

# Optimal Allocation of Energy Storage System in Distribution Systems with Intermittent Renewable Energy

L. R. Pontes, H. R. Espinoza, Y. P. Molina, J. E. Luyo

**Abstract**— This paper presents a method for optimal allocation of energy storage devices in electric power distribution systems with the inclusion of renewable sources, also determining the optimal number to be allocated and the battery optimal cycle of loading and unloading. The method observes the constraints of the electrical network, such as the voltage profile within preset limits, as well as the intermittency of renewable sources based on wind and solar energy. The proposed method was applied to a hypothetical 5-bus network and the IEEE 24-bus distribution network. The results show that the proposed method can extend battery life and reduce the cost of purchasing electric energy.

**Index Term**— Storage system, micro grids, optimal allocation, economic dispatch, optimization.

## I. 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 de Dispositivos de Armazenamento de Energia (DAEs), que mitigam as flutuações na geração e no fornecimento [1].

Os sistemas de armazenamento de energia apresentam uma oportunidade para trazer o equilíbrio de energia, permitindo que a energia seja armazenada e liberada em diferentes momentos. As aplicações potenciais de sistemas integrados de baterias abrangem toda a cadeia de fornecimento de energia elétrica, da geração ao uso final, e os benefícios potenciais variam de melhor regulação de frequência e estabilidade dinâmica a utilização superior de recursos energéticos renováveis e distribuídos [2].

O armazenamento de energia pode melhorar o gerenciamento de energia em sistemas elétricos, que incluem fontes de energia renováveis, que podem aliviar os problemas causados pela incerteza e variabilidade associada a fontes de

energia solar e eólica em sistemas de potência. O uso destes dispositivos proporciona serviços auxiliares e aumenta a eficiência e flexibilidade do sistema [3].

Nas aplicações de DAE nos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) existem vários pontos que podem ser abordados, destacando-se a alocação e operação. A alocação de dispositivos de armazenamento de energia pode ser abordada como um problema de planejamento de operação de sistemas de energia elétrica. O planejamento de um SDEE consiste na avaliação das restrições técnicas e econômicas do problema e na obtenção de uma solução de compromisso entre a minimização dos custos de investimentos e operação, e o atendimento a padrões preestabelecidos de confiabilidade e qualidade do atendimento [4]. Assim, a alocação de um DAE deve proporcionar um saldo positivo na análise econômica do projeto para que se considere sua alocação, além de uma melhor distribuição da energia armazenada na rede [5].

Na operação, deve-se levar em consideração a forma com que o sistema contendo baterias é operado, com o propósito de aproveitar da melhor forma os benefícios provenientes desta tecnologia, minimizando a quantidade de recursos utilizada [6].

A integração da geração distribuída e armazenamento impõe novos desafios dentro dos problemas de alocação de DAEs e operação de SDEE. A obtenção das decisões de controle do sistema é um problema difícil, porque as equações de fluxo de carga são não lineares e a geração das fontes renováveis é estocástica [7]. Na literatura, as variáveis de decisão relativas à alocação e operação dos DAEs predominantemente utilizadas são a potência (kW), capacidade de armazenamento (kW·h) e a localização no sistema [8].

Em [9], é apresentado um algoritmo genético híbrido para resolver o problema de alocação e dimensionamento da geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e bancos de capacitores. Contudo, segundo [10] a aplicação de algoritmos genéticos apesar de encontrar soluções de boa qualidade, elas não garantem uma solução ótima global.

Dessa forma, o presente artigo apresenta a implementação de um modelo matemático de programação não-linear inteira misto (PNLIM), com o objetivo de propor um método para determinação da quantidade e localização das baterias de chumbo-ácido, que devem ser instaladas no SDEE, visando à extensão de sua vida útil e também a minimização do custo de compra de energia em sistemas de distribuição com a inserção de fontes intermitentes, tendo como base o modelo apresentado por [7]. O método proposto considera 2 funções objetivo para fins de comparação, a primeira baseada somente no custo da energia comprada pela subestação. A segunda

Submetido em: 02 de Outubro de 2019.

L. R. Pontes, Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica, João Pessoa, Paraíba, Brasil (e-mail: luiz.pontes@ee.ufcg.edu.br).

Y. P. M. Rodriguez, Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica, João Pessoa, Paraíba, Brasil (e-mail: molina.rodriguez@cear.ufpb.br).

H. R. Espinoza, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Peru (e-mail: hrojase@uni.pe).

J. E. Luyo, Espinoza, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Peru (e-mail: jeluyo@yahoo.es).

baseada na minimização do custo operacional do sistema e maximização da vida útil da bateria, além de observar as perdas no carregamento e descarregamento dos DAEs e as restrições da rede elétrica.

Para demonstrar a aplicação do modelo matemático desenvolvido e a eficiência das técnicas de solução foi utilizado sistema teste de 5 barras e o IEEE-24 barras para um período de 24 horas.

Este artigo está dividido em: Seção II que descreve a modelagem dos componentes do sistema; Seção III descreve as descrições das funções objetivos utilizados; Seção IV: resultados; Seção V: os desempenhos computacionais de cada simulação; e por fim, Seção VI: são expostas as considerações finais deste trabalho.

## II. MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Na implementação do método proposto foi utilizado o software GAMS, ferramenta utilizada em problemas de otimização em diversas áreas [11] e o *solver* comercial BONMIN, que utiliza o método de otimização *Branch and Bound* (BxB). Esta ferramenta simulou a rede de distribuição estudada. Para isso foi preciso inserir os componentes das redes e suas respectivas características elétricas. As unidades de geração eólica e solar foram inseridas em alguns barramentos da rede, além de DAEs caracterizados por baterias.

Para que o PNLIM desenvolvido encontrasse soluções ótimas na alocação dos bancos de baterias e operação do sistema como um todo, foram realizadas as seguintes considerações:

- O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) está equilibrado e representado pelo equivalente monofásico;
- Para cada instante, as demandas de carga são representadas por um valor constante de potência ativa e reativa;
- Planejamento horizontal de 24 horas com intervalos de discretização de  $\Delta t = 1$  h;
- O horário das 18 horas às 20 horas foi considerado horário de ponta. Às demais horas do dia foram consideradas horário fora de ponta;
- A função objetivo foi minimizar custos;
- Limites de tensão nos barramentos estabelecidos entre 0,95 e 1,05 p.u.;
- Existem limites de transferência de potência entre as barras;
- Geradores fotovoltaicos e eólico foram alocados no sistema;

### A. Fluxo de Carga

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

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

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

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

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

Em que:

$P_{ij}, t$ : Potência ativa transmitida entre as barras  $i$  e  $j$  no período  $t$ ;

$Q_{ij}, t$ : Potência reativa transmitida entre as barras  $i$  e  $j$  no período  $t$ ;

$P_{i,t}^d$ : Potência demandada  $d$  na barra  $i$  no período  $t$ ;

$P_{i,t}^s$ : Potência fornecida  $s$  na barra  $i$  no período  $t$ ;

$V_{i,t}$ : Módulo da tensão na barra  $i$  no período  $t$ ;

$\delta_{i,t}$ : Ângulo da tensão na barra  $i$  no período  $t$ ;

$Z_{ij}$ : Impedância da linha localizado entre as barras  $i$  e  $j$ ;

$\theta_{ij}$ : Ângulo da impedância da linha localizado entre as barras  $i$  e  $j$ ;

Utilizando as equações (1) - (4) foi possível escrever as equações do fluxo de potência, as quais calculam o ponto de operação em regime permanente de um sistema de distribuição.

As restrições de fornecimento na subestação: restrições de potência ativa e reativa nos ramos e limites de tensão são dadas pelas equações (5) - (8):

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

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij}^{max} \quad \forall j \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (6)$$

$$Q_{ij}^{min} \leq Q_{ij,t} \leq Q_{ij}^{max} \quad \forall j \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (7)$$

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

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

Em que:

$\Omega_s$ : Conjunto Subestações;

$\Omega_t$ : Conjunto dos períodos;

$\Omega_d$ : Conjunto de níveis de demanda;

$\Omega_i$ : Conjunto dos barramentos;

A restrição (8) limita as tensões nas barras do sistema aos valores preestabelecidos pela norma vigente e a restrição (9) limita o ângulo delta no barramento  $i$  que variam entre  $[\pi/2, -\pi/2]$ , para evitar problemas de estabilidade no sistema de potência.

### B. Fontes Renováveis Intermitentes

A geração distribuída representa uma proposta complementar ao mercado de energia, pois se baseia na geração de pequeno porte, que são geralmente caracterizadas por fontes renováveis, como turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e usinas de biomassa.

No modelo foram consideradas unidades geradoras como eólica e fotovoltaica, representadas por despachos variados de apenas potência ativa, considerando o fator de potência igual a 1, logo não há reativos ( $Q = 0$ ). Para cada fonte renovável alocada na barra  $i$ , em cada instante de tempo  $t$ , sua respectiva geração é representada por uma injeção de potência ativa  $P_{i,t}^{solar}$  (kW) e  $P_{i,t}^{eol}$  (kW).

Destaca-se que os valores dessas injeções são considerados neste trabalho como dados de entrada e não como variáveis do modelo.

### C. Dispositivo de Armazenamento de Energia (DAE)

Segundo [12], 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) Expressões para alocação do DAE:

$$SOC_{i,min} * N_i^{DAE} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max} * N_i^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall t \in \Omega_t \quad (10)$$

$$\sum_i N_i^{DAE} \leq N_{max}^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (11)$$

$$SOC_{i,0} = \alpha_0^{DAE} * SOC_{i,max} \quad (12)$$

$$N_i^{DAE} \in \{0,1\} \quad (13)$$

A equação (10) limita a quantidade máxima e mínima de energia que o DAE pode armazenar, cujo  $\Omega_{DAE}$  é o conjunto de barras com DAEs conectados no sistema. Se  $N_i^{DAE} = 0$ , então  $SOC_{i,t} = 0$ , ou seja, o dispositivo de armazenamento  $i$  está desconectado. Se  $N_i^{DAE} = 1$ , então  $SOC_{i,min} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max}$ , ou seja, o dispositivo de armazenamento  $i$  está conectado. A equação (11) 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 (12) determina que o armazenamento inicial do DAE é proporcional ao armazenamento máximo suportado pelo equipamento através de um fator  $\alpha_0^{DAE}$ . A expressão (13) apresenta a característica binária das variáveis de alocação de um DAE. Se  $N_i^{DAE} = 1$ , então, o DAE foi alocado na barra( $i$ ) durante todo o horizonte de planejamento, caso contrário não.

### D. Equações para Operação do DAE

De acordo com os manuais de fabricantes de baterias, pode-se encontrar sua capacidade nominal, que representa a quantidade máxima de carga que o dispositivo consegue armazenar [13]. 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 apresentado por [9], o estado atual de cada bateria é atualizado a cada período de operação de acordo com a equação (14).

Vale ressaltar que a potência da bateria em cada período ( $\Delta_t$ ) pode ter valores positivos ou negativos. Quando o valor é positivo, a bateria se encontra em estado de carregamento e o sistema injeta energia na bateria. De forma análoga, um valor negativo indica que a bateria se encontra fornecendo energia ao sistema e operando no modo de descarregamento.

Para preservar o tempo de vida útil do dispositivo de armazenamento, deve-se atentar à não utilização do sistema próximo de estar totalmente descarregado [14].

As expressões (14) - (16) representam o modelo da operação de dispositivo de armazenamento de energia.

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + (P_{i,t}^{carga} * n_{carga} - \frac{P_{i,t}^{descarga}}{n_{descarga}}) \Delta_t \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall t \in \Omega_t \quad (14)$$

$$N_i^{DAE} * P_{i,min}^{carga} \leq P_{i,t}^{carga} \leq P_{i,max}^{carga} * N_i^{DAE} \quad (15)$$

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

A expressão (16) limita a potência mínima e máxima que um DAE pode injetar no período  $t$ , na barra em que está conectado. Enquanto, a equação (15) limita a potência mínima e máxima que um DAE pode armazenar no período  $t$ . A variável  $N_i^{DAE}$  representa a existência do DAE no sistema. A expressão (14) representa o balanço de energia do DAE para cada intervalo  $t$ , do período em análise, levando em consideração apenas as perdas de armazenamento  $n_{carga}$  e descarregamento  $n_{descarga}$  de potência no sistema.

Foram desconsideradas as perdas por autodescarga, devido às simulações serem realizadas em um intervalo de tempo pequeno e sempre estarem em operação. A autodescarga ocorre em períodos de não utilização da bateria por longos períodos de tempo, conforme [15] e [16].

Levando em consideração as contribuições dos dispositivos de armazenamento, da geração renovável, a expressão (1) deve ser substituída pela expressão (17), apresentada abaixo. Os balanços de potência ativa e reativa são obtidos a partir das equações (17) e (18):

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}, t = -P_{i,t}^d + P_{i,t}^s + P_{i,t}^{solar} + P_{i,t}^{eol} - P_{i,t}^{carga} + P_{i,t}^{descarga} \quad (17)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}, t = Q_{i,t}^s - Q_{i,t}^d \quad (18)$$

## III. FUNÇÃO OBJETIVO

Na literatura são encontradas diferentes abordagens, considerando aspectos técnicos e econômicos para a função objetivo do problema de alocação de DAEs em sistemas de distribuição de energia elétrica. Desse modo, foi realizado a abordagem de duas funções objetivos distintas, descritas a seguir:

**1) Função Objetivo 1 (FO1):** Minimização de custos operacionais, baseado apenas nos custos da energia comprada pela subestação, representada pela expressão (19):

$$FO1 = \sum_{i=1}^{Nb} \sum_{t=1}^{24} c^s * P_{i,t}^s \quad (19)$$

Sendo  $c^s$  (R\$/kWh) o custo de compra de energia fornecida pela subestação, que varia conforme os horários de ponta e fora de ponta, citados anteriormente. A variável  $P_{i,t}^s$  (kW)

representa a potência ativa comprada da subestação S, localizada na barra i, durante o período de tempo t (horas) e Nb representa o número de barras dos sistemas.

**2) Função Objetivo 2 (FO2):** Minimização do custo operacional do sistema e a maximização da vida útil da bateria (minimizando a descarga), (20), que está dividida em duas parcelas:

- Minimização do custo de compra de energia da subestação;
- Minimização do custo de uso do DAE.

$$FO2 = FO1 + \sum_{i=1}^{Nb} \sum_{t=1}^{24} c^{DAE} * P_{i,t}^{descarga} \quad (20)$$

Na expressão (20), para cada período t (hora),  $c^{DAE}$  (R\$/kWh) representa o custo de uso da energia do DAE e a potência de descarregamento do DAE na barra i é dada por  $P_{i,t}^{descarga}$  no período t. Esta expressão da equação tem como objetivo minimizar o uso do DAE, pois a perda de vida útil do mesmo é proporcional a corrente que ele entrega ao sistema [17]. Como consequência, a função objetivo encarece a operação do sistema se comparada com a FO1. Com isso, não existe a necessidade de restringir a quantidade de vezes que o dispositivo pode operar no sistema. Espera-se que na solução do problema proposto, o sistema opere os DAEs apenas em momentos de maior demanda e ajude a respeitar as restrições de operação do sistema.

#### IV. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados e analisados os resultados das simulações nos sistemas testes de distribuição radial de 5-Barras e no IEEE-24 barras. Para cada sistema teste foram realizadas simulações FO1 e FO2, a fim de comparação. Para os valores indicados foram calculados manualmente visando a comparação do custo de uso das baterias, ressaltados em vermelho.

##### A. Sistema Teste 5-Barras

Este sistema possui 5-Barras, com tensão nominal de 13.8 kV, carga total de 1 MW potência ativa e reativa de 215 kVar. O sistema é composto por 6 linhas, tem seus dados disponíveis em [18]. Nesse sistema, uma fonte externa está ligada na barra 2 e foi considerada como slack (Barra de referência) e a potência fornecida foi limitada em  $S_i^{max} = 700 \text{ kVA}$ . As demais barras são do tipo PQ e todas as barras possuem cargas. Na Fig. 1 é ilustrado o sistema de 5-Barras.

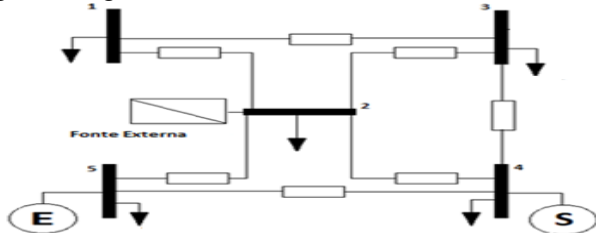


Fig. 1. Diagrama Unifilar - Sistema 5-Barras.

O modelo implementado permite a alocação de múltiplas baterias de chumbo-ácido; entretanto, para esta simulação

admitiu-se  $N_{max}^{DAE} = 1$ , ou seja, somente um DAE pode ser alocado no sistema.

O sistema teste contém uma fonte eólica na barra 5 e outra solar na barra 4, de mesma potência nominal (0.3 MW). Um DAE está disponível para ser alocado no sistema com capacidade  $SOC_{i,max} = 1000 \text{ kWh}$  e eficiência de carregamento e descarregamento de  $n_{carga} = n_{descarga} = 0.95$ . O custo da potência fornecida pelo DAE foi igual a  $C_d^{DAE} = 60 \text{ R\$/kWh}$ .

A Fig. 2 ilustra que a geração fotovoltaica e eólica apresenta rápida variação no nível de geração. Esta variação é bastante característica de fontes de energia intermitentes e o uso de DAE pode ajudar a amenizar o impacto deste comportamento no sistema [19].

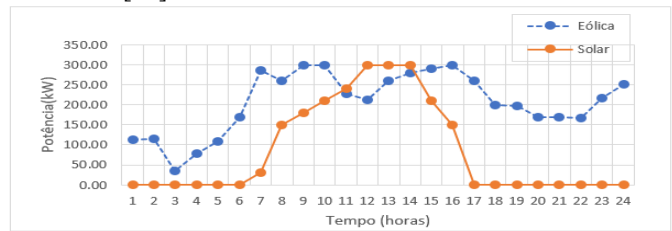


Fig. 2. Potência fornecida pelas fontes intermitentes.

O preço da energia também sofre variação ao longo da operação. Em muitos países ocorre a cobrança de uma tarifa maior em horários de pico, visando à atenuação da demanda excessiva nesses horários [20]. Portanto, foi considerado nas simulações a tarifa horo-sazonal, no qual teremos valores de 0.53 R\$/kWh no horário fora de ponta e 0.93 R\$/kWh em ponta. Esses valores foram baseados nos dados utilizados no simulador da CEMIG [21].

- **Caso 1** - neste caso, o modelo de PNLIM utiliza FO1, com  $SOC_{max} = 1 \text{ MWh}$ ,  $SOC_{min} = 0$  e  $\alpha_0^{DAE} = 0.2$ .
- **Caso 2** - neste caso, o modelo de PNLIM utiliza FO2. Para garantir uma maior durabilidade do equipamento, foi considerado  $SOC_{min} = 0.2 \text{ MWh}$ ,  $SOC_{max} = 1 \text{ MWh}$  e  $\alpha_0^{DAE} = 0.2$ .

As Tabelas I e II, respectivamente, apresentam os resultados de alocação e os custos de operação dos testes.

TABELA I  
BARRA DE ALOCAÇÃO DO DAE

	Caso 1 – FO1	Caso 2 – FO2
Barra de alocação	4	3

TABELA II  
CUSTO DE OPERAÇÃO

	Caso 1 – FO1	Caso 2 – FO2
Compra de energia (R\$)	6,489.11	6,543.66
Custo de uso DAE	<b>57,000.00</b>	<b>31,193.46</b>
Função Objetivo	6,489.11	37,737.12
Vidal útil do DAE 1 (anos)	<b>1.34</b>	<b>2.46</b>

- **Análise da alocação ótima do DAE**

Para o caso 1 foi considerado somente o custo da compra de energia da subestação e obteve-se um custo 3.06 % menor em relação ao caso 2. Entretanto, quando analisado a estimativa do ciclo de vida do DAE, nota-se que o caso 2 foi obtido um desempenho melhor, tendo proporcionado um ganho de 45 % na vida útil do DAE (Tabelas I e II). Ainda na Tabela II foi calculado manualmente o custo de uso do DAE de R\$57,000.00 para o Caso 1 e comprovou-se que ao não restringir o uso do dispositivo, tivemos um custo operacional maior e uma degradação da vida útil da bateria mais rápida.

Para o sistema utilizado, foi mais vantajoso alocar e operar o DAE com o objetivo de que ele auxilie a subestação somente nos horários de ponta e nos momentos em que a demanda de carga seja superior ao limite da subestação, mais a geração das fontes renováveis, proporcionando uma maior confiabilidade do sistema. E não optando por utilizar a energia armazenada em horários fora de ponta para apenas reduzir os custos com energia comprada da subestação.

### • Análise da operação ótima do DAE

Nos Casos 1 e 2 existem apenas um DAE é alocado e foram respeitadas as restrições da subestação através do descarregamento do DAE no horário de pico. As Figs. 3 (a) - (b) representam a operação obtida nesses casos.

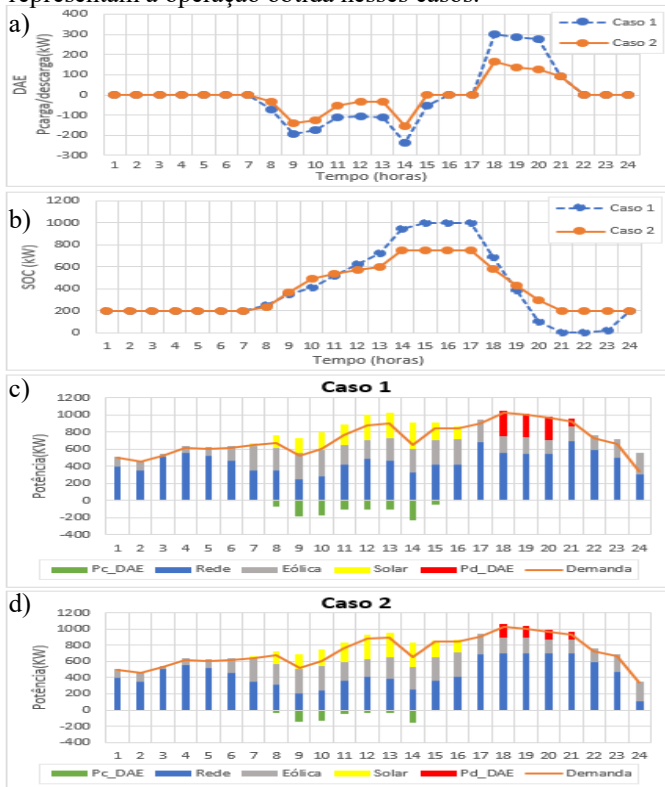


Fig. 3. (a) potência armazenamento ( $p < 0$ ) e potência injetada na rede pela bateria ( $p > 0$ ); (b) SOC; e (c) - (d) potência fornecida por todos os componentes do sistema para o caso 1 e 2, respectivamente.

As Figs. 3 (a) - (b) mostram que o ciclo ótimo de operação do DAE foi diferente nos casos 1 e 2. No caso 1, a energia foi armazenada e injetada no sistema com o objetivo de minimizar o custo de compra de energia da subestação de acordo com a tarifa, ou seja, armazenou energia fora de ponta, cujo custo de

compra foi menor e utilizou esta energia armazenada no horário de ponta, cujo custo foi maior.

As Figs. 3 (c) - (d) ilustra as potências fornecidas por todos os componentes do sistema, assim como sua demanda de carga total em cada período para o Caso 2. Analisando a Fig. 3 (b) para todo período do caso 1, foi observado a ocorrência de descarga profunda, com um pico de descarga de aproximadamente 95 %, que é altamente prejudicial à vida útil do dispositivo.

Já para o caso 2, a energia armazenada no DAE foi utilizada somente quando a demanda de energia do sistema superou o limite operacional da subestação de  $P_t^{max} = 700 \text{ kW}$ . Portanto, no caso 2, o DAE foi operado com o objetivo de auxiliar a subestação do sistema no horário de alta demanda de carga ou na ocorrência de alguma intermitência das fontes renováveis. Nota-se que para o caso 2, em todo o período analisado a energia armazenada esteve sempre maior ou igual a 200kWh e a restrição técnica de profundidade de descarga máxima de 50 % foi respeitada.

Dessa forma, conclui-se que o complemento da Função Objetivo 2, referente ao custo de injeção de potência do DAE na rede para o sistema teste apresentado (5-Barras), resultou em operações que prolongaram a vida útil do DAE, operando em momentos de maior demanda e respeitando as restrições de operação do sistema, além da minimização do custo de operação.

### B. Sistema Teste IEEE 24-Barras

Este sistema possui 24 barras, composto por 34 linhas com tensão nominal de 13,8kV. Nesse sistema, a fonte externa está conectada na barra de índice 15, com limite de operação de  $S = 1.5 \text{ MVA}$ . Na Fig. 4 é ilustrado o sistema IEEE 24-Barras modificado. Os dados do sistema são disponibilizados em [22].

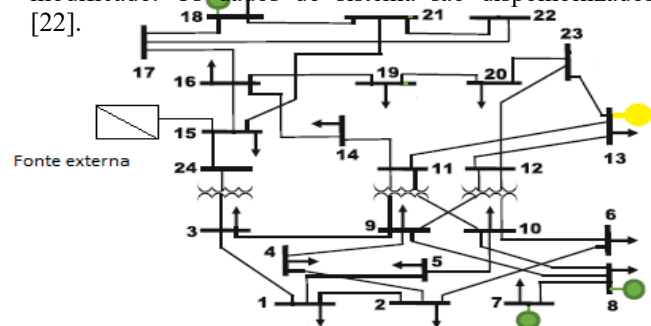


Fig. 4. Diagrama unifilar - IEEE 24-Barras.

O sistema teste contém três fontes eólica nas barras 7, 8, 18 e outra solar na barra 13, de mesma potência nominal (0.6 MW). O sistema possui cinco DAEs disponíveis a serem alocados, o qual sua capacidade total irá depender do tipo de caso teste a ser analisado, todos com eficiência de carregamento e descarregamento de  $n_{carga} = n_{descarga} = 0.95$ .

Foram realizados cinco casos testes, com múltiplos DAEs disponíveis para alocação e capacidade de armazenamento distinta:

- **Casos 3.1 e 3.2:** para o Caso 3.1,  $FO1$ , com  $SOC_{max} = 1 \text{ MWh}$ ,  $SOC_{min} = 0$  e  $\alpha_0^{DAE} = 0.2$ . Já para o Caso 3.2, utiliza

a FO2, para garantir uma maior durabilidade do equipamento, foi considerado  $SOC_{min} = 0,2 MWh$  e  $\alpha_0^{DAE} = 0.2$ , ambos os casos com  $N_{max}^{DAE} = 5$ .

- **Caso 4:** FO2, foi considerado  $SOC_{max} = 500 kWh$ ,  $SOC_{min} = 100 kWh$  e  $\alpha_0^{DAE} = 0.2$ , com  $N_{max}^{DAE} = 5$ .
- **Caso 5:** FO2, foi considerado  $SOC_{max} = 250 kWh$ ,  $SOC_{min} = 50 kWh$  e  $\alpha_0^{DAE} = 0.2$ , com  $N_{max}^{DAE} = 5$ .

A Tabela III – Apresenta os resultados da alocação e a Tabela IV os custos operacionais da subestação.

TABELA III  
ALOCAÇÃO DE DAES NO SISTEMA

Casos	N de DAES alocados	Barras de alocação
Caso 3.1 – FO1	2/5	6; 13
Caso 3.2 – FO2	2/5	2; 6
Caso 4 – FO2	3/5	2; 4; 6
Caso 5 – FO2	5/5	1; 2; 4; 5; 6

TABELA IV  
CUSTOS DE COMPRA DE ENERGIA DA SUBESTAÇÃO PARA OS CASOS COM FO2

Casos	Compra de energia da subestação(R\$)
Caso 3.2 – FO2	8023.568
Caso 4 – FO2	8022.363
Caso 5 – FO2	8008.635

• **Análise da alocação ótima do DAE**

De acordo com a Tabela III, para os Casos 3.1 e 3.2, respectivamente, os DAES são alocados nas barras 6; 13 e 2; 6. No caso 4, os DAES são alocados nas barras 2, 4 e 6. Já para o Caso 5, eles foram alocados nas barras 1; 2; 4; 5; 6. Destaca-se que, em todos os casos, existiam cinco DAES disponíveis para serem alocados. No entanto, nos Casos 3.1, 3.2 e 4 a solução ótima alocou somente dois e três DAES nos sistemas. Porque a potência fornecida pelas baterias foi suficiente para suprir a demanda de energia nos horários de picos, não existindo a necessidade de alocar um número maior de baterias disponíveis.

Ao analisarmos os resultados presentes na Tabela IV, percebemos que os custos de operação da subestação para os Casos que utilizavam FO2, foram diminuindo na medida que mais DAES foram alocados, o que pode ser explicado pelo fato de uma maior quantidade de dispositivos de menor dimensão instalados em diferentes locais do sistema proporcionarem uma melhor distribuição da capacidade de armazenamento no sistema [23].

A Tabela V, traz os resultados referentes aos custos operacionais e as estimativas de vida útil das baterias alocadas dos Casos 3.1 e 3.2, os quais foram simulados com funções objetivos distintos, a fim de comparação.

Para o Caso 3.1, a função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação, a solução obtida pelo modelo proposto foi  $N_6^{DAE}$  e  $N_{13}^{DAE} = 1$  e para as demais barras tem valor nulo, ou seja, as baterias foram alocadas nas barras 6 e 13. O valor da função objetivo foi de R\$ 7.426,87.

Para o caso 3.2, cuja função objetivo é de minimização da compra de energia da subestação e ao mesmo tempo minimizar o uso do DAE, a solução obtida pelo modelo proposto foi  $N_2^{DAE}$  e  $N_6^{DAE} = 1$ , ou seja, as baterias foram alocadas nas barras 2 e 6. O valor da função objetivo foi de R\$ 53.335,37.

TABELA V  
RESULTADOS DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO E ESTIMATIVA DE VIDA ÚTIL DOS DAES PARA OS CASOS 3.1 E 3.2

	Caso 3.1 – FO1	Caso 3.2 – FO2
Compra de energia (R\$)	7,426.87	8,023.57
Custo de uso DAE 1	68,455.89	32,893.09
Custo de uso DAE 2	57,000.00	12,418.71
Custo total de uso do DAE (R\$)	<b>125,455.89</b>	<b>45,311.80</b>
Função Objetivo (R\$)	7,426.87	53,335.37
Vida útil do DAE 1 (anos)	<b>1.12</b>	<b>2.33</b>
Vida útil do DAE 2 (anos)	<b>1.34</b>	<b>6.17</b>

A Tabela V, mostra que para o Caso 3.1, foi considerado somente o custo de energia da subestação, obteve-se um custo 8.03 % menor em relação ao Caso 3.2. Entretanto, quando analisada a estimativa do ciclo de vida do DAE, notou que o caso 3.2 obteve melhor desempenho, minimizando o uso dos dispositivos e consequentemente prolongando a expectativa de vida útil do mesmo. Foi realizado uma média entre a vida útil das baterias, proporcionando um ganho de aproximadamente 71% na vida útil dos DAES em relação ao Caso 3.1.

Ainda na Tabela V foi calculado o custo de uso dos DAES para o Caso 3.1 que comprovou que ao não restringir o uso do dispositivo, teve um custo de operação maior de R\$ 125.455,89 e uma deterioração da vida útil mais rápida.

• **Análise da operação ótima do DAE**

Como não há variação significativa no perfil das operações entre os casos teste que utilizam a FO2, apenas os Casos 3.1 e 3.2 foram analisados e comparados. Foi necessário a utilização de dois DAES em ambos os casos para respeitar a restrição da subestação nos horários de pico.

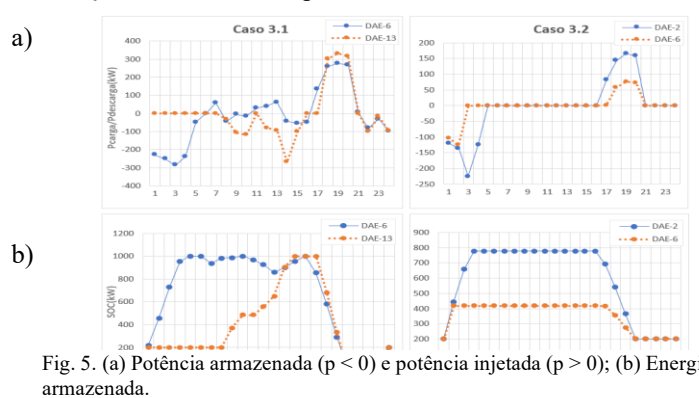


Fig. 5. (a) Potência armazenada ( $p < 0$ ) e potência injetada ( $p > 0$ ); (b) Energia armazenada.



As Figs. 5 (a-b) representam a operação das baterias e o estado de carga do DAE em um planejamento horizontal de 24 horas. De acordo com as Figs. 5 (a), o DAE do Caso 3.1 está carregando e descarregando em todos os períodos, apenas para reduzir o custo de operação da subestação. Em contrapartida, no Caso 3.2, o DAE opera em estado de carregamento nos horários fora de ponta e descarrega apenas na hora de ponta, visando uma maior durabilidade dos dispositivos. Analisando as Figs. 5.b) para todo o período de ambos os casos foi observado que para o Caso 3.1 a ocorrência de descarga profunda, com um pico de descarga próximo a 100%, prejudicando diretamente a vida útil da bateria.

A Fig. 6, ilustra as potências fornecidas por todos os componentes do sistema, assim como sua demanda de carga total em cada período para os casos 3.1 e 3.2.

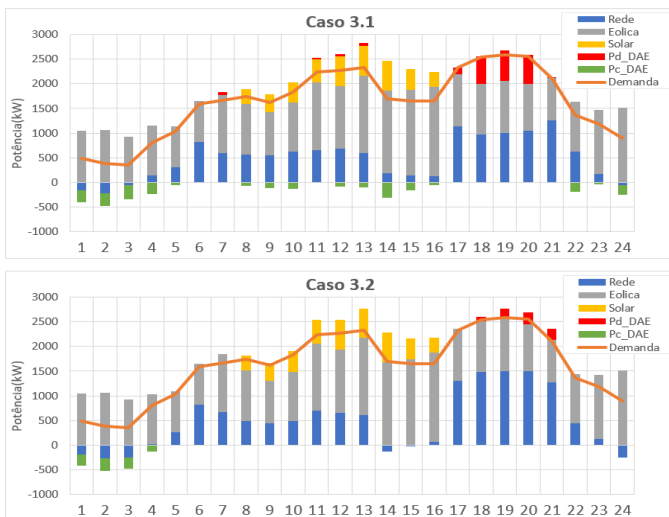


Fig. 6. Perfil da demanda de carga do sistema, mais a potência fornecida por todos os componentes do sistema.

Ao analisar a Fig. 6, foi percebido que o Caso 3.1 em alguns períodos do dia teve injeção de potência na rede por parte do DAE, sem a devida necessidade, uma vez que a demanda já foi suprida. Já o Caso 3.2, foi operado apenas quando a demanda de energia do sistema é maior que a ofertada, tanto pela subestação quanto pelas fontes intermitentes.

Percebe-se que para o sistema de 24 barras, apesar de ter utilizados múltiplos dispositivos, o comportamento das baterias foi bastante semelhante ao sistema de 5-Barras. Ao comparar os resultados quando usados *FO1* e *FO2*, observa-se que a parcela de custo da potência injetada pela bateria fez toda a diferença, em um melhor gerenciamento de operação do dispositivo, conseqüente proporcionou um aumento no tempo de vida destes dispositivos. Logo, conclui-se que é mais vantajoso utilizar a *FO2* para alocar e operar os DAEs no sistema.

## V. DESEMPENHO COMPUTACIONAL

Os SDEE geralmente apresentam grande dimensão, variando entre dezenas e milhares de barras. Contudo, a medida que a dimensão do sistema aumenta, o espaço de busca por soluções torna-se maior.

Para os casos analisados, por exemplo, o sistema possui apenas 5 barras; entretanto, a solução do modelo completo apresenta 1521 equações, 1376 variáveis, sendo 5 binárias, e 1037 restrições, ou seja, como o modelo é bem detalhado, o problema computacional tornou-se complexo.

Na Tabela VI apresenta-se o tempo necessário para resolver o problema nos casos 3.2 a 5. As simulações foram realizadas utilizando-se o *solver* BONMIN (configurações padrão) em um computador com um processador Intel core i7 2.70 GHz e memória RAM de 16 GB.

TABELA VI  
TEMPO COMPUTACIONAL

Casos	Tempo(s)
Caso 3.2	201.62
Caso 4	242.44
Caso 5	330.00

Dentre os casos da Tabela VI, nota-se o aumento crescente do tempo de solução. Na medida que cresceu o número de DAEs para serem alocados ocorreu o aumento do espaço de busca pela solução, tornando a sua obtenção mais demorada e exigindo um maior esforço computacional.

Os resultados foram obtidos em um tempo computacional razoavelmente baixo, de modo que para sistemas de pequena dimensão, da ordem de poucas dezenas de barras, o modelo e a técnica de solução podem ter aplicação prática. Entretanto, nota-se que na medida em que a complexidade do problema aumentou, o tempo de solução tornou-se cada vez maior.

Analisando as simulações sobre a perspectiva do desempenho computacional, foi possível constatar que o tempo computacional de obtenção da solução aumentou na medida em que foram acrescentadas novas restrições, quando há mais DAEs para serem alocados e também quando a dimensão do sistema aumenta.

## VI. CONCLUSÃO

Nesse trabalho foi proposto um modelo matemático de otimização para resolver os problemas com alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia.

Resultou a determinação da quantidade de baterias a serem usadas e os locais em que os dispositivos deveriam ser instalados, bem como o ciclo ótimo de carga e descarga dos dispositivos, visando à extensão de sua vida útil, além de minimizar o custo de compra de energia.

Conclui-se que é mais vantajoso alocar e operar o DAE no auxílio da subestação, somente nos horários de ponta e nos momentos em que a demanda de carga seja superior ao limite da subestação e das fontes intermitentes, proporcionado, uma maior confiabilidade do sistema.

Ao comparar os resultados quando usados *FO1* e *FO2*, percebeu-se que a parcela de custo da potência injetada pela bateria inserida em *FO2*, fez toda a diferença em um melhor gerenciamento de operação do dispositivo, conseqüente proporcionou um aumento no tempo de vida destes dispositivos.

Para os resultados obtidos com o sistema teste de 5-Barras, observou-se um aumento significativamente na durabilidade da bateria em torno de 45%, já para o sistema IEEE 24-Barras, ocorreu a necessidade de alocação de mais de uma bateria para o funcionamento do sistema. Ao realizar a média entre a vida útil dos DAEs, foi observado um ganho proximamente de 71% na vida útil dos DAE.

Analisando as simulações sobre a perspectiva do desempenho computacional, os resultados obtidos foram esperados, com um tempo computacional razoavelmente baixo, de modo que para sistemas da ordem de poucas dezenas de barras, o método proposto ter aplicação prática. Entretanto, nota-se que na medida em que a complexidade do problema aumenta, o tempo de solução torna-se cada vez maior.

## REFERÊNCIAS

- [1] L. Pontes, Z. Ñaupari and Y. Molina, "Despacho econômico em micro redes considerando dispositivos de armazenamento de energia e inserção de fontes renováveis", *TECNIA* vol. 28, no 2, Dez. 2018.
- [2] G. Celli, S. Mocchi, F. Pilo and M. Loddo, "Optimal integration of energy storage in distribution networks," 2009 *IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, 2009, pp. 1-7.
- [3] J. P. Barton and D. G. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 441-448, June 2004.
- [4] M. L. Oliveira, "Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica." Ph.D. dissertation, Dept. Eng. Elétrica e Computação, Brasil, 2010.
- [5] T. T. Oliveira, D. R. Araujo and L. R. Araujo, "Método para Alocação e Operação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição com Restrições de Tensão e Redução das Perdas" M.S. thesis, Dept Eng. Elétrica UFJF, Brasil, 2018.
- [6] A. M. Santos, L. W. Oliveira, B. H. Dias and J. G. Oliveira, "Otimização da Operação de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica", Presented at The XII Latin-American congress on electricity generation and transmission - CLAGTEEE, 2017.
- [7] L. H. Macedo, J. F. Franco, M. J. Rider and R. Romero, "Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2825-2836, Nov. 2015.
- [8] M. Zidar, P. S. Georgilakis, N. D. Hatzigiorgiou, T. Capuder and D. Skrlar, "Review of energy storage allocation in power distribution networks: Application, methods and future research." *IET Gener. Transmission Distribution* vol. 10, Iss. 3, pp. 645-652, 2016.
- [9] G. Carpinelli, F. Mottola, D. Proto, and A. Russo, "Optimal Allocation of Dispersed Generators, Capacitors and Distributed Energy Storage Systems in Distribution Networks", *Modern Electric Power Systems*, Poland, 2010.
- [10] F. Glover and G. Kochenberger, *Handbook of Metaheuristics*. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic, 2003.
- [11] A. Soroundi, "Energy System Integration. Power System Optimization Modeling in GAMS", pp. 265-292, 2017. doi:10.1007/978-3-319-62350-4\_10
- [12] A. Ogunjuyigbe, T. Ayodele and O. Akinola, "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(c), pp. 153-171, 2016.
- [13] C. Shang, D. Srinivasan, and T. Reindl, "Generation and Storage Scheduling of Combined Heat and Power," *Applied Energy*, vol. 124, pp. 693-705, 2017, DOI: 10.1016/j.energy.2017.02.038.
- [14] Q. Li, S. S. Choi, Y. Yuan and D. L. Yao, "On the Determination of Battery Energy Storage Capacity and Short-Term Power Dispatch of a Wind Farm," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 148-158, April, 2011. doi: 10.1109/TSSTE.2010.2095434
- [15] P.H. Benhangi, D. Nakhaie, M.H. Moayed and A. Molazemi, "A novel electrochemical approach on the effect of alloying elements on self-discharge and discharge delivered current density of Pb-Ca-Ag lead-acid battery plates", *J. Power Sources*, pp. 10424-10429, 2011.
- [16] Y. Guo, J. Hu and M. Huang, "Investigations on self-discharge of gel valve-regulated lead-acid batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 158, Pages 991-996, 2006.
- [17] D. P. Jenkins, J. Fletcher and D. Kane, "Lifetime prediction and sizing of lead-acid batteries for microgeneration storage applications," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 3, pp. 191-200, September 2008.
- [18] F. Rodrigues, "Análise de metodologias para alocação de perdas em sistemas elétricos de potência operando segundo mercado pool", M.S thesis, Dept. Eng. Elétrica, Uni. Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2007.
- [19] Robyns, B., François, B., Delille, G. E Daudemont, C, "Energy storage in electric power grids", Wiley, 2015.
- [20] M. Sedghi, A. Ahmadian and M. Aliakbar-Golkar, "Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 304-316, Jan. 2016. doi: 10.1109/TPWRS.2015.2404533
- [21] CEMIG "Simulador de Fatura para Ciente Cativo", Centrais Elétricas de Minas Gerais, 2017. Available: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/tarifas.aspx>
- [22] E. T. Serra, A. F. Orlando and A. M. Martins, "Armazenamento de energia: Situação atual, perspectivas e recomendações", Comitê de energia da academia nacional de engenharia, Brasil, 2016. Available: <https://anebrasil.org.br/posicionamento/armazenamento-de-energia-situacao-atual-perspectivas-e-recomendacoes/>
- [23] E. A. Ribeiro, "Modelos de programação inteira mista para a alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais" M.S. thesis, Dept. Eng. Elétrica, Uni. Estadual Paulista, São Paulo, Brasil, 2013.



**Luiz Renato Braz Pontes** possui graduação em Engenharia Elétrica (2017), pela Universidade Federal de Campina Grande. M.Sc. em Sistemas de Potência (2019), na Universidade Federal da Paraíba, Campus João Pessoa – PB, Brasil. Seus interesses abrangem Energias Renováveis e Despacho econômico de sistemas de potência.



**Yuri P. M. Rodriguez** possui graduação em Engenharia Elétrica (2003) pela Universidade Nacional de Engenharia, Lima, Peru. M.Sc. em Sistemas de Potência (2005), na Universidade Federal do Maranhão. Doutorado em Engenharia Elétrica (2009) pela Universidade Católica do Rio de Janeiro, Brasil. Atualmente é Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, Centro de Energias Alternativas e Renováveis. Seus interesses abrangem operação de sistemas de potência em ambiente competitivo.



**Jaime Luyo Kuong** possui doutorado em Economia, pela Universidade Nacional de San Marcos, UNMSM. Tese de doutorado: "Poder de mercado em sistemas elétricos com geração hidrotérmica: caso do mercado de eletricidade do Peru". Engenheiro Eletricista Mecânico, formado com



"Distinção Unânime" na Universidade Nacional de Engenharia, UNI, Lima, Peru. Mestrado em Engenharia Elétrica (Sistemas e Controle), Rensselaer Polytechnic Institute, N.Y. EUA. Diploma em Gestão Pública, CAL-Instit. J. Ortega e Gasset (U. Complutense de Madrid). Especialização, Projeto de Sistemas de Energia para o Desenvolvimento Sustentável, Centro Internacional de Física Teórica, ICTP, Trieste, Itália. Pós-graduação: Universidade do Texas em Austin; Universidade de Duke, EUA A. Atualmente é Diretor do Programa de doutorado em Energética na Universidade Nacional de Engenharia em Peru.



**Hugo Rojas Espinoza** possui graduação em Engenharia Física (2008) pela Universidade Nacional de Engenharia em Peru. Mestrado em Ciências com ênfase em Energética (2014), na Universidade Nacional de Engenharia em Peru. MBA (2016) pela Pontifícia Universidade Católica de Perú. Atualmente é aluno e pesquisador de programa de doutorado em Energética na Universidade Nacional de Engenharia em Peru. Pesquisador a tempo completo, colaborando em pesquisas com a Universidade Federal de Paraíba. Seus interesses abrangem Energias Renováveis e Despacho económico de sistemas de potência.