

Modelo de Programação Linear Inteira Mista para o Dimensionamento Ótimo de uma Microrrede para Atendimento de Serviços Auxiliares de Subestações Durante Falhas na Alimentação

Lucas Ginez

UNESP, Faculdade de Engenharia Elétrica, Câmpus de Ilha Solteira, Ilha Solteira 15385-000, Brasil
lucas.ginez@unesp.br

John Fredy Franco

UNESP, Curso de Engenharia de Energia, Câmpus de Rosana, Rosana 19274-000, Brasil
fredy.franco@unesp.br

Alejandra Tabares

Universidad de los Andes, Departamento de Ingeniería Industrial, Bogotá 111711, Colômbia
a.tabaresp@uniandes.edu.co

Norberto Martinez

UNESP, Faculdade de Engenharia Elétrica, Câmpus de Ilha Solteira, Ilha Solteira 15385-000, norberto.martinez@unesp.br

José F. Resende

UNESP, Curso de Engenharia de Energia, Câmpus de Rosana, Rosana 19274-000, Brasil
jose.resende@unesp.br

Lucas Teles Faria

UNESP, Curso de Engenharia de Energia, Câmpus de Rosana, Rosana 19274-000, Brasil
lucas.teles@unesp.br

RESUMO

Serviços auxiliares são essenciais para a operação de subestações de energia elétrica. Portanto, um *backup* adequado é vital para manter os serviços auxiliares na eventualidade de falhas na alimentação. Embora o *backup* mais comum seja o gerador diesel, uma alternativa é a construção de uma microrrede híbrida com geração solar fotovoltaica e bancos de baterias. Devido aos altos custos dessas tecnologias, é crucial o dimensionamento de uma microrrede considerando critérios econômicos e de indisponibilidade dos serviços auxiliares. Este estudo propõe um modelo de programação linear inteira mista para o dimensionamento ótimo de uma microrrede híbrida visando o menor custo de investimento, onde uma multa aplicada à indisponibilidade dos serviços auxiliares é calculada avaliando um conjunto de cenários de falha. Testes feitos permitiram definir o dimensionamento ótimo do número de painéis fotovoltaicos e dos bancos de baterias para diferentes limites de investimento em uma subestação. Verificou-se que quando o limite de investimento é amplo, o investimento em baterias torna-se mais atrativo.

PALAVRAS CHAVE. Microrredes; Modelo Matemático; Otimização.

Tópicos (PO na Área de Energia, Petróleo e Gás, Programação Matemática)

ABSTRACT

Ancillary services are essential for the operation of electric power substations. Therefore, proper backup is vital to maintain ancillary services in the event of a power failure. Although the most common backup is the diesel generator, an alternative is to build a hybrid microgrid with solar photovoltaic generation and battery banks. Due to the high costs of these technologies, it is crucial to dimension a micro-network considering economic criteria and the unavailability of ancillary services. This study proposes a mixed-integer linear programming model for the optimal design of a hybrid microgrid aiming at the lowest investment cost, where a penalty applied to the unavailability of auxiliary services is calculated by evaluating a set of failure scenarios. Tests carried out allowed defining the optimal dimensioning of the number of photovoltaic panels and battery banks for different investment limits in a substation. It was found that when the investment limit is larger, the investment in batteries becomes more attractive.

KEYWORDS. Microgrids; Mathematical Model; Optimization.

Paper topics (Operational Research applied to energy, oil, and gas, Mathematical Programming)

1. Introdução

Sistemas auxiliares são serviços essenciais para o funcionamento de subestações, que por sua vez possuem um papel importante no sistema elétrico para manter o controle de tensão e fluxo de potência. Não há um único padrão para categorizar os serviços auxiliares, já que dependem da infraestrutura do sistema elétrico e dos requisitos de cada região. Por exemplo, a Comissão Regulatória Federal de Energia dos Estados Unidos (FERC) define esses serviços como aqueles necessários para suportar a transmissão do fornecedor até o consumidor mantendo uma operação confiável do sistema de transmissão. A *Eurelectric*, por sua vez, considera o controle de frequência, tensão, estabilidade e religamento do sistema como serviços auxiliares da subestação. No Brasil, consideram-se como sistemas auxiliares o controle de tensão e frequência para a estabilidade do sistema (CIGRE WORKING GROUP C5, 2010; ELSEN R, 2007; KUMAR *et al.*, 2019).

Os sistemas auxiliares devem realizar serviços de comunicação, controle e monitoramento; assim como manter o funcionamento de cargas essenciais como iluminação, climatização, componentes de comunicação, computadores, aquecedores e motores; também devem fornecer às bobinas de disjuntores e relés associados, a energia necessária para sua ativação, assim como devem fornecer energia para os controles de supervisão e SCADA. Os sistemas auxiliares são essenciais para o funcionamento de uma subestação, proporcionando o monitoramento de seus equipamentos, além da carga de seus principais componentes, entre eles os sistemas de proteção e controle de tensão (BARBULESCU *et al.*, 2010; BORLEA *et al.*, 2010).

Devido à importância das subestações, é necessário suprir a demanda dos sistemas auxiliares ininterruptamente, mesmo na presença de falhas permanentes. Usualmente a fonte principal de alimentação dos serviços auxiliares está a cargo da concessionária de distribuição, enquanto um grupo de geradores a diesel são usados como sistema de *backup*. Uma alternativa a esses sistemas de *backup* convencionais são as fontes de geração limpas e renováveis, como a solar fotovoltaica e eólica. Porém, devido a sua característica intermitente, essas fontes precisam de sistemas de armazenamento de energia (KUMAR *et al.*, 2019).

Com o avanço da tecnologia, incentivos governamentais para redução de custos e capacidade de redução de emissão de poluentes, a adoção da geração renovável intermitente tem aumentado nos últimos anos, em especial a energia solar fotovoltaica. Os níveis de irradiação no território brasileiro variam de 1.200-2.400 kWh/m²/ano, enquanto nos países que mais utilizam energia solar na Europa, a irradiação varia na faixa de 900-1.250 e 1.200-1.850 kWh/m²/ano, demonstrando que ainda há um grande potencial de exploração dentro da matriz energética brasileira para a geração solar (EPE, 2021). Em particular, o *backup* dos serviços auxiliares das subestações pode aproveitar esse potencial de geração renovável.

Para lidar com a intermitência inerente à geração renovável, pode-se adotar um sistema de armazenamento de energia. Assim, as cargas poderão ser atendidas mesmo nos horários com baixa ou nenhuma geração (SASMAL; SEN; CHAKRABORTY, 2017).

O correto dimensionamento do sistema de armazenamento permite fornecer energia às cargas auxiliares da subestação durante uma falha na alimentação principal, mesmo com o alto custo do sistema de armazenamento de energia. Existem diferentes alternativas de tecnologias para o armazenamento de energia, como sistemas eletromecânicos, hidráulicos e eletroquímicos. Cada sistema possui características diferentes que determinam seu emprego para diversas finalidades. A *flywheel*, por exemplo, é uma tecnologia de armazenamento eletromecânico que, por meio da energia cinética em uma roda, pode liberar a energia quando necessário; porém, essa tecnologia possui uma taxa de autodescarga de 20%. Por outro lado, sistemas hidráulicos utilizam a diferença de altitude (energia potencial gravitacional) para geração de energia, porém é necessário um local favorável à sua instalação. As baterias eletroquímicas, que armazenam a energia através de meios químicos, são os sistemas de armazenamento mais comumente utilizados; sua comercialização modular facilita a instalação e configuração de tensão e corrente (KARMAKAR; SINGH, 2021; LAWDER *et al.*, 2014).

As microrredes surgiram com o aumento da geração distribuída e consequente utilização dos sistemas de armazenamento para operação em forma isolada da rede elétrica principal. (SON *et al.*, 2009). As microrredes permitem maior integração do uso de geração distribuída, diminuindo os custos operacionais e aumentando a confiabilidade do serviço. Microrredes são sistemas híbridos que utilizam gerenciamento distribuído, possuem a capacidade de operação isolada de uma fonte de alimentação principal e conseguem suprir a demanda de um grupo limitado de cargas (PARHIZI *et al.*, 2015). A capacidade de operação isolada tem sido um grande atrativo para sua implementação, pois permite uma melhoria na disponibilidade de fornecimento de energia, em especial quando é necessário suprir a demanda de cargas críticas durante falhas. As características supracitadas habilitam as microrredes como uma alternativa viável como sistema de *backup* dos serviços auxiliares de subestações de energia elétrica.

Para a implementação de uma microrrede é necessário que o dimensionamento de seus componentes de geração, armazenamento e inversores contemple um objetivo desejado, que pode ser de natureza financeira (como investimento, custo de manutenção e retorno de investimento) ou de natureza técnica (como robustez para suprir cargas durante falhas e confiabilidade do sistema) (ATTIA *et al.*, 2021; KHEZRI; MAHMOUDI; AKI, 2020).

Na literatura tem sido utilizados diferentes métodos para a otimização do dimensionamento de uma microrrede; em sua maioria, são visados objetivos econômicos e ambientais com restrições dinâmicas de frequência e estabilidade de tensão, que procuram um balanço entre a carga, a geração e o armazenamento. A maioria dessas propostas considera o comportamento estocástico da geração e cargas, e empregam metaheurísticas e técnicas analíticas (ALZAHIRANI *et al.*, 2021; ANOUNE *et al.*, 2018; FATHIMA e PALANISAMY, 2015; TABARES *et al.*, 2020). Muitos trabalhos adotam técnicas de otimização que não permitem garantir a obtenção da solução ótima (e.g., heurísticas e metaheurísticas), mas que podem resolver problemas com restrições não lineares. Esses métodos podem demandar um elevado tempo computacional para resolução ou adotam simulações de Monte Carlo para representar o comportamento intermitente da geração renovável. Em consequência, é conveniente o desenvolvimento de modelos matemáticos que possam atingir a solução ótima do problema (e.g., programação linear inteira mista) em tempo computacional reduzido.

Neste trabalho é proposto um modelo matemático de programação linear inteira mista para o dimensionamento ótimo de uma microrrede. Objetiva-se minimizar o investimento e reduzir a indisponibilidade da subestação em caso de falhas. São considerados os valores de custo de painéis e baterias, manutenção e multa por indisponibilidade da subestação caso a microrrede não consiga suportar a demanda de serviços auxiliares.

Este documento é organizado como segue: na seção 2 é formulado o modelo matemático proposto; na seção 3, são apresentados os testes e resultados obtidos; finalmente, na seção 4 são discutidas as conclusões.

2. Modelo Matemático

O modelo matemático proposto representa o funcionamento de uma microrrede, como ilustrado na Figura 1, para os casos de interrupção do sistema principal de fornecimento de energia às cargas auxiliares da subestação. O sistema de baterias e os geradores fotovoltaicos injetam potência de forma independente no barramento de corrente contínua (CC), que pode alimentar a parcela de CC das cargas de serviços auxiliares, assim como o inversor, que se encarrega da alimentação das cargas de corrente alternada (CA).

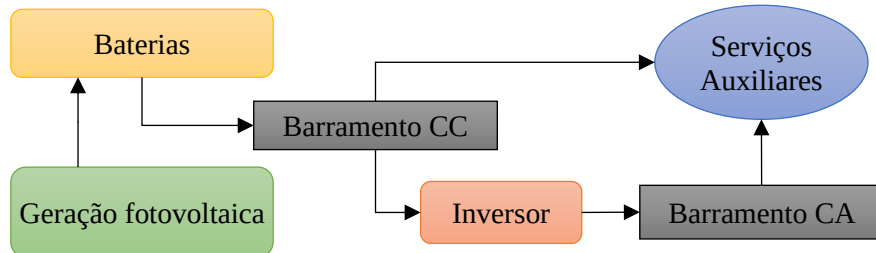


Figura 1 - Diagrama de funcionamento da microrrede.

O objetivo do modelo matemático é encontrar uma configuração da microrrede que minimize os custos de implementação, assim como o custo de multas que a subestação pode sofrer devido à indisponibilidade dos seus serviços auxiliares. O dimensionamento da microrrede está determinado pelo número de painéis fotovoltaicos e de baterias. O custo de multa por indisponibilidade é calculado por meio de um conjunto de cenários de falha do sistema principal de fornecimento de energia, que representa o horário inicial e a duração (Ω_s), assim como um conjunto de perfis de geração fotovoltaica (Ω_k).

As variáveis de decisão utilizadas neste estudo são o número de baterias e de painéis fotovoltaicos utilizados para o dimensionamento da microrrede híbrida. São considerados valores de multa constante para cada hora na qual a subestação esteja inoperante. Considera-se também que as baterias estão totalmente carregadas quando se inicia uma falha e os valores de demanda provenientes da subestação (serviços auxiliares) são conhecidos e constantes.

2.1. Função Objetivo

A função objetivo (FO) consiste na minimização dos custos de investimento e da multa por indisponibilidade para suprir a demanda dos serviços auxiliares e é representada em (1). C_b corresponde ao custo das baterias, C_{PV} define o custo dos painéis fotovoltaicos; C_b^m e C_{PV}^m são os fatores de manutenção associados as baterias e painéis fotovoltaicos. A multa por indisponibilidade dos serviços auxiliares é representada por M . As variáveis de decisão consistem na quantidade de baterias (N_b) e de painéis fotovoltaicos (N_{PV}). Ambas as variáveis são inteiras e influenciam na capacidade do inversor, que deve suportar tanto a potência da geração fotovoltaica instalada, bem como a potência instalada para o armazenamento.

$$FO = (C_b + C_b^m) \cdot N_b + (C_{PV} + C_{PV}^m) \cdot N_{PV} + M \quad (1)$$

2.2. Restrições

O investimento total é limitado pelo parâmetro ϕ , conforme definido em (2).

$$C_b \cdot N_b + C_{PV} \cdot N_{PV} + C_m \leq \phi \quad (2)$$

A energia disponível entregue pela bateria durante a falha no cenário s , no intervalo de tempo t e no perfil de geração k é representada por $E_{s,t,k}^b$, como definido em (3). O parâmetro $PV_{s,t,k}$ representa a potência fotovoltaica gerada no cenário s , no intervalo de tempo t e no perfil de geração k . A eficiência de descarga da bateria é dada por η e Δt é a duração do intervalo de tempo t (uma hora). A potência ativa requerida pelos sistemas auxiliares é representada por P_r e $\alpha_{s,t,k}$ é uma variável auxiliar contínua que permite calcular a potência que não foi fornecida aos serviços auxiliares.

A restrição (4) usa a variável binária $b_{s,t,k}$ para limitar o valor de $\alpha_{s,t,k}$ de forma que tome o valor necessário para que (3) seja satisfeita em cada cenário s , desde a hora inicial da falta i_s até a hora final da falta e_s . Portanto, se a energia disponível nas baterias junto com a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos em (3) for menor do que a energia demandada pelos serviços auxiliares,

a variável $b_{s,t,k}$ assume valor igual a 1; caso contrário, $b_{s,t,k}$ assume valor 0, i.e., a energia disponível na microrrede é suficiente para manter os serviços auxiliares operando durante a falha.

$$E_{s,t+1,k}^b = E_{s,t,k}^b - \Delta t \cdot \eta^{-1} \cdot P_r + \Delta t \cdot \alpha_{s,t,k} + \Delta t \cdot PV_{s,t,k} \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (3)$$

$$0 \leq \alpha_{s,t,k} \leq \eta^{-1} \cdot P_r \cdot b_{s,t,k}; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (4)$$

A energia disponível na bateria no momento inicial da falha no cenário s é representada por (5), sendo DoD o limite de descarga da bateria e C_n a capacidade nominal da bateria.

$$E_{s,t,k}^b = (1 - DoD) \cdot C_n \cdot N_b - \Delta t \cdot \eta^{-1} \cdot P_r + \Delta t \cdot \alpha_{s,t,k} + \Delta t \cdot PV_{s,t,k}; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (5)$$

A capacidade de energia da bateria para cada cenário s , período t e perfil k é limitada pelo número de baterias e a capacidade de cada módulo, como representado em (6).

$$E_{s,t,k}^b \leq C_n \cdot N_b; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (6)$$

A restrição (7) determina que a microrrede forneça a energia aos serviços auxiliares desde o início da falta, evitando que o fornecimento seja interrompido no período t para ser retomado no período seguinte $t + 1$, i.e., a microrrede tem como prioridade anteder os serviços auxiliares até que não haja energia disponível. Essa restrição proíbe que o fornecimento seja desligado no período t ($b_{s,t,k} = 1$) e posteriormente seja ligado ($b_{s,t+1,k} = 0$).

$$b_{s,t,k} \leq b_{s,t+1,k}; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \quad t = i_s, \dots, e_s - 1 \quad (7)$$

O tempo total de indisponibilidade da subestação (β) é representado em (8), por meio do produto da variável binária $b_{s,t,k}$, da probabilidade de cada cenário de falta ($prob_s$) e da probabilidade de cada cenário de perfil fotovoltaico ($prob_k$).

$$\beta = \sum_s \sum_t \sum_k b_{s,t,k} \cdot prob_s \cdot prob_k \quad (8)$$

A multa por indisponibilidade é calculada em (9) utilizando o tempo indisponível β e o fator de penalização de indisponibilidade γ (\$/h), trazendo a valor presente assumindo um período de análise de Y anos e usando uma taxa de desconto τ . Assume-se uma taxa λ de faltas por ano.

$$M = \sum_{y=1}^Y \frac{\lambda \cdot \gamma \cdot \beta}{(1 - \tau)^y} \quad (9)$$

A potência de geração fotovoltaica $PV_{s,t,k}$ é calculada conforme (10)–(14) de acordo com as especificações técnicas do painel fotovoltaico representadas pelos parâmetros FF , V_{oc} , e I_{sc} .

$$T_{s,t,k}^c = T_a + \left(\frac{N_{ot} - 20}{0,8} \right) \cdot G_{s,t} \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t \in 1, \dots, 24 \quad (10)$$

$$I_{s,t,k}^c = G_{s,t,k} \cdot [I_{sc} + K_t \cdot (T_c - 25)] \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t \in 1, \dots, 24 \quad (11)$$

$$V_{s,t,k}^c = V_{oc} + K_v \cdot T_c \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t \in 1, \dots, 24 \quad (12)$$

$$FF = \frac{V_{MPPT} \cdot I_{MPPT}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (13)$$

$$PV_{s,t,k} = N_{PV} \cdot FF \cdot V_{s,t,k}^c \cdot I_{s,t,k}^c; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \forall t \in 1, \dots, 24 \quad (14)$$

Nas equações (10)–(14), $T_{s,t,k}^c$ representa a temperatura da célula fotovoltaica, T_a a temperatura ambiente, N_{ot} a temperatura de operação nominal, $G_{s,t,k}$ a irradiação solar, K_t o coeficiente de temperatura para a corrente, K_v o coeficiente de temperatura para a tensão, I_{MPPT} a corrente no ponto de máxima geração, V_{MPPT} a tensão no ponto de máxima geração. $V_{s,t,k}^c$ e $I_{s,t,k}^c$ correspondem à tensão e corrente no painel fotovoltaico.

O modelo resultante apresentado em (15) é de programação linear inteira mista. Entre as vantagens dessa classe de modelos destaca-se a capacidade de ser resolvido por meio de *softwares* comerciais permitindo encontrar a solução ótima de forma eficiente.

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar (1)} \\ & \text{sujeito a:} \\ & (2) - (14) \end{aligned} \tag{15}$$

3. Testes e Resultados

Nesta seção são apresentados resultados relevantes das simulações para o dimensionamento de uma microrrede como sistema de *backup* usando o modelo de programação linear inteira mista apresentado na seção anterior. O modelo foi implementado no software AMPL (R. FOURER, 2003) e resolvido utilizando o *solver* CPLEX 20.1 (IBM, 2009) em um computador com processador Intel Core i7-7700K e memória RAM de 16GB. A taxa de desconto usada foi 4% para um período de análise de 50 anos; foi empregada uma taxa de faltas por ano igual a 1.

O valor assumido de demanda dos sistemas auxiliares na subestação é de 10 kW, conforme o trabalho de Chou (2018). O fator de penalização de indisponibilidade da operação da subestação γ é fixado em 5.000 USD/h por interrupção. Nas simulações foram assumidos os seguintes valores para o limite de investimento (ϕ): 20.000 USD, 40.000 USD, 60.000 USD e 80.000 USD, sendo identificadas diferentes configurações para a microrrede. Assume-se que uma falha tem a mesma probabilidade para acontecer em qualquer hora do dia; sua duração segue uma função de distribuição de probabilidade normal, com média de 5 horas e desvio padrão de 3 horas. Foram considerados 24 possibilidades para a hora inicial (desde a hora 1 até a hora 24) e 12 possibilidades de duração (1 hora até 12 horas), totalizando 288 cenários de falhas.

Para a irradiação solar foram considerados quatro perfis diferentes, como apresentado na Figura 2, que permite calcular os valores de geração fotovoltaica correspondentes; note-se que o perfil 1 é o que tem maior irradiação ao longo do dia, enquanto o perfil 4 apresenta o menor valor.

Os parâmetros adotados para as baterias seguem as especificações da bateria SOLAR 12MS234 (MOURA, 2019), que tem uma capacidade nominal de 2,64 kWh e custo unitário igual a 1.250 USD; a eficiência de descarga (η) é 95%, o limite de descarga (*DoD*) é 10% e o custo de manutenção é 50 USD (RALON *et al.*, 2017). Assume-se que o sistema de baterias está completamente carregado segundo sua capacidade para cada cenário de falha. Os painéis fotovoltaicos considerados são de silício policristalino (PANASONIC, 2019) com características são apresentadas na Tabela 1. O custo dos painéis solares é 400 USD e seu custo de manutenção é 2,5 USD.

Os resultados obtidos usando o modelo matemático proposto para o dimensionamento da microrrede são apresentados na Tabela 2 para os diferentes limites de investimento. Nota-se que os valores de multa são reduzidos com um maior número de baterias, complementando o investimento com painéis fotovoltaicos de modo a aproveitar ao máximo o limite de investimento. Observa-se que é possível dimensionar uma microrrede sem custo de multas, aumentando o fator de penalização por indisponibilidade; nesse caso é necessário um investimento de 70.200 USD.

Os resultados para os testes com diferentes limites de investimento foram obtidos com tempos de solução menores a cinco minutos, o que indica que o modelo é resolvido de forma eficiente, permitindo encontrar a solução ótima em um tempo relativamente baixo. Observa-se que a complexidade do problema aumenta quando são permitidos maiores investimentos, i.e., o espaço de busca é maior. No caso em que a multa obtida é zero, ao definir o fator de penalização por indisponibilidade em 50.000 USD/h, o tempo de solução é mínimo pois a microrrede sempre fica

ativa, fazendo com que todas as variáveis binárias $b_{s,t,k}$ tomem valor zero e o problema de otimização seja muito mais fácil de resolver.

Figura 2 - Irradiação solar.

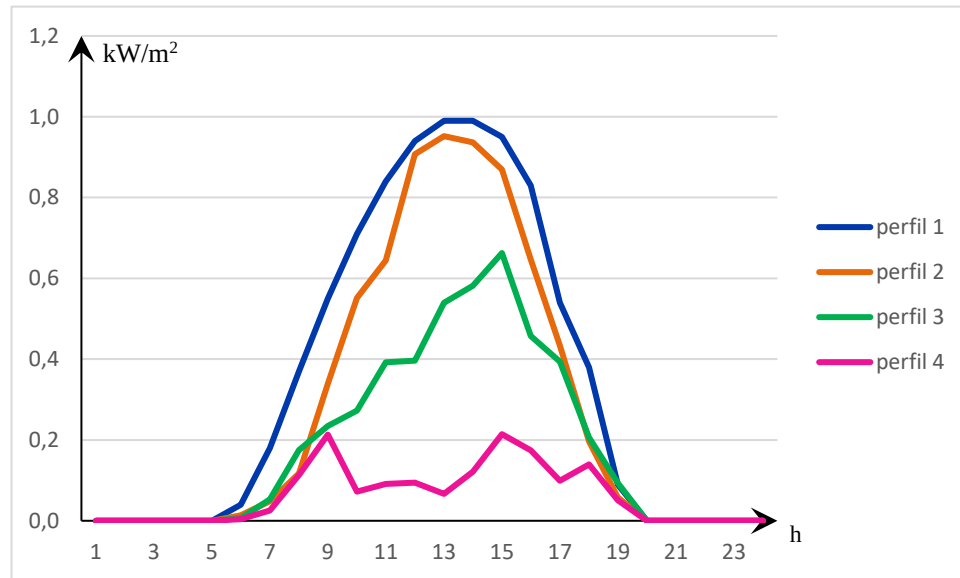


Tabela 1 - Especificações do painel fotovoltaico.

T_a	K_t (A/°C)	K_v (V/°C)	N_{ot} (°C)	I_{sc} (A)	V_{MPPT} (V)	I_{MPPT} (A)	V_{oc} (V)
21	0,00182	0,174	44	6,07	58	5,7	65,8

Tabela 2 - Resultados obtidos com o modelo proposto.

Limite de Investimento (USD)	20.000	40.000	60.000	80.000	80.000*
Quantidade de baterias	14	27	40	40	54
Quantidade de painéis fotovoltaicos	7	19	14	14	0
Investimento (USD)	19.967,5	39.897,5	55.535	55.535	70.200
Multa por indisponibilidade (USD)	310.245,0	62.667,9	7.638,6	7.638,6	0
Tempo de solução (s)	46	35	119	255	4

*O fator de penalização de indisponibilidade γ foi fixado em 50.000 USD/h

Com o intuito de analisar a operação da microrrede, foi estudado o cenário 95, considerando como limites de investimento 20.000 USD e 40.000 USD. Esse cenário foi selecionado pois possui uma duração de falha elevada (11 horas), com a falta começando às 8h, i.e., a falta acontece durante o dia e a operação é dependente do perfil de irradiação solar. A Tabela 3 apresenta o estado da microrrede para a configuração ótima obtida com o limite de investimento igual a 20.000 USD; observa-se que acontece indisponibilidade da subestação durante as últimas horas, com impacto maior no perfil de irradiação 4 dado seu baixo aporte de energia. Já a Tabela 4 apresenta o estado da microrrede para a configuração com limite igual a 40.000 USD; evidencia-se uma redução na indisponibilidade da subestação devido ao maior número de baterias, mitigando a dependência com a geração fotovoltaica.

Tabela 3 – Estado da microrrede para falhas no cenário 95 para $\phi=20.000$ USD.

Perfil de geração	Hora											
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	⊗	⊗	⊗	⊗
2	✓	✓	✓	✓	✓	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
3	✓	✓	✓	✓	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
4	✓	✓	✓	✓	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗

✓: microrrede em operação. ⊗: microrrede fora de operação

Tabela 4 – Estado da microrrede para falhas no cenário 95 para $\phi=40.000$ USD.

Perfil de geração	Hora											
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗

✓: microrrede em operação. ⊗: microrrede fora de operação

A Figura 3 e a Figura 4 apresentam o estado da bateria no cenário 95 para os limites de investimento 20.000 USD e 40.000 USD, respectivamente. É possível verificar que a energia da bateria é reduzida até o limite na primeira configuração. Por outro lado, na configuração obtida com limite de investimentos maior, as baterias conseguem manter a operação da microrrede além de uma carga adicional nos três primeiros perfis devido ao maior número de baterias; no perfil de geração 4, mesmo com maior número de baterias, a bateria fica com carga mínima às 14h, levando à indisponibilidade nas horas seguintes.

4. Conclusões

Os sistemas auxiliares são vitais para o funcionamento adequado de uma subestação de energia, sendo necessários sistemas de *backup* que garantam a sua operação em caso de falha do seu sistema principal de fornecimento de energia. Microrredes apresentam diversas vantagens que as tornam atrativas como forma de *backup*, sendo a principal sua capacidade de operar isolada do sistema principal de fornecimento de energia. Em particular, microrredes híbridas, conformadas por baterias e painéis fotovoltaicos, têm como vantagem o aproveitamento de geração renovável e ser menos poluente. Porém, é necessário que se realize o seu correto dimensionamento para que se atinja um determinado nível de robustez, de forma que a microrrede possa atuar de maneira eficaz e confiável durante as falhas, que seguem um comportamento aleatório.

Neste estudo foi apresentado um modelo de programação linear inteira mista para o dimensionamento ótimo de uma microrrede híbrida com painéis fotovoltaicos e baterias visando o menor custo de investimento e a manutenção da operação dos serviços auxiliares. Uma função de penalidade é empregada visando a redução da indisponibilidade dos serviços auxiliares da subestação. Para a avaliação da indisponibilidade, o início e a duração das falhas no alimentador principal são representados por meio de cenários, junto com diferentes perfis para irradiação solar.

Diferentes valores de investimento foram avaliados para observar as mudanças do número ótimo de painéis e de baterias na microrrede. Os resultados obtidos mostram que, conforme há aumento no limite de investimento, maior é a quantidade de baterias dentro da configuração, pois as baterias não sofrem da intermitência dos painéis solares, levando à diminuição do valor pago por multas. Foi observado que o modelo permite encontrar a solução ótima, embora o esforço computacional aumente relativamente com o limite de investimentos.

Em trabalhos futuros deve-se avaliar a possibilidade de incluir a geração eólica, que pode contribuir com a geração de energia em momentos sem irradiação solar. Ainda, é possível incluir o efeito que o aproveitamento de veículos com a tecnologia *vehicle-to-grid* pode ter na manutenção do fornecimento de serviços auxiliares.

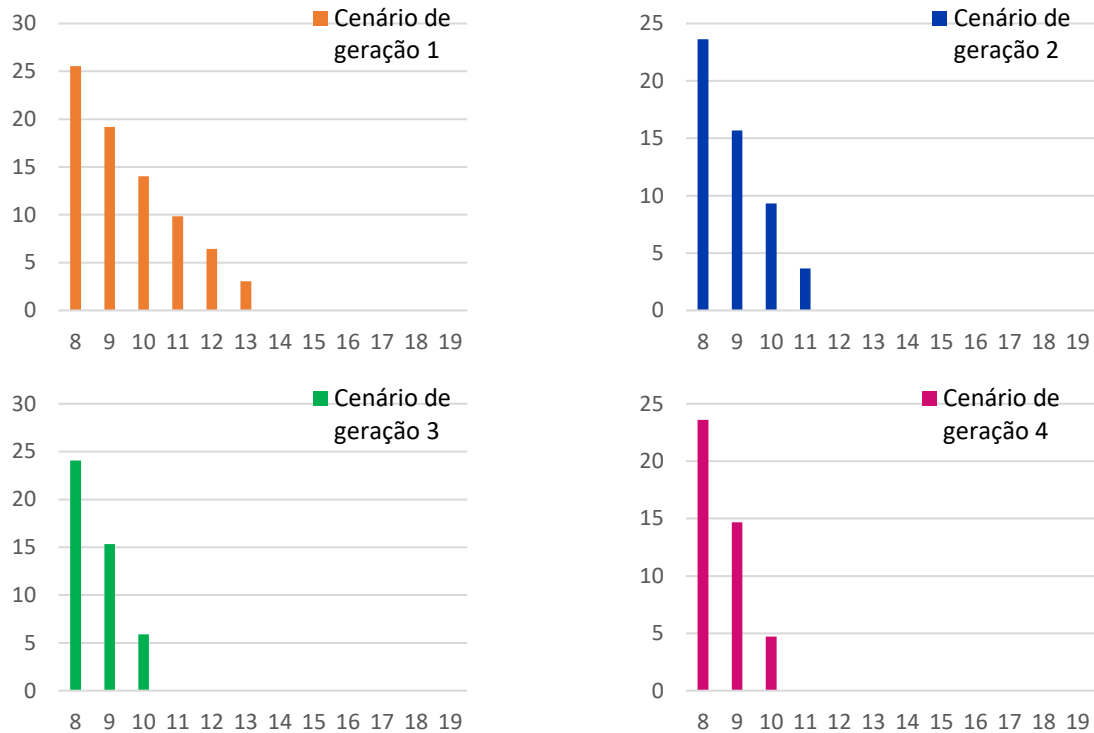


Figura 3 - Energia nas baterias no cenário 95 para $\phi=20.000$ USD.

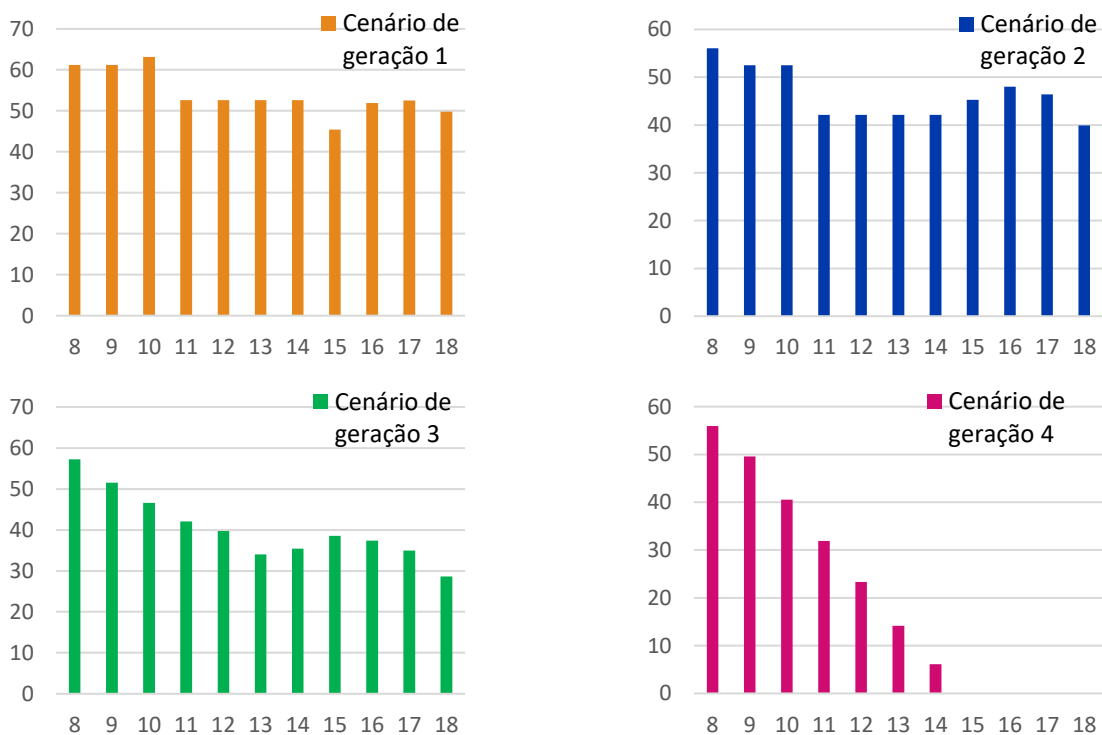


Figura 4 - Energia nas baterias no cenário 95 para $\phi=40.000$ USD.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio na realização deste trabalho de INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A. dentro do projeto “PD-05456-0003/2019” Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL.

Referências

ALZAHIRANI, A. M.; ZOHDY, M.; YAN, B. An Overview of Optimization Approaches for Operation of Hybrid Distributed Energy Systems with Photovoltaic and Diesel Turbine Generator. **Electric Power Systems Research**, v. 191, n. June 2020, p. 106877, 2021.

ANOUNE, K. *et al.* Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, n. June, p. 652–673, 2018.

ATTIA, A. M. *et al.* A multi-objective optimization model for sizing decisions of a grid-connected photovoltaic system. **Energy**, v. 229, 15 ago. 2021.

BARBULESCU, C. *et al.* Electric substation ancillary services power consumption analysis. Case study: Timisoara 400/220/110 kV substation. **ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2010.

BORLEA, I. *et al.* Substation ancillary services fuel cell power supply. Part 1. solution overview. **ICCC-CONTI 2010 - IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics, Proceedings**, p. 585–588, 2010.

CHOU, W. J. **Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica da Troca do GMG da Subestação 230/138kv Canarana por um Sistema Fotovoltaico**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, p. 60. 2018.

CIGRE WORKING GROUP C5. **Ancillary Services: an overview of International Practices**. 2010.

ELSEN R; AOUMINI B; BARÓCSI Z; BONNET T; BOUZOUALEGH A; COMPTON HJ; *ET AL.* **Ancillary services; unbundling electricity products - An emerging market**. [s.l.] Thermal Working Group, 2007.

EPE. **Plano de Expansão de Energia 2021**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

FATHIMA, A. H.; PALANISAMY, K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 431–446, 2015.

IBM. **IBM ILOG CPLEX Users’ Manual for CPLEX**. Disponível em: <<https://www.ibm.com/br-pt/products/ilog-cplex-optimization-studio>>. Acesso em: 5 jun. 2021.

KARMAKAR, S.; SINGH, B. **Battery Energy Storage (BES) for Mitigation of Short-Term Power Fluctuations in Large-Scale Solar PV Plant Due to Cloud Movement**. 3rd International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Clean Energy Technologies, ICEPE 2020. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 5 mar. 2021

KHEZRI, R.; MAHMOUDI, A.; AKI, H. **Multi-objective optimization of solar PV and battery storage system for a grid-connected household**. 9th IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES 2020. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 16 dez. 2020

- KUMAR, A. *et al.* Strategic integration of battery energy storage systems with the provision of distributed ancillary services in active distribution systems. **Applied Energy**, v. 253, 1 nov. 2019.
- LAWDER, M. T. *et al.* Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014.
- MOURA. **Solar Estacionária - Catálogo de Produtos**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/index.php/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom%2Fupload%2FFile-1583762796.pdf>>. Acesso em: 5 jun. 2021.
- PANASONIC. **Photovoltaic Module N330_325_320SJ47-Datasheet**. Disponível em: <https://panasonic.net/lifesolutions/solar/download/pdf/N330_325_320SJ47Datasheet_190226.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2021.
- PARHIZI, S. *et al.* State of the Art in Research on Microgrids: A Review. **IEEE Access**, v. 3, p. 890–925, 2015.
- R. FOURER, D. G. B. K. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming**. 2nd ed. ed. Pacific Grove, CA, USA: 2003.
- RALON, P. *et al.* IRENA (2017), Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. **International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi**, 2017.
- SASMAL, R. P.; SEN, S.; CHAKRABORTY, A. **Solar photovoltaic output smoothing: Using battery energy storage system**. 2016 National Power Systems Conference, NPSC 2016. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 17 fev. 2017
- SON, K. M. *et al.* **Grid interfacing storage system for implementing microgrid**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, T and D Asia 2009. **Anais...**16 dez. 2009
- TABARES, A. *et al.* Optimal capacity sizing for the integration of a battery and photovoltaic microgrid to supply auxiliary services in substations under a contingency. **Energies**, v. 13, n. 22, 2020.