



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Luiza Higino Silva Santos

Modelagem e Simulação das Microrredes Piloto do Projeto MÉRGE-UNICAMP

Campinas

2022

Luiza Higinio Silva Santos

Modelagem e Simulação das Microrredes Piloto do Projeto MERGE-UNICAMP

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores

Este trabalho corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Luiza Higinio Silva Santos, orientada pelo Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores.

Campinas

2022

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Santos, Luiza Higino Silva, 1997-
Sa59m Modelagem e simulação das microrredes piloto do projeto MERGE-
UNICAMP / Luiza Higino Silva Santos. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: Marcos Julio Rider Flores.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade
de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas energéticos. 2. Modelagem e simulação. 3. Redes inteligentes
de energia. 4. Regras heurísticas. 5. Sistemas elétricos de potência -
Distribuição. 6. Algoritmos heurísticos. I. Rider Flores, Marcos Julio, 1975-. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Modelling and simulation of the MERGE-UNICAMP project
microgrids

Palavras-chave em inglês:

Energy systems

Simulation and modeling

Smart grids

Electric power distribution

Heuristic algorithms

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestra em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Marcos Julio Rider Flores [Orientador]

Lia Toledo Moreira Mota

Fernanda Caseño Trindade Arioli

Data de defesa: 30-03-2022

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-5397-9871>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/5644015062179512>

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidata: Luiza Higino Silva Santos RA: 264535

Data de defesa: 30 de MARÇO de 2022

Título da Dissertação: “Modelagem e Simulação das Microrredes Piloto do Projeto MERGE-UNICAMP”

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores (Presidente)

Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota (Titular)

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli (Titular)

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Dedico esta dissertação aos meus familiares, aos meus amigos e ao Pedro, que sempre me apoiaram.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida.

Ao Professor Marcos J. Rider, pelas orientações e pelo privilégio de caminhar ao lado nessa jornada acadêmica. Agradeço também à nossa equipe de trabalho, aqui representada pela Jéssica, pelo Juan e pela Nataly, e aos demais membros do Projeto MERGE.

Aos meus familiares, que sempre foram meu alicerce.

Aos meus amigos, que se mantiveram ao meu lado, torcendo pelo meu sucesso e vibrando com minhas conquistas.

Ao Pedro, meu companheiro, melhor amigo e confidente, que é quem mais acredita nos meus sonhos.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo processo nº 2020/00255-2 e por meio do programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019 - PA3058: “MERGE - Desenvolvimento de Microrredes Eficientes, Confiáveis e Sustentáveis.”, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em parceria com as distribuidoras do grupo CPFL Energia.

“Sabemos o que somos, mas não sabemos o que poderemos ser.”
(William Shakespeare)

Resumo

No contexto do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de microrredes piloto, denominado *Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy* (MERGE - UNICAMP), duas das atividades essenciais são modelagem e simulação das microrredes piloto, nos domínios da operação dinâmica, estacionária, e de longo prazo. Portanto, este estudo desenvolveu modelos da microrrede CAMPUSGRID, que será implantada no campus da UNICAMP, em *softwares* especializados. Foram desenvolvidos três modelos: um dinâmico, no Simulink (MATLAB), um estacionário, no OpenDSS (EPRI), e um energético e de longo prazo no HOMER Pro (HOMER Energy). O modelo dinâmico considerou os esquemas de controle e operação em estado transitório dos recursos distribuídos (e.g., geração fotovoltaica, armazenamento energético, geração térmica e cargas). O desenvolvimento do modelo estacionário considera os balanços de potência ativa, reativa, perdas e quedas de tensão. O modelo de longo prazo avalia os aspectos econômicos da operação da microrrede, em termos da transferência de energia em diferentes cenários de operação ao longo do ano. Em seguida, foram definidos casos de estudos e realizadas as simulações da microrrede CAMPUSGRID. Os resultados obtidos auxiliaram na proposição de estratégias de gerenciamento energético da microrrede com regras heurísticas (i.e., sistemas especialistas) para uma operação eficiente e robusta da microrrede, levando em conta os aspectos relevantes da operação em estado transitório, estacionário e de longo prazo. Os principais resultados demonstraram a importância da geração fotovoltaica na CAMPUSGRID e a indicam como fonte de energia responsável pela recarga diurna do sistema de armazenamento de energia a baterias. A energia armazenada é utilizada no período noturno, diminuindo a compra de energia da rede principal. Por conta do alto custo operacional, o gerador térmico somente é utilizado nos casos de ilhamento.

Palavras-chave: Gerenciamento Energético; Microrredes; Modelagem dinâmica, estacionária e de longo prazo; Regras heurísticas; Softwares de modelagem e simulação.

Abstract

Considering the context of the research and development (R&D) project of pilot microgrids, entitled Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy (MERGE - UNICAMP), two of the essential activities are modelling and simulation of pilot microgrids in the domains of dynamic, stationary, and long term operation. Therefore, this study developed models of the CAMPUSGRID microgrid, which will be deployed on the UNICAMP campus with specialized softwares. Three models were developed: dynamic, in Simulink (MATLAB), stationary, in OpenDSS (EPRI), and an energetic and long-term in HOMER Pro (HOMER Energy). The dynamic model considered the transient state control and operation schemes of distributed resources (e.g., photovoltaic generation, energy storage, thermal generation, and loads). The development of the stationary model considers the balances of active and reactive power, losses, and voltage drops. The long-term model evaluates the economic aspects of microgrid operation in terms of energy transfer in different operating scenarios throughout the year. After that, case studies were defined, and CAMPUSGRID microgrid simulations were carried out. The results guided the proposed energy management strategies of the microgrid with heuristic rules (i.e., expert systems) for an efficient and robust microgrid operation, taking into account the relevant aspects of transient, steady-state, and long-term operation. The main results show the importance of photovoltaic generation in CAMPUSGRID and indicate it as the power source responsible for recharging the battery energy storage system during the day. The stored energy is used at night, decreasing the energy purchases from the main grid. Due to its high operational costs, the thermal generator is only used in the islanded mode.

Keywords: Energy Management; Microgrids; Dynamic, steady-state and long-term modelling; Heuristic rules; Modelling and simulation softwares.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Componentes de uma microrrede ligada ao sistema de distribuição. . .	18
Figura 1.2 – Estrutura de Gerenciamento de Microrredes.	22
Figura 2.1 – CAMPUSGRID: Demanda.	27
Figura 2.2 – CAMPUSGRID: Topologia, cabos das linhas e <i>Distributed Energy Resource</i> (DER)s.	29
Figura 2.3 – <i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i> (HOMER) Pro: Perfil de demanda anual da CAMPUSGRID.	32
Figura 2.4 – HOMER Pro: Esquemático CAMPUSGRID.	34
Figura 2.5 – HOMER Pro: Integração AMPL.	35
Figura 2.6 – OpenDSS: Representação da entrada de dados com arquivos JSON. . .	39
Figura 2.7 – OpenDSS: Perfis de recarga do ônibus elétrico.	42
Figura 2.8 – OpenDSS: Perfis de geração <i>Photovoltaic</i> (PV).	43
Figura 2.9 – Simulink: Componentes da microrrede.	45
Figura 2.10–Simulink: <i>Battery Energy Storage System</i> (BESS).	46
Figura 2.11–Simulink: Máscara PV.	47
Figura 2.12–Simulink: Máscara Geradores.	48
Figura 3.1 – HOMER Pro: Simulações com diferentes despachos.	51
Figura 3.2 – HOMER Pro: Operação do BESS.	53
Figura 3.3 – OpenDSS: Simulações Preliminares.	54
Figura 3.4 – OpenDSS: Análise das Tensões e Perdas.	55
Figura 3.5 – OpenDSS: Algoritmo para tensões mínimas.	57
Figura 3.6 – OpenDSS: Operação do BESS - Algoritmo 1	58
Figura 3.7 – OpenDSS: Tensões mínimas - Comparação da operação com e sem BESS	59
Figura 3.8 – OpenDSS: Tensões mínimas - perdas de potência da operação com e sem BESS	60
Figura 3.9 – Simulink: Entrada da geração PV e ilhamento.	61
Figura 3.10–Simulink: Localização do curto-circuito trifásico.	63
Figura 3.11–Simulink: Correntes dos DERs - curto-circuito de 0,1 s.	64

Lista de quadros

Quadro 1 – HOMER Pro: Módulos adicionais e aplicações.	31
Quadro 2 – OpenDSS: Arquivos e dados da microrrede: parte 1.	40
Quadro 3 – OpenDSS: Arquivos e dados da microrrede: parte 2.	41
Quadro 4 – OpenDSS: Casos de Estudo.	42
Quadro 5 – Comparação de parâmetros de entrada para o gerador térmico nos diferentes <i>softwares</i>	49

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – CAMPUSGRID: Transformadores.	29
Tabela 2.2 – HOMER Pro: Limites para criação do perfil de demanda anual da CAMPUSGRID.	32
Tabela 2.3 – HOMER Pro: Custos dos DERs	33
Tabela 2.4 – HOMER Pro: Consumo dos geradores térmicos.	38
Tabela 2.5 – HOMER Pro: Constantes da equação de custo dos geradores térmicos.	38
Tabela 2.6 – HOMER Pro: Entradas para o modelo de programação linear inteira mista.	38
Tabela 3.1 – HOMER Pro: Resultados econômicos.	50

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica.

BESS *Battery Energy Storage System.*

CC *Cycle Charging.*

COE *Cost of Energy.*

DER *Distributed Energy Resource.*

DOD *Depth of Discharge.*

EMS *Energy Management System.*

ESS *Energy Storage System.*

EUA Estados Unidos da América.

GMU Ginásio Multidisciplinar da UNICAMP.

HOMER *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources.*

LF *Load Following.*

MC *Microsource Controller.*

MGCC *Microgrid Central Controller.*

ML *MATLAB Link.*

MMGD Mini e Micro Geração distribuída.

NPC *Net Present Cost.*

O&M *Operation and Maintenance.*

PCC *Point of Common Coupling.*

PV *Photovoltaic.*

SOC *State of Charge.*

TIC Tecnologias de Informação e Comunicação.

Lista de símbolos

$\overline{\Delta}^{Ch}$ Número máximo de ciclos de carregamento da bateria [-].

$\overline{\Delta}^{Dis}$ Número máximo de ciclos de descarregamento da bateria [-].

$\underline{E}^B$ Energia mínima da bateria [kWh].

$\underline{P}^-/\underline{P}^+$ Potência mínima de des/carregamento da bateria [kW].

$\underline{P}^g$ Potência mínima do gerador térmico [kW].

$\overline{E}^B$ Energia máxima da bateria [kWh].

$\overline{P}^-/\overline{P}^+$ Potência máxima de des/carregamento da bateria [kW].

$\overline{P}^g$ Potência máxima do gerador térmico [kW].

η^{B+}/η^{B-} Taxa máxima de carga da bateria [kW/kWh].

α^C Taxa máxima de carga da bateria [kW/kWh].

α_t^S Custo da energia comprada da rede elétrica [USD/kWh].

α^{LC} Custo para corte de carga [USD/kW].

α_0^g Constante da equação de custo dos geradores térmicos [-].

α_1^g Coeficiente linear da equação de custo dos geradores térmicos [-].

α_2^g Coeficiente quadrático da equação de custo dos geradores térmicos [-].

$E^{B,ini}$ Energia inicial da bateria [kWh].

E_t^B Energia da bateria [kWh].

I_0 Corrente a vazio [%].

P_t^{+PCC}, P_t^{-PCC} Potência positiva/negativa no PCC [kW].

P_t^{B-}/P_t^{B+} Potência de des/carga da bateria [kW].

P_t^B Potência da bateria [kW].

$P_{t,d}^D$ Demanda de potência ativa [kW].

P_t^{PCC} Potência ativa no PCC [kW].

$P_{t,d,v}^{\mathbf{V}}$ Geração fotovoltaica de potência ativa [kW].

$P_t^{\mathbf{g}}$ Potência do gerador térmico [kW].

R Resistência [%].

RD Limite negativo para rampa do gerador térmico [-].

RU Limite positivo para rampa do gerador térmico [-].

Z Impedância [%].

$b_t^{\mathbf{Dis}}, b_t^{\mathbf{Ch}}$ Operação de des/carga da bateria [-].

l_t Variável binária do corte de carga [-].

$s_v^{\mathbf{PV}}$ Dimensionamento da geração fotovoltaica [-].

u_t^g Variável binária do funcionamento do gerador térmico [-].

$\mathcal{D}, d$ Conjunto/índice de dias no ano.

$\mathcal{G}, g$ Conjunto/índice de geradores térmicos.

$\mathcal{T}, t$ Conjunto/índice de intervalos de tempo.

$\mathcal{V}, v$ Conjunto/índice de painéis fotovoltaicos.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos	20
1.2	Revisão de Literatura	20
1.3	Contribuições	23
1.4	Estrutura do trabalho	23
2	METODOLOGIA	25
2.1	Projeto MERGE	26
2.2	CAMPUSGRID	27
2.3	Modelagem para avaliação energética e econômica	30
2.4	Modelagem para avaliação em regime permanente	39
2.5	Modelagem para avaliação dinâmica	44
2.6	Conclusões do Capítulo	48
3	RESULTADOS E DISCUSSÕES	50
3.1	Simulação energética e econômica	50
3.2	Simulações em regime permanente	54
3.3	Simulações dinâmicas	61
3.4	Discussão de Resultados	65
4	CONCLUSÃO	67
4.1	Trabalhos Futuros	68
	REFERÊNCIAS	69
	ANEXOS	75
	ANEXO A – PUBLICAÇÕES	76

1 INTRODUÇÃO

A diversificação da matriz energética, a redução das emissões de dióxido de carbono e o atraso de grandes investimentos na geração de energia são alguns dos benefícios da inserção dos recursos distribuídos de energia (DERs) no sistema de potência. Os DERs são as tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica localizados no sistema de distribuição de energia (MUHTADI et al., 2021; HATZIARGYRIOU, 2014).

O modelo tradicional do sistema elétrico é dividido em três grandes áreas: geração, transmissão e distribuição. Entre elas, apenas a geração era considerada ativa (i. e., capaz de injetar potência no sistema). Com o uso dos DERs há também injeção de potência nos sistemas de distribuição, por meio de fontes renováveis, não renováveis e armazenadores de energia, além da maior controlabilidade desses recursos (ZIA et al., 2020; SEN; KUMAR, 2018; BUI et al., 2012).

Quanto às fontes renováveis para geração de energia elétrica no Brasil, desde 1970 - início da coleta de dados pela empresa de pesquisa energética - a geração das centrais elétricas brasileiras (serviço público e autoprodução) é majoritariamente renovável proveniente de energia hidráulica. Entre 1970 e 2020, 1994 foi o ano com maior representatividade de geração renovável (95,41 %) e 2014 o ano com menor percentual (73,28 %), causado pela crise hídrica (EPE, 2021).

Por outro lado, os dados da Mini e Micro Geração distribuída (MMGD) mostram que a MMGD brasileira saiu de 35 GWh em 2015 e chegou a 5.268 GWh em 2020, indicando um aumento de 150 vezes em 6 anos. A geração PV é a maior representante em capacidade instalada desta categoria desde 2018. Por fim, o crescimento da geração PV tem sido de aproximadamente três vezes ao ano desde 2017, correspondendo a cerca de 90,42 % da MMGD do Brasil em 2020 (EPE, 2021).

Nesse cenário surgiu o conceito de microrredes: um grupo de cargas e DERs dentro de limites elétricos bem definidos que agem como uma entidade única em relação à rede elétrica principal, podendo se conectar e desconectar da rede para operar em modo conectado ou ilhado (TON; SMITH, 2012). As microrredes são uma forma inteligente de aumentar a geração distribuída por realizar um controle eficiente de recursos, determinado pelo sistema de gerenciamento de energia - *Energy Management System* (EMS) (HATZIARGYRIOU, 2014). A Figura 1.1 mostra os componentes de uma microrrede ligados ao sistema de distribuição.

As microrredes são consideradas os blocos constituintes de redes elétricas inteligentes, ou *Smart Grids*, justamente pelo caráter da modernização e expansão do sistema de distribuição (MUHTADI et al., 2021; ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID,

Figura 1.1 – Componentes de uma microrrede ligada ao sistema de distribuição.



Fonte: Autora.

2018). Entretanto, o alto custo de alguns DERs, em especial do sistema de armazenamento de energia - *Energy Storage System (ESS)*, dificultam a implantação de microrredes em larga escala. Além disso, a grande capacidade nominal desses sistemas levanta discussões sobre o descarte dos equipamentos após o uso. Mesmo assim, por ser uma forma eficiente de combater tanto a intermitência das fontes renováveis quanto solucionar problemas de oscilação e qualidade da energia, projetos de pesquisa e desenvolvimento enxergam grande potencial na utilização de ESSs nas microrredes (CHEN; ZENG; XU, 2019).

O planejamento de inserção de microrredes no sistema de potência passa por diversos estágios, desde o dimensionamento ótimo de componentes, geralmente delimitado pelos custos de capital inicial e operação, à modelagens e simulações que mostram a factibilidade da operação nos diferentes modos (FARHANGI; JOÓS, 2019). Enquanto isso, os modos de operação das microrredes devem atender os padrões de qualidade de energia estabelecidos pelo IEEE (IEEE, 2003; IEEE, 2011; IEEE, 2017) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2010). Além disso, os benefícios propiciados por uma microrrede dependem diretamente do desempenho do sistema, sendo muito importante que a gestão e a coordenação dos recursos sejam feitas de maneira eficiente (HATZIARGYRIOU, 2014).

O EMS de uma microrrede deve definir os despachos de cada um dos DERs e deve buscar determinados objetivos, sendo os principais deles: minimização de custos (aspecto econômico), redução de perdas e de oscilações de tensão (aspecto técnico), redução da emissão de gases do efeito estufa (aspecto ambiental) e combinações entre eles. Referente ao seu controle, o EMS pode ser centralizado, no caso de microrredes com um objetivo unificado, ou descentralizado, no caso de microrredes com diversas entidades responsáveis

que buscam objetivos diferentes ([HATZIARGYRIOU, 2014](#)).

Já os modos de operação de uma microrrede dependem do funcionamento da rede elétrica principal. A microrrede pode operar no modo conectado ou ilhado intencional quando a rede principal está disponível e apenas no modo ilhado forçado quando a rede principal não está disponível. As transições entre os modos também são relevantes, por conta da alteração da referência de tensão e frequência para o sistema e dos níveis de tensão e corrente, por exemplo ([FARHANGI; JOÓS, 2019](#)).

Assim, o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019 - PA3058: “MERGE - Desenvolvimento de Microrredes Eficientes, Confiáveis e Sustentáveis.”, regulado pela [ANEEL](#) e em parceria com as distribuidoras do grupo CPFL Energia, busca estudar e implementar quatro microrredes na cidade de Campinas. Cada uma das microrredes apresenta diferentes graus de risco e complexidade, e são elas:

- **LABREI:** a primeira microrrede será construída em nível laboratorial, na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP. O LABREI oferecerá um ambiente controlado para testes e estudos de novas aplicações. O conceito do LABREI inclui o uso de tecnologias reais de geração, armazenamento, consumo, transmissão, gestão, etc.; e o uso de simuladores programáveis de equipamentos (fontes e cargas);
- **NANOGRID:** trata-se da implantação de uma nova garagem de veículos elétricos na sede de Campinas da CPFL. Serão incluídos veículos existentes, novos veículos, aumento da geração fotovoltaica na garagem e nos telhados vizinhos, armazenamento em baterias, gestão energética, gestão de recarga, plataforma local e remota de monitoramento dos fluxos de energia e das decisões do sistema de gestão da NANOGRID;
- **CAMPUSGRID:** trata-se de um movimento agressivo para aplicação em campo de uma microrrede de grande porte, a maior já implantada no Brasil. Alguns prédios do campus da UNICAMP serão utilizados para compor essa microrrede, como o ginásio e centro de convenções, a biblioteca central, entre outros. Os [DERs](#) adicionados à CAMPUSGRID serão: geração [PV](#) adicional, gerador térmico à gás natural e um sistema de armazenamento de energia a baterias;
- **CONGRID:** esta microrrede tem o objetivo de implantar um piloto fora do Campus, levando o conceito a consumidores da CPFL. Em princípio a ideia é projetar uma microrrede em um condomínio de Barão Geraldo, que passaria a integrar tecnologias de geração, armazenamento e gestão, podendo operar em modo conectado com a rede de distribuição ou em ilhamento forçado ou intencional.

1.1 Objetivos

Sabendo do objetivo do projeto MERGE nos estudos e desenvolvimento de microrredes, os objetivos específicos deste trabalho são modelar e simular a microrrede CAMPUSGRID, vislumbrando diferentes aspectos da operação: aspecto econômico e energético, a operação em regime permanente e a dinâmica dos DERs; e, a partir destas modelagens, definir regras heurísticas, simples e robustas, de operação para a microrrede.

1.2 Revisão de Literatura

As microrredes têm sido implementadas em todo o mundo e são divididas em alguns tipos como: microrredes comerciais e industriais, microrredes utilitárias, microrredes militares, microrredes remotas e microrredes universitárias. Os benefícios das microrredes universitárias estão na união entre as empresas de tecnologias, os consumidores, os pesquisadores e as empresas do sistema de distribuição (FARHANGI; JOÓS, 2019).

Desde 1996 há documentação sobre microrredes universitárias, como a microrrede da universidade de Princeton, nos Estados Unidos da América (EUA). A microrrede é capaz de gerar cerca de 20 MW de potência e é composta por turbinas à gás, painéis solares e armazenadores térmicos. Após o furacão Sandy em 2012, a microrrede foi um local de refúgio para moradores, bombeiros, policiais e paramédicos, justamente por sua capacidade de operação ilhada (KELLY, 2014).

Existem outras microrredes universitárias nos EUA como a UCSD Microgrid de 34 MW (PROJECTS, 2015) e a Perfect Power System de 13,5 MW (INNOVATION, 2016). Outros países também possuem microrredes universitárias, como a China, com uma microrrede em Hangzhou de 240 kW de potência instalada (GUO; WU, 2016), a Suécia, com a microrrede Chalmers Campus em Gotemburgo com 1,8 MW (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2019), e o Japão, com a microrrede na Universidade Tohoku Fukushi em Sendai de 950 kW (HIROSE; REILLY; IRIE, 2013).

Há bastante diferença nas capacidades instaladas e nos DERs de cada uma das microrredes supracitadas: algumas combinam geração térmica e ESSs enquanto outras possuem apenas um ou outro, algumas ainda contam com geração eólica, porém é unânime a utilização de geração PV. Uma das grandes vantagens das microrredes é a possibilidade de adaptação dos DERs a um contexto específico, que é definido pela demanda a ser suprida e pelo investimento a ser realizado, o que é o cerne das pesquisas de dimensionamento ótimo de microrredes.

Dessa maneira, é preciso fazer a modelagem dos DERs e simulá-los para auxílio na definição da composição de equipamentos da microrrede. Enquanto as modelagens são uma representação aproximada e simplificada de algum objeto ou sistema sendo

estudado, as simulações transformam os modelos para entender seu comportamento ao longo do tempo e isso envolve procedimentos, algoritmos e *softwares* (FUJIMOTO et al., 2017). Existem diversos *softwares* e ferramentas de otimização disponíveis, que fazem a simulação de microrredes no estágio de planejamento. Alguns exemplos são DER-CAM (LAB, 2021), MDT (LABORATORIES, 2021), GridLAB-D (GRIDLAB-D, 2021), XENDEE (XENDEE, 2021), RETScreen (CANADA, 2021), EnergyPLAN (LUND et al., 2021), HOMER Pro e HOMER Grid (ENERGY, 2022), OpenDSS (DUGAN, 2019) e Simulink (DOCUMENTATION, 2020).

Os *softwares* são utilizados em:

- Estudos de viabilidade técnico-econômica tanto para dimensionamento quanto para operação de microrredes (ELLABBAN; ALASSI, 2021; LUND et al., 2021; GANESAN et al., 2020; VEILLEUX et al., 2020; JONES; GONG; IONEL, 2019; BOQTOB et al., 2019; MA et al., 2019; OWOLABI et al., 2019; ROUSIS et al., 2018; CARDONA; CHICA; BARRAGÁN, 2018; JUNG; VILLARAN, 2017; PAN et al., 2017);
- Comparação entre diferentes metodologias de dimensionamento e operação (THORNBURG, 2021; HANNA et al., 2019; RAMLI; WAHID; HASSAN, 2017; YUAN; ILLINDALA; KHALSA, 2017);
- Melhorias nas simulações agregando novas funcionalidades e análises aos *softwares* e ferramentas de otimização (SANTOS et al., 2021; PRINA et al., 2021; MANA et al., 2020; DIMOBI; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2020; CABRERA et al., 2020).

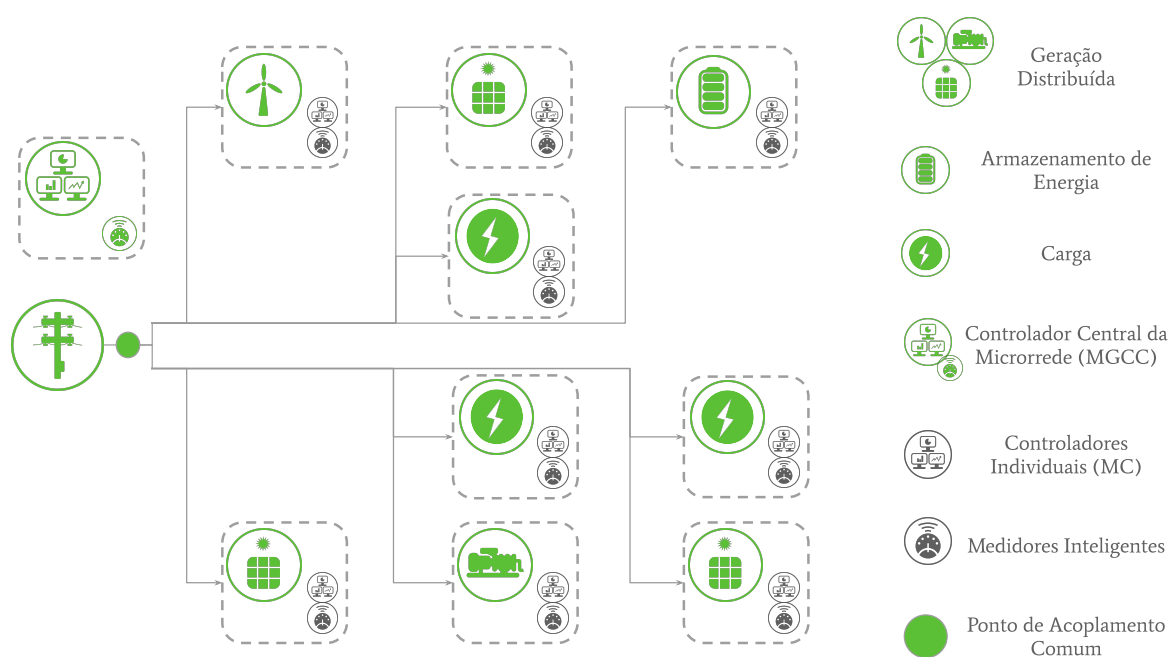
O dimensionamento e operação ótimos de microrredes são também estudados com diferentes algoritmos de otimização: *Particle Swarm Optimization* (HAFEZ et al., 2021), *Simulated Annealing Particle Swarm*, *Firefly*, *Gray Wolf*, *Harris Hawks* (ÇETINBAŞ; TAMYÜREK; DEMIRTAŞ, 2021), *Grasshopper* modificado (GHAVIFEKR; MOHAMMADZADEH; ARDASHIR, 2021), modelos de programação linear e não linear inteira mista (WU et al., 2021; HABIB et al., 2021).

Especificamente para a operação de uma microrrede, um bom funcionamento e uma correta coordenação de recursos dependem das *Tecnologias de Informação e Comunicação* (TIC)s. A partir das informações coletadas pelas TICs em cada um dos DERs, neste caso específico por medidores inteligentes, o EMS consegue definir o despacho de cada um dos componentes da microrrede. Nesse sentido, os estudos de operação das microrredes compreendem EMSs centralizados e descentralizados e a escolha entre eles se dá a partir dos recursos disponíveis, tanto de capital humano para operação quanto de equipamentos da microrrede (HATZIARGYRIOU, 2014).

No controle centralizado, as decisões principais são executadas pelo *Microgrid Central Controller (MGCC)*. O MGCC é responsável por otimizar os recursos usando custos do mercado de energia e, baseando-se nas requisições de serviços ancilares do operador do sistema de distribuição, definir a produção local ótima e os despachos de cada um dos DERs, enviando essas informações aos *Microsource Controller (MC)* e constantemente coletando dados dos medidores de energia (ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID, 2018; HATZIARGYRIOU, 2014).

Todavia, no controle descentralizado a maior responsabilidade passa a ser dos MC, que colaboram para otimizar a produção dos DER satisfazendo a demanda e provendo o máximo de energia possível para exportar à rede principal, em concordância com os preços da energia. Estratégias de controle descentralizado são mais comuns em casos nos quais os DERs possuem proprietários diferentes, gerando dificuldade de uma operação em busca de um mesmo objetivo (HATZIARGYRIOU, 2014). A Figura 1.2 mostra a estrutura do gerenciamento de microrredes e a localização do MGCC e dos MC.

Figura 1.2 – Estrutura de Gerenciamento de Microrredes.



Fonte: adaptado de (HATZIARGYRIOU, 2014)

A escolha do *software* ou de algoritmos para simulação das microrredes depende dos objetivos que se pretendem com as simulações. No intuito do projeto MERGE, as modelagens e simulações dos sistemas devem ser energéticas/econômicas, de regime permanente e dinâmicas, mas devem permitir também flexibilidade para avaliação de regras heurísticas definidas para operação do sistema após as simulações preliminares. A avaliação energética e econômica vem de um orçamento limitado no projeto para o dimensionamento de cada um dos DERs que serão utilizados. A análise em regime permanente e a análise

dinâmica são simulações importantes para definição dos modos de operação da microrrede previstos na norma IEEE 2030.7 (IEEE, 2017) nas funções de despacho e de transição.

As referências levantadas não apresentaram estudos que avaliam as microrredes a partir de diferentes modelagens, mas a partir de uma mesma modelagem com diferentes casos de estudo. Todavia, é interessante observar que muitos trabalhos fazem a comparação entre metodologias de operação e dimensionamento. Por outro lado, existem diversos *softwares* de simulação, sendo que nenhum deles aborda todos os aspectos relevantes de uma microrrede, uma vez que estas são sistemas complexos e que podem ser estudadas sob diferentes óticas. Portanto, uma análise considerando três modelagens e diferentes casos de estudo pode trazer vantagens na definição dos modos de operação da microrrede.

1.3 Contribuições

As contribuições do trabalho são: a modelagem da CAMPUSGRID em diferentes *softwares*, permitindo uma visão mais abrangente acerca da microrrede; as avaliações econômica, energética, em regime permanente e dinâmica da microrrede provenientes das simulações; as regras heurísticas de operação que podem servir para outras microrredes de configuração similar. Além disso, foram elaboradas duas ferramentas de simulação da operação de microrredes, uma para o HOMER Pro e outra para o OpenDSS.

As modelagens desenvolvidas podem servir de base para a modelagem e simulação das outras microrredes do projeto MERGE, como a CONGRID, ou de quaisquer outras microrredes que se deseje simular nos *softwares* escolhidos. As modelagens são ainda compartilhadas com o grupo de pesquisa do projeto MERGE, de modo que outros trabalhos baseiam-se nelas, como estudos de estimação de estado e projetos de controladores para equipamentos.

1.4 Estrutura do trabalho

O capítulo 2 apresenta a metodologia para desenvolvimento do trabalho. Na subseção 2.1 são explanados alguns aspectos do projeto MERGE, acerca das microrredes LABREI, NANOGRID, CAMPUSGRID e CONGRID, que nortearam a pesquisa e na seção 2.2 são apresentados alguns dados gerais da CAMPUSGRID. Em seguida, são apresentadas os dados de modelagem da microrrede e como foram conduzidas as simulações nos *softwares* de análise energética/econômica (seção 2.3), em regime permanente (2.4) e dinâmica (2.5). No fim do capítulo há uma breve conclusão (seção 2.6).

O capítulo 3 contém todos os resultados das simulações realizadas, análises dos resultados obtidos e as regras heurísticas extraídas para cada um dos *softwares* de acordo com seus casos de estudo. Cada seção corresponde a um tipo de simulação

(energética/econômica, em regime permanente e dinâmica). Este capítulo é finalizado com uma seção de discussões (3.4).

O capítulo 4 traz as conclusões do trabalho, baseando-se na metodologia implementada e nos resultados obtidos. Outrossim, são apresentados os possíveis trabalhos futuros para continuidade dessa linha de pesquisa na seção 4.1. No anexo A podem ser encontrados os artigos desenvolvidos durante este projeto de pesquisa.

2 METODOLOGIA

Uma vez que este trabalho visa modelar e simular as microrredes do projeto MERGE considerando aspectos energéticos e econômicos, de regime permanente e da dinâmica do sistema, tiveram de ser definidos os *softwares* adequados para tais avaliações. Assim, os softwares escolhidos foram:

- **HOMER Pro**: faz avaliações econômicas e energéticas de microrredes, além de permitir simulações com estratégia de despacho definida pelo usuário usando o módulo adicional *MATLAB Link* (ML);
- **OpenDSS**: faz avaliações do sistema de distribuição em regime permanente e possui extensões em múltiplas linguagens de programação, facilitando a simulação de cenários e casos de estudo;
- **MATLAB/Simulink**: ferramenta gráfica para simulação dinâmica de modelos e sistemas elétricos, permitindo a avaliação de respostas dos dispositivos durante os estados de transição.

O **HOMER Pro**, *software* criado pela **HOMER Energy by UL**, é o padrão global para otimização em design de microrredes em diversos setores, desde aplicações ilhadas à campi universitários e bases militares conectadas à rede. Suas principais funcionalidades são simulação, otimização e análise de sensibilidade. Existem também 9 módulos individuais que atendem outras especificações de modelagem e são eles: *Biomass*, *Hydro*, *Combined Heat and Power*, *Advanced Load*, *Advanced Grid*, *Hydrogen*, *Advanced Storage*, *Multi-Year* e *ML* (**ENERGY**, 2022).

Dado que o **HOMER Pro** pode realizar uma série de avaliações durante uma simulação, seu critério para definir o melhor sistema é o *Net Present Cost* (NPC). Esse valor leva em consideração todos os custos do sistema (capital, substituição, operação, manutenção, custos de combustível, entre outros) ao longo da vida útil do sistema (quanto menor o NPC, melhor será a solução) (**ENERGY**, 2022).

As simulações em regime permanente, por sua vez, serão realizadas no *Open Distribution System Simulator*, ou **OpenDSS**, do *Electric Power Research Institute*. **OpenDSS** é um simulador de redes elétricas que suporta a integração de dispositivos distribuídos de geração e de automação da operação dos sistemas de distribuição modernos. Contudo, as análises desenvolvidas utilizando **OpenDSS** são do tipo estático, porque os fluxos de carga AC em regime permanente são calculados pelo software segundo as características do sistema e os perfis de consumo e geração inseridos pelo usuário (**DUGAN**, 2019).

Poucos trabalhos têm aproveitado as funcionalidades de OpenDSS para fazer estudos de microrredes (SILVA; GUERRA et al., 2018; MA et al., 2012). Porém, a análise em regime permanente é importante para desenvolver modelos preditivos das magnitudes de tensão nos nós da microrrede, carregamento das linhas e transformadores, e perdas técnicas de potência ativa e reativa, que levem a estratégias eficientes e robustas da operação dos recursos distribuídos, de armazenamento energético e cargas controláveis.

Utilizando o pacote de modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos do MATLAB, o Simulink, será modelada e simulada dinamicamente a microrrede CAMPUS-GRID (DOCUMENTATION, 2020). O Simulink é uma ferramenta de interface gráfica para a simulação de modelos e sistemas elétricos, muito apropriada e bem-sucedida na análise de microrredes. Microrredes AC com sistemas fotovoltaicos, sistemas de armazenamento e já foram testadas com o Simulink, utilizando diferentes cenários de geração fotovoltaica e demanda (LU, 2018; LUU, 2014; ALZHRANI et al., 2017; LESAGE, 2018).

Por meio das simulações dinâmicas, é possível prever a resposta dos dispositivos de conversão durante os estados de transição (conectado à rede e ilhado), o processo de *black-start* da microrrede (i.e., arranque e alimentação inicial das fontes e cargas da microrrede) e as correntes de curto-circuito em caso de falta. Essas informações são importantes para o processo de especificação final dos dispositivos de conversão da microrrede CAMPUSGRID e para o dimensionamento dos equipamentos de proteção e de chaveamento da rede elétrica.

As modelagens e simulações energéticas, em regime permanente e dinâmicas possuem entradas diferentes. Dessa maneira, a metodologia está dividida em cinco tópicos principais: projeto MERGE, CAMPUSGRID, Modelagens energéticas, Modelagens de regime permanente e modelagens dinâmicas, respectivamente. Em virtude do título do trabalho, a seção 2.1 visa justificar apenas a modelagem e simulação da CAMPUSGRID, em detrimento das demais microrredes participantes do projeto MERGE.

Na seção 2.2 serão apresentados os dados coletados da topologia da microrrede (barramentos, linhas, transformadores, cargas, cabos, entre outros) e uma breve discussão acerca do dimensionamento dos DERs a serem instalados. Nas seções subsequentes (2.3, 2.4, 2.5), serão apresentadas as principais funcionalidades de cada um dos *softwares*, a modelagem que eles fazem de cada um dos DERs da CAMPUSGRID e os dados de entrada necessários, bem como a metodologia utilizada nas simulações e suas justificativas.

2.1 Projeto MERGE

O Projeto MERGE visa o desenvolvimento de 4 microrredes: LABREI, CAMPUSGRID, CONGRID e NANOGRID. A microrrede LABREI, por ser uma microrrede laboratorial, possui flexibilidade na escolha de cargas, DERs, e na conexão destes dispo-

sitivos à rede emulada, não apresentando características econômicas relevantes para a avaliação da operação, de forma a descaracterizar um dos objetivos deste trabalho: que é modelar a microrrede considerando três diferentes aspectos operacionais, incluindo as avaliações econômicas.

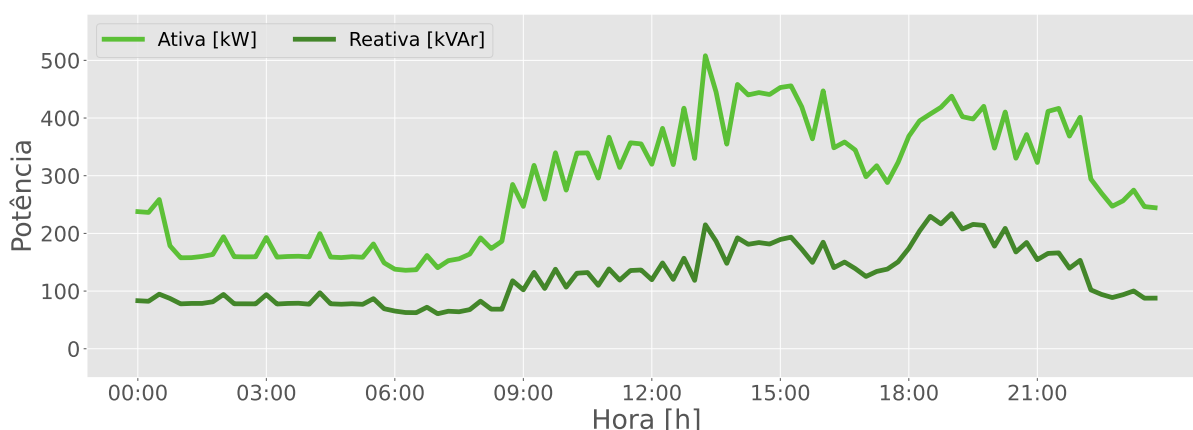
Por outro lado, a CONGRID e a NANOGRID serão desenvolvidas fora do ambiente da UNICAMP e ainda se encontravam em fase de coleta de dados, definição do dimensionamento de DERs e, por estes motivos, também não foram analisadas neste trabalho. Porém, os estudos dessas duas microrredes poderão usufruir das metodologias, modelagens e casos de estudo apresentados nesta pesquisa.

A microrrede CAMPUSGRID foi a primeira com levantamentos topológicos, medições e definição de dimensionamento nas fases iniciais do projeto, permitindo a modelagem e a simulação desse sistema e as avaliações sob as diferentes perspectivas (energéticas, em regime permanente e dinâmicas) que esta pesquisa propõe.

2.2 CAMPUSGRID

A microrrede CAMPUSGRID será localizada em parte da UNICAMP, compreendendo os prédios da Biblioteca Central, Biblioteca de Obras Raras, a Faculdade de Educação Física, o [Ginásio Multidisciplinar da UNICAMP \(GMU\)](#) e um eletroposto. A Figura 2.1 apresenta o perfil da demanda diária da microrrede a partir de dados de 2019 obtidos com sensores instalados pelo *campus*, que coletam dados de 15 em 15 minutos, totalizando 96 pontos em 1 dia de operação.

Figura 2.1 – CAMPUSGRID: Demanda.



Fonte: Autora.

Para gerar o gráfico da demanda da CAMPUSGRID não foram consideradas as medições referentes ao transformador do [GMU](#), visto que este contém o valor líquido entre a potência inserida pela geração [PV](#) e a carga naquele ponto. Assim, o pico da demanda

da microrrede é de aproximadamente 500 kW, e os períodos com maiores demandas são à tarde (das 12 h às 17 h) e à noite (das 18 h às 22 h).

O dimensionamento da CAMPUSGRID para geração PV considerou um superavit de aproximadamente 260 kW, quando avaliado em relação à demanda de pico, para garantir excesso energético para uso do BESS. Por sua vez, o BESS foi dimensionado para suprir a demanda de pico da microrrede por 1 h 30 min. Qualquer aumento no dimensionamento da geração PV demandaria um BESS, de forma a inviabilizar o projeto economicamente.

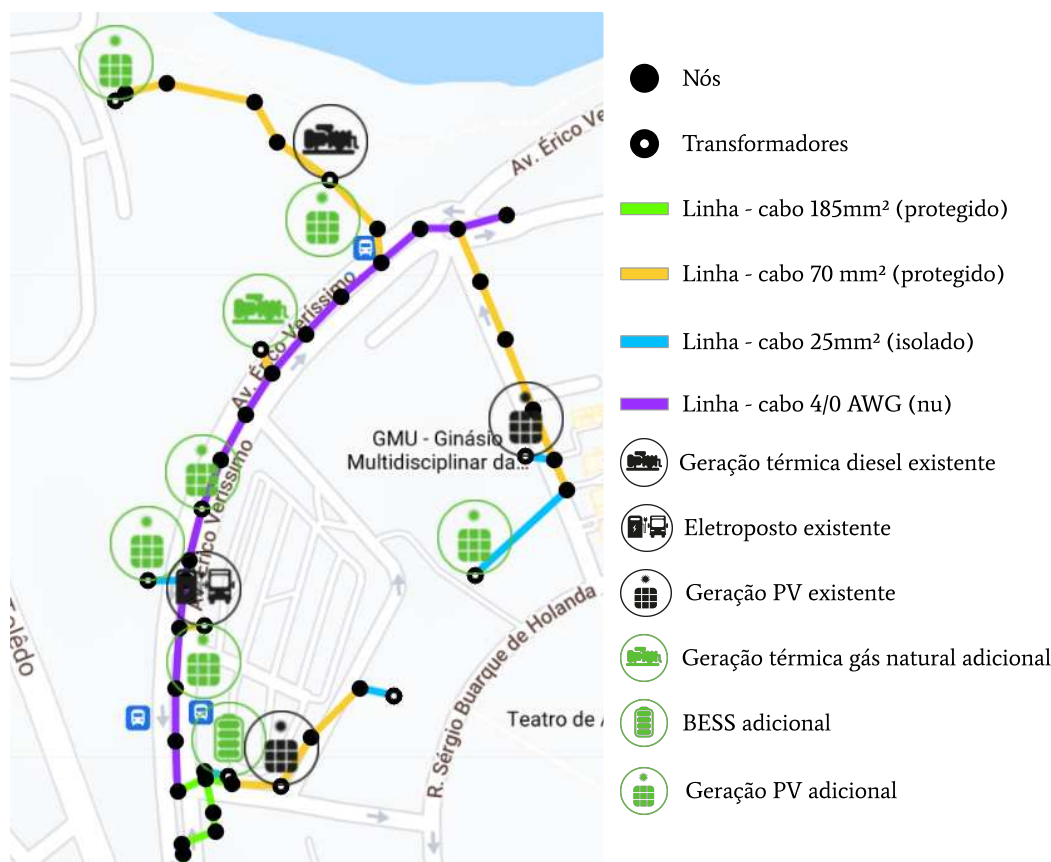
Quanto aos recursos distribuídos, a UNICAMP já possui geração PV no GMU (336,8 kWp), num quiosque para recarga de celulares (5,85 kWp), e geração térmica a diesel de 40 kW na Faculdade de Educação Física. Pretende-se instalar mais 400 kWp de geração PV nos telhados dos prédios da área da CAMPUSGRID, e outros 18,09 kWp no eletroposto, totalizando 760,74 kWp de geração PV.

Além destes, outros dois DERs serão agregados à microrrede: um gerador térmico a gás natural de 150 kW e um BESS de 810 kWh de capacidade nominal e 810 kW de potência. A rede de média tensão da CAMPUSGRID é de 11,9 kV e é conectada ao alimentador BGE06. São utilizados quatro tipos de cabos na rede de média tensão e os transformadores, que conectam a rede às cargas e aos DERs na baixa tensão possuem diferentes potências nominais. A Figura 2.2 mostra a rede de média tensão e onde são e serão provavelmente localizados os DERs da CAMPUSGRID.

Da Figura 2.2 extrai-se que existem 11 transformadores na microrrede, porém a Biblioteca Central possui 2 transformadores. O transformador do BESS ainda não foi instalado, mas foi considerado em algumas das simulações. As geometrias das linhas da CAMPUSGRID também foram dados utilizados nos estudos, para cálculo das resistências e reatâncias das linhas. Os dados dos transformadores da CAMPUSGRID são apresentados na Tabela 2.1. A rede da UNICAMP é de 11,9 kV e, apesar da especificação do primário dos transformadores ser 13,8 kV, em cada um deles foi ajustado o tap para corresponder aos 11,9 kV nas modelagens.

Quanto à forma de controle, a CAMPUSGRID é uma microrrede que terá um EMS centralizado, por definição do projeto MERGE, e os *softwares* escolhidos são adequados para as análises necessárias. O HOMER Pro é referência na área de dimensionamento, avaliação econômica e apresenta ferramentas úteis para a parte de operação das microrredes, enquanto o OpenDSS é o *software* definido pela ANEEL como referência para análise de perdas na média e baixa tensão e o Simulink é amplamente utilizado para estudos dinâmicos e de controle, inclusive de microrredes. Uma vez levantados esses dados sobre a CAMPUSGRID, pode-se iniciar a modelagem da microrrede com os diferentes *softwares* de simulação.

Figura 2.2 – CAMPUSGRID: Topologia, cabos das linhas e DERs.



Fonte: Autora.

Tabela 2.1 – CAMPUSGRID: Transformadores.

Transformador	Nó	Potência (kVA)	Tensão (kV)		Z (%)	R (%)	I_0 (%)
			Primário	Secundário			
Iluminação 02	71	112,5	13,80	0,22	3,5	1,5	2,5
BC ¹ 01	74	300,0	13,80	0,22	4,5	1,2	1,9
BC ¹ 02	74	300,0	13,80	0,22	4,5	1,2	1,9
Eletroposto	79	112,5	13,80	0,38	3,5	1,5	2,5
Cabine FEF ²	81	112,5	11,95	0,22	3,5	1,5	2,5
Iluminação 01	83	75,0	12,00	0,22	3,5	1,6	2,7
ADM ³ FEF ²	87	300,0	13,80	0,22	4,6	1,2	1,9
Biblioteca FEF ²	92	225,0	13,80	0,22	4,5	1,2	2,1
Campo FEF ²	97	300,0	13,80	0,22	4,8	1,2	1,9
GMU	105	300,0	13,80	0,22	4,6	1,2	1,9
BORA ⁴	107	300,0	13,80	0,22	4,6	1,2	1,9
BESS	69b	1000,0	13,80	0,44	6,0	1,1	1,5

¹BC - Biblioteca Central, ²FEF - Faculdade de Educação Física, ³ADM - Administração,

⁴BORA - Biblioteca de Obras Raras.

Fonte: Autora.

2.3 Modelagem para avaliação energética e econômica

A empresa [HOMER](#) Energy tem o objetivo de continuar o desenvolvimento, distribuição e suporte de seus produtos: os *softwares* [HOMER](#) Grid e o [HOMER](#) Pro. As três ferramentas mais importantes do [HOMER](#) Pro são:

- Simulação: [HOMER](#) é um modelo de otimização que tentará simular sistemas viáveis para todas as combinações possíveis dos equipamentos que serão considerados na microrrede;
- Otimização: depois de examinar todas as possibilidades, ele escolhe as melhores opções considerando os custos da microrrede, especialmente o [NPC](#);
- Análise de Sensibilidade: facilita a inserção de milhares de possibilidades em variáveis independentes, como custo combustível, velocidade do vento, etc., e permite o entendimento de como o sistema ótimo muda de acordo com esses valores.

O *software* permite customização a partir da compra de módulos individuais para atender especificidades de modelagem: *Biomass*, *Hydro*, *Combined Heat and Power*, *Advanced Load*, *Advanced Grid*, *Hydrogen*, *Advanced Storage*, *Multi-Year* e [ML](#). Os módulos podem ser adquiridos individualmente ou em três diferentes pacotes: *Advanced Off-grid*, *Advanced On-grid* e *Expert*. Além disso, são disponibilizadas três licenças que variam de acordo com o uso:

- *Standard*: uso geral e comercial;
- *Academic*: uso em faculdades e grupos de pesquisa, apenas para fins de acadêmicos;
- *Student*: uso acadêmico ou de pesquisa para alunos matriculados.

Assim, para estudo da CAMPUSGRID foi adquirida uma licença *Student* com o pacote *Advanced On-grid* (*Combined Heat and Power + Advanced Load + Advanced Grid + Advanced Storage + Multi-Year*) e com o módulo [ML](#). Os módulos adquiridos e suas principais funções são encontrados no Quadro 1.

Os recursos para montagem do projeto são encontrados em abas na parte superior do *software* e são eles:

- Cargas: elétricas (2), térmicas (2), cargas programáveis (1);
- Componentes: controladores, geradores, sistemas fotovoltaicos, turbina eólica, armazenamento, conversor, componente customizado, aquecedor, turbina hidráulica, rede elétrica e controlador de carga térmica;

Quadro 1 – HOMER Pro: Módulos adicionais e aplicações.

Módulo Adicional	Aplicação
<i>Combined Heat and Power</i>	Sistemas que combinem potência e aquecimento.
<i>Advanced Load</i>	Modelos com cargas AC, DC, HVAC (<i>Heating, Ventilating and Air Conditioning</i>), bombas hidráulicas.
<i>Advanced Grid</i>	Modelos conectados a rede com variação de preços de energia, especificação detalhada da rede ou sistemas nos quais será possível conectar a rede.
<i>Advanced Storage</i>	Desbloqueia o modelo de bateria cinética modificado, que permite mudanças na capacidade conforme a temperatura, <i>Depth of Discharge (DOD)</i> variando de acordo com o ciclo de vida e aumento da degradação em função da temperatura.
<i>Multi-Year</i>	Modelagem de mudanças que podem ocorrer durante o projeto como degradação de painéis fotovoltaicos, aumento de preço da rede, aumento da carga e do custo-combustível.
<i>ML</i>	Permite que o usuário monte sua própria estratégia de despacho e a integre com o HOMER Pro.

Fonte: Autora.

- Recursos: irradiação solar global horizontal (GHI), irradiação direta normal (DNI), vento, temperatura, combustíveis, hídricos, recurso customizado;
- Projeto: dados econômicos, restrições, emissões, otimização, espaço de busca, análise de sensibilidade, múltiplos anos, relatório de entrada, estimação e limpar resultados;
- Ajuda: ajuda, *tour*, assistente de configuração, sobre e licença.

O primeiro item a ser inserido na simulação é a carga elétrica da microrrede, que pode ser criada a partir de perfis sintéticos existentes no *software* ou utilizado um arquivo da demanda anual do sistema. É importante ressaltar que o HOMER considera apenas a potência ativa da carga. Quanto aos barramentos, o HOMER Pro possui apenas os barramentos AC e DC, não sendo possível configurar cada um dos nós da microrrede e sua respectiva demanda, justificando a utilização de um perfil único.

Assim, a partir do perfil da Figura 2.1, foi criado outro perfil de demanda com 48 pontos diários (*timestep* de 30 minutos) utilizando *scripts* de interpolação em *Python*. A partir desse perfil de 48 pontos, foi criado um perfil de demanda anual da microrrede. A demanda anual criada considera menor demanda aos finais de semana e variações da demanda ao longo do ano: janeiro, julho e dezembro meses de demanda baixa, o mês de fevereiro como uma transição (demanda média) e os meses do período letivo com demanda alta (março a junho, agosto a novembro). Para a criação do perfil anual foram utilizadas

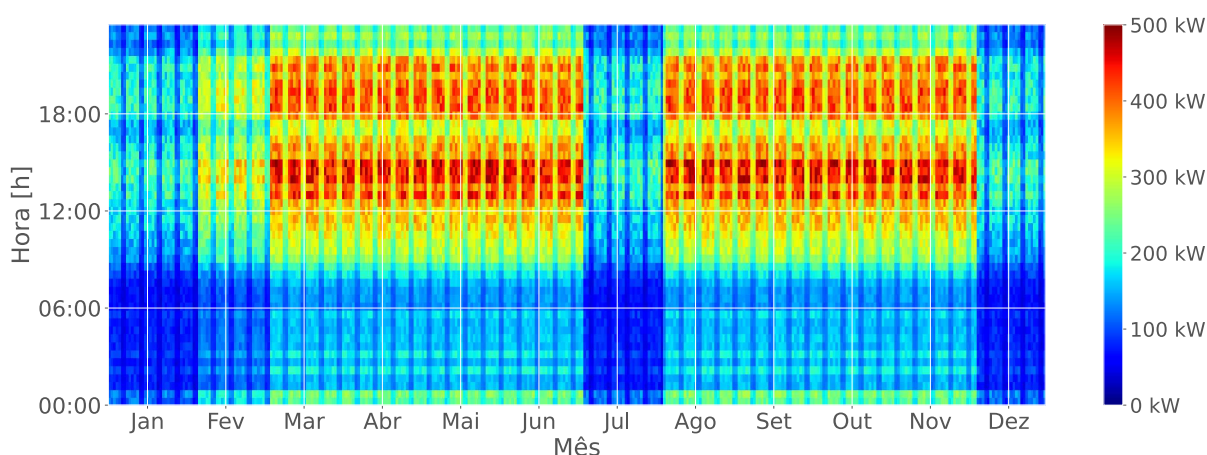
distribuições uniformes aleatórias dentro de limites pré-estabelecidos, conforme Tabela 2.2. O perfil de demanda anual inserido no HOMER Pro pode ser avaliado na Figura 2.3.

Tabela 2.2 – HOMER Pro: Limites para criação do perfil de demanda anual da CAMPUS-GRID.

Perfil de Demanda	Limites por período			
	Dias úteis		Final de Semana	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Alta	90 %	110 %	70 %	80 %
Média	65 %	85 %	45 %	55 %
Baixa	40 %	60 %	25 %	35 %

Fonte: Autora.

Figura 2.3 – HOMER Pro: Perfil de demanda anual da CAMPUSGRID.



Fonte: Autora.

Na Figura 2.3 é possível observar o perfil mais azulado (com menor potência) nos meses de baixa demanda, o perfil com pontos mais avermelhados no período da tarde e noturno, caracterizando os meses de demanda alta e a transição entre os perfis que ocorre em fevereiro.

Ao finalizar a definição da demanda, é preciso inserir os demais componentes da microrrede. Para todos os DERs há um catálogo com diferentes modelos e é necessário inserir os custos de capital inicial, de troca de equipamento, de operação e manutenção. Além dos custos, cada DER possui entradas específicas, de acordo com o seu funcionamento.

A rede elétrica possui modelo único no HOMER Pro, mas permite a definição de alguns parâmetros como a limitação de venda de potência, que para CAMPUSGRID tem valor de 1.000 kW, e tarifas de energia, cujos valores utilizadas foram USD 0,490 para tarifa de ponta, USD 0,672 para tarifa intermediária e USD 1,026 para tarifa fora da ponta (ANEEL, 2021). É importante ressaltar que foram utilizados valores de tarifa branca e que esse não é o regime tarifário da UNICAMP. Existe também a possibilidade de definir interrupções na rede por meio de arquivo externo ou criando-as no *software*.

Começando pela geração **PV**, o *software* exibe uma série de modelos que podem ser utilizados. O modelo escolhido é um modelo genérico, que corresponde a um modelo simplificado da geração *PV*. Assim, o primeiro modelo corresponde à geração **PV** já instalada (342,65 kWp), cujo capital inicial foi zerado, e o outro à geração **PV** adicional (418,08 kWp). Foi preciso definir o barramento da **PV** como AC e seu fator de degradação em 80% (valor *default* - definido diretamente pelo *software* HOMER Pro).

Os geradores térmicos, assim como a geração **PV**, possuem modelos comerciais e genéricos (simplificados). Dessa forma, o gerador térmico adicionado na microrrede foi modelado com um dos modelos genéricos. Os seus dados de entrada específicos são a porcentagem mínima de carga (configurada para 25 %), o tempo mínimo de funcionamento (configurado para 0 minuto), a taxa de recuperação de calor, no caso de *Combined Heat and Power* (configurado para 0 %), o custo do combustível (USD 0,972 / L para o diesel (PETROBRAS, 2022) e USD 0,087 / m³ para o gás natural (BIOCOMBUSTÍVEIS, 2021)), e a vida útil em horas (15.000, valor *default* HOMER).

Referente ao **BESS**, devido a sua definição de capacidade nominal e de potência, dois componentes foram utilizados para sua modelagem. O primeiro é um armazenador de energia de lítio genérico conectado ao barramento DC, no qual é possível configurar o *State of Charge* (SOC) inicial e mínimo (20 %) e a vida útil (10 anos) da bateria. O segundo é um conversor com inversor e retificador e suas configurações são: 15 anos de vida útil, eficiência de 95 % e 100 % de capacidade relativa do retificador. Os custos utilizados nas simulações para todos os recursos distribuídos constam na Tabela 2.3 para um valor de referência de 1 kW/1 kWh.

Tabela 2.3 – HOMER Pro: Custos dos DERs

DER	Capital Inicial (USD)	Troca (USD)	Operação e Manutenção (USD)
GMU PV	0,00	710,00 ¹	9,00/ano ¹
PV Adicional	710,00 ¹	710,00 ¹	9,00/ano ¹
Gerador Diesel	0,00	355,86	35/h
Gerador Gás Natural	355,86	355,86	35/h
BESS	519,00 ²	519,00 ²	10,00/ano
Conversor	519,00 ²	519,00 ²	2,52/ano ²

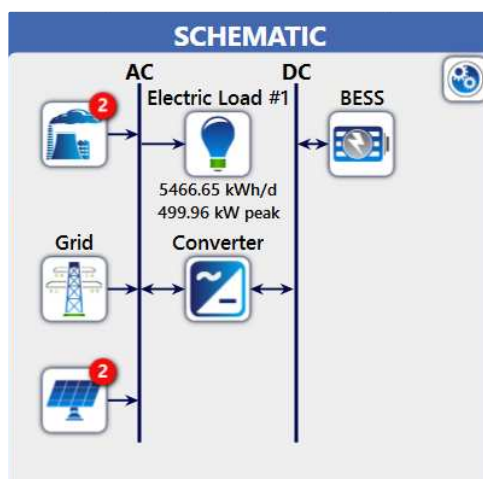
¹ (IRENA, 2021) ² (MONGIRD et al., 2020)

Algumas variáveis econômicas, como o *Discount Rate* (11,76 % (RESEARCH, 2021)) e a inflação (9,77 % (BRASIL, 2021)), também são entradas importantes da simulação. A vida útil do projeto da CAMPUSGRID é de 10 anos e a conversão de BRL para USD considerada foi de USD 1 : BRL 5,502 (JOURNAL, 2021). Por fim, é necessário definir os controladores para o sistema. O controlador é responsável pelos despachos

dos DERs e da rede e os controladores disponíveis para essa configuração da microrrede eram *Load Following* (LF) e *Cycle Charging* (CC). Segundo a documentação do HOMER Pro, o LF define o despacho calculando o menor custo para cada *timestep* da simulação, enquanto o CC faz o mesmo, porém com o adicional de que quando um gerador térmico é necessário, ele opera à sua máxima capacidade e o excesso de energia é armazenado no BESS (ENERGY, 2022).

É preciso definir ainda a localização do sistema, para que o HOMER Pro disponibilize dados de temperatura e irradiância solar. A localização utilizada foi a da Faculdade de Educação Física da UNICAMP. Por fim, o esquemático montado no HOMER para a simulação está na Figura 2.4.

Figura 2.4 – HOMER Pro: Esquemático CAMPUSGRID.



Fonte: Autora.

Outras simulações utilizaram o ML para criar uma conexão entre um modelo de otimização do despacho em AMPL e o HOMER Pro (SANTOS et al., 2021). A integração de um modelo matemático ao HOMER Pro aumenta suas capacidades de simulação. Por exemplo, o HOMER Pro não permite modelagem da rede elétrica em termos de linhas e nós. Com um modelo matemático associado à simulação é possível aumentar e até melhorar as capacidades de simulação do software. Por outro lado, o LF e o CC fazem otimização da operação para cada *timestep*, não consideram, por exemplo, a operação ótima de um dia.

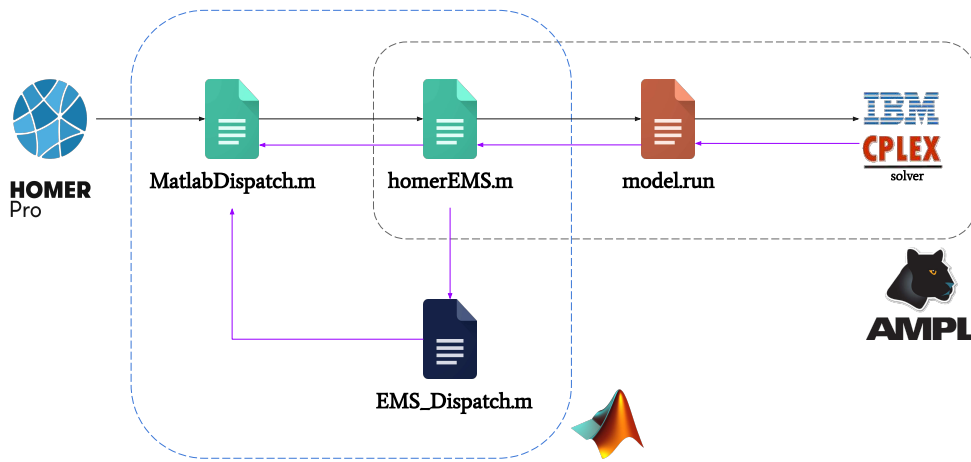
O módulo ML funciona com três arquivos: *MatlabStartSimulation.m*, *MatlabDispatch.m* e *MatlabEndSimulation.m*. O primeiro é responsável pela configuração de variáveis e inicialização das classes de parâmetros (*simulation_parameters*) e de variáveis (*simulation_state*) do próprio HOMER. Assim, no *MatlabDispatch.m* é possível considerar estes parâmetros e variáveis durante a simulação. A finalização se dá no último arquivo, no qual podem ser configuradas mensagens de erro.

A inicialização do AMPL foi inserida no arquivo *MatlabStartSimulation.m* e a chamada da função que realmente utiliza o modelo em AMPL, denominada *homer_ems.m*.

O modelo matemático tem como valores de entrada a demanda anual inserida no **HOMER**, a geração **PV** de cada dia do ano, exportada nas simulações preliminares, o dia do ano e a capacidade de cada um dos **DER**.

O modelo matemático, por sua vez, define os despachos para um dia de operação. Dessa forma, em todo primeiro *timestep* do dia o modelo matemático é resolvido e seus resultados são armazenados num arquivo de despacho (*EMS_dispatch.m*), que a *MatlabDispatch.m* lê. A integração entre o **HOMER** Pro e o modelo matemático é apresentada na Figura 2.5.

Figura 2.5 – **HOMER** Pro: Integração AMPL.



Fonte: Autora.

O problema de programação não-linear inteira mista é descrito nas equações 2.1 a 2.17 e foi baseado no modelo de (SANTOS et al., 2021). A função objetivo foi pensada para minimizar os custos de operação, indo ao encontro dos objetivos econômicos do **HOMER** Pro.

Função objetivo:

$$\min \left\{ \sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_t^S \cdot P_t^{+PCC} \cdot \Delta_t + \sum_{t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G}} (\alpha_2^g P_t^g + \alpha_1^g \cdot P_t^g + \alpha_0^g) \cdot u_{t,g} \cdot \Delta_t + \sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha^{LC} \cdot PD_t \cdot (1 - l_t) \right\} \quad (2.1)$$

Sujeita à:

$$P_t^{\text{PCC}} + \sum P_{t,d,v}^{\text{PV}} \cdot s_v^{\text{PV}} + P_t^{\text{B-}} - P_t^{\text{B+}} + \sum P_{g,t}^{\text{G}} = P_{t,d}^{\text{D}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, d \in \mathcal{D}, v \in \mathcal{V}, g \in \mathcal{G} \quad (2.2)$$

$$P_t^{\text{PCC}} = P_t^{+\text{PCC}} - P_t^{-\text{PCC}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.3)$$

$$P_t^{+\text{PCC}}, P_t^{-\text{PCC}} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.4)$$

$$E_t^{\text{B}} = E^{\text{B,ini}} + P_t^{\text{B}} \cdot \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T}|_{t=1} \quad (2.5)$$

$$E_t^{\text{B}} = E_{t-1}^{\text{B}} + P_t^{\text{B}} \cdot \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T}|_{t>1} \quad (2.6)$$

$$P_t^{\text{B}} = P_t^{\text{B+}} \cdot \eta^{\text{B+}} - P_t^{\text{B-}} \cdot \frac{1}{\eta^{\text{B-}}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.7)$$

$$\underline{E}^{\text{B}} \leq E_t^{\text{B}} \leq \overline{E}^{\text{B}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.8)$$

$$\underline{P}^{\text{B+}} \cdot b_t^{\text{Ch}} \leq P_t^{\text{B}} \leq \overline{P}^{\text{B+}} \cdot b_t^{\text{Ch}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.9)$$

$$\underline{P}^{\text{B-}} \cdot b_t^{\text{Dis}} \leq P_t^{\text{B}} \leq \overline{P}^{\text{B-}} \cdot b_t^{\text{Dis}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.10)$$

$$-\alpha^{\text{C}} \cdot E_t^{\text{B}} \leq P_t^{\text{B}} \leq \alpha^{\text{C}} \cdot E_t^{\text{B}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.11)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} |b_t^{\text{Ch}} - b_{t-1}^{\text{Ch}}| \leq \overline{\Delta}^{\text{Ch}} \quad \forall t \in \mathcal{T}|_{t>1} \quad (2.12)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} |b_t^{\text{Dis}} - b_{t-1}^{\text{Dis}}| \leq \overline{\Delta}^{\text{Dis}} \quad \forall t \in \mathcal{T}|_{t>1} \quad (2.13)$$

$$b_t^{\text{Ch}} + b_t^{\text{Dis}} \leq 1 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.14)$$

$$\underline{P}^g \cdot u_{t,g} \leq P_t^g \leq \overline{P}^g \cdot u_{t,g} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall g \in \mathcal{G} \quad (2.15)$$

$$-RD \leq P_t^g - P_{t-1}^g \leq RU \quad \forall t \in \mathcal{T}|_{t>1}, g \in \mathcal{G} \quad (2.16)$$

$$b_t^{\text{Ch}}, b_t^{\text{Dis}}, u_t^g, l_t \in \{0, 1\} \quad \forall t \in \mathcal{T}, f \in \mathcal{G} \quad (2.17)$$

Os conjuntos e índices considerados no modelo são de tempo ($\mathcal{T}, t$), de dias ($\mathcal{D}, d$), de geradores PV ($\mathcal{V}, v$) e de geradores térmicos ($\mathcal{G}, g$). A função objetivo, equação 2.1, minimiza os custos da operação da microrrede. Os custos de operação da microrrede são relacionados à compra de energia no *Point of Common Coupling* (PCC) ($P_t^{+\text{PCC}}$ e custo α^{C}), aos custos da operação dos geradores térmicos (P_t^g e custos modelados com os coeficientes α_2^g, α_1^g e α_0^g) e ao custo do corte de carga (α^{LC}) atrelado à demanda $P_{t,d}^{\text{D}}$. As variáveis binárias u_t^g e l_t controlam o funcionamento do gerador térmico e o corte de carga, respectivamente.

A primeira restrição (2.2) realiza o balanço de potência dos DERs (PV - $P_{t,d,v}^{\text{PV}} \cdot s_v^{\text{PV}}$; P_t^g ; $P_t^{\text{B-}}/P_t^{\text{B+}}$), rede elétrica (P_t^{PCC}) e demanda ($P_{t,d}^{\text{D}}$). As equações 2.3–2.4 definem duas variáveis não negativas que compõem a potência do PCC ($P_t^{+\text{PCC}}, P_t^{-\text{PCC}}$), para que seja possível aplicar custos apenas à compra de potência da rede principal. As equações 2.5 e 2.6 calculam a energia da bateria (E_t^{B}) de acordo com sua energia inicial ($E^{\text{B,ini}}$) e pela potência de operação (P_t^{B}), para o primeiro instante do dia e para os demais instantes do dia. Também são definidas duas variáveis não negativas para definição da potência de des/carregamento e descarregamento ($P_t^{\text{B-}}/P_t^{\text{B+}}$), que compõem a potência da

bateria (P_t^B), considerando a eficiência do conversor para des/carregamento (η^{B+}/η^{B-}) na restrição 2.7.

A energia da bateria é limitada na equação 2.8, pelas variáveis $\underline{E}^B$ e $\overline{E}^B$, e a potência da bateria é limitada nas equações 2.9 e 2.10 tanto para o carregamento, quanto para o descarregamento, pelas variáveis $\underline{P}^-/\underline{P}^+$, $\overline{P}^-/\overline{P}^+$. Além disso, a potência da bateria é limitada por um fator α^C , que correlaciona a energia disponível na bateria e sua capacidade máxima de carregamento/ descarregamento. As equações 2.12 e 2.13 limitam a quantidade de mudanças entre o modo *standby* e des/carregamento da bateria pelas variáveis b_t^{Dis}, b_t^{Ch} . A restrição 2.14 garante que a bateria não carregue e descarregue no mesmo instante.

As restrições 2.15 e 2.16 controlam a operação do gerador térmico, para que ela siga os limites máximos e mínimos de potência ($\underline{P}^g, \overline{P}^g$) de acordo com seu dimensionamento e que tenha uma rampa de funcionamento (RD, RU), visto que o gerador térmico não é um componente de entrada rápida no sistema. As equações não-lineares (2.12 e 2.13), que caracterizam a modelagem inicial como um problema de programação não-linear inteira mista, foram linearizadas com duas variáveis auxiliares contínuas b_t^{ch+} and b_t^{ch-} , conforme as equações 2.18–2.20 (SANTOS et al., 2021).

$$b_t^{Ch} - b_{t-1}^{Ch} = b_t^{ch+} - b_t^{ch-} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.18)$$

$$0 \leq b_t^{ch+} \leq 1 \text{ e } 0 \leq b_t^{ch-} \leq 1 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.19)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} (b_t^{ch+} + b_t^{ch-}) \leq \overline{\Delta}^{Ch} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.20)$$

Os custos de operação dos geradores foram considerados no modelo utilizando a taxa de calor (H). Tais custos dominam os custos operacionais necessários para produzir energia, no entanto não refletem os custos reais de produção devido as perdas ocorridas durante a geração. Diante disso, a modelagem dos custos do gerador está interessada em como o custo por kWh muda com a potência do gerador (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013). Portanto, a equação 2.21 representa a função de taxa de custo (C) em USD/unidade de volume, e a 2.22 apresenta a função taxa de calor em função do rendimento do gerador.

$$C = R \cdot K = P^G \cdot H(P^G) \cdot K \quad (2.21)$$

$$H = 1/\eta = E_{in}/E_{out} \quad (2.22)$$

Com as equações anteriores é possível realizar a substituição de 2.22 em 2.21 e obter uma função quadrática dos custos do gerador, conforme 2.23. Utilizando o custo-combustível e técnicas de regressão linear é possível definir os valores para cada um dos geradores térmicos de $\alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$.

$$C(P^G) = \alpha_2 \cdot (P^G)^2 + \alpha_1 \cdot P^G + \alpha_0 \quad (2.23)$$

Os dados para o consumo dos geradores térmicos foram obtidos de (GENERAC, 2022) e são apresentados na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – HOMER Pro: Consumo dos geradores térmicos.

Gás Natural		Diesel	
Potência (kW)	Consumo (m ³ /h)	Potência (kW)	Consumo (L/h)
37,5	23,8	10	4,2
75,0	39,1	20	7,3
112,5	51,0	30	10,2
150,0	62,9	40	13,3

Fonte: Autora.

A ferramenta de regressão linear do *Excel* permitiu encontrar os valores de α com a substituição dos valores de P^g na equação 2.23. As constantes da equação dos custos de cada um dos geradores térmicos são apresentadas na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – HOMER Pro: Constantes da equação de custo dos geradores térmicos.

Constante	Gás Natural	Diesel
α_2	0	0
α_1	0,03	2,94
α_0	1,04	-1,77

Fonte: Autora.

As curvas de consumo de combustível também foram adicionadas aos geradores no HOMER Pro, bem como a definição da geração mínima em 25 % da potência total. Além dos dados de entrada do gerador térmico, existem outros parâmetros considerados no modelo cujas definições são apresentadas na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – HOMER Pro: Entradas para o modelo de programação linear inteira mista.

Parâmetro	Valor
$\overline{\Delta}^{Ch}$	2
$\overline{\Delta}^{Dis}$	2
α^C	0,4 (RAHIMIAN; RAYMAN; WHITE, 2010)
RU	2
RD	-2
α^{LC} (USD)	20
α_t^S (USD)	0,089 para $0 \text{ h} \leq t < 16 \text{ h}$ 0,122 para $16 \text{ h} \leq t < 18 \text{ h}$, $21 \text{ h} \leq t < 22 \text{ h}$ 0,186 para $18 \text{ h} \leq t < 21 \text{ h}$

Fonte: Autora.

2.4 Modelagem para avaliação em regime permanente

As simulações em regime permanente no OpenDSS foram realizadas considerando uma escala de 1 minuto na demanda da microrrede. Assim, o perfil de cada uma das demandas coletadas com os medidores foi interpolado utilizando *scripts* em *Python* de 96 para 1440 pontos. Os dados das linhas (i.e., tipo de cabo, distância, geometria), dos nós (localização), dos transformadores (tensão nominal, perdas, corrente magnetizante, corrente a vazio, *tap*) e das cargas (nó, demanda de potência ativa e reativa) de todo BGE06 foram modelados conforme suas respectivas classes no OpenDSS.

Sabendo que o estudo é focado apenas no circuito que alimenta a microrrede, o secundário do transformador da subestação, que é o primeiro nó em 11,9 kV, foi considerado como o equivalente de *Thèvenin* (elemento *Circuit*) para as simulações, uma vez que o transformador da subestação alimenta toda a rede da UNICAMP e seria necessário modelar a rede completa para os estudos. Os Quadros 2 e 3 apresentam quais os dados que foram necessários para modelagem da CAMPUSGRID no OpenDSS.

Para efeito das simulações, foi utilizada a biblioteca em *Python* do OpenDSS, a *OpenDSSDirect.py*. A combinação entre a biblioteca e a entrada de alguns dados da microrrede com arquivos *JSON* facilita a interpretação de resultados e a alteração de cenários de simulação. A Figura 2.6 mostra a entrada de dados com os arquivos *JSON* para os *DERs*, cargas e *LoadShapes*. A classe *LoadShapes* contém os dados da demanda de potência ativa e reativa de cada uma das cargas.

Figura 2.6 – OpenDSS: Representação da entrada de dados com arquivos JSON.

```
▼ transformer_tr_iluminacao_publica_2:
  node: "bus_0071_bt.1.2.3.4"
  phases: 3
  kV: 0.22
  kW: 45
  PF: 1
  DailyCurve: "shape_meter_1000556"
  Conn: "y"

▼ geracao_pv_gmu_carga:
  type: "load"
  node: "bus_0105_bt.1.2.3.4"
  phases: 3
  kV: 0.22
  kW: 300
  PF: 1
  Model: 1
  DailyCurve: "shape_meter_1000146_low"
  Conn: "delta"
  Enabled: true
```

Fonte: Autora.

O primeiro objeto da Figura 2.6 corresponde a uma carga da CAMPUSGRID,

Quadro 2 – OpenDSS: Arquivos e dados da microrrede: parte 1.

Arquivo	Modelo	Dados
WireData.dss	Cabos	1. Nome 2. Resistência DC 3. Resistência AC 4. Unidades dos itens 2 e 3. 5. Raio médio geométrico 6. Unidade do item 5. 7. Ampacidade 8. Diâmetro 9. Unidade do item 8.
LineSpacing.dss	Espaçamento dos cabos	1. Nome 2. Número de condutores 3. Fases 4. Unidade 5. Distâncias entre condutores
LineGeometry.dss	Geometria das linhas	1. Nome 2. Número de condutores 3. Espaçamento dos condutores 4. Cabos
Buses.dss	Barramentos	1. Nome 2. Longitude 3. Latitude
Lines.dss	Linhas	1. Nome 2. Barramento 1 3. Barramento 2 4. Distância 5. Unidade 6. Geometria das linhas
Transformers.dss	Transformadores	1. Nome 2. Número de enrolamentos 3. Impedância 4. Resistência 5. Corrente a vazio 6. Corrente magnetizante 7. Barramento primário 8. Tensão primário 9. Tap primário 10. Potência primário 11. Conexão do primário 12. Barramento secundário 13. Tensão secundário 14. Potência secundário 15. Conexão do secundário
Circuit.dss	Equivalente de Thèvenin	1. Barramento 2. Tensão 3. Tensão pu

Fonte: Autora.

Quadro 3 – OpenDSS: Arquivos e dados da microrrede: parte 2.

Arquivo	Modelo	Dados
DERs.json Loads.json	Recursos distribuídos e cargas	1. Nome 2. Barramento 3. Fases 4. Tensão 5. Potência 6. Fator de potência 7. Modelo 8. Curva 9. Conexão
LoadShapes.json	Curvas de funcionamento	1. Nome 2. Potência ativa 3. Potência reativa
Master.dss	Arquivo Master	1. Chama os arquivos .dss 2. Tensões de base

Fonte: Autora.

a iluminação pública 2. Para as cargas as informações necessárias são: o nó, as fases, a tensão, a potência, o fator de potência, qual a curva com os dados deste medidor e qual o tipo de conexão. O segundo objeto é a geração PV do GMU, e ela possui mais algumas informações, como o tipo (*load*).

Além disso, um levantamento realizado pelo projeto MERGE na Faculdade de Educação Física revelou que há uma capacidade de 600 kWp de geração PV nos telhados das edificações. Por isso, nas simulações foram utilizados 2/3 dessa capacidade de geração de cada uma das edificações, para corresponder aos 400 kWp projetados para a microrrede. Foram pensados alguns casos de estudo para essas simulações e eles correlacionam a geração PV (baixa, média ou alta) e a recarga do ônibus elétrico no eletroposto da microrrede, podendo carregar a 80 kW ou 40 kW e no período diurno ou noturno. O Quadro 4 mostra os cenários das simulações.

Para os 15 cenários foram coletadas as tensões mínimas e as perdas na microrrede. Dessa forma, a partir dos valores obtidos foram pensados algoritmos para melhorar tanto das tensões mínimas, quanto das perdas do sistema usufruindo da operação do BESS. As simulações no OpenDSS foram apenas simulações preliminares, sem a operação da bateria, e simulações finais já com a aplicação de um algoritmo de operação que, baseado nas tensões mínimas do sistema define a operação da bateria. É importante ressaltar que as simulações deste caso foram apenas para a operação conectada à rede principal. Os perfis utilizados para os diferentes cenários são apresentados nas Figuras 2.7 e 2.8.

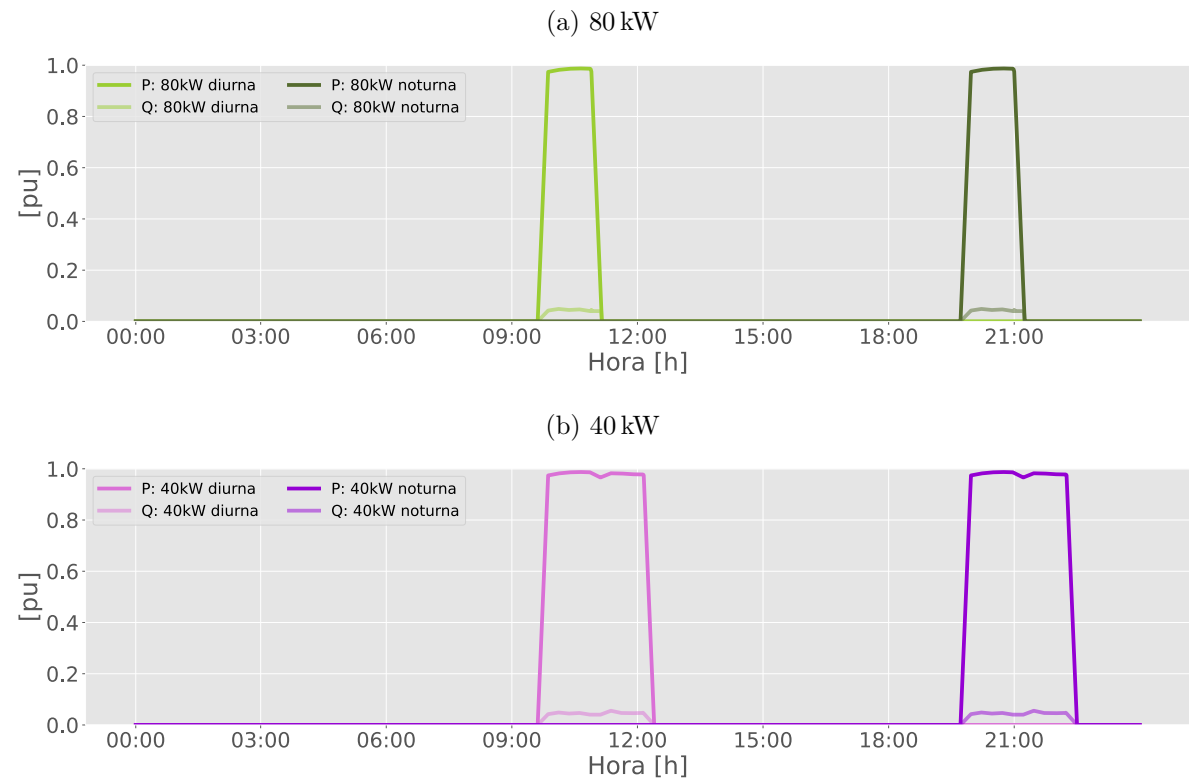
Percebe-se pela Figura 2.7 que a recarga do ônibus elétrico a 40 kW tem o dobro da duração da recarga a 80 kW. Além disso, há registro de uma baixa potência reativa associada às recargas. Esses perfis foram adaptados de medições realizadas no eletroposto.

Quadro 4 – OpenDSS: Casos de Estudo.

Cenário	Recarga Ônibus		Geração PV
	Potência (kW)	Período	
1	80	Diurno	Alta
2	80	Diurno	Média
3	80	Diurno	Baixa
4	80	Noturno	Alta
5	80	Noturno	Média
6	80	Noturno	Baixa
7	40	Diurno	Alta
8	40	Diurno	Média
9	40	Diurno	Baixa
10	40	Noturno	Alta
11	40	Noturno	Média
12	40	Noturno	Baixa
13	0	-	Alta
14	0	-	Média
15	0	-	Baixa

Fonte: Autora.

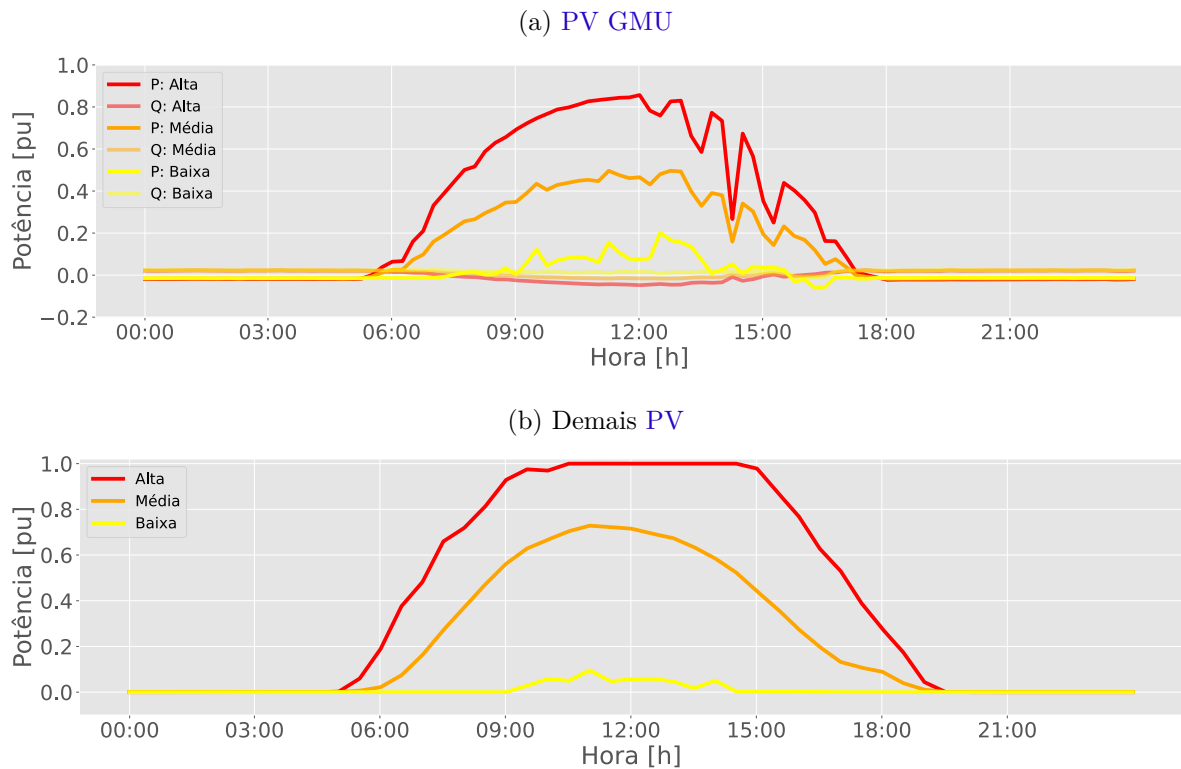
Figura 2.7 – OpenDSS: Perfis de recarga do ônibus elétrico.



Fonte: Autora.

Para geração PV foram realizadas 2 medições no transformador do GMU, que correspondiam a um dia com geração PV alta e a um dia com geração PV baixa. Um perfil médio foi criado a partir da média aritmética dos dois perfis para contemplar os 15 cenários dos casos de estudo (Figura 2.8a). Os demais pontos de geração PV não possuem medição e, por isso, foram criados três perfis correspondentes à geração PV alta, média ou baixa, que são mostrados na Figura 2.8b. Os DERs que utilizaram esse perfil foram modelados como geradores no OpenDSS.

Figura 2.8 – OpenDSS: Perfis de geração PV.



Fonte: Autora.

2.5 Modelagem para avaliação dinâmica

As simulações dinâmicas, organizadas para realização no MATLAB/Simulink, consideram a operação da microrrede numa escala de tempo de segundos, para observar os efeitos transitórios. O Simulink possui um pacote, chamado Simscape, que permite modelagem e simulação de sistemas físicos. O Simscape, por sua vez, possui modelos genéricos dos equipamentos de uma microrrede, como geração PV. Além disso, já foram desenvolvidos e disponibilizados alguns modelos para o BESS e máquinas síncronas, permitindo a integração de componentes de uma microrrede em simulações (DOCUMENTATION, 2020).

O Simulink possibilita que sejam realizadas simulações fasoriais, discretas e contínuas. Para avaliação dinâmica do sistema foram realizadas simulações fasoriais, que contemplam as alterações nas magnitudes de tensão e corrente do sistema, visto que toda a análise é realizada para uma mesma frequência de 60 Hz. Dessa forma, componentes como nós, transformadores, cargas, modelos de geração PV, de BESS e de geradores térmicos compuseram todo o modelo da simulação.

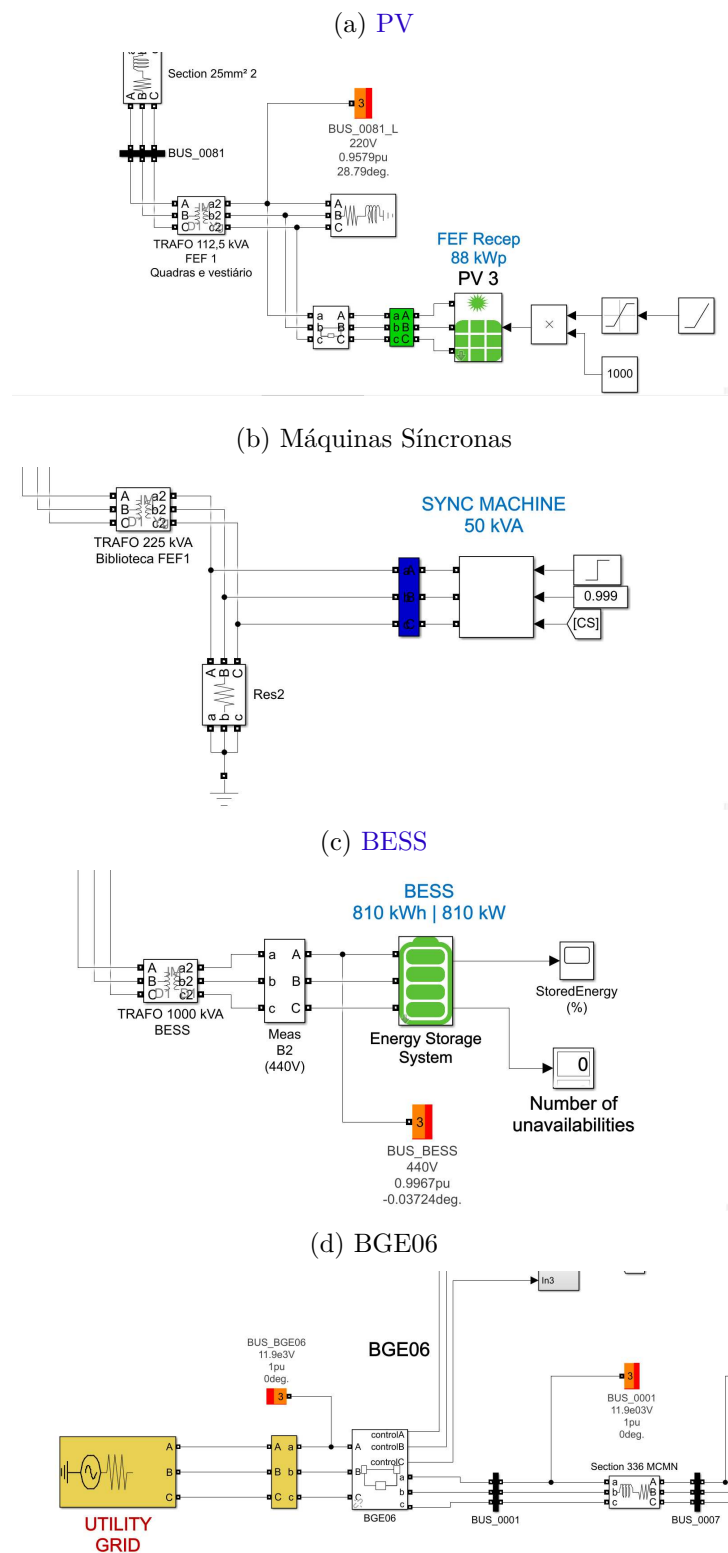
Para este caso, as cargas foram modeladas com potência ativa e reativa constantes e foi escolhido o máximo ponto de operação de cada uma das cargas, totalizando uma demanda de aproximadamente 650 kW, e avaliada a resposta do sistema perante um distúrbio. Os distúrbios causados foram a entrada da geração PV e em seguida um ilhamento do sistema e curto-circuitos trifásicos em dois pontos do sistema, um próximo e o outro distante do PCC.

A modelagem da CAMPUSGRID no MATLAB/Simulink já tinha sido iniciada pela equipe de Estabilidade do Projeto MERGE e foi apenas atualizada para este estudo. As máquinas síncronas possuem um transformador próprio e uma carga resistiva de $1\text{M}\Omega$ associada para não causar erros com a modelagem da rede elétrica, visto que ambas são modeladas como fontes de corrente. Foram utilizados dados similares aos da simulação no OpenDSS para as simulações dinâmicas, uma vez que cada um dos componentes permite a adição de parâmetros correspondentes. Por exemplo, para as linhas são solicitados os dados de resistência, indutância e capacitância, enquanto para os transformadores é necessário inserir os dados de conexão, potência nominal e frequência, resistências, reatâncias, entre outros.

A Figura 2.9 mostra alguns dos módulos utilizados nas simulações. Cada um dos módulos da Figura 2.9 é a representação de um sistema mais complexo, cuja lógica de funcionamento depende dos parâmetros inseridos. Para o BESS, essa representação pode ser observada na Figura 2.10.

O bloco denominado *Energy Storage System* é a representação de uma máscara, ou seja, o bloco representa um sistema mais complexo de forma simplificada. A visualização

Figura 2.9 – Simulink: Componentes da microrrede.

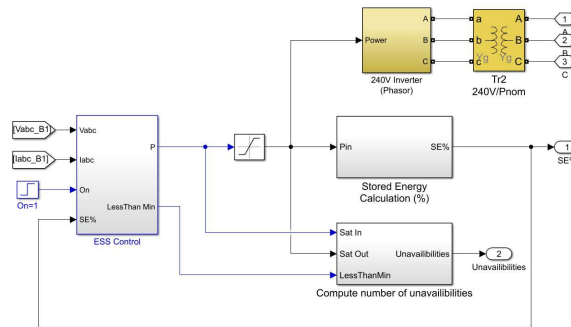


Fonte: Autora.

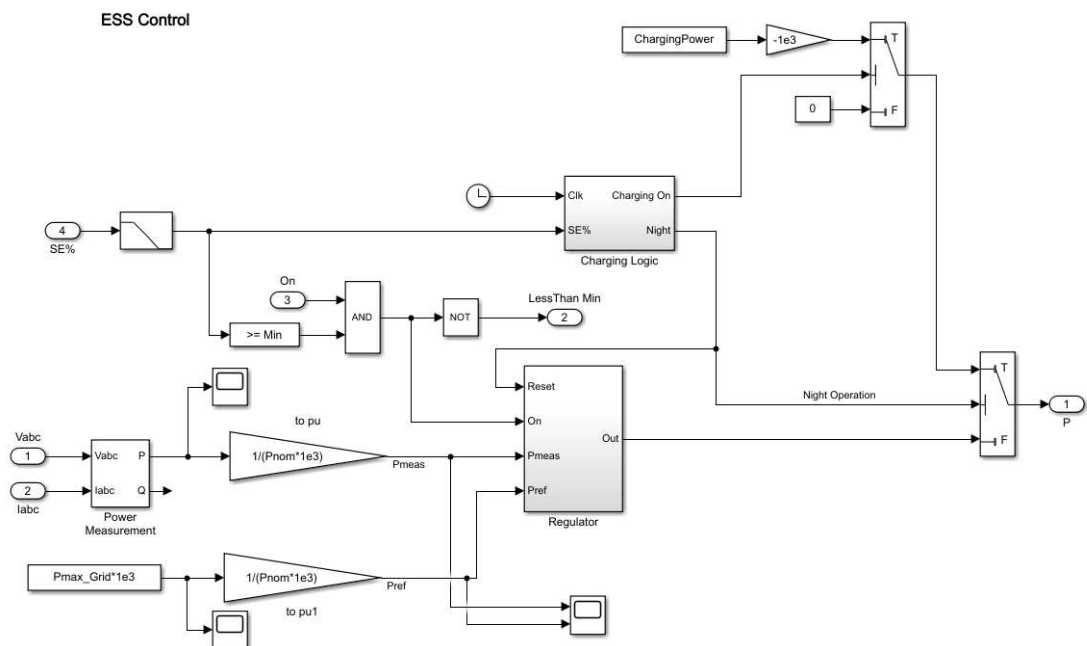
da máscara, ou o acesso às camadas mais profundas da modelagem, permitem que seja visualizado o sistema da Figura 2.9c. Dentro deste bloco, existem outros que podem ser acessados, como o da lógica de recarga da bateria (Figura 2.10b). Esse mesmo procedimento pode ser realizado para os demais componentes da microrrede.

Figura 2.10 – Simulink: BESS.

(a) Máscara do BESS



(b) Máscara do ESS control

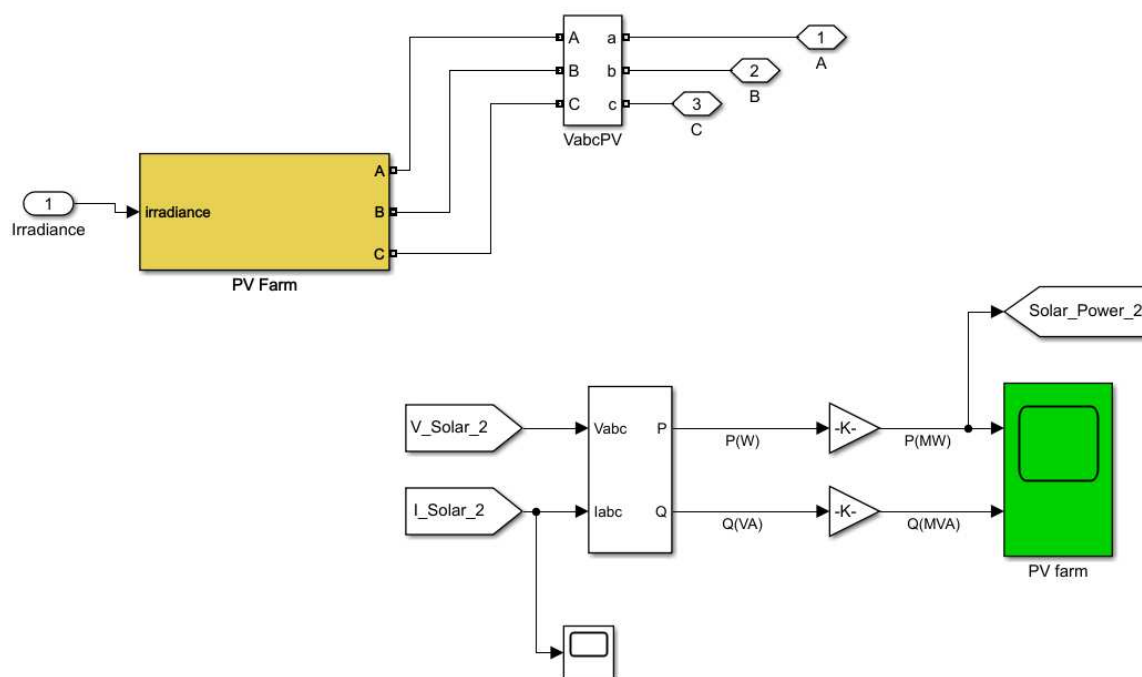


Fonte: Autora.

As camadas mais internas de modelagem da geração PV e das máquinas síncronas que representam os geradores térmicos estão nas Figuras 2.11 e 2.12 respectivamente. Para geração PV, a potência é definida como o produto da eficiência, da área coberta pelo PV Farm. Assim, considerando uma eficiência de 100 %, a área foi definida de maneira a corresponder à potência das gerações PV espalhadas pela CAMPUSGRID. Em relação aos geradores térmicos, as únicas componentes que foram alteradas são sua potência nominal, potência ativa, tensão e frequência de operação. Os demais parâmetros utilizados foram

valores *default* do Simulink ou valores definidos pela equipe de estabilidade do Projeto MERGE. O controle das máquinas síncronas já havia sido estudado e desenvolvido pelos membros da equipe de estabilidade do projeto MERGE e elas funcionam com um controle *droop* durante a operação conectada e no modo isócrono para operação ilhada.

Figura 2.11 – Simulink: Máscara PV.



Fonte: Autora.

de controle que também são definidas pelo usuário, de forma que orquestrar a operação de todos os DERs se torna mais complexo. Como forma de exemplificar as diferentes modelagens dos softwares, são apresentados no Quadro 5 os parâmetros de entrada para o gerador térmico à gás natural.

Quadro 5 – Comparação de parâmetros de entrada para o gerador térmico nos diferentes *softwares*

Software	HOMER Pro	OpenDSS	Simulink
Parâmetros de Entrada Gerador térmico	1. Potência ativa 2. Custo de aquisição 3. Custo de troca 4. Curva de combustível 5. Custo combustível 6. Carga mínima 7. Vida útil	1. Nome 2. Barramento 3. Fases 4. Tensão 5. Potência 6. Fator de potência 7. Modelo 8. Curva 9. Conexão	1. Potência nominal 2. Tensão L-L 3. Frequência 4. Reatâncias 5. Constantes de tempo 6. Resistência do reator 7. Coeficiente de inércia 8. Fator de fricção 9. Pares de polos 10. Condições iniciais 11. Modelo (PV, PQ ou <i>swing</i>) 12. Potência ativa 13. Limites de potência reativa 14. Tipo do rotor Além das configurações de controle do sistema de excitação e do controle droop

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão apresentados os resultados de cada uma das simulações realizadas, bem como as regras heurísticas criadas a partir das simulações. O capítulo é dividido em quatro subseções, uma para cada tipo de simulação e uma última de discussão de resultados.

3.1 Simulação energética e econômica

Foi realizada uma avaliação da operação da microrrede considerando os controladores próprios da HOMER, LF e CC, e o controle definido pelo modelo matemático com o ML. A avaliação econômica da CAMPUSGRID é apresentada na Tabela 3.1, com dados do NPC, *Cost of Energy* (COE), *Operation and Maintenance* (O&M).

Tabela 3.1 – HOMER Pro: Resultados econômicos.

Despacho	Load Following	Cycle Charging	MATLAB Link
NPC (USD)	2,21 M	2,33 M	2,13 M
COE(USD)	0,110	0,108	0,106
O&M (USD)	113 K	126 K	104 K
BESS (kWh/ano)	176 K	206 K	227 K
Energia comprada (kWh)	1,026 M	1,198 M	1,028 M
Energia vendida (kWh)	217 K	340 K	219 K

Fonte: Autora.

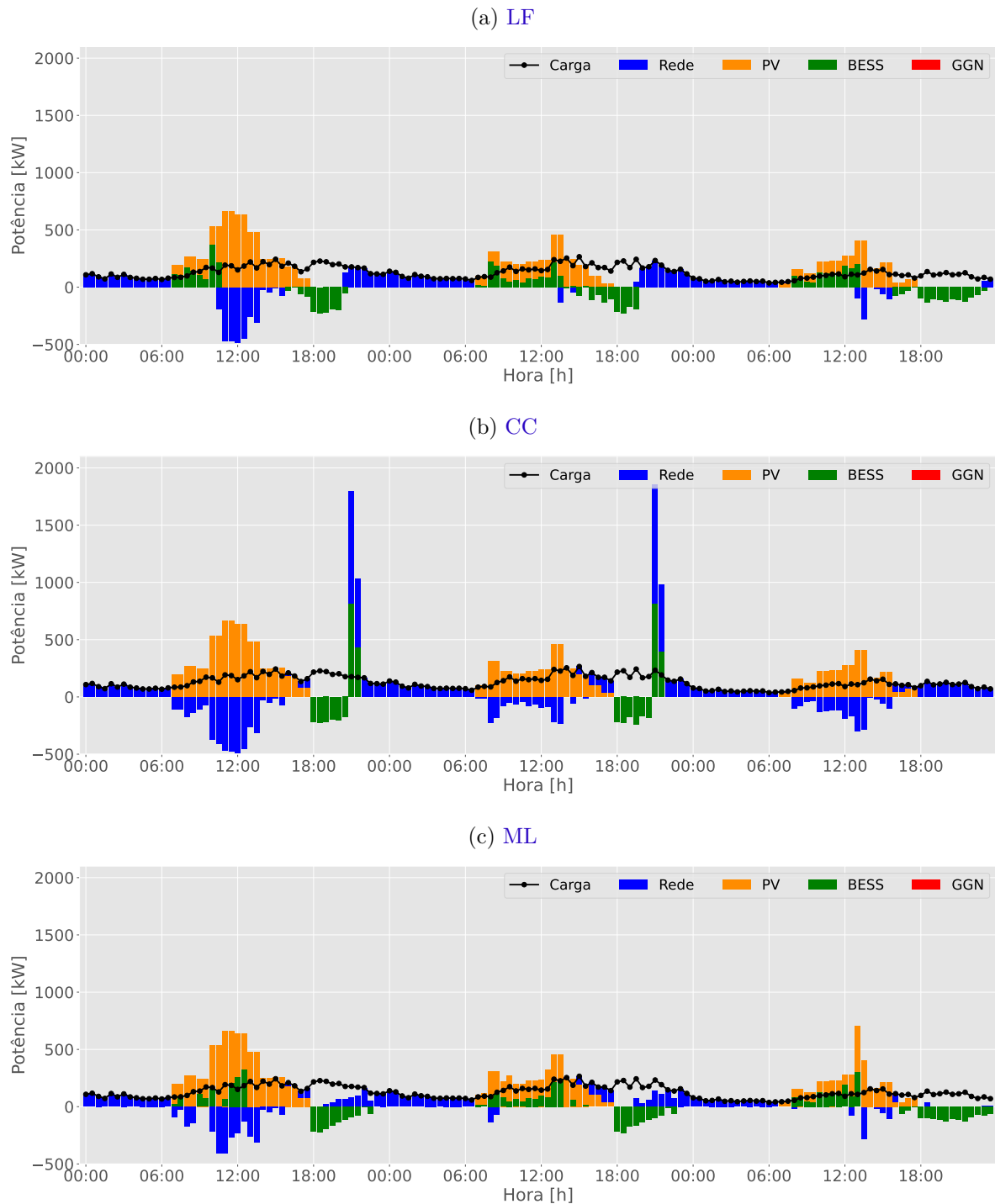
Da Tabela 3.1 observa-se que a operação com o ML definida pelo modelo matemático trouxe vantagens econômicas à CAMPUSGRID, que foram refletidas no NPC e no COE. A operação com o despacho definido pelo modelo matemático foi a que mais usou a bateria e seu valor de venda de energia mostra que boa parte da geração distribuída excedente foi utilizada na recarga do BESS.

O custo inicial para todos os sistemas era o mesmo, de forma que o menor NPC está diretamente atrelado a um menor custo de operação. Para observar as diferentes operações, foi criado um gráfico com 3 dias de operação para cada uma das três estratégias de despacho (Figura 3.1). É importante ressaltar que nenhuma das três estratégias optou por utilizar o gerador térmico.

É relevante pontuar que a diferença do NPC da estratégia LF em relação à ML é baixa, mas é explicada pela descarga do BESS durante a operação. Na Figura 3.1 percebe-se que a descarga do BESS com o LF é iniciada 17h, que não é o horário da tarifa

de pico (mais alta). Por outro lado, essa mesma descarga na estratégia [ML](#) é iniciada às 18h, que é o horário cuja tarifa da rede elétrica está com valor mais alto, beneficiando economicamente a operação da microrrede. Essa melhora no custo pode ser atribuída ao processo de otimização para o dia de operação, e não para o *timestep* atual, como é feito pelo [LF](#) e [CC](#).

Figura 3.1 – [HOMER Pro](#): Simulações com diferentes despachos.



Fonte: Autora.

A operação com o **LF** (Figura 3.1a) utiliza parte do excesso de geração **PV** para armazenar no **BESS**. A outra parte é vendida para rede. A descarga da bateria começa no período da tarde, antes do horário de custo máximo da venda de energia, por volta das 17h no primeiro dia simulado. O período da noite é suprido única e exclusivamente pela rede elétrica. Não foi definida nenhuma operação para o gerador térmico.

A estratégia **CC** (Figura 3.1b), por sua vez, descarrega a bateria única e exclusivamente nos períodos que a energia da rede é mais cara. Entretanto, a recarga da bateria ainda é realizada num horário de transição e com potências altas. Quando a demanda é mais baixa, como no terceiro dia do gráfico, nem há utilização do **BESS**. Todo excesso de geração **PV** é exportado para rede elétrica.

Por fim, a implementação do modelo matemático (Figura 3.1c) fez com que a bateria fosse carregada em períodos com excesso de geração **PV**, assim como foi feito no **LF**. Contudo, a descarga ocorre com potências menores e em quase todo horário de pico. No terceiro dia apresentado no gráfico, a demanda noturna foi suprida quase que exclusivamente com energia armazenada no **BESS**. Para melhor visualização da operação da bateria ao longo do ano são apresentados os gráficos da Figura 3.2

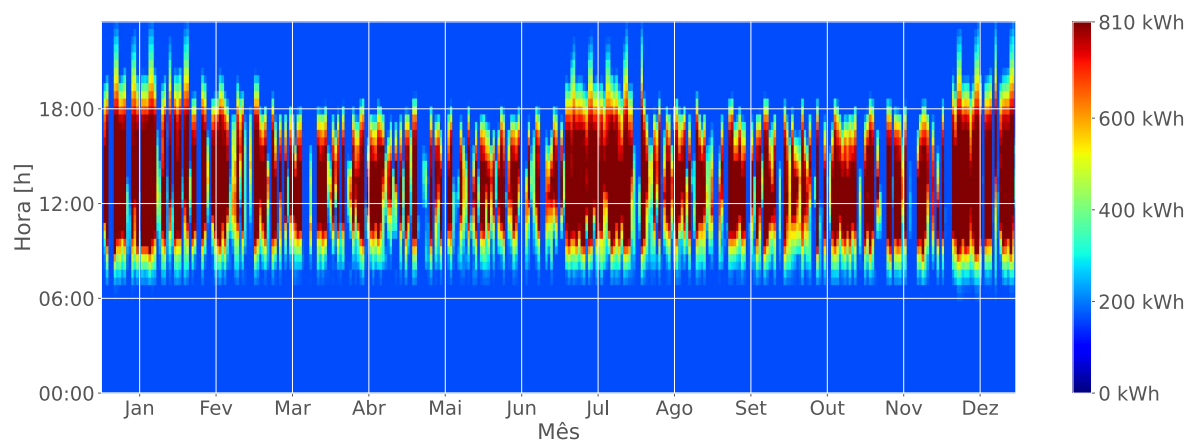
A partir da Figura 3.2 fica mais fácil de observar que a operação com o **LF** ocorre quase que totalmente nos períodos com luz solar disponível, apenas demorando mais na descarga nos meses de demanda baixa ou de transição (janeiro, fevereiro, julho e dezembro). Por outro lado, a estratégia do **CC** é recarregar a bateria logo após o uso, passando grande parte do dia com a capacidade nominal. Isso pode ser positivo nos casos com contingências ao longo do dia, mas exige recarga da bateria em períodos nos quais não há luz solar disponível, encarecendo a operação (vide Tabela 3.1). Por fim, a operação definida com o **ML** é mais versátil, porém em quase todos os dias as descargas do **BESS** ocorrem apenas no horário de pico, por conta do maior valor da tarifa de energia.

Sabendo que a estratégia implementada com o **ML** foi a que apresentou melhores resultados econômicos para as entradas configuradas no sistema, as regras heurísticas de operação que podem ser implementadas são:

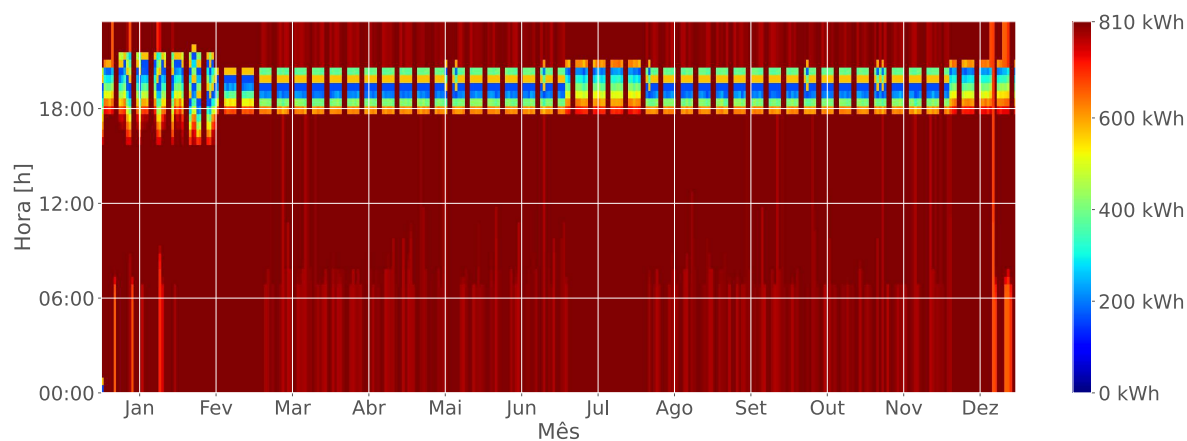
- **Geração PV**: utilização de toda geração PV disponível nos despachos, de forma que o excesso seja direcionado para o **BESS** e em seguida para a rede elétrica, se necessário;
- **BESS**: utiliza a geração **PV** para armazenamento de energia e descarrega nos períodos de pico, cujo preço da energia é mais alto, com potências de 200 kW aproximadamente, de forma a distribuir a potência da bateria por todo período de pico;
- **Geradores Térmicos**: para operação conectada o gerador térmico não foi utilizado, por conta de seus altos custos de operação.

Figura 3.2 – HOMER Pro: Operação do BESS.

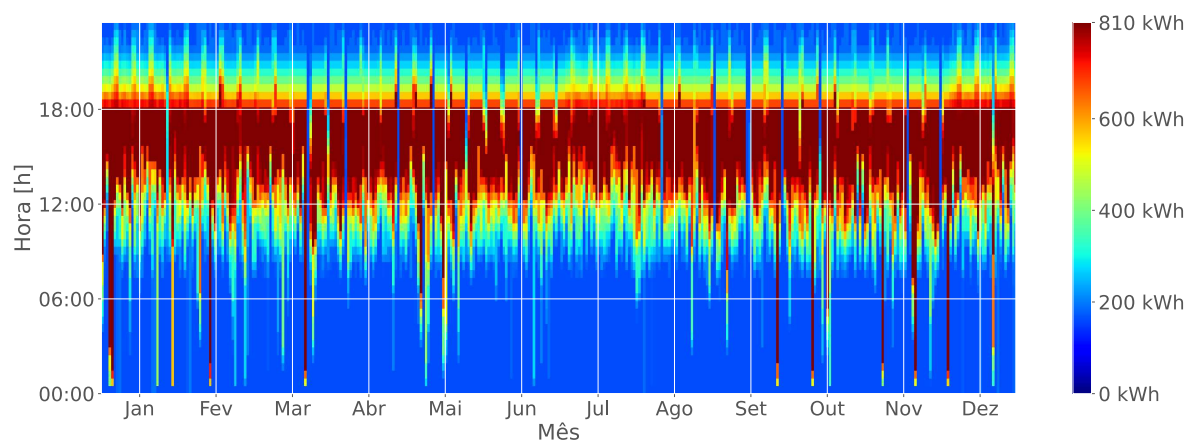
(a) LF



(b) CC



(c) ML

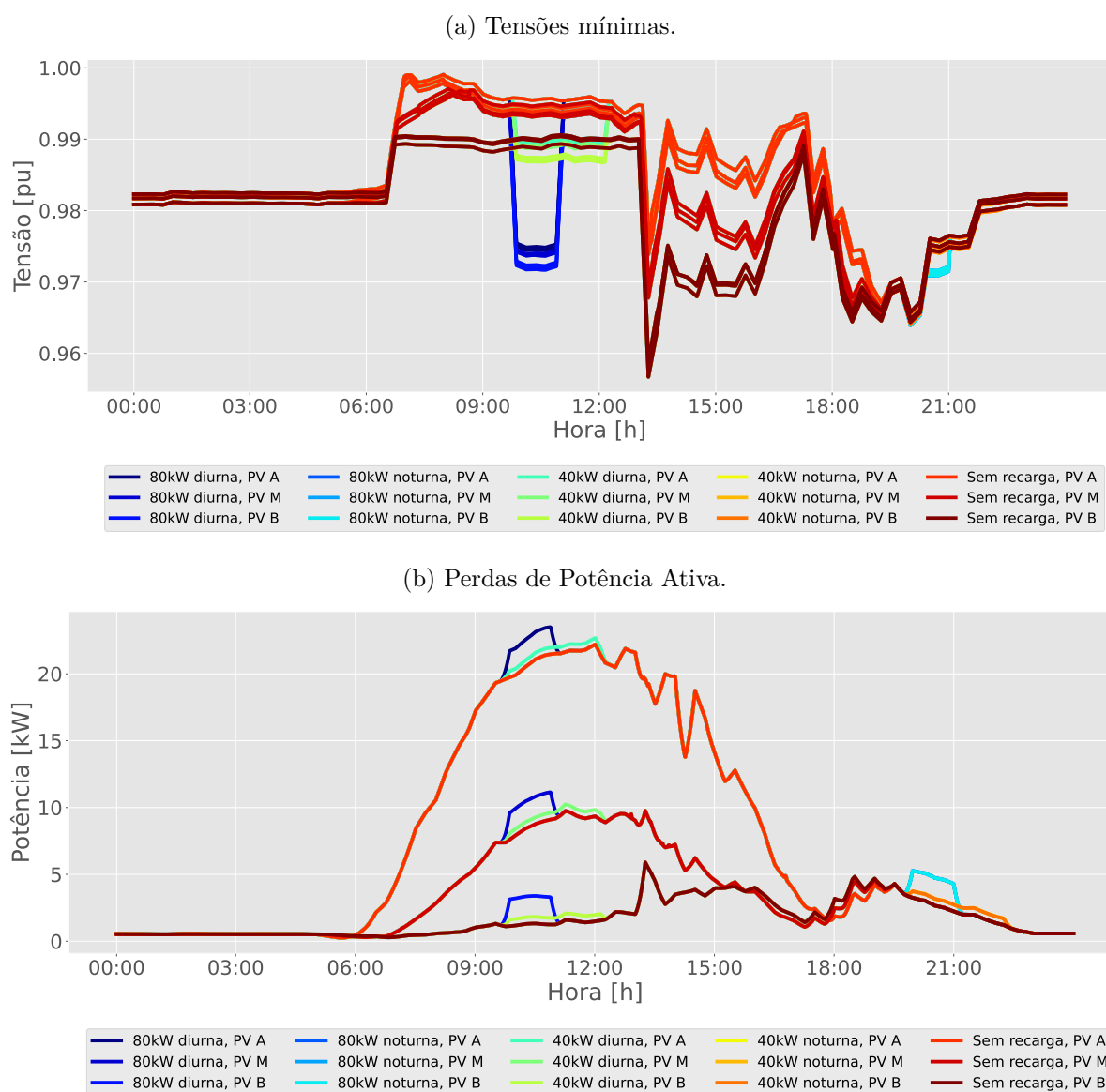


Fonte: Autora.

3.2 Simulações em regime permanente

Os resultados das simulações com OpenDSS (simulações estáticas, em regime permanente) são apresentados nesta seção. As simulações preliminares consideraram a geração PV da CAMPUSGRID nos 15 cenários do Quadro 4 e foram analisadas as tensões mínimas e perdas do sistema. Os resultados encontrados podem ser visualizados na Figura 3.3.

Figura 3.3 – OpenDSS: Simulações Preliminares.

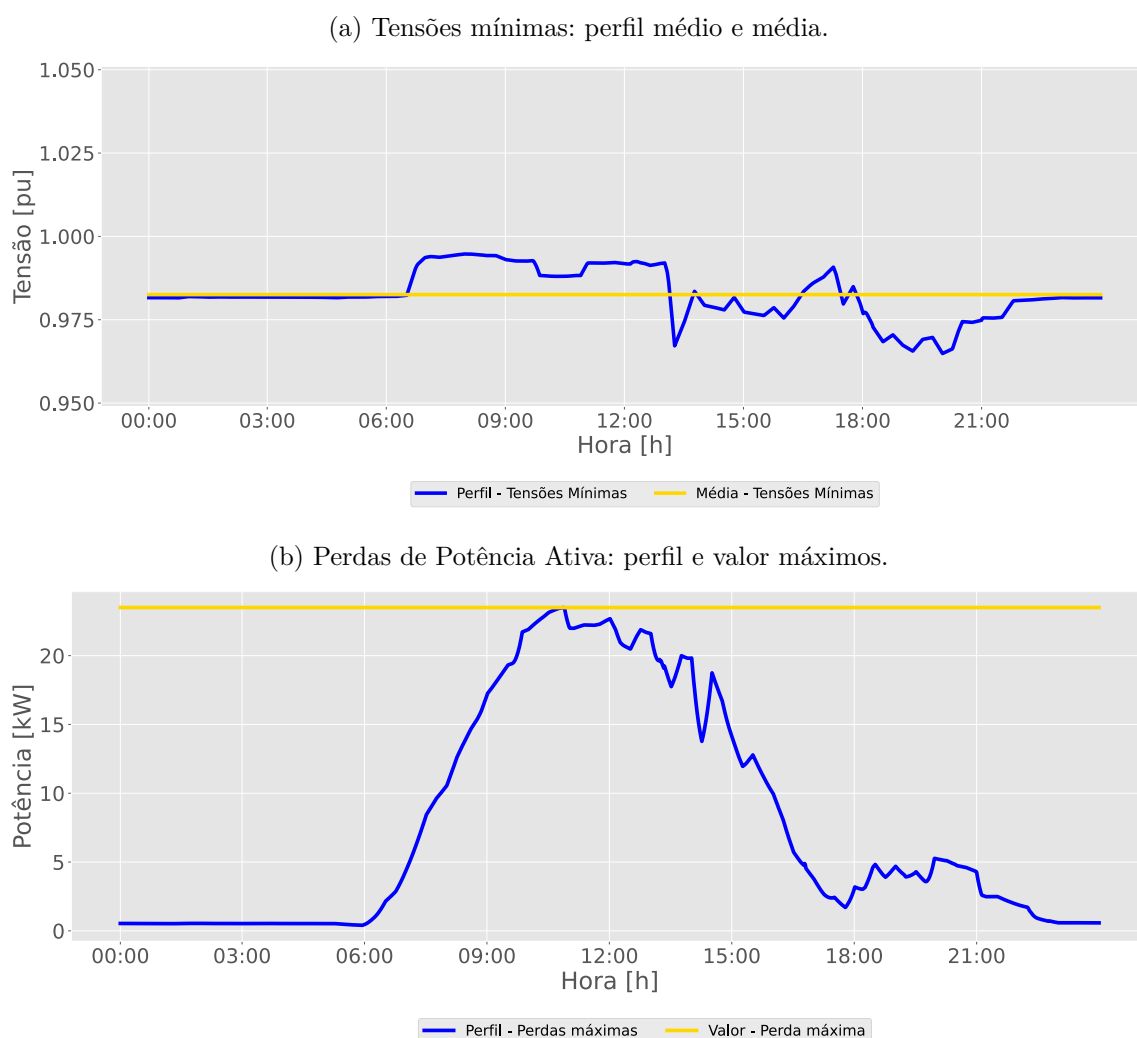


Da Figura 3.3a é possível inferir que o aumento da geração distribuída e a injeção de potência no sistema causa um aumento das tensões mínimas na área da CAMPUSGRID. Além disso, a recarga do ônibus elétrico a 80kW no período diurno foi responsável por uma queda das tensões mínimas, indicando que o aumento da demanda

também é responsável pela diminuição das tensões mínimas. As recargas noturnas tiveram pouco efeito nas tensões, assim como a recarga de 40 kW no período diurno, para todos os cenários de geração PV.

Em relação à Figura 3.3b, as perdas foram maiores para os cenários com maior geração PV. As perdas também aumentaram conforme a recarga do ônibus elétrico, sendo mais expressivas nas recargas a 80 kW de potência. Entende-se, portanto, que o aumento da demanda e o aumento da injeção de potência aumentam as perdas do sistema. Assim, estudos para definição de regras de funcionamento para a bateria foram iniciados a partir de um perfil médio das tensões mínimas (média dos 15 cenários) e do perfil e valor máximos das perdas (Figura 3.4).

Figura 3.4 – OpenDSS: Análise das Tensões e Perdas.



Fonte: Autora.

A partir da Figura 3.4a foi criado um algoritmo para definição da operação da bateria, cujo objetivo principal é diminuir as oscilações de tensão, aproximando a curva das tensões mínimas à curva da média das tensões mínimas. Sabendo que a injeção de

potência aumenta as tensões mínimas e o aumento da demanda as diminui, o BESS pode descarregar e injetar potência na rede (potência com valor negativo na modelagem do OpenDSS) como meio de aumentar a tensão mínima, e de forma análoga, pode carregar para diminuir a tensão mínima, já que funciona como uma carga (potência positiva na modelagem do OpenDSS).

Com isso, foi projetado um controle proporcional para operação do BESS. Dado que a potência máxima da bateria (P_{max}) é de 810 kW (positivo para carregamento e negativo para descarregamento) e dentro dos limites de tensão do PRODIST de 1,05 pu e 0,93 pu, o cálculo das constantes para definição do descarregamento (k_{max}) ou carregamento da bateria (k_{min}) considerou o valor máximo de potência do BESS, mas também usou a variação de tensão entre a média das tensões mínimas e os limites de tensão (tensão máxima definida pelo PRODIST e tensão mínima de 0,95 pu). As constantes k_{max} e k_{min} utilizadas no controle proporcional foram calculadas conforme as equações 3.1 e 3.2, considerando o valor médio das tensões mínimas como 0,9825 pu e P_{max} .

$$P_{max} = \Delta V_{max}/k_{max} \rightarrow k_{max} = (1.05 - 0.9825)/810 \rightarrow k_{max} = 8.33 \cdot 10^{-5} \quad (3.1)$$

$$P_{max} = \Delta V_{min}/k_{min} \rightarrow k_{min} = (0.9825 - 0.95)/810 \rightarrow k_{min} = 4.02 \cdot 10^{-5} \quad (3.2)$$

O algoritmo considerou também os limites energéticos da bateria, de forma que os 810 kWh nominais não fossem completamente disponibilizados e o SOC mínimo da bateria se mantivesse em 20 %, resultando em 648 kWh de energia disponível para a operação. Limitações de potência também foram consideradas, dado que o controle é reativo ao fluxo de carga do sistema.

Portanto, a operação com a bateria seria iniciada apenas quando a potência indicada pelo controle estivesse acima de $PMIN$. Por fim, foi implementada uma limitação de variação de potência entre um instante e outro ($\Delta PMAX$) de 10 kW, suavizando os aumentos e quedas de potência da bateria. A Figura 3.5 apresenta a forma de simulação com a estratégia de operação da bateria definida pelo controle proposto. Para as simulações o SOC inicial foi de 20%, $PMIN$ em 50 kW e $\Delta PMAX$ em 10 kW. O resultado da operação da bateria definida pelo algoritmo para sua potência e energia são apresentados na Figura 3.6.

Figura 3.5 – OpenDSS: Algoritmo para tensões mínimas.

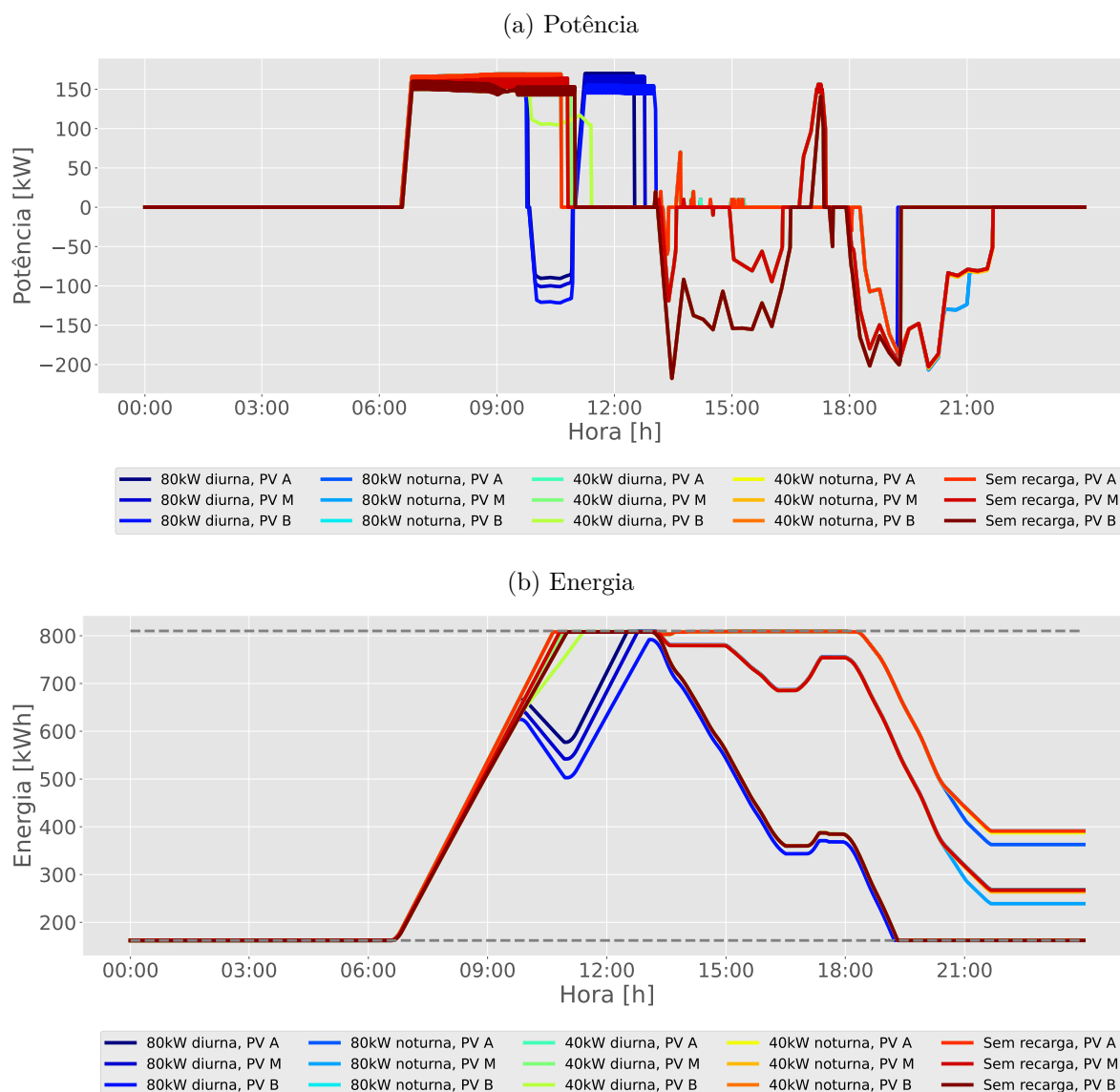
Algoritmo 1 – Definição da Operação da Bateria a partir das tensões mínimas.
Importa bibliotecas OpenDSSDirect, JSON, Numpy
Carrega os arquivos JSON com as cargas, DERs e <i>LoadShapes</i> .
Define os 15 cenários: Potência de recarga do ônibus elétrico; Período de recarga do ônibus elétrico; Perfil de geração solar fotovoltaica.
Enquanto $i = 1, 2, \dots$, cenários faça :
Enquanto $j = 1, 2, \dots, 1440$ faça :
Lê arquivos de extensão DSS com a modelagem da rede do BGE06
Para $j > 1$:
Usa a potência de operação da bateria definida em $[j-1]$
Resolve o fluxo de carga
Acessa dados das tensões mínimas
Calcula o $\Delta V = V_{min}[j] - V_{min} \text{ média}$
Se $\Delta V \geq 0$ faça :
<u>Descarga da bateria</u>
Potência de descarga = $-\Delta V * k_{max}$
Energia necessária = Potência de descarga/60
Verifica se a potência de descarga é maior que $-P_{MIN}$, se há energia disponível e se o $ \Delta P < \Delta P_{MAX}$
Define a potência de operação para descarga da bateria.
Senão :
<u>Recarga da bateria</u>
Potência de recarga = $-\Delta V * k_{min}$
Energia necessária = Potência de recarga/60
Verifica se a potência de descarga é maior que P_{MIN} , se há energia disponível e se o $ \Delta P < \Delta P_{MAX}$
Define a potência de operação para recarga da bateria.
Calcula a energia da bateria disponível para $[j+1]$
Criação de gráficos com os resultados.

Fonte: Autora.

Na Figura 3.6a, observa-se que a potência máxima de recarga chegou a aproximadamente 150 kW, enquanto a potência máxima de descarga foi de aproximadamente 200 kW. Os cenários de recarga do ônibus elétrico a 80 kW apresentam uma alteração na potência da bateria de recarga para descarga. Em seguida, a luz solar é aproveitada para uma continuidade na recarga do BESS. O BESS recarrega com maiores potências para alta geração PV e com menores potências para baixa geração PV.

A Figura 3.6b mostra que todos os cenários iniciaram a recarga da bateria a partir da disponibilidade de geração PV. Porém, houve um período de descarga do BESS para os cenários com recarga diurna do ônibus elétrico a 80 kW. Assim, o BESS permitia inserção de potência para atingir o SOC máximo e isso ocorreu após a recarga do ônibus elétrico. Nos cenários com recarga diurna do ônibus elétrico a 40 kW, a potência de

Figura 3.6 – OpenDSS: Operação do BESS - Algoritmo 1

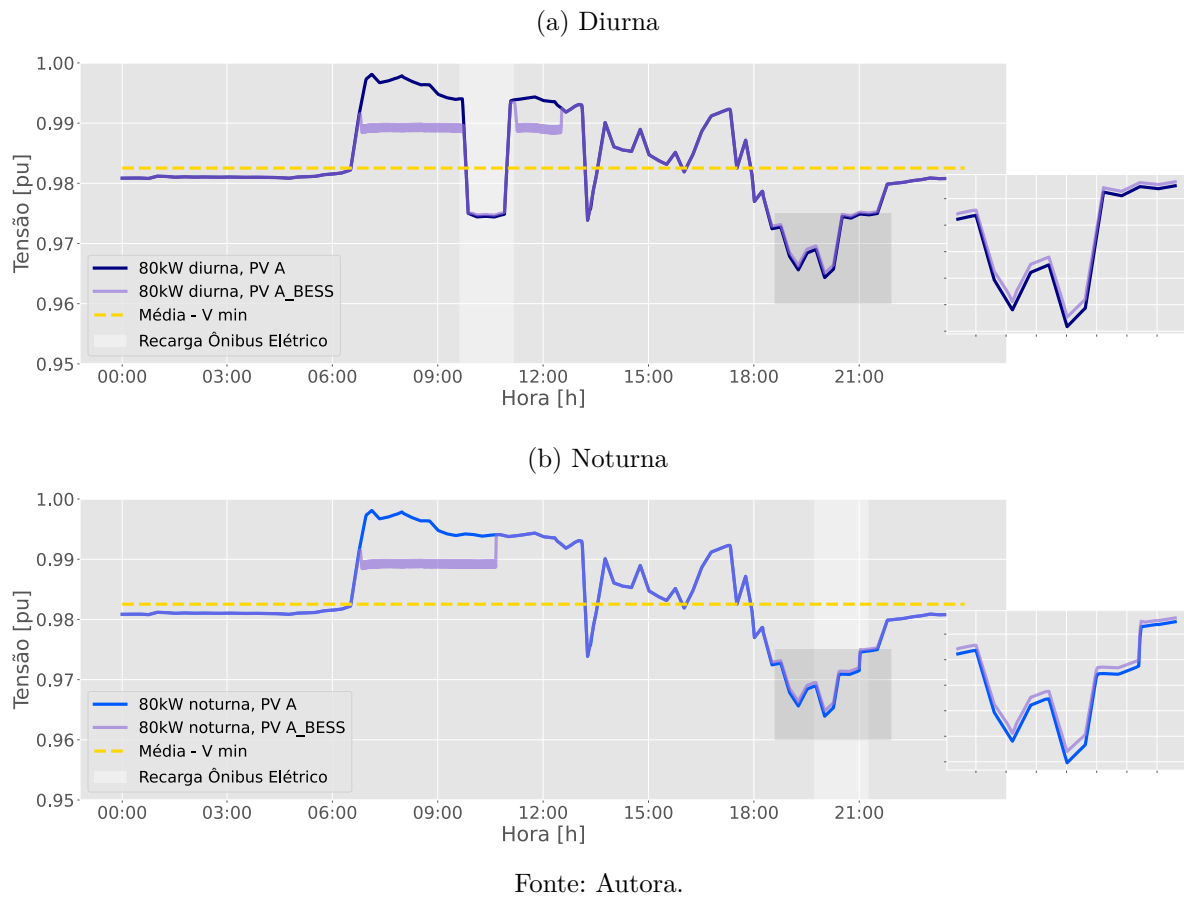


recarga do BESS apenas diminuiu de 150 para 100 kW aproximadamente, porém o modo de operação da bateria não foi alterado e o carregamento continuou.

Os cenários com baixa geração PV iniciaram a descarga da bateria no período da tarde, quando há um aumento da demanda e a diferença entre a demanda e a geração distribuída é de 200 kW aproximadamente. Entre 16 h 30 min e 17 h 30 min, que há uma diminuição da demanda, ocorreu recarga da bateria para os cenários de média e baixa geração PV. No período noturno, entre 18 e 21 h, houve descargas do BESS para todos os cenários. Os reflexos da operação do BESS nas tensões mínimas para recarga a 80 kW no período diurno e no período noturno com alta geração PV são apresentados na Figura 3.7.

Na Figura 3.7 pode-se perceber o efeito da operação da bateria nas tensões mínimas do sistema. O algoritmo funcionou conforme esperado, aproximando a curva de

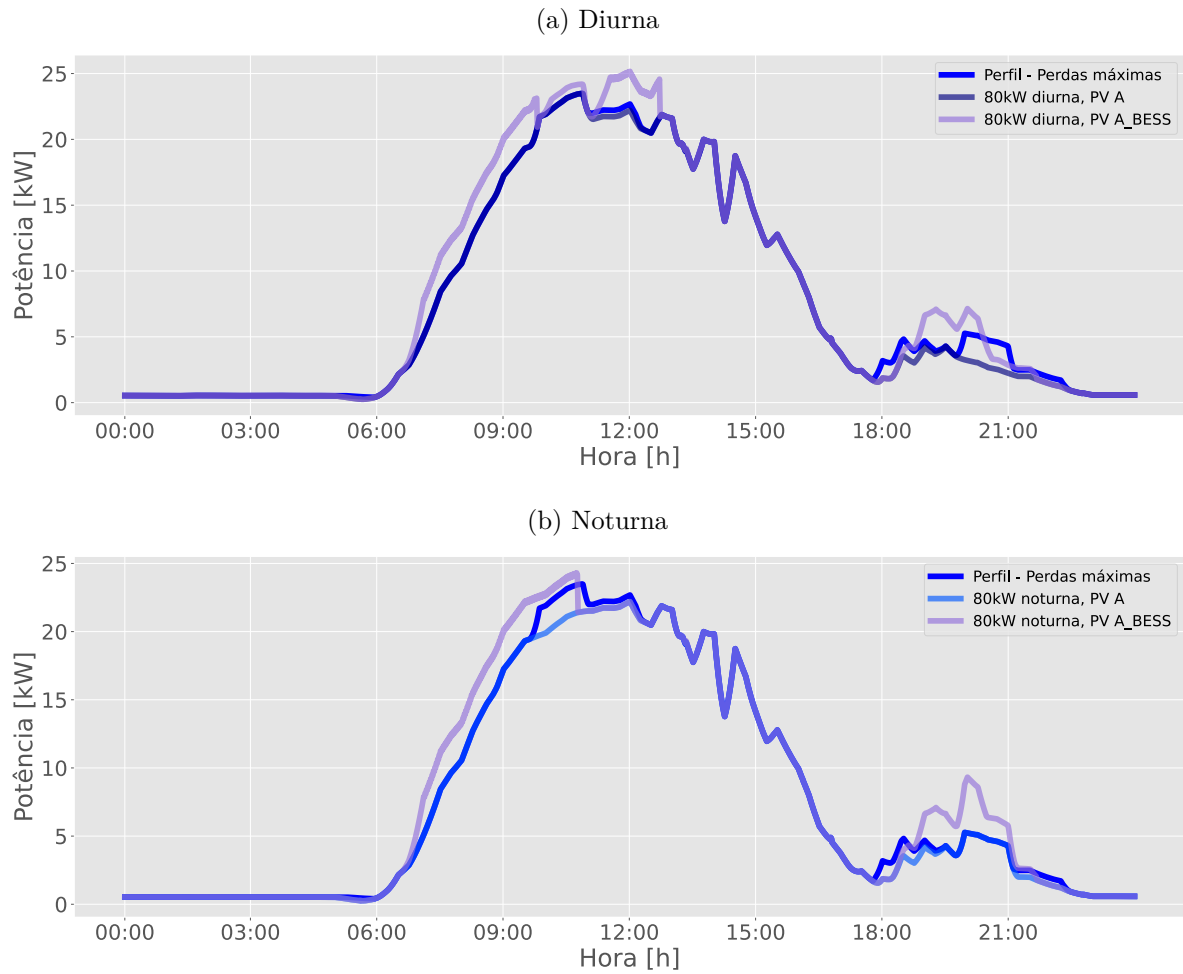
Figura 3.7 – OpenDSS: Tensões mínimas - Comparação da operação com e sem BESS



tensão da média das tensões mínimas. É importante observar que para Figura 3.7a houve uma queda de tensão causada pela recarga do ônibus elétrico bem acentuada, que dividiu em duas etapas o carregamento da bateria. No período noturno, que houve a descarga da bateria, a alteração da tensão não foi tão evidente quanto na recarga, visto que a demanda naquele período é mais próxima do pico e não há geração PV disponível.

Para recarga do ônibus elétrico noturna (Figura 3.7b), a recarga do BESS é constante até que o SOC máximo seja atingido. Assim como no outro cenário apresentado, a descarga da bateria no período noturno causou pouco impacto nas tensões mínimas. O impacto da operação da bateria pode ser analisado para recargas a 80 kW a partir da Figura 3.8.

Figura 3.8 – OpenDSS: Tensões mínimas - perdas de potência da operação com e sem BESS



Fonte: Autora.

Percebe-se que a operação da bateria aumenta as perdas, tanto para recarga, quanto para descarga. Todavia, o acréscimo em potência é baixo quando comparado a sua capacidade energética. Ainda assim, as perdas ficam abaixo de 25 kW, correspondendo a 5 % da demanda de pico da microrrede.

Dessa forma, pôde-se abstrair as regras heurísticas para operação em regime permanente da CAMPUSGRID, baseada na operação definida pelo algoritmo das tensões mínimas como:

- **Geração PV**: utilização de toda geração PV disponível e aproveitamento da energia excedente para recarga da bateria;
- **BESS**: recargas até 150 kW com o excesso de geração PV no período diurno, descargas de até 150 kW para períodos cuja diferença entre a demanda e a geração distribuída seja maior ou igual a 200 kW;

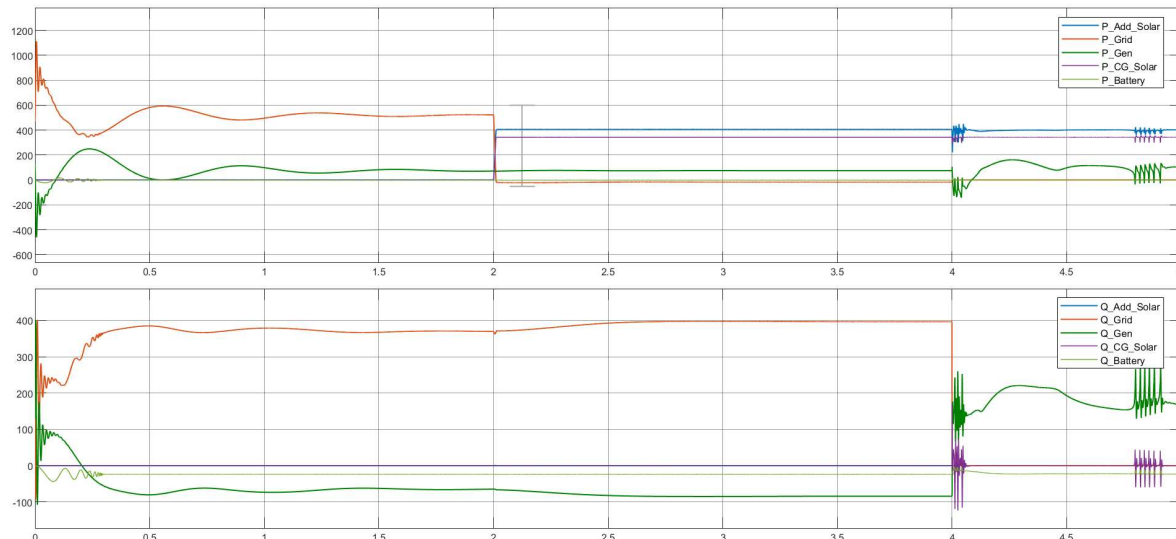
- **Gerador térmico:** Por conta de seus altos custos de operação, sua operação não é necessária para o modo conectado.

3.3 Simulações dinâmicas

A avaliação da operação dos diferentes componentes da microrrede em modo conectado foi a primeira etapa das simulações dinâmicas. O modelo da bateria aplicado considera um ciclo diário de operação, fazendo com que não houvesse uma participação significativa do BESS nas simulações da parte dinâmica do sistema.

A simulação inicial considerou o sistema com os geradores térmicos, o BESS, a rede elétrica conectada e a entrada da geração PV em 2s. O ilhamento acontece em 4s de simulação a partir da abertura da chave do PCC. A simulação é finalizada em 5s. O resultado das potências ativa e reativa desta simulação podem ser observados na Figura 3.9. As legendas iniciadas em P referem-se à potência ativa, P_Add_Solar corresponde à soma da geração PV adicional, P_Grid à rede elétrica, P_Gen à soma dos geradores térmicos, P_CG_Solar à geração já existente na CAMPUSGRID e P_Battery à bateria. As legendas iniciadas em Q correspondem à potência reativa.

Figura 3.9 – Simulink: Entrada da geração PV e ilhamento.



Eixos: x - tempo (s), y - Potência ativa P (kW) e Potência reativa Q (kVAR)

Fonte: Autora.

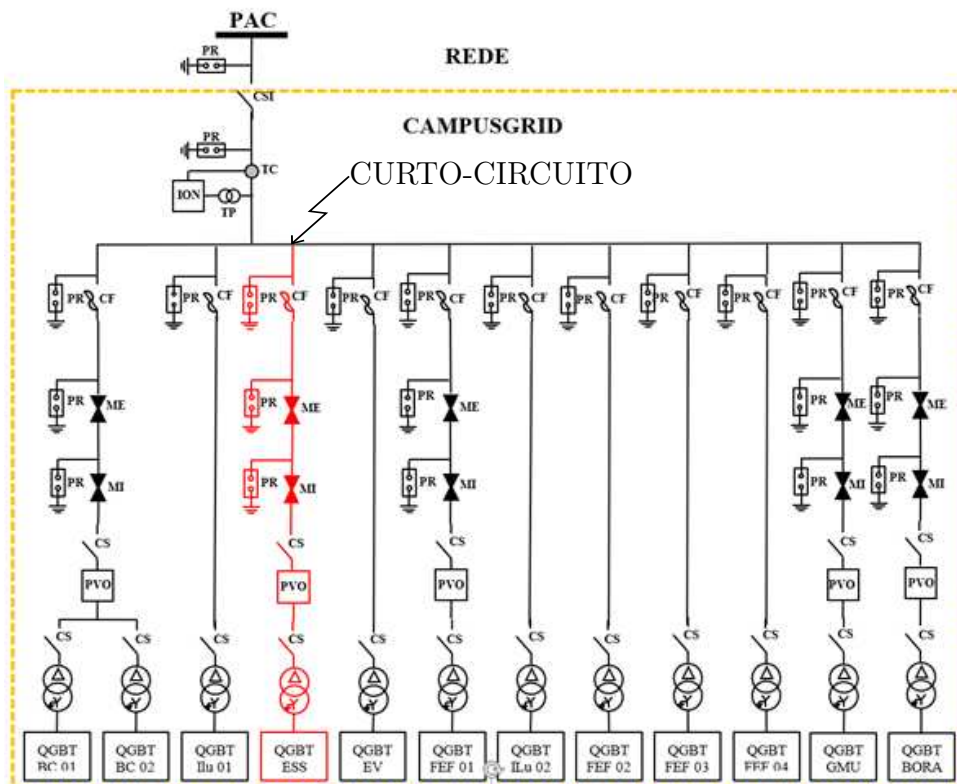
Com a Figura 3.9 pode ser observada uma oscilação da rede elétrica e dos geradores térmicos até que entrem em regime, tanto para potência ativa, quanto para potência reativa (entre 0 e 1,5s). A rede elétrica é responsável pela maior parte do suprimento da demanda de potência ativa e reativa, enquanto os geradores térmicos ficam em segundo plano. A entrada da geração PV (2s) causa um aumento na potência reativa suprida pela rede elétrica e uma diminuição da potência ativa. O ilhamento em 4s foi

responsável por oscilações dos geradores térmicos e das gerações PV, que pareceram estabilizadas em 4,7 s. Porém, o conjunto apresentou oscilações que podem, e devem, ser atenuadas com alterações nos sistemas de controle. A entrada do BESS também poderia contribuir para melhorar as oscilações das máquinas síncronas e da geração PV.

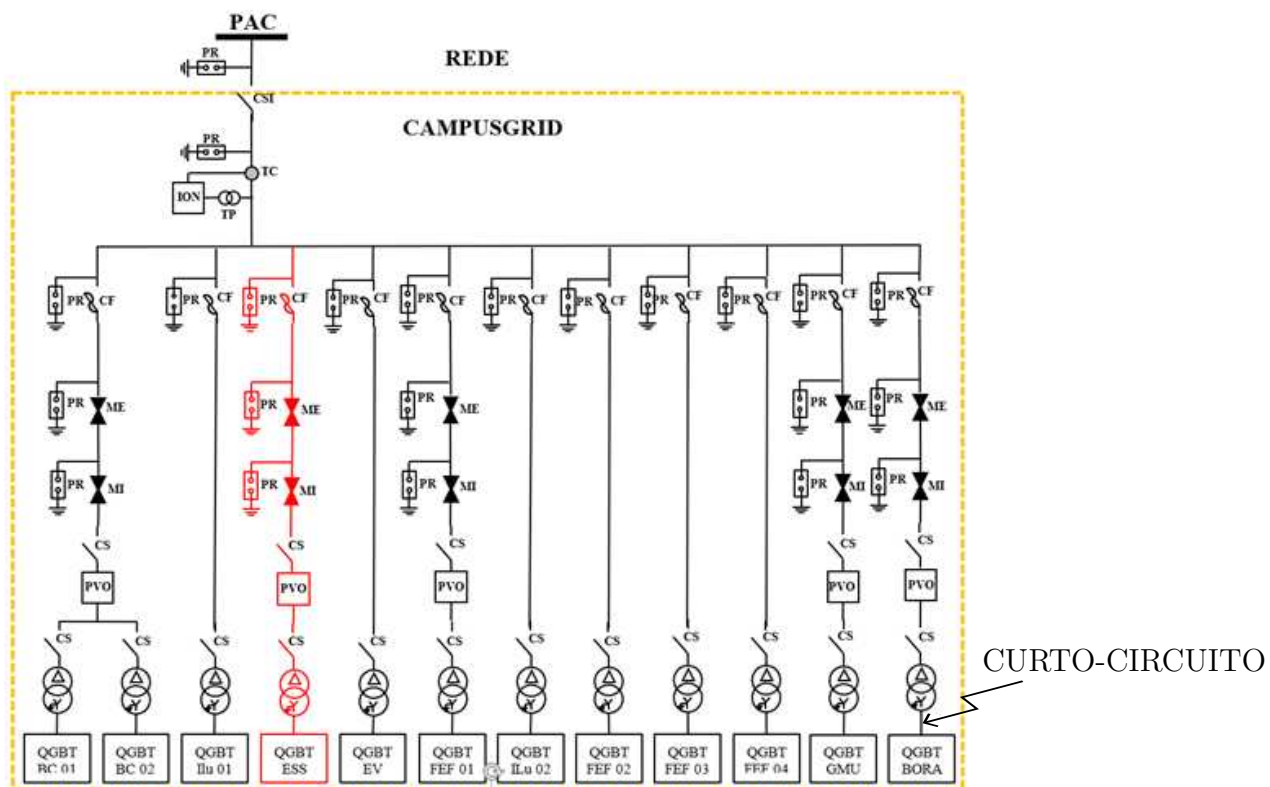
As simulações de curto-circuito consideraram curtos trifásicos em dois locais diferentes, o primeiro próximo e o segundo afastado do PCC. A localização do curto-circuito trifásico para cada um dos casos é mostrada na Figura 3.10 e os resultados das simulações de curto-circuito são apresentados na Figura 3.11. Nas simulações de curto-circuito, o início da operação considerava a rede elétrica, os geradores térmicos e o BESS. Em 1 s foi adicionada toda geração PV e em 2 s ocorria o curto-circuito de 0,1 s no local indicado.

Figura 3.10 – Simulink: Localização do curto-circuito trifásico.

(a) Próximo ao PCC - curto na média tensão



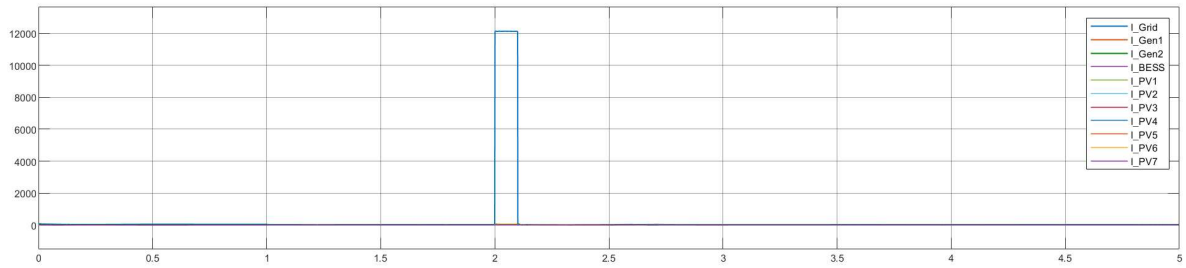
(b) Afastado do PCC - curto na baixa tensão



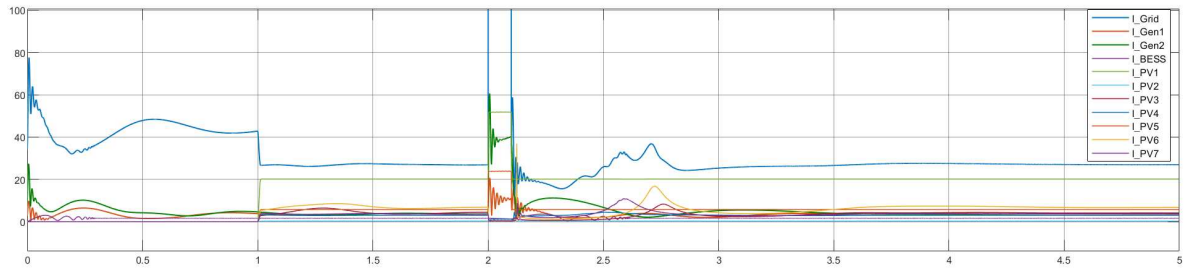
Fonte: Adaptado de (QUADROS et al., 2021).

Figura 3.11 – Simulink: Correntes dos DERs - curto-circuito de 0,1 s.

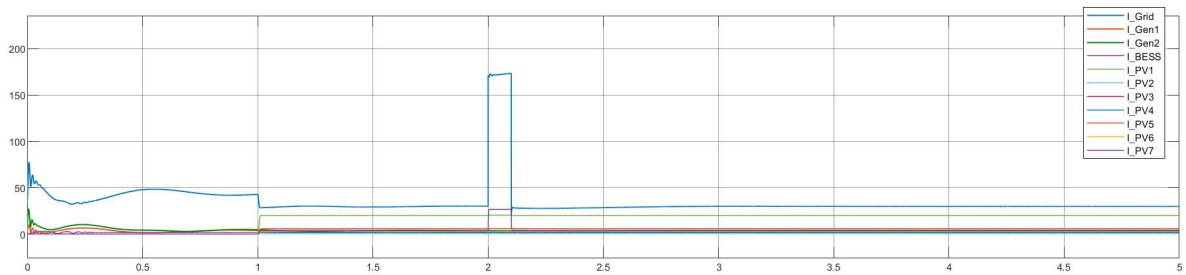
(a) Próximo ao PCC - curto na média tensão



(b) Próximo ao PCC - zoom curto na média tensão



(c) Afastado do PCC - curto na baixa tensão



Eixos: x - tempo (s), y - corrente (A)

Fonte: Autora.

A corrente de curto-circuito para o caso no qual o distúrbio ocorreu próximo ao PCC atingiu 12.000 A para duração de 0,1 s e os DERs mais afetados após o distúrbio foram a rede (I_GRID) e a geração PV da recepção da Faculdade de Educação Física (I_PV3 88 kWp) - que é a geração PV mais próxima com maior potência (Figura 3.11b). O comportamento da curva I_PV1 corresponde à geração do GMU, que fica distante do ponto no qual ocorreu o curto-circuito e não sofre efeitos do curto após a recuperação da rede.

Para o segundo caso (Figura 3.11c), que o curto-circuito ocorreu na baixa tensão do transformador da Biblioteca de Obras Raras, que fica próxima ao GMU, o curto-circuito atingiu 170 A e o maior efeito de corrente foi observado para a rede elétrica. A recuperação da rede não apresentou oscilações, indicando uma rápida recuperação do regime permanente.

3.4 Discussão de Resultados

A microrrede CAMPUSGRID, que compõe o projeto MERGE, foi simulada em diferentes *softwares*, considerando aumento da geração PV, a inserção de um BESS e o aumento da capacidade de geração térmica com um gerador térmico à gás natural. A análise realizada no HOMER Pro teve caráter econômico e o *software* já possui modelos dos componentes que foram utilizados, mas foi necessária a coleta de dados de dimensionamento e demanda para as simulações, bem como os custos associados a cada um dos componentes da microrrede. Com os dados empregados na simulação, foi possível observar que uma maior utilização do BESS trouxe melhoras econômicas ao sistema, diminuindo seu custo de O&M e, consequentemente, seu NPC.

Ao comparar os diferentes modos de operação simulados no HOMER Pro, foi possível definir as regras heurísticas para uma operação eficiente do ponto de vista econômico e energético. Resumidamente, as regras definem que os geradores térmicos não serão utilizados na operação conectada à rede, que o BESS deve aproveitar o excesso de geração PV para sua recarga e deve descarregar nos horários de pico, regras essas que foram obtidas dos resultados da operação da microrrede com o modelo matemático desenvolvido. Porém, o modelo matemático não considera os custos de operação e manutenção da bateria, o que poderia alterar os resultados da operação. Além disso, mesmo que a duração do projeto seja de 10 anos, pode ser interessante simular por um tempo ainda maior para entender o funcionamento de outras variáveis como a deterioração dos sistemas PV e do BESS.

As simulações de regime permanente já consideraram uma operação conectada à rede sem participação dos geradores térmicos, uma vez que as simulações do HOMER Pro evidenciaram seus altos custos. As análises mostram que as tensões mínimas do sistema ficam dentro dos limites do PRODIST e que suas oscilações podem ser melhoradas com um algoritmo de funcionamento do BESS. O algoritmo testado apresentou o resultado esperado, de aproximação das tensões mínimas à média de tensões mínimas, e ainda permitiu a definição das regras heurísticas para uma boa operação do sistema neste caso, que foram: utilização da geração PV para recarga da bateria, descarga da bateria quando há uma diferença de pelo menos 200 kW entre a demanda e a geração distribuída (fim da tarde/noite).

Por fim, as simulações no Simulink mostraram a dinâmica dos diferentes componentes da microrrede em casos de estudo diferentes. As análises de entrada da geração PV mostraram que, mesmo que essa componente contribua somente com a potência ativa, os geradores térmicos e a rede suprem a demanda de potência reativa. Entretanto, a microrrede ilhada apresenta comportamento oscilatório dos geradores térmicos, que são refletidos na geração PV, indicando que há necessidade de alteração na modelagem do controle das máquinas síncronas, uma vez que esse resultado pode acarretar oscilações

e instabilidade num cenário real. Avaliando os curto-circuitos de 0,1 s, o mais crítico foi o que ocorreu mais próximo do PCC na média tensão. As avaliações dinâmicas, por sua vez, não dizem respeito aos modos de operação, mas respondem as perguntas acerca da dinâmica de operação entre os componentes da microrrede.

4 Conclusão

A introdução de microrredes ao sistema de distribuição é uma contribuição importante para fundamentar as redes elétricas inteligentes, visando as cidades inteligentes. Uma das grandes vantagens das microrredes está na liberdade de definição de componentes e modos de operação de acordo com os objetivos a serem atingidos. Por outro lado, o custo das tecnologias pode ser impeditivo, favorecendo os projetos de pesquisa e desenvolvimento no tema. Assim, o projeto MERGE, com finalidade de estudar e implementar microrredes, contribui para este cenário, viabilizando estudos e implementação das microrredes sob diferentes aspectos.

Neste caminho, parte importante do projeto MERGE se deu pela modelagem e simulação, uma vez que a simulação e posterior observação de comportamentos do sistema é uma boa forma de evitar problemas operacionais no futuro, garantindo segurança e resiliência do sistema. As modelagens e simulações considerando diferentes aspectos - econômicos/energéticos, regime permanente e transitório - contribuem numa avaliação mais ampla do sistema.

Assim, este trabalho apresentou as modelagens e simulações da microrrede CAMPUSGRID com *softwares* específicos para cada uma das análises realizadas. As modelagens contribuíram para o trabalho dos demais membros do projeto, comprovando a sua importância. As simulações do HOMER Pro e do OpenDSS, das quais foram extraídas as regras de operação da microrrede, apresentaram similaridades na operação encontrada, indicando que o ideal é que o excesso de geração PV seja responsável pela recarga do BESS, de forma que as potências fiquem entre 150 kW e 200 kW, e que este descarregue nos períodos de maior demanda da microrrede ou no período de tarifa de pico, com isso a energia de armazenamento do BESS não é comprada e é utilizada no período que a energia da rede é mais cara, sendo um elemento chave para melhoria de custos e de índices elétricos, como tensões mínimas, do sistema. O papel do gerador térmico na microrrede se restringe a garantir mais segurança para operação ilhada, uma vez que sua participação no modo conectado à rede elevaria os custos operacionais da microrrede.

4.1 Trabalhos Futuros

1. **Operação da microrrede ilhada em regime permanente no OpenDSS:** durante a operação ilhada, a referência da microrrede é alterada para o nó dos geradores térmicos ou do BESS, dessa forma altera-se parte da estrutura do fluxo de carga. A operação do BESS e dos geradores térmicos deve ser estudada para garantir níveis de tensão e frequência adequados;
2. **Estudo de impacto econômico das contingências com HOMER Pro:** como visto neste trabalho, a operação conectada da microrrede não utiliza os geradores térmicos, por conta de seu alto custo de operação. Entretanto a operação ilhada pode fazer uso desses componentes, aumentando os custos de operação da microrrede, custos estes que devem ser estudados e avaliados;
3. **Implementação das regras heurísticas na operação da CAMPUSGRID:** as regras heurísticas definidas para operação da microrrede CAMPUSGRID podem ser testadas no *Hardware in the Loop* nas simulações da microrrede ou após a implementação para checar se realmente há benefícios com a operação proposta;
4. **Análise de fluxo de carga de microrredes em tempo real com entrada de dados via arquivos JSON:** a ferramenta utilizada para entrada de dados da microrrede permite alteração dinâmica de dados de geração PV, potência das cargas. Uma vez implementada a microrrede e seus componentes, o fluxo de carga do sistema pode ser simulado com o OpenDSS com os dados coletados pelos sensores espalhados na CAMPUSGRID;
5. **Impacto da operação do BESS nos transitórios da CAMPUSGRID:** alteração da modelagem do BESS e novo estudo de ilhamento para verificação de impactos nas correntes, tensões e potências do sistema.

Referências

- ALZAHIRANI, A. et al. Modeling and simulation of microgrid. *Procedia Computer Science*, Elsevier, v. 114, p. 392–400, 2017. Citado na página 26.
- ANEEL. Procedimentos de distribuição módulo 8–qualidade da energia elétrica. *Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL*, 2010. Citado na página 18.
- ANEEL. *Ranking das Tarifas*. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: Mar. 18, 2021. Citado na página 32.
- ANTONIADOU-PLYTARIA, K. et al. Chalmers campus as a testbed for intelligent grids and local energy systems. In: IEEE. *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. [S.l.], 2019. p. 1–6. Citado na página 20.
- BIOCOMBUSTÍVEIS, A. N. do Petróleo Gás Natural e. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>>. Acesso em: 21 de nov de 2021. Citado na página 33.
- BOQTOB, O. et al. Optimal sizing of grid connected microgrid in morocco using homer pro. In: IEEE. *2019 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS)*. [S.l.], 2019. p. 1–6. Citado na página 21.
- BRASIL, B. C. do. *Focus Relatório de Mercado*. 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20211112.pdf>>. Acesso em: 12 de nov. de 2021. Citado na página 33.
- BUI, N. et al. The internet of energy: a web-enabled smart grid system. *IEEE Network*, IEEE, v. 26, n. 4, p. 39–45, 2012. Citado na página 17.
- CABRERA, P. et al. The matlab toolbox for energyplan: A tool to extend energy planning studies. *Science of Computer Programming*, Elsevier, v. 191, p. 102405, Jun. 2020. Citado na página 21.
- CANADA, G. of. *RETScreen Clean Energy Management Software*. 2021. Disponível em: <<https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>>. Acesso em: 14 de out. de 2021. Citado na página 21.
- CARDONA, A. J. A.; CHICA, C. A. P.; BARRAGÁN, D. H. O. Integrated photovoltaic system sizing and economic evaluation using retscreen™ for a building of 40 apartments. In: *Building-Integrated Photovoltaic Systems (BIPVS)*. [S.l.]: Springer, 2018. p. 35–46. Citado na página 21.
- ÇETINBAŞ, İ.; TAMYÜREK, B.; DEMIRTAŞ, M. Sizing optimization and design of an autonomous ac microgrid for commercial loads using harris hawks optimization algorithm. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 245, p. 114562, Oct. 2021. Citado na página 21.

CHEN, W.; ZENG, Y.; XU, C. Energy storage subsidy estimation for microgrid: A real option game-theoretic approach. *Applied Energy*, Elsevier, v. 239, p. 373–382, 2019. Citado na página 18.

DIMOBI, I.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. A transactive grid with microgrids using blockchain for the energy internet. In: IEEE. *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.], 2020. p. 1–5. Citado na página 21.

DOCUMENTATION, S. *Simulation and Model-Based Design*. [S.l.]: MathWorks, 2020. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/simulink.html>>. Citado 3 vezes nas páginas 21, 26 e 44.

DUGAN, R. C. Reference guide: The open distribution system simulator (opendss). *Electric Power Research Institute, Inc*, jun. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 25.

ELLABBAN, O.; ALASSI, A. Optimal hybrid microgrid sizing framework for the mining industry with three case studies from australia. *IET Renewable Power Generation*, v. 15, n. 2, p. 409–423, Jan. 2021. Citado na página 21.

ENERGY, H. *HOMER Pro*. 2022. Disponível em: <www.homerenergy.com>. Acesso em: 14 de out. de 2021. Citado 3 vezes nas páginas 21, 25 e 34.

EPE. *Balanco Energético Nacional Iterativo*. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 1 de fev. de 2022. Citado na página 17.

FARHANGI, H.; JOÓS, G. *Microgrid Planning and Design: A Concise Guide*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 20.

FUJIMOTO, R. et al. *Research challenges in modeling and simulation for engineering complex systems*. [S.l.]: Springer, 2017. Citado na página 21.

GANESAN, S. et al. Investigation on sizing of voltage source for a battery energy storage system in microgrid with renewable energy sources. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 188861–188874, 2020. Citado na página 21.

GENERAC. *GENERAC*. 2022. Disponível em: <<https://www.generac.com>>. Acesso em: 3 de mar. de 2022. Citado na página 38.

GHAVIFEKR, A. A.; MOHAMMADZADEH, A.; ARDASHIR, J. F. Optimal placement and sizing of energy-related devices in microgrids using grasshopper optimization algorithm. In: IEEE. *2021 12th Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference (PEDSTC)*. [S.l.], 2021. p. 1–4. Citado na página 21.

GRIDLAB-D. *GridLAB-D*. 2021. Disponível em: <<https://www.gridlabd.org/>>. Acesso em: 14 de out. de 2021. Citado na página 21.

GUO, T.; WU, Q. Optimal design and feasibility analysis of a stand-alone hybrid chp system-based on pv/wind/gas turbine generator/vrb for an university in hangzhou city. In: IEEE. *2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. [S.l.], 2016. p. 6187–6191. Citado na página 20.

HABIB, H. U. R. et al. Optimal planning and ems design of pv based standalone rural microgrids. *IEEE Access*, IEEE, v. 9, p. 32908–32930, Mar. 2021. Citado na página 21.

- HAFEZ, A. A. et al. Optimal sizing of off-line microgrid via hybrid multi-objective simulated annealing particle swarm optimizer. *Computers & Electrical Engineering*, Elsevier, v. 94, p. 107294, Sep. 2021. Citado na página 21.
- HANNA, R. et al. Improving estimates for reliability and cost in microgrid investment planning models. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, AIP Publishing LLC, v. 11, n. 4, p. 045302, Jul. 2019. Citado na página 21.
- HATZIARGYRIOU, N. *Microgrids: architectures and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 17, 18, 19, 21 e 22.
- HIROSE, K.; REILLY, J.; IRIE, H. The sendai microgrid operational experience in the aftermath of the tohoku earthquake: a case study. *New Energy and Industrial Technology Development Organization*, v. 308, p. 1–6, 2013. Citado na página 20.
- IEEE. Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. 2003. Citado na página 18.
- IEEE. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. 2011. Citado na página 18.
- IEEE. Ieee standard for the specification of microgrid controllers. 2017. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 23.
- INNOVATION, R. W. G. C. for E. *Microgrid at Illinois Institute of Technology*. 2016. Disponível em: <<http://iitmico-grid.net/>>. Acesso em: 09 de fev. 2022. Citado na página 20.
- IRENA, I. Renewable power generation costs in 2020. *Report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*, 2021. Citado na página 33.
- JONES, E. S.; GONG, H.; IONEL, D. M. Optimal combinations of utility level renewable generators for a net zero energy microgrid considering different utility charge rates. In: IEEE. *2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.], 2019. p. 1014–1017. Citado na página 21.
- JOURNAL, T. W. S. *Brazilian Real*. 2021. Disponível em: <<https://www.wsj.com/market-data/quotes/fx/USDBRL>>. Acesso em: Nov. 16, 2021. Citado na página 33.
- JUNG, J.; VILLARAN, M. Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 75, p. 180–191, Aug. 2017. Citado na página 21.
- KELLY, M. Two years after hurricane sandy, recognition of princeton’s microgrid still surges. *Princeton. edu*, 2014. Citado na página 20.
- LAB, G. I. G. B. *Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM)*. 2021. Disponível em: <<https://gridintegration.lbl.gov/der-cam>>. Acesso em: 14 de out. de 2021. Citado na página 21.
- LABORATORIES, S. N. *Microgrid Design Toolkit (MDT)*. 2021. Disponível em: <<https://energy.sandia.gov/download-sandias-microgrid-design-toolkit-mdt/>>. Acesso em: 14 de out. de 2021. Citado na página 21.

- LESAGE, J. *Systems-level microgrid simulation from simple one-line diagram*. 2018. Disponível em: <<https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/67060-systems-level-microgrid-simulation-from-simple-one-line-diagram>>. Citado na página 26.
- LU, S. M. *Modelling, Control and Simulation of a Microgrid based on PV System, Battery System and VSC*. Dissertação (B.S. thesis) — Universitat Politècnica de Catalunya, 2018. Citado na página 26.
- LUND, H. et al. Energyplan—advanced analysis of smart energy systems. *Smart Energy*, Elsevier, v. 1, p. 100007, Feb. 2021. Citado na página 21.
- LUU, N. A. *Control and management strategies for a microgrid*. Tese (Doutorado) — Université de Grenoble, 2014. Citado na página 26.
- MA, J. et al. A renewable energy integration application in a microgrid based on model predictive control. In: IEEE. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–6. Citado na página 26.
- MA, Z. et al. Distributed energy resource adoption for campus microgrid. In: IEEE. *2019 IEEE 17th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*. [S.l.], 2019. v. 1, p. 1065–1070. Citado na página 21.
- MANA, P. T. et al. Study of microgrid resilience through co-simulation of power system dynamics and communication systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 17, n. 3, p. 1905–1915, Apr. 2020. Citado na página 21.
- MONGIRD, K. et al. 2020 grid energy storage technology cost and performance assessment. *Energy*, v. 2020, Dec. 2020. Citado na página 33.
- MUHTADI, A. et al. Distributed energy resources based microgrid: Review of architecture, control, and reliability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- OWOLABI, A. B. et al. Validating the techno-economic and environmental sustainability of solar pv technology in nigeria using retscreen experts to assess its viability. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 36, p. 100542, Dec. 2019. Citado na página 21.
- PAN, Y. et al. Feasibility analysis on distributed energy system of chongming county based on retscreen software. *Energy*, Elsevier, v. 130, p. 298–306, Jul. 2017. Citado na página 21.
- PETROBRAS. *Preço de Venda de Combustíveis*. 2022. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/precos-de-venda-de-combustiveis/>>. Acesso em: 15 de fev. de 2022. Citado na página 33.
- PRINA, M. G. et al. Optimisation method to obtain marginal abatement cost-curve through energyplan software. *Smart Energy*, Elsevier, v. 1, p. 100002, Feb. 2021. Citado na página 21.
- PROJECTS, M. *UCSD microgrid*. 2015. Disponível em: <<http://microgridprojects.com/microgrid/ucsd-microgrid-2/>>. Acesso em: 09 de fev. 2022. Citado na página 20.

QUADROS, R. et al. Implementation of microgrid on the university campus of unicamp-brazil: Case study. *Journal of Electronics and Advanced Electrical Engineering*, Journal of Electronics and Advanced Electrical Engineering, Mar. 2021. Citado na página 63.

RAHIMIAN, S. K.; RAYMAN, S. C.; WHITE, R. E. Maximizing the life of a lithium-ion cell by optimization of charging rates. *Journal of the Electrochemical Society*, IOP Publishing, v. 157, n. 12, p. A1302, out. 2010. Citado na página 38.

RAMLI, M. S.; WAHID, S. S. A.; HASSAN, K. K. A comparison of renewable energy technologies using two simulation softwares: Homer and retscreen. In: AIP PUBLISHING LLC. *AIP Conference Proceedings*. [S.l.], 2017. v. 1875, n. 1, p. 030013. Citado na página 21.

RESEARCH, E. *Interest Rates, Discount Rate for Brazil*. 2021. Disponível em: <<https://fred.stlouisfed.org/series/INTDSRBRM193N>>. Acesso em: 12 de nov de 2021. Citado na página 33.

ROUSIS, A. O. et al. Design of a hybrid ac/dc microgrid using homer pro: case study on an islanded residential application. *Inventions*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 3, n. 3, p. 55, 2018. Citado na página 21.

SANTOS, L. H. S. et al. Integrated optimal sizing and dispatch strategy for microgrids using homer pro. In: IEEE. *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.], 2021. p. 1–5. Citado 4 vezes nas páginas 21, 34, 35 e 37.

SEN, S.; KUMAR, V. Microgrid modelling: A comprehensive survey. *Annual Reviews in Control*, Elsevier, v. 46, p. 216–250, 2018. Citado na página 17.

SILVA, C. D. V.; GUERRA, A. R. M. et al. Opendss aplicado al modelamiento y simulación dinámica de microrredes. *Visión electrónica*, v. 12, n. 2, p. 149–161, 2018. Citado na página 26.

THORNBURG, J. Comparison of simulators for microgrid modeling and demand response. In: IEEE. *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. [S.l.], 2021. p. 1–5. Citado na página 21.

TON, D. T.; SMITH, M. A. The us department of energy's microgrid initiative. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 25, n. 8, p. 84–94, out. 2012. Citado na página 17.

VEILLEUX, G. et al. Techno-economic analysis of microgrid projects for rural electrification: A systematic approach to the redesign of koh jik off-grid case study. *Energy for Sustainable Development*, Elsevier, v. 54, p. 1–13, Nov. 2020. Citado na página 21.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. *Power generation, operation, and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. Citado na página 37.

WU, X. et al. An milp-based planning model of a photovoltaic/diesel/battery stand-alone microgrid considering the reliability. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, Sep. 2021. Citado na página 21.

XENDEE. *XENDEE*. 2021. Disponível em: <<https://xendee.com/>>. Acesso em: 14 de out. de 2021. Citado na página 21.

YUAN, C.; ILLINDALA, M. S.; KHALSA, A. S. Co-optimization scheme for distributed energy resource planning in community microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 8, n. 4, p. 1351–1360, 2017. Citado na página 21.

ZIA, M. F. et al. Microgrid transactive energy: Review, architectures, distributed ledger technologies, and market analysis. *Ieee Access*, IEEE, v. 8, p. 19410–19432, 2020. Citado na página 17.

ZIA, M. F.; ELBOUCHIKHI, E.; BENBOUZID, M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied energy*, Elsevier, v. 222, p. 1033–1055, maio 2018. Citado 3 vezes nas páginas 17, 18 e 22.

Anexos

ANEXO A – Publicações

Lista de publicações desenvolvidas durante o projeto de pesquisa:

- L. H. S. Santos, J. A. A da Silva, J. C. López, N. B. Arias, M. J. Rider and L. C. P. da Silva, “Integrated Optimal Sizing and Dispatch Strategy for Microgrids Using HOMER Pro”, Proceedings of the 2021 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGTLA 2021), paper 48, pp. 01–05, Lima, Perú, Sep. 15–17, 2021.
- L. H. S. Santos, N. B. Arias, J. C. López, J. A. A. da Silva, M. J. Rider, L. C. P. da Silva, “Microgrid Simulator: Uma Ferramenta Aprimorada para Simulação e Análise da Operação de Microrredes”, Proceedings of the XV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (XV SEPOPE), paper 1213, pp. 01–06, Foz de Iguaçu (PR), Brasil, Mar. 15–18, 2022.
- J. A. A. Silva, N. B. Arias, J. C. López, L. H. S. Santos, M. J. Rider e L. C. P. Silva, “Dimensionamento de Componentes e Operação Ótima de Microrredes”, Proceedings of the XV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (XV SEPOPE), paper 1210, pp. 01–06, Foz de Iguaçu (PR), Brasil, Mar. 15–18, 2022.
- K. V. dos Santos, L. H. S. Santos, N. B. Arias, J. C. López, M. J. Rider and L. C. P. da Silva, “Optimal Sizing and Allocation of Distributed Energy Resources in Microgrids Considering Internal Network Reinforcements”, artigo submetido ao Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Id.: JCAE-D-22-00087, 2022.
- L. H. S. Santos, J. A. A. Silva, J. C. López, N. B. Arias, M. J. Rider and L. C. P. da Silva, “Optimal Sizing and Operation of Unbalanced Three-Phase AC Microgrids Using HOMER Pro and Mixed-Integer Linear Programming”, artigo submetido ao IEEE Transactions on Smart Grid, 2022.