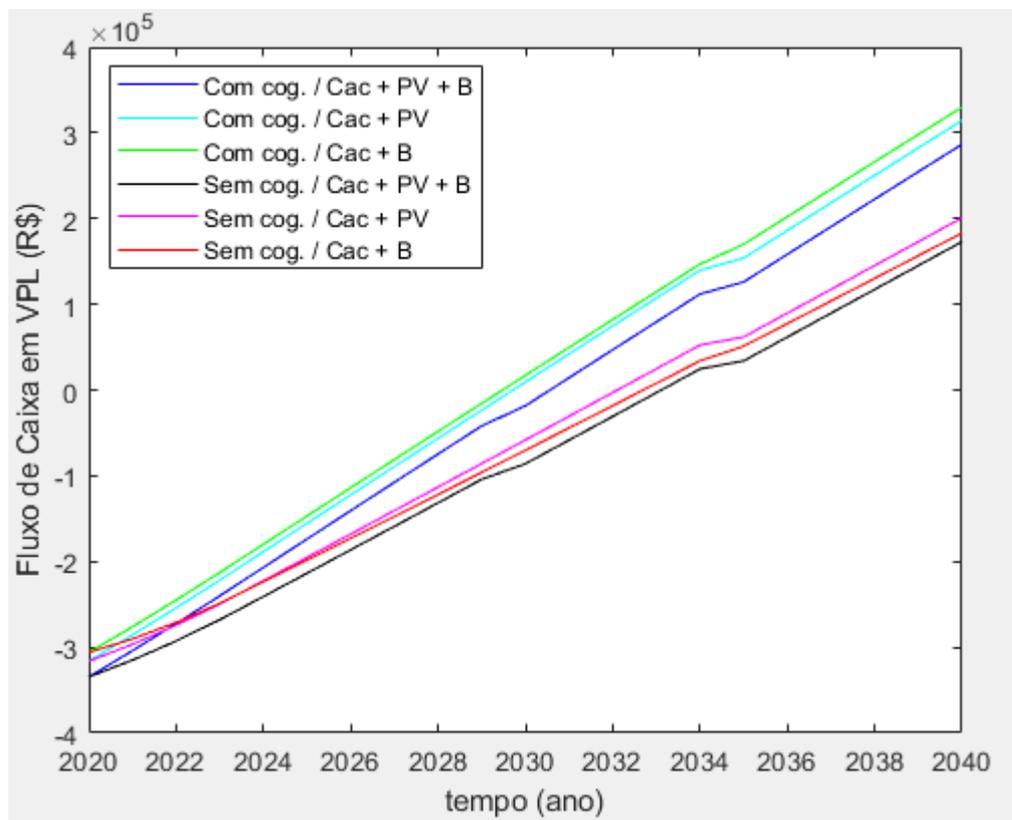
O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro de cada tipo de configuração do sistema proposto. Para este fim, três configurações diferentes (Cac + PV + B, Cac + PV e Cac + B) com e sem cogeração e seus respectivos impactos sobre cada tipo de consumidor e tarifa serão avaliados. Neste estudo, serão considerados sempre dois consumidores, taxa de incremento da tarifa de energia elétrica de 2%, taxa de incremento da tarifa de gás natural de 0% após queda de 40% em três anos e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede.

5.5.1. Tarifa Convencional

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema por um período de 20 anos, por tipo de configuração, para consumidores residenciais e industriais com tarifa convencional são mostrados na figura 84. As Tabelas 35 a 38 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a essas operações.



(a)



(b)

Figura 84: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa convencional.

Tabela 35: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Consumo de gás (m3/mês)	286,14	285,58	398,33	286,29	285,41	398,33
Energia térmica rejeitada (MWh)	426,57	425,73	593,82	426,80	425,49	593,82
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	51,80	51,70	72,11	51,83	51,67	72,11
Baterias por banco	6	-	6	6	-	6
Número de ciclos	4598	-	4479	4595	-	4479
Substituições do banco	2	-	2	2	-	2
Inversores utilizados	2	2	2	2	2	2

Tabela 36: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Investimento Total (R\$)	334700	316340	319100	334700	316340	319100
Energia Elétrica (R\$)	28544	29355	28403	28551	29341	28403
Gás Natural (R\$)	20536	20615	4759	178407	178000	230265
Manutenção (R\$)	20600	20600	12600	20600	20600	12600
Substituições (R\$)	50293	25840	50293	50293	25840	50293
Custo do Sistema (R\$)	454673	412750	415155	612550	570121	640661
Compra Direta (R\$)	763644	763644	763644	763644	763644	763644
Lucro Final em VPL (R\$)	171569	209418	206459	43611	81869	23687
Lucro por usuário (R\$)	85785	104709	103230	21805	40935	11843
Payback (ano)	2033	2032	2032	2038	2037	2039

Tabela 37: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Consumo de gás (m3/mês)	396,63	396,10	512,05	396,30	396,34	512,05
Energia térmica rejeitada (MWh)	591,29	590,50	763,35	590,79	590,85	763,35
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	71,80	71,71	92,70	71,74	71,75	92,70
Baterias por banco	6	-	6	6	-	6
Número de ciclos	1936	-	1352	1938	-	1352
Substituições do banco	1	-	0	1	-	0
Inversores utilizados	2	2	1	2	2	1

Tabela 38: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Investimento Total (R\$)	334700	316340	306180	334700	316340	306180
Energia Elétrica (R\$)	28509	28578	28411	28561	28532	28411
Gás Natural (R\$)	89233	89174	101844	229324	229343	282900
Manutenção (R\$)	20600	20600	12600	20600	20600	12600
Substituições (R\$)	37604	25840	12920	37604	25840	12920
Custo do Sistema (R\$)	510645	480532	461955	650789	620655	643011
Compra Direta (R\$)	967115	967115	967115	967115	967115	967115
Lucro Final em VPL (R\$)	286634	314407	329964	173049	200836	183219
Lucro por usuário (R\$)	143317	157203	164982	86524	100418	91610
Payback (ano)	2031	2030	2030	2034	2033	2033

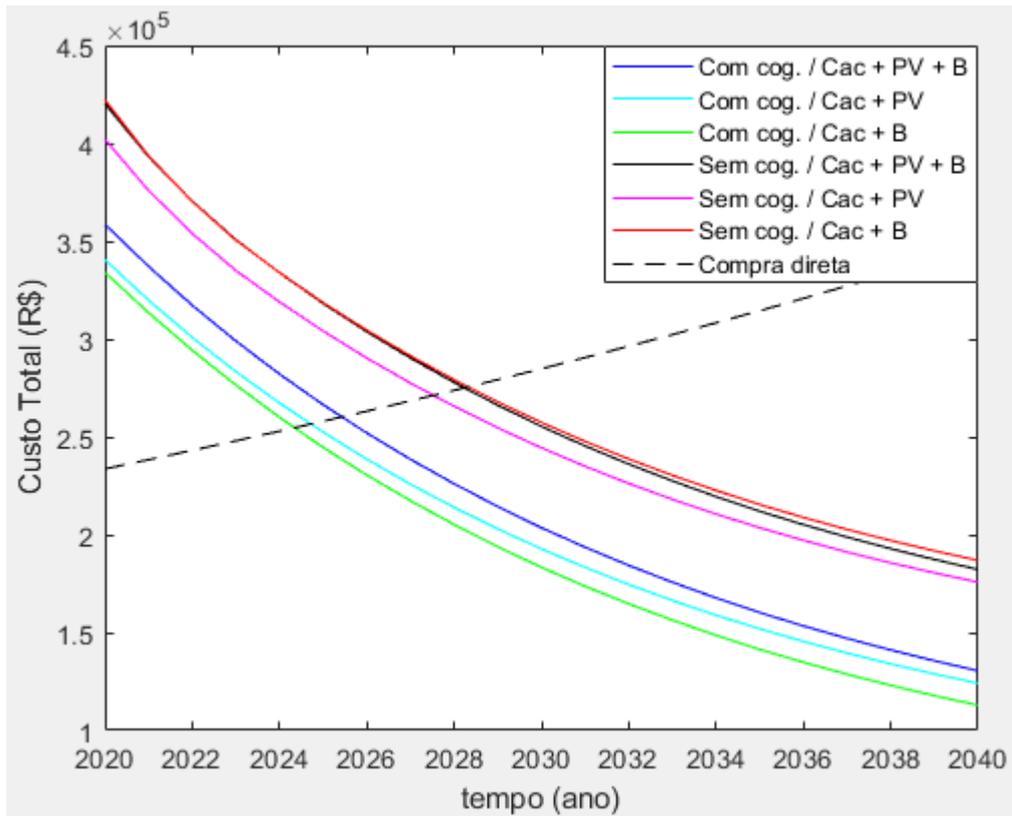
A primeira característica que difere o comportamento do sistema entre os dois tipos de consumidores está no número de ciclos de carga e descarga do banco de baterias. A tabela 37 informa que, ao contrário dos casos com consumidores residenciais (tabela 35), os casos com consumidores industriais acabam por apresentar uma subutilização das baterias, pois a demanda média diária é maior e mais regular, limitando a intensidade com que o estado de carga do banco aumenta nos períodos de excesso de geração de energia no sistema. Adicionalmente, foram necessários dois inversores de 6,8 kW para cada configuração simulada, exceto no caso Cac + B para consumidores industriais. Nesse caso, apenas um inversor é suficiente para lidar com o fluxo de energia entre os barramentos CC e CA, pois a demanda é mais regular e estável, sem apresentar picos de consumo durante o dia.

Apesar da ausência dos painéis fotovoltaicos demandar um maior tempo de operação da Cac, a maior energia térmica recuperada com o uso da cogeração permite uma redução de quase R\$ 225000 na conta de gás natural na configuração sem painéis, frente a apenas R\$ 158000 nas demais configurações (para o caso do consumidor residencial). Todavia, o número de substituições do banco de baterias nesse caso contrabalança o maior custo com manutenção do sistema na configuração sem baterias, fazendo com que as configurações Cac + PV e Cac + B obtivessem lucros próximos ao final dos 20 anos de operação do sistema. A configuração completa alcançou o pior custo benefício em quase todos os casos simulados, pois houve gastos excessivos com manutenção e substituição de componentes.

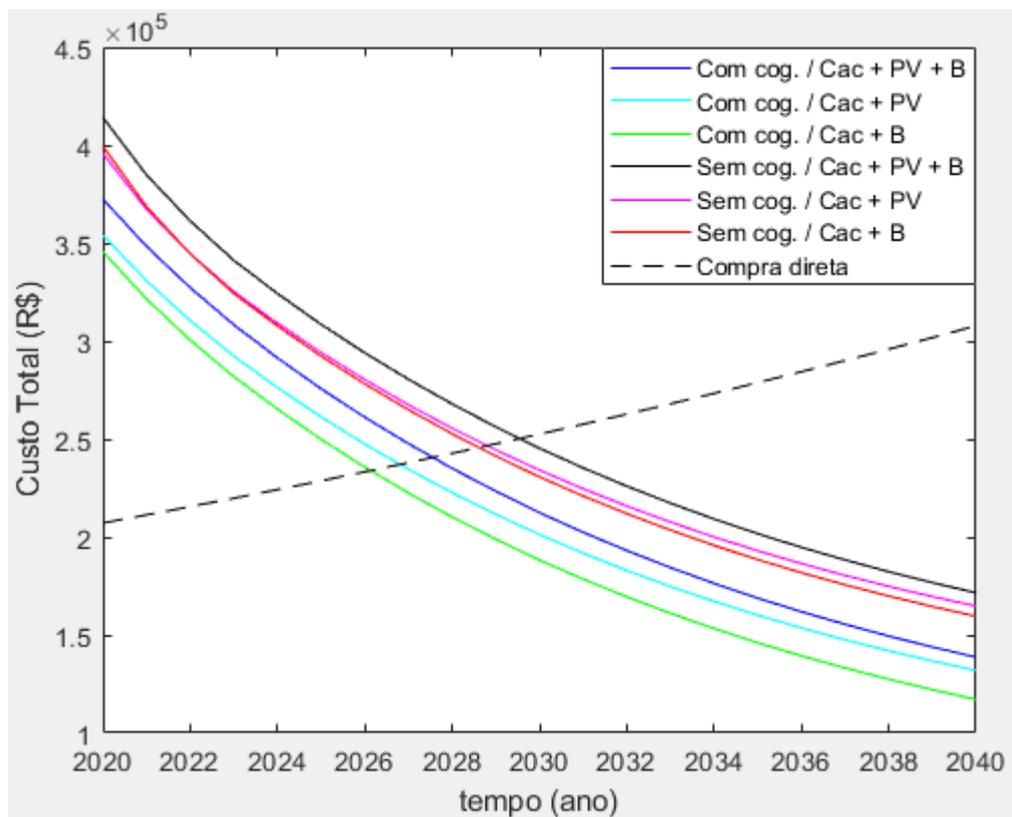
A configuração Cac + B foi a que apresentou pior desempenho do ponto de vista econômico no caso residencial sem cogeração devido ao maior consumo de gás natural na célula a combustível e das altas tarifas de gás para este tipo de consumidor. Enquanto nesta configuração o percentual de tempo em operação foi de 72%, conforme apontado pela tabela 35, as outras duas configurações não ultrapassaram 52%, explicando os maiores custos de operação com gás natural quando na ausência de uma fonte adicional de energia no sistema (neste caso os painéis fotovoltaicos). O mesmo fenômeno, porém menos acentuado, foi observado para consumidores industriais, onde o percentual de tempo em produção da célula a combustível variou entre 72% em casos com painéis fotovoltaicos e 92% nos casos Cac + B.

A configuração Cac + PV alcançou o maior lucro na categoria sem cogeração, pois, com o aproveitamento de 100% dos créditos na rede, a bateria acarreta um custo adicional desnecessário tanto no investimento inicial quanto no excesso de substituições ao longo do período de operação do sistema. Os custos com investimento inicial e manutenção são os mesmos para ambos os consumidores, mas o custo de consumo no sistema de compra direta da rede é maior para os consumidores industriais, fazendo com que a adesão ao sistema proposto torne-se ainda mais interessante nesses casos. A compensação do sistema ocorre entre 2030 e 2034 para o caso industrial e entre 2032 e 2039 para o caso residencial.

A figura 85 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.



(a)



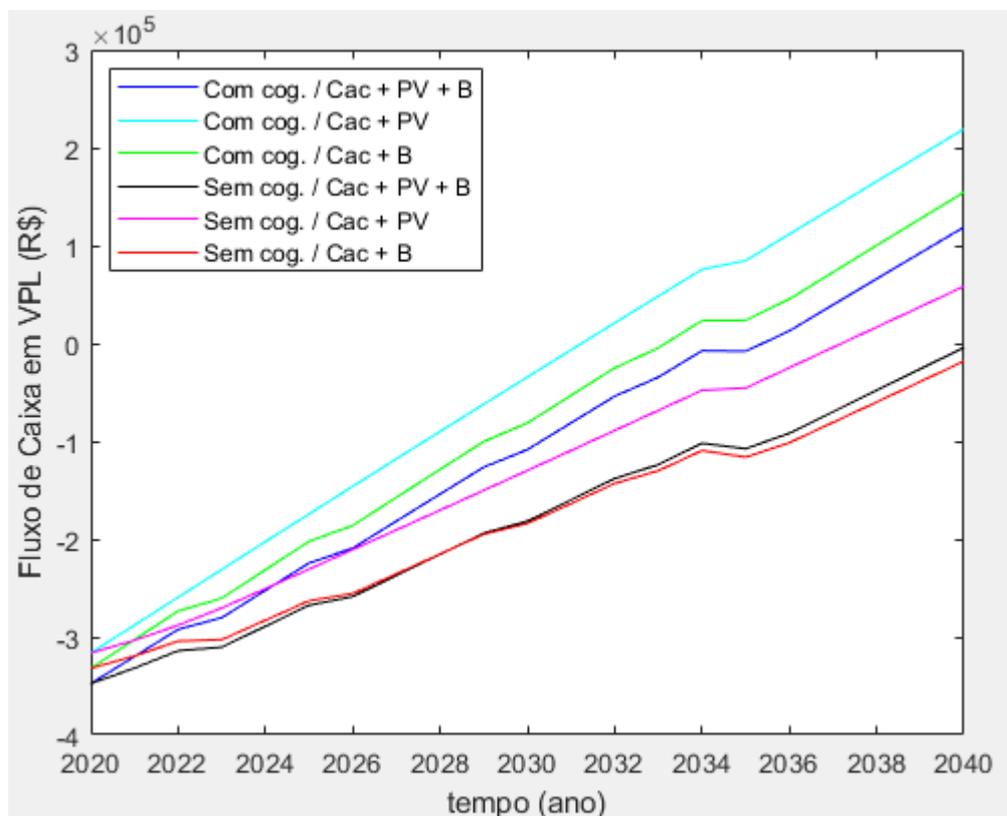
(b)

Figura 85: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa convencional.

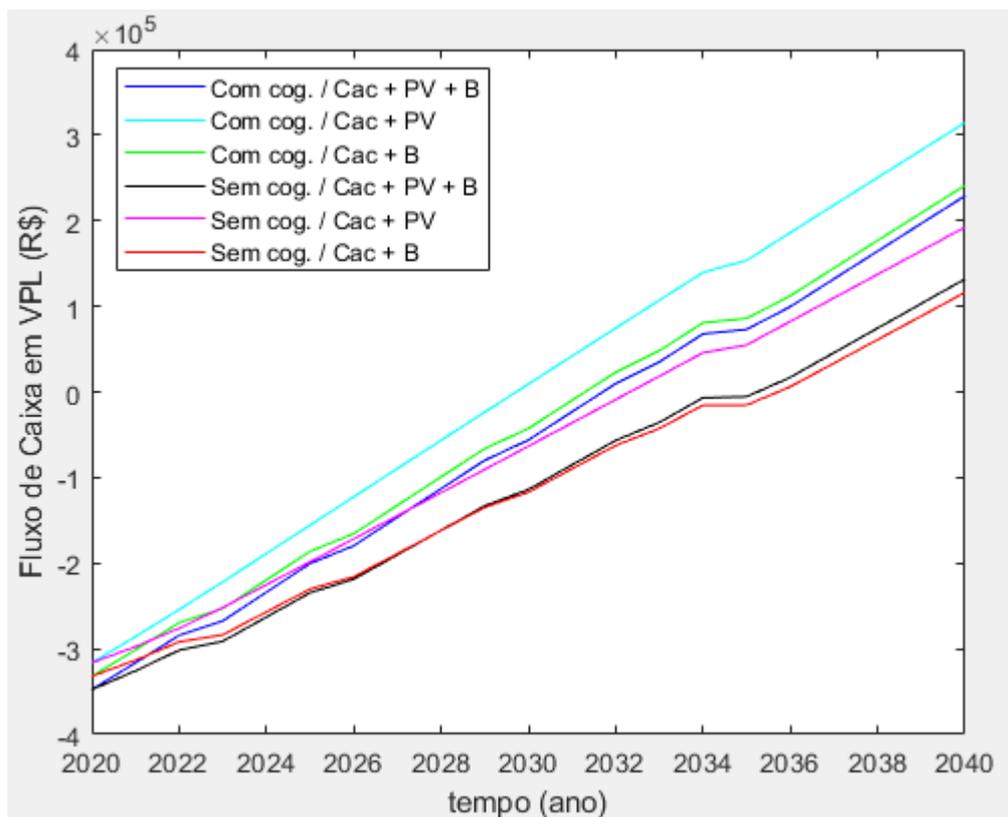
Nota-se que a configuração Cac + PV com e sem cogeração apresentam um decaimento levemente menos acentuado que as demais configurações, pois, segundo as previsões de custos apresentadas no capítulo 3 deste trabalho, é esperado que a redução nos custos de aquisição dos painéis fotovoltaicos desacelere para os próximos anos. Essa característica se torna clara com o cruzamento das linhas vermelha e rosa no gráfico da figura 85 (b). A configuração Cac + B sempre apresentou o melhor custo benefício no horizonte de 20 anos no caso com cogeração devido ao aproveitamento da maior energia térmica de rejeito. No caso sem cogeração, como esperado, a configuração Cac + PV alcançou custos menores que as demais.

5.5.2. Tarifa Branca

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema por um período de 20 anos, por tipo de configuração, para consumidores residenciais e industriais com tarifa branca são mostrados na figura 86. As Tabelas 39 a 42 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a essas operações.



(a)



(b)

Figura 86: Impacto da configuração do sistema no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa branca.

Tabela 39: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Consumo de gás (m ³ /mês)	275,37	352,94	377,76	274,68	352,93	377,76
Energia térmica rejeitada (MWh)	410,52	526,16	563,15	409,48	526,14	563,15
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	49,85	63,89	68,39	49,72	63,89	68,39
Baterias por banco	6	-	6	6	-	6
Número de ciclos	10131	-	9757	10137	-	9757
Substituições do banco	5	-	5	5	-	5
Inversores utilizados	3	2	3	3	2	3

Tabela 40: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Investimento Total (R\$)	347620	316340	332020	347620	316340	332020
Energia Elétrica (R\$)	26069	26909	23503	26904	27048	23503
Gás Natural (R\$)	22050	11142	7652	173031	209249	220743
Manutenção (R\$)	20600	20600	12600	20600	20600	12600
Substituições (R\$)	100380	25840	100380	100380	25840	100380
Custo do Sistema (R\$)	516720	400831	476155	668536	599078	689246
Compra Direta (R\$)	763644	763644	763644	763644	763644	763644
Lucro Final em VPL (R\$)	118888	219019	154567	-4137	58344	-18142
Lucro por usuário (R\$)	59444	109509	77284	-2069	29172	-9071
Payback (ano)	2036	2032	2034	-	2038	-

Tabela 41: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Consumo de gás (m3/mês)	338,63	426,01	436,20	338,78	425,85	436,20
Energia térmica rejeitada (MWh)	504,81	635,09	650,27	505,04	634,85	650,27
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	61,30	77,12	78,96	61,33	77,09	78,96
Baterias por banco	6	-	6	6	-	6
Número de ciclos	9758	-	10068	9757	-	10068
Substituições do banco	5	-	5	5	-	5
Inversores utilizados	3	2	3	3	2	3

Tabela 42: Impacto da configuração do sistema nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B	Cac+PV+B	Cac+PV	Cac+B
Investimento Total (R\$)	347620	316340	332020	347620	316340	332020
Energia Elétrica (R\$)	26795	25135	28163	26716	25080	28163
Gás Natural (R\$)	82894	92443	93556	202700	243004	247792
Manutenção (R\$)	20600	20600	12600	20600	20600	12600
Substituições (R\$)	100380	25840	100380	100380	25840	100380
Custo do Sistema (R\$)	578289	480357	566720	698016	630864	720956
Compra Direta (R\$)	967115	967115	967115	967115	967115	967115
Lucro Final em VPL (R\$)	228949	314464	241224	131909	192478	116216
Lucro por usuário (R\$)	114475	157232	120612	65955	96239	58108
Payback (ano)	2032	2030	2032	2036	2033	2036

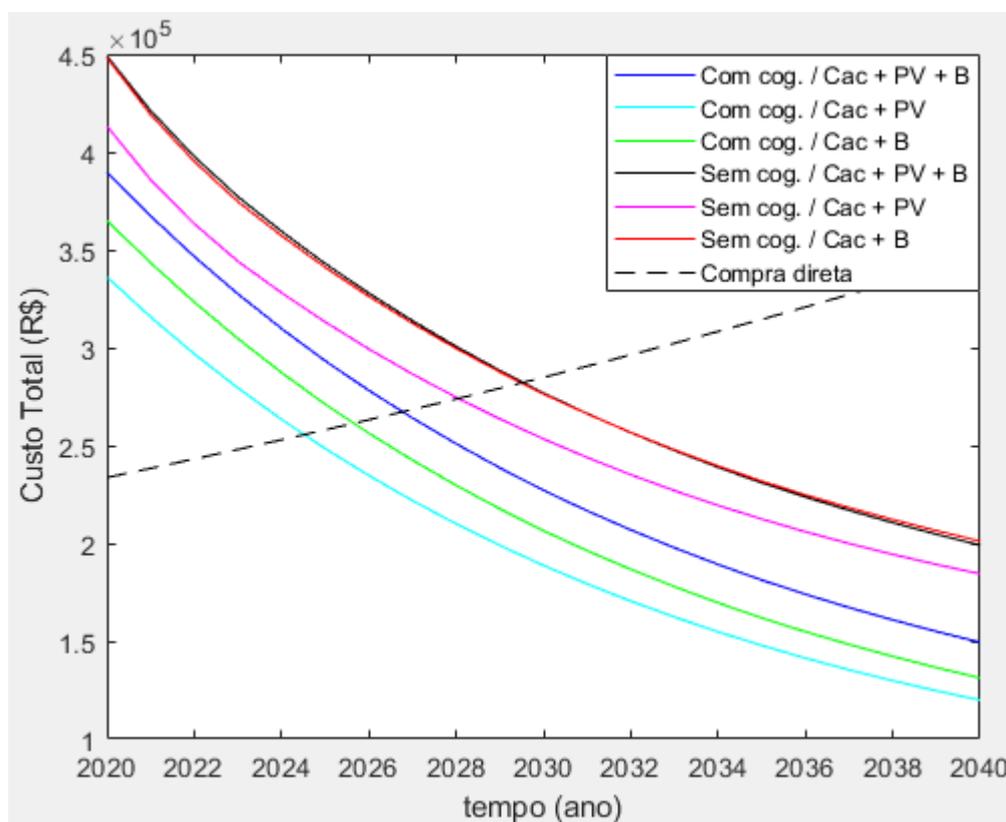
Diferentemente do que ocorreu no caso com tarifa convencional, a estratégia utilizada para a tarifa branca, ou seja, o carregamento obrigatório do banco de baterias antes das 17:00 e seu descarregamento total entre 18:00 e 21:00, produziu efeitos diversos no tempo de operação da Cac em cada configuração testada. Enquanto para as configurações Cac + PV + B e Cac + B houve uma redução no tempo de produção (mais acentuada no segundo caso), a configuração Cac + PV apresentou um aumento de mais de 10% deste mesmo parâmetro. Esse comportamento pode ser facilmente explicado pela diferenciação de tarifa de energia elétrica por posto horário na tarifa branca, conferindo a geração de mais créditos com a exportação elevada de energia à rede nos períodos em que a tarifa encontra-se mais cara. Ao mesmo tempo que a configuração Cac + PV fica impossibilitada de usufruir deste artifício, os créditos gerados pela exportação do excesso de energia gerada pelos painéis são menores com a tarifa branca, pois o pico de geração solar ocorre no posto horário de tarifa mais baixa, obrigando a célula a operar mais tempo para compensar a deficiência. No entanto, a cogeração produz um efeito reverso ao esperado, reduzindo consideravelmente o custo de operação com gás natural quanto mais alto for o consumo da Cac, admitindo-se, é claro, que haja demanda suficientemente alta de aquecimento nas residências.

Complementarmente, observa-se que a estratégia de carregamento e descarregamento do banco de baterias próximo ao horário de pico consegue reduzir muito pouco o gasto com energia elétrica no sistema. Isso ocorre porque a conta de energia elétrica dos consumidores já se encontra no valor mínimo a ser cobrado para instalações trifásicas conectadas à rede elétrica (100 kWh/mês). Em outras palavras, pelo fato de o sistema se encontrar superdimensionado em todos os casos testados, praticamente nenhum benefício é alcançado com a estratégia alternativa providenciada pelo uso da tarifa branca. Na verdade, as excessivas substituições do banco de baterias requeridas pelo uso desta estratégia (maior número de ciclos de carga e descarga) e o maior número de inversores para suportar o grande fluxo de energia nos horários de pico acabam por piorar o desempenho econômico do sistema. Isto é, a configuração Cac + PV totaliza um lucro final em VPL maior que as demais configurações testadas tanto na categoria com cogeração quanto na sem cogeração. Ainda, conforme mostrado na tabela 40, as configurações Cac + PV + B e Cac + B para consumidores residenciais sem cogeração não conseguiram

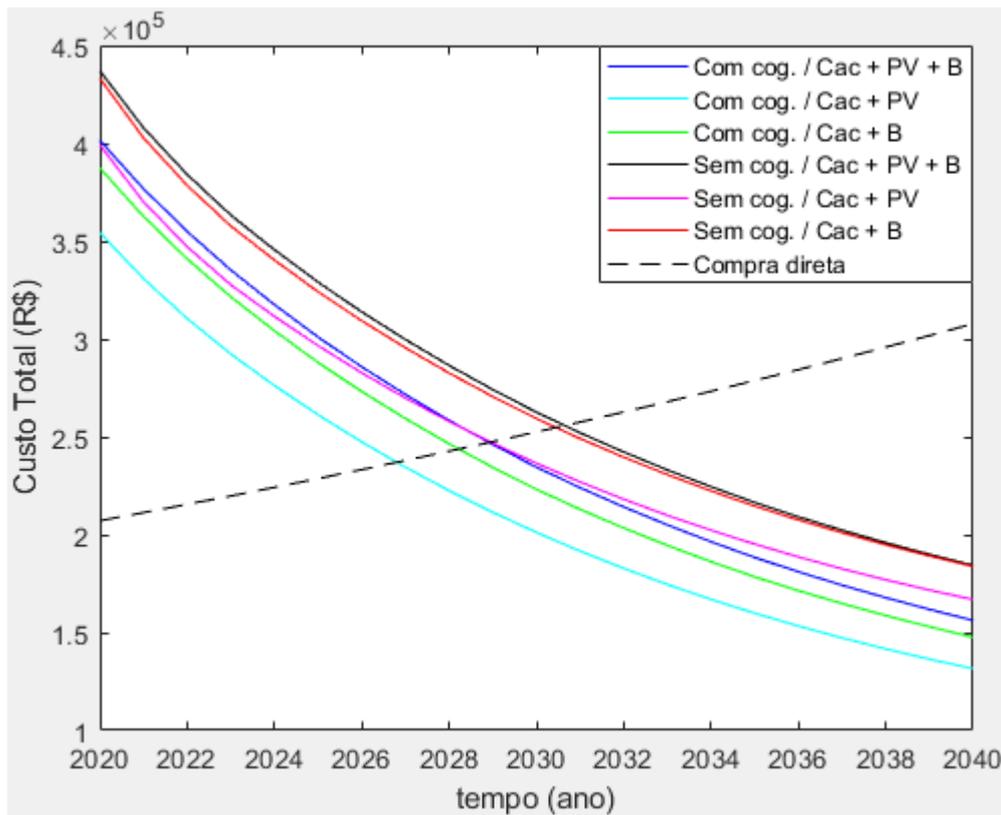
alcançar um payback antes de 2040, tornando-as inviáveis economicamente para a adesão ao sistema no ano de 2020.

Quando a cogeração é contabilizada no balanço de custos, paybacks entre 2032 e 2036 são observados para todos os casos residenciais, enquanto nos casos industriais a compensação se dá entre 2030 e 2032, confirmando mais uma vez a importância do uso da cogeração para o sistema proposto. A configuração Cac + PV quase não sofreu variação no lucro final obtido para as duas tarifas, enquanto a configuração Cac + B foi a que mais apresentou variação mais acentuada.

A figura 87 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. Diferentemente dos casos com tarifa convencional, mostra-se que em todos os casos com tarifa branca a configuração Cac + PV foi a que apresentou o melhor desempenho econômico ao longo do horizonte estudado devido à ineficiência da estratégia utilizada para a tarifa branca em reduzir os custos de operação do sistema quando este encontra-se superdimensionado.



(a)



(b)

Figura 87: Impacto da configuração do sistema no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa branca.

5.5.3. Conclusão Parcial

Foi observado que o efeito da inclusão da tarifa branca tende a aumentar o tempo de operação da Cac para as configurações Cac + PV, devido ao pico de exportação de energia à rede ocorrer nos horários em que a tarifa encontra-se mais barata, enquanto para as configurações Cac + PV + B e Cac + B, a Cac precisou operar menos tempo para atender a mesma demanda que nos casos com tarifa convencional. O fenômeno constatado resulta da capacidade das configurações com baterias de flexibilizar a geração de energia dentro do sistema, permitindo que o pico de exportação à rede ocorra no horário em que a tarifa de energia elétrica encontra-se mais cara, gerando mais créditos e, conseqüentemente, permitindo poupar a célula a combustível por mais tempo.

Do ponto de vista econômico, contudo, o número excessivo de ciclos de carga e descarga resultam em substituições mais frequentes do banco de baterias, além de um número maior de inversores para permitir um grande fluxo de potência do barramento CC ao barramento CA entre as 18:00 e as 21:00, acarretando em um

alto custo com substituições de equipamentos no sistema. Devido ao fato de o sistema se encontrar superdimensionado para os casos testados, a conta de energia elétrica dos usuários não pode ser significativamente reduzida, pois o consumo equivalente já se encontrava próximo ao mínimo de 100 kWh mês, eliminando qualquer possível vantagem que seria alcançada com o menor tempo de operação da Cac. Desta forma, a tarifa convencional se mostrou mais vantajosa para todas as configurações testadas.

5.6. Impacto do Aproveitamento de Créditos na Rede

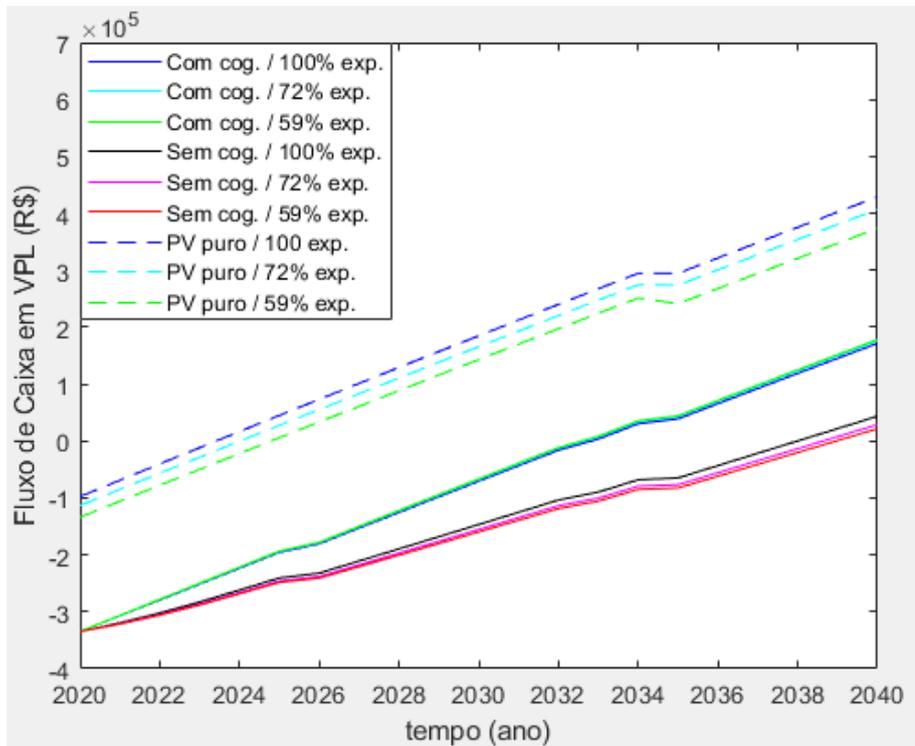
O objetivo deste estudo é avaliar quais são os efeitos do ponto de vista técnico operacional e financeiro da variação do fator de aproveitamento de créditos na rede para o sistema proposto. Para este fim, serão avaliados, para cada tipo de consumidor e tarifa, seis cenários diferentes, onde os cenários 0, 1 e 3 da ANEEL para o fator de aproveitamento da rede elétrica serão impostos ao sistema com e sem cogeração. Esses cenários, conforme discutido no capítulo 3 deste trabalho, equivalem a um aproveitamento de 100%, 72% e 59% dos créditos exportados à rede, respectivamente. Neste estudo, serão sempre considerados dois consumidores operando com o sistema completo (Cac + PV + B), taxa de incremento da tarifa de energia elétrica de 2% ao ano, taxa de incremento da tarifa de gás natural de 0% ano após queda de 40% em três anos.

Adicionalmente, serão apresentados também os casos com o sistema fotovoltaico convencional puro (sem bateria) para cada um dos cenários discutidos. À medida em que o fator de aproveitamento de créditos se distancia de 100%, mais painéis são necessários para manter o consumo mínimo de 100 kWh ao final do mês, o que implica em um maior custo com investimento inicial e manutenção nesses casos. O número de painéis variou entre 75 (para fator de aproveitamento de 100%) e 105 (para fator de aproveitamento de 59%) nos casos residenciais. Para consumidores industriais, foram necessários entre 95 e 130 painéis para os mesmos casos testados.

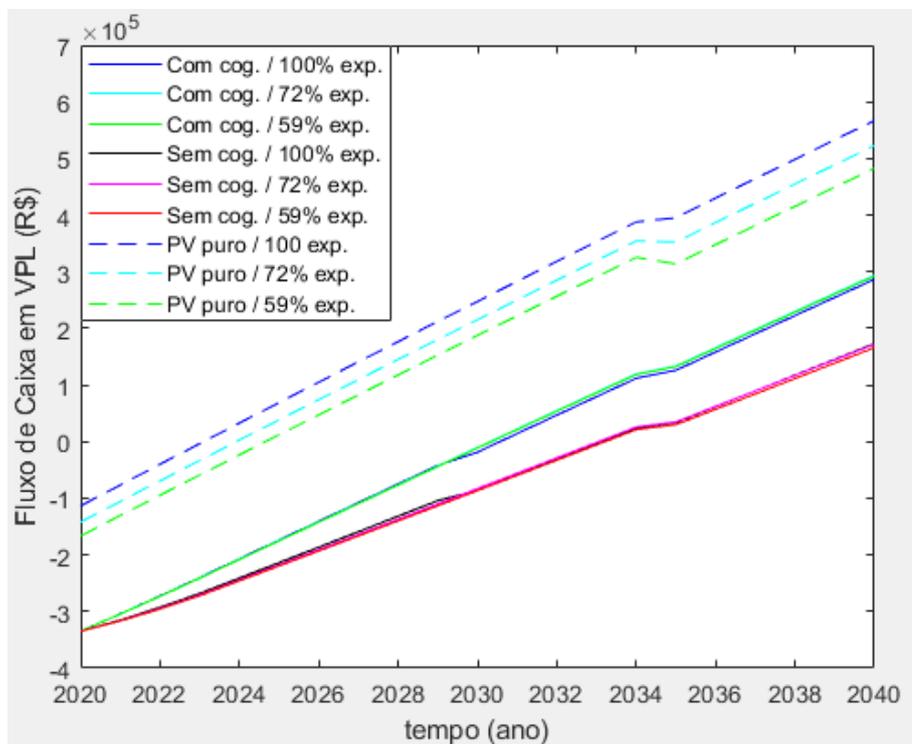
5.6.1. Tarifa Convencional

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo e fotovoltaico puro por um período de 20 anos para consumidores

residenciais e industriais com tarifa convencional são mostrados na figura 88. As Tabelas 43 a 47 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a essa operação.



(a)



(b)

Figura 88: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa convencional.

Tabela 43: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Consumo de gás (m3/mês)	286,63	325,41	344,58	286,38	325,66	344,85
Energia térmica rejeitada (MWh)	427,31	485,11	513,69	426,93	485,49	514,10
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	51,89	58,91	62,38	51,84	58,95	62,43
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	4593	4422	4350	4597	4422	4348
Substituições do banco	2	2	2	2	2	2
Inversores utilizados	2	2	2	2	2	2

Tabela 44: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento Total (R\$)	334700	334700	334700	334700	334700	334700
Energia Elétrica (R\$)	28563	28524	28502	28529	28530	28499
Gás Natural (R\$)	20467	15014	12318	178448	196629	205512
Manutenção (R\$)	20600	20600	20600	20600	20600	20600
Substituições (R\$)	50293	50293	50293	50293	50293	50293
Custo do Sistema (R\$)	454623	449131	446413	612570	630752	639603
Compra Direta (R\$)	763644	763644	763644	763644	763644	763644
Lucro Final em VPL (R\$)	171610	176060	178263	43594	28858	21683
Lucro por usuário (R\$)	85805	88030	89131	21797	14429	10841
Payback (ano)	2033	2033	2033	2038	2039	2039

Tabela 45: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Consumo de gás (m3/mês)	396,24	424,38	439,69	396,49	424,70	440,41
Energia térmica rejeitada (MWh)	590,70	632,65	655,47	591,08	633,13	656,56
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	71,73	76,82	79,60	71,78	76,88	79,73
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	1939	1664	1502	1935	1663	1497
Substituições do banco	1	0	0	1	0	0
Inversores utilizados	2	2	2	2	2	2

Tabela 46: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa convencional.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento Total (R\$)	334700	334700	334700	334700	334700	334700
Energia Elétrica (R\$)	28592	28523	28475	28556	28512	28474
Gás Natural (R\$)	89189	92264	93937	229412	242469	249743
Manutenção (R\$)	20600	20600	20600	20600	20600	20600
Substituições (R\$)	37604	25840	25840	37604	25840	25840
Custo do Sistema (R\$)	510685	501927	503552	650873	652120	659357
Compra Direta (R\$)	967115	967115	967115	967115	967115	967115
Lucro Final em VPL (R\$)	286604	293586	292267	172981	171854	165988
Lucro por usuário (R\$)	143302	146793	146133	86491	85927	82994
Payback (ano)	2031	2031	2031	2034	2034	2034

Tabela 47: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema fotovoltaico puro para consumidores residenciais e industriais.

Parâmetros	PV Puro - Residencial			PV Puro - Industrial		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento Total (R\$)	97660	113260	133980	113260	141780	166400
Energia Elétrica (R\$)	28403	28403	28747	28403	28685	30393
Gás Natural (R\$)	0	0	0	0	0	0
Manutenção (R\$)	30000	38000	42000	38000	46000	52000
Substituições (R\$)	38760	38760	51680	38760	51680	64600
Custo do Sistema (R\$)	194823	218423	256407	218423	268145	313393
Compra Direta (R\$)	763644	763644	763644	967115	967115	967115
Lucro Final em VPL (R\$)	428901	406909	373579	566854	522577	482677
Lucro por usuário (R\$)	214450	203455	186790	283427	261288	241338
Payback (ano)	2024	2024	2025	2023	2024	2025

Observando as Tabelas 43 e 45, constata-se que, quanto menor o fator de aproveitamento de créditos da rede, mais tempo a célula precisa operar para suprir a demanda (fenômeno associado à própria lógica de controle utilizada). Para o sistema com 100% de aproveitamento no caso residencial, foi necessário um período de operação de 52%, enquanto com 59% de aproveitamento, foi necessário 62% do tempo de operação da Cac. Analogamente, para o caso industrial, os tempos de operação da Cac variaram entre 71% e 79%. O caso industrial apresentou menor variação no tempo de operação devido ao melhor comportamento da curva de demanda ao longo do dia. Todavia, o gráfico parece apresentar uma aparente contradição. Ou seja, para sistemas com cogeração, o melhor desempenho

econômico não ocorre com o cenário de aproveitamento de 100% dos créditos, conforme esperado.

No caso residencial, este fenômeno é fruto do desconto na conta de gás provido pelo maior rejeito de energia térmica nos casos onde a Cac opera por mais tempo. Em outras palavras, a conta de gás é mais barata nos casos residenciais com baixo aproveitamento de créditos quando o sistema faz uso da cogeração, como comprovado na tabela 44. Por outro lado, sem a cogeração, o contrário ocorre. No caso industrial, contudo, percebe-se que um maior tempo de operação e, conseqüentemente, um maior aproveitamento da energia térmica de rejeito do CHP não provoca uma redução na conta de gás dos consumidores. Ou seja, novamente a tarifa de gás natural para a categoria industrial não é suficientemente alta para que o desconto dado no sistema com cogeração reduza ainda mais os gastos com operação de gás natural, como comprovado na tabela 46. Em teoria, o sistema com aproveitamento de 100% dos créditos seria o que forneceria o maior lucro final com ou sem cogeração, porém, como visto na figura 88 e na tabela 45, um número de ciclos ligeiramente maior provoca uma substituição do banco de baterias no caso com maior aproveitamento. O resultado, portanto, é que o sistema com 72% de aproveitamento foi o de melhor desempenho econômico no caso com cogeração, enquanto o sistema com 100% de aproveitamento foi o melhor no caso sem cogeração para a categoria industrial. É importante mencionar, contudo, que esse comportamento só ocorre quando o sistema encontra-se superdimensionado, pois, caso contrário, mais energia elétrica precisaria ser importada da rede para suprir a mesma demanda a medida em que o aproveitamento de créditos fosse mais baixo. Como o sistema consegue manter o consumo de energia elétrica ainda no valor mínimo mensal de 100 kWh para os casos rodados, um menor aproveitamento de créditos não implica em um aumento nos custos de operação, como esperado inicialmente. A situação seria bastante diferente caso 4 ou 5 consumidores fossem alimentados, por exemplo.

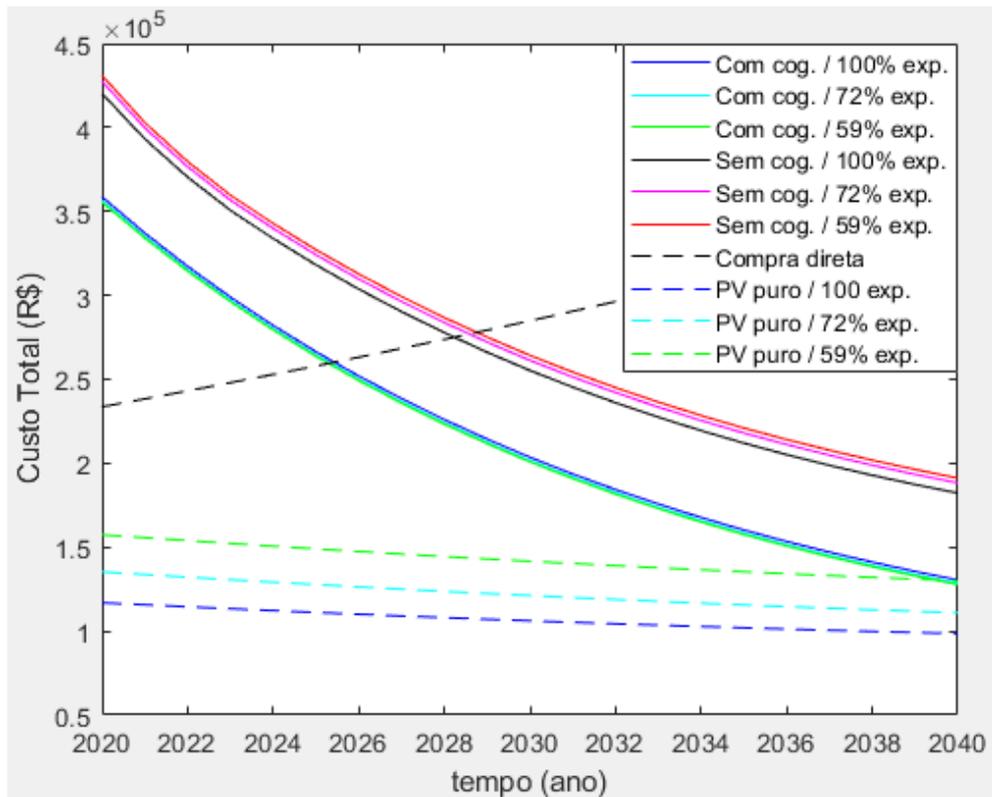
Conforme esperado, o custo de investimento inicial de todos os casos foi igual, o mesmo valendo para os custos com manutenção, substituição de equipamentos e operação com energia elétrica. Por fim, muito pouca diferença foi observada no lucro final obtido para os casos dentro das categorias com cogeração e sem cogeração, confirmando a pequena dependência do sistema proposto com o fator de aproveitamento de créditos da rede. O payback esperado para consumidores

industriais foi adiantado em 2 anos para a categoria com cogeração e em 5 anos para a categoria sem cogeração se comparados aos respectivos casos residenciais para todos os casos rodados.

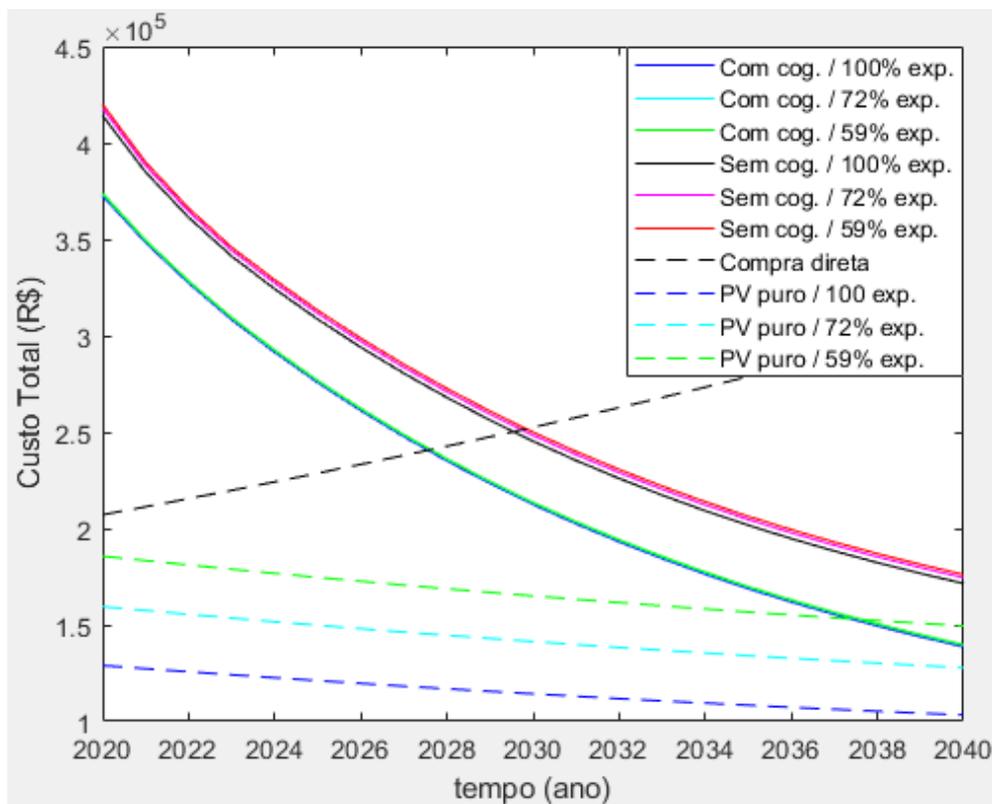
Comparando os resultados obtidos para o novo sistema com sistemas fotovoltaicos convencionais, percebe-se ainda uma clara vantagem econômica. Apesar dos custos com manutenção serem menores (Tabelas 44, 46 e 47), o alto custo com investimento inicial (Tabelas 44 e 46) acaba por reduzir significativamente os ganhos do sistema com célula a combustível e baterias. Em outras palavras, para o ano de 2020, sistemas fotovoltaicos puros ainda possuem vasta vantagem, do ponto de vista financeiro, sobre a solução proposta neste trabalho (evidenciado pela figura 88). Todavia, já é possível observar uma grande dependência destes com relação ao aproveitamento de créditos da rede, onde para baixos fatores de aproveitamento, mais painéis e inversores são necessários para atender a uma mesma demanda, aumentando consideravelmente os custos desses sistemas (figura 88). Complementarmente, a solução fotovoltaica pura requer um grande espaço para a instalação de módulos, estes variando entre 75 e 130 painéis para os casos acima simulados, sendo este um fator que poderia inviabilizar sua aplicação em grandes cidades.

A figura 89 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados. É importante observar que no caso da operação para 5 anos, nenhuma substituição do banco de baterias se fez necessária no caso industrial, implicando que o sistema com 100% de aproveitamento de créditos obtivesse os menores custos com e sem cogeração para este consumidor, como esperado inicialmente.

É possível perceber que o custo total apresenta muito pouca variação, independentemente do aproveitamento de créditos, para o sistema com cogeração, havendo apenas uma variação moderada quando se desconsidera o aproveitamento térmico. Dito de outra forma, o sistema proposto continuará sendo viável mesmo se as medidas pretendidas para a adoção dos cenários de aproveitamento de créditos para os próximos anos sejam adotadas. Essa característica constitui uma grande vantagem de sistemas híbridos compostos por células a combustível e dispositivos de armazenamento sobre sistemas fotovoltaicos convencionais, os quais dependem imensamente do fator de aproveitamento de créditos devido à inflexibilidade da geração de energia ao longo do dia.



(a)



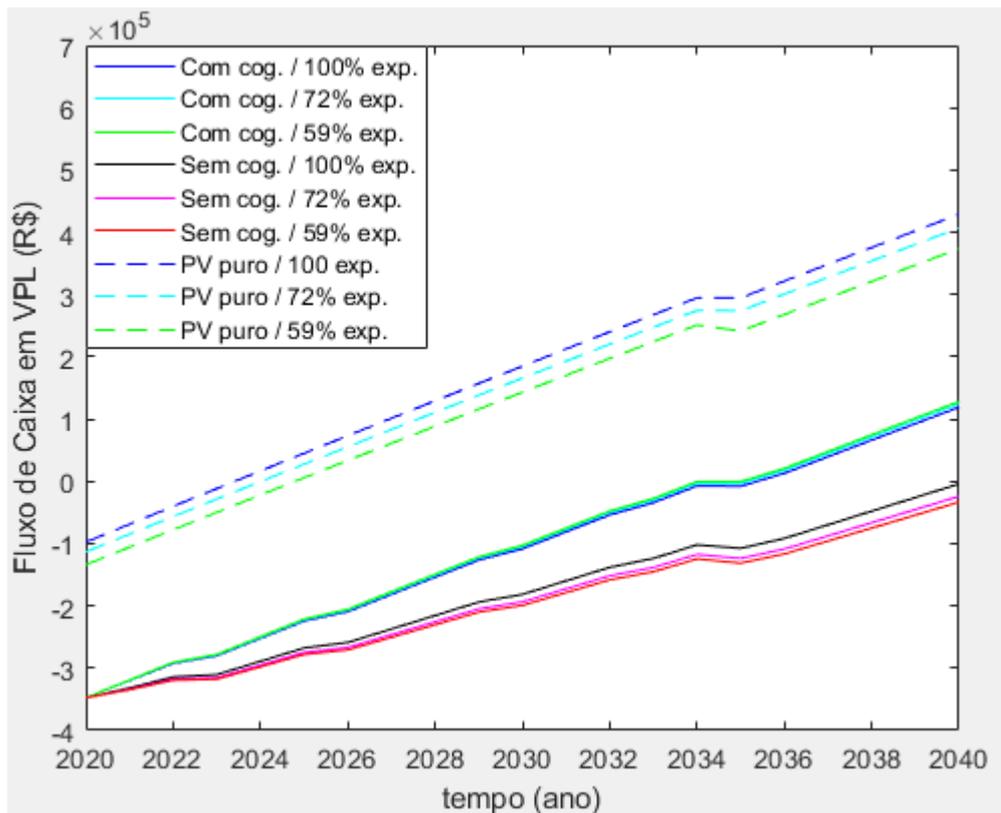
(b)

Figura 89: Impacto do fator de aproveitamento da rede no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa convencional.

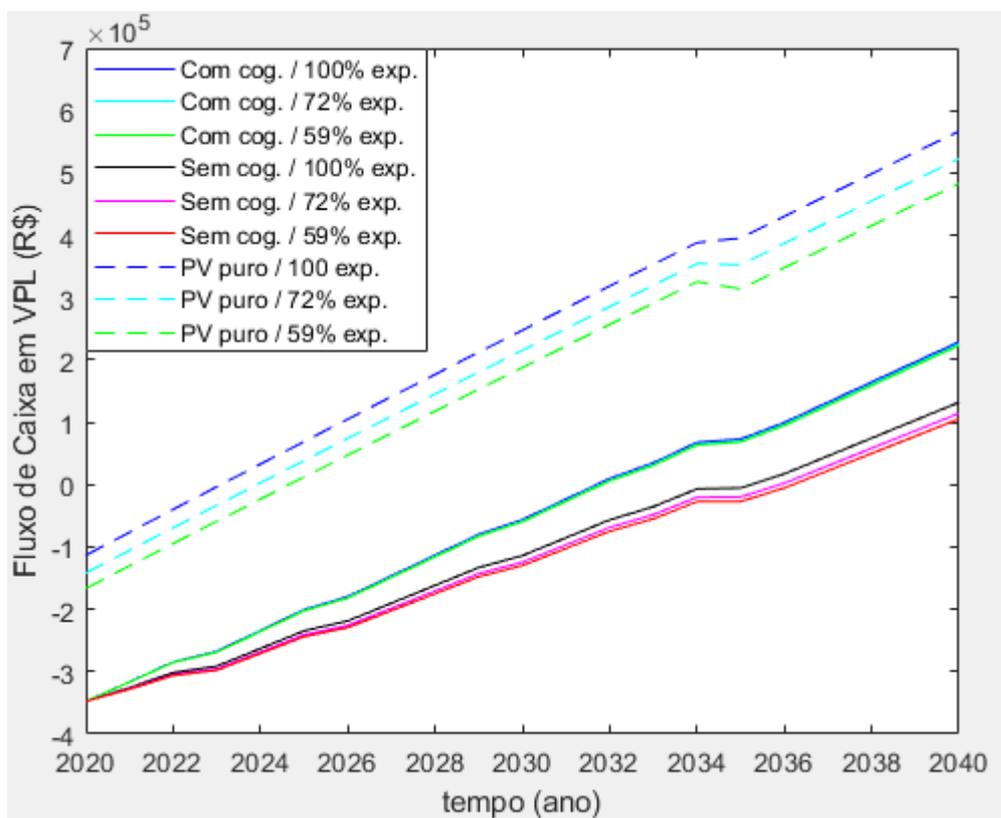
Para consumidores residenciais, próximo ao ano de 2040 consegue-se vantagem econômica para operação do sistema por 7 anos se comparado ao sistema fotovoltaico puro para 59% de aproveitamento dos créditos. Para consumidores industriais, esta vantagem torna-se ainda maior, já compensando a adesão ao sistema proposto frente ao fotovoltaico convencional no ano de 2037. Tendo em vista que a tendência mundial é de que haja cada vez uma taxa maior em cima da energia exportada à rede elétrica, fica bastante clara a vantagem do sistema proposto neste trabalho ao possibilitar a flexibilização da geração de energia ao longo do dia. Finalmente, observa-se que os resultados para os casos testados para ambos os consumidores poderiam ser ainda mais vantajosos, pois a Cac encontra-se superdimensionada mesmo para 59% de aproveitamento de créditos, abrindo espaço para ganhos ainda maiores sobre sistemas fotovoltaicos puros quando incluída uma demanda adicional ao sistema.

5.6.2. Tarifa Branca

Os fluxos de caixa em valor presente líquido para operação do sistema completo e fotovoltaico puro por um período de 20 anos para consumidores residenciais e industriais com tarifa branca são mostrados na figura 90. As Tabelas 48 a 51 apresentam os dados técnicos e parâmetros financeiros referentes a essa operação. Por não haver sentido em se operar o sistema fotovoltaico puro sob tarifa branca, os dados apresentados nos gráficos a seguir são os mesmos que os apresentados para a operação sob tarifa convencional para esta configuração.



(a)



(b)

Figura 90: Impacto do fator de aproveitamento da rede no fluxo de caixa para consumidores (a) residenciais e (b) industriais com tarifa branca.

Tabela 48: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Consumo de gás (m3/mês)	275,94	327,82	354,63	275,52	329,38	355,37
Energia térmica rejeitada (MWh)	411,37	488,71	528,68	410,73	491,03	529,78
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	49,95	59,35	64,20	49,88	59,63	64,33
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	10151	9893	9994	10137	9899	10008
Substituições do banco	5	5	5	5	5	5
Inversores utilizados	3	3	3	3	3	3

Tabela 49: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores residenciais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento Total (R\$)	347620	347620	347620	347620	347620	347620
Energia Elétrica (R\$)	26017	26878	25617	26354	26148	25574
Gás Natural (R\$)	21970	14674	10904	173419	198350	210380
Manutenção (R\$)	20600	20600	20600	20600	20600	20600
Substituições (R\$)	100380	100380	100380	100380	100380	100380
Custo do Sistema (R\$)	516588	510153	505121	668373	693098	704554
Compra Direta (R\$)	763644	763644	763644	763644	763644	763644
Lucro Final em VPL (R\$)	118994	124231	128278	-4019	-24064	-33362
Lucro por usuário (R\$)	59497	62115	64139	-2010	-12032	-16681
Payback (ano)	2036	2036	2036	-	-	-

Tabela 50: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros técnicos de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Consumo de gás (m3/mês)	338,19	387,43	410,72	338,21	387,05	410,90
Energia térmica rejeitada (MWh)	504,17	577,57	612,29	504,19	577,01	612,56
Percentual do tempo em operação da Cac (%)	61,22	70,14	74,35	61,23	70,07	74,39
Baterias por banco	6	6	6	6	6	6
Número de ciclos	9758	9758	9760	9757	9759	9761
Substituições do banco	5	5	5	5	5	5
Inversores utilizados	3	3	3	3	3	3

Tabela 51: Impacto do fator de aproveitamento da rede nos parâmetros financeiros de operação do sistema para consumidores industriais com tarifa branca.

Parâmetros	Com Cogeração			Sem Cogeração		
	100% exp.	72% exp.	59% exp.	100% exp.	72% exp.	59% exp.
Investimento Total (R\$)	347620	347620	347620	347620	347620	347620
Energia Elétrica (R\$)	26952	25595	26119	26931	25977	26058
Gás Natural (R\$)	82847	88227	90772	202437	225045	236083
Manutenção (R\$)	20600	20600	20600	20600	20600	20600
Substituições (R\$)	100380	100380	100380	100380	100380	100380
Custo do Sistema (R\$)	578399	582423	585491	697969	719622	730742
Compra Direta (R\$)	967115	967115	967115	967115	967115	967115
Lucro Final em VPL (R\$)	228864	225570	223096	131953	114379	105369
Lucro por usuário (R\$)	114432	112785	111548	65977	57190	52685
Payback (ano)	2032	2032	2032	2036	2036	2037

Os gráficos da figura 90 são bastante semelhantes ao dos casos com tarifa convencional exceto pelo número maior de inflexões nas curvas do fluxo de caixa. Como previsto, a estratégia para a tarifa branca mais um vez ocasionou em substituições mais frequentes do banco de baterias. Adicionalmente, foram necessários 3 inversores para todos os casos.

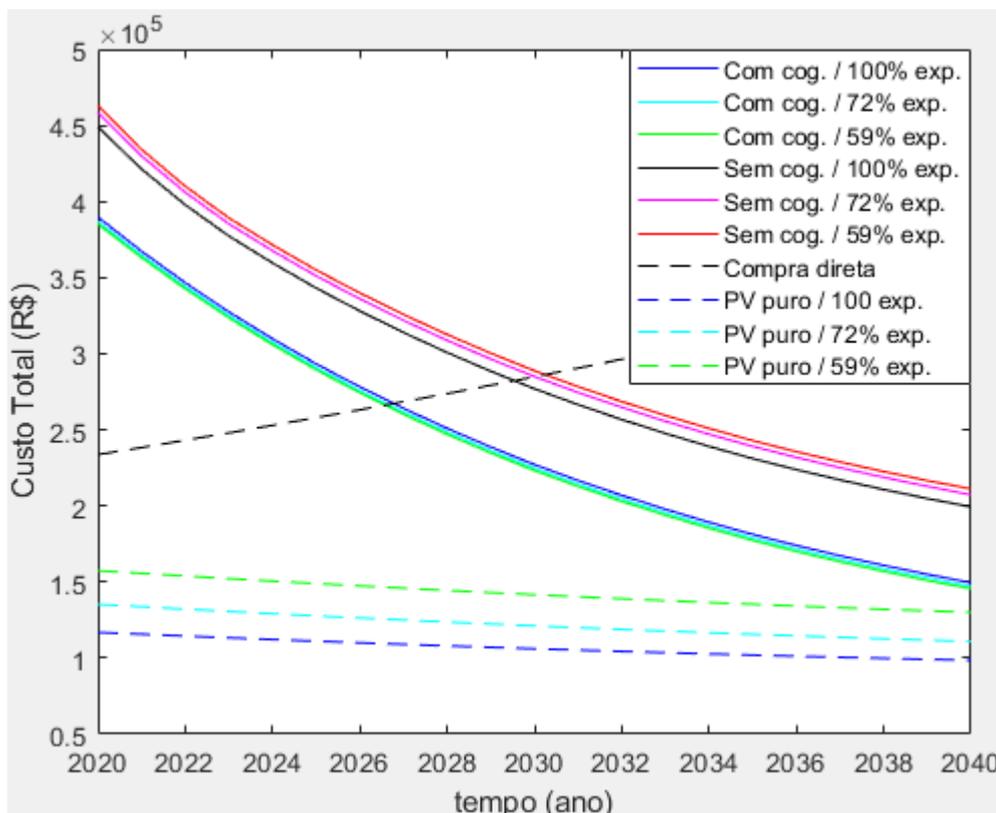
Desta vez, contudo, o percentual do tempo em operação da célula a combustível variou mais em relação ao percentual de aproveitamento de créditos do que no caso com tarifa convencional. Em especial, deve-se observar que, para altos percentuais de aproveitamento de créditos nos casos residenciais, a estratégia da tarifa branca provocou uma redução do tempo de operação, enquanto o efeito reverso ocorreu para baixos percentuais de aproveitamento nesta categoria. Poder-se-ia, portanto, inferir que o descarregamento completo do banco de baterias no horário de ponta acaba por ter um efeito negativo quando uma taxa relativamente alta seja aplicada ao excesso de energia exportada à rede. É esse mesmo fato que explica também a alta dependência de sistemas fotovoltaicos convencionais (sem bateria) com o aproveitamento de créditos da rede, pois um grande excesso de energia é gerado em um só período do dia, prejudicando significativamente o desempenho econômico do sistema quando um imposto elevado é aplicado.

A figura 90 confirma a expectativa inicial de que o sistema com 100% de aproveitamento de créditos obteria o melhor desempenho econômico com e sem cogeração, como discutido no caso de consumidores industriais com tarifa

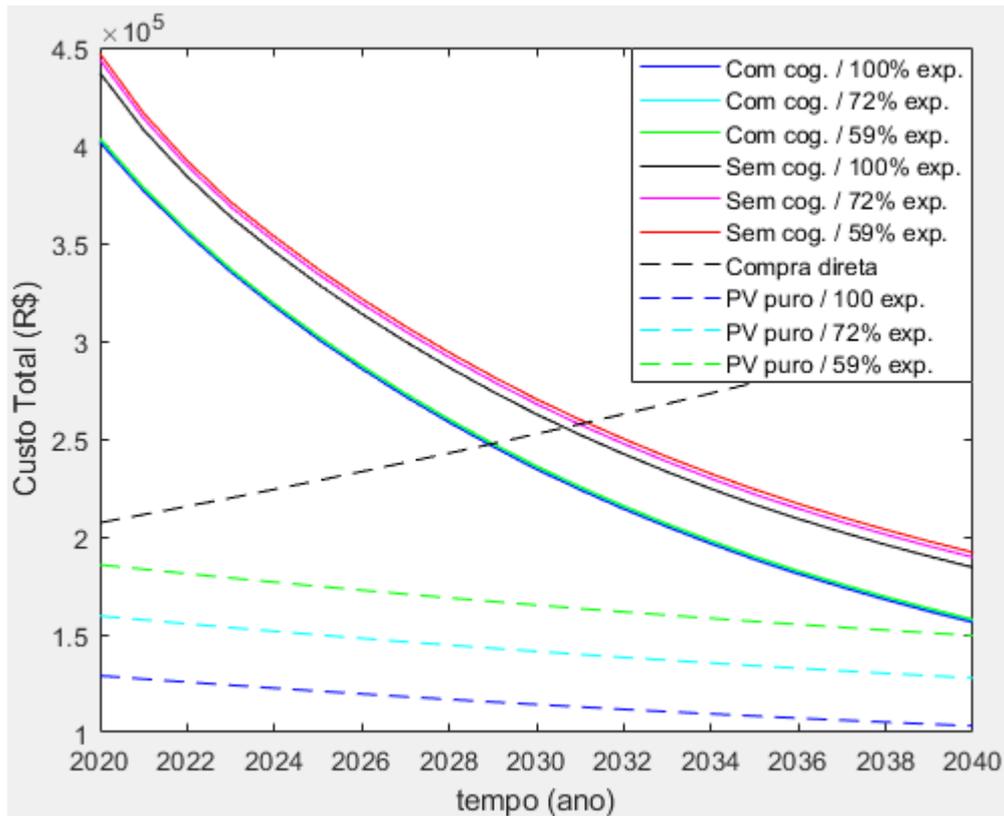
convencional. Nesse caso, todos os casos simulados requisitaram o mesmo número de reposições do banco de baterias e o mesmo número de inversores utilizados.

Conforme discutido anteriormente e comprovado pelas relações de custos apresentadas nas Tabelas 49 e 51, a estratégia para a tarifa branca não melhorou em nenhuma situação o lucro final obtido para os usuários, pois o sistema encontra-se superdimensionado em todos os casos simulados. Desta forma, não foi necessária a compra adicional de energia elétrica da rede e os custos de operação com gás natural foram bastante semelhantes aos dos casos com tarifa convencional. Os custos com substituição de equipamentos e o maior investimento inicial foram os únicos parâmetros responsáveis pela piora do lucro final entre os casos com as duas tarifas, inclusive inviabilizando os casos residenciais sem cogeração, pois o payback não foi alcançado antes do ano de 2040.

A figura 91 apresenta o custo cumulativo total para operação do sistema no horizonte de 2020 a 2040 dos mesmos casos testados.



(a)



(b)

Figura 91: Impacto do fator de aproveitamento da rede no custo cumulativo do sistema para operação de (a) 7 anos (residencial) e (b) 5 anos (industrial) com tarifa branca.

Os gráficos em muito se assemelham aos da figura 89, com a exceção da translação de todas as curvas para cima. Em nenhum dos casos simulados houve ganho na adoção da tarifa branca frente à tarifa convencional.

5.6.3. Conclusão Parcial

Foi observada uma baixa dependência do sistema proposto com a variação do fator de aproveitamento de créditos na rede para os casos testados. O efeito da redução desse fator traduz-se em um maior tempo de operação da Cac, necessário para compensar a menor geração de créditos durante os períodos de pico de exportação. Nos casos sem cogeração, este fenômeno acarreta em um custo adicional com compra de gás natural, enquanto nos casos com cogeração, a maior energia térmica rejeitada (consequência do maior tempo de operação da Cac) contrabalança este efeito.

Sistemas fotovoltaicos convencionais, por outro lado, ficam muito suscetíveis a variações no fator de aproveitamento de créditos, pois à medida em que este parâmetro se distancia de 100%, mais módulos fotovoltaicos se tornam necessários para atender à mesma demanda dos usuários. Isto ocorre porque uma grande quantidade de energia é exportada à rede entre as 9:00 e as 15:00, gerando créditos a serem utilizados nos demais momentos do dia. Logo, quando esta energia excedente é taxada, menor é a geração de créditos na rede e maior é o número de painéis requisitado. Os resultados mostram que o sistema proposto neste trabalho consegue flexibilizar melhor a geração ao longo do dia, ficando menos sujeito à taxação de créditos.

Finalmente, a estratégia para a tarifa branca também não conseguiu reduzir o tempo de operação da Cac quando há uma alta taxação de créditos, pois o descarregamento total do banco entre as 18:00 e as 21:00 passa a ser muito menos vantajoso nesses casos.

5.7. Emissão Total de CO₂ do Sistema

Visando reduzir a complexidade da análise e limitá-la a situações de maior interesse, optou-se por simular apenas casos com três consumidores residenciais (80% a 100% do tempo em operação da Cac), operando sob tarifa convencional e aproveitamento de 100% dos créditos exportados à rede. Foram avaliados 6 casos no total, sendo variados os parâmetros de configuração do sistema (Cac + PV + B, Cac + PV e Cac + B) com e sem a possibilidade de cogeração.

5.7.1. Configuração Cac + PV + B

A tabela 52 apresenta o balanço das emissões de CO₂ resultantes da operação das fontes e manufatura dos componentes envolvidos no sistema híbrido para a configuração Cac + PV + B, sem uso de cogeração, para 20 anos de operação. Na sequência, a tabela 53 apresenta o mesmo balanço considerando-se o uso da cogeração.

Tabela 52: Balanço da contribuição das emissões totais de CO_2 para a configuração Cac + PV + B sem o uso da cogeração.

Produção / Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas incluindo subst.	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1	182	0,11
Bateria	36	6501,6	4,02
Inversor	4	715,36	0,44
Operação			
Fonte	Energia total fornecida (kWh)	Participação na demanda (%)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	683489	42,21	170,72
Painel	262217	16,19	7,29
Rede	22195	1,37	1,21
Aquecedor	651403	40,23	208,38
Somatório			
Parcelas	Energia total fornecida (kWh)	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Operação	1619304	627630	387,59
Produção	-	7399	4,57
TOTAL	1619304	635029	392,16

Tabela 53: Balanço da contribuição das emissões totais de CO_2 para a configuração Cac + PV + B com o uso da cogeração.

Produção / Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas incluindo subst.	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1	182	0,11
Bateria	36	6501,6	4,02
Inversor	4	715,36	0,44
Operação			
Fonte	Energia total fornecida (kWh)	Participação na demanda (%)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1334220	82,41	170,67
Painel	262562	16,22	7,30
Rede	22194	1,37	1,21
Aquecedor	0	0,00	0,00
Somatório			
Parcelas	Energia total fornecida (kWh)	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Operação	1618976	290072	179,17
Produção	-	7399	4,57
TOTAL	1618976	297471	183,74

É possível perceber uma grande diferença no índice de emissões entre os dois casos mostrados, sendo esta principalmente devido a participação do aquecedor no

atendimento da demanda térmica dos usuários no caso sem cogeração (40,23% da demanda total de energia nas residências). No caso com cogeração, a demanda térmica passa a ser atendida integralmente pelo CHP através do rejeito térmico da operação da Cac, dispensando o uso do aquecedor residencial e melhorando bastante os resultados do ponto de vista ambiental. Conforme observado também, a participação das emissões da produção e manufatura da Cac, inversores e baterias foi proporcionalmente bastante baixa se comparada aos parâmetros operacionais do sistema (especialmente no caso sem cogeração), onde a contribuição desta parcela foi pouco superior a 1% do total.

5.7.2. Configuração Cac + PV

A tabela 54 apresenta o balanço das emissões de CO_2 resultantes da operação das fontes e manufatura dos componentes envolvidos no sistema híbrido para a configuração Cac + PV, sem uso de cogeração, para 20 anos de operação. Na sequência, a tabela 55 apresenta o mesmo balanço considerando-se o uso da cogeração.

Tabela 54: Balanço da contribuição das emissões totais de CO_2 para a configuração Cac + PV sem o uso da cogeração.

Produção / Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas incluindo subst.	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1	182	0,11
Bateria	0	0	0,00
Inversor	4	715,36	0,44
Operação			
Fonte	Energia total fornecida (kWh)	Participação na demanda (%)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	682766	42,18	170,61
Painel	262662	16,23	7,30
Rede	22474	1,39	1,22
Aquecedor	650713	40,20	208,25
Somatório			
Parcelas	Energia total fornecida (kWh)	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Operação	1618615	627025	387,38
Produção	-	897	0,55
TOTAL	1618615	627923	387,94

Tabela 55: Balanço da contribuição das emissões totais de CO_2 para a configuração Cac + PV com o uso da cogeração.

Produção / Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas incluindo subst.	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1	182	0,11
Bateria	0	0	0,00
Inversor	4	715,36	0,44
Operação			
Fonte	Energia total fornecida (kWh)	Participação na demanda (%)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1332562	82,35	170,54
Painel	263145	16,26	7,32
Rede	22461	1,39	1,22
Aquecedor	0	0,00	0,00
Somatório			
Parcelas	Energia total fornecida (kWh)	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Operação	1618168	289778	179,08
Produção	-	897	0,55
TOTAL	1618168	290676	179,63

Nestes casos, a contribuição da produção e manufatura dos componentes utilizados é praticamente nula, pois as baterias, que antes respondiam pela maior parte das emissões de CO_2 nesta categoria, não estiveram presentes. A participação por fonte no atendimento à demanda permaneceu idêntica a dos casos Cac + PV + B, conforme esperado. Devido a menor contribuição da manufatura, os índices finais de emissão resultantes da operação do sistema por 20 anos foram levemente inferiores às dos casos com bateria e painéis, com uma redução de aproximadamente 4 g CO_2 /kWh para as categorias com e sem cogeração.

5.7.3. Configuração Cac + B

A tabela 56 apresenta o balanço das emissões de CO_2 resultantes da operação das fontes e manufatura dos componentes envolvidos no sistema híbrido para a configuração Cac + PV + B, sem uso de cogeração, para 20 anos de operação. Na sequência, a tabela 57 apresenta o mesmo balanço considerando-se o uso da cogeração.

Tabela 56: Balanço da contribuição das emissões totais de CO_2 para o sistema proposto na configuração Cac + B sem o uso da cogeração.

Produção / Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas incluindo subst.	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1	182	0,10
Bateria	27	4876,2	2,72
Inversor	4	715,36	0,40
Operação			
Fonte	Energia total fornecida (kWh)	Participação na demanda (%)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	863952	48,23	195,08
Painel	0	0,00	0,00
Rede	103950	5,80	5,11
Aquecedor	823394	45,97	238,11
Somatório			
Parcelas	Energia total fornecida (kWh)	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Operação	1791296	785108	438,29
Produção	-	5774	3,22
TOTAL	1791296	790882	441,51

Tabela 57: Balanço da contribuição das emissões totais de CO_2 para o sistema proposto na configuração Cac + B com o uso da cogeração.

Produção / Manufatura			
Componente	Unidades utilizadas incluindo subst.	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1	182	0,10
Bateria	27	4876,2	2,72
Inversor	4	715,36	0,40
Operação			
Fonte	Energia total fornecida (kWh)	Participação na demanda (%)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Cac	1687346	94,20	195,07
Painel	0	0,00	0,00
Rede	103950	5,80	5,11
Aquecedor	0	0,00	0,00
Somatório			
Parcelas	Energia total fornecida (kWh)	Emissão total (kgCO_2)	Emissão equi. (gCO_2/kWh)
Operação	1791296	358580	200,18
Produção	-	5774	3,22
TOTAL	1791296	364354	203,40

Os casos Cac + B obtiveram os piores índices de emissão de CO_2 dentre todos os casos simulados em consequência imediata do maior tempo de operação da Cac. Percebe-se, ainda, que houve uma participação maior da rede elétrica no atendimento da demanda elétrica (aproximadamente 4 vezes maior) devido a necessidade de complementação da demanda em resultado ao subdimensionamento do CHP nesses casos (ausência da fonte solar adicional). Finalmente, o número menor de substituições do banco de baterias resultou em uma menor contribuição (aproximadamente $1,35 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$) nas emissões CO_2 da produção e manufatura dos componentes se comparados aos casos para a configuração Cac + PV + B.

5.7.4. Comparação com Sistemas Convencionais

O gráfico da figura 92 resume todos os resultados obtidos. Adicionalmente, são mostrados os resultados para a emissão equivalente de CO_2 das matrizes energéticas brasileira e americana para o atendimento das demandas (térmica e elétrica) impostas pelos usuários, juntamente com as emissões médias de CO_2 para outras tecnologias de fornecimento conjunto de calor e potência (microturbinas a gás, motores stirling e motores diesel), obtidas de Kazakos (2011).

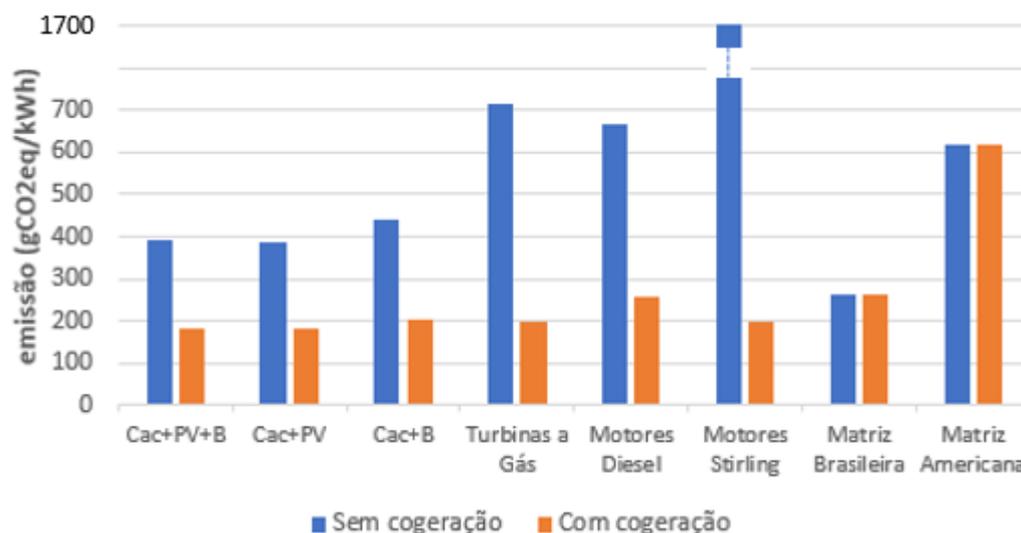


Figura 92: Emissão de CO_2 das configurações do sistema, de tecnologias CHP convencionais e das matrizes energéticas brasileira e americana.

Para o cálculo das emissões das matrizes energéticas, foi considerada a proporção de 59,77% da demanda elétrica e 40,23% da demanda térmica, em

conformidade com o primeiro caso apresentado anteriormente (Cac + PV + B). Logo, para a demanda elétrica, foram consideradas as emissões de CO_2 médias das fontes de geração de energia elétrica de cada país no ano de 2018 ($88 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ da matriz brasileira [BEN, 2019] e $690 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ da matriz americana [ActivePower, 2019]), enquanto para a demanda térmica foi considerado o índice de $518 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ de Miranda (2012) para ambas as federações.

Os resultados mostram que em todos os casos simulados para o sistema híbrido com cogeração, o índice de emissão de CO_2 esteve abaixo do índice da matriz energética brasileira. Esta conclusão é bastante surpreendente tendo em vista que a matriz brasileira é uma das mais limpas do mundo, apresentando uma contribuição global de emissão bastante inferior a de países como China, EUA e União Européia [ActivePower, 2019]. Mais ainda, todos os casos sem cogeração, ainda que mais poluentes que a matriz energética brasileira, obtiveram índices de emissão bem inferiores aos da matriz energética americana.

Na sequência, comparando os dados coletados para todas as tecnologias CHP com aproveitamento térmico, conclui-se que as configurações Cac + PV + B e Cac + PV obtiveram os menores índices de CO_2 , apresentando nível de poluentes 10% inferiores aos motores stirling e microturbinas a gás e 30% menores que grupo geradores a diesel. A configuração Cac + B apresentou resultado próximo à de microturbinas a gás e motores stirling, porém ainda 20% menores que os valores para motores a diesel. Quando desconsiderado o aproveitamento térmico, o sistema híbrido proposto obteve as menores contribuições para reduzir o potencial de aquecimento global em todas as configurações desenvolvidas. Esse resultado se relaciona com a baixa eficiência média de potência para tecnologias CHP convencionais (geralmente bastante inferiores a 40%), chegando a menos de 15% no caso de motores Stirling [Kazakos, 2011].

Conclui-se, portanto, que o sistema híbrido proposto neste trabalho possui um grande potencial de aplicação, podendo contribuir positivamente para a redução nas emissões de compostos prejudiciais ao meio ambiente em aplicações de baixa potência.

6 Conclusão

Um sistema híbrido *on-grid*, composto de uma unidade combinada de calor e potência (célula a combustível + reformador de gás natural), painéis fotovoltaicos e baterias foi apresentado e simulado em Matlab (versão 2019b), através do desenvolvimento de uma lógica de controle, para aplicações residenciais e industriais de baixa potência. Diversos parâmetros foram analisados e investigados quanto a seus impactos sobre a viabilidade técnica, econômica e ambiental do sistema. Uma análise energética foi desenvolvida modelando-se cada componente por meio de correlações empíricas de literatura para a observação do comportamento do sistema em uma base diária.

Na sequência, foram analisados os impactos da inclusão de um modelo simplificado para o banco de baterias e da aleatoriedade de clima para a potência de entrada dos painéis através de um estudo estatístico simplificado, sendo constatada baixa variância na operação do sistema, permitindo a utilização dessas ferramentas para as análises econômica e ambiental do projeto com menor custo computacional.

Posteriormente, uma análise de sensibilidade foi introduzida com base nas suposições e simplificações inicialmente desenvolvidas de forma a testar a viabilidade econômica do sistema proposto sob diferentes cenários. Dentre os fatores analisados, destaca-se a possibilidade de operação sob tarifas convencional e branca, fator de aproveitamento de créditos da rede, taxas de aumento das tarifas de energia elétrica e gás natural, número de consumidores alimentados e possibilidade de cogeração com o rejeito térmico de operação da célula a combustível. Os resultados deste estudo são dados como segue:

(i) **Dependência com relação às taxas de incremento dos insumos energéticos**

Para os casos simulados, uma baixa dependência foi observada com relação às taxas de aumento da tarifa de gás natural nos casos com cogeração. Por outro lado, adiamentos no payback da ordem de 3 a 6 anos foram

constatados para os casos sem cogeração, gerando uma diferença no lucro final aos usuários de aproximadamente R\$ 40000 sob uma mesma tarifa de energia elétrica. Uma diferença ainda maior foi detectada ao variar-se a taxa de incremento da tarifa de energia elétrica, proporcionando aumentos no lucros finais da ordem de R\$ 100000 a R\$ 150000 quando suposto incremento de 2% ao ano para este insumo energético.

(ii) **Dependência com relação à configuração do sistema**

Pouca diferença foi observada entre os paybacks e os lucros final em VPL para as configurações Cac + PV e Cac + B na tarifa convencional com cogeração. Enquanto a primeira apresentou menores custos com substituição de componentes, a segunda obteve gastos reduzidos para operação com gás natural (devido ao desconto da cogeração) e menor manutenção. Quando excluída a cogeração no sistema, a configuração Cac + PV sempre apresentou superioridade em relação à configuração sem painéis, pois, com a ausência da fonte solar, houve maior custo com operação de gás natural na Cac para suprir a demanda. Em nenhuma das situações simuladas houve melhoria da configuração completa (Cac + PV + B) frente às demais devido ao custo excessivo com investimento inicial, manutenção e substituição de equipamentos. Finalmente, a tarifa branca também não agregou positivamente ao desempenho econômico do sistema, pois em todos os casos simulados o sistema encontrava-se superdimensionado, impossibilitando economia na conta de energia elétrica com a estratégia alternativa utilizada pela lógica de controle.

(iii) **Dependência com relação ao número de consumidores**

Foi constatado que, enquanto o sistema encontrava-se superdimensionado, um acréscimo no número de usuários alimentados tendeu a aumentar o lucro individual final obtido, explicado pela maior diluição do valor do investimento inicial e demais custos do sistema entre os investidores. Com o sistema subdimensionado e o aumento do número de consumidores na tarifa convencional, o lucro individual final passou a diminuir, pois o sistema passou a importar quase 100% da energia elétrica adicional da rede, provocando um efeito de saturação nos gráficos de fluxo de caixa. Quando

operando sob tarifa branca, contudo, a estratégia alternativa de controle foi capaz de reduzir drasticamente os custos de operação com energia elétrica, fazendo uso da tarifa diferenciada por posto horário para exportar grandes quantidades de energia à rede no horário de ponta, gerando muitos créditos para uso futuro. Ou seja, seu efeito equivalente foi o de permitir o subdimensionamento do sistema sem que houvesse custos adicionais com compra de energia elétrica da rede, concedendo-lhe uma aplicação extremamente interessante quando na presença de dispositivos de armazenamento (baterias) no sistema.

(iv) **Dependência com relação ao fator de aproveitamento de créditos**

Concluiu-se que, quando comparados a sistemas fotovoltaicos convencionais (sem baterias), o sistema proposto apresenta baixa dependência com relação ao fator de aproveitamento de créditos exportados à rede. Tal afirmação se fundamenta na capacidade do sistema híbrido em flexibilizar a geração de energia de forma mais homogênea ao longo do dia, evitando picos de exportação à rede (observado em sistemas fotovoltaicos puros por volta do meio dia). Desta forma, apesar da geração total (em kWh) ser aproximadamente a mesma em ambos os sistemas, houve uma maior taxação da energia exportada à rede pelo sistema solar puro, requisitando, portanto, a inclusão de módulos adicionais à medida em que o fator de aproveitamento se afastou de 100%. Sob a perspectiva do custo cumulativo total no horizonte dos próximos 20 anos, pode-se perceber, ainda, que o sistema híbrido proposto conseguiu até mesmo apresentar menores custos em relação ao fotovoltaico puro quando o fator de aproveitamento foi inferior a 60%, abrindo espaço para uma série de potenciais aplicações em um futuro próximo.

Ao final, uma análise ambiental simplificada foi realizada com o intuito de contabilizar a contribuição do sistema para o potencial de aquecimento global (GWP) em termos de emissão de CO_2eq/kWh . Para isso, seis casos foram simulados variando-se a configuração do sistema (Cac + PV + B, Cac + PV e Cac + B) com e sem possibilidade de cogeração, sendo contabilizados os índices de emissão de dióxido de carbono equivalente nas etapas de produção/manufatura dos

componentes e da operação. Os resultados mostraram que a configuração Cac + PV foi a menos poluente, sendo que todos os casos com cogeração obtiveram índices de emissão inferiores (em até 30%) ao da matriz energética brasileira e 10% em relação a outras tecnologias convencionais (turbinas a gás, ciclo stirling e ciclo Diesel) com aproveitamento térmico. Mesmo sem a cogeração, resultados bastante satisfatórios foram obtidos se comparados à matriz energética americana (30% a 37% de redução) e às tecnologias CHP sem aproveitamento térmico. Em relação à motores a diesel e microturbinas a gás, reduções entre 35% e 45% foram alcançadas, enquanto para motores stirling, atenuações de até 75% foram obtidas para esta categoria.

Concluiu-se que o sistema híbrido apresentou desempenho satisfatório do ponto de vista operacional a partir da lógica de controle desenvolvida, operando sob diversas configurações, múltiplos consumidores alimentados com ou sem cogeração. Adicionalmente, provou-se pela sua viabilidade econômica em praticamente todas as combinações de parâmetros financeiros (diferentes tarifas, taxas de incremento das tarifas dos insumos energéticos e fator de aproveitamento de créditos na rede) já a partir do ano de 2020, onde os paybacks estimados situaram-se entre 6 e 20 anos de operação considerando-se todas as variações dos parâmetros avaliados. Casos com o uso de cogeração tenderam a apresentar reduções apreciáveis no tempo esperado para o payback, em especial nos casos residenciais, devido às altas tarifas de gás natural para esta categoria de consumidor. Adicionalmente, observou-se que a taxa de incremento da tarifa de energia elétrica também tem grande impacto na viabilidade econômica do sistema, tendo sido observadas variações de mais de R\$ 150000 no lucro final em VPL ao final de 20 anos de operação do sistema para 0% e 2% de aumento da tarifa. A taxa de incremento de gás natural influenciou menos o projeto, porém teve contribuição significativa nos casos sem cogeração, onde até R\$ 25000 de diferença no lucro final foi observada para variação de 0% e 2% na taxa de incremento.

Adicionalmente, todas as configurações apresentaram reduções apreciáveis no potencial para o aquecimento global em relação aos sistemas de compra direta da rede e demais tecnologias CHP convencionais, abrindo espaço para uma série de potenciais aplicações da solução proposta neste trabalho.

Finalmente, o simulador desenvolvido neste trabalho não contemplou uma análise em espectro dos perfis de demanda e geração de energia pelos fotovoltaicos, onde apenas perfis médios foram utilizados. Ainda, os impactos econômicos desencadeados pela COVID 19 também não foram levados em conta, abrindo espaço para potenciais melhorias no projeto. Além destes fatores, os seguintes pontos poderiam ser implementados em trabalhos futuros:

- (i) Validação experimental do simulador desenvolvido.
- (ii) Inclusão de demandas de energia elétrica e térmica variáveis com o tempo, diferenciadas inclusive por dia de semana.
- (iii) Geração de clima de acordo com as quatro estações do ano para a potência de entrada dos painéis fotovoltaicos.
- (iv) Utilização de um valor típico para a estequiometria do hidrogênio nas reações da Cac, permitindo a obtenção de eficiências elétrica e térmica do CHP mais próximas à realidade.
- (v) Implementação de uma lógica de controle usando técnicas de inteligência artificial com o uso de redes neurais ou lógica Fuzzy, permitindo a otimização máxima do desempenho do sistema do ponto de vista operacional e econômico.
- (vi) Análise da influência do modelo detalhado da bateria na viabilidade econômica do projeto.
- (vii) Análise exergética para as configurações estudadas, visando melhorar o desempenho do sistema.
- (viii) Avaliação do impacto de diferentes composições de gás natural na eficiência geral do sistema e nos custos operacionais.
- (ix) Análise financeira com o uso de ferramentas estatísticas elaboradas, como o método de Monte Carlo, para simulações estocásticas dos casos estudados neste trabalho.
- (x) Utilização de baterias do tipo lítio-íon, tendo em vista sua maior vida útil em relação às baterias do tipo chumbo-ácido VRLA.
- (xi) Investigação da possibilidade de utilização de células a combustível do tipo SOFC, devido à sua maior relação entre potência elétrica e calor gerado.
- (xii) Comparação dos resultados com outros perfis de carga (por exemplo consumidores comerciais).

Referências

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Energia Solar Ultrapassa 6 GW de Capacidade Instalada no Brasil**. Bela Vista, São Paulo, 2020. Disponível em: < <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-ultrapassa-6-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil.html>>

ACTIVE POWER. **Improving Sustainability with Flywheel UPS**. Austin, Texas, 2019 78758-4028.

AHMADI, S.; GHAEBI, H.; SHOKRI, A. **A Comprehensive Thermodynamic Analysis of a Novel CHP System Based on SOFC and APC Cycles**. Energy, v. 186, p. 115899-115912, 2019.

AKINYELE, D.; BELIKOV, J.; LEVRON, Y. **Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaics Systems**. Energies, v. 10, p. 1760-1799, 2017.

ALMEIDA, E. **Balanco do Gás para Crescer: Avanços e o que ainda Falta ser Feito**. Epbr, 2019. Disponível em <<https://epbr.com.br/balanco-do-programa-gas-para-crescer-avancos-obtidos-e-o-que-ainda-precisa-ser-feito/>> Acessado em 16 de outubro de 2019.

ALVES, H. J.; JUNIOR, C. B.; NIKLEVICZ, R. R. **Overview of Hydrogen Production Technologies from Biogas and the Applications in Fuel Cells**. Internation Journal of Hydrogen Energy, v. 38, p. 5215-5225, 2013.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Ranking das Tarifas, 2020**. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>> Acessado em 15 de Março de 2020.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Revisão das Regras de Geração Distribuída entra em Consulta Pública, 2019**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877> Acessado em 03 de março de 2020.

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, julho de 2019**.

- BARELLI, L.; BIDINI, G.; GALLORINI, F.; OTTAVIANO, A. **An energetic-exergetic comparison between PEMFC and SOFC-based micro-CHP systems.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 36, p. 3206-3214, 2010.
- BAUMANN, M. PETERS, J. F.; WEIL, M.; GRUNWALD, A. **CO2 Footprint and Life Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications.** Energy Technology, v. 5, p. 1071-1083, 2016
- BEEKELUND, K. **A Comparative Life Cycle Assessment of PV Solar Systems.** Dissertação (mestrado). Department of Energy and Process Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 2013.
- BEN, **Balanco Energético Nacional 2019. Relatório Síntese / Ano Base 2018.** Rio de Janeiro, RJ, 2019.
- BIZON, N.; OPROESCU, M.; RACEANU, M. **Efficient Energy Control Strategies for a Stand-alone Renewable / Fuel Cell Hybrid Power Source.** Energy Conversion and Management, v. 90, p. 93-110, 2015.
- BP. **Statistical Review of World Energy, 2020.**
- CAMPANARI, S.; MASTROPASQUA, L.; GAZZANI, M.; CHIESA, P. **Predicting the Ultimate Potential of Natural Gas SOFC Power Cycles with CO2 Capture – Part A: Methodology and Reference Cases.** Journal of Power Sources, v. 324, p. 598-614, 2016.
- CEG. **Estrutura Tarifária. Naturgy, 2020.** Disponível em: <[https://www.naturgy.com.br/servlet/ficheros/1297164231558/TabelaCEG\(Site\)01-06-20.pdf](https://www.naturgy.com.br/servlet/ficheros/1297164231558/TabelaCEG(Site)01-06-20.pdf)> Acessado em 15 de Março de 2020.
- CELESC, **Tarifas e Taxas de Energia.** Disponível em: <<https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia#tributos>> Acessado em 15 de Março de 2020.
- CHEN, X.; WAN, Z.; GONG, G.; LUO, L. **Performance analysis of 5 kW PEMFC-based residential micro-CCHP with absorption chiller.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 44, p. 10647-10657, 2015.
- CHOUDHURY, A.; CHANDRA, H.; ANORA, A. **Application of Solid Oxide Fuel Cell Technology for Power Generation – A Review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 20, p. 430-442, 2013.
- CORREIO BRAZILIENSE, **Temer Assina Decreto Sobre Programa Gás Para Crescer, 2018.** Disponível em: <<https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2018/12/17/interna>

s_economia,725918/temer-assina-decreto-sobre-programa-gas-para-crescer.shtml>

DI MARCOBERARDINO, G.; MANZOLINI, G. **Investigation of a 5 kW micro-CHP PEM fuel cell-based system integrated with membrane reactor under diverse EU natural gas quality**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 42, p. 13988-14002, 2017.

E4TECH, The Fuel Cell Industry Review, 2019.

EHSAN, A.; YANG, Q. **Optimal Integration and Planning of Renewable Distributed Generation in the Power Distribution Networks: A Review of Analytical Techniques**, 2017.

Energy Efficiency and Renewable Energy. Fuel Cell Basics. Disponível em <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-basics>> Acessado em 7 de Novembro de 2019.

EPBR, **Eneva Recebe Licença Para Campo de Azulão, 2019**. Disponível em: <<https://epbr.com.br/eneva-recebe-licenca-para-campo-de-azulao/>>

EPBR, **O que Esperar do Novo Mercado de Gás, 2019**. Disponível em <<https://epbr.com.br/o-que-esperar-do-novo-mercado-de-gas/>> Acessado em 16 de outubro de 2019.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2019, Brasil**.

ERICKSON, E. M. **High oxygen permeation rates through poly (dimethyl siloxane) for fuel cells and oxygen reduction reaction mechanistic studies**. Dissertação (mestrado). University of Illinois, Urbana-Champaign, 2012.

EVANGELISTI, S.; TAGLIAFERRI, C.; BRETT, D.; LETTIERI, P. **Life Cycle Assessment of a Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell Systems for Passenger Vehicles**. Chemical Engineering Department, University College London, Torrington Place, Londres, 2017.

FCHEA. **Fuel Cell and Hydrogen Energy Association. Fuel Cell Basics, 2019**. Disponível em: <<http://www.fchea.org/fuelcells>> Acessado em 7 de Novembro de 2019.

FGV ENERGIA, **Boletim de Conjuntura do Setor Energético, 2019**.

FGV ENERGIA, **Caderno de Gás Natural, 2014**.

FONTELL, E.; KIVISAARI, T.; CHRISTIANSEN, N.; HANSEN, J. B.; PALSSON, J. **Conceptual study of a 250 kW planar SOFC system for CHP application**. Journal of Power Sources, v. 131, p. 49-56, 2004.

- FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. Dissertação (mestrado), Universidade Estadual Paulista, São Paulo, Brazil, 2006.
- GERBINET, S.; BELBOOM, S.; LÉONARD A. **Life Cycle Analysis (LCA) of Photovoltaic Pannels: A Review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 38, p. 747-753, 2014.
- GOMES, N. C. **Avaliação do Potencial de Diversos Combustíveis em Motores de Combustão por Compressão Utilizando a Tecnologia RCCI**. Projeto de graduação. Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2019.
- GP RENEWABLES & TRADING. **Natural Gas Fuel Cells: Technologies, Advantages and Opportunities**, 2014.
- GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída (segundo semestre de 2018), Brasil, 2018**.
- GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída (quarto trimestre de 2019), Brasil, 2019**.
- GUIDEHOUSE INSIGHTS. **Global Additions in Distributed Generation Capacity to Increase Significantly, 2019**. Disponível em: <<https://guidehouseinsights.com/news-and-views/global-additions-in-distributed-generation-capacity-to-increase-significantly>>
- HAYT JR., W. H.; BUCK, J. A. **Eletromagnetismo**. 7.ed. Bookman, 2008.
- HSU, D.; DONOUGHUE, P.; FTHENAKIS, V.; HEATH, G. **Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation**. *Journal of Industrial Ecology*, v. 16, p. 122-135, 2012.
- IEA, **Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy**, Paris, 2014.
- IEA, **World Energy Outlook 2019**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>>
- INAC, S.; UNVERDI, S. O.; MIDILLI, A. **A parametric study on thermodynamic performance of a SOFC oriented hybrid energy system**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, p. 10043-10058, 2019.
- IRENA, **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics**, International Renewable Energy Agency, Bonn, Germany, 2012.
- IRENA, **Renewable Power Generation Costs in 2017**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

KAIRIES, K. **Battery storage technology improvements and cost reductions to 2030: A Deep Dive.** International Renewable Energy Agency Workshop 17 March 2017, Dusseldorf, Germany.

KAVLAK, G.; MCNERNEY, J.; TRANCIK, J. **Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules.** Institute for Data, Systems and Society, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2018.

KAZAKOS, S. S. **Emissions of Aggregated Micro-Generators.** Tese (doutorado). Institute of Energy, School of Engineering, Cardiff University, 2011.

LIGHT, **Composição da Tarifa de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>> Acessado em 25 de Maio de 2020.

MACLAY, J. D.; BROUWER, J; SAMUELSEN, G. S. **Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications.** Journal of Power Sources, v. 163, p. 916-925, 2006.

MACLAY, J. D.; BROUWER, J; SAMUELSEN, G. S. **Experimental results for hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 36, p. 12130-12140, 2011.

MARQUES, B. W. L. **Simulação de uma Usina Híbrida Termossolar.** Dissertação (mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2019.

MENDONÇA, E. M. **Análise de Fadiga em Estruturas de Suporte de Turbina Eólica Offshore Fixa do Tipo Jaqueta.** Dissertação (mestrado). Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2020.

MEZZAI, N.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T.; MOHAMMEDI, A.; IDJDARANE, K.; BACHA, S. **Modeling of hybrid photovoltaic/wind/fuel cells power system.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 39, p. 15158-15168, 2014.

MIRANDA, M. M. **Fator de Emissão de Gases de Efeito Estufa na Geração de Energia Elétrica no Brasil: Implicações da Aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida.** Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (Julho de 2019).**

MOKRANI, Z.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T. **Modeling, Control and Power Management of Hybrid Photovoltaic Fuel Cells with Battery Bank Supplying Electric Vehicle**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 39, p. 15178-15187, 2014.

MOURA BRASIL, **Preço de Baterias Automotivas, Bateria Moura, 100 Ah**. Disponível em: < <https://www.bateriaautomotiva.com.br/bateria-moura-100ah-m100he>> Acessado em 15 de Maio de 2020.

NARUTO, D. T. **Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de Um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. Projeto de Graduação. Rio de Janeiro, Escola Politécnica, UFRJ, 2017.

NATURGY, Distribuidora da Capital e Região Metropolitana do Rio de Janeiro. **Estrutura Tarifária, 2020**. Disponível em: <[https://www.naturgy.com.br/servlet/ficheros/1297164302684/tabelaCEGmes7\(2\).pdf](https://www.naturgy.com.br/servlet/ficheros/1297164302684/tabelaCEGmes7(2).pdf)>.

NEOSOLAR, **Painel Solar Fotovoltaico Yingli YL250P 29b**. Disponível em: < <https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-yingli-yl250p-29b-250wp.html>> Acessado em 15 de Maio de 2020.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020. **Nível dos Reservatórios Nacionais**. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>>

OZGIRGIN, E.; DEVRIM, Y.; ALBOSTAN, A. **Modeling and simulation of a hybrid photovoltaic (PV) module-electrolyzer-PEM fuel cell system for micro-cogeneration applications**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 40, p. 15336-15342, 2015.

PORTALSOLAR, **A Regulamentação dos Créditos de Energia Solar**. Disponível em:<https://www.portalsolar.com.br/a_regulamentacao_dos_creditos_de_energia.html> Acessado em 15 de Maio de 2020.

PORTALSOLAR, **Como vender Energia Solar**. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/como-vender-energia-solar>> Acessado em 15 de Maio de 2020.

PORTALSOLAR. **Preços e Custos de instalação**. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>> Acessado em 15 de Maio de 2020.

REKIOUA, D.; BENSMAIL, S.; BETTAR, N. **Development of hybrid photovoltaic-fuel cell system for stand-alone application.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 39, p. 1604-1611, 2014.

ROBYN, A. JACKEY. **A Simple, Effective Lead-Acid Battery Modeling Process for Electrical System Component Selection.** The Mathworks Inc. 2007.

RODRIGES, A. C. **Simulação de um Sistema Híbrido de Geração de Energia para Pequenas Comunidades Baseado em Energia Solar, Reforma de Etanol e Armazenamento de Hidrogênio.** Dissertação (mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018.

RUF, Y.; KAUFMANN, M.; LANGE, S.; HEIECK, F. **Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 2.** Brussels and Frankfurt, 2017.

SANTOS, T.; MOTA, H. S.; LINARDI, M.; SENNA, R. M. **Determinação Experimental da Curva de Polarização de uma Célula a Combustível tipo PEM.** XII Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, São Carlos, São Paulo, 2017.

SILVA, A. C. S. **Simulação Numérico-experimental de um Sistema Híbrido Solar / Etanol / Hidrogênio de Geração de Energia Elétrica.** Dissertação (mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.

SIMPSON, R.; SASTRY, S. K. **Basic Economic Principles and Deciding Among Alternatives. Chemical and Bioprocess Engineering,** New York: Springer, 2013, pp. 325-347.

SOCIETY OF EEE, JSSATEN, 2016. **How Ultra-Battery Works.** Disponível em: <<https://jssateneee.wordpress.com/2016/07/20/ultra-battery-2/amp/>>

TREVIZAN, K.; MELO, L. **Governo Tenta Reduzir Preço do Gás Natural com Abertura de Mercado.** O Globo, 2019. Disponível em <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/06/26/governo-tenta-reduzir-preco-do-gas-natural-com-abertura-de-mercado-entenda.ghtml>> Acessado em 21 de outubro de 2019.

U.S. Energy Information Administration, EIA, U.S. **Electricity Generation by Energy Source, 2019.**

U.S. Energy Information Administration Office of Energy Analysis. **International Energy Outlook 2019 with projections to 2050,** 2019.

VIEIRA, R. **Governo projeta redução de 40% no preço do gás com quebra de monopólio da Petrobras.** O Globo, 2019. Disponível em <<https://oglobo.globo.com/economia/governo-projeta-reducao-de-40-no-preco-do-gas-com-quebra-de-monopolio-da-petrobras-23761162>> Acessado em 25 de Maio de 2020.

WOLKE, V. **É Hora de Abrir o Mercado de Gás Natural no Brasil.** Agência de Notícias, 2019. Disponível em<<https://noticias.portaldaindustria.com.br/especiais/e-hora-de-abrir-o-mercado-de-gas-natural-no-brasil/>> Acessado em 21 de outubro de 2019.

ZAGO, M. F.; OLIVEIRA, D. S. PEDROSA, P. **Boom de Negócios Virá Quando Preço do Gás Cair pela Metade.** Folha de São Paulo, 2019. Disponível em<<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/07/boom-de-negocios-vira-quando-preco-do-gas-cair-pela-metade.shtml>> Acessado em 21 de outubro de 2019.

ZULIANI, N.; TACCANI, R. **Microcogeneration system based on HTPEM fuel cell fueled with natural gas: Performance analysis.** Applied Energy, v. 97, p. 802-808, 2012.

Anexos

Anexo A: Datasheet da Célula a Combustível

TECHNOLOGY	
Reformer	Steam Reforming
Water Gas Shift	High and Low temperature
CO minimization	Selective CO methanation
Hydrogen quality	Reformate
SPECIFICATIONS	
Feeding Fuel	Natural Gas, LPG/Propane, Biogas
Energy Production	5 kWe + 7 kWth
Max Electrical Efficiency	> 35% (based on LHV)
Max Thermal Efficiency	> 50% (based on LHV)
Power Characteristics	48 VDC *
Operating Range Capacity	40-100%
Dimensions (LxWxH)	0.65 m x 0.75 m x 1.65 m
Weight	~ 200 Kg

Anexo B: Datasheet do Inversor

Device short name	Conax1™ XW Pro for North America
Inverter AC output (standalone)	
Output power (continuous) at 25°C	6800 W
Overload 30 min/60 sec at 25°C	8500 W/12000 W
Output power (continuous) at 40°C	6000 W
Maximum output current 60 seconds (rms)	102 A (120 V); 52 A (240 V)
Output frequency (selectable)	50/60 Hz
Output voltage	L-N: 120 V +/- 3%; L-L: 240 V +/- 3%
Total harmonic distortion at rated power	< 5 %
Idle consumption search mode	< 8 W
Input DC voltage range	42 to 60 V (48 V nominal)
Maximum input DC current	180 A
Charger DC output	
Maximum output charge current	140 A
Output charge voltage range	40 – 64 V (48 V nominal)
Charge control	Three stage, two stage, boost, custom
Charge temperature compensation	Battery temperature sensor included
Power factor corrected charging	0.98
Compatible battery types	Flooded (default), Gel, AGM, Lithium ion, custom*
Battery bank range (scaled to PV array size)	440 – 10000 Ah
AC input	
AC 1 (grid) input current (selectable limit)	3 – 60 A (60 A default)
AC 2 (generator) input current (selectable limit)	3 – 60 A (60 A default)
Automatic transfer relay rating/typical transfer time	60 A/8 ms
AC input voltage limits (bypass/charge mode)	L-N: 78 - 140 V (120 V nominal); L-L: 160 - 270 V (240 V nominal)
AC input frequency range (bypass/charge mode)	55 – 65 Hz (default) 52 – 68 Hz (allowable)
AC grid-tie output	
Grid sell current range on AC1(selectable limit)	0 to 48 A (120 V) / 0 to 27 A (240 V)
Grid sell current range on AC1(auto adjusts entering sell mode)	L-N: 105.5 to 132 +/- 1.5 V; L-L: 211 to 264 +/- 3.0 V
Grid sell frequency range on AC1(auto adjusts entering sell mode)	59.4 to 60.4 +/- 0.05 Hz
Efficiency	
Peak	95.7%
CEC weighted efficiency	92.5%
General specifications	
Part number	865-6848-21
Product/shipping weight	55.2 kg (121.7 lb)/76.7 kg (169.0 lb)
Product dimensions (H x W x D)	58 x 41 x 23 cm (23 x 16 x 9 in)
Shipping dimensions (H x W x D)	71.1 x 57.2 x 39.4 cm (28.0 x 22.5 x 15.5 in)
IP degree of protection	NEMA Type 1 Indoor
Operating air temperature range	-25°C to 70°C (-13°F to 158°F) (power derated above 25°C (77°F))
Features	
System monitoring and network communications	Available
Intelligent features	Grid sell, peak load shave, generator support, prioritized consumption of battery or external DC energy
Auxiliary port	0 to 12 V, maximum 250 mA DC output, selectable triggers
Off-grid AC coupling	Frequency control
Regulatory approval	
Safety	UL1741, CSA 107.1
EMC directive	FCC and Industry Canada Class B
Interconnect	IEEE 1547, UL 1741-SA, and CSA 107.1

Anexo C: Datasheet do Painel Fotovoltaico YL245P-29b

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Parâmetros Elétricos para STC

Tipo de módulo			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
Potência de saída	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Tolerância	ΔP _{max}	W	0 / +5				
Eficiência do módulo	η _m	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidade em P _{max}	I _{mp}	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m² irradiância, temperatura do módulo de 25 °C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3. Redução média de 3,3% de eficiência relativa de 200 W/m² de acordo com EN 60904-1.

Parâmetros Elétricos em Temperatura de Operação (NOCT)

Potência de saída	P _{max}	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Corrente em P _{max}	I _{mp}	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

NOCT: operação do módulo em condições de circuito aberto com irradiância de 800/m² e temperatura ambiente de 20 °C e de velocidade de vento de 1m/s.

Anexo D: Datasheet da Bateria

MOURA NOBREAK VRLA Tensão 12V														
Código Bateria	Capacidade Nominal (Ah)				Peso (Kg)	Dimensões da Bateria (mm)				Resistência interna (mΩ)	Corrente Recarga Máx. (A)	Local Terminal	Tipo Terminal	Garantia
	C20	C10	C5	C1		C	L	A	Altura Total					
12MVA-7	7	6,5	6,35	4,53	2,10	151	65	94	98	30,0	2,1	A	T1	1 ANO
12MVA-9	9	8,2	7,2	5,31	2,7	151	65	94	98	25,0	2,7	A	T1	1 ANO
12MVA-12	12	11	9,6	7,49	3,6	151	99	93	99	14,0	3,6	A	T1	1 ANO
12MVA-18	18	16,7	16,5	11,44	5,3	181	76	166	166	15,0	5,4	C	T2	1 ANO
12MVA-26	26	24,2	23,5	16,37	8	166	175	125	125	12,0	7,8	C	T3	2 ANOS
12MVA-33	33	30,7	28	20,19	10,5	195	130	158	163	10,2	9,9	D	T4	2 ANOS
12MVA-38	38	35,4	32,3	22,8	12	196	165	165	170	9,0	11,4	C	T5	2 ANOS
12MVA-42	42	39,1	35,7	25,2	12,9	196	165	165	170	8,5	12,6	C	T5	2 ANOS
12MVA-50	50	46,5	42,5	30	16,1	257	132	193	198	7,5	15,0	D	T5	2 ANOS
12MVA-65	65	60,5	55,25	39	20,2	314	166	169	174	7,0	19,5	C	T5	2 ANOS
12MVA-80	80	74,4	67,5	48	23,2	350	167	179	179	4,5	24,0	D	T5	2 ANOS
12MVA-100	100	93	85	60	29,8	330	174	217,0	225	4,0	30,0	D	T7	2 ANOS
12MVA-120	120	111,6	102	72	36	375	174	219	227	3,62	36,0	D	T6	2 ANOS
12MVA-150	150	139,5	127,5	90	43	483	171	219	227	3,2	45,0	D	T6	2 ANOS
12MVA-200	200	186	170	120	59	522	234	218	223	3,0	60,0	B	T6	2 ANOS
12MVA-245	245	227,8	208,3	147	71	534	271	225	233	2,5	73,5	B	T6	2 ANOS