



Power System Transmission Line Overload Alleviation Using Storage Systems

Alívio de sobrecarga em linhas de transmissão usando sistemas de armazenamento

Eveline Fernanda Czar¹

Thelma Solange Piazza Fernandes¹

Álvaro A. Waldrigues de Almeida^{1,2}

¹Universidade Federal do Paraná

evelineczar@gmail.com

thelma.fernandes@ufpr.br

²Universidade Tecnológica Federal do Paraná

alvaro@lunabay.com.br

Abstract: One of the several applications of energy storage systems in Electric Power Systems is the alleviation of transmission network congestions. This work deals with the impacts of batteries on power flows through the transmission lines of hydrothermal systems with the aim of circumventing transmission congestions. First, a study is carried out on how to allocate and size the batteries and, once the allocations are made, the impacts arising from their installations are analysed. The optimal allocation and sizing of the batteries are made to minimize load cuts arising from congestion on the lines. This optimization problem is solved via Genetic Algorithms and Multiperiod Optimal Power Flow. Results are analysed with a system of 33 buses and show that it is possible to reduce load cuts due to transmission congestion.

Keywords: Battery allocation, hydrothermal system, genetic algorithms, transmission congestion, optimal power flow.

Resumo: Uma das várias aplicações dos sistemas de armazenamento de energia em Sistemas Elétricos de Potência é o alívio de congestionamentos na rede de transmissão. Este trabalho trata dos impactos das baterias nos fluxos de energia através das linhas de transmissão de sistemas hidrotérmicos no intuito de contornar congestionamentos de transmissão. Primeiramente, faz-se

um estudo sobre como alocar e dimensionar as baterias e, uma vez feitas as alocações, analisam-se os impactos decorrentes de suas instalações. A alocação e o dimensionamento ideais das baterias são feitos para minimizar os cortes de carga decorrentes do congestionamento nas linhas. Este problema de otimização é resolvido por meio de Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo. Os resultados são analisados segundo um sistema de 33 barras, e mostram que é possível reduzir cortes de carga ocasionados por congestionamento nas linhas de transmissão.

Palavras-Chave: Alocação de baterias, sistema hidrotérmico, algoritmos genéticos, congestionamento de rede de transmissão, fluxo de potência ótimo.

1 Introdução

Mundialmente, tem havido um aumento no uso de fontes eólicas e solares. No Brasil, tem-se observado também aumento na instalação de usinas eólicas (principalmente na região Nordeste) e solares (de forma distribuída ao longo de todo território). Contudo, tais fontes apresentam elevados níveis de variabilidade de geração, não podendo ser despachadas.

Para compensar essa questão, alguns países como EUA, Alemanha e Austrália têm planejado suas estratégias de expansão em energia eólica e fotovoltaica junto com a instalação de sistemas de armazenamento de energia. No entanto, os sistemas de armazenamento não só são usados para contornar questões de variabilidade de energia, mas também para redução dos custos de transmissão [1].

Existem diversos tipos de tecnologia de armazenamento, tais como: baterias eletroquímicas (*Battery Energy Storage System – BESS*), usinas hidrelétricas reversíveis, plantas de armazenamento de energia em ar comprimido e plantas de armazenamento de energia em ar líquido.

Como a entrada em operação de BESS é muito mais rápida do que os outros sistemas de armazenamento, elas têm sido utilizadas cada vez em maior número, protagonizando a maioria dos sistemas de armazenamento de energia instalados na atualidade, aliado aos preços que estão cada vez mais acessíveis.

Há inúmeras aplicações de BESSs em Sistemas Elétricos de Potência (SEP), tais como deslocamento de energia elétrica no tempo, fornecimento de energia elétrica, integração das fontes renováveis intermitentes, controle primário de potência, alívio de congestionamento da rede, melhora da estabilidade transitória, gerenciamento do custo da energia por tempo de uso e corte dos picos de demanda [2].

A maior parte dessas aplicações tem sido amplamente estudada na literatura, com exceção da questão do congestionamento, que possui poucos trabalhos, mas que, de acordo com Euer e Corey [3], podem tornar-se uma alternativa para evitar custos e encargos extras.

Uma alternativa para contornar problemas de congestionamento é a expansão da rede, mediante a construção de novas linhas de transmissão [4].

Assim, questões de congestionamento das linhas de transmissão, aliadas ao uso crescente da carga, esgotamento dos recursos hídricos e aumento das fontes eólicas e solares no sistema elétrico brasileiro, por exemplo, justificam a importância de também se realizarem estudos a respeito do impacto dos sistemas de armazenamento nos fluxos de potência através das linhas de transmissão de sistemas elétricos.

Um exemplo de sucesso no uso de sistemas de armazenamento foi na Austrália, onde foi instalado um sistema de baterias de 100 MW/129 MWh conectado em 275 kV e montada em apenas 54 dias. Isso mostra que sistemas similares podem rapidamente complementar a operação de fontes alternativas e vir a contornar gargalos na transmissão, dando tempo, por exemplo, para que recapaçitações de linhas ou novos empreendimentos sejam finalizados [5].

Alguns trabalhos já abordaram a questão de uso de BESS para alívio de sobrecarga nas linhas, tais como os trabalhos de:

- Arabali, Ghofrani e Etezadi-Amoli [6], que define o tipo e a localização ideal de sistemas de armazenamento de energia para alívio de congestionamento de linhas de transmissão para sistemas eólicos. Eles combinam Fluxo de Potência Ótimo (FPO), Estimativa de Dois Pontos (2PE) e Otimização por Enxame de Partículas (PSO). Os resultados obtidos para um sistema IEEE 24 barras mostram as vantagens na utilização de sistemas de armazenamento de energia, tanto para o custo social, isto é, soma dos custos de operação e de congestionamento, quanto para o alívio de congestionamento das linhas de transmissão em relação as alternativas;
- Nguyen et al. [7], que formula um problema de Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo (FPOM) para definir a melhor localização para instalação de baterias em sistemas elétricos com forte penetração de energia eólica. As melhores barras candidatas para alocação de baterias são definidas a partir de um critério econômico, aplicados em um horizonte de 24 horas e testados em sistemas IEEE 14 e 18 barras para avaliação;
- Babrowski, Jochem e Fichtner [8], que utiliza o *software* PERSEUS-NET-ESS, que analisa a distribuição e investimentos do setor na rede alemã, indicando não somente as capacidades instaladas, mas também sua alocação ideal. Conclui-se que a utilização de sistemas de armazenamento de energia não aponta grandes benefícios até 2030 na Alemanha ou então, até que 50% da matriz energética seja de fontes renováveis;
- del Rosso e Eckroad [9], que afirma que uma bateria instalada no final de uma linha pode impedir episódios de contingência. A partir de um modelo de processo hierárquico, calculou-se o posicionamento ideal das baterias a partir de condições de sensibilidade dos locais onde havia congestionamento. Com os estudos, constatou-se que instalando uma bateria de 50 MW, aumenta-se

a capacidade de transmissão em aproximadamente 55 MW.

- Kazemi e Anzari [10], que apresenta um método integrado para o planejamento da expansão da transmissão, unindo a construção de novas linhas de transmissão junto com a instalação de baterias de armazenamento, analisando o nível de segurança e de confiabilidade da rede, concluindo que a confiabilidade do sistema se torna mais eficiente em comparação com o método tradicional de planejamento da expansão.

Portanto, observa-se que poucos trabalhos já analisaram o uso de sistemas de baterias em redes elétricas sob a ótica de congestionamento nas linhas, e que alguns não a recomendam sob o ponto de vista econômico. No entanto, como colocado por Hartel, Doering e Jentsch [11], as vantagens sob a ótica de segurança operacional não devem ser relevadas.

Além disso, os trabalhos se concentram em análises de alocação e impacto de baterias em sistemas térmicos com penetração de fontes eólicas, que não é o caso brasileiro, que é um sistema hidro-termo-eólico, com questões energéticas únicas.

Assim sendo, para abordar especificamente essa questão do uso de BESSs para contornar sobrecarga nas linhas em sistemas hidrotérmicos, este artigo pretende formular problema de otimização que seja capaz de alocar e dimensionar baterias em sistemas elétricos hidro-termo-eólicos (tendo em vista que os trabalhos escritos estão inseridos em redes com matrizes energéticas térmicas e eólicas), e assim poder analisar o impacto das baterias no sistema elétrico brasileiro.

A técnica de solução do problema de otimização é via Algoritmos Genéticos, escolhida pela facilidade de implementação. Salienta-se que poderia ser qualquer outra (como Enxame de Partículas usado em alguns trabalhos citados). Para se avaliar a função de avaliação do AG, que minimiza custos referentes ao corte de carga e de operação das baterias, utiliza-se um FPO Multiperíodo (FPOM), tal como também utilizado em [7] e [12], mas adaptado para sistema hidrotérmico.

Assim, este trabalho diferencia-se dos demais pois equaciona um problema de otimização que aloca BESSs em sistemas hidrotérmicos que, além de melhorar os indicadores de continuidade e minimizar custos de investimentos, busca minimizar os prejuízos pelo não atendimento à carga por congestionamento nas linhas de transmissão. A escolha da tecnologia de armazenamento e o seu dimensionamento são necessários para que se possa realizar adequadamente a operação de um dia à frente e, assim, analisar o desempenho dos sistemas de armazenamento para fins de alívio de sobrecarga nas linhas.

2 Formulação do Problema de Otimização para Alocação de baterias

O problema de otimização proposto para alocação de baterias minimiza o custo operativo das térmicas, custo de

operação dos sistemas BESS e custo de corte de carga advindo dos congestionamentos na rede de transmissão. O problema também satisfaz as equações não lineares de fluxo de potência que correspondem aos balanços de potência ativa e reativa da rede, satisfaz as metas energéticas das usinas hidráulicas, limites operacionais de potência dos geradores hidráulicos e térmicos, limites operacionais de potência e energia das baterias e as características operacionais da rede tais como limites de magnitudes de tensão e fluxos de potência nos ramos da rede.

As variáveis de otimização que se referem ao posicionamento (em qual barra instalar as baterias) e dimensão (seleção de potência e energia) são modeladas como variáveis binárias, as quais são otimizadas por meio da minimização de uma função de avaliação resolvida via AG. Essa função de avaliação é composta por critérios que buscam minimizar custo de operação das baterias e corte de carga (déficit de geração).

Cada indivíduo gerado pelos AG são avaliados por um FPOM, que, entre outras funções, fornece os valores de corte de carga e custo de geração térmica.

O FPOM não linear, que realiza o planejamento do sistema para horizonte de np períodos à frente de um horizonte de planejamento selecionado, otimiza a rede elétrica simultaneamente para todos esses np períodos, sendo que cada período pode durar Δt minutos ou horas (conforme o número de períodos selecionados).

Segundo Barton e Infield [13], as baterias não são adequadas para o armazenamento de longo prazo uma vez que a quantidade de energia que conseguem armazenar são normalmente utilizadas em intervalos de horas a segundos. Assim, para o contexto deste trabalho, modela-se o FPOM para atuar no horizonte de 24 horas discretizados por hora.

A formulação do FPOM se inspira em uma formulação não linear aplicada a redes de distribuição que minimiza as perdas elétricas e custo de degradação das baterias tal como apresentada no trabalho de Blasi [12]. Essa formulação é adaptada a fim de incluir as restrições energéticas das usinas hidráulicas e minimização de corte de carga que venham a ser necessários a fim de contornar problemas de congestionamento nas linhas.

Assim, para o novo problema proposto, pretende-se minimizar o custo operativo das térmicas, das operações de carga e descarga dos sistemas de baterias e o custo de corte de carga advindo dos gargalos de transmissão. O problema também deve satisfazer as equações não lineares de fluxo de potência que correspondem aos balanços de potência ativa e reativa da rede, satisfazer as metas energéticas das usinas hidráulicas, limites operacionais de potência dos geradores hidráulicos e térmicos, limites operacionais de potência e energia das baterias e satisfazer as características operacionais das redes tais como limites de magnitude de tensão e de fluxos de potência nos ramos da rede.

O modelo proposto é capaz de alocar um número $nbat$ de sistemas de baterias. A tecnologia de baterias escolhida é a do tipo íon-lítio, pois é esse o tipo de tecnologia, disponível na indústria, com dimensões de grande porte.

A seguir, descreve-se a formulação da função de avaliação, para, na sequência, detalhar-se a formulação do FPOM utilizada para avaliar a função de avaliação.

2.1 Função de avaliação

A função de avaliação (fa), a ser resolvida via AG, tem a função básica de alocar e dimensionar as baterias e é modelada de acordo com a Equação 1,

$$fa = f_1 + f_2 \quad (1)$$

onde f_1 refere-se ao custo de operação das baterias composto pelo custo por ciclo, calculado como custo total de aquisição dividido pelo número de ciclos previstos de vida útil; f_2 é função custo linear de corte de carga necessário para se contornar sobrecarga nas linhas (a função f_2 é calculada pelo FPOM, assim como os processos de carga e descarga das baterias e despacho de geração térmica e hidráulica). O valor de corte de carga total é multiplicado pelo valor de custo de déficit do sistema, calculado pelo FPOM.

A função de avaliação (Equação 1) é calculada para cada um dos indivíduos gerados pelo AG, que se destaca por sua capacidade de tratar de problemas de otimização multicritérios e com número grande de mínimos locais. O AG proporciona um mecanismo de busca em que os indivíduos mais aptos sobrevivem.

Segundo Pacheco [14], o AG se diferencia de outras técnicas por utilizar regras de transição probabilísticas, população de indivíduos, não age sobre as soluções e sim sobre a codificação das possíveis soluções, não depende de informações adicionais e cálculo de derivadas.

Nessa técnica, cada possível solução para o problema é chamada de cromossomo. A fim de encontrar as melhores soluções para o problema, aplica-se sobre cada geração um mecanismo de reprodução, baseado no processo evolutivo, que se baseia em operadores genéticos de mutação e cruzamento, entre outros, atuando sobre o material genético do cromossomo [14].

Neste trabalho, cada indivíduo representa o local e dimensão das baterias a serem alocadas, que é codificado por números binários. Cada indivíduo da população forma possibilidades de alocação de baterias. Para cada molde de bateria codificada, criam-se $(nbits_dim + nbits_local)$ bits no cromossomo.

O molde de codificação para cada bateria a ser alocada é dividida em duas partes.

O primeiro gene do indivíduo, que informa a posição da bateria, é formado por uma sequência binária de $nbits_locais$ que, uma vez convertido para decimal, aponta uma posição no vetor de barras candidatas a terem alocação de baterias. O número de bits para o primeiro gene depende da dimensão do vetor de barras candidatas a terem alocação de baterias.

Se o primeiro gene apresentar uma sequência binária que, ao ser decodificada, representa um número maior do que a dimensão do vetor de barras candidatas para alocação, o indivíduo é descartado.

O segundo gene determina a dimensão das baterias e é formado por uma sequência binária de $nbits_dim$, que, convertido para decimal mais uma unidade, aponta uma posição no vetor das dimensões da bateria, tal como proposto na Tabela 1, cujos valores de custo foram calculados supondo o valor de 200 \$/kWh. Para a Tabela 1, que apresenta oito possibilidades de dimensionamento, $nbits_dim = 3$.

Assim, para cada bateria codificada, criam-se ($nbits_dim + nbits_local$) bits, sendo que o número total de bits é ($nbits_dim + nbits_local$). $nbat$.

Após a criação dos indivíduos a cada geração, eles são decodificados, ou seja, encontram-se as dimensões de cada bateria (potência, energia e custo) a serem alocadas em barras selecionadas do sistema. Cada configuração de alocação deve ser simulada pelo FPOM, que realiza os despachos hidráulicos, térmicos, das baterias e os cortes de carga advindos de cada configuração, os quais são utilizados para se calcular a função de avaliação (Equação 1).

Tabela 1: Dimensionamento e custo de baterias.

Potência [MW]	Energia [MWh]	Custo [\$]	Custo por ciclo [\$]
20	80	16.000.000,00	2.922,40
50	200	40.000.000,00	7.306,00
100	400	80.000.000,00	14.612,00
150	600	120.000.000,00	21.918,00
200	800	160.000.000,00	29.234,00
300	1000	200.000.000,00	36.530,00
400	1200	240.000.000,00	43.836,00
500	1500	300.000.000,00	54.795,00

A próxima subseção tem por objetivo descrever a formulação do FPOM utilizada.

3 Formulação do Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo

A formulação de FPOM não linear utilizada neste trabalho se baseia na apresentada no trabalho de Blasi [12], que modela carga e descarga de baterias instaladas em redes de distribuição, cujos critérios de otimização minimizam a perda elétrica total e o custo de degradação das baterias.

No entanto, para o processo de alocação de baterias em um sistema hidro-termo-eólico, o FPOM descrito por Blasi [12] deve ser adaptado. Ele passa a ter a função objetivo alterada e algumas restrições de desigualdade inseridas.

A nova função objetivo continua a contemplar o custo de degradação das baterias [12], a função perdas é substituída pela função custo das térmicas e adiciona-se uma função que minimiza o corte de carga (**Pcc**), dada pela Equação 2,

$$FO = f_a + f_b + f_c \quad (2)$$

onde FO é a função objetivo a ser minimizada; f_a é o custo de operação (custo por ciclo, custo total de aquisição dividido pelo número de ciclos previstos de vida útil); f_b é o custo de corte de carga, que é calculado como sendo a soma total de corte de carga (**Pcc**), multiplicada pelo custo de déficit do sistema (o qual é calculado previamente pelos agentes planejadores da rede); e f_c é o custo de despacho das usinas

térmicas (**Pgt**), o qual é multiplicado pelo custo de cada térmica.

Ao problema descrito por Blasi [12], são inseridas novas variáveis como o despacho de geração hidráulica (**Pgh**), térmica (**Pgt**) e corte de carga (**Pcc**). A geração solar é substituída pela geração eólica (**Pgeol**) não despachável, a qual é obtida de estudos de previsão para um dia à frente.

Assim, o FPOM tem a formulação apresentada na Equação 3,

$$\text{Min } FO \quad (3)$$

sujeito a

$$\mathbf{Pgh} + \mathbf{Pgt} + \mathbf{Pgeol} - (\mathbf{Pd} - \mathbf{Pcc})$$

$$- \mathbf{Pbat} \cdot \tan(\text{acos}(pf)) = \text{rea}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{V}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*)\} \quad (4)$$

$$\mathbf{Qgh} + \mathbf{Qgt} + \mathbf{Qgeol} - (\mathbf{Qd} - \mathbf{Pcc} \cdot \text{acos}(pf))$$

$$- \mathbf{Pbat} \cdot \tan(\text{acos}(pf)) = \text{imag}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{V}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*)\} \quad (5)$$

$$\mathbf{v}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{v}^{\max} \quad (6)$$

$$- \text{fluxo}^{\max} \leq \text{fluxo}_{\text{linhas}} \leq \text{fluxo}^{\max} \quad (7)$$

$$\mathbf{Ebat}^{\min} \leq \mathbf{Ebat} \leq \mathbf{Ebat}^{\max} \quad (8)$$

$$- \mathbf{Pbat}^{\min} \leq \mathbf{Pbat} \leq \mathbf{Pbat}^{\max} \quad (9)$$

$$\sum_{k=1}^{np} P_{gh_i}^k \cdot n_{horas_k} \leq \text{Meta}_i, \quad i = 1, \dots, n_{gh} \quad (10)$$

$$\mathbf{Pgh}^{\min} \leq \mathbf{Pgh} \leq \mathbf{QPgh}^{\max} \quad (11)$$

$$\mathbf{Qgh}^{\min} \leq \mathbf{Qgh} \leq \mathbf{Qgh}^{\max} \quad (12)$$

$$\mathbf{Pgt}^{\min} \leq \mathbf{Pgt} \leq \mathbf{Pgt}^{\max} \quad (13)$$

$$\mathbf{Qgt}^{\min} \leq \mathbf{Qgt} \leq \mathbf{Qgt}^{\max} \quad (14)$$

$$\mathbf{Pcc}^{\min} \leq \mathbf{Pcc} \leq \mathbf{Pcc}^{\max} \quad (15)$$

onde nb é o número de barras; nl é o número de ramos; np é o número de períodos (depende do intervalo de amostragem); ft é o fator de potência do sistema de baterias e da carga a ser cortada; e os vetores são:

- **Pd**: vetor de demanda de potência ativa com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

- **Qd**: vetor de demanda de potência reativa com dimensão ($np \cdot nb \times 1$); **V**: vetor com tensão fasorial com dimensão ($np \cdot nb \times 1$). O fasor tensão é representado na forma retangular, $\dot{\mathbf{V}} = \mathbf{e} + j \mathbf{f}$, onde \mathbf{e} é a parte real do fasor tensão ($np \cdot nb \times 1$) e \mathbf{f} é a parte imaginária com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

- **Pgh**: vetor de geração de potência ativa hidráulica com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

- **Pgh^{max}, Pgh^{min}**: limites máximos e mínimos de geração de potência ativa hidráulica, com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

- **Pgeol**: vetor de geração de potência ativa eólica com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

- **Qgh**: vetor de geração de potência reativa hidráulica com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

- Qgh^{max}, Qgh^{min} : limites máximos e mínimos de geração de potência reativa hidráulica, com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- $Qgeol$: vetor de geração de potência reativa eólica com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- Pgt : vetor de geração de potência ativa térmica com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- Pgt^{max}, Pgt^{min} : limites máximos e mínimos de geração de potência ativa térmica, com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- Qgt : vetor de geração de potência reativa térmica com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- Qgt^{max}, Qgt^{min} : limites máximos e mínimos de geração de potência reativa térmica, com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- Pcc : vetor de geração de corte de carga ativa com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- Pcc^{max}, Pcc^{min} : limites máximos e mínimos para corte de carga, com dimensão $(np. nb \times 1)$;
- \dot{Y} : matriz de admitância de barra com dimensão $(np. nb \times np. nb)$;
- $fluxo_linhas$: vetor de fluxo de potência ativa que circula nos ramos da rede elétrica, com dimensão $(np. nl \times 1)$;
- $fluxo^{max}$: limite de carregamento das linhas de transmissão, com dimensão $(np. nl \times 1)$;
- $Pbat$: potência de carga ou descarga das baterias com dimensão $(nb. np \times 1)$. É modelada como uma variável contínua, aceitando valores negativos e positivos, sendo que os valores positivos correspondem à carga da bateria enquanto os valores negativos se referem à descarga da bateria;
- ngh : número de geradores hidráulicos;
- $Meta_i$: meta hidráulica da usina conectada na barra i .

O rendimento eta do processo de carga e descarga é também incorporado às equações de energia de armazenamento das baterias ($Ebat$), conforme Equação 16,

$$Ebat = diag(Pbat - (1 - eta) \cdot |Pbat|) \cdot \Delta t. \quad (16)$$

Esses valores de energia armazenada devem obedecer a valores mínimos e máximos ($Ebat^{min}, Ebat^{max}$) a fim de preservar a vida útil das baterias. Como limites das baterias, são considerados os valores de máxima potência de descarga e carga ($Pbat^{min}, Pbat^{max}$).

As Equações 4 e 5 representam o balanço de potência ativa e reativa que incluem o corte de carga e geração eólica. As Equações de 6 a 9 representam restrições que monitoram as magnitudes de tensão, fluxo nas linhas e limites operacionais das baterias, tal como modelado por Blasi [12].

Foi adicionada a Equação 10, que garante que as usinas hidráulicas não despachem mais energia do que suas reservas previstas para o dia à frente nos estudos de planejamento de médio e curto prazos. O valor representado por $Meta_i$, contém o valor de meta hidráulica da usina

conectada na barra i . Esse valor de energia disponível para cada usina hidráulica é previamente calculado em fases anteriores de planejamento energética do sistema segundo Moraes [15]. Foram também adicionadas as Equações de 11 a 15 que representam restrições que monitoram geração de potência ativa e reativa de usinas hidráulicas e térmicas e de corte de carga do sistema hidrotérmico.

Para ilustrar a lei de formação de todos os vetores apresentados, pode-se considerar o vetor de carga ativa (Pd), que possui a estrutura apresentada na Equação 17,

$$Pd = [Pd_1^1 \quad \dots \quad Pd_{nb}^1 \quad \dots \quad Pd_{nb}^{nper} \quad \dots \quad Pd_{nb}^{nper}]^T \quad (17)$$

onde Pd_i^k representa carga ativa na barra i e período k .

Os parâmetros de entrada do problema representado pelo conjunto de Equações de 3 a 15 são: informações da rede elétrica, tais como número de barras, número de ramos, identificação dos ramos e parâmetros elétricos dos ramos; unidades geradoras conectadas juntamente com seus limites operacionais; valores de geração eólica horária e metas energéticas hidráulicas diárias; limites para corte de carga, magnitudes de tensão e fluxo nas linhas; tolerância e valor máximo de iterações; e limites operacionais das baterias, obtidos da decodificação dos indivíduos.

As variáveis de saída são: despacho de potência ativa e reativa de usinas hidráulicas e térmicas; despacho de potência ativa e reativa das baterias alocadas pelos indivíduos; valores de corte de carga horário, usada para compor a função f_b ; perfil de tensão nodal; e fluxo de potência ativa pelas linhas de transmissão.

O problema representado pelas Equações de 3 a 15 é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão primal-dual. Nesse método, as desigualdades são alteradas para igualdades por meio da introdução de variáveis de folga; acrescenta-se uma função de barreira logarítmica à função objetivo para garantir a não negatividade das variáveis de folga. Na sequência, as condições de Karush – Kuhn – Tucker (KKT) que expressam as primeiras condições de otimalidade do problema de otimização são resolvidas pela aplicação do Método de Newton para obter a solução das equações não lineares (KKT). Este método foi escolhido devido ao seu bom desempenho obtido para resolver FPO tradicionais [16].

Esta subseção apresentou formulação completa do problema de otimização para alocação de baterias em que se propõe minimizar o custo operativo das térmicas, o custo de operação dos BESS e o custo de corte de carga advindo dos congestionamentos na rede de transmissão. Também satisfaz as metas energéticas das usinas hidráulicas; limites operacionais de potência dos geradores hidráulicos e térmicos; limites operacionais de potência e energia das baterias; e, satisfaz as características operacionais da rede tais como limites de magnitudes de tensão e fluxos de potência nos ramos da rede.

O problema de alocação propriamente dito, ou seja, a alocação e o dimensionamento das baterias, é resolvido via AG, cuja função de avaliação para cada indivíduo gerado é avaliada via FPOM, que calcula os valores de corte de carga,

custo de geração térmica e das baterias necessários para seu cálculo.

Na próxima seção, testa-se a formulação proposta e realizam-se análises do impacto dos sistemas de armazenamento para alívio de congestão da transmissão.

4 Resultados

Esta seção tem por objetivo apresentar resultados obtidos pela formulação proposta.

O sistema hidro-termo-eólico testado é um sistema de 33 barras (subsistema Sul do Brasil) apresentado por Alves [17] e adaptado por Moraes et al. [18], que incluíram geração eólica na barra 13, cujo diagrama unifilar está apresentado na Figura 1. O sistema é composto por sete usinas hidráulicas, uma usina térmica e uma usina eólica. As usinas hidrelétricas são: UHE GBM, UHE Salto Caxias, UHE Segredo, UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago, além da UTE de Araucária e uma eólica.

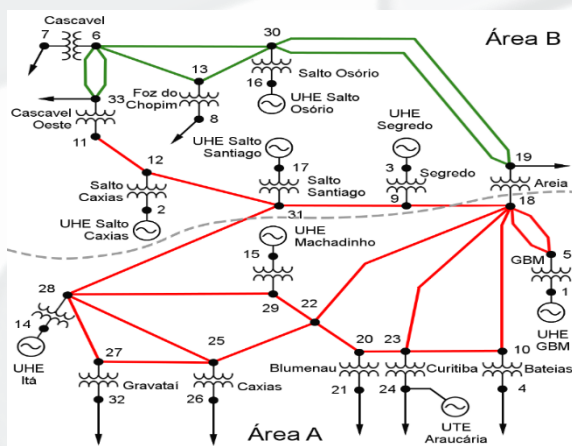


Figura 1: Diagrama unifilar – Sistema 33 barras [14].

O custo de déficit de geração adotado é de 500 \$/MWh, calculado previamente pelos agentes planejadores da rede; o custo de geração térmica é de 180 \$/MWh.

Todas as linhas de 500 kV são monitoradas e todas as barras de 500 kV são candidatas para alocar baterias (linhas vermelhas). Os limites mínimos e máximos de energia armazenada nas baterias é de 10% e 100% respectivamente.

Os dados em pu das Tabelas 2 a 4 e das Figuras 2 a 4 se referem à base de 100 MVA.

Os valores de metas energéticas foram obtidos de etapas prévias de planejamento energético e se referem ao período de hidrologia seca. Para as usinas UHE GBM, UHE Salto Caxias, UHE Segredo, UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago, as metas são de 100 puh, 150 puh, 150 puh, 75 puh, 75 puh, 150 puh e 150 puh, respectivamente.

Os limites máximos de carregamento das linhas de transmissão 2, 12 e 13, que estão ilustradas nas Figuras 2 a 4 são de 5,2 pu, 3,9 pu e 7,8 pu, respectivamente.

Devido ao grande número de possibilidades para alocação de baterias, foram selecionadas apenas alocações de uma a três baterias e em barras de 500 kV. O número *nbat* de baterias a serem alocadas são informadas pelo usuário. A seleção das baterias se dá conforme oito possibilidades de dimensionamento, apresentadas na Tabela 1 (potência, energia e custo).

Os resultados de alocação de uma, duas ou três baterias e nenhuma alocação (que seria o caso de referência) são apresentados na Tabela 2. Essa tabela apresenta o valor e custo total de corte de carga, custo de aquisição e degradação das baterias, bem como dimensionamento e localização delas.

Segundo a Tabela 2, ao se optar pela alocação de uma bateria, ela foi alocada na barra 25, com dimensão 500 MW/1500 MWh. Ao se optar pela alocação de duas baterias, elas foram alocadas nas barras 25 e 27, ambas com dimensão 500 MW/1500 MWh. Ao se optar pela alocação de três baterias, elas foram alocadas nas barras 25 e 27, ambas com dimensão 500 MW/1500 MWh e a terceira na barra 22 com dimensão 200 MW/800 MWh. As barras selecionadas se encontram na Área A e indicam que a região formada por esse tronco da rede é a mais sensível à instalação de sistemas de armazenamentos.

Analisando a Tabela 2, percebe-se que:

- ao se alocar uma bateria, o custo de déficit de geração reduziu a quase 75% do custo de déficit de geração quando não há bateria alocada; ao se alocarem duas baterias, o custo de déficit de geração reduziu a quase 93% do custo de déficit de geração quando não há bateria alocada; ao se alocarem três baterias, o custo de déficit de geração reduziu a mais de 98% do custo de déficit de geração quando não há bateria alocada;
- ao se alocar uma bateria, o seu custo diário de degradação representa 5,5% do custo de déficit de geração quando não se tem bateria alocada; ao se alocarem duas baterias, o custo diário de degradação delas representa 11% do custo de déficit de geração quando não se tem bateria alocada; ao se alocarem três baterias, o custo diário de degradação delas representa apenas 14% do custo de déficit de geração quando não se tem bateria alocada.

Segundo essas percentagens, conclui-se que a instalação de três baterias é economicamente viável, apesar do elevado custo inicial de aquisição, que é de 760.000.000,00 unidades monetárias.

Para se analisarem as redistribuições de fluxo através das linhas monitoradas após as alocações das baterias, os comportamentos foram divididos em dois casos: linhas que se encontravam ativas, ou seja, no limite máximo de carregamento ou próximo deles e deixaram de estar após as alocações, e linhas cujos fluxos se redistribuíram devido às injeções de carga e descarga das baterias por alívio de carregamento das linhas descongestionadas.

As Figuras de 2 a 4 apresentam os fluxos de potência que fluem pelas linhas 2, 12 e 13 para as seguintes situações representadas pela legenda:

- fl_0 bat: sem bateria alocada;
- fl_1 bat: com uma bateria alocada;
- fl_2 bat: com duas baterias alocadas;
- fl_3 bat: com três baterias alocadas.

Segundo as Figuras 2 e 3, que apresentam os fluxos de potência que circulam pela linha de transmissão 2 (que se conecta entre as barras 5 e 18) e pela linha de transmissão 12 (que se conecta entre as barras 18 e 22), observa-se que elas se encontravam operando em seus pontos de carregamento máximo ou próximos dele nas horas de pico, e que deixaram de estar após as alocações das baterias. Já a Figura 4 apresenta os fluxos realocados pela linha 13 (que se conecta entre as barras 18 e 23).

A partir das Figuras de 2 a 4, seguem algumas análises:

- LT 2 (conectada entre as barras 5 e 18): quando não há baterias alocadas, das 16h às 20h, essa LT 2 está operando no seu limite máximo de carregamento (5 pu ou 500 MW). Com a alocação de uma a três baterias, é visível a diminuição de potência que flui nesse horário, pois a UHE GBM diminui sua geração que é compensada pelas baterias que se descarregam e suprem potência necessária.
- LT 12 (conectada entre as barras 18 e 22): é linha de intercâmbio entre as Áreas B e A. Gradativamente conforme vai-se alocando uma a três baterias (na Área A), vai diminuindo o fluxo de potência que circula por ela nas horas 10, 11, 13, 14, 15, 16, 19, 20 e 21h, pois as baterias na área A passam a se descarregar e suprir a carga da área A.
- LT 13 (conectada entre as barras 18 e 23): para essa LT, que não estava operando no limite, para cada grupo de bateria alocada, e para a maior parte das horas, houve aumentos nos fluxos de potências circulantes por ela. Isto ocorreu devido aos reescalamentos de potência ao longo da rede provocados pelas cargas e descargas das baterias.

De um modo geral, observa-se que os fluxos de potência que circulam da Área B para a Área A tendem a diminuir, pois as baterias, principalmente nos horários de pico e localizadas na Área A, suprem a potência necessária para fecharem os balanços de potência. Ou seja, algumas linhas deixam de operar na máxima capacidade de carregamento, pois as cargas que eram por elas alimentadas, passam a ser supridas pela descarga das baterias (que foram alocadas mais próximas delas), permitindo que a geração de algumas usinas atenda outras regiões que estavam impedidas de o serem devido às linhas que se encontravam no limite de carregamento.

Complementando a Tabela 2, a

Tabela 3 faz uma análise financeira das alocações, apresentando valores de custo de déficit, custo de degradação das baterias por ciclo e do custo de geração térmica diário que, somados, fornecem o custo diário de operação. O número de dias necessários para amortização do investimento (sem taxa de juros) é calculado dividindo-se o

custo total de aquisição (Tabela 2) pelo custo total diário de operação. Os dias se referem àqueles com condições de período seco.

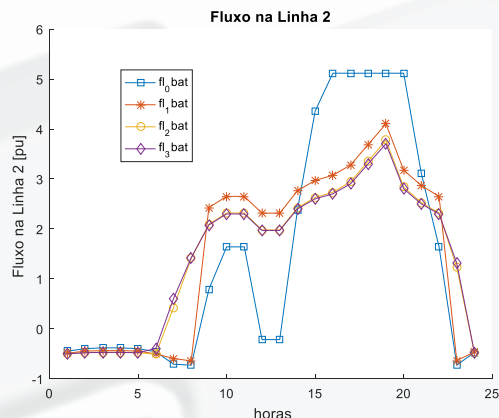


Figura 2: Fluxos pela LT 2 (conectada entre as barras 5 e 18) para zero a três baterias alocadas.

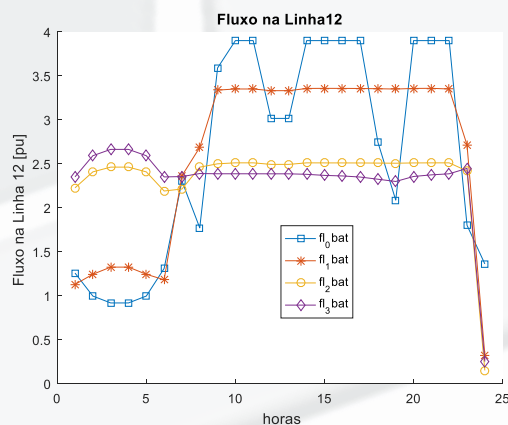


Figura 3: Fluxos pela LT 12 (conectada entre as barras 18 e 22) para zero a três baterias alocadas.

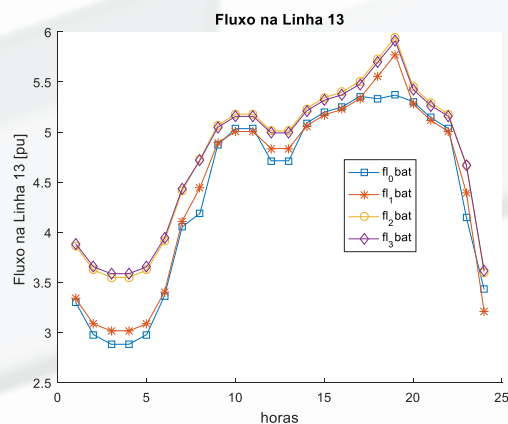


Figura 4: Fluxos pela LT 13 (conectada entre as barras 18 e 23) para zero a três baterias alocadas.

Analisando os resultados da Tabela 3, é possível concluir que, sob o ponto de vista de custo diário total de operação, a

melhor alocação encontrada é a que utiliza três baterias (153.010,00 unidades monetárias), visto que, ao se adicionar a terceira bateria, os valores de custo de déficit de geração e custo das térmicas tenderam a zero. No entanto, o tempo para amortização do investimento praticamente dobra, pois passou de 425 a 757 dias.

Assim, a escolha da melhor configuração depende das prioridades do planejador. Se não houver limite para o valor de investimento inicial, a alocação de três baterias seria a melhor opção pois praticamente zera o corte de carga e geração térmica. Porém, se a preocupação é com rapidez de retorno de investimento, a alocação de duas baterias se mostraria mais atrativa.

Os valores de metas hidráulicas previstas para as usinas UHE GBM, UHE Salto Caxias, UHE Segredo, UHE Salto Osório, UHE Salto Santiago e UHE MACHADINHO foram totalmente usadas ao longo do dia para todas as situações simuladas: com e sem baterias alocadas.

Quando não há bateria alocada, a meta hidráulica da usina de Itá não é totalmente usada. Porém, à medida que se vai alocando as baterias, percebe-se que existiu uma tendência de se aumentar o uso da meta energética (Tabela 4), ao mesmo tempo que diminuiu o despacho de geração da usina térmica, até zerá-la quando se instalam duas e três baterias (custo de térmica apresentado na Tabela 3). Isso contribuiu para diminuição do custo diário de operação.

Em estudos em que a rede esteja representada de modo mais completo, englobando vários níveis de tensão, os custos de conexão com a rede devem ser considerados a fim de se englobar qual o nível de tensão com que o sistema de baterias deve se conectar com a rede.

5 Conclusão

A proposta deste artigo foi o de propor uma formulação matemática que alocasse baterias para avaliar o desempenho delas em sistemas hidro-termo-eólico visando a contornar cortes de carga provocados pelas limitações da rede de transmissão.

A literatura explora em detalhes a utilização de baterias na complementaridade das fontes alternativas na busca de equilíbrio energético. Mas, nos estudos preliminares aqui apresentados, objetivou-se verificar a viabilidade de se alocar sistemas de armazenamento, também no tratamento de questões que envolvem a rede de transmissão.

Para tanto, a formulação que aloca baterias tem como objetivos minimizar o custo de déficit de geração (ou corte de carga) e o custo de operação das térmicas e das baterias. O problema de otimização é resolvido de modo híbrido utilizando a técnica de AG e Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo.

Tabela 2: Resultados de déficit e custo de bateria para cada configuração ótima de baterias.

nbat	Corte de Carga total [pu]	Custo Déficit total [\$], (f_1)	Custo de degradação da bateria por ciclo [\$], (f_2)	Custo de aquisição [\$]	Dimensionamento	
					Tamanho MW/MWh	Localização Barra
0	19,77	988.500,00	-	-	-	-
1	5,0050	250.250,00	54.795,00	300.000.000,00	500/1500	25
2	1,4457	72.285,00	109.590,00	420.000.000,00	500/1500	25
					500/1500	27
3	0,2839	14.194,00	138.810,00	760.000.000,00	200/800	22
					500/1500	25
					500/1500	27

Tabela 3: Análise financeira das alocações de baterias.

nbat	Custo Déficit total [\$] (f_1)	Custo de degradação da bateria por ciclo [\$], (f_2)	Custo Térmica [\$]	Custo Diário [\$]	Dias com condições de período seco para amortização do investimento
0	988.500,00	-	167.980,00	1.156.900,00	
1	250.250,00	54.795,00	146.620,00	451.660,00	425
2	72.285,00	109.590,00	0	181.870,00	430
3	14.194,00	138.810,00	0	153.010,00	757

Tabela 4: Resultados de déficit – utilização das metas hidráulicas utilizando uma bateria.

Usina	Meta disponível [puh]	Meta utilizada sem bateria [puh]	Meta utilizada para 1 bateria [puh]	Meta utilizada para 2 baterias [puh]	Meta utilizada para 3 baterias [puh]
Itá	75,0000	43,5678	57,7134	71,7221	69,6566

Para o caso analisado, após as alocações, verificou-se que as baterias podem auxiliar na diminuição do custo operativo das usinas térmicas e podem aliviar o tráfego pelas linhas de transmissão, possibilitando que haja diminuição dos cortes de carga provenientes de congestionamento na rede.

Foram realizadas alocações de apenas uma, duas e três baterias em um sistema que previamente possuía problemas de corte de carga provocadas por limitação da rede de transmissão. Para cada alocação realizada, verificou-se que houve gradativa diminuição do corte de carga, melhor uso das metas hidráulicas, diminuição do despacho de usina térmica e, apesar dos investimentos na aquisição das baterias, houve diminuição no custo diário de operação.

A possibilidade de se remanejar a energia armazenada das baterias redistribuiu os fluxos pelas linhas de transmissão, permitiu que a capacidade de geração hidráulica fosse mais bem aproveitada e evitou despacho de geração térmica.

As alocações apresentadas sinalizam os locais e dimensionamentos mais apropriados sob a ótica técnica, ou seja, as barras 22, 25 e 27, que se encontram na Área A indicam que a região formada por esse tronco da rede é a mais sensível à instalação de sistemas de armazenamentos.

Cada uma das soluções fornecidas requer ainda um rigoroso estudo econômico para que se obtenha a melhor solução econômica, dentre as possibilidades técnicas fornecidas pela formulação matemática proposta.

As soluções abrem possibilidades que podem estar aliadas à crescente evolução e barateamento dos sistemas de armazenamento, pois os estudos realizados apontaram que as baterias podem ser utilizadas nas questões energéticas voltadas à variabilidade das fontes eólicas e solares.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), vinculada ao Ministério da Educação do Brasil.

Referências

- [1] P. M. Fearnside. Impacts of Brazil's Madeira River Dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. **Environmental Science and Policy**, v. 38, pp. 164–172, 2014.
- [2] L. Viola; L. C. P. da Silva; M. J. Rider. Otimização do Armazenamento de Energia Através de Bateria e Hidrogênio em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, 2017.
- [3] J. Euer; G. Corey. Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide. Lightning in a Bottle, **Electrical Energy Storage**, pp. 1–191, 2011.
- [4] K. Zheng; Z. Zheng; H. Jiang; J. Ren. Economic Analysis of Applying the Used EV battery to Commercial Electricity Customer. **Environ. Sci. Technol**, 51, 3, pp. 1094–1101, 2015.
- [5] Hornsdale Power Reserve, Year 2 Technical and Market Impact case Study, 2019.
- [6] A. Arabali; M. Ghofrani; M. Etezadi-Amoli. Cost analysis of a power system using probabilistic optimal power flow with energy storage integration and wind generation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 53, pp. 832–841, 2013.
- [7] N. T. A. Nguyen; D. D. Le; G. G. Moshi; C. Bovo; A. Berizzi. Sensitivity Analysis on Locations of Energy Storage in Power Systems With Wind Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, pp. 5185–5193, 2016.
- [8] S. Babrowski; P. Jochem; W. Fichtner. Electricity storage systems in the future German energy sector: An optimization of the German electricity Generation system until 2040 considering grid restrictions. **Computers and Operations Research**, v. 66, pp. 228–240, 2016.
- [9] A. del Rosso; W. Eckroad. Energy storage for relief of transmission congestion, **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, pp. 1138–1146, 2014.
- [10] M. Kazemi; M.R. Anzari. An integrated transmission expansion planning and battery storage systems placement – A security and reliability perspective. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 134 (3):107329, pp. 1–11, 2022.
- [11] P. Hartel; M. Doering; M. Jentsch. Cost assessment of storage options in a region with a high share of network congestions. **Journal of Energy Storage**, v. 8, pp.358–367, 2016.
- [12] T. Blasi. Planning of active distribution systems operation with batteries and renewable energy source. **Dissertação de Mestrado**, Universidade Federal do Paraná, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Brasil, 2019.
- [13] J. P. Barton; D.G. Infield. Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 19, pp. 441–448, 2004.
- [14] M. A. C. Pacheco. Algoritmos Genéticos: Princípios e Aplicações. **ICA: Laboratório de Inteligência Computacional Aplicada Departamento de Engenharia Elétrica Pontifícia Universidade Católica**, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

- [15] R. A. Moraes. Despacho hidrotérmico para horizonte de curto prazo integrado a restrições não-lineares da rede elétrica e alocação de reserva girante. **Tese de Doutorado**, Universidade Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.
- [16] S. S. Borges; T. S. P. Fernandes; K. C. de Almeida. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos pontos interiores e coordenadas retangulares. *Revista Controle & Automação*, v. 22, pp. 479–494, 2011.
- [17] W. F. Alves. Proposição de Sistemas – Teste para análise computacional de sistemas de potência. **Dissertação de Mestrado**, Universidade Federal Fluminense, Brasil, 2007.
- [18] R. A. Moraes; T. S. P. Fernandes; A. G. B. Arantes; C. U. Vila. Short-Term Scheduling of Integrated Power and Spinning Reserve of a Wind-Hydrothermal Generation System with AC Network Security Constraints. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, pp. 29, 2017.