

Despacho Econômico de energia elétrica em Micro Redes usando o Software

Economic Dispatch of Electric Power in Microgrids using GAMS Software

Luiz Pontes^{1*}, Zocimo Nãupari², Alex Coronel², Roy Vega², Yuri Molina¹

¹ Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa. Paraíba, Brasil.

² Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.

Recibido (Received): 14/10/2018

Aceptado (Accepted): 17/12/2018

RESUMO

Ao longo do tempo o mercado elétrico vem crescendo com a inserção de diversas fontes, além de dispositivos de armazenamento, diante desse panorama, nasce a questão de como despachar a energia para atender à demanda de forma mais econômica e eficaz. Este trabalho apresenta a implementação de um modelo matemático de programação não-linear inteira mista para o problema do Fluxo de Potência Ótimo de Corrente Alternada (ACOPF) usando o software GAMS com o objetivo de resolver o problema de despacho econômico considerando dispositivos de armazenamento de energia em micro redes, bem como o ciclo ótimo de carga e descarga dos dispositivos de maneira a minimizar o custo de compra de energia. O modelo observa as restrições da rede elétrica, como por exemplo, manter o perfil das tensões dentro de limites preestabelecidos, bem como a intermitência de fontes renováveis baseadas em energia eólica e solar, representadas por despachos variáveis durante a operação. Para demonstrar a exatidão do modelo matemático desenvolvido e também a eficiência das técnicas de solução é utilizado um sistema teste de 5.

Palavras Chave: Sistema de armazenamento, micro redes, alocação ótima, despacho econômico, otimização.

ABSTRACT

Over time the electric market has been growing with the insertion of several sources as well as to storage devices, given this panorama, the question arises of how to dispatch the energy generated to meet the demand in a more economical and efficient way. This work presents the implementation of a mathematical model of mixed integer nonlinear programming for the problem of Alternating Current Optimal Power Flow (ACOPF) using the GAMS software. In order to solve the problem of allocation and optimal operation of storage devices in microgrids, as well as the optimal cycle of loading and unloading of this devices in a way to minimize system operational costs. The model observes grid constraints, such as the voltage profile within permissible limits, as well as the intermittency of renewable sources based on wind and solar energy, represented by variable dispatches during the operation. To demonstrate the accuracy of the mathematical model developed and the efficiency of the solution techniques, a 5 bus test system

Keywords: Storage system, micro grids, optimal allocation, economic dispatch, optimization.

1. INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica viveu uma expansão e crescimento significativos ao longo das últimas duas décadas. A penetração de fontes renováveis, como eólica, hídrica e solar é aumentada pelas exigências dos governos para atingir metas relacionadas a redução de emissões e independência energética.

No entanto, sua natureza intermitente pode ter efeitos negativos em toda a rede. Uma das soluções mais viáveis é a integração dos Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS), que mitigam as flutuações na geração e no fornecimento.

Para alcançar confiabilidade operacional e rentabilidade financeira, é necessária a utilização e controle mais eficientes das infraestruturas de transmissão e sistema de distribuição existentes. Todos esses fatores contribuem para a crescente necessidade de métodos de otimização rápidos e confiáveis que

* Correspondencia:

E-mail: luiz.renatoq@hotmail.com

possam oferecer segurança e economia simultaneamente, dando suporte à operação e controle do sistema de energia.

Nesse cenário, o conceito de micro rede é uma abordagem promissora. Geralmente descritos como um conjunto de cargas, dispositivos de armazenamento e pequenos geradores, essas redes autônomas podem operar no modo ilha ou em paralelo com a rede principal para fornecer energia às cargas, [8], [11]. Assim, a energia é gerada perto das cargas, permitindo a utilização de geradores de pequena escala que aumentem confiabilidade e reduzir as perdas em longas linhas de energia.

Além disso, uma microrrede pode comprar e vender energia da rede pública de distribuição através do Ponto Comum de Acoplamento. A otimização das operações das microrredes é extremamente importante para gerenciar seus recursos energéticos de maneira eficiente em termos de custo, [8].

Este trabalho apresenta a implementação de um modelo matemático de programação não-linear inteira mista para o problema do Fluxo de Potência Ótimo de Corrente Alternada (ACOPF) com o objetivo de resolver o problema de alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em microrredes de maneira a minimizar o custo de compra de energia da subestação. O modelo observa as restrições da rede elétrica, como por exemplo, a manutenção das tensões dentro de limites preestabelecidos, bem como a intermitência de fontes renováveis baseadas em energia eólica e solar, representadas por despachos variáveis durante a operação. Índices de sensibilidade são aplicados na determinação dos melhores pontos para a alocação.

2. MODELAGEM DO SISTEMA ELETRICO

2.1 Fluxo de Carga

A fim de equacionar a operação estática de um sistema de distribuição radial considera-se o método de varredura assumindo-se as seguintes hipóteses: (a) cargas são representadas como potências ativa e reativa constantes, (b) as perdas de potências ativa e reativa no circuito ij são concentradas no nó i , (c) o sistema de distribuição é balanceado e representado por um equivalente monofásico.

As equações (1) - (4) garantem que a primeira e segunda leis de Kirchhoff serão satisfeitas para um sistema de distribuição de energia radial considerando a presença de sistemas de armazenamento e fontes renováveis, (1) - (4).

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}, t = -P_{i,t}^d + P_{s,t} \quad (1)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}, t = -Q_{i,t}^d + Q_{s,t} \quad (2)$$

$$P_{ij}, t = \frac{V_{i,t}^2}{z_{ij}} \cos(\theta_{ij}) - \frac{V_{i,t} V_{j,t}}{z_{ij}} \cos(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} + \theta_{ij}) \quad (3)$$

$$Q_{ij}, t = \frac{V_{i,t}^2}{z_{ij}} \sin(\theta_{ij}) - \frac{V_{i,t} V_{j,t}}{z_{ij}} \sin(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} + \theta_{ij}) - \frac{bV_{i,t}^2}{2} \quad (4)$$

As restrições de limites de tensões nas barras, correntes nos ramos e da potência na subestação são dadas pelas equações (5) - (8).

$$S_{ij}^{max} \leq S_{ij,t} \leq S_{ij}^{max} \quad \forall i, j \in \Omega_s, \forall t \in \Omega_t \quad (5)$$

$$P_i^{min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (6)$$

$$Q_i^{min} \leq Q_{i,t} \leq Q_i^{max} \quad \forall j \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (7)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{max} \quad \forall j \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (8)$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_{i,t} \leq \delta_i^{max} \quad \forall i, j \in \Omega_s, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

2.2 Fontes Renováveis de Energia

A grande expansão dos sistemas de energia baseado em unidades geradoras de grande porte tem aberto espaço para novas propostas baseadas na iminência de novas tecnologias na área de geração.

Nesse contexto a geração distribuída representa uma proposta complementar ao mercado de energia, pois se baseia na geração de pequeno porte, com unidades de até 100 kW de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº482/2012, que são usualmente conectadas no sistema de distribuição. Estas unidades de pequeno porte são geralmente caracterizadas por fontes renováveis, como turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e usinas de biomassa.

Neste trabalho foram consideradas unidades geradoras como eólicas e fotovoltaicas, representadas por injeções de potência ativa nas barras onde estão alocadas. Ressalta-se que os valores dessas injeções são considerados neste trabalho como dados de entrada e não variáveis do modelo.

Para o cálculo de geração de energia para os painéis fotovoltaicos e para as turbinas eólicas foram as seguintes equações, respectivamente:

$$P_{eol} = \mu * C_p \quad (10)$$

$$P_{sol} = GHI(t) * S * \epsilon \quad (11)$$

Onde,

- $GHI(Wm^2)$ é a irradiação global incidida,
- $S(m^2)$ é a área total dos painéis fotovoltaicos,

- ε é a eficiência da conversão de energia dos painéis.

2.3 Dispositivos de Armazenamento de Energia

É apropriado armazenar energia em duas situações: 1) quando a energia oriunda das fontes renováveis está em excesso no sistema e 2) quando o custo de compra de energia da subestação está baixo. A energia armazenada é usada nos horários de pico quando a demanda de energia é alta. Com isso, evita-se uma operação indesejada como, por exemplo, com oscilações de tensão no sistema.

A. Alocação Ótima de ESS

O foco e principal contribuição deste artigo é o modelamento matemático para a alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia. Utilizando o modelo de MINLP a alocação ótima é garantida pelas equações (12) – (14).

$$SOC_{i,min} * N_i^{ESS} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max} * N_i^{ESS} \quad \forall i \in \Omega_{ESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (12)$$

$$\sum_i N_i^{ESS} \leq N_{max}^{ESS} \quad \forall i \in \Omega_{ESS} \quad (13)$$

$$N_i^{ESS} \in \{0,1\} \quad (14)$$

A equação (12) limita a quantidade máxima e mínima de energia que o ESS pode armazenar. Se $N_i^{ESS}=0$, então $SOC_{i,t} = 0$, ou seja, o ESS i está desconectado. Se $N_i^{ESS}=1$, então $SOC_{i,min} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max}$, ou seja, o ESS i está conectado. A equação (13) limita o número de dispositivos que podem ser alocados no sistema, a quantidade de dispositivos disponíveis a utilizar é informado como dado de entrada. A equação (14) apresenta a característica binária das variáveis de alocação de um ESS, se $N_i^{ESS}=1$ então o ESS foi alocado na barra i durante todo o horizonte de planejamento, caso contrário não.

B. Operação Ótima de ESS

Consultando os manuais de fabricantes de baterias, pode-se encontrar sua capacidade nominal, que representa a quantidade máxima de carga que o dispositivo consegue armazenar [1]. Considerando este limite, utiliza-se uma variável de estado de carga (SOC), que é uma medida da energia armazenada em relação a capacidade da bateria.

Conforme visto em [4], o estado atual de cada bateria é atualizado a cada período de operação de acordo com a equação (15).

Vale ressaltar que a potência desenvolvida pela bateria em cada período (Δ_t) pode ter valores positivos ou negativos. Quando o valor é positivo, a bateria se encontra em estado de carregamento, armazenando energia do sistema. De forma análoga, um valor negativo indica que a bateria se encontra fornecendo energia ao sistema, operando no modo de descarregamento.

Para preservar o tempo de vida útil do dispositivo de armazenamento, deve-se atentar à não utilizá-lo próximo de estar totalmente descarregado [13].

As equações (15) - (17) representam o modelo da operação de dispositivo de armazenamento de energia.

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + (P_{i,t}^{carga} * n_{carga} - \frac{P_{i,t}^{descarga}}{n_{descarga}}) \Delta_t \quad \forall i \in \Omega_{ESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (15)$$

$$N_i^{ESS} * P_{i,min}^{carga} \leq P_{i,t}^{carga} \leq P_{i,max}^{carga} * N_i^{ESS} \quad (16)$$

$$N_i^{ESS} * P_{i,min}^{descarga} \leq P_{i,t}^{descarga} \leq P_{i,max}^{descarga} * N_i^{ESS} \quad (17)$$

A equação (17) limita a potência mínima e máxima que um ESS pode injetar na barra em que está conectado enquanto a equação (16) limita a potência mínima e máxima que um ESS pode armazenar. A variável N_i^{ESS} faz com que o ESS esteja exclusivamente armazenando energia ou injetando potência no sistema. A equação (15) representa o balanço de energia do ESS para cada intervalo t do período em análise, levando em consideração as eficiências de armazenamento e injeção de potência no sistema bem como o auto descarregamento do equipamento.

2.4 Modelo Não Linear Inteiro Misto (MINLP)

Segundo [16] os modelos lineares trazem soluções aproximadas da realidade, entretanto, em busca de resultados mais realístico, o problema proposto traz variáveis não-lineares, apresentadas nas equações (3) e (4).

As expressões (2) -(20) apresentam um modelo não linear inteiro misto do problema de alocação e operação ótima de sistemas de armazenamento de energia com fontes renováveis.

Levando em consideração as contribuições dos dispositivos de armazenamento, da geração renovável, a equação (1) deve ser substituída pela equação (18) apresentada abaixo.

$$\sum P_{ij,t} = -P_{i,t}^d + P_{s,t} + P_{i,t}^{solar} + P_{i,t}^{eol} - P_{i,t}^{carga} + P_{i,t}^{descarga} \quad (18)$$

$$\sum Q_{ij,t} = Q_{s,t} - Q_{i,t}^d \quad (19)$$

Os balanços de potência ativa e reativa são obtidos a partir das equações (18) – (19).

Desse modo a função objetivo é minimizar o custo da energia na subestação conforme (20). Sendo $P_{S,t}$ a potência fornecida pela subestação e c_t o custo da energia fornecida pela subestação que varia conforme os horários de ponta e fora de ponta citados anteriormente.

$$OF = \min \sum \sum c_t * P_{S,t} + \sum P_{i,t}^{solar} * c_{sol} + \sum P_{i,t}^{eol} * c_{eol}$$

(20)

As contribuições referentes a energia eólica e a energia solar não serão consideradas na função objetivo, equação (20), ou seja, $c_{sol} = 0$ e $c_{eol} = 0$, devido ao comportamento de mercado no Brasil destas fontes segundo Resolução Normativa N° 687 da ANEEL.

A seguir são mostrados os resultados obtidos com o modelo (14) e (20) aplicados ao sistema de 5 barras. Através de ferramentas computacionais de otimização como o solver BONMIN [12], com o método branch and bound [17] garantem que a solução encontrada para este modelo seja um ótimo.

3. RESULTADOS

Considera-se neste artigo um cenário em que se deseja alocar um ESS com o objetivo de determinar a barra do sistema mais adequada para a sua conexão. O modelo de MINLP foi escrito na linguagem de modelagem matemática GAMS e o problema de alocação foi resolvido utilizando o solver BONMIN.

O sistema elétrico utilizado foi uma modificação de um sistema-teste proposto por [6], seu diagrama unifilar está representado na Figura 1.

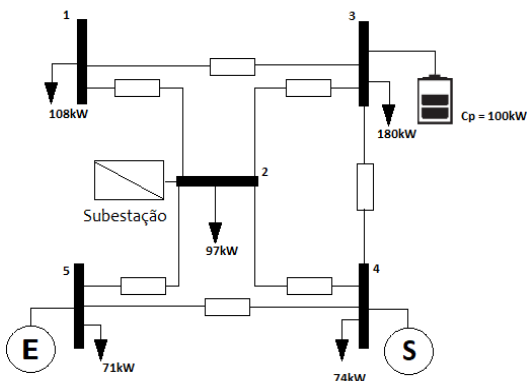


Figura 1: Diagrama unifilar do sistema teste utilizado.

A capacidade nominal da subestação é de 1 MVA. O modelo original não possui geradores distribuídos. Assim foram implementados dois geradores

doi: <https://doi.org/10.21754/tecnica.v28i2.554>

distribuídos, um eólico e outra solar, de mesma potência nominal (100kW) conectados em pontos diferentes. A potência fornecida por estes tipos de geração depende da velocidade do vento e da radiação solar, respectivamente.

Neste trabalho os dados utilizados foram adquiridos a partir de uma média feita entre dias de uma única semana. O comportamento das fontes intermitentes é apresentado na Figura 2.

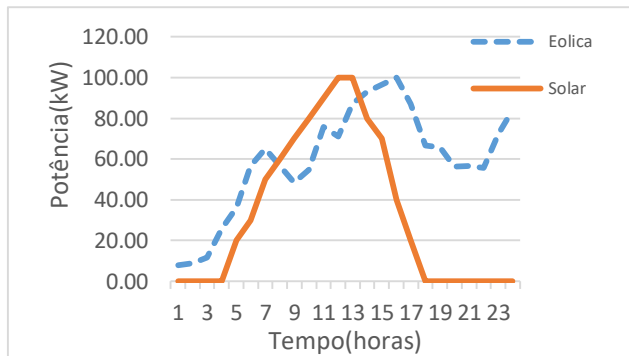


Figura 2: Potência fornecida pelas fontes intermitentes

Para uma abordagem mais realística, utilizam-se multiplicadores de carga aplicados às potências nominais para definir as curvas de cargas em um período de 24 horas.

O preço da energia também sofre variação ao longo da operação, conforme [10]. Em muitos países, ocorre a cobrança de uma tarifa maior em horários de pico, visando à atenuação da demanda excessiva nesses horários.

Neste caso, os preços considerados para a energia foram de R\$0,53 no horário fora de ponta e R\$0,93 em ponta. Esses valores foram baseados nos dados utilizados no simulador da CEMIG[3], conforme Figura 3.

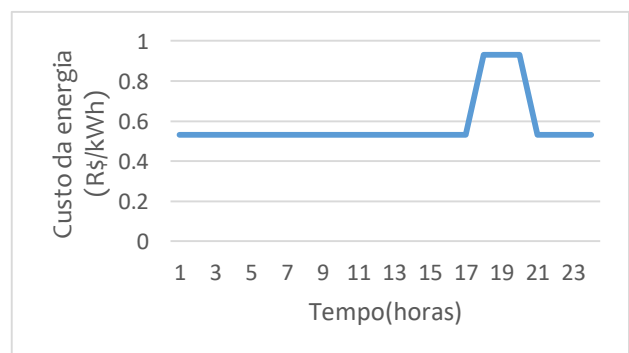


Figura 3: Variação do preço da energia

Nos casos com ESS a eficiência de carregamento e descarregamento é de 95% de acordo com [2]. Conforme recomendado pelos fabricantes e pela literatura [9], limitar o nível de descarga, bem como os ciclos de carga/descarga, aumentam a vida útil do

equipamento. Desse modo, foi limitado em um clique ao longo das 24 h.

a) Caso 1 – Sistema sem ESS

A partir da execução do problema de FPO proposto sem a inclusão do modelo de bateria, o custo associado à parcela de energia proveniente da subestação é de R\$ 5901,4558 ao dia. Com um planejamento horizontal de 1 ano teremos um custo total de aproximadamente R\$2.154.031,38.

b) Caso 2 – Sistema com ESS

O modelo implementado permite a alocação de múltiplos ESSs, entretanto, para esta simulação admitiu-se $N_{ESS} = 1$, ou seja, somente um ESS pode ser alocado no sistema.

Para este caso a solução obtida pelo modelo proposto foi $N_3 ESS = 1$, ou seja, o ESS foi alocado na barra 3, de forma que para todas as demais barras que seria possível a alocação $n_i ESS$ assume valor nulo. A Figura 4, ilustra a alocação do ESS na barra 3 obtida pelo modelo.

Observa-se que inicialmente estes dispositivos funcionam como armazenadores de energia na rede, nos períodos em que a demanda de carga encontra-se em patamares mais baixos. Além disso, nas primeiras horas, a tarifa de energia é menor, fazendo viável o seu armazenamento para posterior utilização. Nas horas seguintes, a demanda é crescente e juntamente com o aumento da tarifa, sinaliza para o fornecimento de energia pelas baterias, além de garantir uma melhor integração da fonte fotovoltaica e eólica do sistema. O comportamento da bateria pode ser observado na Figura 4.

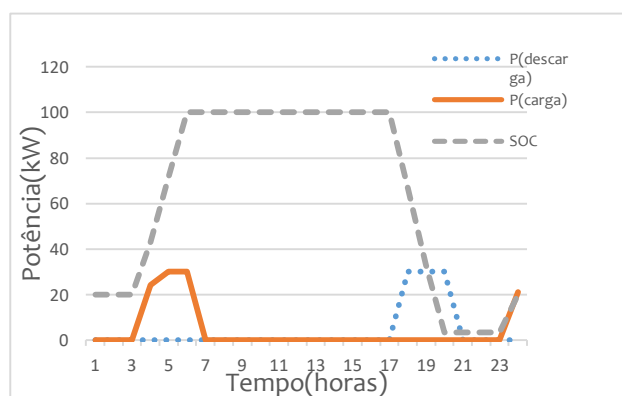


Figura 4: Energia armazenada (SOC), Potência armazenada (P_{carga}) e Potência injetada na rede ($P_{descarga}$).

Para este modelo o tempo de compilação pelo software GAMS foi de $t=1,87$ segundos. Para sistemas de grande porte o tempo de resolução do algoritmo irá crescer linearmente.

O custo total de operação do sistema durante um dia com a inserção de uma bateria foi de R\$ 5866,3163. O custo total em 1 ano seria de R\$2.053.210,705 uma doi: <https://doi.org/10.21754/tecnia.v28i2.554>

economia de R\$100 mil, tornando a utilização de ESS viável, conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Custo total da operação

Solução (1 dia)	Custo(R\$)
Sistema sem fontes	7991,10
Sistema com fontes	5901,46
Sistema com fontes/bateria	5866,32

Para demonstrar a exatidão da solução foram realizados sucessivamente 5 testes, onde para cada teste apenas uma barra i possuía um ESS alocado. Sistemáticamente, fixou-se um ESS na barra i e realizou-se uma simulação. O custo operacional para cada um dos testes é mostrado na Figura 5.

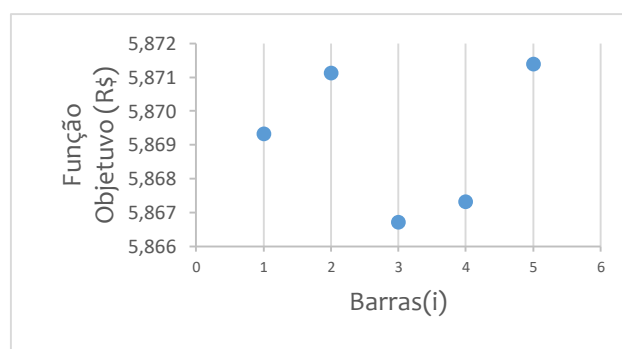


Figura 5: Custo de operação total do sistema para cada barra que um ESS foi alocado

A Figura 5, obtida pelo método de sucessivos testes, mostra que a alocação de menor custo é a mesma que foi obtida pelo modelo matemático proposto.

Impactos Ambientais das Fontes Renováveis

Embora, neste trabalho o impacto ambiental do uso das fontes renováveis não ficou explícito, pois a subestação que injeta energia aos sistemas não faz diferença entre energia renovável e não renovável. Deve-se mencionar que a marca de carbono de concessionárias elétricas em países de América Latina é alta, sendo que alguns países têm na matriz energética elétrica 30% de geradores termoeletrônica. Assim sendo, o uso de fontes renováveis em conjunto com sistemas de armazenamento de energia elétrica, trazem um benefício ao meio ambiente, cuja quantificação será realizada em trabalhos futuros.

4. CONCLUSÃO

No presente trabalho, propôs-se uma aplicação de otimização para o planejamento da operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia levando-se em consideração as restrições técnicas de sistemas de distribuição através de um modelo matemática de PNLIM em uma microrrede. O objetivo foi minimizar os custos totais de operação, considerando-se suas capacidades de energia e potência, bem como os custos

operacionais referentes às perdas técnicas na distribuição. Foi obtida uma redução no custo total de planejamento a partir da inclusão de capacidade de armazenamento no sistema, indicando a viabilidade de investimento neste recurso, principalmente na presença de geração renovável, visto que os picos desta modalidade não coincidem, necessariamente, com os períodos de maior demanda.

O modelo de PNLIM é solucionado usando solver comercial BONMIN. Já a adoção de parâmetros comerciais para os equipamentos e um pequeno intervalo de discretização na simulação são diferenciais do trabalho, contribuindo para a obtenção de curvas de estado de carga da bateria suavizadas, consequentemente, minimizando a perda de vida útil do mesmo e a redução no custo total de compra de energia, indicando a viabilidade de investimento neste recurso, principalmente na presença de geração renovável, onde pode-se armazenar o excedente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Ogunjuyigbe, T. Ayodele, O. Akinola, 2016 "Optimal allocation and sizing of pv/wind/split-diesel/battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building," *Applied Energy*, vol. 171, pp. 153-171.
- [2] B.F. Neenan, J.K.G. Robinson, 2010 "Electricity Energy Storage Technology Options", EPRI.
- [3] CEMIG 2017 "Simulador de Fatura para Cliente Cativo", Centrais Elétricas de Minas Gerais.
- [4] C. Shang, D. Srinivasan, T. Reindl, 2016 "Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems," *Energy*, vol. 114, pp. 671-682.
- [5] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou and A. Dimeas, 2008 "Microgrids management," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, pp. 54-65.
- [6] F. Rodrigues, 2007 "Análise de metodologias para alocação de perdas em sistemas elétricos de potência operando segundo mercado pool", UFPR.
- [7] G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, 2008 "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 23, pp. 241-248.
- [8] Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., and Marnay, C. 2007 Microgrids. *IEEE Power Energy Mag.*, 5(4), 78-94.
- [9] Koller, M., Borsche, T., Ulbig, A. & Andersson, G. 2013 "Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system", *IEEE Grenoble Conference*, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [10] M. Sedghi, A. Ahmadian, M. Aliakbar-Golkar, 2016 "Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 304-316.
- [11] R.H. Lasseter, P. Paigi, 2004 "Microgrid: a conceptual solution", *IEEE 35th Power Electronics Spec.*
- [12] P. Bonami, L.T. Biegler, A.R. Conn, G. Cornuejols, I.E. Grossmann, C.D. Laird, J. Lee, A. Lodi, F. Margot, N. Sawaya and A. Waechter, 2008 "An Algorithmic Framework for Convex Mixed Integer Nonlinear Programs." *Discrete Optimization*. 5(2):186-204.
- [13] Q. Li, S. S. Choi, Y. Yuan, D. Yao, 2011 "On the determination of battery energy storage capacity and short-term power dispatch of a wind farm," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 148-158.
- [14] Y. Atwa, E. El-Saadany, M. Salama and R. Seethapathy, 2010 "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 25, pp. 360-370.
- [15] Zidar, M, Georgilakis, P. S., Hatziargyriou, N. D., Capuder, T. and Skrlar, D. 2016 "Review of energy storage allocation in power distribution networks: Application, methods and future research." *IET Gener. Transm. Distrib.* Vol. 10, Iss. 3, pp. 645-652.
- [16] CORRAR, Luiz J; THEÓFILO, Carlos R et. All; Pesquisa Operacional para Decisão em Contabilidade e Administração. São Paulo, Atlas, 2004.
- [17] LAND, A. H.; DOIG, A. G. An automatic method of solving discrete programming problems. *Econometrica*, v. 28, n. 3, p.497-520, 1960.

LISTA DE SÍMBOLOS

Os símbolos utilizados neste trabalho são reproduzidos abaixo para referência rápida.

Conjuntos:

Ω_t	Conjunto do tempo (24 horas).
Ω_{ESS}	Conjunto de baterias.
Ω_d	Conjunto de níveis de demanda.
Ω_b	Conjunto de barras.
Ω_s	Conjunto de barras de subestação

Constantes:

Z_{ij}	Impedância
V_i^{max}	Magnitude de tensão máxima permitida em uma barra.
V_i^{min}	Magnitude de tensão mínima permitida em uma barra.
c_t	Custo de energia, no tempo t.
Δt	Número de horas do nível de demanda d.
$P_{i,t}^{solar}$	Injeção de potência ativa do gerador solar na barra i, no tempo t.
$P_{i,t}^{eol}$	Injeção de potência ativa do gerador eólico na barra i, no tempo t.
$P_{i,t}^d$	Demanda ativa na barra i, no tempo t.
$Q_{i,t}^d$	Demanda reativa na barra i, no tempo t.
$S_{i,t}$	Limite de potência aparente da subestação na barra i.
n_{carga}	Eficiência de carregamento.
$n_{descarga}$	Eficiência de descarregamento.
$P_{i,min}^{carga}$	Limite mínimo de injeção de energia no dispositivo de armazenamento de energia na barra i.
$P_{i,max}^{carga}$	Limite máximo de injeção de energia no dispositivo de armazenamento de energia na barra i.
$P_{i,max}^{descarga}$	Limite máximo de extração de energia no dispositivo de armazenamento de energia na barra i.
$P_{i,min}^{descarga}$	Limite mínimo de extração de energia no dispositivo de armazenamento de energia na barra i.
$SOC_{i,max}$	Capacidade máxima de armazenamento de energia

$SOC_{i,min}$ Capacidade mínima de armazenamento de energia

Variáveis Contínuas:

$P_{i,t}^{carga}$ Extração de potência ativa dos dispositivos de armazenamento na barra i , no tempo t .

$P_{i,t}^{descarga}$ Injeção de potência ativa dos dispositivos de armazenamento na barra i , no tempo t .

$SOC_{i,t}$ Energia armazenada no dispositivo de armazenamento na barra i , no tempo t .

$P_{S,t}$ Potencia ativa fornecida pela subestacao na barra i , no tempo t .

$Q_{S,t}$ Potencia reativa fornecida pela subestação na barra i , no tempo t .

OF Função Objetivo.

Variáveis Binárias:

N_i^{ESS} Estado de operação do dispositivo de armazenamento de energia na barra i , no nível de demanda d .



Los artículos publicados por TECNIA pueden ser compartidos a través de la licencia Creative Commons: CC BY 4.0 Perú. Permisos lejos de este alcance pueden ser consultados a través del correo revistas@uni.edu.pe

