

Gerenciamento Ótimo do Fluxo de Energia Aplicado a uma Microrrede Residencial

Vlademir Freire Junior* Lúcia Valéria R. de Arruda**

* *Coordenação de Manutenção Industrial, UTFPR, Campus
Guarapuava, Paraná (e-mail: vlademirjunior@utfpr.edu.br).*

** *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática
Industrial, UTFPR, Campus Curitiba, Paraná (e-mail:
lvrruda@utfpr.edu.br)*

Abstract: The implementation of microgrids in Brazil has increased considerably in recent years due to the shortage of water resources that result in increased electricity tariffs. The installation of these systems besides being environmentally advantageous and economical for the prosumer, allows for more autonomy and independence from the grids controlled by the energy distributors. However, microgrids are composed of several elements with distinct features that must operate in optimal synergy to achieve the maximum energy and economic benefits. In view of this, this paper proposes a model for managing the flow of energy among the elements that compose a residential microgrid. The proposed model is composed of energy sources such as the local utility grid and a photovoltaic system, storage devices and loads commonly found in the homes of Brazilian consumers. The problem results in the formulation of a Mixed Integer Linear Programming (PLIM) mathematical optimization model that has the objective of reducing the cost paid by the prosumer while minimizing the energy consumption of the utility grid. Computational simulation results are presented to verify and evidence the effectiveness of the proposed model.

Resumo: A implementação de microrredes no Brasil teve um aumento considerável nos últimos anos devido a escassez de recursos hídricos que resultam no aumento das tarifas de energia elétrica. A instalação desses sistemas além de serem vantajosos do ponto de vista ambiental e de economia para o prosumidor, possibilita maior autonomia e independência das redes controladas pelas distribuidoras de energia. Entretanto, as microrredes são compostas por diversos elementos de características distintas que devem operar em ótima sinergia para se alcançar o máximo dos benefícios energéticos e econômicos. Em vista disto, este trabalho propõe um modelo de gerenciamento do fluxo de energia entre os elementos que compõem uma microrrede residencial. O modelo proposto é composto fontes de energia como a rede da concessionária local e um sistema fotovoltaico, dispositivos de armazenamento e cargas comumente encontradas nas residências dos consumidores brasileiros. O problema resulta na formulação de um modelo matemático de otimização de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) que tem o objetivo de reduzir o custo pago pelo prosumidor minimizando o consumo de energia da rede concessionária. Resultados de simulação computacional são apresentados para verificar e evidenciar a eficácia do modelo proposto.

Keywords: Management; Power flow; Microgrids; Mixed Integer Linear Programming; Renewable energy.

Palavras-chaves: Gerenciamento; Fluxo de energia; Microrredes; Programação linear inteira mista; Energia renovável.

1. INTRODUÇÃO

A escassez de recursos naturais causados pelas variações climáticas que resultam no aumento das tarifas energéticas oriundas de fontes geradoras convencionais combinado com os incentivos econômicos para a diversificação das matrizes energéticas por meio de fontes de geração distribuídas, têm resultado em um aumento significativo nos últimos anos da instalação de fontes de energias renováveis (FERs) em unidades consumidores residências.

A crescente quantidade de FERs presentes em unidades consumidoras residenciais resulta em uma maior interação entre o consumidor-gerador (ou Prosumidor, termo oriundo do inglês *Prosumer - Producer and Consumer*) e a rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, podendo o prosumidor participar ativamente na solução de problemas de abastecimento energético. Essa maior interação entre prosumidor e a rede de distribuição da concessionária se dá por meio da integração e operação coordenada de fontes de geração distribuída, FERs, juntamente com Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) e

cargas elétricas que resultam no conceito de microrrede. No entanto, microrredes são sistemas que compõem diferentes elementos com características operacionais distintas, necessitando de estratégias eficientes integradas afim de gerenciar o fluxo de energia entre os elementos cumprindo as demandas energéticas.

Para isso, técnicas de otimização como a Programação Linear Inteira Mista (PLIM) têm desempenhado um papel importante na busca de soluções, pois permite considerar uma função objetivo como critério de decisão considerando variáveis de decisão inteiras e contínuas, que possibilitam relacionar, por exemplo, o fornecimento ou consumo de energia de um dispositivo respeitando um conjunto de igualdades e desigualdades lineares.

Em Roy et al. (2021), um algoritmo PLIM em tempo real baseado em regras é proposto para o gerenciamento de uma microrrede multienergética de portos marítimos, utilizando eletricidade e hidrogênio como vetores de energia. Já em Violante et al. (2020), propõe um sistema de gerenciamento de energia de uma microrrede isolada integrando recursos de energia térmica minimizando o consumo de combustíveis que resulta em um problema de otimização PLIM incluindo requisitos de conforto térmico. Shekari et al. (2019), apresenta um modelo PLIM para a programação ótima da microrrede, considerando os enlaces técnicos e econômicos entre os sistemas de eletricidade e gás natural permitindo minimizar os custos operacionais.

Diante do exposto, o presente trabalho propõe um modelo de gerenciamento ótimo do fluxo de energia baseado em PLIM estabelecendo uma solução única integrada, de modo, a extrair o máximo dos recursos energéticos fazendo com que o prosumidor alcance os benefícios econômicos da integração dos elementos presentes na microrrede residencial.

O presente artigo está organizado da seguinte maneira: Capítulo 2 apresenta a definição de microrredes. O Capítulo 3 descreve a formulação do problema de gerenciamento de energia. O Capítulo 4, evidencia a formulação do modelo de gerenciamento, bem como, a função custo e as restrições operacionais. O resultados computacionais são apresentados no Capítulo 5. Finalmente, as conclusões e trabalhos futuros são apresentados no Capítulo 6.

2. MICRORREDES

De acordo com Hatziargyriou (2014), microrredes são sistemas que compreendem distribuição de baixa tensão com recursos energéticos distribuídos (turbinas eólicas, células combustíveis, painéis fotovoltaicos, etc.) juntamente com dispositivos de armazenamento (volantes, supercapacitores e baterias) e cargas elétricas. Tais sistemas podem ser operados de forma não autônoma, se interligados à rede, ou de forma autônoma, se desconectados da rede principal. A operação de microrredes conectadas na rede principal pode fornecer distintos benefícios para o desempenho do sistema como um todo, se gerenciado e coordenado de forma eficiente. A Figura 1, apresenta o esquemático de uma microrrede típica com seus elementos.

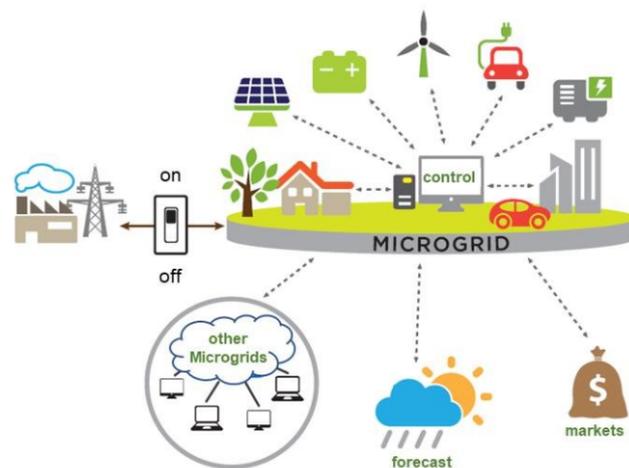


Figura 1. Esquemático de uma típica microrrede. Stadler and Naslé (2019).

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção, o problema de otimização PLIM é formulado de modo a gerenciar de maneira ótima o fluxo de energia entre os dispositivos presentes na microrrede de modo a suprir as demandas dos equipamentos residências. O objetivo é minimizar o consumo de energia elétrica oriundo da rede elétrica da concessionária considerando a modalidade tarifária branca, com isso, reduzindo o valor da fatura de energia paga pelo prosumidor. Para isso um modelo PLIM é desenvolvido com intuito de realizar um gerenciamento ótimo do fluxo de energia, considerando restrições operacionais dos elementos que compõem a microrrede residencial e o balanço energético entre os barramentos CC e CA.

A microrrede abordada neste estudo considera fontes de energia elétrica, dispositivos de armazenamento de energia e diversas cargas comumente encontradas em residências brasileiras, como ilustrado pela Figura 2.

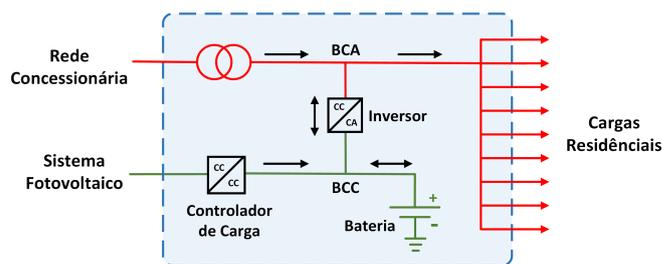


Figura 2. Microrrede proposta.

O sistema integra uma FER composta por painéis fotovoltaicos e um banco de baterias que alimentam um barramento de tensão contínua (BCC). Um barramento de tensão alternada (BCA) é alimentado pela rede da concessionária que também está ligado as cargas residenciais, sua conexão com o barramento BCC se dá através de inversores de frequência onde ambos os barramentos BCC e BCA são responsáveis por fornecem a energia requerida pelas cargas residenciais.

Assim, a partir da microrrede ilustrada na Figura 2 é apresentado dois estudos onde o primeiro considera a microrrede operando sem a presença do banco de baterias;

e o segundo estudo com a microrrede operando completa, ou seja, com todos seus elementos.

3.1 Sistema de Geração Fotovoltaico

Para o desenvolvimento do modelo de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico foram utilizados valores de irradiância (W/m^2) da cidade de Curitiba-Pr compreendidos entre 01/01/2014 00:00h à 31/01/2014 23:00h totalizando 744 dados amostrados a cada 01 hora obtidos pelo Sistema de Tecnologia e Monitoramento Ambiental do Paraná (SIMEPAR), sendo sua potência calculada a partir de um modelo computacional implementado no software Matlab[®] de acordo Método da Corrente Máxima proposto em Villalva and Gazoli (2012). O modelo para cálculo da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico é apresentado em (1).

$$P_{pv} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot Irrad \cdot n \quad (1)$$

onde, P_{pv} é potência do sistema fotovoltaico, η_{PV} é a eficiência dos painéis, A_{PV} a área dos painéis, $Irrad$ a irradiância solar e a quantidade de módulos representado por n .

3.2 Sistema de Armazenamento de Energia

O sistema de armazenamento de energia considera baterias de chumbo ácido que tem como atrativo seu baixo custo que viabiliza economicamente sua aplicação em sistema residenciais. A técnica utilizada para se estabelecer o estado de carga da baterias (SOC) considera taxas constantes de carga e descarga possibilitando determinar a quantidade de energia consumida e fornecida pela bateria a cada iteração. Sendo utilizado para determinar a quantidade energia que pode ser fornecida ou consumida das baterias o programa computacional HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*).

3.3 Estrutura Tarifária

As condições gerais de fornecimento de energia elétrica no Brasil que estabelece disposições a serem atendidas pelas unidades distribuidoras e pelos consumidores são regidas pela Resolução Normativa ANEEL 1000 de 2021. Nesta resolução são estabelecidos requisitos referentes à obrigatoriedades das distribuidoras e consumidores, sistemas de medição, diretrizes contratuais, postos tarifários e modalidades tarifárias, dentre outros ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2021).

Modalidade Tarifária As modalidades tarifárias são divididas em dois grandes grupos, A e B, destinadas as unidades consumidoras. No entanto, o presente estudo considera unidades consumidoras residenciais que por sua vez, pertencem ao Grupo B que é subdividido em 04 subgrupos [B1, B2, B3 e B4], sendo o Subgrupo B1 destinado para residencial.

A seguir são apresentadas as modalidades tarifárias referentes ao Grupo B, tais modalidades são conjuntos de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

As modalidades tarifárias aplicáveis ao Grupo B são:

- **Modalidade tarifária convencional** - caracterizada por uma única tarifa de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- **Modalidade tarifária horária branca** - aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

Sendo a modalidade adotada para ser considerada neste estudo a modalidade tarifária horária branca. No entanto, para esse estudo não é considerado a compensação de energia.

Posto Tarifário As tarifas diferenciadas aplicadas na modalidade tarifária horária branca são delimitadas pelo seu posto tarifário que são períodos de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL 1000 de 2021 os postos tarifários são definidos pela distribuidora de energia considerando a curva de seu sistema elétrico, sendo assim, a divisão a seguir é referente aos postos tarifários adotados pela Copel Distribuição S/A que é a concessionária de fornecimento de energia elétrica do Estado do Paraná de acordo com a Resolução Homologatória N^o2.886 de 22 de Junho de 2021 ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021).

- **Posto tarifário ponta** - período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas compreendidas entre 18 horas e 00 minutos e 20 horas e 59 minutos.
- **Posto tarifário intermediário** - período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, compreende uma hora imediatamente anterior e uma hora imediatamente posterior ao posto (horário) ponta.
- **Posto tarifário fora de ponta** - período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário;

A Tabela 1, apresenta as divisões tarifárias para seus respectivos horários de vigência.

Tabela 1. Divisão por Posto Tarifário

| Tarifa | Descrição | Horas |
|-----------|--------------|-------|
| T_{fp} | Hfp_{inf} | 0 |
| T_{fp} | Hfp_{sup} | 16 |
| T_{int} | $Hint_{inf}$ | 17 |
| T_p | Hp_{inf} | 18 |
| T_p | Hp_{sup} | 21 |
| T_{int} | $Hint_{sup}$ | 22 |
| T_{fp} | Hfp_{2inf} | 23 |
| T_{fp} | Hfp_{2sup} | 24 |

A tarifa de energia vigente na Copel Distribuidora S/A é definida pela Resolução Homologatória N^o2.886 de 22 de Junho de 2021, onde são estabelecidos os valores da Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD) respectivamente. Considerando a modalidade tarifária branca na Tabela 2 são apresentadas as tarifas de aplicação para TE e TUSD para cada posto tarifário.

Tabela 2. Tarifas de Energia

| Posto Tarifário | TE (R\$/kWh) | TUSD (R\$/kWh) |
|-----------------|--------------|----------------|
| T_p | 0,4378 | 0,5618 |
| T_{int} | 0,2753 | 0,3801 |
| T_{fp} | 0,2753 | 0,1985 |

Tributos No Brasil, são incluídos tributos nos preços de bens e serviços. Assim, na fatura de energia elétrica são incluídos tributos federais, estaduais e municipais que são pagos pelos consumidores e que posteriormente a distribuidora repassa aos cofres públicos. A ANEEL define o valor da tarifa de energia a partir das modalidades tarifárias, sem incluir os tributos. Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos PIS, COFINS e ICMS, e emitem a fatura de energia.

Portanto, evidenciando as informações apresentadas, o cálculo da conta de energia elétrica cobrada do consumidor procede a partir de (2).

$$\text{Fatura de Energia} = \left(\frac{TE + TUSD}{1 - (PIS + COFINS + ICMS) / 100} \right) \cdot \text{Consumo} \quad (2)$$

3.4 Componentes da Microrrede

As características relativas aos parâmetros operacionais e técnicos referentes a rede de distribuição da Copel Distribuição S/A, sistema fotovoltaico, banco de baterias, cargas e inversores são descritas a seguir.

- Rede de Distribuição - Visto que neste trabalho é considerada a modalidade tarifária branca pertencente ao Grupo B de fornecimento de tensão aéreo inferior a 2,3 kV. Neste caso, a carga instalada na unidade consumidora deve ser menor ou igual a 75 kW.
- Sistema Fotovoltaico - o sistema é composto por 6 painéis de 275 Wp da marca Yingli modelo YL275D-30b fabricados com células de silício monocristalino. Os painéis são distribuídos em 3 strings em paralelo contendo 2 painéis cada, potência total de 1,65 kWp.
- Banco de Baterias - o sistema de armazenamento de energia é composto por baterias de chumbo ácido estacionárias da marca Moura, modelo MouraClean 12MF220. O banco de baterias é formado por 2 conjuntos conectados em paralelo contendo 4 baterias em série.
- Inversores - O sistema de inversores é constituído por 3 inversores da marca Outback modelo GVFX3648LA com tensão de entrada de 48 Vcc e tensão de saída de 127 Vca com uma potência máxima de 3,6 kW apresentando uma eficiência de 93%.
- Cargas - As cargas consideradas são aparelhos eletroeletrônicos constantemente encontrados nas residências dos consumidores brasileiros. Com intuito de proporcionar maior veracidade nos resultados foram utilizadas curvas de perfil de consumo adaptadas a partir do simulador SINPHA (Sistema de Informação de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos) que utiliza dados do PPH (Pesquisa de Posses e Hábitos do Consumo de Energia) realizada pela Eletrobrás/Procel nos anos de 2004/2006 PROCEL (2019b), PROCEL (2019a). Os valores de potências de consumo apresentadas na Tabela 3 foram adapta-

dos dos dados da Tabela de Estimativa de Consumo Médio Mensal de Eletrodomésticos de Acordo com o Uso Hipotético também da Eletrobrás/Procel.

Tabela 3. Descrição das Cargas

| Cargas | Operação [h] | Consumo Diário [kWh] |
|--------------------|--------------|----------------------|
| 1 Ar condicionado | 8 | 4,743 |
| 2 Bba d'água 1/3cv | 30 min | 0,205 |
| 3 Chuveiro | 40 min | 2,97 |
| 4 Geladeira | 24 | 0,67 |
| 5 Iluminação | 5 | 0,75 |
| 6 Lava-roupa | 24 min | 0,0588 |
| 7 Notebook | 8 | 0,16 |
| 8 TV | 4 | 0,332 |

O consumo diário das cargas residenciais é dado por (3).

$$P_{cargas} = \sum_{t=1}^N P_{Arcond}(t) + P_{Bba}(t) + P_{Chuv}(t) + P_{Gelad}(t) + P_{Ilumin}(t) + P_{Lvrroupa}(t) + P_{Not}(t) + P_{TV}(t) \quad \forall t > 0 \quad (3)$$

A Figura 3, ilustra a curva de demanda total das cargas resultante de (3) para um período de 24h.

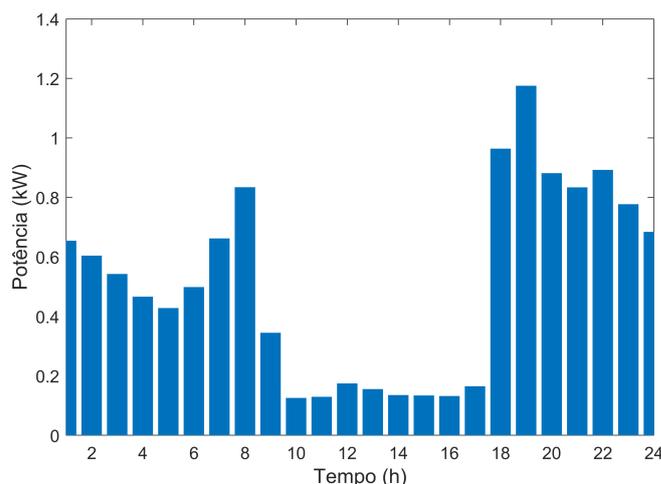


Figura 3. Curva de demanda para 24h.

4. FORMULAÇÃO DO MODELO DE GERENCIAMENTO

Esta seção apresenta a função objetivo e as restrições operacionais dos elementos presentes na microrrede que consideram especificações técnicas oriundas de manuais e catálogos técnicos dos fabricantes no âmbito da formulação do modelo de gerenciamento considerando a abordagem PLIM.

4.1 Restrições Operacionais

As restrições apresentadas a seguir descrevem as condições operacionais das baterias utilizadas no SAE, bem como, o balanço energético do fluxo de potência entre BCC e BCA.

Restrições de Operação do SAE As restrições referentes a energia consumida e fornecidas pelas baterias são apresentadas a seguir:

$$SOC(t) = SOC(t-1) + (PBC(t) - PBS(t)) \quad \forall t \in N \quad (4)$$

$$SOC(t) \leq SOC_{max} \quad \forall t \in N \quad (5)$$

$$SOC(t) \geq SOC_{min} \quad \forall t \in N \quad (6)$$

$$PBS(t) \leq Tx_{carga} \quad \forall t \in N \quad (7)$$

$$PBC(t) \leq Tx_{desc} \quad \forall t \in N \quad (8)$$

onde, $SOC(t)$ representa o estado de carga do SAE limitado por SOC_{max} e SOC_{min} . Já, $PBS(t)$ e $PBC(t)$ correspondem a potência fornecida e/ou consumida pela bateria a cada instante t .

As variáveis que controlam as condições de carga e descarga do SAE garantindo que a cada iteração forneça ou consuma potência de modo a assegurar que não ocorra as duas condições ao mesmo tempo é dada por (9). As variáveis $\alpha(t)$ e $\beta(t) \in \{0,1\}$ são aplicadas através de uma formulação *Big M* onde a representação M realiza a conexão lógica entre as variáveis contínuas $PBS(t)$ e $PBC(t)$ com as variáveis binárias $\alpha(t)$ e $\beta(t)$.

$$\alpha(t) + \beta(t) = 1 \quad \forall t \in N \quad (9)$$

$$PBS(t) \leq \beta(t) M \quad \forall t \in N \quad (10)$$

$$PBC(t) \leq \alpha(t) M \quad \forall t \in N \quad (11)$$

onde,

$$\alpha(t) = \begin{cases} 1 & \text{bateria carregando} \\ 0 & \text{condição neutra} \end{cases} \quad (12)$$

$$\beta(t) = \begin{cases} 1 & \text{bateria descarregando} \\ 0 & \text{condição neutra} \end{cases} \quad (13)$$

Restrições do Balanço Energético As Equações (14) e (15) são responsáveis por garantir o equilíbrio energético entre BCC e BCA incluindo o fluxo de energia entre todos os elementos presentes na microrrede.

$$Ppv_{BCC}(t) + PBS_{BCC}(t) + P_{invS_{BCC}}(t) = PBC_{BCC}(t) + P_{invC_{BCC}}(t) \quad \forall t \in N \quad (14)$$

$$P_{GS}(t) + P_{invS_{BCA}}(t) \geq P_{invC_{BCC}}(t) + P_{cargas}(t) \quad \forall t \in N \quad (15)$$

A potência fotovoltaica injetada em BCC dada por $Ppv_{BCC}(t)$ corresponde a potência gerada pelo sistema fotovoltaico $Ppv(t)$, conforme a igualdade presente em (16).

$$Ppv_{BCC}(t) = Ppv(t) \quad \forall t \in N \quad (16)$$

$PBC(t)$ e $PBC_{BCC}(t)$ representam a potência consumida pelo SAE relacionadas pela eficiência de carga das baterias $\eta_{Bat_{carga}}$. A potência injetada em BCC proveniente do SAE é representada por $PBS(t)$ e $PBS_{BCC}(t)$ relacionadas pela eficiência de descarga das baterias $\eta_{Bat_{desc}}$.

$$PBC(t) = PBC_{BCC}(t) \cdot \eta_{Bat_{carga}} \quad \forall t \in N \quad (17)$$

$$PBS_{BCC}(t) = PBS(t) \cdot \eta_{Bat_{desc}} \quad \forall t \in N \quad (18)$$

$P_{GS}(t)$ corresponde a potência injetada pela rede da concessionária limitada por $P_{max_{GS}}(t)$ estabelecido pela Copel Distribuidora S/A de acordo com o grupo ou modalidade tarifária.

$$P_{GS}(t) \leq P_{max_{GS}}(t) \quad \forall t \in N \quad (19)$$

A eficiência dos inversores bidirecionais corresponde à η_{inv} tanto para a conversão CC/CA quanto para CA/CC, que relaciona as variáveis $P_{invS_{BCC}}$ que corresponde a potência injetada pelo inversor em BCC transformada a partir de $P_{invC_{BCA}}$ e $P_{invS_{BCA}}$ que corresponde a potência injetada pelo inversor em BCA transformada a partir de $P_{invC_{BCC}}$.

$$P_{invS_{BCC}}(t) = P_{invC_{BCA}}(t) \cdot \eta_{inv} \quad \forall t \in N \quad (20)$$

$$P_{invS_{BCA}}(t) = P_{invC_{BCC}}(t) \cdot \eta_{inv} \quad \forall t \in N \quad (21)$$

A potência máxima de saída dos inversores para CC e CA é dada por $P_{max_{Inv}}$ que atua como limitante operacional para as restrições (22) à (25).

$$P_{invS-BCA}(t) \leq P_{max_{Inv}} \quad \forall t \in N \quad (22)$$

$$P_{invS-BCC}(t) \leq P_{max_{Inv}} \quad \forall t \in N \quad (23)$$

$$P_{invC-BCA}(t) \leq P_{max_{Inv}} \quad \forall t \in N \quad (24)$$

$$P_{invC-BCC}(t) \leq P_{max_{Inv}} \quad \forall t \in N \quad (25)$$

Para que o fornecimento ou consumo de potência para os barramentos BCC e BCA feita pelos inversores não ocorram ao mesmo tempo, utiliza-se a mesma formulação *Big M* descrito de (9) à (11), onde a condição operacional para os inversores são garantidas por meio de (26) à (31).

$$InvS_{BCA}(t) + InvC_{BCA}(t) = 1 \quad \forall t \in N \quad (26)$$

$$P_{invS-BCA}(t) \leq InvS_{BCA}(t) M \quad \forall t \in N \quad (27)$$

$$P_{invC-BCA}(t) \leq InvC_{BCA}(t)M \quad \forall t \in N \quad (28)$$

$$InvS_{BCC}(t) + InvC_{BCC}(t) = 1 \quad \forall t \in N \quad (29)$$

$$P_{invS-BCC}(t) \leq InvS_{BCC}(t)M \quad \forall t \in N \quad (30)$$

$$P_{invC-BCC}(t) \leq InvC_{BCC}(t)M \quad \forall t \in N \quad (31)$$

Já as restrições (32) e (33) têm a finalidade reforçar a garantia que não haja fluxo de energia de *BCC* para *BCA*, ou o contrário, no mesmo instante de tempo.

$$InvS_{BCA}(t) + InvS_{BCC}(t) = 1 \quad \forall t \in N \quad (32)$$

$$InvC_{BCA}(t) + InvC_{BCC}(t) = 1 \quad \forall t \in N \quad (33)$$

4.2 Função Objetivo

A função objetivo que visa minimizar o consumo de energia da rede elétrica da concessionária em cada posto tarifário é dividida em 03 termos descritas abaixo, considerando a modalidade tarifária horária branca.

Termo 01 para o posto tarifário fora de ponta:

$$f_{fp} = \sum_{t=1}^N P_{GS}(t)T_{fp} \quad \forall t > 0 : \\ Hfp1_{inf} \leq t \leq Hfp1_{sup} \vee Hfp2_{inf} \leq t \leq Hfp2_{sup} \quad (34)$$

Termo 02 para o posto tarifário intermediário:

$$f_{int} = \sum_{t=1}^N P_{GS}(t)T_{int} \quad \forall t > 0 : \\ t = Hint_{inf} \vee t = Hint_{sup} \quad (35)$$

Termo 03 para o posto tarifário de ponta:

$$f_p = \sum_{t=1}^N P_{GS}(t)T_p \quad \forall t > 0 : \\ Hp_{inf} \leq t \leq Hp_{sup} \quad (36)$$

Definidos os termos que correspondem a cada posto tarifário delimitados por seu horário de vigência, (37) descreve a função objetivo que pretende minimizar o consumo de energia da microrrede residencial aplicado a modalidade tarifária horária branca.

$$\min F_0 = \overbrace{f_{fp}}^{\text{Termo 01}} + \overbrace{f_{int}}^{\text{Termo 02}} + \overbrace{f_p}^{\text{Termo 03}} \quad (37) \\ \text{s.a. (4) - (33)}$$

Assim, através da função objetivo (37) pretende-se minimizar a compra de energia da rede concessionária em cada posto tarifário da modalidade tarifária horária branca.

5. RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Para evidenciar a performance do modelo de gerenciamento do fluxo de energia entre os elementos da microrrede proposta, é apresentado a operação da microrrede residencial para um período de 03 dias (72h) para estrutura apresentada na Figura 2, que considera o fornecimento pela rede concessionária, o sistema fotovoltaico, o sistema de armazenamento de energia e as cargas residenciais.

O modelo proposto foi implementado utilizando o software Matlab[®] e resolvido a partir do software GUSEK (GLPK Under Scite Extended Kit) de livre distribuição GUSEK (2018) em um microcomputador com 8 GB de memória RAM e com processador Intel[®] i7 Core(TM) de 2,40 GHz.

Através dos resultados apresentados é possível analisar o comportamento do SAE em relação ao fornecimento/consumo de energia e seus limites operacionais, o intercâmbio de potência entre os barramentos *BCC* e *BCA* e a compra de energia da rede concessionária. Vale ressaltar, que para as 72h de operação da microrrede residencial o perfil de demanda é considerado o mesmo para todos os dias analisados.

5.1 Parâmetros dos Componentes do Microrrede

A Tabela 4, apresenta os parâmetros dos componentes utilizados para todas simulações do estudo apresentado.

Tabela 4. Parâmetros dos Componentes

| Componentes | Parâmetros | Valor |
|--------------------|-------------------|---------------|
| Sist. Fotovoltaico | η_{PV} | 99% |
| Banco de Baterias | $\eta_{Batcarga}$ | 100% |
| | $\eta_{Batdesc}$ | 80% |
| | Q_{max} | 23,3 kWh |
| Inversores | Q_{min} | 50% Q_{max} |
| | η_{Inv} | 93% |
| Rede | P_{maxInv} | 10,8 kW |
| | P_{maxGS} | 75 kW |

Os parâmetros dos componentes foram obtidos a partir de tabelas de fabricantes, ensaios em laboratório e informações oriundas do sistema de fornecimento de energia para consumidores do sistema de baixa tensão da Copel Distribuição S/A.

5.2 Resultado do Modelo de Potência Fotovoltaica

Para se obter a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico a partir dos valores de irradiância (W/m^2) da cidade de Curitiba-Pr fornecidos pelo SIMEPAR, foram considerados dados da terceira semana do mês de Janeiro do ano de 2014, que resultaram na potência fotovoltaica aplicada no modelo de gerenciamento proposto. A curva da potência gerada pelo sistema fotovoltaico a partir de (1) para um intervalo de 72 horas é ilustrado na Figura 4.

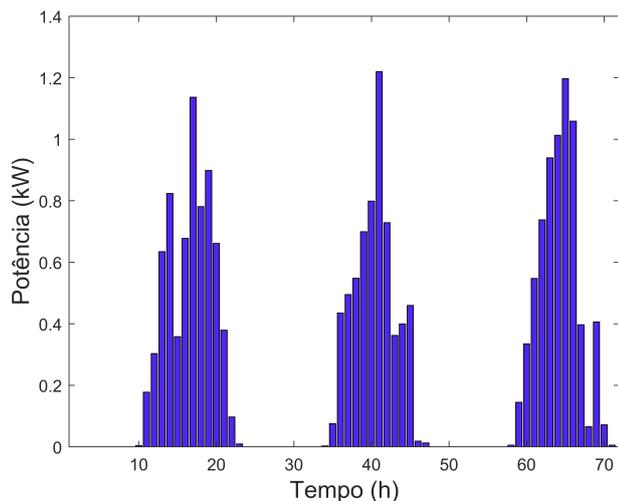


Figura 4. Curva da potência do sistema fotovoltaico para o intervalo de 72 horas.

5.3 Resultados do Sistema de Armazenamento de Energia

Os resultados de operação do SAE que utiliza baterias do tipo chumbo ácido são apresentados nesta subseção possibilitando verificar o comportamento do banco de baterias para seu estado de carga (SOC), consumo/fornecimento de energia. A Figura 5, ilustra o estado de carga do banco de baterias com sua operação limitada pelo SOC_{max} e SOC_{min} .

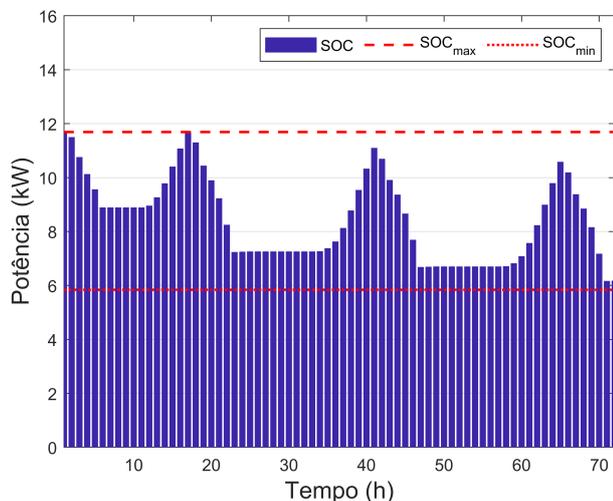


Figura 5. Estado de Carga do Banco de Baterias (SOC).

É possível notar que em todo período analisado o limites operacionais de carga máxima e mínima do banco de baterias foi respeitado cumprindo as restrições (5) e (6).

A Figura 6, ilustra a energia fornecida e consumida pelo banco de baterias para complementar ou até mesmo suprir a demanda de consumo dos equipamentos residenciais.

Analisando a Figura 6, nota-se que parte da potência gerada pelo sistema fotovoltaico durante o dia é utilizada para carregar o SAE, de modo que, durante o horário de pico onde a tarifa é mais custosa o SAE tenha energia

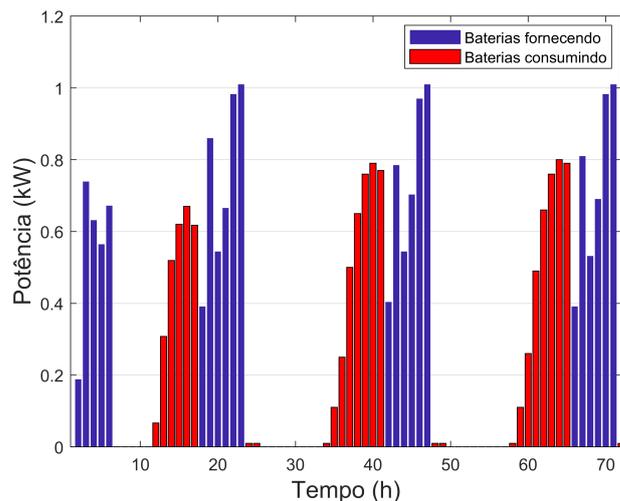


Figura 6. Energia fornecida/consumida pelo banco de baterias.

suficiente para não ser necessário a compra da rede concessionária. O que de fato ocorre, pois é possível verificar que durante os horários das 17 às 21h o consumo da demanda é suprido pelo SAE.

5.4 Resultados do Consumo/Fornecimento do BCA

Nesta subseção é evidenciado a potência consumida e fornecida do barramento *BCA* que é a potência convertida pelo inversores. No entanto, é apresentado somente a potência fornecida ao barramento *BCA* resultante do sistema fotovoltaico e do SAE, apresentado na Figura 7. Isso se dá, pelo fato de que não foi utilizado potência da rede da concessionária para carregar o SAE.

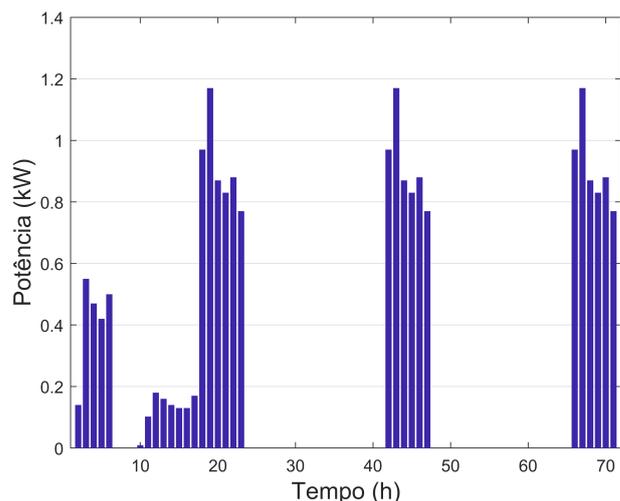


Figura 7. Potência consumida da rede concessionária.

5.5 Resultados do Consumo da Rede Concessionária

A potência consumida da rede concessionária para suprir da demanda residencial que resulta na fatura paga pelo prosumidor é ilustrado pela Figura 8. Analisando a Figura 8, é possível verificar que o modelo de gerenciamento

proposto atinge seu objetivo evitando que seja comprado energia da rede concessionária durante o posto tarifário ponta da tarifa branca, onde se tem o valor de tarifa mais caro. Fica evidente, que a maior parte da energia comprada da rede da concessionária ocorre durante o posto tarifário fora de ponta, o que resulta em uma economia para o prosumidor pois além do posto tarifário ponta ser mais custoso é um horário de maior consumo.

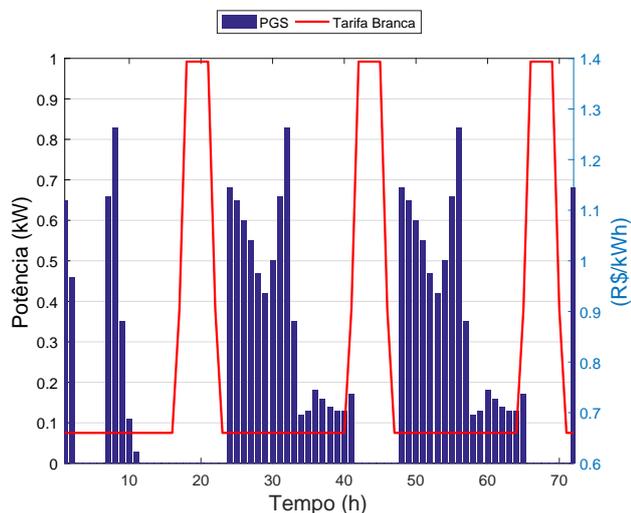


Figura 8. Potência consumida da rede concessionária.

Outra consideração, é que analisando a Figura 7 juntamente com a Figura 8, nota-se que a demanda residencial durante o posto tarifário ponta é suprido pelo SAE através do fornecimento de potência para o barramento *BCA*, o que resulta em não haver necessidade da compra energia da rede concessionária.

A Tabela 5, evidencia a economia que pode ser alcançada com a implementação do modelo de gerenciamento proposto em relação a tarifa de energia convencional, no entanto, vale ressaltar que o presente trabalho não estuda o custo de implementação da microrrede nem o tempo de retorno financeiro referente a sua instalação.

Tabela 5. Custo da Fatura de Energia

| Mês | Valores das Faturas | | |
|---------|---------------------|--------------------|----------------|
| | PLIM [R\$] | Convencional [R\$] | Economia [R\$] |
| Janeiro | 13,62 | 31,25 | 17,63 |

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho evidenciou o desenvolvimento de um modelo de gerenciamento do fluxo de energia entre os elementos que compõem uma microrrede residencial baseado em PLIM validado através de uma simulação numérica. A formulação proposta integrou fontes de energia como uma FER composta por painéis fotovoltaicos, a rede da concessionária elétrica, um banco de baterias composto por baterias do tipo chumbo ácido e cargas elétricas residenciais comumente encontradas nos domicílios brasileiros. O uso de dados obtidos em manuais dos fabricantes, bem como, a curva de perfil de demanda fornecido pela Eletrobrás permitiu uma análise do comportamento real da microrrede. O modelo de gerenciamento estabeleceu uma única

solução sendo capaz de gerenciar o fluxo de energia entre todos os elementos presentes na microrrede residencial de maneira ótima atendendo a demanda das cargas elétricas e cumprindo todas as restrições operacionais estabelecidas, garantindo uma operação segura. A estratégia apresentada contribuiu efetivamente com a redução da fatura de energia elétrica paga pelo prosumidor minimizando o consumo em horários de pico onde a tarifa de energia é mais cara, resultando em uma redução de 56,41% em relação a tarifa convencional no período analisado. Assim, pode se concluir que o modelo de gerenciamento PLIM apresentado pode contribuir sendo uma estratégia de gerenciamento para microrredes residenciais colaborando com o progresso e expansão das *smart cities* tema esse que vêm tendo grande destaque nos últimos anos.

Para trabalho futuros, pretende-se considerar outras técnicas de otimização e controle que permitam considerar incertezas no fornecimento de energia, diferentes FERs, outras tecnologias para o SAE e abordar temas como a compensação de energia e a depreciação dos equipamentos de modo a prolongar a vida útil dos elementos que compõem a microrrede residencial.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021). Resolução Homologatória N.2.886.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2021). Resolução Normativa 1000.
- GUSEK (2018). *Under Scite Extended Kit - GUSEK (GLPK)*. GUSEK, Curitiba, PR, BRA. URL <http://gusek.sourceforge.net/gusek.html>.
- Hatziaargyriou, N. (2014). *Microgrids: Architectures and Control*. Wiley - IEEE. Wiley, Hoboken.
- PROCEL (2019a). *Pesquisa de Posse e Hábitos de Consumo de Energia - PPH*. PROCEL, Rio de Janeiro, RJ, BRA. URL <http://www.procel.gov.br/main.asp?View=4A5E324F-A3B0-482A-B1CD-F75A2A150480>.
- PROCEL (2019b). *Sistema de Informações de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo - SINPHA*. PROCEL, Rio de Janeiro, RJ, BRA. URL <http://www.procelinfo.com.br/sinpha/sobre.asp>.
- Roy, A., Auger, F., Olivier, J.C., Auvity, B., Schaeffer, E., and Bourguet, S. (2021). Energy management of microgrids: from a mixed-integer linear programming problem to a rule-based real-time algorithm. In *IECON 2021 - 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1–6.
- Shekari, T., Gholami, A., and Aminifar, F. (2019). Optimal energy management in multi-carrier microgrids: an milp approach. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(4), 876–886.
- Stadler, M. and Naslé, A. (2019). Planning and implementation of bankable microgrids. *The Electricity Journal*, 32(5), 24–29.
- Villalva, M. and Gazoli, J. (2012). *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. ERICA, São Paulo, 1 edition.
- Violante, W., Cañizares, C.A., Trovato, M.A., and Forte, G. (2020). An energy management system for isolated microgrids with thermal energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4), 2880–2891.