

## Planejamento de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica Utilizando Programação Inteira Mista

Daniel T. Kitamura\* Kamila P. Rocha\*\* Leonardo W. Oliveira\*\*\*  
Janaína G. Oliveira\*\*\*\* Bruno H. Dias† Tiago A. Soares‡

\* Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG,  
(e-mail: daniel.kitamura@engenharia.ufjf.br).

\*\* Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (e-mail:  
kamila.p.rocha@gmail.com)

\*\*\* Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora,  
MG, (e-mail: leonardo.willer@engenharia.ufjf.br).

\*\*\*\* Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora,  
MG, (e-mail: janaina.oliveira@ufjf.edu.br).

† Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG,  
(e-mail: bhdias@gmail.com).

‡ Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e  
Ciência, INESC TEC, (e-mail: tiago.a.soares@inesctec.pt).

---

**Abstract:** The constant growth of distributed generation is leading consumers to look for new tools able to design hybrid electrical energy systems (HEES). Therefore, this work proposes a new approach for optimal planning of HEES, which comprises the optimization of the capacity of distributed generation connection to the consumer. The objective is to minimize the project's total cost, considering the net metering scheme stipulated by ANEEL, the Brazilian Regulatory Agency. To this end, a mixed integer linear programming (MILP) is modeled to optimize the number of photovoltaic panels and the capacity of the diesel generator, considering the power supply to the consumer by the HEES and the main grid. A case study involving a commercial consumer is introduced to test and validate the proposed model. An important conclusion is that the proposed model is a tool for planning HEES, which can lead to more sustainable projects.

**Resumo:** O crescimento constante da geração distribuída está levando consumidores a procurarem por novas ferramentas para planejar sistemas híbridos de energia elétrica (SHEE). Neste contexto, este trabalho propõe uma nova abordagem para o planejamento ótimo de SHEE, o que inclui a otimização da capacidade dos geradores distribuídos conectados ao consumidor. O objetivo é minimizar o custo total do projeto, considerando o sistema de compensação de energia estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para tal, o problema é formulado através de programação linear inteira-mista, do inglês, *mixed integer linear programming* (MILP), em que otimiza o número de painéis fotovoltaicos e a capacidade do gerador à diesel, considerando o fornecimento de energia ao consumidor pelo SHEE e pela rede de distribuição da concessionária de energia. Um estudo de caso envolvendo um consumidor comercial é utilizado para testar e validar o modelo proposto. Uma importante conclusão é que o modelo proposto é uma ferramenta para o planejamento de SHEE, o que pode levar a projetos mais sustentáveis.

**Keywords:** hybrid electrical energy system; mixed integer linear programming; optimization; distributed generation; renewable energy sources.

**Palavras-chaves:** sistema híbrido de energia elétrica; programação linear inteira-mista; otimização; geração distribuída; fontes de energia renovável.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Fontes renováveis e alternativas de energia, como a solar, têm sido cada vez mais utilizadas em sistemas de distribuição (SD) como geração distribuída (GD) localizada próxima às unidades consumidoras. A penetração de GD é impulsionada pela evolução dos equipamentos, redução do tempo de retorno do investimento e requisitos contemporâneos por sustentabilidade ambiental (Bignucolo et al., 2008). No entanto, a característica intermitente dessas

fontes é um desafio para o planejamento e operação do SD. Os potenciais benefícios da GD para os consumidores são a diminuição dos preços da energia, bem como maior flexibilidade e confiabilidade para o SD (Strnad and Prenc, 2018). Porém, a GD também pode causar impactos negativos como sobretensões em pontos da rede com alta penetração de GD e fluxos de potência reversos (Chiradeja and Ramakumar, 2004).

Um dos fatores que impulsionaram a GD no Brasil foi a criação de um sistema de compensação de energia denomi-

nado por *net metering*. A Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece as condições gerais para a micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia no SD. Esse sistema estabelece que a energia, proveniente de uma unidade consumidora cativa com micro ou minigeração distribuída, injetada na rede da distribuidora local, seja posteriormente compensada na fatura de energia desse consumidor (ANEEL, 2012). Tal consumidor é denominado prossumidor, do inglês *prosumer*. De acordo com EURELECTRIC (2021), um prossumidor é um consumidor que produz energia, principalmente, para as suas próprias necessidades, mas pode também vender o excesso de energia.

A penetração de GD em SD possibilita a formação de SHEE, por exemplo, instalações residenciais e comerciais com capacidade local de geração por meio da diversificação de recursos energéticos (ANEEL, 2012), (EURELECTRIC, 2021), (Askarzadeh, 2017), (D'Arco et al., 2015). O planejamento de SHEE pode ser realizado por meio da solução de um problema de otimização linear inteira-mista, o qual pode possuir muitas variáveis, tornando-o complexo. Os principais critérios utilizados são o econômico e a confiabilidade (Alqunun et al., 2020).

Nos últimos anos, muitos trabalhos vêm sendo propostos em diversos países, utilizando diferentes fontes de energia. Em Ramli et al. (2018), a implementação de um sistema fotovoltaico (FV)/diesel/eólico, em uma cidade da Arábia Saudita, é avaliada. Um estudo foi realizado para analisar a viabilidade de implementação de um SHEE para aplicações remotas no sudeste do Camarões. Nove sistemas híbridos são considerados na análise (Muh and Tabet, 2019). O dimensionamento ótimo de um SHEE conectado à rede é proposto para fazendas de laticínios na Argélia (Nadjemi et al., 2017). Um SHEE é dimensionado para um grande resort na Malásia (Hossain et al., 2017). Em Singh and Kaushik (2016), é proposto o dimensionamento de um sistema FV/biomassa para uma típica vila da Índia, em que são analisados sistemas isolados e conectados à rede.

Para o dimensionamento de SHEE, algumas ferramentas foram desenvolvidas como o software Homer Pro desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (HOMER, 2021). Em Singh et al. (2015) e Miao et al. (2020), esse software é aplicado para dimensionar diferentes SHEE. Alternativamente, modelos de programação linear inteira-mista vêm sendo utilizados para o planejamento de SHEE, como a linguagem de programação matemática, do inglês *a mathematical programming language* (AMPL) (Narayan and Ponnambalam, 2017), o software GAMS (Yu et al., 2019), e a linguagem JuMP (Wu et al., 2020).

Seguindo esta linha de pesquisa, o presente artigo propõe um modelo de otimização linear inteira-mista para o planejamento ótimo de SHEE, no qual o objetivo é minimizar o custo total de projeto. O SHEE é conectado à rede da concessionária local e composto por painéis fotovoltaicos e gerador à diesel. O modelo determinará o número de painéis fotovoltaicos, a capacidade do gerador à diesel, bem como os montantes de energia fornecidos ao consumidor pelo SHEE e pela rede da concessionária local. Um estudo de caso será realizado para um consumidor comercial,

considerando a resolução normativa 482/2012 da ANEEL. O modelo proposto será comparado com o procedimento de busca exaustiva.

Além da presente seção introdutória, esse artigo está estruturado da seguinte maneira: a seção 2 descreve o modelo de um típico SHEE, composto por painéis fotovoltaicos e gerador à diesel. A seção 3 apresenta a formulação geral do SHEE, detalhando o modelo proposto. A seção 4 avalia o modelo proposto, considerando as perspectivas de um consumidor comercial. A seção 5 apresenta as principais conclusões.

## 2. SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA ELÉTRICA

O SHEE considerado no presente trabalho é composto por painéis fotovoltaicos e gerador à diesel. Os componentes desse sistema são descritos a seguir. Na notação utilizada, o subscrito  $t$  refere-se a um período de tempo.

### 2.1 Sistema fotovoltaico

A potência proveniente deste sistema (kW) em um período de tempo  $t$ ,  $P_{pv,t}$ , é formulada em (1), em que  $N_{pv}$  é o número de módulos fotovoltaicos,  $Au_{pv}$  é a área de um módulo ( $m^2$ ),  $Rad_t$  é a radiação instantânea ( $kW/m^2$ ) e  $\eta_{pv,t}$  é a eficiência de um painel, calculada em (2) (Pinzón, 2015). Na equação (2),  $\eta_{mod}$  e  $\eta_{inv}$  são as eficiências de referência do módulo e do inversor, respectivamente.  $\beta$  é o coeficiente de temperatura ( $^{\circ}C^{-1}$ ),  $T_{ins,t}$  e  $T_{ref}$  são as temperaturas instantânea e de referência, respectivamente (Pinzón, 2015). A temperatura  $T_{ins,t}$  é calculada em (3), em que  $T_{pv}$  é a temperatura nominal de operação do painel ( $^{\circ}C$ ), e  $T_{a,t}$  é a temperatura ambiente instantânea ( $^{\circ}C$ ), no período  $t$ .

$$P_{pv,t} = \eta_{pv,t} \cdot N_{pv} \cdot Au_{pv} \cdot Rad_t \quad (1)$$

$$\eta_{pv,t} = \eta_{mod} \cdot \eta_{inv} \cdot [1 - \beta \cdot (T_{ins,t} - T_{ref})] \quad (2)$$

$$T_{ins,t} = \frac{T_{pv} - 20}{0,8} \cdot Rad_t + T_{a,t} \quad (3)$$

O custo total de um sistema fotovoltaico para um dado horizonte de planejamento,  $CT_{pv}$ , é apresentado em (4), em que  $CI_{pv}$  e  $CO_{pv}$  são os custos de investimento e operação formulados em (5) e (6), respectivamente (CRESEB, 2014). As equações (7)-(11) complementam a formulação dessas parcelas de custo, em que  $C_{in}$  é o custo do sistema inversor para os painéis.  $uc_{inv}$  é o custo unitário do sistema inversor (R\$/kW).  $P_{in}$  é a potência do inversor, que tem o mesmo valor da potência do sistema fotovoltaico.  $Pp_{pv}$  é a potência de um painel (kW).  $CP_{pv}$  e  $uc_{pv}$  são o custo total e unitário dos painéis, respectivamente.  $Cc_{pv}$  é o custo com cabos de conexão, estruturas de suporte e dispositivos de proteção (CRESEB, 2014).  $Ct_{pv}$  é o custo de transporte e instalação do sistema fotovoltaico. (CRESEB, 2014). Finalmente,  $CT_{pv}$  inclui a parcela do custo de manutenção anual,  $CO_{pv}$ , em que  $f_{ip} = \frac{(1+ip)^{na} - 1}{ip(1+ip)^{na}}$  é o fator que converte os custos anuais para valor presente, dado a taxa  $ip$  e os anos de planejamento  $na$ .

$$CT_{pv} = CI_{pv} + CO_{pv} \quad (4)$$

$$CI_{pv} = C_{in} + CP_{pv} + Cc_{pv} + Ct_{pv} \quad (5)$$

$$CO_{pv} = 0,05 \cdot CI_{pv} \cdot f_{ip} \quad (6)$$

$$C_{in} = uc_{inv} \cdot P_{in} \quad (7)$$

$$P_{in} = N_{pv} \cdot P_{pv} \quad (8)$$

$$CP_{pv} = N_{pv} \cdot uc_{pv} \quad (9)$$

$$C_{cpv} = 0,15 \cdot (CP_{pv} + C_{in}) \quad (10)$$

$$Ct_{pv} = 0,20 \cdot (CP_{pv} + C_{in} + C_{cpv}) \quad (11)$$

## 2.2 Gerador à diesel

O custo total do gerador à diesel,  $CT_{dg}$ , é dado em (12), em que  $CI_{dg}$ ,  $CC_{dg}$  e  $CO_{dg}$  são os custos de investimento, combustível e operação e manutenção (O&M), formulados em (13)-(16), respectivamente. Nessas equações,  $\alpha_{dg}$  é o custo de capacidade do gerador à diesel (R\$/kW) e  $P_{dg}$  é a capacidade do gerador (kW).  $NT$  é o número de períodos, no qual  $uc_{dg}$  é o custo do combustível (R\$/litro) e  $FC_{dg,t}$  é a função de consumo de combustível (litros).  $A_d$  e  $B_d$  são coeficientes da função de consumo.  $P_{dg,t}$  é o despacho de potência no período  $t$  e  $T_t$  é a duração do período  $t$ . Finalmente, a equação (16) representa os custos de O&M como um percentual do custo de investimento (Cummins, 2021).

$$CT_{dg} = CI_{dg} + CC_{dg} + CO_{dg} \quad (12)$$

$$CI_{dg} = \alpha_{dg} \cdot P_{dg} \quad (13)$$

$$CC_{dg} = [A_d \cdot P_{dg} + \sum_{t=1:NT} (uc_{dg} \cdot FC_{dg,t})] \cdot f_{ip} \quad (14)$$

$$FC_{dg,t} = B_d \cdot P_{dg,t} \cdot T_t \quad (15)$$

$$CO_{dg} = 0,02 \cdot CI_{dg} \cdot f_{ip} \quad (16)$$

## 2.3 Energia da rede

O custo associado à energia proveniente da rede elétrica da concessionária local,  $CE$ , é formulado na equação (17), em que  $CCE$  e  $CVE$  são os custos de consumo e "venda" de energia, respectivamente e  $f_{ie} = \frac{(1+ie)^{na}-1}{ie(1+ie)^{na}}$  é o fator que converte os custos anuais para valor presente, dado a taxa  $ie$  e os anos de planejamento  $na$ . A "venda" refere-se a energia fornecida à rede pelo SHEE, cujo custo pode ser deduzido do custo de consumo dentro de um período de cinco anos, de acordo com o sistema de compensação de energia estabelecido pela ANEEL (ANEEL, 2012). Ademais,  $ICM$ ,  $PIS$  e  $COF$  são os impostos ICMS<sup>1</sup>, PIS<sup>2</sup> e COFINS<sup>3</sup>, respectivamente, que incidem sobre o custo da energia.

$$CE = \frac{CCE - CVE}{1 - (ICM + PIS + COF)} \cdot f_{ie} \quad (17)$$

Os custos  $CCE$  e  $CVE$  são formulados em (18) e (19), em que  $uc_{hp}$  e  $uc_{fp}$  são as tarifas de energia (R\$/kWh) em horário de ponta (HP) e fora ponta (HFP), respectivamente.  $CE_{hp}$  e  $CE_{fp}$  são os consumos de energia em HP e HFP, respectivamente.  $CV_{hp}$  e  $CV_{fp}$  representam a energia fornecida pelo SHEE à rede da concessionária local em HP e HFP.  $Cb_x$  (R\$/kWh) é a parcela relativa à bandeira tarifária  $x$ .

No presente trabalho, a tarifa considerada é para grandes consumidores, aqueles conectados às tensões superiores a 2,3 kV (Grupo A) com preços de ponta e fora ponta.

<sup>1</sup> Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação

<sup>2</sup> Contribuição ao Programa de Integração Social

<sup>3</sup> Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

Para esses consumidores, duas opções de tarifa estão disponíveis, a azul e a verde. Além disso, todas as tarifas reguladas no Brasil estão sujeitas às bandeiras tarifárias, que são revisadas a cada mês, considerando os níveis de geração disponível e demanda. Essas bandeiras são inspiradas nos semáforos de trânsito, sendo a verde, a bandeira base, e a amarela e a vermelha são os valores mais elevados. Dranka and Ferreira (2020) apresenta uma visão geral sobre as tarifas no Brasil.

$$CCE = [(uc_{hp} + Cb_x) \cdot CE_{hp} + (uc_{fp} + Cb_x) \cdot CE_{fp}] \quad (18)$$

$$CVE = [(uc_{hp} + Cb_x) \cdot CV_{hp} + (uc_{fp} + Cb_x) \cdot CV_{fp}] \quad (19)$$

Definindo o fluxo de potência da rede da concessionária para o SHEE (consumo),  $P_{re,t}$ , como um valor positivo, e na direção oposta ("venda") como um valor negativo, as respectivas equações de energia são dadas por,

$$CE_{hp} = \sum_{u \in UP} (P_{re,t} \cdot T_t) \mid P_{re,t} \geq 0 \quad (20)$$

$$CE_{fp} = \sum_{u \in UO} (P_{re,t} \cdot T_t) \mid P_{re,t} \geq 0 \quad (21)$$

$$CV_{hp} = \sum_{u \in UP} (P_{re,t} \cdot T_t) \mid P_{re,t} < 0 \quad (22)$$

$$CV_{fp} = \sum_{u \in UO} (P_{re,t} \cdot T_t) \mid P_{re,t} < 0 \quad (23)$$

em que  $UP$  e  $UO$  são o conjunto de períodos caracterizados como ponta e fora ponta, respectivamente. Vale destacar que a modelagem e formulação dos custos  $CCE$  e  $CVE$  como em (18) e (19), considerando o sistema de tarifas no Brasil, é uma contribuição do presente trabalho no âmbito do planejamento de SHEE.

## 3. ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO PARA O PLANEJAMENTO DE SHEE

Uma abordagem para resolver o problema do planejamento de SHEE é proposta e desenvolvida nesse trabalho. Um modelo de programação linear inteira-mista, do inglês MILP, é proposto para definir a configuração do SHEE (número de painéis fotovoltaicos e capacidade do gerador à diesel), que minimiza o custo total do sistema ao longo do horizonte de planejamento. Além disso, o modelo decidirá a quantidade de energia que será fornecida pela rede da concessionária.

$$FOB = \text{Min} (CT_{pv} + CT_{dg} + CE + CD) \quad (24)$$

sujeito a:

$$P_{dg} + P_{pv} \leq D_{hp} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{dg,t} + P_{pv,t} - PD_t \leq D_{hp} \quad \forall t \in \{1, \dots, NT\} \quad (26)$$

$$CD = D_{hp} \cdot ud_{hp} + D_{fp} \cdot ud_{fp} \quad (27)$$

$$A_{pv} = N_{pv} \cdot Au_{pv} \quad (28)$$

$$A_{pv} \leq A_{pv}^{max} \quad (29)$$

$$P_{dg,t} + P_{pv,t} + P_{re,t} = PD_t \quad \forall t \in \{1, \dots, NT\} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{dg,t} \leq P_{dg} \quad (31)$$

A função objetivo (24) consiste em minimizar o custo total do sistema, em que  $CD$  é o custo da demanda contratada. A restrição (25) representa o limite de capacidade instalada do SHEE, em que  $P_{pv}$  é a capacidade nominal do sistema fotovoltaico e  $P_{dg}$  é a capacidade nominal do gerador à diesel. Para consumidores comerciais, esse limite é dado pela demanda contratada,  $D_{hp}$  (ANEEL, 2012).

A restrição (26) estabelece o limite de potência fornecida pelo SHEE para a rede da concessionária, no qual  $PD_t$  é a demanda no período  $t$ . Destaca-se que a potência gerada pelo SHEE em cada período  $t$ ,  $P_{dg,t} + P_{pv,t}$  é utilizada para suprir a demanda da unidade consumidora,  $PD_t$ , podendo o excedente  $t$ ,  $P_{dg,t} + P_{pv,t} - PD_t$ , quando houver, ser fornecido à rede, até o limite  $D_{hp}$ . Na restrição (27), tem-se o custo da demanda contratada, em que  $D_{hp}$  e  $D_{fhp}$  são as contratações (kW) em horário de ponta e fora ponta;  $ud_{hp}$  e  $ud_{fhp}$  são as respectivas tarifas (\$/kW).

A restrição (28) formula a área (m<sup>2</sup>) ocupada pelos módulos fotovoltaicos, que é limitada conforme a restrição (29), no qual  $A_{pv}$  é a área do sistema fotovoltaico e  $A_{pv}^{max}$  é o limite de área. O balanço de potência no SHEE em cada período  $t$ , seguindo a lei de Kirchhoff, é dado em (30). A restrição (31) estabelece o limite de geração do gerador à diesel.

A inclusão da variável  $N_{pv}$  torna o problema (24)-(31), um modelo de programação linear inteira mista. Para resolvê-lo, o modelo Pyomo (Pyomo, 2021) com o solver Gurobi (Gurobi, 2021) é utilizado. Esse solver utiliza o algoritmo *branch-and-bound* para resolver um problema de programação inteira mista, do inglês, *mixed integer programming* (MIP). Para o completo entendimento do algoritmo, consultar Gurobi-MIP (2021).

#### 4. ESTUDO DE CASO

Esta seção compreende um estudo de caso referente a um consumidor comercial localizado na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais. Painéis fotovoltaicos comerciais foram selecionados de (Neosolar, 2021), bem como o inversor, que tem certificação pelo INMETRO (INMETRO, 2021), de acordo com os requisitos da ABNT NBR 16149 (ABNT, 2021). Os dados dos painéis são apresentados na Tabela 1, compreendendo dados relativos ao fabricante, modelo, potência nominal, área, eficiência, coeficiente de temperatura e custo. A temperatura de referência ( $T_{ref}$ ) é 25°C e a temperatura nominal de operação ( $T_{pv}$ ) é 45°C. A taxa  $ip$  considerada para obter os valores presentes é dada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que é 7,5% ao ano, correspondente ao período de 2013 a 2017 (IBGE, 2021). A taxa anual de energia,  $ie$ , é 7,6% ao ano (Nakabayashi, 2015). A cotação do dólar no período de estudo é R\$ 3,75.

Tabela 1. Dados do painel fotovoltaico.

Fabricante (Modelo)	$P_{ppv}$ (kWp)	$A_{pv}$ (m <sup>2</sup> )	$\eta_{pv}$ (%)	$\beta$ (%/°C)	$uc_{pv}$ (R\$)
Canadian Solar (CSU-330P)	0,330	1,9443	16,9	-0,41	668,66

O consumidor comercial em estudo é um shopping localizado na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, que pertence ao subgrupo A4 da ANEEL com modalidade tarifária horo-sazonal azul (CEMIG, 2021). Esse consumidor possui 6.000 m<sup>2</sup> de área disponível para a instalação de painéis fotovoltaicos ( $A_{pv}^{max} = 6.000$ ). Portanto, o número máximo de painéis que pode ser instalado é 3085. Além disso, o sistema tarifário aplicado a esse tipo de consumidor é o da concessionária local (CEMIG) (CEMIG, 2021). Os dados climáticos da região em estudo (-21,766°S; -43,375°W)

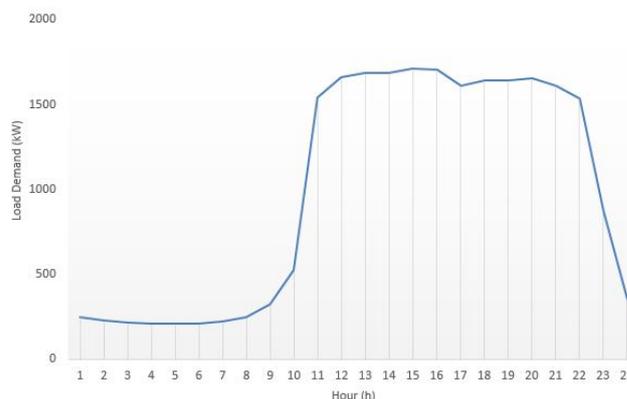


Figura 1. Curva de carga diária do consumidor comercial.

foram obtidos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (INMET, 2021), para o período de 01 de janeiro de 2017 a 31 de dezembro de 2017. Tais dados são representados em uma discretização horária para cada mês,  $NT = 24$  para cada mês no modelo (24)-(31), resultando em 288 períodos.

O horário de ponta (HP) corresponde à 3 horas de um dia, enquanto as horas restantes são referentes ao horário fora de ponta (HFP). Os dados de carga são de 2017 e originalmente disponibilizados a cada 15 minutos. Logo, esses dados são representados em uma base horária (período  $t$ ), por meio da média dos valores compreendidos em uma hora. A Figura 1 apresenta a curva de carga desse consumidor no primeiro mês do horizonte de planejamento.

O modelo do gerador à diesel foi selecionado de Cummins (2021), observando os critérios de mínimo consumo de combustível e emissões. O fabricante, modelo, coeficientes da função de consumo de combustível, custo de capacidade e custo do combustível são apresentados na Tabela 2. A Tabela 3 apresenta o fabricante, modelo e eficiência e custo referente ao inversor. A Tabela 4 apresenta as tarifas e o custo da energia.

Para avaliar a viabilidade de implementação do SHEE para esse consumidor, considerando o sistema de compensação de energia, quatro cenários de bandeira tarifária serão avaliados: verde; amarela; vermelha patamar 1; e vermelha patamar 2.

Tabela 2. Características do gerador à diesel.

Fabricante (Modelo)	$A_d$ (1/kW)	$B_d$ (1/kWh)	$\alpha_{dg}$ (R\$/kW)	$uc_{dg}$ (R\$/l)
Cummins (C500D6)	0,024	0,246	550	2,60

Tabela 3. Características do inversor.

Fabricante	Modelo	$\eta_{inv}$ (%)	$uc_{in}$ (R\$/kW)
Fronius	SYMO 17,5-3-M	98,1	1428

Para avaliar e validar a abordagem de otimização proposta, seus resultados serão comparados com o procedimento de busca exaustiva (BE), em que todas as combinações  $[N_{pv}]$  são avaliadas para prover uma métrica de qualidade dos resultados obtidos pela abordagem de otimização de SHEE proposta.

O horizonte de planejamento corresponde a 15 anos ( $na = 15$ ). As simulações foram feitas em um processador AMD Ryzen™ 5 1600 @3.2GHz, 8 GB RAM, sistema operacional de 64 bits. O modelo Pyomo (Pyomo, 2021) com o solver Gurobi (Gurobi, 2021) foi utilizado para resolver o problema.

As Tabelas 5 e 6 apresentam os resultados, no qual  $t_{sim}$  é o esforço computacional, medido em segundos (s). Ao analisar a Tabela 5, pode-se verificar que o algoritmo MILP não determina a implementação de um sistema fotovoltaico-diesel e a solução encontrada por esse algoritmo é a mesma da obtida pelo procedimento de BE, que é o ponto ótimo global, porém, com um esforço computacional muito menor. Nesse caso, a demanda desse consumidor é suprida somente pela rede da concessionária e, com isso, a função objetivo é dada somente pelos termos relativos ao custo de energia ( $CE$ ) e demanda contratada ( $CD$ ). Para a bandeira vermelha patamar 1, como apresentado na Tabela 6, ambos os algoritmos determinam a implementação somente de um sistema fotovoltaico, enquanto no patamar 2, ambos determinam a implementação de um sistema fotovoltaico-diesel. Nos dois patamares, o algoritmo MILP encontrou a mesma solução do procedimento de BE. Nota-se que para bandeiras vermelhas, os algoritmos deter-

minam a implementação de um sistema fotovoltaico de grande escala.

## 5. CONCLUSÕES

Ferramentas de planejamento para SHEE são cruciais para o fortalecimento de consumidores no sistema de potência. Esse trabalho apresentou uma proposta para o dimensionamento ótimo de SHEE. No processo de tomada de decisão, a configuração e capacidade do SHEE são determinadas. A ferramenta proposta tem o objetivo de minimizar os custos totais de projeto, incluindo os custos de investimento e de operação e manutenção, considerando o sistema de compensação de energia. Um estudo de caso de um consumidor comercial foi realizado para avaliar a metodologia proposta. Por meio da análise dos resultados, pode-se concluir que a metodologia proposta pode auxiliar consumidores na tomada de decisão do investimento em SHEE, levando em conta a atual regulação e política no Brasil. Desta maneira, observou-se que o dimensionamento de SHEE é dependente do sistema de bandeiras tarifárias. Nota-se que, SHEE é uma importante opção para o setor elétrico brasileiro, de acordo com os critérios de sustentabilidade, confiabilidade e flexibilidade. Adicionalmente, a metodologia proposta provou ser compatível com o procedimento de busca exaustiva, que obtém sempre a solução ótima global, ao obter os mesmos resultados, porém, com uma grande redução do esforço computacional.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, FAPEMIG, CAPES, INERGE, e ao grupo de pesquisa SMART4GRIDS - Systems Markets, Analytics & Renewables Transition for Grids. Além disso, esse trabalho é apoiado pela ERDF - European Regional Development Fund por meio do Programa Operacional de Competitividade e Internacionalização - Programa COMPETE 2020 e por meio da Agência Portuguesa de Financiamento, FCT - Fundação para a Ciência e Tecnologia, dentro do projeto ESGRIDS - Desenvolvimento Sustentável da Rede Elétrica Inteligente/SAICTPAC/0004/2015 - POCI-01-0145-FEDER-016434.

## REFERÊNCIAS

- ABNT (2021). Abnt catálogo. URL <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=195959>.
- Alqunun, K., Guesmi, T., and Farah, A. (2020). Load shedding optimization for economic operation cost in a microgrid. *Electrical Engineering*, 102, 779–791.
- ANEEL (2012). Resolução normativa 482, 17 de abril de 2012. URL <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- Askarzadeh, A. (2017). Distribution generation by photovoltaic and diesel generator systems: energy management and size optimization by a new approach for a stand-alone application. *Energy*, 122, 542–551.
- Bignucolo, F., Caldón, R., and Prandoni, V. (2008). Radial mv networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller. *Electric Power Systems Research*, 78, 634–645.

Tabela 4. Tarifas e custo da energia.

$uc_{hp}$ (R\$/kWh)	$uc_{fp}$ (R\$/kWh)	$ud_{hp}$ (R\$/kW)	$ud_{fp}$ (R\$/kW)	$Cb_1$ (R\$/kWh)
0,47753	0,32282	14,59	44,28	0
$Cb_2$ (R\$/kWh)	$Cb_3$ (R\$/kWh)	$Cb_4$ (R\$/kWh)	$D_{hp}$ (kW)	$D_{fp}$ (kW)
0,01	0,03	0,05	2.200	2.400
PIS (%)	COFINS (%)	ICMS (%)	$ie$ (%)	
1,15	5,32	25	7,6	

Tabela 5. Resultados para as bandeiras tarifárias verde e amarela.

	MILP (Verde)	BE (Verde)	MILP (Amarela)	BE (Amarela)
$CE$ (R\$.10 <sup>3</sup> )	34.602,45	34.602,45	35.581,09	35.581,09
FOB (R\$.10 <sup>3</sup> )	58.440,21	58.440,21	59.418,85	59.418,85
$t_{sim}$ (s)	0,47	1.894,09	0,41	1.923,23

Tabela 6. Resultados para as bandeiras tarifárias vermelhas.

	MILP (Pat. 1)	BE (Pat. 1)	MILP (Pat. 2)	BE (Pat. 2)
$N_{pv}$	3.085	3.085	3.085	3.085
$P_{pv}$ (kW)	1.018,05	1.018,05	1.018,05	1.018,05
$NPV_{pv}$ (R\$.10 <sup>3</sup> )	7.303,65	7.303,65	7.303,65	7.303,65
$P_{dg}$ (kW)	0	0	1.100,18	1.100,18
$NPV_{dg}$ (R\$.10 <sup>3</sup> )	0	0	8.169,50	8.169,50
$CE$ (R\$.10 <sup>3</sup> )	29.808,93	29.808,93	23.151,45	23.151,45
FOB (R\$.10 <sup>3</sup> )	60.950,34	60.950,34	63.614,85	63.614,85
$t_{sim}$ (s)	0,44	1.929,92	0,41	1.907,89

- CEMIG (2021). URL <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>.
- Chiradeja, P. and Ramakumar, R. (2004). An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19, 764–773.
- CRESEB, C. (2014). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.
- Cummins (2021). URL <https://www.cummins.com.br/1>.
- Dranka, G.S. and Ferreira, P. (2020). Towards a smart grid power system in brazil: Challenges and opportunities. *Energy Policy*, 136, 111033.
- D’Arco, S., Suul, J.A., and Fosso, O.B.A. (2015). Virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids. *Electric Power Systems Research*, 122, 180–197.
- EURELECTRIC (2021). Prosumers: an integral part of the power system and the market. URL [https://www.eurelectric.org/media/1945/prosumers\\_an\\_integral\\_part\\_of\\_the\\_power\\_system\\_and\\_market\\_june\\_2015-2015-2110-0004-01-e.pdf](https://www.eurelectric.org/media/1945/prosumers_an_integral_part_of_the_power_system_and_market_june_2015-2015-2110-0004-01-e.pdf).
- Gurobi (2021). URL <https://www.gurobi.com/>.
- Gurobi-MIP (2021). Mixed-integer programming. URL <https://www.gurobi.com/resource/mip-basics/>.
- HOMER (2021). Homer pro. URL <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.
- Hossain, M., Mekhilef, S., and Olatomiwa, L. (2017). Performance evaluation of a stand-alone pv-wind-diesel-battery hybrid system feasible for a large resort center in south china sea, malaysia. *Sustainable Cities and Society*, 28, 358–366.
- IBGE (2021). Instituto brasileiro de geografia e estatística. URL <https://www.ibge.gov.br/>.
- INMET (2021). URL <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>.
- INMETRO (2021). URL <https://www4.inmetro.gov.br/>.
- Miao, C., Teng, K., Wang, Y., and Jiang, L. (2020). Technoeconomic analysis on a hybrid power system for the uk household using renewable energy: a case study. *Energies*, 13, 3231–3249.
- Muh, E. and Tabet, F. (2019). Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in southern cameroons. *Renewable Energy*, 135, 41–54.
- Nadjemi, O., Nacer, T., Hamidat, A., and Salhi, H. (2017). Optimal hybrid pv/wind energy system sizing: Application of cuckoo search algorithm for algerian dairy farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 1352–1365.
- Nakabayashi, R. (2015). Microgeração fotovoltaica no brasil: Viabilidade econômica. *IEE USP Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos*.
- Narayan, A. and Ponnambalam, K. (2017). Risk-averse stochastic programming approach for microgrid planning under uncertainty. *Renewable Energy*, 247, 399–408.
- Neosolar (2021). URL <https://www.neosolar.com.br/loja/>.
- Pinzón, A. (2015). Otimização da potência unitária dos geradores de energia numa microrrede elétrica com geração híbrida fóssil/renovável.
- Pyomo (2021). URL <http://www.pyomo.org/>.
- Ramli, M., Bouchekara, H., and Alghamdi, A. (2018). Optimal sizing of pv/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. *Renewable Energy*, 121, 400–411.
- Singh, A., Baredar, P., and Gupta, B. (2015). Computational simulation & optimization of a solar, fuel cell and biomass hybrid energy system using homer pro software. *Procedia Engineering*, 127, 743–750.
- Singh, S. and Kaushik, S.C. (2016). Optimal sizing of grid integrated hybrid pv-biomass energy system using artificial bee colony algorithm. *IET Renewable Power Generation*, 10, 642–650.
- Strnad, I. and Prenc, R. (2018). Optimal sizing of renewable sources and energy storage in low-carbon microgrid nodes. *Electrical Engineering*, 100, 1661–1674.
- Wu, D., Xu, M., Huang, S., Fu, T., and Balducci, P. (2020). Stochastic optimal sizing of distributed energy resources for a cost-effective and resilient microgrid. *Energy*, 198, 117284.
- Yu, J., Ryu, J., and Lee, I. (2019). A stochastic optimization approach to the design and operation planning of a hybrid renewable energy system. *Applied Energy*, 247, 212–220.