

Minimização de Custos em Recursos Energéticos Distribuídos em Microrredes com Cargas Dependentes da Tensão

André Luis Rodrigues Barbosa
Amazon Energy Efficiency Center
CEAMAZON
Federal University of Pará
(UFPA)
Belém, Pará, Brazil
alrbarbosa@gmail.com

Thiago Mota Soares
Amazon Energy Efficiency Center
CEAMAZON
Federal University of Pará
(UFPA)
Belém, Pará, Brazil
thiagosoares@ufpa.br

Ozy Daniel Melgar-Dominguez
Electric Engineering Department
National Autonomous University of Honduras
(UNAH)
Tegucigalpa, F.M, Honduras
<https://orcid.org/0000-0003-3131-6967>

Jonathan Muñoz Tabora
Electric Engineering Department
National Autonomous University of Honduras
(UNAH)
Tegucigalpa, F.M, Honduras
<https://orcid.org/0000-0002-5322-7212>

Maria Emília de Lima Tostes
Amazon Energy Efficiency Center
CEAMAZON
Federal University of Pará
(UFPA)
Belém, Pará, Brazil
<https://orcid.org/0000-0002-7787-0667>

Ubiratan H. Bezerra
Amazon Energy Efficiency Center
CEAMAZON
Federal University of Pará
(UFPA)
Belém, Pará, Brazil
<https://orcid.org/0000-0002-2853-8676>

Abstract— Este artigo apresenta uma estratégia para modelar o investimento em recursos energéticos distribuídos em microrredes isoladas, considerando os efeitos das cargas dependentes de tensão. Esta estratégia incorpora fontes de geração de energia elétrica baseada em recursos renováveis, sistemas de armazenamento de energia e geradores distribuídos despacháveis. O objetivo procura minimizar os custos de investimento destes recursos e os custos relacionados com taxas de emissão de carbono. Para capturar as incertezas associadas com estes recursos, como ser velocidade do vento e irradiância solar, três cenários, otimista, médio e pessimista, são obtidos utilizando as funções de probabilidade Weibull e log-normal. Os resultados revelam como a disponibilidade variável de recursos renováveis influencia as estratégias e os custos de produção. No cenário otimista, a maior disponibilidade eólica e solar reduz significativamente a dependência da geração despachável. Caso contrário, quando se analisa o cenário pessimista, o qual prevê um aumento da dependência da geração despachável. Nesse sentido, os resultados revelam a importância da integração dos recursos energéticos distribuídos para melhorar a sustentabilidade e a operação das microrredes.

Keywords— Microrredes, Energia renovável, Cargas dependentes de tensão, Otimização.

I. NOMENCLATURA

A. Conjuntos

Ω_n	Conjunto de nós
Ω_l	Conjunto de linhas
Ω_D	Conjunto de demanda
Ω_{GPV}	Conjunto dos módulos fotovoltaico
Ω_{GWT}	Conjunto de turbinas eólicas
Ω_B	Conjunto das baterias
Ω_{GD}	Conjunto dos geradores a diesel
Ω_C	Conjunto de cenários

B. Parâmetros

P_i^{da}	Potência ativa demandada nominal na barra i
Q_i^{da}	Potência reativa demanda nominal na barra i
I_{max}	Corrente máxima da linha ij

Z_{ij}	Impedância da linha ij
X_{ij}	Reatância da linha ij
R_{ij}	Resistência da linha ij
V_0	Magnitude de tensão nominal
V_{max}	Limite superior de tensão
V_{min}	Limite inferior de tensão
α	Nível de demanda
$o/\gamma/\beta$	Sensibilidade de tensão para cargas ativas e reativas
Cc^{pv}	Custo de capital dos fotovoltaicos
$Co\&m^{pv}$	Custo de operação e manutenção dos fotovoltaicos
Cc^{wt}	Custo de capital das turbinas eólicas
$Co\&m^{wt}$	Custo de operação e manutenção das turbinas eólicas
FPV	Curva de funcionamento do fotovoltaico para cada cenário c
FWT	Curva de funcionamento da turbina eólico para cada cenário c
P_{max}^{PV}	Máximo de potência ativa instalada do fotovoltaico
P_{max}^{WT}	Máximo de potência ativa instalada das turbinas eólicas
E_{max}^B	Capacidade máxima de armazenamento da bateria
P_{max}^B	Potência ativa máxima da bateria
Cc^B	Custo de capital das baterias
$Co\&m^B$	Custo de operação e manutenção das baterias
DoD	Profundidade de descarga das baterias
ρ	Densidade de energia das baterias
S_{max}^{GD}	Capacidade máxima do gerador a diesel
FP_{max}^{GD}	Fator de potência máximo do gerador a diesel
FP_{min}^{GD}	Fator de potência mínimo do gerador a diesel
Cc^G	Custo de capital dos geradores a diesel
$Co\&m^G$	Custo de operação e manutenção dos geradores a diesel
C_i^{co2}	Custo das emissões de CO ₂
e_i^{co2}	Taxa de emissão do CO ₂
dt	Taxa de degradação das baterias
$a/b/c$	Constantes associadas aos geradores a diesel

C. Variáveis

$V_{i,d,c}$	Tensão na barra i na demanda d para cada cenário c
$P_{i,d,c}^a$	Potência ativa demandada na barra i na demanda d
$Q_{i,d,c}^a$	Potência reativa demanda na barra i na demanda d para cada cenário c
$P_{i,c}^s$	Potência ativa injetada no nó i na demanda d
$Q_{i,c}^s$	Potência reativa injetada no nó i na demanda d no cenário c
$P_{ij,c}$	Fluxo de potência ativa no circuito ij na demanda d para cada cenário c
$Q_{ij,c}$	Fluxo de potência reativa no circuito ij na demanda d para cada cenário c
P_{pv}^n	Potência nominal do fotovoltaico na barra i
$Ppv_{i,d,c}$	Potência ativa gerada do sistema fotovoltaico na demanda d no cenário c
P_{wt}^n	Potência nominal das turbinas eólicas na barra i
$Pwt_{i,d,c}$	Potência ativa gerada do sistema eólico na demanda d no cenário c
PB_i	Potência ativa gerada do sistema de armazenamento
$PBD_{i,d,c}$	Potência ativa de descarga da bateria na demanda d no cenário c
$PBC_{i,d,c}$	Potência ativa de carga da bateria na demanda d no cenário c
SoC	Estado de carga da bateria para a demanda d e cenário c
E_B	Capacidade instalada das baterias
$PG_{i,d,c}$	Potência ativa pelo gerador a diesel na demanda d no cenário c
$QG_{i,d,c}$	Potência reativa pelo gerador a diesel na demanda d no cenário c
S_{real}^{GD}	Capacidade instalada do gerador a diesel
$Iqdr_{ij,d,c}$	Quadrado da magnitude da corrente no ramo ij demanda d no cenário c

II. INTRODUÇÃO

As microrredes têm surgido como uma das tecnologias capazes de contribuir para o fortalecimento da segurança energética e para a promoção da sustentabilidade, alinhando-se aos objetivos climáticos globais estabelecidos pelo Protocolo de Kyoto e pelo Acordo de Paris. Esses tratados internacionais representam esforços históricos no enfrentamento das mudanças climáticas: o Protocolo de Kyoto prioriza a redução das emissões de gases de efeito estufa, com foco nos países desenvolvidos, enquanto o Acordo de Paris busca limitar o aumento da temperatura global a 1.5 °C e alcançar a neutralidade de carbono até a metade do século. Em consonância com essas metas, espera-se que a capacidade instalada global de geração de energia renovável triplique até 2030, conforme deliberado na COP-28 [1], [2].

No entanto, a integração crescente de fontes renováveis, como solar e eólica, traz desafios significativos aos sistemas elétricos, como a intermitência e a variabilidade da geração. Esses desafios ressaltam a importância de diversificar as soluções energéticas, e as microrredes se apresentam como uma alternativa promissora. Definidas como sistemas locais de energia que podem operar tanto conectados à rede principal quanto de forma isolada [3], as microrredes oferecem benefícios diversos que podem ajudar a enfrentar os desafios atuais e futuros do setor elétrico.

Entre os benefícios mais notáveis, está a capacidade das microrredes de aumentar o fornecimento de energia ao

integrar sistemas híbridos que combinam fontes renováveis com tecnologias de armazenamento, como baterias, as microrredes conseguem reduzir a dependência da rede principal e fornecer energia durante interrupções ou falhas [4], [5]. Além disso, ao permitir a geração próxima aos centros de consumo, elas ajudam a minimizar as perdas associadas à transmissão e distribuição, promovendo maior eficiência no uso da energia [6].

Outro ponto importante está no fato das microrredes possibilitarem um maior controle e flexibilidade operacional, permitindo um melhor equilíbrio entre oferta e demanda em nível local. Isso não apenas melhora a estabilidade da rede, mas também pode adiar a necessidade de investimentos significativos em infraestrutura de expansão do sistema elétrico [7]. Do ponto de vista ambiental, as microrredes desempenham um papel importante na redução das emissões de gases de efeito estufa, ao facilitar a integração de fontes renováveis e apoiar a transição para sistemas energéticos de baixo carbono, em consonância com os compromissos do Acordo de Paris.

A. Estado da arte

Na literatura, os artigos apresentam abordagens complementares e diferenciadas para a otimização de microrredes, com ênfase na integração de energia renovável, no gerenciamento eficiente de recursos e na melhoria da resiliência dos sistemas de eletricidade. Embora compartilhem o objetivo comum de maximizar a penetração de tecnologias limpas e melhorar o desempenho operacional das microrredes, eles diferem nos métodos e nas escalas de aplicação utilizados.

Em [8], por exemplo, é desenvolvida uma abordagem de controle distribuído com base na solução das condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) em uma formulação de fluxo de potência de otimização linear (OPF). Esse método se destaca por sua capacidade de operar em tempo real, ajustando dinamicamente o desempenho da microrrede por meio de medições do sistema, resultando em uma operação mais eficiente e adaptável em cenários isolados. Essa abordagem contrasta com a apresentada no trabalho em [9], em que um sistema hierárquico de gerenciamento de energia é empregado para otimizar o fluxo de carga em um horizonte de 24 horas. Ambos os estudos destacam a importância de abordar a integração de recursos renováveis, mas diferem em suas perspectivas: o primeiro se concentra na otimização em tempo real por meio do controle distribuído, enquanto o segundo prioriza o planejamento estratégico e o gerenciamento de recursos em longo prazo.

Por outro lado, o trabalho em [10] amplia o escopo ao introduzir um modelo híbrido que combina sistemas de armazenamento de energia e sistemas combinados de calor e energia (*Combined Heat and Power*, CHP). Essa abordagem se concentra na redução dos custos operacionais e na melhoria da sustentabilidade, destacando a importância da integração de várias tecnologias para lidar com as limitações inerentes às energias renováveis. Da mesma forma, o artigo [11] complementa essa visão ao explorar técnicas para a localização e o dimensionamento ideais de baterias, essenciais para atenuar a intermitência e gerenciar o congestionamento em sistemas com alta penetração de energias renováveis. O artigo destaca a importância do planejamento adequado em sistemas autônomos para garantir a estabilidade e a continuidade da operação.

Estudos recentes destacam diferentes abordagens para melhorar o desempenho e a eficiência. O artigo [12] analisa algoritmos bioinspirados, como *Grasshopper Optimization*

Algorithm e Salp Swarm Algorithm, que superam métodos tradicionais na regulação de tensão e frequência. Técnicas de controle por *droop*, como as convencionais, adaptativas e robustas, oferecem coordenação de geração distribuída sem comunicação complexa, mas enfrentam desafios como resposta lenta e regulação de tensão inadequada conforme apresentado em [13]. Por outro lado, os autores em [14] propõem um modelo robusto que analisa a correlação entre fontes renováveis e custos operacionais, ajudando a otimizar a utilização de recursos (minimizando custos operacionais) e a reduzir as emissões de carbono em microrredes com renováveis e armazenamento, revelando maior impacto das turbinas eólicas nos custos de manutenção. Já o trabalho em [15] foca na otimização dos parâmetros do *Virtual Synchronous Generator* (VSG), melhorando a resposta dinâmica a perturbações. Finalmente os autores em [16] utilizam o OGGWO (*Optimized Grey Wolf Optimization*), os resultados destacam a importância de um método de programação que considera a colaboração entre sistemas de energia e armazenamento, permitindo uma melhor gestão da geração de energia e a redução de custos e emissões frente aos métodos tradicionais.

Portanto, este trabalho tem como contribuição propor uma estratégia de planejamento de microrredes, considerando custos de investimento e custos referentes as taxas de emissão de carbono associado com a geração não renovável. Para lidar com as incertezas na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, a formulação matemática é apresentada mediante um modelo de otimização. Os cenários considerados no modelo são obtidos a partir de funções das densidade de probabilidade Weibull e log-normal. Adicionalmente, a proposta desenvolvida neste trabalho modela o comportamento da demanda devido à sensibilidade na tensão do ponto de conexão das cargas através de uma representação matemática polinomial.

III. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O modelo matemático não linear proposto neste trabalho tem como objetivo minimizar os custos de investimento de uma microrrede isolada, garantindo sua operação segura por meio de um conjunto de restrições. Além disso, busca-se reduzir os custos associados às emissões de carbono provenientes do gerador a diesel, promovendo uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos da rede. Essa redução é alcançada por meio do cálculo de despacho ótimo do gerador. Além disso o modelo visa determinação da capacidade instalada ideal dos recursos distribuídos presentes no sistema a fim de minimizar os custos de investimento para estruturar a análise, o artigo está organizado em seis seções. A Seção 1 apresenta a nomenclatura utilizada ao longo do estudo, definindo as variáveis e os parâmetros do modelo. A Seção 2 introduz o tema, contextualizando a importância da otimização em microrredes e os desafios envolvidos na integração de fontes renováveis. A Seção 3 descreve detalhadamente o problema abordado e os objetivos do estudo, justificando a necessidade da abordagem proposta.

Na Seção 4, é apresentado o modelo matemático, destacando suas equações fundamentais e as restrições consideradas. Além disso, essa seção detalha a metodologia adotada, explicando as técnicas utilizadas para a resolução do problema e a estrutura da simulação computacional. A Seção 5 expõe e analisa os resultados obtidos, discutindo a viabilidade do modelo e seus impactos na operação da microrrede. Por fim, a Seção 6 apresenta as conclusões do estudo, destacando os principais achados e sugerindo

perspectivas para trabalhos futuros, que poderão aprimorar ainda mais a eficiência e a sustentabilidade das microrredes isoladas.

IV. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

A. Modelo matemático

O modelo de otimização matemática é definido pela função objetivo apresentada em (1) sujeito às restrições (2)-(21). A função objetivo minimiza tanto os custos de investimento na microrrede como os custo de investimento e custos das taxas de emissão de carbono.

$$\begin{aligned} \min & \sum_{pv \in GPV} (P_{pv}^n) (Cc^{pv} + Co \& m^{pv}) + \\ & \sum_{wt \in GWT} (P_{wt}^n) (Cc^{wt} + Co \& m^{wt}) + \sum_{b \in B} (Cc^B + \\ & Co \& m^B) (E_B^n) + \sum_{c \in C} \sum_{d \in D} \left(\sum_{G \in GD} (a P_{G,d,c}^2 + b P_{G,d,c} + \right. \\ & \left. c) + (Cc^G + Co \& m^G) (S_{real}^{GD} F P_{max}^{GD}) + (C_i^{co2} e_i^{co2}) P_{G,d,c} \right) \end{aligned} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d,c} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d,c} + R_{ij} I_{qdr,d,c}) + P_{pv,d,c} + \\ P_{wt,d,c} + P_{B,d,c} - P_{C,d,c} + P_{G,d,c} + P_{i,d,c}^S = P_{i,d}^d \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d,c} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d,c} + X_{ij} I_{qdr,d,c}) + Q_{G,d} + \\ Q_{i,d,c}^S = Q_{i,d,c}^d \end{aligned} \quad (3)$$

$$P_{i,d,c}^d = P_i^{da} \left(\alpha^p \frac{V_{a,i,d,c}^2}{V_0^2} + \beta^p \frac{V_{a,i,d,c}}{V_0} + \gamma^p \right) \quad (4)$$

$$Q_{i,d,c}^d = Q_i^{da} \left(\alpha^q \frac{V_{a,i,d,c}^2}{V_0^2} + \beta^q \frac{V_{a,i,d,c}}{V_0} + \gamma^q \right) \quad (5)$$

$$V_{a,i,d,c} - V_{a,j,d,c} = \frac{2(R_{ij} P_{ij,d,c} + X_{ij} Q_{ij,d,c})}{V_0^2} \quad (6)$$

$$I_{qdr_{ij,d,c}} = \frac{P_{ij,d,c}^2 + Q_{ij,d,c}^2}{V_0^2} \quad (7)$$

$$P_{wt,d,c} = P_{wt}^n FWT \quad (8)$$

$$P_{pv,d,c} = P_{pv}^n FPV \quad (9)$$

$$0 \leq P_{pv}^n \leq P_{max}^{PV} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{wt}^n \leq P_{max}^{WT} \quad (11)$$

$$V_{min} \leq V_{a,i,d,c} \leq V_{max} \quad (12)$$

$$I_{qdr_{ij,d,c}} \leq I_{max}^2 \quad (13)$$

$$0 \leq P_{B,i,d,c} \leq P_{max}^B \quad (14)$$

$$SoC = \eta P_{B,i,d,c} - \frac{1}{\eta} P_{B,d,i,c} + dt \quad : \forall d = 0 \quad (15)$$

$$SoC = \eta P_{B,i,d,c} - \frac{1}{\eta} P_{B,d,i,c} + \rho SoC_{b,d-1,c} + dt : \forall d > 1 \quad (16)$$

$$0 \leq E_B \leq E_{max}^B \quad (17)$$

$$E_B DoD \leq SoC \leq E_B \quad (18)$$

$$0 \leq PBC_{i,d,c} \leq PB_i \quad (19)$$

$$0 \leq PBD_{i,d,c} \leq PB_i \quad (20)$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \eta PBC_{i,d,c} = \sum_{d \in \Omega_d} \frac{1}{\eta} PBD_{i,d,c} \quad (21)$$

$$PG_{i,d,c}^2 + QG_{i,d,c}^2 \leq S_{real}^{GD^2} \quad (22)$$

$$-PG_{i,d,c} \tan(\cos FP_{min}^{GD}) \leq QG_{i,d,c} \leq PG_{i,d,c} \tan(\cos FP_{max}^{GD}) \quad (23)$$

$$PG_{i,d,c} \geq 0 \quad (24)$$

$$0 \leq S_{real}^{GD} \leq S_{max}^n \quad (25)$$

$$\forall ij \in \Omega_l; \forall i, j \in \Omega_n; \forall d \in \Omega_D; \forall GPV \in \Omega_{GPV}; \forall GWT \in \Omega_{GWT}; \forall b \in \Omega_B; \forall GD \in \Omega_{GD}; \forall c \in \Omega_C$$

As Equações (2) e (3) representam os balanços de potência ativa e reativa, respectivamente. As restrições (4) e (5) são referentes aos modelos polinomiais de cargas dependentes de tensão. As Equações (6) e (7) simbolizam a queda de tensão e cálculo da magnitude de corrente, respectivamente. No que se refere as fontes de energias renováveis, (8) indicam as potências de saída dos sistemas eólicos presentes no sistema. De maneira análoga, (9) é potência de saída dos sistemas fotovoltaicos para cada cenário da rede. As Equações (10) e (11) visam calcular a capacidade de instalação ótima para o fotovoltaico e eólico, sucessivamente. A restrição (12) garante que o sistema opere com tensões dentro dos limites para garantir a qualidade de energia. A Equação (13) representam os limites de corrente nos ramos ij . As restrições referentes as baterias começam a ser expressas em (14), a qual define a capacidade de armazenamento do acumulador de energia instalado. As equações (15) e (16) representam o cálculo do estado de carga (SoC) dos sistemas de armazenamento, quando d é igual a 0 e quando d é maior que 1, ordenadamente. As equações (17), (18), (19) e (20) definem os limites de capacidade de armazenamento e potência nominal das baterias instaladas no sistema. Já (21) visa garantir o ciclo de operação das baterias durante os níveis de demanda d [17]. O modelo matemático do gerador a diesel é demonstrado por (22), (23), (24) e (25). Onde (22) ilustra a capacidade máxima de geração do gerador. (23) define os limites máximos e mínimos de potência reativa que podem ser fornecidos pelo gerador a diesel. A Equação (24) é o limite mínimo de potência ativa. Por fim, a restrição (25) calcula a capacidade instalada ótima do gerador a diesel.

B. Descrição do sistema

O sistema utilizado para as simulações é baseado na microrrede 2 de [18] composta por 9 barras, contendo 2 sistemas eólicos com baterias de íon-lítio associadas, 3 sistemas fotovoltaicos com armazenamento conectado ao mesmo barramento e um gerador a diesel. A Fig. 1 apresenta a rede em detalhes, enquanto as Tabelas I e II fornecem seus principais parâmetros. A presença do gerador a diesel se justifica devido à intermitência das fontes renováveis, especialmente solar e eólica. Ele atua como suporte para garantir o suprimento energético em momentos de baixa geração, auxiliado pelos sistemas de armazenamento.

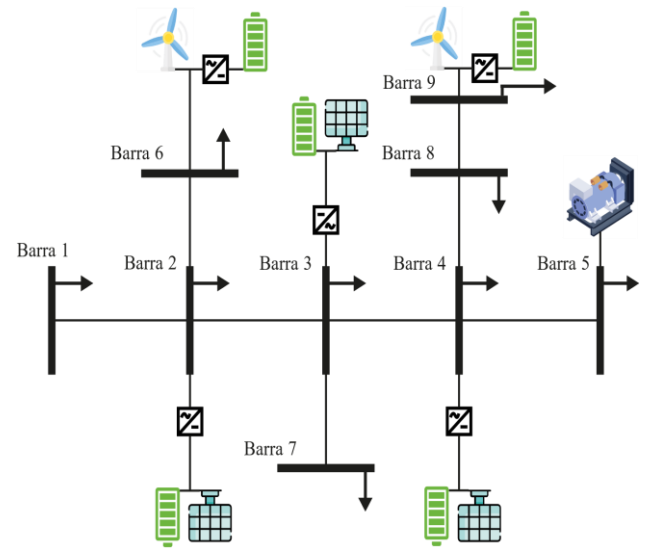


Fig. 1. Sistema de 9 barras utilizado para o estudo de caso.

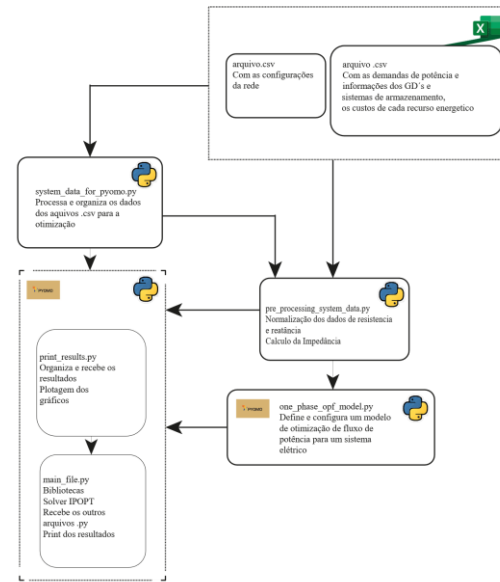


Fig. 2. Fluxograma de simulação da rede.

Os parâmetros de sensibilidade de tensão adotados na rede estão apresentados nas Tabelas III e IV foram definidos a partir de [19]. A rede inclui dois tipos de cargas resistivas, que podem ser representadas por aparelhos como ferros de passar e pequenos eletrodomésticos de cozinha [19]. Além disso, há duas cargas de iluminação, exemplificadas por lâmpadas fluorescentes compactas, e duas cargas de potência constante, comumente associadas a computadores, impressoras e máquinas de fax [19]. Também foram consideradas duas cargas com motores de indução de torque constante, similares a lava-louças, máquinas de lavar e micro-ondas [19], além de uma carga com motor de indução de torque quadrático, representada por equipamentos como geladeiras e refrigeradores.

O fluxograma apresentado na Fig. 2 descreve o processo de otimização do sistema elétrico. O estudo inicia com a entrada e processamento de dados e finalizando com a análise dos resultados. Ele utiliza arquivos de entrada no formato CSV: contendo as configurações da rede elétrica e outros com as demandas de potência e informações dos geradores a diesel

(GD) e sistemas de armazenamento, assim como os custos associados a eles e os cenários que foram criados para a otimização. Esse fluxo garante a integração das etapas e a apresentação de resultados de forma eficiente e interpretável, além de fazer a comunicação com o solver IPOPT [20], responsável por solucionar o problema não linear proposto. Além disso, para fazer a otimização, foi usado a biblioteca Pyomo, do Python, que possibilita a modelagem de funções objetivos, restrições, parâmetros e variáveis que serão analisados, sendo ela muito utilizada para problemas de otimização, atualmente [21]. Os dados de custo foram retirados de [22], [23] e [7] e podem ser vistos nas Tabelas V até X. Além disso, as constantes associadas aos geradores a diesel tem base em [24] e podem ser vistos na Tabela IX.

TABELA I. CARACTERÍSTICAS DA REDE.

Nós	Tipo Barra	Potência Ativa Demandada (kW)	Potência Reativa Demandada (kVAR)
1	1	600	100
2	0	1250	487
3	0	1203	410
4	0	1366	443
5	0	764	36
6	0	503	21
7	0	345	11
8	0	629	8
9	0	642	12

TABELA II. PARÂMETROS DE LINHA DA REDE.

De	Para	R (Ω)	X (Ω)	I _{max} (A)
1	2	0.05446	0.06993	890
2	3	0.06224	0.07992	890
2	6	0.2385	0.162	310
3	4	0.08558	0.10989	890
3	7	0.2226	0.1512	310
4	5	0.07002	0.08991	890
4	8	0.04668	0.05994	890

TABELA III. PARÂMETROS DE SENSIBILIDADE DE TENSÃO ATIVA.

Nó	α	β	γ
1,2	1	0	0
3,4	0	0	1
5,6	-0.01	0.96	0.05
7,8	0.69	-0.47	0,78
9	1.17	-1.83	1,66

TABELA IV. PARÂMETROS DE SENSIBILIDADE DE TENSÃO REATIVA.

Nó	α	β	γ
1,2	0	0	0
3,4	2.09	-5.76	4.67
5,6	-0.1	0.73	0.37
7,8	10.76	-19,38	9,51
9	7.07	-10.94	4.87

TABELA V. PARÂMETROS DE CUSTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO

Custo de O&M (PV) (USD/kW/ano)	Custo de capital (PV) (USD/kW)
9	370.09

TABELA VI. PARÂMETROS DE CUSTO DOS SISTEMAS EÓLICOS

Custo de O&M (WT) (USD/kW/ano)	Custo de capital (WT) (USD/kW)
23.4	552.66

TABELA VII. PARÂMETROS DE CUSTO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Custo de O&M (Baterias) (USD/kWh/y)	Custo de capital (Baterias) (USD/kWh)
5	1500

TABELA VIII. PARÂMETROS DE CUSTO DOS GERADORES A DIESEL,

Custo de O&M (Gerador) (USD/kW/y)	Custo de capital (Gerador) (USD/kW)
262.8	552.66

TABELA IX. CONSTANTES DE COMBUSTÍVEL ASSOCIADAS AO GERADOR A DIESEL.

a (USD/kW ²)	b (USD/kW)	c (USD)
0.00987	0.2	1

TABELA X. CUSTOS ASSOCIADOS AS EMISSÕES DE CO₂

Custo das emissões de CO ₂ (USD/kW)	Taxa de emissões de CO ₂ (USD/MWh)
102.73	0.412

C. Consideração de incertezas

A função densidade de probabilidade (FDP) Weibull é um modelo probabilístico mais utilizado para representar curvas de frequência de velocidade do vento [25]. Ela é uma função biparamétrica, contendo um fator de forma (k) e um fator de escala (c). Probabilidade de velocidade do vento (m/s) por ser expressa por (22) [25], [26]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (22)$$

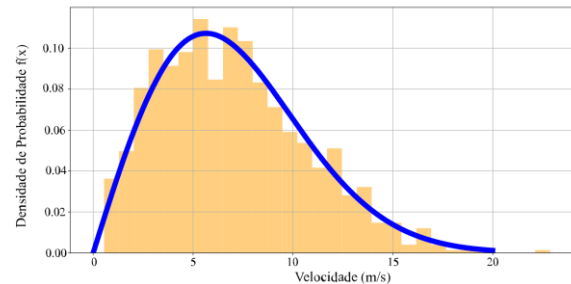


Fig. 3. Distribuição de velocidade do vento.

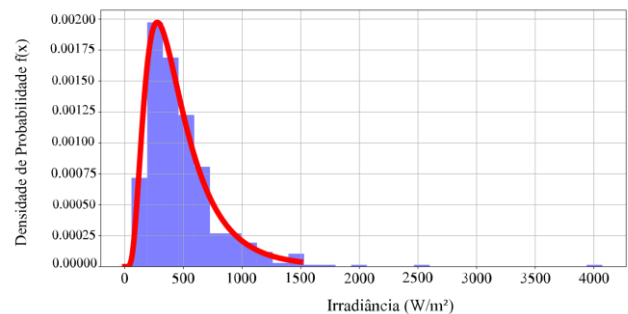


Fig. 4. Distribuição de irradiância solar.

A FDP log-normal é uma função de distribuição bastante semelhante a uma distribuição gaussiana ou normal contínua [27]. Ela depende de 2 parâmetros assim, como Weibull, σ que representa o desvio padrão entre os dados e, μ como sendo a média das irradiâncias dentro de um determinado intervalo de tempo [26]. A Equação (23) explicita o que foi mencionado anteriormente.

$$f(si) = \frac{1}{si\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{\ln(si)-\mu}{2\sigma}\right)^2} \quad (23)$$

Para a produção dos cenários foram considerados uma velocidade vento de 9.5 m/s, com um fator de forma de 2 e c 9 m/s. Para os sistemas fotovoltaicos, foram considerados os $\mu = 6$ e um $\sigma = 0.6$ para uma irradiância solar (W/m^2) de 275.59. Esses dados de irradiância e velocidade do vento foram obtidos a partir de dados do Inmetro para a região de Salinópolis, localizada no estado do Pará e caracterizada por ter períodos de altas incidências solares e, pelo fato de ser uma região litorânea, por intensas rajadas de vento. As Fig 3 e 4, respectivamente, representam exemplos de como essas FDP's se comportam. É importante ressaltar que os valores de segurança para os sistemas eólicos são $v_{in} = 3 \text{ m/s}$, $v_r = 12 \text{ m/s}$ e $v_{out} = 25 \text{ m/s}$.

V. RESULTADOS

A partir das FDP's foram criados 3 cenários, pessimista, médio e otimista para o eólico, fotovoltaico e para a demanda, eles podem ser observados nas Fig. 5 e 6. O perfil dessas curvas é baseado em dados, obtidos no site Renewable Ninja [28], o qual fornece informações reais sobre perfis solares e eólicos com base na localidade. Além disso, os testes foram realizados na rede com cargas dependentes de tensão e sem as cargas dependentes, a fim de analisar qual implicação isso teria no sistema. No cenário 1, considerado otimista, há condições favoráveis, como alta velocidade do vento e elevada irradiância solar. Já o cenário 2 representa uma condição média, com níveis intermediários de velocidade do vento e irradiância. Por fim, o cenário 3, classificado como pessimista, reflete uma situação de baixa velocidade do vento e irradiância solar limitada. Vale ressaltar, que, para um menor esforço computacional, o comportamento de 1 ano foi reduzido a 1 dia.

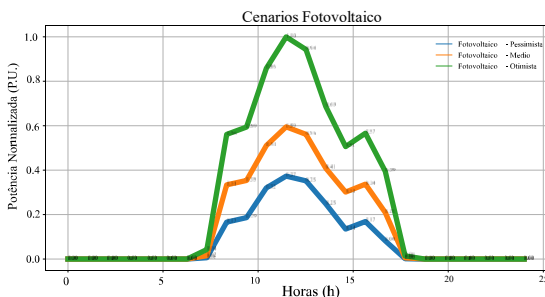


Fig. 5. Perfil do fotovoltaico para os 3 tipos diferentes de cenários.

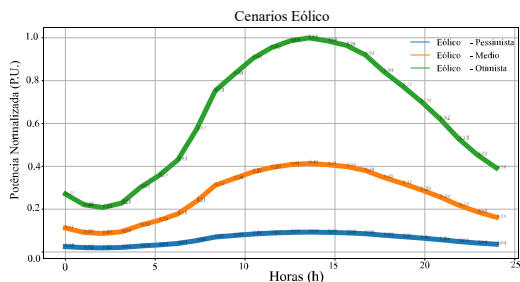


Fig. 6. Perfil dos aerogeradores para os 3 tipos diferentes de cenários.

A. Sistema considerando cargas dependentes de tensão

O sistema foi simulado considerando as sensibilidades apresentadas nas Tabelas III e IV. As Fig. 7, 8 e 9 ilustram o comportamento do sistema para os três cenários analisados. A partir dessa análise, observou-se que, à medida que os cenários foram se alterando, houve um aumento nos custos associados às emissões de carbono e ao consumo de

combustível fóssil. Comparando os cenários 1 e 2, verificou-se um acréscimo de 34.21 % nos custos com combustíveis fósseis, conforme detalhado na Tabela XI. No que diz respeito aos custos de emissão de carbono, o aumento foi de 16.28 %, evidenciando um impacto ambiental crescente à medida que o sistema operava sob maior exigência dos geradores a diesel.

Na transição entre os cenários 2 e 3, identificou-se um novo incremento de 15.33% nos custos associados às emissões de carbono. Já no que tange ao custo com combustíveis, observou-se um aumento de aproximadamente 6.71 %, reforçando a tendência de crescimento nos gastos produtivos conforme a demanda energética do sistema aumentava.

Além disso, a potência instalada calculada para os sistemas renováveis foi de 3402 kW para o sistema eólico e 6330 kW para o sistema fotovoltaico. No que se refere à infraestrutura de suporte, a potência instalada para o banco de baterias foi de 31.6 kWh, enquanto a potência do gerador a diesel foi dimensionada em 1777 kVA.

No que se refere aos custos, observa-se que os investimentos em sistemas solares e eólicos foram de 2.40 MUSD e 1.96 MUSD, respectivamente. Para os sistemas de armazenamento, o investimento calculado foi de 0.48 MUSD. Já no caso dos geradores a diesel, o investimento totalizou 1.30 MUSD.

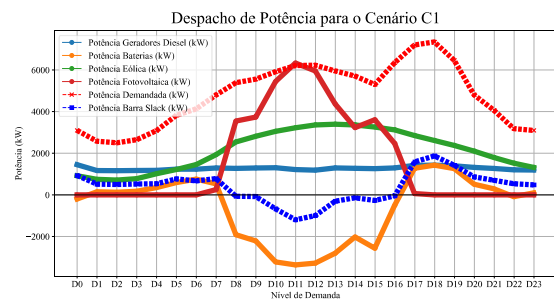


Fig. 7. Despacho de potência do PV, eólico, baterias e potência demandada para o cenário 1.

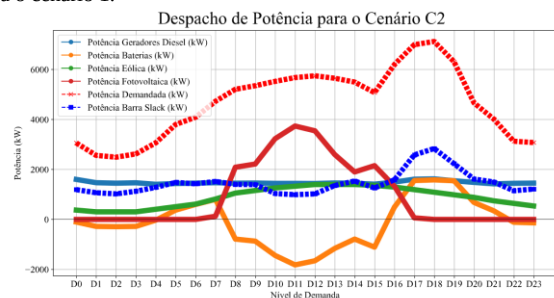


Fig. 8. Despacho de potência do PV, eólico, baterias e potência demandada para o cenário 2.

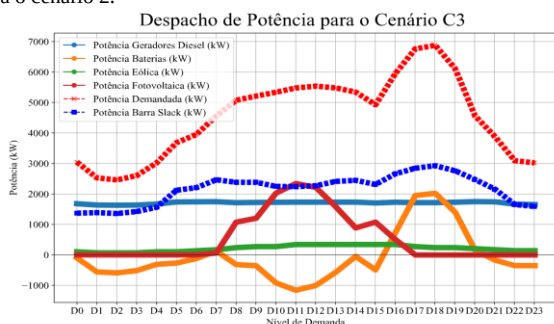


Fig. 9. Despacho de potência do PV, eólico, baterias e potência demandada para o cenário 3.

TABELA XI. CUSTOS DE COMBUSTÍVEL E EMISSÕES DE CARBONO PARA OS 3 CENÁRIOS.

Cenários	Custo de Combustível (MUSD)	Custo de emissões de CO ₂ (MUSD)
1	0,38	1,29
2	0,51	1,50
3	0,69	1,73

B. Sistema considerando cargas com potência constante

De maneira análoga ao caso anterior, os três cenários foram mantidos. No entanto, para esta análise, o parâmetro γ da Tabela III foi fixado em 1, enquanto os demais parâmetros referentes a sensibilidade de (4) foram definidos como zero. Isso implica que o sistema opera com cargas de potência demandada constante. Ao analisar os resultados obtidos, observa-se que, à medida que os cenários foram se alterando, houve uma maior necessidade de utilização do gerador a diesel. Essa dependência crescente impactou diretamente os custos operacionais, especialmente os relacionados ao consumo de combustível e às emissões de carbono. As Fig. 10, 11 e 12, mostram como está sendo o despacho do sistema para os 3 cenários.

Comparando os cenários 1 e 2, nota-se um aumento significativo no custo de emissão de carbono, com um incremento de 59.77%. Já ao comparar os cenários 2 e 3, percebe-se um novo aumento de 27.34%. Esse mesmo comportamento é observado nos custos com combustíveis, que apresentaram um acréscimo expressivo de 181.25% entre os cenários 1 e 2. Já quando se analisa a transição do cenário 2 para o cenário 3, identifica-se um aumento adicional de 62.22%.

Ademais, é importante ressaltar que os custos dos sistemas fotovoltaico e eólico foram de 4.04 MUSD e 1.64 MUSD, respectivamente. Além disso, a capacidade de potência instalada foi calculada em 10656 kW para o sistema fotovoltaico e 2844 kW para o sistema eólico. Para os sistemas de armazenamento e geração térmica, a potência instalada foi de 14.6 kWh para a bateria e 1821 kVA para os geradores a diesel. Os custos associados a esses elementos foram de 0.022 MUSD para a bateria e 1.34 MUSD para os geradores a diesel.

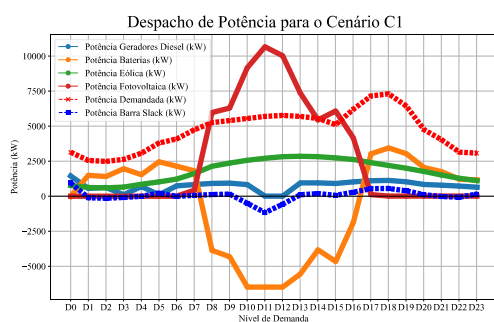


Fig. 10. Despacho de potência do sistema, com cargas de potência constante, do PV, eólico, baterias e potência demandada para o cenário 1.

TABELA XII. CUSTOS DE COMBUSTÍVEL E EMISSÕES DE CARBONO PARA OS 3 CENÁRIOS

Cenários	Custo de Combustível (MUSD)	Custo de emissões de CO ₂ (MUSD)
1	0,16	0,87
2	0,45	1,39
3	0,73	1,77

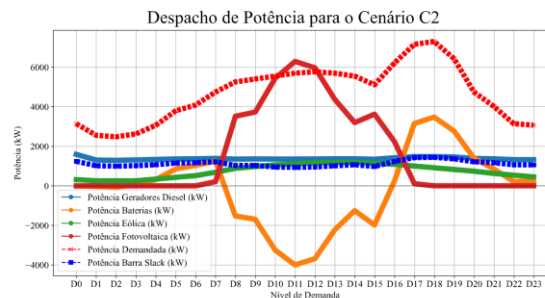


Fig. 11. Despacho de potência do sistema, com cargas de potência constante, do PV, eólico, baterias e potência demandada para o cenário 2.

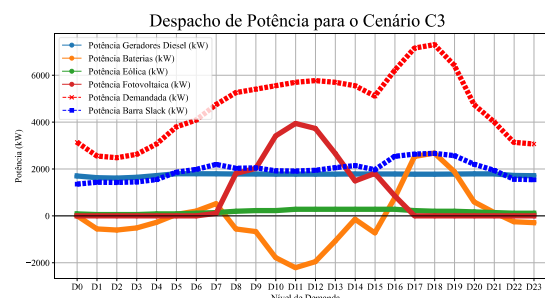


Fig. 12. Despacho de potência, com cargas de potência constante, do PV, eólico, baterias e potência demandada para o cenário 3.

Esses resultados evidenciam que, conforme a rede opera sob cenários mais críticos, os custos associados ao uso do gerador a diesel aumentam substancialmente. Isso ocorre devido à maior necessidade de geração térmica para suprir a demanda da rede, tornando o sistema mais oneroso tanto em termos financeiros quanto ambientais.

A Tabelas XII apresentam os valores detalhados dos custos de operação para cada cenário da rede, permitindo uma visualização mais clara da evolução desses custos ao longo das diferentes condições analisadas.

C. Análise comparativa entre os modelos com cargas dependentes de tensão e cargas com potência constante

Ao comparar os dois modelos, com cargas dependentes da tensão e com cargas de potência constante, observa-se que, nos cenários 1 e 2, o sistema com cargas constantes apresentou menores custos com combustível, com reduções de 57.89% e 11.76%, respectivamente. O mesmo comportamento foi identificado para os custos das emissões de carbono, que apresentaram reduções de 32.56% no cenário 1 e 7.33% no cenário 2.

No entanto, no cenário 3, o modelo com cargas constantes teve custos mais elevados, tanto para o combustível quanto para as emissões de carbono, registrando aumentos de 5.80% e 2.31%, respectivamente. Esse aumento está diretamente relacionado à maior capacidade instalada do gerador a diesel nesse modelo, resultando em um maior despacho no cenário 3. Como consequência, o investimento no gerador a diesel também foi superior, apresentando um acréscimo de 3.08% em comparação com o modelo com sensibilidade à tensão.

Além disso, verificou-se um aumento nos investimentos em sistemas fotovoltaicos e uma redução nos investimentos em sistemas eólicos. O investimento nos sistemas fotovoltaicos cresceu 68.35%, enquanto os investimentos em sistemas eólicos diminuíram 16.40%. Quanto aos sistemas de armazenamento, houve uma redução significativa nos investimentos em baterias, totalizando 95.42%.

VI. CONCLUSÃO

Este trabalho investigou o impacto da sensibilidade de tensão das cargas no planejamento e operação de microrredes isoladas, considerando diferentes cenários de geração renovável. Os resultados demonstraram que o modelo com cargas de potência constante apresentou menor emissão de CO₂ e menores custos operacionais nos cenários otimista e médio. No entanto, no cenário pessimista, observou-se maior despacho do gerador a diesel, elevando significativamente os custos com combustível e as emissões de carbono.

Além disso, os resultados mostraram que a configuração das cargas influencia diretamente as decisões de investimento. O modelo com cargas constantes demandou maior capacidade térmica instalada, o que resultou em acréscimos nos investimentos em geração a diesel e reduções nos sistemas de armazenamento. Por outro lado, o modelo com cargas dependentes da tensão proporcionou uma alocação mais equilibrada dos recursos energéticos, com maior aproveitamento das fontes renováveis. Esses achados destacam a importância de considerar o comportamento dinâmico da demanda no dimensionamento de microrredes, especialmente em regiões onde a geração renovável está sujeita à variabilidade climática. Como continuidade desta pesquisa, sugere-se avaliar a integração das microrredes à rede elétrica principal e a inserção de veículos elétricos como elementos ativos no sistema, dada sua potencial contribuição para o gerenciamento da demanda e otimização energética. Estudos futuros também podem explorar horizontes temporais mais amplos para capturar variações sazonais e refinar as estratégias de operação.

REFERÊNCIAS

- [1] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2024”.
- [2] U. Nations, “Cumbre de las Naciones Unidas sobre el desarrollo sostenible | Naciones Unidas”, United Nations. Acesso em: 7 de junho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.un.org/es/conferences/environment/newyork2015>
- [3] S. Borlase, *Smart Grids Infrastructure Technology and Solutions.pdf*.
- [4] H. Bevrani, B. Francois, e T. Ise, *Microgrid Dynamics and Control*, 1^o ed. Wiley, 2017. doi: 10.1002/9781119263739.
- [5] J. M. Tabora *et al.*, “Hybrid System Assessment in On-Grid and Off-Grid Conditions: A Technical and Economical Approach”, *Energies*, vol. 14, n^o 17, Art. n^o 17, jan. 2021, doi: 10.3390/en14175284.
- [6] V. B. Andrade *et al.*, “Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software OpenDSS”, *Simpósio Bras. Sist. Elétricos - SBSE*, vol. 1, n^o 1, Art. n^o 1, 2020, doi: 10.48011/sbse.v1i1.2208.
- [7] J. M. Tabora, Y. G. Velasquez, D. A. Rivera, D. A. Quijano, e O. D. Melgar-Dominguez, “A Multiobjective Strategy for Generation Expansion Planning to Enable Increased Penetration of Variable Renewable Energy Sources”, *IEEE Access*, vol. 12, p. 187665–187675, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3514373.
- [8] J. Llanos, D. E. Olivares, J. W. Simpson-Porco, M. Kazerani, e D. Sáez, “A Novel Distributed Control Strategy for Optimal Dispatch of Isolated Microgrids Considering Congestion”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n^o 6, p. 6595–6606, nov. 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2908128.
- [9] P. Paschalidis, “Optimizing a Microgrid”, em *2021 IEEE MIT Undergraduate Research Technology Conference (URTC)*, out. 2021, p. 1–5. doi: 10.1109/URTC54388.2021.9701612.
- [10] X. Zeng e S. Berti, “New optimization method based on energy management in microgrids based on energy storage systems and combined heat and power”, *Comput. Intell.*, vol. 36, n^o 1, p. 55–79, 2020, doi: 10.1111/coin.12238.
- [11] K. Hesaroor e D. Das, “Optimal siting and sizing of batteries in radial autonomous microgrids considering congestion”, em *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, out. 2019, p. 5820–5825. doi: 10.1109/IECON.2019.8927649.
- [12] R. M. Kareem, “Optimal Operation of Droop Control in Microgrids Using Different Techniques Optimization: Review”, *Misan J. Eng. Sci.*, vol. 3, n^o 2, p. 48–95, dez. 2024, doi: 10.61263/mjes.v3i2.87.
- [13] U. B. Tayab, M. A. B. Roslan, L. J. Hwai, e M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, p. 717–727, set. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [14] D. Mo, Q. Li, Y. Sun, Y. Zhuo, e F. Deng, “Design of a New Energy Microgrid Optimization Scheduling Algorithm Based on Improved Grey Relational Theory”, *Algorithms*, vol. 18, n^o 1, Art. n^o 1, jan. 2025, doi: 10.3390/a18010036.
- [15] Y. Li, D. Wang, Q. Zhang, J. Du, Q. Wang, e Q. Wang, “Gradient descent based dynamic optimization for VSG dominated microgrid”, *J. Eng.*, vol. 2024, n^o 12, p. e70040, 2024, doi: 10.1049/tje.2.70040.
- [16] D. Mo, Q. Li, Y. Sun, Y. Zhuo, e F. Deng, “Multi-Objective Optimization Scheduling of a Wind-Solar Energy Storage Microgrid Based on an Improved OGGWO Algorithm”, *Algorithms*, vol. 18, n^o 1, Art. n^o 1, jan. 2025, doi: 10.3390/a18010013.
- [17] O. D. Melgar-Dominguez, M. Pourakbari-Kasmaei, e J. R. S. Mantovani, “Robust Short-Term Electrical Distribution Network Planning Considering Simultaneous Allocation of Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems”, em *Robust Optimal Planning and Operation of Electrical Energy Systems*, B. Mohammadi-ivatloo e M. Nazari-Heris, Orgs., Cham: Springer International Publishing, 2019, p. 145–175. doi: 10.1007/978-3-030-04296-7_9.
- [18] M. N. Alam, S. Chakrabarti, e X. Liang, “A Benchmark Test System for Networked Microgrids”, *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 16, n^o 10, p. 6217–6230, out. 2020, doi: 10.1109/TII.2020.2976893.
- [19] D. Chakravorty, B. Chaudhuri, e S. Y. R. Hui, “Estimation of Aggregate Reserve With Point-of-Load Voltage Control”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, n^o 5, p. 4649–4658, set. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2665883.
- [20] “Introduction to Ipopt: A tutorial for downloading, installing, and using Ipopt”.
- [21] C. W. V. Carvalho e A. R. P. Neto, “Manual de uso da biblioteca Pyomo para Programação Matemática”.
- [22] M. Prum, H. H. Goh, D. Zhang, W. Dai, T. A. Kurniawan, e K. C. Goh, “Optimizing hybrid energy systems for remote communities in Asia’s least developed countries”, *Heliyon*, vol. 10, n^o 8, p. e29369, abr. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e29369.
- [23] A. S. Oliveira *et al.*, “Caderno de Custos Geração e Transmissão_PDE2034_2024.09.06.pdf”, Rio de Janeiro, agosto de 2024.
- [24] A. Jafari, T. Khalili, H. G. Ganjehlou, e A. Bidram, “Optimal integration of renewable energy sources, diesel generators, and demand response program from pollution, financial, and reliability viewpoints: A multi-objective approach”, *J. Clean. Prod.*, vol. 247, p. 119100, fev. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119100.
- [25] J. T. Pinho, *Sistemas Híbridos*. em Soluções Energéticas Para a Amazônia. M.m.e., 2008.
- [26] A. A. Mohamed, S. Kamel, M. H. Hassan, e J. L. Domínguez-García, “Optimal Power Flow Incorporating Renewable Energy Sources and FACTS Devices: A Chaos Game Optimization Approach”, *IEEE Access*, vol. 12, p. 23338–23362, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3363237.
- [27] F. R. D. A. Neto, G. D. S. Belém, D. P. de A. Neto, G. B. Alexandre, e R. D. M. S. M. Baltar, “Modelo Matemático para Estimativa de Irradiação Solar Incidente.pdf”, p. 1–5, set. 2019.
- [28] S. Pfenninger e I. Staffell, *Renewable Ninja*. [Online]. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/>