

## **OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA HÍBRIDA RESIDENCIAL COM USO DE BATERIAS**

**Arthur Leandro Guerra Pires, Jonas Figueredo Silva, Paulo Rotella Junior, Rogerio Santana Peruchi, Thayse Andreza de Medeiros Costa**

Universidade Federal da Paraíba (UFPB)

Cidade Universitária S/N, Castelo Branco, 58051-900, João Pessoa/PB, Brasil

a.guerrapires@hotmail.com, jonasfigueredo49@gmail.com, paulo.rotela@gmail.com,

rogerioperuchi@ct.ufpb.br, thayse.eng.uf@outlook.com

**Luiz Célio Souza Rocha**

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Norte de Minas Gerais (IFNMG)

BR 367, km 111, 39900-000, Almenara/MG, Brasil

luizrochamg@hotmail.com

### **RESUMO**

O presente estudo propõe uma rotina de otimização multiobjetivo para identificar a melhor configuração de sistemas residenciais para geração distribuída híbrida, utilizando armazenamento de energia em baterias, além de considerar a utilização da modalidade da tarifa horária branca. Para isso, foi utilizado o *Design of Experiments (DOE)* para modelagem das funções objetivos. O método de otimização multiobjetivo Critério Global foi aplicado, para verificar quais são os parâmetros de entrada que otimizam os indicadores financeiros Valor Presente Líquido (VPL) e Custo Nivelado de Energia (LCOE). Por fim, a rotina de otimização financeira foi aplicada considerando dados de João Pessoa, cidade localizada no nordeste do Brasil. Os parâmetros de entrada que otimizam simultaneamente as duas saídas ficaram definidos em X1 - %Eólico = 9,38%, X2 - Nível de Demanda = 340,88 KWh, X3 - Tipo de Bateria = Chumbo e X4 - Tipo de Cenário = Total.

**PALAVRAS CHAVE. Energia renovável, Otimização Multiobjetivo, Design of Experiments. Tópicos: PO na Área de Energia, Petróleo e Gás; Gestão Financeira**

### **ABSTRACT**

The present study proposes a multi-objective optimization routine to identify the best configuration of residential systems for hybrid distributed generation, using energy storage in batteries, in addition to considering the use of the white hourly rate modality. For this, the Design of Experiments (DOE) was used to model the objective functions. The Global Criterion multi-objective optimization method was applied to verify which are the input parameters that optimize the Net Present Value (NPV) and Levelized Cost of Energy (LCOE) financial indicators. Finally, the financial optimization routine was applied considering data from João Pessoa, a city located in the northeast of Brazil. The input parameters that simultaneously optimize the two outputs were defined in X1 - Wind % = 9,38%, X2 - Level of Demand = 340,88 KWh, X3 - Type of Battery = Lead-acid and X4 - Type of Scenario = Total.

**KEYWORDS. Renewable energy, Multiobjective Optimization, Design of Experiments.**

**Paper topics: OR in the Energy, Oil and Gas Area; Financial Management**

## 1. Introdução

A energia que deriva do consumo de combustíveis fósseis, aumenta a poluição ambiental e os riscos das mudanças climáticas [Baloch et al. 2022], deixando evidente a importância significativa do desenvolvimento de fontes de energia renovável para a globalização e o crescimento econômico sustentável [Chen et al. 2018; He et al. 2021].

No Brasil, com relação aos modelos tarifários disponíveis para consumidores residenciais, existem as modalidades convencional e tarifa branca. Diferentemente da tarifa convencional, a tarifa branca, utilizada para esse estudo, possui três valores aplicados de acordo com os horários denominados de pico, intermediário e fora de ponta [ANEEL 2020]. Nos horários de pico a tarifa é mais elevada, e nos horários fora de ponta a tarifa possui o valor menor. Além disso, a tarifa fora de ponta é mais barata do que a tarifa convencional, então essa modalidade é vantajosa para os clientes que têm o consumo concentrado nesse horário fora de ponta ou que podem deslocar o seu consumo para este período [ANEEL 2020].

Uma das alternativas utilizadas para esse tipo de consumidor é conhecida como *Microgrid*, que pode ser definido como uma distribuição em uma rede de pequena escala, constituída por um mix de fontes de energia distribuídas, cargas, e geralmente com o uso de equipamentos de armazenamento, estabelecendo um sistema de geração distribuída que funciona interligado para suprir a demanda local, aumentar a energia sustentabilidade e confiabilidade da energia elétrica, além de ser autossuficiente e operando em modo isolado quando necessário [Gui et al. 2017; Shuai et al. 2016].

Dentre as diversas opções disponíveis, as mais utilizadas em sistemas de armazenamento de energia elétrica são as baterias de chumbo-ácido, devido ao seu baixo custo, apesar de apresentar limitações como a baixa vida útil. A tendência quanto a armazenamento será focar em soluções que tenham maior nível de eficiência, como baterias de hidreto metálico de níquel (Ni-MH) e baterias de íons de lítio (Li-íon) [Anuphappharadorn et al. 2014].

Dado isso, o presente estudo propõe uma rotina de otimização financeira para identificar a melhor configuração de sistemas residenciais para geração distribuída híbrida, utilizando armazenamento de energia em baterias, além de considerar a utilização da modalidade da tarifa horária branca.

Para isso, foi utilizado o *Design of Experiments (DOE)*, ou simplesmente, planejamento de experimentos, que é um método eficaz para modelar e otimizar experimentos [Almeida et al. 2018]. Apesar do método ser mais amplamente utilizado em processos de fabricação, o método já foi aplicado em alguns trabalhos recentes na área de energia como nos estudos de [Favrel et al. 2021] e [Kim et al. 2020]. O *DOE* tem grandes vantagens quando comparado a abordagens tradicionais, como a abordagem *One-Variable-At-a-Time (OVAT)*, que consiste em um experimento no qual uma variável é alterada por vez, enquanto todas as outras variáveis são mantidas constantes [Williamson et al. 2021]. Diferente da abordagem *OVAT*, o *DOE* permite obter uma maior grau de eficiência e economia no processo experimental, além de possibilitar a conclusão objetiva e robusta dos resultados finais obtidos, que são suportados por métodos estatísticos [Montgomery e Runger 2018].

O método de otimização multiobjetivo Critério Global foi aplicado, para verificar quais são os parâmetros de entrada que otimizam os indicadores financeiros Valor Presente Líquido (VPL) e Custo Nivelado de Energia (LCOE). O método utilizou o algoritmo genético para a busca da solução. Por fim, a rotina de otimização financeira foi aplicada considerando dados de João Pessoa, cidade localizada no nordeste do Brasil.

## 2. Métodos

O problema analisado foi referente a utilização híbrida de fontes de energia eólica e fotovoltaica, para suprir parcialmente ou totalmente uma demanda de um grupo fictício de residências. Foi considerado um cenário com geração compartilhada, que permite a união de dois

ou mais consumidores para geração distribuída [ANEEL 2015]. O estudo de caso considerou grupos de 5 unidades consumidoras de nível residencial, baseados nas informações da cidade de João Pessoa, Paraíba, Brasil.

O sistema analisado foi composto por energia fotovoltaica, energia eólica e um banco de baterias, que foi utilizado para permitir o armazenamento e fornecimento da energia relacionada a diferença entre a energia gerada e a energia consumida em uma determinada faixa horária do dia. As simulações utilizaram o modelo de tarifa horária branca, através das informações coletadas na ANEEL, que disponibiliza as faixas de horários para cada tipo de classificação (Fora de Ponta, Intermediário e Ponta) e seus determinados custos [ANEEL 2020]. Além disso, para que seja possível realizar os cálculos das variáveis de resposta, foi utilizado o perfil de demanda de energia elétrica residencial, apontado no relatório do EPE [EPE 2020].

## 2.1 Modelagem das funções objetivos

O *DOE* foi o método utilizado para identificar as funções objetivos propostas no presente trabalho. Dentre as opções de arranjos de *DOE*, foi utilizado o arranjo *CCD*, *Central Composite Design*. O *CCD* apresenta vantagens em relação a outros arranjos por ser capaz de gerar modelos quadráticos completos [Montgomery 2017].

O experimento foi gerado com o software Minitab®. Das 4 variáveis de entrada, duas são variáveis contínuas (X1 - %Eólico e X2 – Nível de Demanda) e 2 são variáveis tipo categórica (X3 – Tipo de Bateria e X4 – Tipo de Cenário). O experimento utilizou 2 réplicas e teve pontos axiais adicionados. O valor do alpha do modelo foi  $\alpha = 1,41421$  e no total foram gerados 112 coletas (32 pontos fatoriais, 48 pontos centrais (24 no cubo e 24 no axial) e 32 pontos axiais).

Depois da etapa de cálculo das variáveis de saída, foi possível imputar as informações no Minitab® e gerar as análises, obtendo uma série de informações estatísticas sobre os modelos de regressão gerados.

## 2.2 Variáveis de entrada – X's

As variáveis de entrada que foram utilizadas no estudo estão detalhadas nesse tópico.

Tabela 1 - Variáveis de Entrada (X's)

Nível	X1 - %Eólico	X2 – Nível de Demanda	X3 – Tipo de Bateria	X4 – Tipo de Cenário
-1	20% Eólico/ 80% Solar	200 KWh/mês	Chumbo	Pico / Intermediário
1	80% Eólico /20% Solar	400 KWh/mês	Lítio	Total

A variável X1, referente ao %Eólico foi definida em variações percentuais da utilização de energia eólica e fotovoltaica, para que em todas as situações houvesse a geração híbrida. Os percentuais (20% ou 80%) foram escolhidos com objetivo de observar o comportamento quando as fontes são predominantes na geração e quando não são, para compreender o potencial da geração híbrida.

A variável X2, referente ao Nível de Demanda foi definida baseada nos valores médios de consumo em KWh/mês de unidades residenciais na Paraíba através do relatório de nível de consumo disponibilizado pela ANEEL [ANEEL 2021]. A média obtida entre 2015 a 2020 foi de 123,92 KWh por mês. Visando facilitar os cálculos dos experimentos, foram definidos níveis baseados nessa demanda, e dessa forma, os valores dos níveis foram definidos em 200 KWh (nível -1) e 400 KWh (nível +1), com o objetivo de conseguir atingir uma maior quantidade de perfis de consumo diferentes na cidade de João Pessoa.

A variável X3 foi referente ao Tipo de Bateria. A variável foi definida com o objetivo de compreender o impacto financeiro no uso das baterias de Chumbo (-1) e de Lítio (+1). A bateria de chumbo é o tipo de bateria mais utilizado no mundo, devido seu baixo custo de investimento, apesar de apresentar uma menor vida útil, entre 4 a 5 anos [May et al. 2018]. Já as baterias de Lítio, apresentam um maior custo de investimento quando comparadas com as de chumbo, apesar de apresentarem características atrativas como manutenção reduzida, segurança superior e densidades de energia volumétrica e gravimétrica, que permitem que ocupem menos espaço e tenham um peso inferior as de chumbo [Jaiswal 2017].

Por fim, para definir a variável X4, que aponta o Tipo de Cenário (Pico/Intermediário e Total), foi utilizado o padrão de cobrança relacionado a modalidade de tarifa branca. Para o nível -1, foi considerado um cenário de geração para atender apenas o intervalo de horas referentes as faixas intermediárias e de pico, que correspondem aos horários entre 16:30 a 19:30 para a cidade de João Pessoa. Já no nível +1, foi considerado a geração para o dia completo.

### 2.3 Cálculo das variáveis de saída – Y's

Os valores das duas variáveis de saída, VPL e *LCOE*, foram obtidos através de uma série de cálculos em planilhas do Excel®.

#### 2.3.1 Valor Presente líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) é um método de análise de viabilidade econômica, onde os fluxos de caixa de um projeto são descontados a uma taxa mínima de atratividade, para a data de início do projeto, sendo o projeto viável quando o valor do VPL for maior ou igual a 0 [Abdelhady 2021]. O VPL pode ser calculado utilizando a Equação 1.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Onde  $CF_t$  é o fluxo de caixa para um período  $t$ ,  $r$  é a taxa mínima de atratividade, e  $t$  é o horizonte de tempo do investimento.

#### 2.3.2 Custo Nivelado de Energia (*LCOE*)

O Custo Nivelado da Energia (*LCOE*) é um critério que indica o custo de produção de energia elétrica por unidade [Lai e McCulloch 2017], permitindo comparar o aspecto econômico de diferentes tipos de tecnologia de geração de energia. O *LCOE* é um indicador amplamente utilizado em projetos de energia, inclusive sendo utilizado em trabalhos mais recentes [Mostafa et al. 2020; Xu et al. 2020].

O cálculo do *LCOE* é apresentado na Equação 2 [Lai e McCulloch 2017]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Onde  $I_t$  é o investimento no período  $t$ ,  $M_t$  são os custos de operação e manutenção,  $E_t$  é a energia total gerada,  $r$  é a taxa de desconto e  $t$  é o horizonte temporal do investimento.

Os dados que foram utilizados no cálculo dos indicadores foram divididos basicamente em dois grupos: (i) cálculo da energia e (ii) mapeamento e cálculo dos custos.

#### 2.3.1 Cálculo de energia

Para calcular os valores de energia gerada foram necessárias os dados de irradiação solar (KWh/m<sup>2</sup>) e velocidade média do vento (m/s), de João Pessoa. Esses dados foram coletados no site da NASA, com dados diários dos últimos 5 anos (2015-2020) [NASA 2021].

Tabela 2 - Média e desvio padrão de Irradiação e Velocidade média do vento para João Pessoa, Paraíba

	Irradiação Solar (kwh/m <sup>2</sup> )	Velocidade média do vento a 10 metros de altura (m/s)
<b>MÉDIA</b>	5,857	5,311667
<b>DESVIO PADRÃO</b>	0,048	0,188406

Através dos mesmos dados coletados na NASA, também foi possível identificar o perfil horário de geração de cada fonte estudada, para o cenário da cidade selecionada. Esses dados foram também utilizados para os cálculos de dimensionamento das baterias.

A produção de energia fotovoltaica pode ser calculada utilizando a Equação 3 [Aquila et al. 2018]:

$$\text{Energia fotovoltaica} = 0.8 * \eta * I_m * A * (1 - \sigma_T * \Delta T) \quad (3)$$

Onde:  $\eta$  é a eficiência total do sistema fotovoltaico,  $I_m$  é a irradiação solar média em KWh/m<sup>2</sup>,  $A$  é a área dos painéis fotovoltaicos,  $\sigma_T$  é o coeficiente de perda por temperatura (%/°C),  $\Delta T$  é a diferença de temperatura, quando há temperaturas acima de 25°C. O resultado desta equação é a geração diária de energia em KWh.

Enquanto a energia eólica pode ser calculada através da fórmula indicada na Equação 4 [Aquila et al. 2018]:

$$\text{Energia eólica} = \frac{8760 * 0.93}{2} * \rho * A_r * v^3 * C_p * \eta \quad (4)$$

Onde:  $\rho$  é a densidade do ar (kg/m<sup>3</sup>),  $A_r$  é a área varrida pelo rotor (m<sup>2</sup>),  $v$  é a velocidade média do vento (m/s),  $C_p$  é a potência do rotor do coeficiente de arrasto (adimensional) e  $\eta$  é a eficiência do sistema eólico. O resultado dessa equação é a quantidade de KWh gerada por ano.

### 2.3.2 Cálculo dos custos

Os dados relacionados ao custos totais de investimento da energia eólica foram obtidos diretamente com os fornecedores. Os custos de operação e manutenção anuais da energia eólica foram baseados nos trabalhos [Alkawsi et al. 2021] e [Lacerda et al. 2020], que utilizaram valores entre 2 a 3% do custo de investimento. Nesse trabalho, o valor assumido para o custo de Operação e Manutenção para energia eólica foi 2% do custo investimento ao ano.

Tabela 3 - Parâmetros dos modelos dos aerogeradores

Modelo	Área varrida	Custo unitário - Turbina eólica (US\$)	Custo total de implementação (US\$)
<b>Air 40</b>	1,074 m <sup>2</sup>	US\$ 2307	US\$ 3231
<b>Skystream</b>	10,863 m <sup>2</sup>	US\$ 6831	US\$ 14769

Os dados referentes aos custos dos painéis fotovoltaicos foram obtidos virtualmente, através do acesso ao website de alguns fornecedores. O custo total envolvido na implantação de um sistema fotovoltaico foi estimado através dos trabalhos de [Mitscher e Rüther 2012] e [Imam

et al. 2019] que indicaram que os painéis representaram em torno de 40 a 45% do custo total do sistema. Para esse trabalho foi assumido um valor de 40%, possibilitando o cálculo do custo total. Os custos de operação e manutenção anuais foram baseados no trabalho de [Chung 2020] e no relatório do [EPE 2018b], que apontaram que os valores de operação e manutenção estiveram entre 1 a 2% do custo de investimento. Para esse trabalho, o valor de 1% do custo investimento ao ano foi considerado.

Tabela 4 - Parâmetros dos modelos dos painéis solares

Modelo	Area	$\eta$ - Performance	Custo Unitário - Painéis (US\$)	Custo total de implementação (US\$)
<b>ODA330-36-P</b>	1,944 m <sup>2</sup>	16,97%	US\$ 175	US\$ 438
<b>LP182-M-78-MH</b>	2,77 m <sup>2</sup>	21,3%	US\$ 304	US\$ 761

Foram selecionados dois modelos de bateria, uma do tipo Chumbo e outra, do tipo Lítio. A vida útil da bateria de chumbo foi baseada nas informações apontadas no trabalho de [May et al. 2018], e o tempo de vida útil das baterias de lítio, foi baseado no trabalho de [Barré et al. 2013], que aponta uma vida útil entre 10 a 15 anos. Foi assumido 4 anos de vida útil para as baterias de chumbo, e 10 anos para as de lítio. As demais informações das baterias foram apontadas na tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros das baterias

Modelo	Custo unitário (US\$)
<b>DF4100</b>	US\$ 258
<b>UPLFP48</b>	US\$ 2400

Por fim, através de relatórios obtidos na ANEEL sobre o consumo e receita de energia elétrica, foi possível calcular a média de crescimento do valor da tarifa de energia (6,64% ao ano) e a média de crescimento do consumo por unidade consumidora residencial (2,34% ao ano) [ANEEL 2021]. Nesse trabalho foi assumido os valores de 6% para o crescimento anual do valor da tarifa e 2%, para o crescimento anual médio do consumo de energia.

Tabela 6 - Premissas para os cálculos dos indicadores econômicos

Item	Informação
TMA	9,02% a.a. [Lacerda et al. 2020]
Vida útil do projeto	20 anos
Vida útil - Painéis e Turbinas Eólicas	20 anos
Vida útil - Chumbo	4 anos [May et al. 2018]
Vida útil - Lítio	10 anos [Barré et al. 2013]
Aumento médio anual - tarifa	6% [ANEEL 2021]
Aumento médio anual - Consumo de energia	2% [ANEEL 2021]



## 2.4 Otimização Multiobjetivo – Método do Critério Global

O Critério Global é um método para otimização de problemas multiobjetivo, onde é realizado a minimização da soma dos desvios relativos as soluções ideais viáveis de um conjunto de funções objetivos. Esse método consegue lidar com funções objetivos conflitantes, sendo uma das estratégias mais utilizadas em otimizações multiobjetivo [Kundu et al. 2013].

A formulação utilizada no presente trabalho é a apresentada por [de Freitas Gomes et al. 2012], onde o problema é definido na equação 5:

$$\text{Minimizar} \quad F(x) = \sum_{i=1}^p \left\{ \frac{T_i - f_i(x)}{T_i} \right\}^2 \quad (5)$$

$$\text{Sujeito a:} \quad g_j(x) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, m$$

Onde  $F(x)$  é o critério global,  $T_i$  é a meta ideal para a função objetivo  $i$ ,  $f_i(x)$  são as funções objetivos,  $g_j(x)$  são as restrições do modelo e  $p$ , o número de funções objetivos no modelo multiobjetivo.

Por fim, para obter o ponto ótimo do problema multiobjetivo, será utilizado o algoritmo genético, sendo aplicado de forma simplificada direto no solver do Excel®.

## 4. Resultados

Inicialmente, as equações de regressão do VPL e do LCOE foram geradas (tabela 8 e 9), aplicando o método de refinamento, *Stepwise*. As equações das tabelas 8 e 9 são as funções objetivos separadas pelas possíveis combinações das variáveis categóricas.

Os indicadores estatísticos dos modelos gerados apresentaram bons resultados e são apontados na tabela 7. Os dois modelos tiveram bons níveis no  $R^2$  e  $R^2$  ajustado, indicando que apresentam um alto nível de explicação do processo (>80%). O p-value do teste ANOVA indicou que os modelos são estatisticamente significativos (<0,05).

Tabela 7 - Resultados estatísticos dos modelos gerados

Variável de Resposta	$R^2$	$R^2$ ajustado	p-value (ANOVA)
VPL	95,64%	95,21%	0,000
LCOE	87,78%	86,83%	0,000

Tabela 8 - Equações do modelo do VPL

Tipo de Bateria	Tipo de Cenário	Equação de Regressão
Chumbo	Pico/Intermediário	VPL = -6077 + 34840 %Eólico - 81,9 Nível de Demanda - 15130 %Eólico*%Eólico + 0,1479 Nível de Demanda*Nível de Demanda - 137,9 %Eólico*Nível de Demanda
Lítio	Pico/Intermediário	VPL = -5432 + 34840 %Eólico - 121,6 Nível de Demanda - 15130 %Eólico*%Eólico + 0,1479 Nível de Demanda*Nível de Demanda - 137,9 %Eólico*Nível de Demanda
Chumbo	Total	VPL = 9906 - 3686 %Eólico - 67,1 Nível de Demanda - 16252 %Eólico*%Eólico + 0,1378 Nível de Demanda*Nível de Demanda - 151,3 %Eólico*Nível de Demanda

Lítio	Total	$VPL = 7651 - 10196 \%Eólico - 121,6 \text{ Nível de Demanda} - 15130 \%Eólico * \%Eólico$ $+ 0,1479 \text{ Nível de Demanda} * \text{Nível de Demanda}$ $- 137,9 \%Eólico * \text{Nível de Demanda}$

Tabela 9 - Equações do modelo do *LCOE*

Tipo de Bateria	Tipo de Cenário	Equação de Regressão
Chumbo	Pico/Intermediário	$LCOE = 0,7722 - 0,091 \%Eólico - 0,001644 \text{ Nível de Demanda}$ $+ 0,2567 \%Eólico * \%Eólico + 0,000002 \text{ Nível de Demanda} * \text{Nível de Demanda}$ $+ 0,000514 \%Eólico * \text{Nível de Demanda}$
Lítio	Pico/Intermediário	$LCOE = 0,9718 - 0,091 \%Eólico - 0,001644 \text{ Nível de Demanda}$ $+ 0,2567 \%Eólico * \%Eólico + 0,000002 \text{ Nível de Demanda} * \text{Nível de Demanda}$ $+ 0,000514 \%Eólico * \text{Nível de Demanda}$
Chumbo	Total	$LCOE = 0,6170 - 0,091 \%Eólico - 0,001644 \text{ Nível de Demanda}$ $+ 0,2567 \%Eólico * \%Eólico + 0,000002 \text{ Nível de Demanda} * \text{Nível de Demanda}$ $+ 0,000514 \%Eólico * \text{Nível de Demanda}$
Lítio	Total	$LCOE = 0,7298 - 0,091 \%Eólico - 0,001644 \text{ Nível de Demanda}$ $+ 0,2567 \%Eólico * \%Eólico + 0,000002 \text{ Nível de Demanda} * \text{Nível de Demanda}$ $+ 0,000514 \%Eólico * \text{Nível de Demanda}$

#### 4.1 Otimização

Os gráficos de contorno foram gerados para os dois modelos (Figura 1 e 2), sendo possível identificar de forma manual as combinações que otimizam as variáveis de resposta individualmente (maximizar VPL e minimizar *LCOE*). As variáveis categóricas foram modificadas até se encontrar a melhor combinação.

Figura 1 - Otimização com o gráfico de contorno – VPL

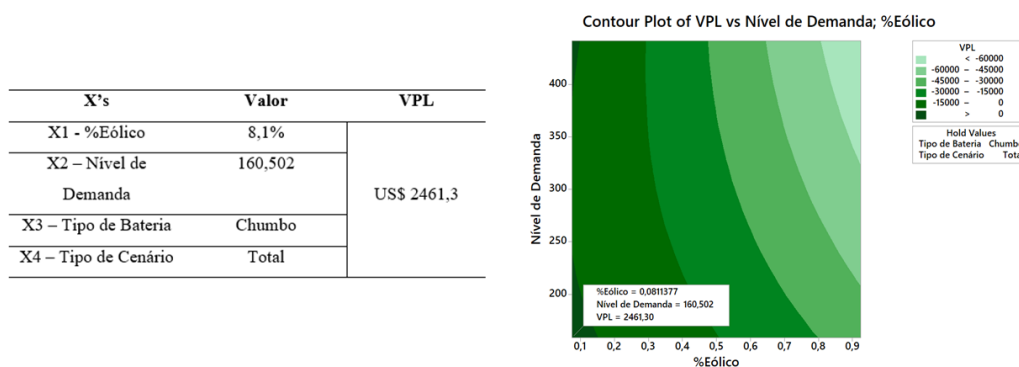
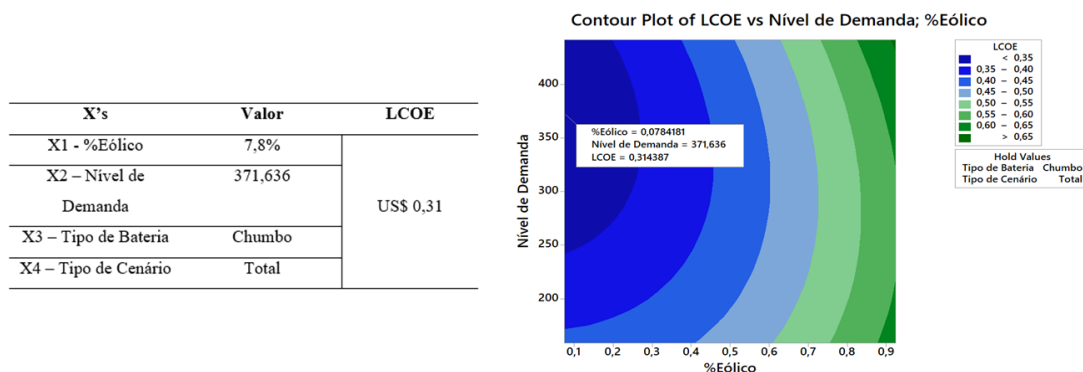




Figura 2 - Otimização com o gráfico de contorno – *LCOE*



O método Critério Global foi aplicado para a otimização multiobjetivo. Na tabela 10, o VPL teve como objetivo a maximização, e o *LCOE*, o atingimento do *target* de US\$ 0,18, que é o resultado do cálculo da média dos valores divulgados no relatório do [IEA 2020], referente ao *LCOE* global de sistemas fotovoltaicos residenciais. Os parâmetros de entrada que otimizam simultaneamente as duas saídas ficaram definidos em X1 - %Eólico = 9,38%, X2 - Nível de Demanda = 340,88 KWh, X3 - Tipo de Bateria = Chumbo e X4 - Tipo de Cenário = Total.

Tabela 10 - Resultados da otimização multiobjetivo

X's	Valor	VPL	LCOE
X1 - %Eólico	9,38%	US\$ -784,07	US\$ 0,32
X2 - Nível de Demanda	340,88		
X3 - Tipo de Bateria	Chumbo		
X4 - Tipo de Cenário	Total		

Através dos resultados dos parâmetros das otimizações, foi possível realizar uma análise final.

A energia eólica ainda é mais cara quando comparada a energia fotovoltaica, fazendo sentido que a proporção seja bem maior para a energia fotovoltaica. Apesar disso, a utilização híbrida possui potencial de mitigar as características de intermitência apresentadas pelas duas fontes. Isso deixa evidente a necessidade de incentivos para a energia eólica, visando torna-la mais viável economicamente.

Como os indicadores são financeiros, a escolha da bateria de Chumbo foi priorizada. Isso acabou sendo um pouco óbvio quando se analisa o valor presente dos fluxos das baterias, mesmo com a bateria de chumbo tendo uma vida útil menor do que a de Lítio.

Os resultados relacionados ao Nível de demanda podem ser atrelados ao fato de não ser possível comprar um equipamento que gere a quantidade de energia demanda exata. Dessa forma, em alguns cenários a aquisição pode ser acima do necessário, gerando os resultados mais negativos.

O tipo de cenário que apresentou melhor condição foi o cenário Total. Isso pode ser explicado pelo fato de que no cenário Intermediário/Pico, é demandado uma quantidade superior proporcional de baterias. Isso ocorre pois é necessário armazenar a energia gerada durante o dia, para realizar a utilização no período estabelecido. Já no cenário Total, uma parte da energia gerada pode ser injetada diretamente na rede, reduzindo a quantidade de baterias.

## 5. Conclusão

O estudo propôs um modelo de otimização para identificar a melhor combinação híbrida em um cenário residencial, utilizando como estudo de caso, a cidade de João Pessoa, no Brasil. Foi considerado a modalidade da tarifa horária branca, que é uma alternativa a modalidade convencional usualmente utilizada. Os resultados obtidos mostraram que apenas as combinações com menor proporção de energia eólica e com menor nível de demanda foram viáveis ( $VPL > 0$ ). Isso pode ser explicado pelo alto custo da energia eólica e pelo fato de não ser possível gerar exatamente a demanda de energia necessária. Além disso, o *LCOE* obtido (US\$ 0,32) ficou bem acima da média calculada dos valores divulgados no relatório do IEA, para energia fotovoltaica a nível residencial [IEA 2020]. Isso evidencia a necessidade de incentivos relacionados energia eólica em cenário residencial, que atualmente não é tão competitiva devido ao seu alto custo, quando comparada à energia fotovoltaica. Além da energia eólica, as baterias também possuem um custo elevado, o que em determinadas situações pode inviabilizar projetos de geração de energia residencial. Dessa forma, a possibilidade de remuneração pelos benefícios proporcionados pelo uso das baterias para geração distribuída deve ser discutida a fim de analisar técnica e economicamente sua viabilidade, uma vez que o armazenamento de energia está diretamente relacionado ao conceito de *smart grid*.

Trabalhos futuros poderão utilizar o modelo proposto em outras regiões, para entender os possíveis impactos de diferentes níveis de velocidade do vento, irradiação e também de diferentes valores de tarifa. Seria também interessante realizar a comparação entre os modelos de tarifário convencional e tarifa branca, com o intuito de entender se existem influências em assumir um ou outro modelo.

## Referências

- Abdelhady, S. (2021). Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV). *Renewable Energy*, 168, 332–342.
- Alkawsi, G., Baashar, Y., Alkahtani, A. A., Lim, C. W., Tiong, S. K., & Khudari, M. (2021). Viability Assessment of Small-Scale On-Grid Wind Energy Generator for Households in Malaysia. *Energies*, 14(12), 3391.
- Almeida, F. A. de, Gomes, G. F., Paula, V. R. De, Corrêa, J. É., de Paiva, A. P., Gomes, J. H. de F., & Turrioni, J. B. (2018). A Weighted Mean Square Error Approach to the Robust Optimization of the Surface Roughness in an AISI 12L14 Free-Machining Steel-Turning Process. *Strojniški Vestnik - Journal of Mechanical Engineering*, 64(3).
- ANEEL. (2015). Geração Distribuída. <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>
- ANEEL. (2020). Tarifa Branca. <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>
- ANEEL. (2021). Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição. <https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>
- Anuphappharadorn, S., Sukchai, S., Sirisamphanwong, C., & Ketjoy, N. (2014). Comparison the Economic Analysis of the Battery between Lithium-ion and Lead-acid in PV Stand-alone Application. *Energy Procedia*, 56, 352–358.
- Aquila, G., Souza Rocha, L. C., de Oliveira Pamplona, E., de Queiroz, A. R., Rotela Junior, P., Balestrassi, P. P., & Fonseca, M. N. (2018). Proposed method for contracting of wind-photovoltaic

projects connected to the Brazilian electric system using multiobjective programming. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97, 377–389.

Baloch, Z. A., Tan, Q., Kamran, H. W., Nawaz, M. A., Albashar, G., & Hameed, J. (2022). A multi-perspective assessment approach of renewable energy production: policy perspective analysis. *Environment, Development and Sustainability*, 24(2), 2164–2192.

Barré, A., Deguilhem, B., Grolleau, S., Gérard, M., Suard, F., & Riu, D. (2013). A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. *Journal of Power Sources*, 241, 680–689.

Chen, Y., He, L., Li, J., & Zhang, S. (2018). Multi-criteria design of shale-gas-water supply chains and production systems towards optimal life cycle economics and greenhouse gas emissions under uncertainty. *Computers & Chemical Engineering*, 109, 216–235.

Chung, M. H. (2020). Comparison of Economic Feasibility for Efficient Peer-to-Peer Electricity Trading of PV-Equipped Residential House in Korea. *Energies*, 13(14), 3568.

de Freitas Gomes, J. H., Salgado Júnior, A. R., de Paiva, A. P., Ferreira, J. R., da Costa, S. C., & Balestrassi, P. P. (2012). Global Criterion Method Based on Principal Components to the Optimization of Manufacturing Processes with Multiple Responses. *Strojniški Vestnik – Journal of Mechanical Engineering*, 58(5), 345–353.

EPE. (2018). Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT PR 007-2018 Premissas e Custos Oferta de Energia Elétrica.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT_PR_007-2018_Premissas_e_Custos_Oferta_de_Energia_Eletrica.pdf)

EPE. (2020). Nota Técnica NT/EPE/DEA-005/2020. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT Metodologia Projeção Carga Horário\\_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT_Metodologia_Projecao_Carga_Horaria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf)

Favrel, A., Lee, N., Irie, T., & Miyagawa, K. (2021). Design of Experiments Applied to Francis Turbine Draft Tube to Minimize Pressure Pulsations and Energy Losses in Off-Design Conditions. *Energies*, 14(13), 3894.

Gui, E. M., Diesendorf, M., & MacGill, I. (2017). Distributed energy infrastructure paradigm: Community microgrids in a new institutional economics context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 1355–1365.

He, L., Shao, F., & Ren, L. (2021). Sustainability appraisal of desired contaminated groundwater remediation strategies: an information-entropy-based stochastic multi-criteria preference model. *Environment, Development and Sustainability*, 23(2), 1759–1779.

IEA. (2020). Projected Costs of Generating Electricity 2020. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

Imam, A. A., Al-Turki, Y. A., & R., S. K. (2019). Techno-Economic Feasibility Assessment of Grid-Connected PV Systems for Residential Buildings in Saudi Arabia—A Case Study. *Sustainability*, 12(1), 262.

Jaiswal, A. (2017). Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 922–934.

Kim, J.-S., Lee, D.-C., Lee, J.-J., & Kim, C.-W. (2020). Optimization for maximum specific energy density of a lithium-ion battery using progressive quadratic response surface method and design of experiments. *Scientific Reports*, 10(1), 15586.

Kundu, P., Kar, S., & Maiti, M. (2013). Multi-objective multi-item solid transportation problem in fuzzy environment. *Applied Mathematical Modelling*, 37(4), 2028–2038.

Lacerda, L. S., Junior, P. R., Peruchi, R. S., Chicco, G., Rocha, L. C. S., Aquila, G., & Junior, L. M. C. (2020). Microgeneration of Wind Energy for Micro and Small Businesses: Application of ANN in Sensitivity Analysis for Stochastic Economic Feasibility. *IEEE Access*, 8, 73931–73946.

Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, 190, 191–203.

May, G. J., Davidson, A., & Monahov, B. (2018). Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of Energy Storage*, 15, 145–157.

Mitscher, M., & Rüther, R. (2012). Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, 49, 688–694.

Montgomery, D. C. (2017). *Design and analysis of experiments* (John Wiley & Sons (ed.); 9th ed.).

Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2018). *Applied Statistics and Probability for Engineers* (John Wiley & Sons (ed.); 7th ed.).

Mostafa, M. H., Abdel Aleem, S. H. E., Ali, S. G., Ali, Z. M., & Abdelaziz, A. Y. (2020). Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics. *Journal of Energy Storage*, 29, 101345.

NASA. (2021). Power data access viewer. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.

Shuai, Z., Sun, Y., Shen, Z. J., Tian, W., Tu, C., Li, Y., & Yin, X. (2016). Microgrid stability: Classification and a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 167–179.

Williamson, E. M., Tappan, B. A., Mora-Tamez, L., Barim, G., & Brutchey, R. L. (2021). Statistical Multiobjective Optimization of Thiospinel CoNi<sub>2</sub>S<sub>4</sub> Nanocrystal Synthesis via Design of Experiments. *ACS Nano*, 15(6), 9422–9433.

Xu, X., Hu, W., Cao, D., Huang, Q., Chen, C., & Chen, Z. (2020). Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system. *Renewable Energy*, 147, 1418–1431.