

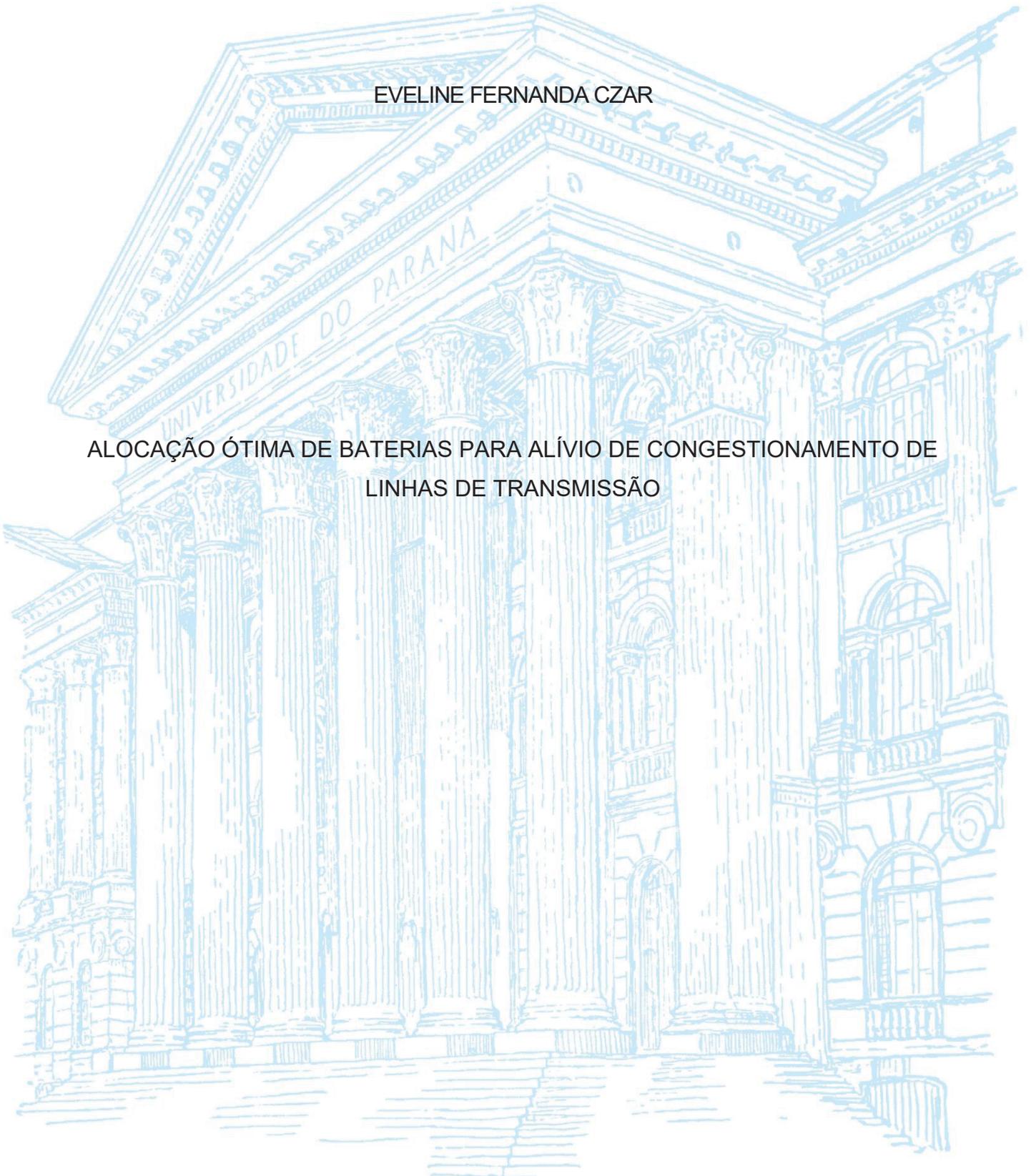
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

EVELINE FERNANDA CZAR

ALOCÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS PARA ALÍVIO DE CONGESTIONAMENTO DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO

CURITIBA

2021



EVELINE FERNANDA CZAR

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS PARA ALÍVIO DE CONGESTIONAMENTO DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Thelma Solange Piazza Fernandes

CURITIBA

2021

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

C998a

Czar, Eveline Fernanda

Alocação ótima de baterias para alívio de congestionamento de linhas de transmissão [recurso eletrônico] / Eveline Fernanda Czar. – Curitiba, 2021.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes .

1. Baterias elétricas. 2. Acumuladores. 3. Algoritmos genéticos. 4. Linhas elétricas. 5. Energia elétrica - Transmissão. I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma Solange Piazza. III. Título.

CDD: 621.355

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA ELÉTRICA -
40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **EVELINE FERNANDA CZAR** intitulada: **ALOCÇÃO ÓTIMA DE BATERIAS PARA ALÍVIO DE CONGESTIONAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**, sob orientação da Profa. Dra. THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestra está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 14 de dezembro de 2021.

Assinatura Eletrônica

14/12/2021 18:00:02.0

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

14/12/2021 18:28:17.0

JULIANA ALMANSA MALAGOLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

15/12/2021 23:00:03.0

ANDREA LUCIA COSTA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo amor e misericórdia derramada sobre minha vida, bem como por iluminar minha mente nos momentos difíceis, dando-me força e coragem para seguir.

A minha orientadora, Prof. Dr. Thelma Solange Piazza Fernandes, por ter acreditado no meu potencial desde a entrevista de admissão. Além de uma excelente profissional, um exemplo ímpar de ser humano: Foi muitas vezes, além de orientadora, uma ótima conselheira, psicóloga e amiga. Obrigada por ter estado sempre disponível e não ter me deixado desistir.

Aos meus pais, Cleverson e Evelize, todo o meu amor e gratidão. Por terem apoiado todas as minhas decisões até aqui. Vocês dois são a razão da minha vida e de todas as minhas conquistas.

À Chérie, minha companheira de todas as horas.

Aos professores Alexandre Aoki e Juliana Almansa Malagoli, por terem acompanhado todo o percurso até a banca final, com suas sugestões e correções.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desse projeto.

“Si j’ai vu plus loin que les autres, c’est parce que je me suis juché sur les épaules de géants” (Isaac Newton)

RESUMO

Os sistemas de armazenamento de energia têm se tornado importantes aliados para a operacionalização de sistemas elétricos compostos por fontes eólicas e solares, os quais são usados principalmente para contornar os elevados níveis de variabilidade de geração desses tipos de fonte. No entanto, os sistemas de armazenamento possuem várias outras aplicações em Sistemas Elétricos de Potência, tal como, uso para aliviar congestionamento na rede de transmissão. Assim, as 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, justificam a importância de também se realizar estudos a respeito do impacto dos sistemas de armazenamento nos fluxos de potência através das linhas de transmissão de sistemas elétricos. Dentre as várias tecnologias de armazenamento existentes, este trabalho aborda as baterias, as quais protagonizam a maioria dos sistemas de armazenamento de energia instalados na atualidade. Assim, este trabalho tem como foco analisar o uso de baterias em sistemas hidrotérmicos com penetração de fonte eólica, com objetivo de contornar sobrecarga nas linhas de transmissão. Para tanto, é necessário antes, realizar um estudo de como alocar e dimensionar as baterias e uma vez feita as alocações, analisar os impactos advindos de suas instalações na rede de transmissão do sistema hidro-termo-eólico. A alocação e o dimensionamento ótimo das baterias deve ser feita no sentido de minimizar os cortes de carga oriundos dos congestionamentos nas linhas, de se despachar a geração hidráulica e térmica de modo a minimizar os custos de geração das usinas térmicas, além de minimizar os próprios custos de aquisição e operação das baterias. Para tanto, este trabalho formula um problema de otimização que aloca e dimensiona sistemas de baterias em sistemas hidrotérmicos com penetração de fonte eólicas, solucionado via Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo. Os resultados e análises foram realizados utilizando sistema de 33 barras e eles mostram que é possível reduzir cortes de carga devido ao congestionamento da rede de transmissão, postergando assim, a construção de novas linhas de transmissão através da instalação de sistemas de armazenamento.

Palavras-Chave: Alocação de Baterias, Sistema hidro-termo-eólico, Algoritmos Genéticos, Congestionamento nas linhas de transmissão

ABSTRACT

Energy storage systems have become important allies to operationalize electrical systems composed of wind and solar sources, which are mainly used to contour high levels of generation variability of these types of sources. However, storage systems have several other applications in Electric Power Systems, such as to alleviate transmission network congestions. Thus, the issues of transmission congestion together with the increasing of load, depletion of water resources and increase of wind and solar sources, as occurring in the Brazilian electrical system, justify the importance of also carrying out studies about the impact of storage systems on power flows through the transmission lines of electrical systems. Thus, this work focuses on analyzing the use of batteries in hydrothermal systems with penetration of wind source, with the intention to circumvent transmission congestions. For that, it is necessary, beforehand, to carry out a study of how to allocate and size the batteries and, once the allocations are made, analyze the impacts arising from their installations on the hydrothermal system's transmission network. The optimal allocation and sizing of the batteries are made to minimize load cuts arising from congestion on the lines, to dispatch hydraulic and thermal generation to minimize the generation costs of thermal plants, in addition to minimize the acquisition and operating costs of the batteries. Therefore, an optimization problem is formulated that allocates and sizes battery systems in hydrothermal systems with penetration of wind sources, solved via Genetic Algorithms and Multiperiod Optimal Power Flow. The results and performance analysis are done using a system of 33 buses. The results show that it is possible to reduce load cuts due to transmission congestion, thus postponing the construction of new transmission lines after the installation of storage systems.

Key-Words: Battery Allocation, Hydro-thermo-wind system. Genetic Algorithms, Congestion in Transmission Lines

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Consumo energético por tipo de fonte (1994-2019)	15
Figura 2: Classificação dos sistemas de armazenamento de energia	24
Figura 3: Classificação dos sistemas de armazenamento de energia de acordo com a relação tempo de descarga e potência fornecida	25
Figura 4: Princípio de funcionamento das baterias de fluxo	29
Figura 5: Fluxograma da solução do problema	32
Figura 6: Diagrama unifilar do Sistema 33 barras	42
Figura 8: Perfil diário de carga total ativa	43
Figura 9: Perfil de Corte de Carga por barra ao longo de um dia para cada configuração de alocação de baterias	47
Figura 10: Despacho diário de 1 bateria – Caso 1	48
Figura 11: Energia diária armazenada – 1 Bateria – Caso 1	48
Figura 12: Despacho diário de 2 baterias – Caso 1	48
Figura 13: Energia diária armazenada – 2 Baterias – Caso 1	49
Figura 14: Despacho diário de três baterias – Caso 1	49
Figura 15: Energia diária armazenada – 3 Baterias – Caso 1	49
Figura 16: Despacho diário de uma bateria – Caso 2	56
Figura 17: Energia diária armazenada de uma bateria – Caso 2	57
Figura 18: Despacho diário – 2 Baterias – Caso 2	57
Figura 19: Energia diária armazenada – 2 Baterias – Caso 2	58
Figura 20: Despacho equivalente de três baterias (na mesma barra) – Caso 2	58
Figura 21: Energia equivalente diária armazenada – 3 Baterias (na mesma barra) – Caso 2	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Características técnicas entre as diferentes tecnologias de baterias	26
Tabela 2: Características das baterias derivadas da bateria de íon-Lítio	27
Tabela 3: Aplicações e fabricantes dos diferentes tipos de baterias de Ion-Lítio	28
Tabela 4: Terminologia e conceitos de computação de Algoritmos Genéticos.....	34
Tabela 5: Codificação dos indivíduos para <i>nbat</i> baterias	35
Tabela 6: Custo considerado das baterias	36
Tabela 7: Parâmetros iniciais utilizados para os operadores genéticos	36
Tabela 8: Dados da Usina Térmica de Araucária	43
Tabela 9: Metas hidráulicas das sete usinas do sistema-teste	44
Tabela 10: Linhas de 500 kV monitoradas	44
Tabela 11: Resultados de déficit e custos para cada configuração ótima de baterias – Caso 1	46
Tabela 12: Análise financeira das alocações de baterias – Caso 1	46
Tabela 13: Utilização das metas hidráulicas alocando uma bateria – Caso 1	54
Tabela 14: Custo de geração das UTE para cada caso analisado – Caso 1.....	54
Tabela 15: Resultados de déficit e custos para cada configuração ótima de baterias – Caso 2	55
Tabela 16: Análise financeira das alocações de baterias – Caso 2.....	55
Tabela 17: Utilização das metas hidráulicas com alocação das baterias para o Caso 2	63
Tabela 18: Custo de geração das UTE para cada alocação realizada no Caso 2....	63

LISTA DE SIGLAS

AG – Algoritmos Genéticos

BESS – *Battery Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias)

CA – Corrente alternada

CAES - *Compressed Air Energy Storage* (Plantas de Armazenamento de Energia em Ar Comprimido)

CC – Corrente contínua

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESSs - *Energy Storage Systems* (Sistemas de Armazenamento de Energia)

FPO – Fluxo de Potência Ótimo

FPOM – Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo

IA – Inteligência Artificial

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)

KKT - Condições de Karush – Kuhn – Tucker

LAES - *Liquid Air Energy Storage* (Plantas de Armazenamento de Energia em Ar Líquido)

LCO – Bateria de óxido de lítio cobalto

LFP – Bateria de Fosfato de Ferro de Lítio

LMO – Bateria de Óxido de Manganês de Lítio

LTO – Bateria de Óxido de Titanato de Lítio

MVA – Mega Volt-Ampère

MW – Megawatts

NCA – Bateria de Óxido de Alumínio de Cobalto-Níquel-Lítio

NMC – Baterias de Lítio-Óxido-Manganês-Cobalto

PSO – *Particle Swarm Optimization* (Otimização por Enxame de Partículas)

SEP - Sistemas Elétricos de Potência

UHE – Usina Hidrelétrica

UHRs - Usinas Hidrelétricas Reversíveis

UTE – Usina Termelétrica

VRB - Bateria de Fluxo de Vanádio

2PE - Estimação de Dois Pontos

LISTA DE SIMBOLOS

$CustoPerdas$	Custo total de perdas elétricas;
$Custo$ $degradaçãoobaterias$	Função custo de degradação;
$Ebat$	Energia armazenada das baterias;
$Ebat^{máx}$	Valor máximo de energia armazenada;
$Ebat^{min}$	Valor mínimo de energia armazenada;
eta	Rendimento do processo de carga e descarga;
f_a	Função de avaliação;
f_{bat}	Custo de operação das baterias;
f_{cc}	Custo de corte de carga;
$fluxo_linhas$	Vetor de fluxo de potência ativa que circula nos ramos da rede elétrica
$fluxo^{max}$	Limite de carregamento das linhas de transmissão
FO	Função objetivo;
ft	Fator de potência do sistema de baterias;
f_{term}	Custo de despacho das usinas térmicas;
$f1$	Custo de aquisição e operação das baterias composto pelo custo por ciclo;
$f2$	Função custo linear de corte de carga necessário para se contornar sobrecarga nas linhas;
nb	Número de barras;
ngh	Número de geradores hidráulicos;
nl	Número de ramos;
np	Número de períodos;
$nbits_dim$	Dimensão da bateria;
$nbits_local$	Posição do vetor de barras candidatas para alocação;
$Pbat$	Vetor de potência de carga ou descarga das baterias;
Pcc	Vetor de corte de carga ativa;
$Pcc^{máx}$	Vetor de limites máximos para corte de carga;

P_{cc}^{min}	Vetor de limites mínimos para corte de carga;
P_d	Vetor de carga ativa;
P_g	Vetor de geração de potência ativa total;
P_{geol}	Vetor de geração de potência ativa eólica;
P_{gh}	Vetor de geração ativa hidráulica;
P_{gt}	Vetor de geração ativa térmica;
P_{gsolar}	Vetor de geração de potência ativa solar;
P_d	Vetor de demanda de potência ativa;
$P_d_i^k$	Carga ativa na barra i no período k ;
Q_d	Vetor de demanda de potência reativa;
Q_g	Vetor com geração de potência reativa total;
Q_{geol}	Vetor de geração de potência reativa eólica;
Q_{gh}	Vetor de geração de potência reativa hidráulica;
Q_{gh}^{max}	Vetor de limite máximo de geração de potência reativa hidráulica;
Q_{gh}^{min}	Vetor de limite de geração de potência reativa hidráulica;
Q_{gsolar}	Vetor de geração de potência reativa solar;
Q_{gt}	Vetor de geração de potência reativa térmica;
Q_{gt}^{max}	Vetor de limite máximo de geração de potência reativa térmica;
Q_{gt}^{min}	Vetor de limite mínimo de geração de potência reativa térmica;
V	Vetor de tensão fasorial;
V^{max}	Vetor de limite máximo das magnitudes de tensão;
V^{min}	Vetor de limite mínimo das magnitudes de tensão;
Y	Matriz de admitância de barra.

SUMÁRIO

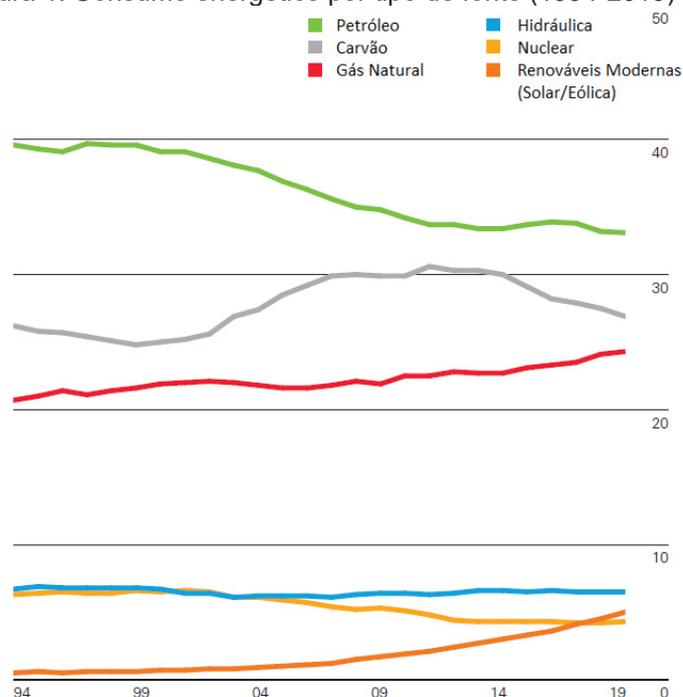
1	INTRODUÇÃO	15
1.1.	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2.	JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO	18
1.3.	OBJETIVOS	21
1.4.	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	22
2	TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO	23
2.2.	BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE (NAS)	28
2.3.	BATERIAS DE FLUXO	29
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	30
3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PARA ALOCAÇÃO DE BATERIAS	31
3.1	FUNÇÃO DE AVALIAÇÃO	33
3.2	FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO MULTIPERÍODO	37
4	RESULTADOS	42
4.1	SISTEMA DE TESTE 33 BARRAS	42
4.2	CASO 1: TODAS AS BARRAS DE 500 KV SÃO CANDIDATAS À ALOCAÇÃO DAS BATERIAS	45
4.3	CASO 2: TODAS AS BARRAS DE 500 KV SÃO CANDIDATAS À ALOCAÇÃO DAS BATERIAS, ENERGIA FINAL NAS BATERIAS IGUAL AO DE CHEGADA NO INÍCIO DO DIA	54
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
1	ANEXO I – DADOS SISTEMA-TESTE DE 33 BARRAS	72

1 INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Mundialmente, devido ao crescente avanço tecnológico e diminuição de custos de fontes solares e eólicas, houve um aumento no uso desses tipos de fontes para geração de energia elétrica (BP, 2020). A Figura 1 apresenta essa tendência, onde se observa as energias renováveis atingindo 5% do consumo total de energia primária no mundo, ao passo que fontes derivadas do petróleo e do carvão proporcionalmente têm se tornado menos representativas.

Figura 1: Consumo energético por tipo de fonte (1994-2019)



Fonte: Adaptado de BP (2020)

No Brasil, cuja fonte é predominantemente hidráulica, observou-se o esgotamento desse potencial hidrelétrico principalmente nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste e em contrapartida, têm-se observado aumento na instalação de usinas eólicas (principalmente na região Nordeste) e solares (principalmente de forma distribuída ao longo de todo território).

No entanto, tais fontes apresentam elevados níveis de variabilidade de geração, não podendo ser despachadas. Para compensar esses problemas, 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 (*Energy Storage Systems – ESSs*). Ou seja, os ESSs têm tido importância cada vez maior no cenário mundial, para contornar não só questões de variabilidade da geração de energia, mas também para redução dos custos de transmissão e impactos ambientais (FERNSIDE, 2014).

Existem diversos tipos de tecnologia de ESSs, tais como: Baterias Eletroquímicas (*Battery Energy Storage System – BESS*), Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs), Plantas de Armazenamento de Energia em Ar Comprimido (*Compressed Air Energy Storage – CAES*), Plantas de Armazenamento de Energia em Ar Líquido (*Liquid Air Energy Storage – LAES*), entre outros.

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. Segundo a estimativa feita pela Wood Mackenzie Power & Renewable's (2019), o mercado de armazenamento de energia deve crescer rapidamente até 2024.

A possibilidade de BESSs serem usadas como ESSs em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) já foi percebida no início da Indústria da Energia Elétrica, conforme Steinmetz (1911). Contudo, essa possibilidade deixou de existir assim que os SEPs passaram de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), somente vindo a ser reestabelecida quando do surgimento dos retificadores e inversores trifásicos de potência.

Viola (2017) compila em seu trabalho várias aplicações das BESSs em SEPs:

- Armazenamento utilizado para deslocar a energia elétrica no tempo (*electric energy time-shift*) de modo a comprar energia barata no período fora de ponta, armazená-la e posteriormente vendê-la no período de ponta a um preço melhor.
- Armazenamento para fornecimento de energia elétrica (*electric supply capacity*) reduzindo a necessidade de novas plantas geradoras e compra de energia no mercado atacadista;
- Integração das fontes renováveis intermitentes com o armazenamento como forma de fornecer potência contínua (*renewables capacity firming*) (EYER e COREY, 2010);

- Controle primário de potência, evitando flutuações e garantindo a confiabilidade do sistema (uso como reserva primária de potência que deve estar disponível por 30 minutos a fim de assegurar o fornecimento no caso de interrupção devido a alguma falha);
- Potencial energético subaproveitado em períodos de condição hidrológica favorável que pode ser armazenado;
- Na transmissão, o armazenamento pode contribuir para aliviar o congestionamento da rede (*transmission congestion relief*) provocado pela crescente inserção da geração intermitente e distribuída;
- Além do uso de geradores síncronos e de indução, o uso de baterias e ultracapacitores, podem melhorar a estabilidade transitória (SRIVASTAVA, KUMAR e SCHULZ, 2012);
- Quando da restauração de sistemas, baterias distribuídas podem fornecer potência para a parte a jusante da abertura do alimentador, ou seja, da rede de distribuição;
- Gerenciamento do custo da energia por tempo de uso (*time-of-use energy cost management*), aplica-se ao mercado varejista. Dessa maneira, a sinergia entre o *time-of-use* e o corte dos picos de demanda (*peak shaving*) é benéfica tanto para o consumidor que economiza na conta de energia, quanto para a concessionária que pode negociar melhor a energia que compra.

A maior parte dessas aplicações tem sido amplamente estudadas na literatura, com exceção da questão do congestionamento, que possui poucos trabalhos, mas que de acordo com Eyer e Corey (2011), o uso de BESSs podem se tornar uma alternativa para evitar custos e encargos extras devido ao congestionamento das linhas de transmissão.

O congestionamento das linhas de transmissão ocorre quando a energia gerada excede a capacidade nominal da rede, ou não pode alcançar a carga devido às desconformidades da rede, impossibilitando o abastecimento de energia com segurança e confiabilidade e deixando o sistema instável. Desta maneira, os custos das tarifas de acesso à transmissão se tornam maiores por conta dos congestionamentos do sistema de transmissão durante os períodos de pico de demanda (EYER e COREY, 2011).

A primeira alternativa para contornar problemas de congestionamento é a expansão da rede, através da construção de novas linhas de transmissão, porém, conforme Zheng *et al.* (2015), em geral, a rede de transmissão ultrapassa sua capacidade de transmissão durante apenas 1% do tempo ao longo de um ano. Assim, por conta do curto período de sobreutilização da rede, essa alternativa torna-se inviável, sendo então efetivada, em última instância, a realização de corte de carga a fim de evitar a sobrecarga nas linhas de transmissão, o que a longo prazo não é uma solução para problema que tende a se agravar pelo aumento natural da carga.

Assim, as 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, justificam a importância de também se realizar estudos a respeito do impacto dos sistemas de armazenamento nos fluxos de potência através das linhas de transmissão de sistemas elétricos.

1.2. JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO

Nesta seção, é apresentada uma síntese das principais obras pesquisadas, o processo de seleção, as metodologias propostas por cada autor bem como os critérios de otimização já formulados, a fim de justificar a escolha do tema e ressaltar as contribuições do trabalho.

Arabali *et al.* (2013) definem o tipo e a localização ideal de armazenamento de energia para alívio do congestionamento de transmissão para sistemas eólicos. Eles propõem um método que combina Fluxo de Potência Ótima (FPO), Estimação de Dois Pontos (2PE) e Otimização por Enxame de Partículas (PSO). A geração e a carga do vento são modeladas estocasticamente usando dados históricos para ajustes de curvas. Para cada hora da etapa da programação, o FPO é representado como subproblema para minimização de custos de operação, que também fornece custos de congestionamento calculados a partir de resultados do FPO. A otimização por enxame de partículas (PSO) é utilizada para otimizar o tamanho e o armazenamento adequado de energia. Os resultados obtidos para um sistema IEEE 24 barras mostraram as vantagens na utilização de sistemas de armazenamento de energia, tanto para o custo social, isto é, a soma dos custos de operação e de

congestionamento, quanto para o alívio de congestionamento das linhas de transmissão em relação as alternativas.

Analisando o armazenamento de energia como elemento de controle corretivo, Rosso e Eckroad (2014) afirmam em seu trabalho que uma bateria instalada no final de uma linha pode impedir episódios de contingência. Valendo-se de um modelo de processo hierárquico, Rosso e Eckroad (2014) indicaram o posicionamento ideal das baterias a serem utilizadas para armazenamento de energia, considerando as condições de sensibilidade dos locais onde haja congestionamento. A energia da bateria foi calculada levando em consideração o incremento necessário na capacidade de transmissão. Com o desenvolvimento do trabalho, eles constataram que instalando uma bateria de 50 MW em um barramento, aumentaria a capacidade de transmissão em aproximadamente 55 MW.

Nguyen et al. (2016) formulam em seu trabalho 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. Os resultados alcançados podem ser aplicados a sistemas reais e a diversos cenários, tendo como empecilho somente a carga computacional.

O trabalho de Härtel et al. (2016) analisa os custos das diferentes tecnologias de sistemas de armazenamento, tanto para o sistema de distribuição, como para o sistema de transmissão, utilizando dados empíricos detalhados dos últimos anos na região alemã de *Schleswing-Holstein*. Em diversas regiões da Alemanha, a capacidade de transmissão das linhas de transmissão não acompanhou o crescimento da capacidade instalada de geração distribuída, principalmente originadas de fontes renováveis, foi necessário a redução da produção de energia elétrica por estes meios. Para evitar estas perdas de rendimento, o armazenamento em diferentes tipos de tecnologia foi sugerido. Hartel et al. (2016) concluem que, pelo ponto de vista econômico, a expansão da rede apresenta um melhor custo-benefício se comparado ao armazenamento de energia, que não se mostrou atrativo financeiramente até 2025. Porém, no trabalho é destacado que uma implementação deste tipo de sistema de armazenamento de energia deve ser embasada não somente economicamente, mas também, e principalmente, visando a segurança.

Babrowski et al. (2016) utilizaram em seu trabalho 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. Com isso, estimaram-se os custos futuros das baterias e realizou-se uma análise da implantação das mesmas no período entre 2015 e 2040. Com o desenvolvimento deste trabalho, Babrowski et al. (2016) concluíram 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.

Kazemi e Ansari (2021) apresentaram 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. Além disso, usou-se a decomposição de Benders, transformando o problema de otimização em grande escala em problemas de otimização menores, com um horizonte de 10 anos de planejamento. Dessa maneira, verificou-se que a expansão integrada, ou seja, considerando a construção de novas linhas juntamente com a alocação de baterias se torna mais eficiente em relação à confiabilidade do sistema em comparação com o método tradicional de planejamento da expansão. Também foi demonstrado que o modelo integrado apresenta menor custo operacional diário.

Analisando a literatura, verifica-se que alguns poucos trabalhos já analisaram o uso de sistemas de baterias em redes elétricas, e que alguns não a recomendam sob o ponto de vista econômico. No entanto, como colocado por Härtel et al. (2016), as vantagens sob a ótica de segurança operacional não devem ser relevadas.

E, ainda, segundo a literatura, 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 hidrotérmico com penetração de fontes eólicas e assim com questões energéticas únicas.

Assim sendo, para abordar especificamente essa questão do uso de BESSs para contornar sobrecarga nas linhas em sistemas hidrotérmicos, este trabalho formula um problema de otimização que seja capaz de alocar e dimensionar baterias em sistemas elétricos hidrotérmicos (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 será via Algoritmos Genéticos, escolhida pela facilidade de implementação. Salienta-se que poderia ser qualquer outra (como Enxame de Partículas, usado em alguns trabalhos citados), contudo o objetivo não é testar técnicas, mas propor formulação matemática para solução dedicada ao problema brasileiro. Para se avaliar a função de avaliação do AG, que minimiza custos referentes à corte de carga, produção de geração térmica e de aquisição das baterias, será utilizado um FPO Multiperíodo, tal como também utilizado em Blasi (2020) e Nguyen et al. (2016), mas adaptado para sistema hidrotérmico.

Neste viés, 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 também minimizar os prejuízos pelo não atendimento à carga. A escolha da tecnologia de armazenamento e o seu dimensionamento adequado é necessária para se realizar adequadamente a operação de um dia a frente e assim realizar análises sobre o desempenho dos sistemas de armazenamento para fins de alívio de sobrecarga nas linhas.

1.3. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo analisar desempenho de sistemas de armazenamento em sistemas hidrotérmicos a fim de contornar problemas de congestionamento nas linhas.

Para alcançar o objetivo geral do trabalho é necessário atingir os objetivos específicos, os quais consistem em:

- Revisar a literatura sobre tipos de tecnologias de baterias próprias para instalação em sistemas de transmissão;
- Formular problema de otimização que aloque e dimensione baterias em sistemas hidrotérmicos com penetração de fonte eólicas, que tem como objetivo minimizar custos de operação do sistema, custos de aquisição das baterias e custos referentes aos cortes de carga provocados por congestionamento em linhas de transmissão;

- Avaliar a metaheurística Algoritmos Genéticos (AG), que é uma técnica de Inteligência Artificial (IA) a ser utilizada para resolver o problema de otimização proposto;
- Adaptar Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo para que considere baterias inseridas em sistema hidrotérmicos, cujos resultados são usados para se realizar a operação diária da rede e subsidiar a obtenção da função de avaliação do problema que aloca e dimensiona baterias;
 - Testar e validar o algoritmo desenvolvido.
 - Analisar desempenho das baterias em sistemas hidrotérmicos para contornar congestionamento nas linhas.

1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos:

O Capítulo 1 contextualiza o cenário atual, realiza uma revisão da bibliografia existente, além de definir os objetivos.

O Capítulo 2 apresenta as tecnologias de baterias existentes e suas peculiaridades técnicas.

O Capítulo 3 apresenta a formulação do problema de otimização para alocação e dimensionamento de baterias em sistema hidrotérmicos resolvidos via Algoritmos Genéticos (AG) e Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados da metodologia para alocação de baterias utilizando sistema de 33 barras.

No Capítulo 5 é apresentado as considerações finais do trabalho e exposto as ideias para futuros trabalhos.

2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

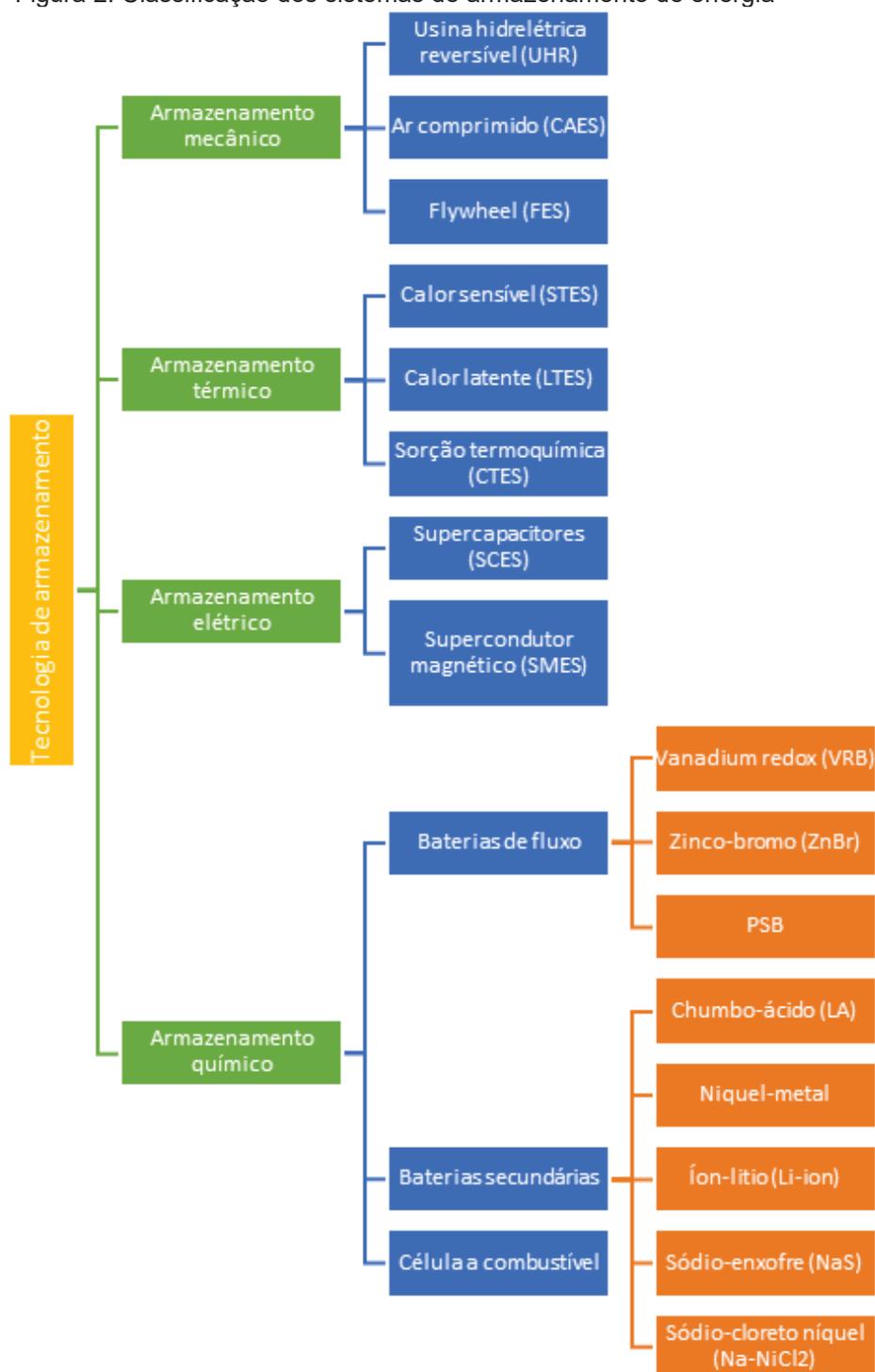
Este capítulo tem como objetivo descrever sucintamente as mais importantes tecnologias de armazenamento eletroquímico, o qual vai subsidiar na escolha do tipo de bateria a ser utilizada para alocação em sistemas hidrotérmicos.

Segundo Akinyele; Rayudu (2014), todos os tipos de sistemas de armazenamento de energia são compostos por quatro elementos: meio de armazenamento; carga, que permite que o fluxo de energia circule entre a rede elétrica e o meio de armazenamento; a descarga, que garante o fornecimento da energia já armazenada e o controle, que coordena todo o sistema.

Os sistemas de armazenamento de energia são classificados de acordo com a forma com que a energia é armazenada, como por exemplo, armazenamento químico, para as baterias e células a combustível e mecânico, como no caso das usinas reversíveis, ar comprimido e *flywheels*.

A Figura 2 ilustra as categorias de tecnologia de armazenamento.

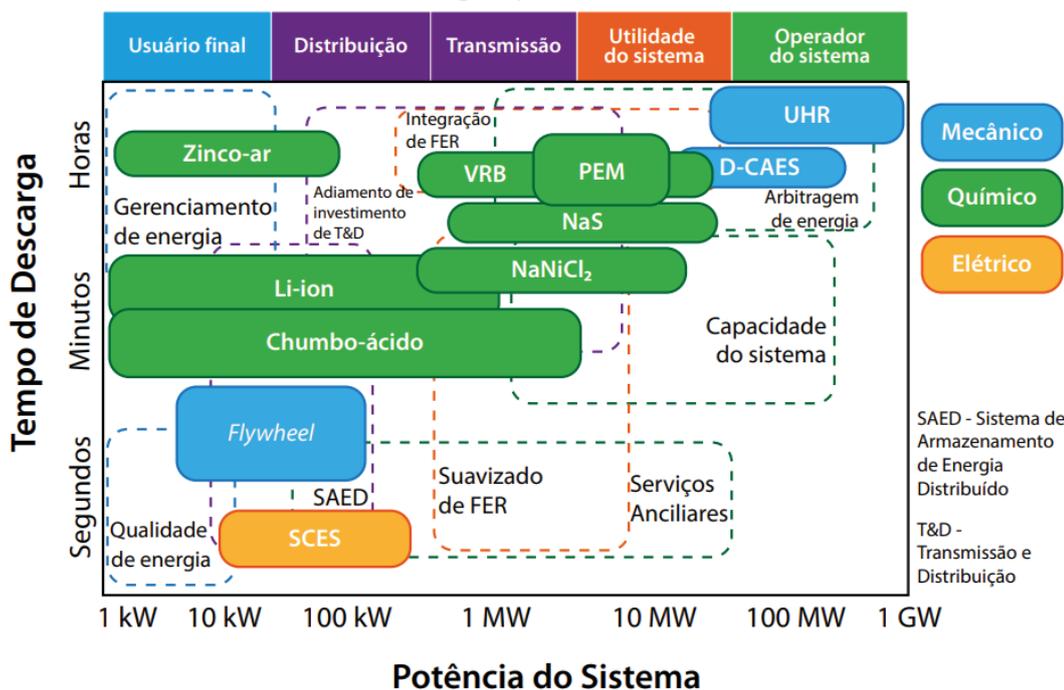
Figura 2: Classificação dos sistemas de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de Cantane et al (2020).

Outra forma de agrupamento é de acordo com a relação entre tempo de descarga e a potência fornecida, conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3: Classificação dos sistemas de armazenamento de energia de acordo com a relação tempo de descarga e potência fornecida



Como já mencionado, os sistemas de armazenamento de energia são classificados de acordo com a natureza do processo utilizado (CANTANE; ANDO JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020). Dessa forma, levando-se em consideração o “estilo” do país, duas tecnologias destacam-se: usinas hidrelétricas reversíveis e baterias.

No tocante a usinas hidrelétricas reversíveis e baterias, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Brasil já discute seus impactos no planejamento energético nacional (EPE, 2019^a).

Especificamente quanto a baterias, de acordo com Cantane, Ando Junior e Hamerschmidt (2020), elas além de diminuir custos, possuem alguns fatores que justificam o interesse pelo seu uso:

- Alta densidade de energia, alta eficiência e baixíssimo tempo de resposta em operação;
- Flexibilidade tanto em capacidade de instalação (no âmbito de modularidade) quanto em possibilidade de alocação física;

- Versatilidade de aplicações atendidas, desde sistemas onde são exigidas respostas instantâneas e de alta potência durante um curto intervalo de tempo, assim como aplicações de maior duração;
- Rápida instalação, com média de seis meses entre contratação e comissionamento.

As diferentes combinações de elementos químicos e materiais definem as diferentes tecnologias como: bateria de chumbo ácido, níquel-metal, íon-lítio, sódio enxofre e as de fluxo (CANTANE; ANDO JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020), as quais possuem as mais diferentes características técnicas, como apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Características técnicas entre as diferentes tecnologias de baterias

BATERIA	Vida útil (anos/ ciclo)	Densidade energética [$Wh \cdot kg^{-1} / kWh/m^3$]	Tempo de descarga	Tempo de recarga	Temp. de operação [$^{\circ}C$]	Tensão crítica [V por célula]
Chumbo - ácido	5-15/2000	30-50/75	Min – h	8-16h	0,1-0,3	-10 -40
Níquel – cádmio	15-20/2000	45-80/<200	s – h	1h	0,2-0,6	-40-45
Lítio-íon	8-15/500-600	100-250/ 250-620	Min – h	9h	0,1-0,3	-10-50
Sódio-enxofre	12-20/ <20000	150-240/<400	s– h	9h	20	300
Sódio-cloreto de níquel	12-20/4000-4500	125/150-200	Min – h	6 – 8h	15	270-350
Zinco-brometo	5-10/300-1500	60-80/20-35	s – 10h	4h	0-1	10-45
Vanádio redox	10-20/13000	75/20-35	s- 10h	Min	0-10	0-40

Fonte: CAVANAGH et al, 2015.

2.1 BATERIAS DE ION-LITIO

As baterias de íon lítio, que se tornaram bastante difundidas nos últimos anos, foram criadas no início da década de 80 por John Goodenough, que utilizou óxido de cobalto de lítio e dióxido de manganês de lítio como cátodos (ZHANG et al, 2018). O eletrodo negativo é constituído de grafito de carbono em camadas, enquanto o positivo e o eletrólito, utilizam, respectivamente, um óxido de metal de lítio e sais de lítio dissolvido em carbonatos orgânicos (CHEN et al, 2009 apud CANTANE, 2020). Suas subcategorias se definem de acordo com a composição química do cátodo, podendo

ela ser: baterias de óxido de cobalto de lítio (LCO), fosfato de ferro de lítio (LFP), óxido de manganês de lítio (LMO), óxido de cobalto de níquel manganês de lítio (NMC), óxido de alumínio de cobalto-níquel-lítio (NCA) e óxido de titanato de lítio (LTO) (ZHANG et al., 2018).

As características técnicas que as tornaram populares são sua eficiência superior às outras baterias, alta densidade de energia e tensão celular, em torno de 3,6V em comparação com 1,2 e 2,0 para níquel e chumbo-ácido (CANTANE; ANDO JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020). Como desvantagem, demanda cautela em relação à temperatura e às proteções contra sobrecarga/descarga (DIOUF; PODE, 2015). Esse tipo de tecnologia tem um ciclo de vida de 10.000 e eficiência de 100% quando comparada a todas as outras tecnologias desenvolvidas em baterias (AKINYELE; RAYUDU, 2014).

Outras tecnologias, com maiores níveis de densidade energética, estão sendo desenvolvidas atualmente como Li-O₂, lítio-enxofre, lítio-metal (DIOUF; PODE, 2015).

A Tabela 2 apresenta algumas das características específicas para cada subcategoria das baterias de Ion-Lítio: baterias de óxido de cobalto de lítio (LCO), fosfato de ferro de lítio (LFP), óxido de manganês de lítio (LMO), óxido de cobalto de níquel manganês de lítio (NMC), óxido de alumínio de cobalto-níquel-lítio (NCA), e óxido de titânio de lítio (LTO). A Tabela 3 apresenta as aplicações dos diferentes tipos dessas baterias.

Tabela 2: Características das baterias derivadas da bateria de íon-lítio

Tipo	LCO	LNO	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Eletrodo negativo	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	$Li_4Ti_5O_{12}$
Tensão da célula (V)	3,7	3,2-4,2	3,7	3,7	3,8	4,2	2,3-2,5
Energia específica	90-180	150	140	<180	160	80-120	70-85
Ciclo de vida	~1000	>300	500	1000-2000	>1000	1000-2000	3000-7000
Carga (C)	0,7-1	0,7-1	0,7	0,7-1	0,7-1	1	1
Descarga (C)	1	1	1	1	1	1	10
Desde de	1991	1996	1999	2008	1996	1993	2008

Fonte: Fonte: ZHANG et al (2018); MOSELEY (2015); SAW; YE; TAY (2016); HESSE et al (2010), apud. Cantane, Ando Jr e Hamerschmidt (2020).

Tabela 3: Aplicações e fabricantes dos diferentes tipos de baterias de Ion-Lítio

Tipo	LCO	LNO	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Aplicações							
Pequenos dispositivos móveis	X						
Veículos elétricos			X	X	x	x	X
Rede elétrica			X	X	x	x	X
Produtores	Sanyo, SDI, LG Chem, BAK, Panasonic Sony, Lishen, Maxell, ATL, BYD	Saft, Johnson Control, Panasonic, American Lithium, Samsung SDI	Panasonic, Sony, SDI, Sanyo, SAFT	SDI, Saft, LGC, Sony, Lishen, Panasonic, Kokam, NEC	LG Chem, Sanyo, Sony, Lishen, NYS, SDI, NEC, Maxell	Byd, A123, Lishen, Sony, SDI, LGC, others	Toshiba, Altairnano, Enerdel

Fonte: ZHANG et al (2018); MOSELEY (2015); SAW; YE; TAY (2016); HESSE et al (2010), apud. Cantane, Ando Jr e Hamerschmidt (2020).

2.2 BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE (NAS)

A bateria de sódio-enxofre é uma tecnologia madura e com boa relação custo-benefício para implantação global na escala de centenas de megawatts-hora.

As baterias que utilizam sódio fundido apresentam um leque significativo de aplicações (EPRI-DOE, 2020). Essas baterias são formadas por um eletrodo negativo de sódio fundido, um eletrodo de enxofre fundido e um eletrólito cerâmico de alumina beta sólida. Muitas vezes chamadas de “baterias de sal fundido, que tendem a operar com temperaturas em torno de 300^o C, visto que seus eletrodos são fundidos (DIAZ et al, 2020).

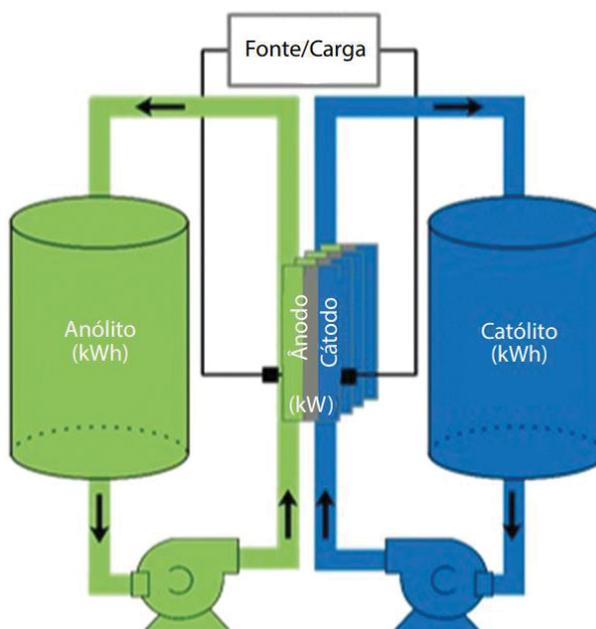
Entre suas principais características técnicas, destacam-se sua baixa manutenção, elevada vida útil, entre 5.000 com 90% de profundidade de descarga, para 43.000 com 10% de descarga (EPRI-DOE, 2003), eficiência energética moderada e energia específica três a quatro vezes maior que a das baterias de chumbo-ácido (NaS) (DIAZ et al, 2020).

2.3 BATERIAS DE FLUXO

Diferentemente das outras categorias de baterias, as baterias de fluxo apresentam o meio de armazenamento e a célula de reação separadas (DIAZ et al, 2020). De acordo com EPRI-DOE (2020), as baterias de fluxo oferecem um formato escalonável para armazenamento de energia de acordo com a escada da rede. Usualmente, dois tanques externos armazenam duas soluções de eletrólito, chamados de anólito e católito, que são bombeados para múltiplas células, completando as reações redox. A escolha específica da composição química do anólito e do católito define a tensão individual da célula e a densidade de energia do sistema (EPRI-DOE, 2020), podendo gerar baterias atóxicas e até mesmo não corrosivas.

A Figura 4 apresenta visualmente o princípio de funcionamento das baterias de fluxo, que são altamente versáteis, as baterias de fluxo podem ser utilizadas nas mais diversas aplicações, de acordo com sua capacidade de aumento de energia, aumentando ou diminuindo a concentração ou o volume de redox (DIAZ et al, 2020).

Figura 4: Princípio de funcionamento das baterias de fluxo



Fonte: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017.

No caso das baterias de fluxo de vanádio (VRB), a única disponível comercialmente (CHOI et al, 2017), todas as reações químicas são fundamentadas na transferência de elétrons entre íons de vanádio distintos. As células são

fragmentadas em duas meias-células por uma membrana de troca de prótons, que separa as suas soluções de eletrólito baseadas em vanádio e ácido sulfúrico, completando o circuito elétrico com o fluxo de carga iônica (DIAZ et al, 2020). A dificuldade de comercialização se dá devido ao alto custo do material vanádio, além das membranas de troca iônica utilizada como separadores. A redução do custo destes materiais e dos eletrólitos, aumentariam a competitividade das baterias de fluxo em relação às outras tecnologias de armazenamento (DOE,2020).

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Em síntese, os tipos de baterias são:

- Li-íon que despontam como alternativa promissora devido a sua alta eficiência e rápida resposta;
- Baterias de chumbo ácido, que possuem menores custos de aquisição, porém atingem menos ciclos ao longo da vida que as baterias de Li-íon;
- Baterias de sódio enxofre (NaS) adequam-se melhor às aplicações de alta potência e tem como desvantagem o fato de necessitarem um sistema extra para manter sua temperatura;
- Baterias de fluxo ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento tendo como tecnologia mais madura as baterias redox de vanádio (LUO et al., 2015).

Assim, a tecnologia de bateria de Li-Ion foi escolhida para realização de alocações no sistema de hidro-termo-eólico por ser a que mais se adequa aos estudos, apresentando características de baixa autodescarga, rápido carregamento e descarregamento, alta eficiência, longo ciclo de vida quando descargas profundas são evitadas (WU et al., 2015).

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PARA ALOCAÇÃO DE BATERIAS

O problema de otimização proposto neste trabalho para alocação de baterias se propõe a minimizar o custo operativo das térmicas, custo de aquisição e operação dos BESS e custo de corte de carga advindo dos congestionamentos na rede de transmissão. Esse 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 da rede tais como limites de magnitudes de tensão e fluxos de potência nos ramos da rede.

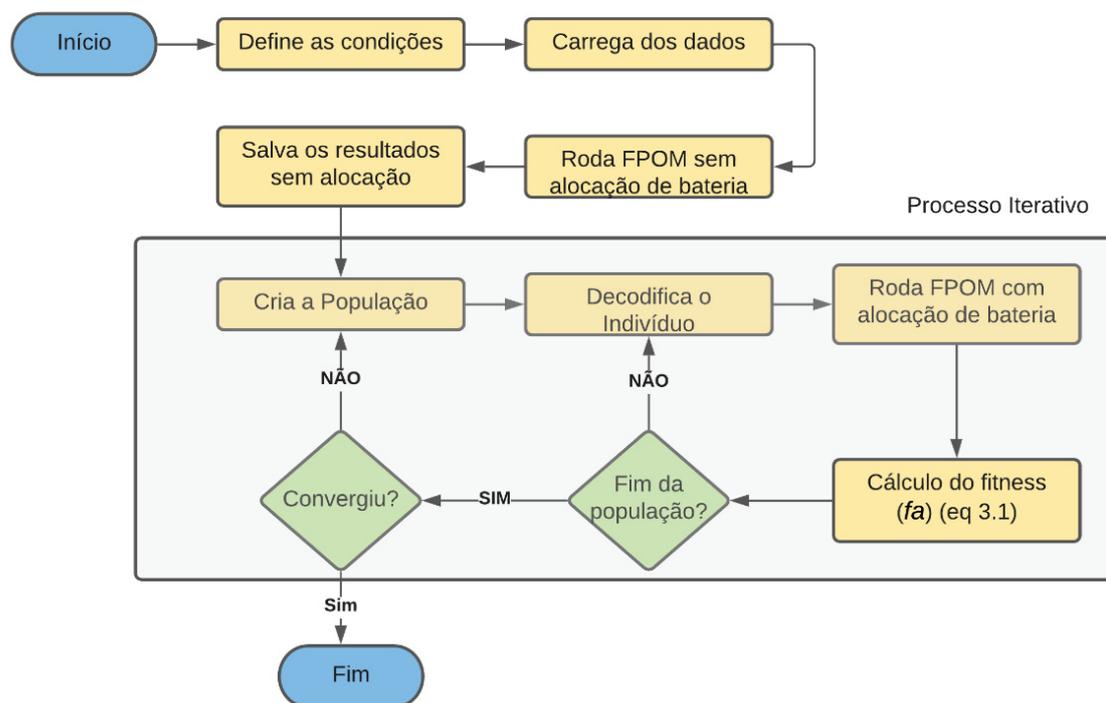
O problema de alocação propriamente dito, ou seja, alocação e dimensionamento das baterias, é resolvido via AG, cuja função de avaliação para cada indivíduo gerado é avaliada via FPOM, que calcula os valores de corte de carga, custo de geração térmica e das baterias necessários para seu cálculo.

Um FPOM tem como objetivo definir um ponto de operação para o sistema a partir da abordagem de se otimizar um determinado conjunto de critérios, levando em consideração a existência das restrições físicas e operacionais da rede elétrica e considerando simultaneamente um número np períodos de carga, que depende do horizonte de planejamento.

O FPOM 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 satisfazer as características operacionais da rede tais como limites de magnitudes de tensão e fluxos de potência nos ramos da rede.

O fluxograma da Figura 5 apresenta esquema de solução do problema, que inicia com definição de premissas e carregamento de dados. A seguir, é executado o FPOM sem alocações de baterias, que é usado como referência a fim de avaliar o desempenho das soluções obtidas ao fim do processo de otimização. Dentro do processo iterativo do AG, executa-se o FPOM, que incorpora as alocações das baterias propostas pelos indivíduos gerados, e que fornece informação para cálculo da função de avaliação (*fitness*) de cada solução proposta, cuja melhor é armazenada.

Figura 5: Fluxograma da solução do problema



Fonte: Elaboração própria, 2021.

As variáveis de otimização que se refere ao posicionamento (em qual barra instalar as baterias) e dimensão (seleção de potência e energia, que é selecionada a partir de lista pré-selecionada que contém dimensões e custos das baterias), são modeladas como variáveis binárias, as quais são otimizadas através da minimização de uma função de avaliação resolvida via Algoritmos Genéticos (AG). Essa função de avaliação é composta por critérios que buscam minimizar custo de aquisição das baterias, corte de carga (déficit de geração) e custo de geração térmica.

Cada indivíduo gerado pelos AG são avaliados por um Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo (FPOM), que entre outras funções fornece os valores de corte de carga e custo de geração térmica para a função de avaliação dos AGs.

Segundo Barton e Infield (2004), 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 em Blasi (2020). 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 fluxos de potência nos ramos da rede.

O modelo proposto é capaz de alocar *nbat* sistemas de baterias. A tecnologia de baterias escolhida é a do tipo íon-lítio, pois este tipo de tecnologia é que se encontra na indústria com dimensões de grande porte.

A seguir, é descrita a formulação da função de avaliação, para na sequência ser detalhada a formulação do FPOM utilizada para avaliar a função de avaliação.

3.1 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 do seguinte modo:

$$fa = f_1 + f_2 \quad (3.1)$$

onde

f_1 : Custo de aquisição e operação das baterias composto pelo custo por ciclo, que é calculado como custo total de aquisição dividido pelo número de ciclos previstos de vida útil);

f_2 : 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 eólica). O valor de corte de

carga total é multiplicado pelo valor de custo de déficit do sistema.

A função de avaliação (eq. 3.1) é calculada para cada um dos indivíduos gerados pelos Algoritmos Genéticos, que se destaca por sua capacidade de tratar de problemas de otimização multicritérios e com número volumoso de mínimos locais. O AG proporciona um mecanismo de busca, onde os indivíduos mais aptos sobrevivem.

Segundo Goldberg (1989), 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 (RABELO e OCHI, 1996).

A Tabela 4 apresenta o significado da terminologia e seu significado na computação. Os termos provenientes da Biologia são explicados pela influência da mesma nos AGs (GALVÃO e VALENÇA, 1999)

Tabela 4: Terminologia e conceitos de computação de Algoritmos Genéticos

Terminologia	Computação
Gene	Elemento do vetor que representa o indivíduo, ou seja, um parâmetro codificado no cromossomo
Cromossomo	Estrutura de dados que codifica uma possível solução para o problema
Genótipo	Informação contida em uma solução
Fenótipo	Decodificação do indivíduo
Indivíduo	Solução no espaço de busca
População	Conjunto de soluções no espaço de busca
Geração	Iteração completa do AG, produzindo uma nova população

Fonte: SZUVOVIVSKI, 2008.

Nesse trabalho, cada indivíduo representa o local e dimensão das baterias a serem alocadas, que é codificado por números binários.

Cada indivíduo da população forma uma possibilidade de alocação de baterias. Para cada molde de bateria codificada, criam-se $(3+nbits_local)$ bits no cromossomo

conforme Tabela 5. Admitindo-se um número máximo de baterias igual a $nbat$, se terá $nbat$ moldes de codificação.

Tabela 5: Codificação dos indivíduos para $nbat$ baterias

Codificação do Indivíduo para alocação de $nbat = 1$ bateria					
Posição do vetor de barras candidatas para alocação			Dimensão da bateria		
$nbits_local$			$nbits_dim$		
Codificação do Indivíduo para alocação de $nbat = 2$ baterias					
Molde para Bateria 1			Molde para Bateria 2		
Posição do vetor de barras candidatas para alocação		Dimensão da bateria	Posição do vetor de barras candidatas para alocação		Dimensão da bateria
$nbits_local$		$nbits_dim$	$nbits_local$		$nbits_dim$
Codificação do Indivíduo para alocação de $nbat = 3$ baterias					
Molde para Bateria 1		Molde para Bateria 2		Molde para Bateria 3	
Posição do vetor de barras candidatas para alocação	Dimensão da bateria	Posição do vetor de barras candidatas para alocação	Dimensão da bateria	Posição do vetor de barras candidatas para alocação	Dimensão da bateria
$nbits_local$	$nbits_dim$	$nbits_local$	$nbits_dim$	$nbits_local$	$nbits_dim$

Fonte: Elaboração própria, 2021.

A codificação geral para cada bateria alocada é dividida em três partes. A primeira parte informa o local para a alocação e a segunda parte qual o tamanho da bateria.

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. Segundo a Tabela 6, que apresenta 8 possibilidades de dimensionamento, $nbits_{dim} = 3$.

Os valores de dimensionamento se basearam em dimensões de projetos já existentes no mundo como a da Califórnia (200 MW/ 80 MWh, Japão (50 MW/200 MWh) e China (200 MW/800 MWh)). Os valores intermediários foram interpolados. Os custos foram calculados supondo o valor de 200 unidades monetárias por kWh. Os custos por ciclo foram calculados supondo vida útil de 15 anos das baterias.

Tabela 6: Custo considerado das 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

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Assim, para cada bateria codificada, criam-se $(nbits_{dim} + nbits_{local})$ bits, sendo que o número total de bits é $(nbits_{dim} + nbits_{local}).nbat$.

As opções sugeridas para os parâmetros utilizados para os operadores genéticos no trabalho desenvolvido estão listadas na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros iniciais utilizados para os operadores genéticos

Característica	Parâmetro	Configuração
<i>Indivíduo</i>	Codificação	Binária
	Número de bits	$(nbits_{dim} + nbits_{local}).nbat$
<i>População</i>	Tamanho	100 indivíduos
	Inicial	Aleatória
<i>Seleção</i>	Elitismo	2 indivíduos
	Método	Roleta
<i>Cruzamento</i>	Tipo	Disperso
	Taxa	80%
<i>Mutação</i>	Tipo	Uniforme
	Taxa	10%
<i>Parada</i>	Critério	300 gerações

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Após a criação dos indivíduos a cada geração, os mesmos 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 e das baterias e os cortes de carga advindos de cada configuração, os quais são utilizados para se calcular a função de avaliação (eq. 3.1).

3.2 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO MULTIPERÍODO

A formulação de FPOM não linear utilizada nesse trabalho se baseia na apresentada em Blasi (2020), a qual 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, tal como:

$$\min \text{CustoPerdas} + \text{Custo degradaçãobaterias} \quad (3.2)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{Pg} + \mathbf{Pgsolar} - \mathbf{Pd} - \mathbf{Pbat} = \text{real}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*)\} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{Qg} + \mathbf{Qgsolar} - \mathbf{Qd} - \mathbf{Pbat} \cdot \tan(\text{acos}(pf)) = \text{imag}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*)\} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{v}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{v}^{\max} \quad (3.5)$$

$$-\text{fluxo}^{\max} \leq \text{fluxo_linhas} \leq \text{fluxo}^{\max} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{Ebat}^{\min} \leq \mathbf{Ebat} \leq \mathbf{Ebat}^{\max} \quad (3.7)$$

$$-\mathbf{Pbat}^{\min} \leq \mathbf{Pbat} \leq \mathbf{Pbat}^{\max} \quad (3.8)$$

onde:

CustoPerdas: custo total de perdas elétricas;

Custo degradação das baterias: função custo de degradação;

Pg: vetor de geração de potência ativa com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Pgsolar: vetor de geração de potência ativa solar com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

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

Qg: vetor com geração de potência reativa com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Qgsolar: vetor de geração de potência reativa solar com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Qd: vetor de demanda de potência reativa com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

\hat{V} : vetor com tensão fasorial com dimensão $(np. nb \times 1)$; O fasor tensão é representado na forma retangular: $\hat{V} = \mathbf{e} + j \mathbf{f}$; onde \mathbf{e} é a parte real do fasor tensão $(np. nb \times 1)$ e \mathbf{f} é a parte imaginária com dimensão $(np. nb \times 1)$;

V^{\max}, V^{\min} : limites máximos e mínimos das magnitudes de tensão;

\hat{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 (**Pbat**), cujo vetor tem 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 explicam a descarga da bateria.

O rendimento *eta* do processo de carga e descarga é também incorporado nas equações de energia armazenamento das baterias (**Ebat**). Para cada instante é representada em função de **Pbat**:

$$\mathbf{Ebat} = \mathbf{diag}(\mathbf{Pbat} - (1 - \mathit{eta}).|\mathbf{Pbat}|). \Delta t. \quad (3.9)$$

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. E, considerando os limites dos equipamentos, devem ser considerados os valores de máxima potência de descarga e carga (**Pbat^{min}**, **Pbat^{min}**).

As equações (3.3) e (3.4) representam o balanço de potência ativa e reativa; e as equações (3.5) a (3.8) representam restrições que monitoram as magnitudes de tensão, fluxo nas linhas e limites operacionais das baterias.

Para ilustrar a lei de formação de todos os vetores apresentados, considere o vetor de carga ativa (**Pd**), que possui a seguinte estrutura:

$$\mathbf{Pd} = \begin{bmatrix} Pd_1^1 \\ \vdots \\ Pd_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pd_1^{nper} \\ \vdots \\ Pd_{nb}^{nper} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

onde

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

Para o processo de alocação de baterias em sistema hidro-termo-eólico, o FPOM descrito de (3.1) a (3.9) tem a função objetivo alterada e algumas restrições de desigualdade inseridas.

A nova função objetivo continua a contemplar o custo de degradação das baterias (BLASI, 2020), a função custo de geração térmica é substituída pela função custo das térmicas e é adicionada a função que minimiza o corte de carga (**Pcc**):

$$FO = [f_{bat} + f_{cc} + f_{term}] \quad (3.11)$$

onde:

FO : função objetivo a ser minimizada;

f_{bat} : custo de operação (custo por ciclo, custo total de aquisição dividido pelo número de ciclos previstos de vida útil)

f_{cc} : custo de corte de carga, que é calculada 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).

f_{term} : custo de despacho das usinas térmicas (**Pgt**), o qual é multiplicado pelo custo de cada térmica.

Ao problema são inseridas novas variáveis como o despacho de geração hidráulica (**Pgh**) e 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 a frente. O valor de corte de carga é subtraído da carga original (**Pd**) do sistema.

$$\min[f_1 + f_2 + f_3] \quad (3.12)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{Pgh} + \mathbf{Pgt} + \mathbf{Pgeol} - (\mathbf{Pd} - \mathbf{Pcc}) - \mathbf{Pbat} = \text{real}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*)\} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{Qgh} + \mathbf{Qgt} + \mathbf{Qgeol} - (\mathbf{Qd} - \mathbf{Pcc} \cdot \tan(\text{acos}(pf))) - \mathbf{Pbat} \cdot \tan(\text{acos}(pf)) \\ = \text{imag}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*)\} \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\mathbf{V}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}^{\max} \quad (3.15)$$

$$-\text{fluxo}^{\max} \leq \text{fluxo}_{\text{linhas}} \leq \text{fluxo}^{\max} \quad (3.16)$$

$$\mathbf{Ebat}^{\min} \leq \mathbf{Ebat} \leq \mathbf{Ebat}^{\max} \quad (3.17)$$

$$-\mathbf{Pbat}^{\min} \leq \mathbf{Pbat} \leq \mathbf{Pbat}^{\max} \quad (3.18)$$

$$\sum_{k=1}^{np} P_{gh_i}^k \cdot nhoras_k \leq Meta_i, \text{ onde } i = 1, \dots, ngh \quad (3.19)$$

$$\mathbf{Pgh}^{\min} \leq \mathbf{Pgh} \leq \mathbf{Pgh}^{\max} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{Qgh}^{\min} \leq \mathbf{Qgh} \leq \mathbf{Qgh}^{\max} \quad (3.21)$$

$$\mathbf{Pgt}^{\min} \leq \mathbf{Pgt} \leq \mathbf{Pgt}^{\max} \quad (3.22)$$

$$\mathbf{Qgt}^{\min} \leq \mathbf{Qgt} \leq \mathbf{Qgt}^{\max} \quad (3.23)$$

$$\mathbf{Pcc}^{\min} \leq \mathbf{Pcc} \leq \mathbf{Pcc}^{\max} \quad (3.24)$$

onde

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 ($np \cdot nb \times 1$);

Qgeol: vetor de geração de potência reativa eólica com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Pgt: vetor de geração de potência ativa térmica com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

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

Qgt: vetor de geração de potência reativa térmica com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Qgt^{max}, Qgt^{min} : limites máximos e mínimos de geração de potência reativa térmica, com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Pcc: vetor de geração de corte de carga ativa com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

Pcc^{max}, Pcc^{min} : limites máximos e mínimos para corte de carga, com dimensão ($np \cdot nb \times 1$);

ng: número de geradores hidráulicos.

As equações (3.12) e (3.13) representam o balanço de potência ativa e reativa; e as equações (3.14) a (3.17) representam restrições que monitoram as magnitudes de tensão, fluxo nas linhas e limites operacionais das baterias.

Foi adicionada a eq. (3.18) que garante que as usinas hidráulicas não despachem mais energia do que suas reservas previstas para o dia a frente nos estudos de planejamento de médio e curto prazo. 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 são previamente calculados em fases anteriores de planejamento energético do sistema (LACHOVICZ, FERNANDES e BESSA, 2021). E, as equações (3.19) a (3.23) representam restrições que monitoram geração de potência ativa e reativa de usinas hidráulicas e térmicas e de corte de carga.

Os parâmetros de entrada do problema representado por (3.11) -(3.23) 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;
- 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;
- Perfil de tensão nodal;
- Fluxo de potência ativa pelas linhas de transmissão.

O problema representado por (3.11) -(3.23) 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; é acrescentada 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 (BORGES, FERNANDES e ALMEIDA, 2011).

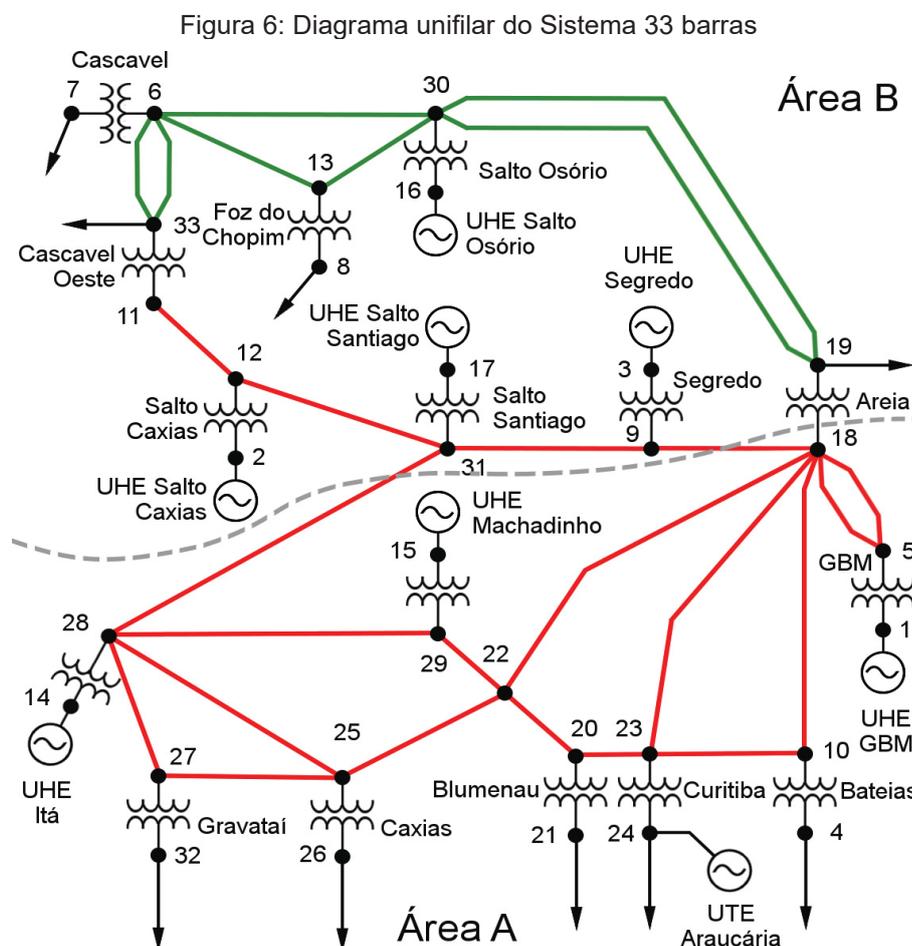
4 RESULTADOS

Esta seção tem por objetivo apresentar resultados obtidos via metodologia proposta por este trabalho para alocação de baterias em sistema hidro-termo-eólico com o objetivo de contornar congestionamento nas linhas de transmissão.

O sistema hidro-termo-eólico escolhido para ser testado é um sistema de 33 barras apresentado por Alves (2007) e adaptado por Arantes (2017), que incluiu geração eólica na rede (Usina Palmas), e que é descrito na próxima seção.

4.1 SISTEMA DE TESTE 33 BARRAS

O diagrama unifilar do sistema de 33 barras está apresentado na Figura 6 que representa o subsistema Sul do Brasil, apresentado por Alves (2007) e adaptado por Arantes (2017).



Fonte: ARANTES (2017).

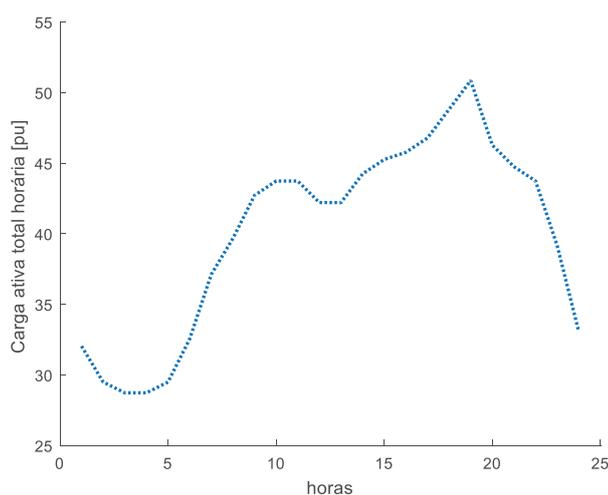
Esse sistema é composto por sete usinas hidráulicas, uma usina térmica e uma usina eólica. As usinas hidrelétricas são: UHE GBM, UHE Salto Caxias, UHE Segredo, UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago, além da UTE de Araucária e a Eólica de Palmas, incorporado ao sistema por Arantes (2017). Esse sistema contém barras na tensão de 500 kV, acopladas a trechos de 230 kV, formando um sistema malhado.

Tal como proposto por Arantes (2017), o parque eólico modelado é o de Palmas I e conectada na barra 13 (Figura 5).

Os dados e parâmetros elétricos do sistema-teste estão apresentados no Anexo I.

O perfil horário total de carga ativa está apresentado na Figura 7 (base 100 MVA).

Figura 7: Perfil diário de carga total ativa



Fonte: ARANTES, 2017.

A Tabela 8 apresenta os dados da usina térmica conectada na barra 24.

Tabela 8: Dados da Usina Térmica de Araucária

Nome	Potência (MW)	Subsistema	Combustível	Custo operação (\$/MWh)
Araucária	488,00	2-Sul	Gás Natural	180,00

Fonte: ALVES (2007)

A Tabela 9 apresenta os valores de metas hidráulicas [puh] de cada uma das usinas hidrelétricas, cujos valores são obtidos de etapas prévias de planejamento energético e referentes ao período de hidrologia seca.

Tabela 9: Metas hidráulicas das sete usinas do sistema-teste

Barras	Usinas	Metas Energéticas
1	G.B.Munhoz	100,0
2	Salto Caxias	150,0
3	Salto Segredo	150,0
14	Itá	75,0
15	Machadinho	75,0
16	Salto Osório	150,0
17	Salto Santiago	150,0

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Os limites mínimos e máximos de tensão são de 0,93 e 1,05 pu, respectivamente, para todas as barras.

A Tabela 10 apresenta as linhas de 500 kV com seus respectivos limites de carregamento.

Tabela 10: Linhas de 500 kV monitoradas

Linha	de	para	F_{lmax} [pu]
1	5	18	5,2000
2	5	18	5,2000
7	9	18	16,9000
8	9	31	16,9000
9	11	12	1,3000
11	18	10	7,8000
12	18	22	3,9000
13	18	23	7,8000
16	20	22	2,6000
17	20	23	2,6000
18	22	25	9,1000
19	23	10	0,6500
20	25	27	6,5000
21	27	28	7,8000
22	28	25	4,5500
23	28	29	7,8000
24	28	31	9,1000
25	29	22	7,8000
26	31	12	9,7500

Fonte: Elaboração própria, 2021.

O custo de déficit de geração adotado é de 500 \$/MWh, o qual é calculado previamente pelos agentes planejadores da rede. Todas as baterias estão programadas para iniciar o dia com 50% de sua capacidade de armazenamento. Os limites mínimos e máximos de energia armazenada nas baterias é de 10 a 100%.

As análises de resultados serão apresentadas considerando-se dois casos:

- Caso 1: todas as barras de 500 kV são candidatas à alocação de baterias e todas as linhas de 500 kV do sistema são monitoradas, conforme descritas na Tabela 10.
- Caso 2: todas as barras de 500 kV são candidatas à alocação de baterias, todas as linhas de 500 kV do sistema são monitoradas e a energia armazenada nas baterias ao final do dia é igual à energia no início do dia (50 % da capacidade de cada bateria).

Devido ao grande número de possibilidades para alocação de baterias, foram selecionadas apenas alocações de um a no máximo, três baterias. O número *nbat* de baterias a serem alocadas são informadas pelo usuário. A seleção das baterias se dá conforme oito possibilidades de dimensionamento, apresentadas anteriormente na Tabela 6.

4.2 CASO 1: TODAS AS BARRAS DE 500 KV SÃO CANDIDATAS À ALOCAÇÃO DAS BATERIAS

Ao considerar apenas as barras de 500 kV para alocação de baterias e se monitorar todas as linhas de 500 kV do sistema, os resultados de alocação de 1, 2 ou 3 baterias e nenhuma alocação (que seria o caso de referência) são apresentados na Tabela 11. Essa tabela apresenta o valor total de corte de carga (**Pcc**), custo total de déficit, custo total de degradação da bateria por ciclo e dimensionamento das baterias e suas localizações.

A Tabela 12 faz uma análise financeira das alocações, apresentando valores de custo de déficit, custo de degradação das baterias por ciclo, custo total de aquisição e número de dias necessários para amortização do investimento (sem consideração taxa de juros). O número de dias necessários para amortização do investimento é calculado dividindo-se o custo total de investimento pela economia diária que se obtém com a alocação.

Tabela 11: Resultados de déficit e custos para cada configuração ótima de baterias – Caso 1

Nbat	Corte de Carga total [pu]	Custo Déficit total [\$] (f_1)	Custo de degradação da bateria por ciclo [\$] (f_2)	$(f_1) + (f_2)$	Dimensionamento	
					Tamanho MW/MWh	Barra
0	19,77	988.500,00	-	988.500,00	-	-
1	5,0050	250.250,00	54.795,00	305.040,00	500/1500	25
2	1,4457	72.285,00	109.590,00	181.870,00	500/1500	25
					500/1500	27
3	0,2839	14.194,00	138.810,00	153.004,00	200/800	22
					500/1500	25
					500/1500	27

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Tabela 12: Análise financeira das alocações de baterias – Caso 1

nbat	Custo Déficit total [\$] (f_1)	Custo de degradação da bateria por ciclo [\$], (f_2)	Custo Térmica [\$]	Custo Diário [\$]	Custo total de Aquisição [\$]	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	300.000.000,00	425
2	72.285,00	109.590,00	0	181.870,00	420.000.000,00	430
3	14.194,00	138.810,00	0	153.010,00	760.000.000,00	757

Fonte: Elaboração própria, 2021.

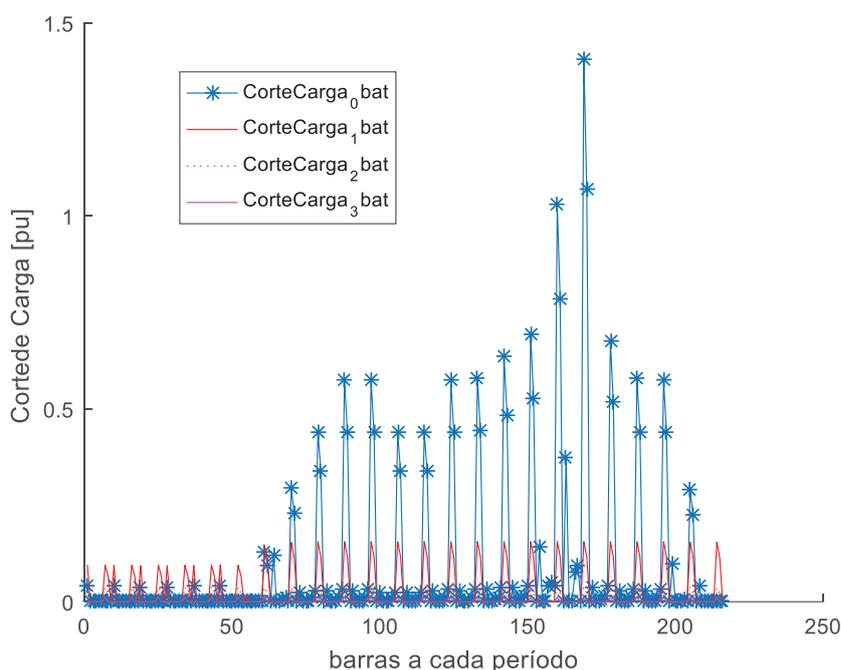
Analisando a Tabela 11, percebe-se que a alocação de uma bateria reduz em torno de 75 % o custo de déficit de geração em relação ao caso base (sem alocação de baterias e para um dia de situação extrema de seca). Para a alocação de duas baterias, o custo de déficit reduz em torno de 93% do caso de base e para três baterias, 98 %.

Já a Tabela 12, analisa cada parcela de custo que compõe o custo total diário de operação para cada configuração de alocação de baterias. Os valores de custo de aquisição mais que dobram ao se comparar a alocação de uma bateria com a de três baterias. De duas baterias para três baterias há um aumento de 55 % no custo de aquisição.

A escolha da melhor configuração depende das prioridades do planejador, mas se não há limite para o valor de investimento inicial, a alocação de três baterias é a melhor opção pois praticamente zera o corte de carga e geração térmica.

Na Figura 8 é visível que o corte de carga por barra e por período assume valores menores quanto maior é o número de baterias alocadas, chegando a valores muito próximos de zero nos casos com alocação de três baterias.

Figura 8: Perfil de Corte de Carga por barra ao longo de um dia para cada configuração de alocação de baterias



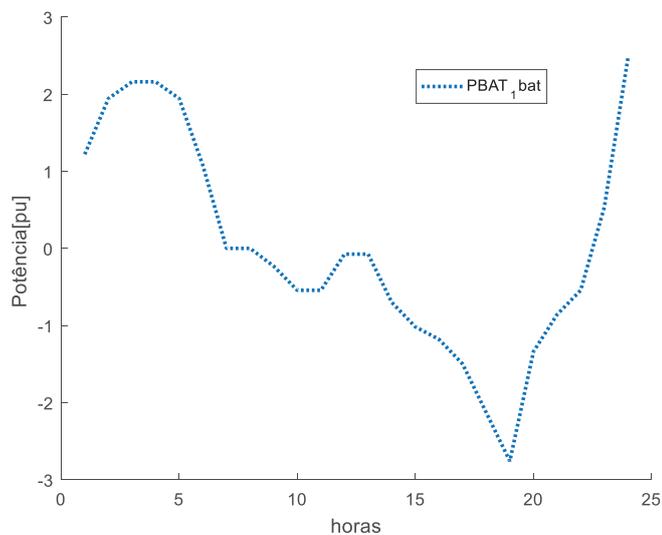
A Figura 9 ilustra o despacho diário da bateria alocada na barra 25 e a Figura 10 os valores de energia armazenados diariamente na mesma bateria.

A Figura 11 apresenta os despachos diários das duas baterias alocadas, nas barras 25 e 27 e a Figura 12, os valores de energia armazenados diariamente nessas baterias.

A Figura 13 apresenta os despachos diários das três baterias alocadas nas barras 27, 25 e 22 e a Figura 14, os valores de energia armazenados diariamente nessas baterias.

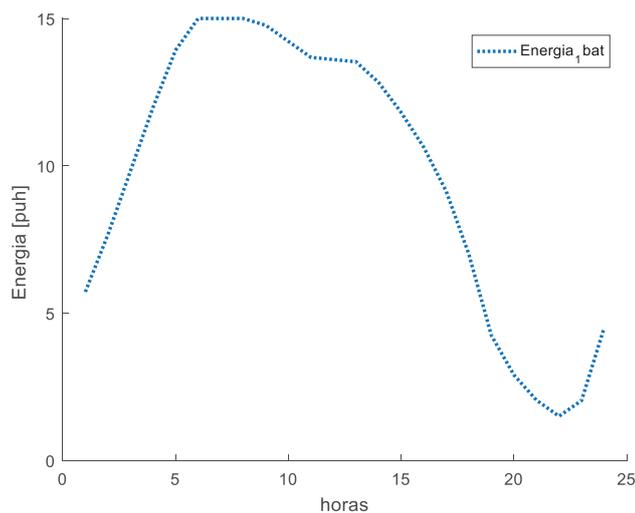
Basicamente, durante o dia quando o consumo de energia é menor, há o carregamento da bateria e no período de carga pesada a bateria é descarregada.

Figura 9: Despacho diário de 1 bateria – Caso 1



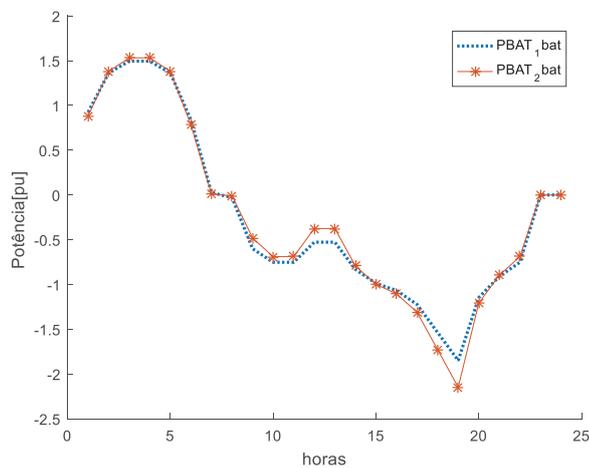
Fonte: Elaboração própria, 2021.

Figura 10: Energia diária armazenada – 1 Bateria – Caso 1



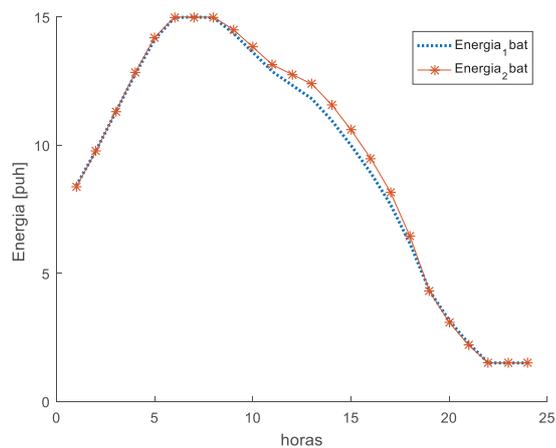
Fonte: Elaboração própria, 2021.

Figura 11: Despacho diário de 2 baterias – Caso 1



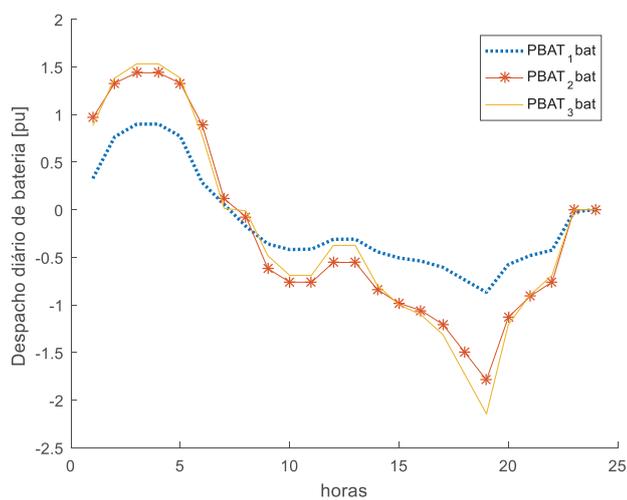
Fonte: Elaboração própria, 2021.

Figura 12: Energia diária armazenada – 2 Baterias – Caso 1



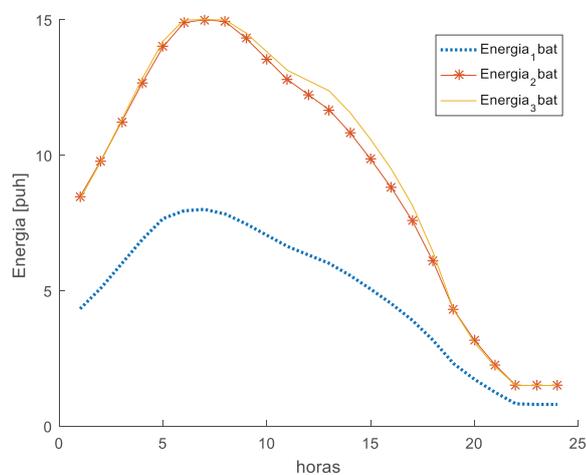
Fonte: Elaboração própria, 2021.

Figura 13: Despacho diário de três baterias – Caso 1



Fonte: Elaboração própria, 2021.

Figura 14: Energia diária armazenada – 3 Baterias – Caso 1



Fonte: Elaboração própria, 2021.

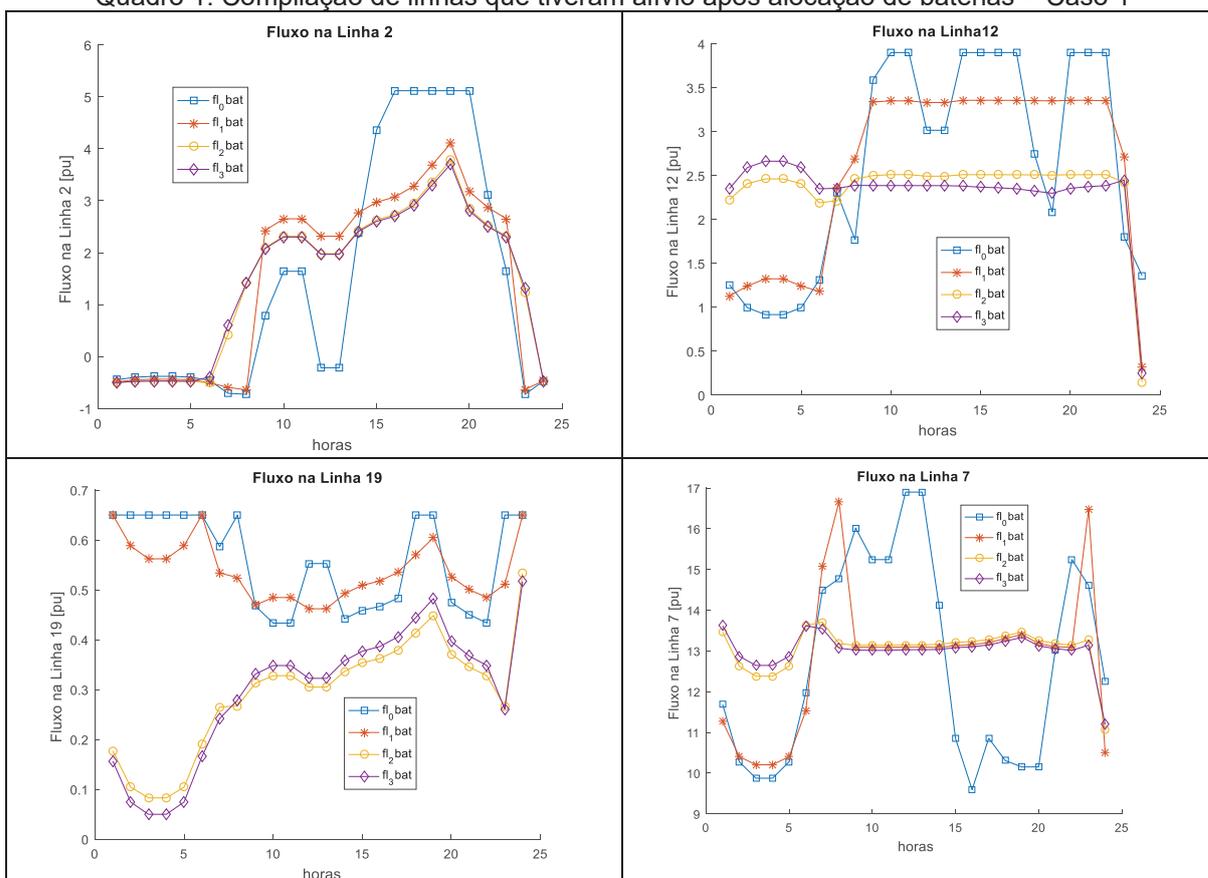
4.2.1 CASO 1 – Análise de Fluxos pelas Linhas de Transmissão

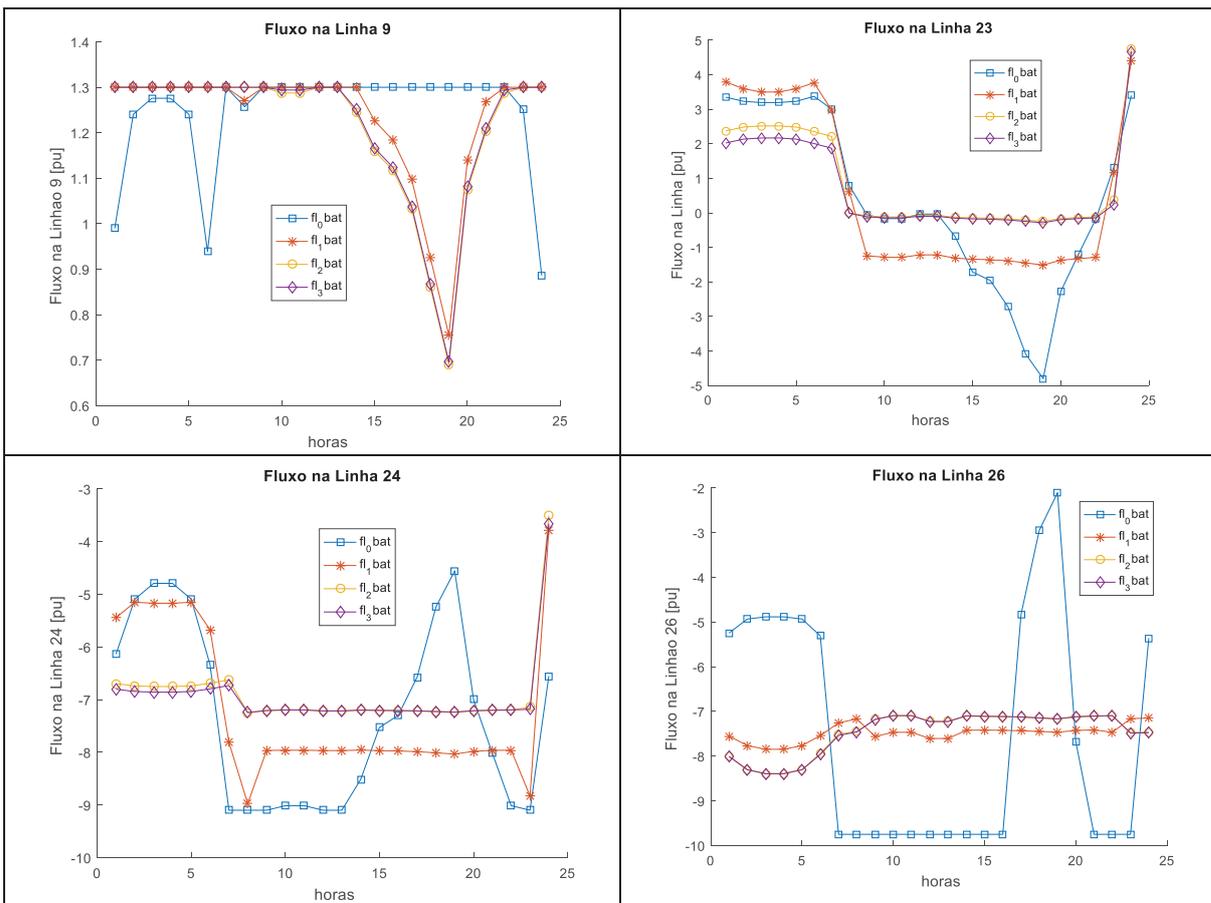
Para se analisar as redistribuições de fluxo através das linhas monitoradas após as alocações das baterias, os comportamentos serão divididos em dois casos:

- Linhas que se encontravam ativadas, 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.

O Quadro 1 apresenta os fluxos de potência circulante pelas linhas de transmissão que se encontravam ativadas, ou seja, no limite máximo de carregamento ou próximo deles e deixaram de estar após as alocações, ou seja, após a alocação das baterias, o fluxo foi aliviado. Em seguida, o Quadro 2 apresenta as linhas cujos fluxos de potência se redistribuíram devido às injeções de carga e descarga das baterias e por alívio de carregamento das linhas descongestionadas.

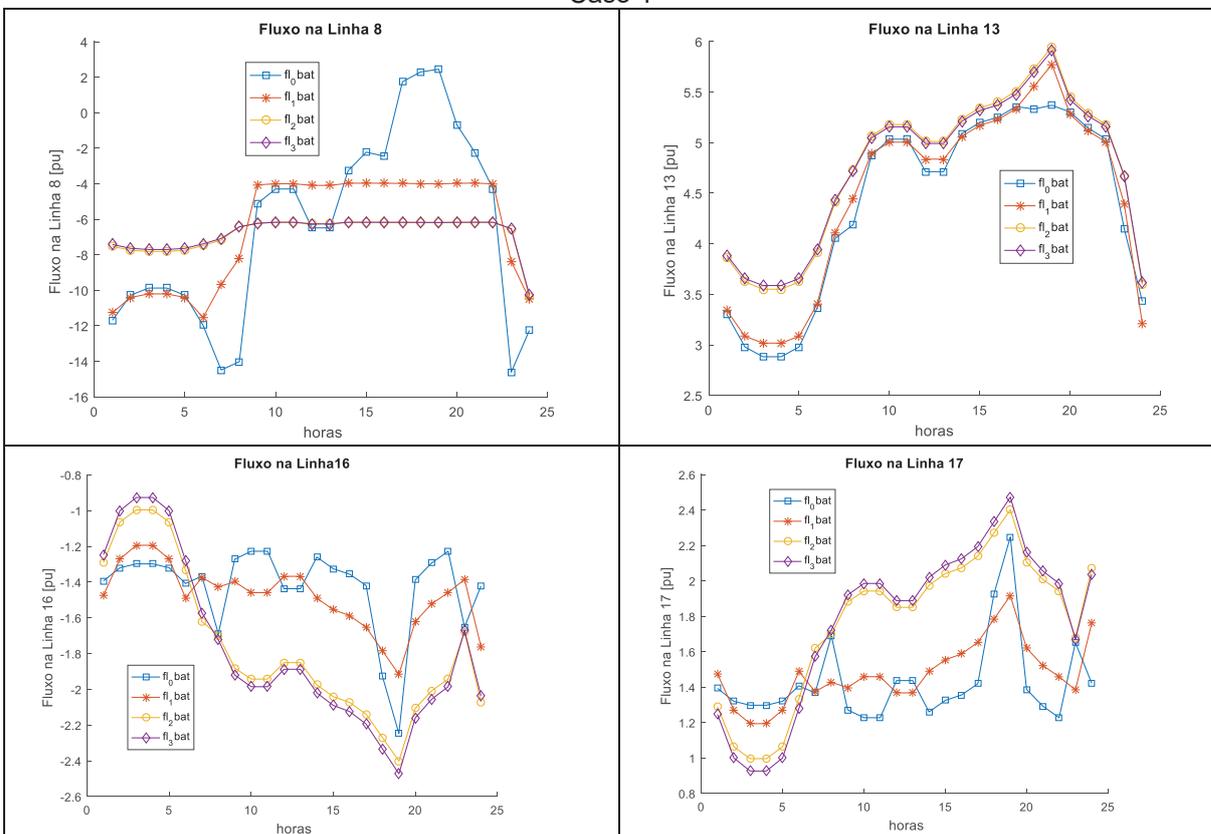
Quadro 1: Compilação de linhas que tiveram alívio após alocação de baterias – Caso 1

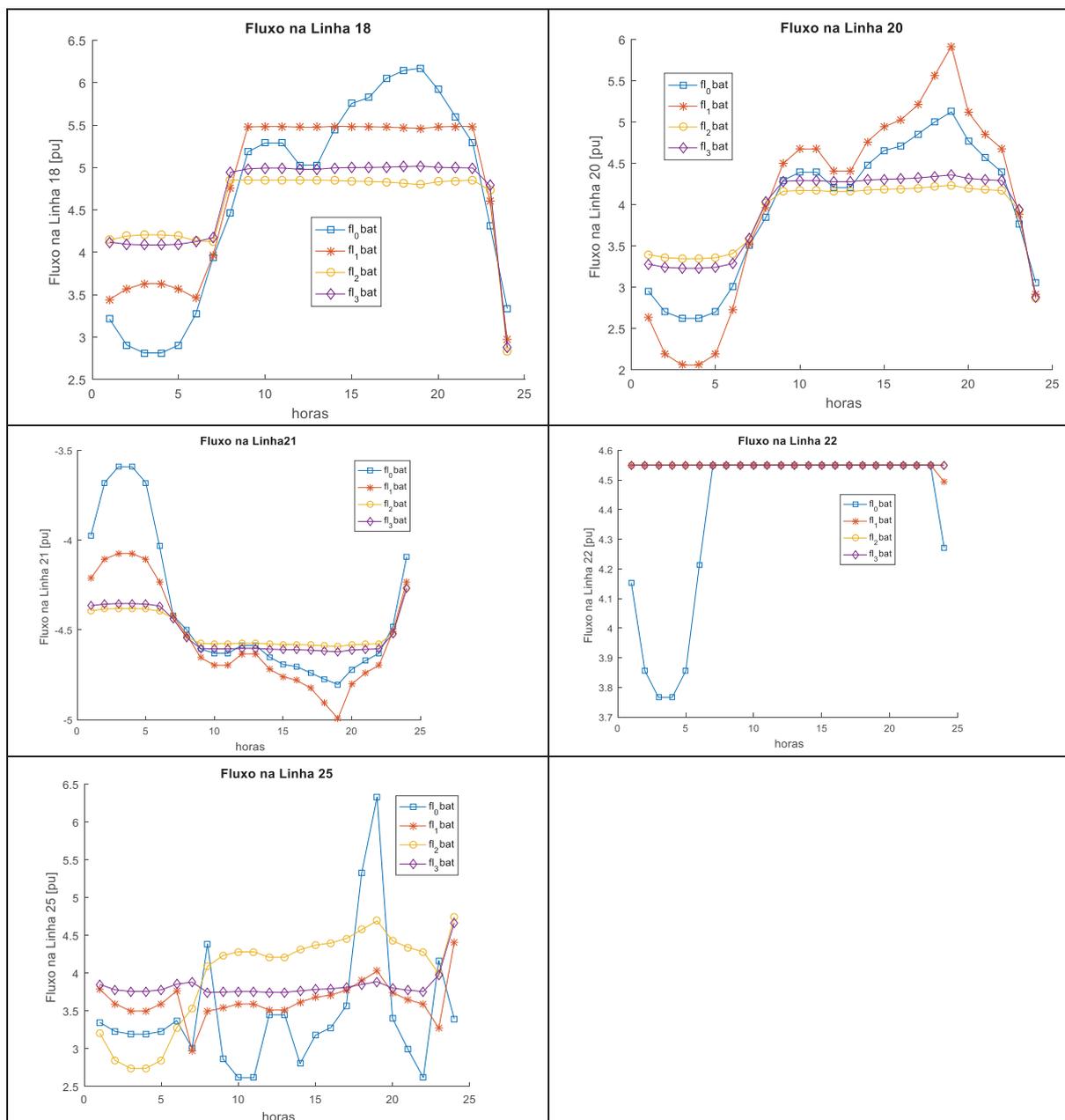




Fonte: Elaboração própria, 2021.

Quadro 2: Compilação de linhas que tiveram reorganização de fluxos após alocação de baterias – Caso 1





Fonte: Elaboração própria, 2021.

Eis algumas análises que podem ser feitas a partir dos gráficos do Quadro 1:

- LT 2 (localizada entre as barras 5 e 18, que libera a energia da UHE GBM): Durante o período de pico, quando não há baterias alocadas, a linha está operando no seu limite máximo de carregamento (ativada). Com a alocação de uma a três baterias, é visível o alívio nessas linhas pois a UHE GBM diminui sua geração que é compensada pelas baterias que descarregam nesse período (Figura 9 e 10) e suprem assim potência necessária.
- LT 7 (conecta as barras 9 a 18 ou Área B para A, sendo que a Área B é um exportador de energia pois possui mais potência instalada do que a Área A):

Nas horas 12 e 13 percebe-se que com as alocações das baterias houve alívio de fluxo circulante por essa linha (da Área B para A) que se encontrava no seu limite máximo de carregamento. Ou seja, as baterias, que estão localizadas na Área A suprem energia nesses horários, poupando as usinas da Área B.

- LT 12 conecta as barras 18 a 22 que ajuda a fluir potência da Área B para A. Gradativamente, conforme vai se alocando de uma a três baterias (na Área A) vai diminuindo o fluxo que circula por ela que estava ativada nas horas 10, 11, 13,14,15,16,19,20 e 21 h.

Análises semelhantes podem ser realizadas para o restante do gráfico das Quadro 1.

Para o Quadro 2, outras análises que podem ser feitas a partir dos gráficos:

- LT 13 (conecta as barras 18 a 23) e LT 16 (conecta as barras 20 e 22): As alocações de um a três baterias gradativamente aumentam e diminuem para diferentes horários os fluxos que circula por ela, devido aos reescalamentos de energia provocados pelas baterias.

Análises semelhantes podem ser realizadas para o restante do gráfico das Quadro 2.

4.2.2 Caso 1 – Análise de Geração Térmica e Hidráulica

A Tabela 13 apresenta os valores de metas hidráulicas previstas e utilizadas pelas usinas hidroelétricas à medida que se vai alocando as baterias. Percebe-se que com a instalação das baterias, existe uma tendência de se utilizar as metas energéticas (Ita) na sua totalidade, e zerar a geração de usina térmicas.

Assim, observa-se que a capacidade de geração hidráulica é mais bem aproveitada, visto que, havendo a possibilidade do armazenamento de energia nas baterias, é possível remanejá-las através da carga e descarga das baterias e ainda evitar a geração térmica.

Tabela 13: Utilização das metas hidráulicas alocando uma bateria – Caso 1

Usina	META HIDRÁULICA Disponível [puh]	META HIDRÁULICA Sem utilizar bateria [puh]	META HIDRÁULICA Utilizando 1 bateria [puh]	META HIDRÁULICA Utilizando 2 baterias [puh]	META HIDRÁULICA Utilizando 3 baterias [puh]
GBMunhoz	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000
Salto Caxias	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
Salto Segredo	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
Itá	75,0000	43,5678	57,7134	71,7221	69,6566
Machadinho	75,0000	75,0000	75,0000	75,0000	75,0000
Salto Osório	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
Salto Santiago	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000

Fonte: Elaboração própria, 2021.

A Tabela 14 apresenta os valores de custo de geração térmica diária. O valor considerado de custo de geração da térmica de Araucária é de \$ 180,00/MWh.

Tabela 14: Custo de geração das UTE para cada caso analisado – Caso 1

Caso analisado	Geração das Usinas Térmicas [puh]	Custo de Geração das Usinas Térmicas [\$]
Sem a utilização de baterias	0,9332	167.980,00
1 bateria para armazenamento	0,8146	146.620,00
2 baterias para armazenamento	0	-
3 baterias para armazenamento	0	0

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Analisando os valores diários de operação para cada possibilidade de alocação, é possível concluir que a melhor simulação encontrada é a que aloca três baterias, visto que ao adicionar a terceira bateria, a meta hidráulica utilizada aumenta, e os valores de custo de déficit de geração e custo das térmicas zeram.

4.3 CASO 2: TODAS AS BARRAS DE 500 KV SÃO CANDIDATAS À ALOCAÇÃO DAS BATEIRAS, ENERGIA FINAL NAS BATERIAS IGUAL AO DE CHEGADA NO INÍCIO DO DIA

Para o Caso 1, segundo as Figuras 10, 12 e 14, observa-se que as baterias terminam o dia com 10 % de energia armazenada ao final do dia. Porém, o ideal é que

as mesmas cheguem ao final preparadas para iniciar o dia seguinte, cujo valor foi especificado como sendo 50 %.

Assim, neste Caso 2 estabeleceu que o valor armazenado ao fim do dia será 50 % da capacidade das baterias alocadas.

Para esse caso, a Tabela 15 apresenta o valor total de corte de carga (**Pcc**), custo total de déficit, custo total de degradação da bateria por ciclo e dimensionamento das baterias, juntamente com suas localizações.

A Tabela 16 (tal como a Tabela 12) também faz uma análise financeira das alocações, apresentado valores de custo de déficit, custo de degradação das baterias por ciclo, custo total de aquisição e número de dias necessários para amortização do investimento (sem consideração taxa de juros).

Tabela 15: Resultados de déficit e custos para cada configuração ótima de baterias – Caso 2

nbat	Corte de Carga total [pu]	Custo Déficit total [\$] (f_1)	Custo de degradação da bateria por ciclo [\$] (f_2)	$(f_1) + (f_2)$	Dimensionamento	
					Tamanho MW/MWh	barra
0	19,77	988.500,00	-	988.500,00	-	-
1	6,5022	325.110,00	54.795,00	379.905,00	500/1500	25
2	5,66	283.000,00	98.630,00	381.630,00	500/1500	25
					400/1200	27
3	5,6693	283.460,00	58.447,00	341.910,00	150/600	25
					150/600	25
					100/400	25

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Tabela 16: Análise financeira das alocações de baterias – Caso 2

nbat	Custo Déficit total [\$] (f_1)	Custo de degradação da bateria por ciclo [\$], (f_2)	Custo Térmica [\$]	Custo Diário [\$]	Custo total de Aquisição [\$]	Dias com condições de período seco para amortização do investimento
0	988.500,00	-	167.980,00	1.156.900,00	-	
1	325.110,00	54.795,00	197.050,00	576.955,00	300.000.000,00	517
2	283.000,00	98.630,00	213.380,00	595.010,00	540.000.000,00	961
3	283.460,00	58.447,00	213.350,00	555.260,00	320.000.000,00	531

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Comparando-se os resultados da Tabela 12 (Caso 2) com os da Tabela 16 (Caso 1), verifica-se que com alocação de até 3 baterias não é mais possível zerar o custo de déficit de geração e de geração térmica, pois parte da energia que estava liberada no Caso 1 deve a ser armazenada para garantir 50% de armazenamento no fim do dia.

Apenas para alocação de uma bateria se teve localização e dimensionamento semelhante ao do Caso 1. O corte de carga total no segundo caso foi aproximadamente 30% maior do que no Caso 1.

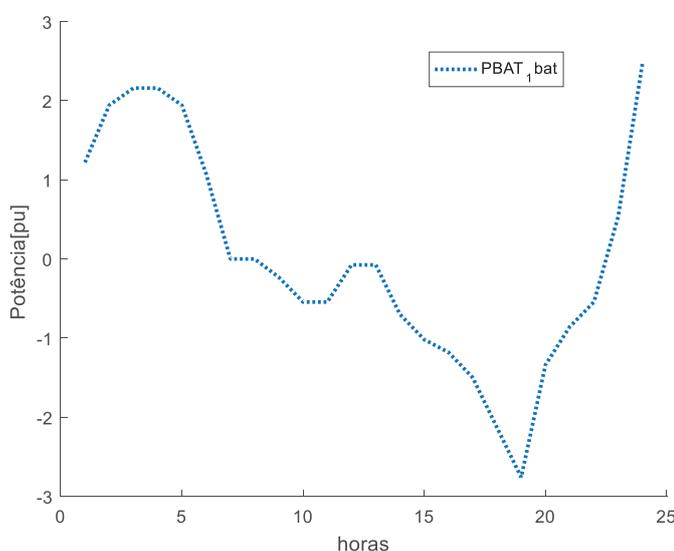
Duas baterias também foram alocadas nas barras 25 e 27 com capacidades semelhantes, mas com cortes de carga 290% maior do que o obtido no Caso 1.

Três baterias foram alocadas na mesma barra 25, ao invés das barras 22, 25, e 27, que resultaram em cortes de carga semelhantes aos obtidos pela alocação de uma e duas baterias.

Para o Caso 2, comparando a alocação de uma e três baterias, observa-se que a barra 25 comporta diferentes configurações de baterias com pequena diferença de custos totais diários. Mas, como o número de dias para amortização de investimento é de 517 dias para alocação de uma bateria e 531 para alocação de três baterias, pode-se optar como melhor solução a alocação de apenas uma bateria, cujo custo de aquisição é um pouco menor.

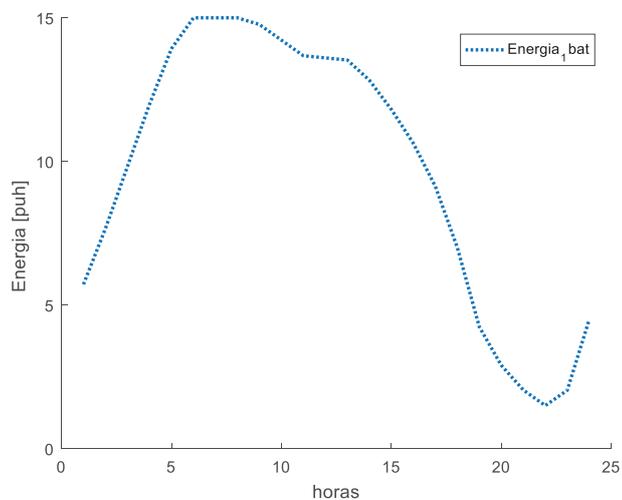
A Figura 15 ilustra o despacho diário da bateria alocada na barra 25 e a Figura 16 os valores de energia armazenados diariamente nessa bateria.

Figura 15: Despacho diário de uma bateria – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

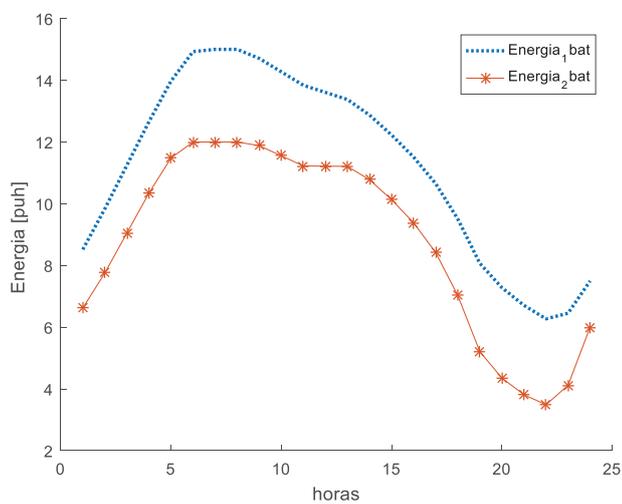
Figura 16: Energia diária armazenada de uma bateria – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

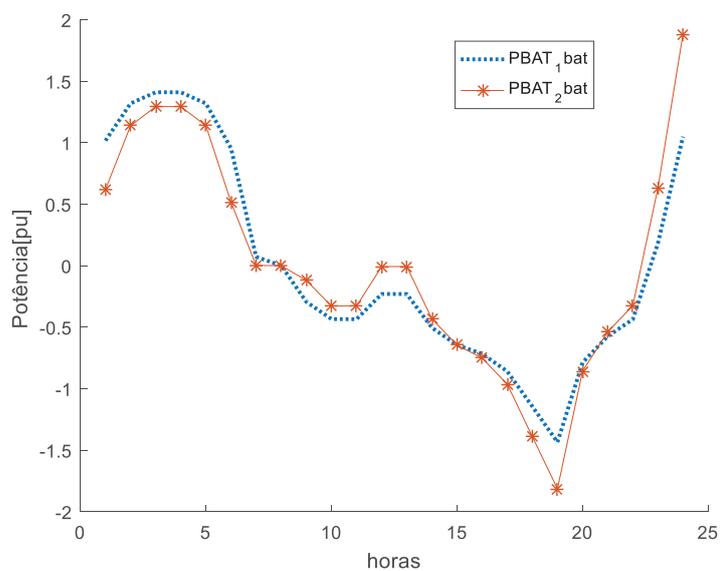
A Figura 17 apresenta os despachos diários das duas baterias alocadas nas barras 25 e 27 e a Figura 18, os valores de energia armazenados diariamente nessas baterias.

Figura 17: Despacho diário – 2 Baterias – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

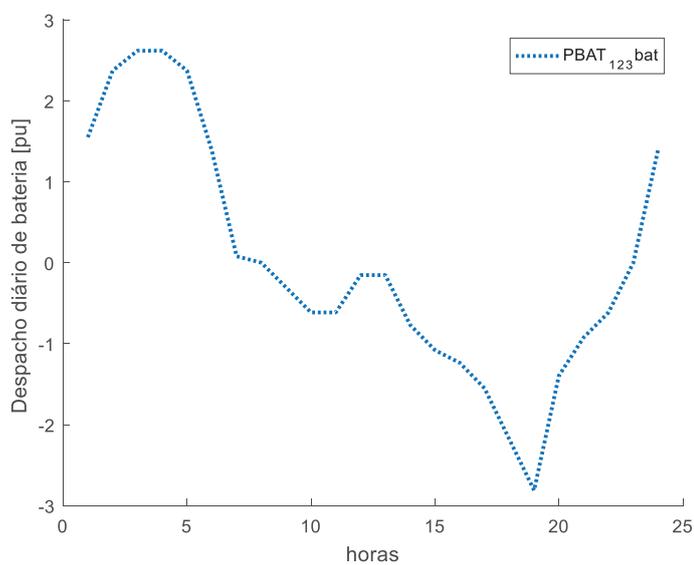
Figura 18: Energia diária armazenada – 2 Baterias – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

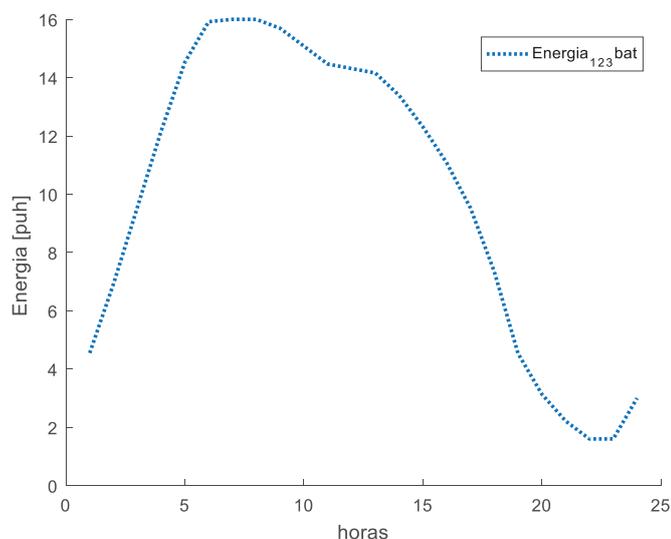
A Figura 19 apresenta os despachos diários das três baterias alocadas nas barras 27, 25 e 20, quando três baterias são alocadas, e a Figura 20 os valores de energia armazenados diariamente nessas baterias.

Figura 19: Despacho equivalente de três baterias (na mesma barra) – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

Figura 20: Energia equivalente diária armazenada – 3 Baterias (na mesma barra) – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

Basicamente, durante o dia quando o consumo de energia é menor, há o carregamento da bateria e no período de carga pesada a bateria é descarregada.

Verifica-se, segundo as Figuras 16,18 e 20, que as energias armazenadas ao fim do dia são agora iguais a 50% da capacidade total de armazenamento das baterias.

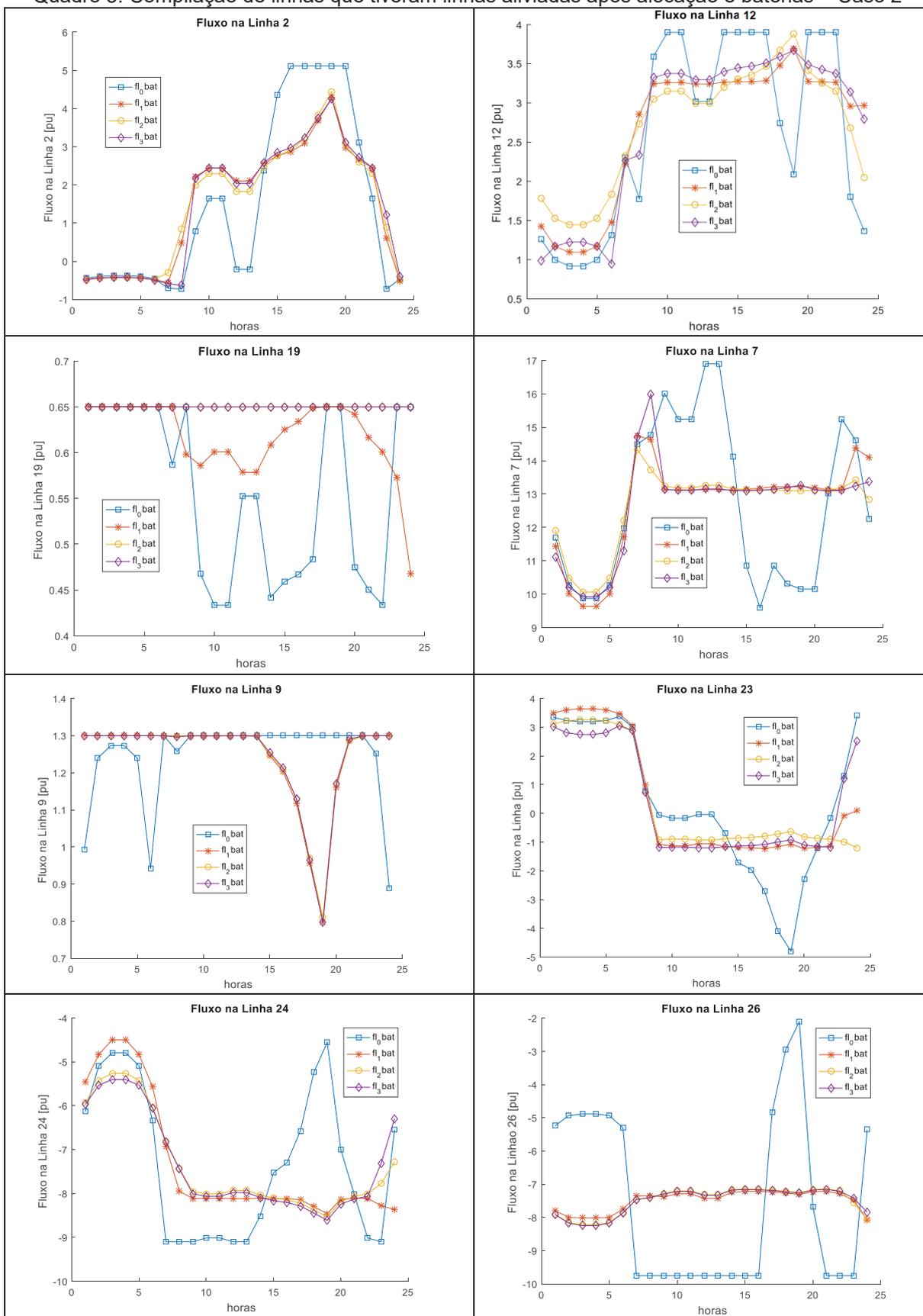
4.3.1 CASO 2 – ANÁLISE DE FLUXOS PELAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Para se analisar as redistribuições de fluxo através das linhas monitoradas após as alocações das baterias, os comportamentos serão divididos em dois casos, como no Caso 1:

- Linhas que se encontravam ativadas, 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.

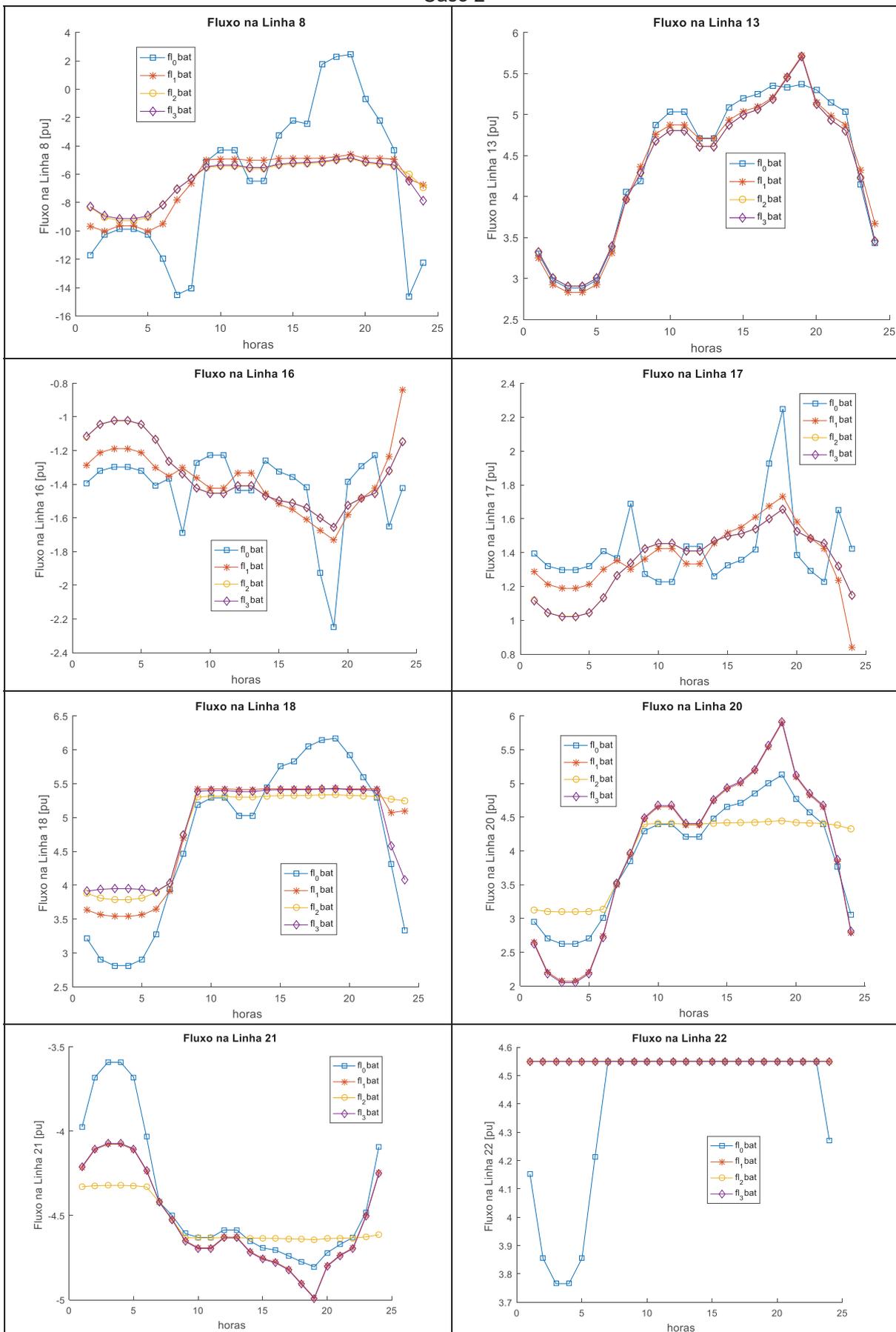
O Quadro 3 apresenta os fluxos de potência circulante pelas linhas de transmissão que se encontravam ativadas, ou seja, no limite máximo de carregamento ou próximo deles e deixaram de estar após as alocações. O Quadro 4 apresenta os fluxos por linhas cujos fluxos de potência se redistribuíram devido às injeções de carga e descarga das baterias e por alívio de carregamento das linhas descongestionadas

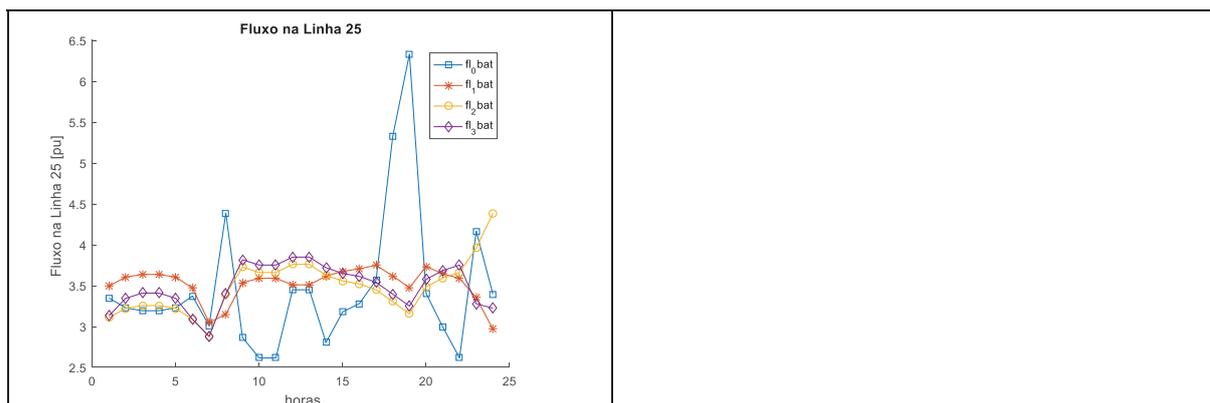
Quadro 3: Compilação de linhas que tiveram linhas aliviadas após alocação e baterias – Caso 2



Fonte: Elaboração própria, 2021.

Quadro 4: Compilação de linhas que tiveram reorganização de fluxos após alocação de baterias – Caso 2





Fonte: Elaboração própria, 2021.

As análises são semelhantes às realizadas para os Quadros 1 e 2.

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.

4.3.2 CASO 2 – ANÁLISE DE GERAÇÃO TÉRMICA E HIDRÁULICA

A Tabela 17 apresenta os valores de metas hidráulicas previstas e utilizadas pelas usinas hidroelétricas à medida que se vai alocando as baterias. Percebe-se que com a instalação das baterias, o uso das metas energéticas de Itá aumentou, pois a geração de térmica também se manteve praticamente constante (Tabela 18).

As baterias contribuíram para que a capacidade de geração hidráulica fosse mais bem aproveitada como no Caso 1.

Tabela 17: Utilização das metas hidráulicas com alocação das baterias para o Caso 2

Usina	META HIDRÁULICA Disponível [puh]	META HIDRÁULICA Utilizada 0 bateria [puh]	META HIDRÁULICA Utilizada 1 bateria [puh]	META HIDRÁULICA Utilizada 2 baterias [puh]	META HIDRÁULICA Utilizada 3 baterias [puh]
G. B. Munhoz	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000
Salto Caxias	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
Salto Segredo	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
Itá	75,0000	43,5678	57,7134	71,7221	69,6566
Machadinho	75,0000	75,0000	75,0000	75,0000	75,0000
Salto Osório	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
Salto Santiago	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Tabela 18: Custo de geração das UTE para cada alocação realizada no Caso 2

Caso analisado	Geração das Usinas Térmicas [puh]	Custo de Geração das Usinas Térmicas [\$]
Sem a utilização de baterias	0,9332	167.980,00
1 bateria para armazenamento	1,0947	197.050,00
2 baterias para armazenamento	1,1853	213.380,00
3 baterias para armazenamento	1,1853	213.350,00

Fonte: Elaboração própria, 2021.

Analisando os resultados das Tabelas 17 e 18, é possível concluir que a melhor simulação encontrada é a que utiliza uma bateria, pois apesar do custo diário obtido pela alocação de três baterias ser um pouco menor, o número de dias para amortização é um pouco maior. Esta opção também está atrelada ao fato de que os valores de corte de carga e geração térmica são semelhantes, não justificando um acréscimo de \$ 20.000.000 para o caso de se alocar três baterias, calculado na Tabela 16.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Após análise das simulações, pode-se concluir que:

- Caso 1: foi possível quase zerar o corte de carga e geração térmica à medida que se vai instalando as baterias, sendo que a melhor configuração encontrada é a que

utiliza 3 baterias. A análise desse caso, serviu para se concluir que baterias impactam positivamente em sistema hidro-termo-eólico, fazendo um bom aproveitamento da geração hidráulica e térmica. No entanto, sem controle das energias armazenadas nas baterias ao fim do dia, verificou-se que elas terminaram o dia com 10% de energia armazenada. Porém, o ideal é que elas cheguem ao final da hora 24 preparadas para iniciar um novo dia. Assim, para o Caso 2 foi estabelecido que o valor armazenado no início e fim do dia fosse de 50 % da capacidade das baterias alocadas;

- Caso 2: nessa configuração, a melhor opção encontrada é a alocação de uma bateria. O custo da bateria, juntamente com a incapacidade de diminuir o corte de carga e geração térmica, torna inviável a alocação de 2 e 3 baterias. Portanto, nesse caso específico, a melhor opção é a alocação de 1 bateria que é a opção com menor custo de aquisição gerando menor quantidade de dias para amortização do investimento.

Em ambos os casos analisados, foram identificados dois padrões nas linhas monitoradas: linhas que se encontravam ativadas, ou seja, no limite máximo de carregamento ou próximo deles e que 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.

Quanto ao uso das metas hidráulicas, verificou-se que para o caso 1 houve melhor uso das metas hidráulicas e como consequência diminuição no custo de geração térmica. Já no Caso 2, o uso das metas hidráulicas e geração térmica se quase manteve igual ao caso sem baterias alocadas e o corte de carga foi maior pois foi usada potência para gerenciar as cargas e descargas das baterias.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Ao longo desta dissertação, foi revisado a literatura sobre tipos de tecnologias de baterias disponíveis para aplicações em sistemas de transmissão: baterias de fluxo, baterias de sódio de enxofre e baterias de íons de lítio, sendo essa última a que mais se adequa aos estudos, devido às suas características e portanto, a tecnologia escolhida para ser utilizada no desenvolvimento do trabalho.

Formulou-se um problema de otimização que aloca e dimensiona baterias em sistemas hidrotérmicos com penetração de fonte eólicas, que tem como objetivo minimizar custos de operação do sistema, custos de aquisição das baterias e custos referentes aos cortes de carga provocados por congestionamento em linhas de transmissão.

Esse problema de otimização formulado foi resolvido via Algoritmos Genéticos, que tem seu indivíduo testado via FPOM, cujos resultados são usados para se realizar a operação diária da rede e subsidiar a obtenção da função de avaliação do problema que aloca e dimensiona baterias.

Os resultados foram testados e validados utilizando um sistema-teste de 33 barras adaptado com a inserção da usina eólica de Palmas. Foram analisados dois casos: o primeiro, onde as barras de 500 kV foram candidatas à alocação das baterias, sem se ter controle da energia armazenada nelas no final do dia, e Caso 2 onde se teve controle da energia armazenada nas baterias ao fim do dia, fixando-a em 50 % de suas capacidades.

De modo geral, todas as possibilidades de alocação de baterias apresentaram um resultado positivo diante da situação sem baterias, como era a proposta de análise do trabalho.

Para o Caso 2, onde as baterias devem começar e terminar o dia com a mesma capacidade, observou-se que corte de carga foi maior pois foi usada mais potência para gerenciar as cargas e descargas das baterias, sendo esta configuração de formulação a que deve ser utilizado nesse tipo de estudo, ou seja, monitorando-se a energia final das baterias.

Para o caso estudado, verificou-se que houve diminuição do custo de operação de um dia que simula situações extremas de hidrologia e carregamento das linhas.

Algumas sugestões de trabalhos futuros são apresentadas:

- Inserir custo das térmicas na função de avaliação, pois a mesma só foi considerada no FPOM;
- Ampliar a alocação para outros tipos de sistemas de armazenamento, tais como usinas reversíveis, ar comprimido, líquido comprimido e outros;
- Realizar a alocação considerando o horizonte de 1 ano e não apenas a dia a frente;
- Simular com Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN);
- Seleção do número ideal de baterias a serem alocadas;
- Utilização de outros perfis de geração eólica e períodos hidrológicos para se compor o melhor custo-benefício que contemple vários cenários;
- Otimizar os valores iniciais e finais de energia armazenados, pois conclui-se que o valor de energia armazenada na bateria ao fim do dia altera os valores das alocações e despachos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKINYELE, D. O., RAYUDU, R. K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 8, p. 74–91, 2014.

ALVES, W. F. Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência. Dissertação (mestrado) Universidade Federal Fluminense, Programa de Pós-Graduação em Computação, 2007.

ARABALI, A.; GHOFRANI, M.; ETEZADI-AMOLI, M. 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, p. 832-841, 2013. Elsevier Ltd.

ARANTES, A. G. B.. Alocação de reserva girante em sistemas hidro-termicos com penetração eólica. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, 2017.

BABROWSKI, S.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. 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, n. 2015, p. 228–240, 2016.

BARTON, J.P.; INFELD, D. G. Energy Storage and Its Use with Intermittent Renewable Energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 19, n. 2, p.441-448, 2004.

BLASI, T. Planning of active distribution systems operation with batteries and renewable energy source. Dissertação (mestrado) Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

BORGES, T. S. P. FERNANDES, K. C. ALMEIDA. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via Método dos Pontos Interiores e Coordenadas Retangulares, **Revista Controle e Automação**, vol. 22, n. 5, p. 479–494, 2011.

BP. Statistical Review of World Energy, 2020 | 69th Edition, p. 66, 2020.

CAVANAGH, K.; WARD, J.; BEHRENS, S.; BHATT, A.; RATNAM, E.; OLIVER, E.; HAYWARD, J. **Electrical Energy Storage: Technology overview and applications**; CSIRO, Australia, 2015.

CANTANE, D.A.; ANDO JUNIOR, O. H.; HAMERSCHIMIDT, M.B. Tecnologias de armazenamento de energia aplicadas ao setor elétrico brasileiro. São Paulo: Editora Scienza, 2020. DOI: <http://dx.doi.org/10.26626/978-65-5668-013-2.2020B0001>.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, p. 291-312, 2008.

CHOI, C.; KIM, S.; KIM, R.; CHOI, Y.; KIM, S.; YOUNG JUNG, H.; YANG, J.H.; KIM, H.T. A review of vanadium electrolytes for vanadium redox flow batteries. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 263-274, 2017.

DEL ROSSO, A.; ECKROAD, W. Energy storage for relief of transmission congestion. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, 1 p. 138-1146, 2014.

DIAZ, V. N.S; SYLVESTRIN, R.G; SOUZA, D. L. de; REGINATTO, R; LEDESMA, J. J. G; ANDO JUNIOR, O. H. Fundamentos sobre sistema de armazenamento de energia. In: **Tecnologias de armazenamento de energia aplicadas ao setor elétrico brasileiro**. 2. ed. Scienza, cap. 3, p. 71-107, 2020.

DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. **Renewable Energy**, v. 76, p. 375-380, 2015.

EYER, J.; COREY, G. Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide. *Lightning in a Bottle: Electrical Energy Storage*, n. February, p. 1–191, 2011.

EPE. Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 36, 2019a.

EPRI EPRI-DOE. Handbook of energy storage for transmission and distribution applications, 2003.

EPRI EPRI-DOE. Handbook of energy storage for transmission and distribution applications, 2020

FEARNSIDE, P. M. Impacts of Brazil's Madeira River Dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. **Environmental Science and Policy**, v. 38, p. 164–172, 2014.

GALVÃO, C. de O.; VALENÇA, M. Sistemas inteligentes: Aplicações a Recursos Hídricos e Sistemas Ambientais. Ed. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1999.

GOLDBERG, D.E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Addison-Wesley, 1989.

HÄRTEL, P.; DOERING, M.; JENTSCH, M.; Cost assessment of storage options in a region with a high share of network congestions. **Journal of Energy Storage**, v. 8, p. 358–367, 2016.

HESSE, H.; SCHIMPE, M.; KUCEVIC, D.; JOSSEN, A. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid – A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids, ISBN 4989289269, v. 10, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2017.

KAZEMI, M.; ANSARI, M.R. An integrated transmission expansion planning and battery storage systems placement – A security and reliability perspective. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2022.

LACHOVICZ, F.J., FERNANDES, T.S.P., BESSA, M.R. Optimization Criteria Weighing in Dynamic Optimal Power Flow Performing Monthly, Weekly and Daily Hydrothermal Generation Dispatch. **Journal Control Automation Electrical System**, v. 32, p 1704-1717, 2021.

LUO, Xing. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Elsevier BV. **Applied Energy**, v. 137, p. 511-536, 2015.

MOSELEY, P.T. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing* - Google Livres, 2015. ISBN 9780444626165.

NGUYEN, N. T. A.; LE, D. D.; MOSHI, G. G.; BOVO, C.; BERIZZI, A. Sensitivity Analysis on Locations of Energy Storage in Power Systems with Wind Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, p. 5185–5193, 2016.

OBLADEN de LARA FILHO, M. Modelo Robusto orientado a dados para programação diária de operação de microrredes considerando recursos energéticos distribuídos sob incertezas. Dissertação (mestrado). Universidade Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

RABELO, P. G., OCHI, L. S. Um Novo Algoritmo Genético Híbrido para o Problema do Caixeiro Viajante com Grupamento. **Anais do Simpósio Brasileiro de Redes Neurais**, v. 1, p. 83–90.1996.

SAW, L. H.; YE, Y.; TAY, A.A. O. Integration issues of lithium-ion battery into electric vehicles battery pack. **Journal of Cleaner Production**, v. 113, p. 1032-1045, 2016.

SRIVASTAVA, A.K; KUMAR, A.; SCHULZ, N. Impact of Distributed Generations with Energy Storage Devices on the Electric Grid. *IEEE Systems Journal*, v. 6, p. 110-117, .2012.

STEINMETZ, C. P. Development of the modern central station. **28th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers**, Chicago, 1911.

SZUVOVIVSKI, I. Alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo. Dissertação (mestrado) Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. 2008.

VIOLA, L. Planejamento de curto prazo da operação de baterias e armazenamento de hidrogênio em sistemas de distribuição de energia elétrica. Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2017.

WOODS MACKENZIE POWER & RENEWABLE'S. Global storage market to grow from 12 GWh to 158 GWh by 2024. Página inicial. Disponível em: < <https://www.woodmac.com/press-releases/global-storage-market-to-grow-from-12-gwh-to-158-gwh-by-2024/> >. Acesso em: 29 de nov. de 2021.

WU, Y. Lithium-Ion Batteries: Fundamentals and Applications. Boca Raton: Crc Press, p. 1-17, 2015.

ZHENG, K.; ZHENG, Z.; JIANG, H.; REN, J. Economic Analysis of Applying the Used EV battery to Commercial Electricity Customer, 2015.

ZHANG, R.; XIA, B.; LI, B.; CAO, L.; LAI, Y.; ZHENG, W.; WANG, H.; WANG, W. State of the Art of Lithium-Ion Battery SOC Estimation for Electrical Vehicles. **Energies**, v. 11: 1820, 2018.

1 ANEXO I – DADOS SISTEMA-TESTE DE 33 BARRAS

São apresentados a seguir os dados de linhas e barras do sistema da Figura 5, utilizados para as simulações do presente trabalho e adaptados de ALVES (2007). A base de potência é 100 MVA.

A Tabela A.1 apresenta os dados das barras, a Tabela A-2 apresenta os dados de carga por barra para às 19 horas.

Tabela A.1 – Dados das barras do sistema da Figura 5

N.	Nome	Usina	Tipo	Tensão	Carga P (MW)	Carga Q (Mvar)
1	Governador Bento Munhoz	Hidro	Vq	13.8		
2	Salto Caxias	Hidro	PV	13.8		
3	Salto Segredo	Hidro	PV	13.8		
4	Bateias		PQ	230	680	130
5	Governador Bento Munhoz		PQ	500		
6	Cascavel		PQ	230		
7	Cascavel		PQ	138	150	32
8	Foz do Chopim		PQ	138	90	17
9	Segredo		PQ	500		
10	Bateias		PQ	500		
11	Cascavel do Oeste		PQ	500		
12	Salto Caxias		PQ	500		
13	Foz do Chopin	Eólica	PV	230		
14	Ita	Hidro	PV	13.8		
15	Machadinho	Hidro	PV	13.8		
16	Salto Osorio	Hidro	PV	13.8		
17	Salto Santiago	Hidro	PV	13.8		
18	Areia		PQ	500		
19	Areia		PQ	230	235	57
20	Blumenau		PQ	500		
21	Blumenau		PQ	230	940	50
22	Campos Novos		PQ	500		
23	Curitiba		PQ	500		
24	Curitiba	Termo	PV	230	790	330
25	Caxias		PQ	500		
26	Caxias		PQ	230	700	49
27	Gravataí		PQ	500		
28	Ita		PQ	500		
29	Machadinho		PQ	500		
30	Salto Osorio		PQ	230		
31	Salto Santiago		PQ	500		
32	Gravataí-230		PQ	230	1100	400
33	Cascavel-230	Hidro	PQ	230	400	125

Tabela A.2 - Dados de carga do sistema-teste 33 barras

Barra	Nome	Tensão	Carga – 19:00 h	
			MW	Mvar
7	Cascavel	138	150	32
8	Foz do Chopin	138	90	17
4	Bateias	230	680	130
24	Curitiba	230	790	330
21	Blumenau	230	940	50
26	Caxias	230	700	49
32	Gravataí	230	1100	400
19	Areia	230	235	57
33	Cascavel do Oeste	230	400	125
TOTAL			5085	1190

A Tabela A.3 apresenta os dados das linhas de transmissão, informando as barras de origem e destino, resistência equivalente de sequência positiva do circuito [pu] (R); reatância equivalente de sequência positiva do circuito [pu] (X) e susceptância shunt total do circuito [pu] (Bshunt).

Tabela A.3 Dados de linha do sistema 33 barras.

N.	De	Para	Nome	R (pu)	X (pu)	Bshunt (pu)
1	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 1	0.000100	0.001240	0.152040
2	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 2	0.000100	0.001260	0.154280
3	6	13	Cascavel-Foz do Chopin	0.011300	0.069900	0.126170
4	6	30	Cascavel-Salto Osório	0.012200	0.076900	0.138100
5	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 1	0.002200	0.010900	0.018601
6	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 2	0.001700	0.010300	0.020537
7	9	18	Segredo-Areia	0.000520	0.006540	0.804930
8	9	31	Segredo-Salto Santiago	0.000560	0.006970	0.857460
9	11	12	Cascavel Oeste-Salto Caxias	0.000500	0.007300	0.780600
10	13	30	Foz do Chopin-Salto Osório	0.001500	0.008900	0.016317
11	18	10	Areia-Bateias	0.002000	0.025500	3.127200
12	18	22	Areia-Campos Novos	0.001620	0.020480	2.501700
13	18	23	Areia-Curitiba	0.002000	0.026900	3.364000
14	19	30	Areia-Salto Osório 1	0.030450	0.157380	0.271230
15	19	30	Areia-Salto Osório 2	0.030410	0.157180	0.270890
16	20	22	Blumenau-Campos Novos	0.002556	0.029224	3.604000
17	20	23	Blumenau-Curitiba	0.001270	0.016030	1.958900
18	22	25	Campos Novos-Caxias	0.001877	0.023467	2.872400
19	23	10	Curitiba-Bateias	0.000500	0.004400	0.475800
20	25	27	Caxias-Gravataí	0.000733	0.009164	1.121700
21	27	28	Gravataí-Itá	0.002820	0.038520	4.937000
22	28	25	Itá-Caxias	0.001643	0.030339	3.548800
23	28	29	Itá-Machadinho	0.000730	0.009200	1.122600
24	28	31	Itá-Salto Santiago	0.001720	0.021700	2.651600
25	29	22	Machadinho-Campos Novos	0.000470	0.005900	0.718180
26	31	12	Salto Santiago-Salto Caxias	0.000760	0.011710	1.245800
27	10	4	Trafo Bateias 1	0.000320	0.011460	0.000000
28	10	4	Trafo Bateias 2	0.000300	0.011651	0.000000
29	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 1	0.000000	0.033600	0.000000
30	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 2	0.000000	0.033600	0.000000
31	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 3	0.000000	0.033600	0.000000
32	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 4	0.000000	0.033600	0.000000
33	6	7	Trafo Cascavel 1	0.000000	0.066400	0.000000
34	6	7	Trafo Cascavel 2	0.000000	0.062900	0.000000
35	3	9	Trafo Salto Segredo 1	0.000000	0.042000	0.000000
36	3	9	Trafo Salto Segredo 2	0.000000	0.042000	0.000000
37	3	9	Trafo Salto Segredo 3	0.000000	0.042000	0.000000

38	3	9	Trafo Salto Segredo 4	0.000000	0.042000	0.000000
39	12	2	Trafo Salto Caxias 1	0.000000	0.040800	0.000000
40	12	2	Trafo Salto Caxias 2	0.000000	0.040800	0.000000
41	12	2	Trafo Salto Caxias 3	0.000000	0.040800	0.000000
42	12	2	Trafo Salto Caxias 4	0.000000	0.040800	0.000000
43	13	8	Trafo Foz do Chopin	0.000000	0.063600	0.000000
44	18	19	Trafo Areia	0.000310	0.012070	0.000000
45	20	21	Trafo Blumenau 1	0.000310	0.011500	0.000000
46	20	21	Trafo Blumenau 2	0.000320	0.011630	0.000000
47	20	21	Trafo Blumenau 3	0.000000	0.012770	0.000000
48	23	24	Trafo Curitiba 1	0.000320	0.011630	0.000000
49	23	24	Trafo Curitiba 2	0.000310	0.011660	0.000000
50	25	26	Trafo Caxias 1	0.000200	0.012110	0.000000
51	25	26	Trafo Caxias 2	0.000200	0.012330	0.000000
52	14	28	Trafo Itá 1	0.000500	0.046150	0.000000
53	14	28	Trafo Itá 2	0.000500	0.046150	0.000000
54	14	28	Trafo Itá 3	0.000500	0.046150	0.000000
55	14	28	Trafo Itá 4	0.000500	0.046150	0.000000
56	14	28	Trafo Itá 5	0.000500	0.046150	0.000000
57	15	29	Trafo Machadinho 1	0.000000	0.041310	0.01377
58	15	29	Trafo Machadinho 2	0.000000	0.041310	0.000000
59	15	29	Trafo Machadinho 3	0.000000	0.041310	0.000000
60	16	30	Trafo Salto Osório 1	0.000800	0.068090	0.000000
61	16	30	Trafo Salto Osório 2	0.000800	0.068090	0.000000
62	16	30	Trafo Salto Osório 3	0.000800	0.068090	0.000000
63	16	30	Trafo Salto Osório 4	0.000800	0.068090	0.000000
64	17	31	Trafo Salto Santiago 1	0.000400	0.045450	0.000000
65	17	31	Trafo Salto Santiago 2	0.000400	0.045450	0.000000
66	17	31	Trafo Salto Santiago 3	0.000400	0.045450	0.000000
67	17	31	Trafo Salto Santiago 4	0.000400	0.045450	0.000000
68	27	32	Trafo Gravataí 1	0.000300	0.012190	0.000000
69	27	32	Trafo Gravataí 2	0.000390	0.011380	0.000000
70	27	32	Trafo Gravataí 3	0.000360	0.012170	0.000000
71	11	33	Trafo Cascavel Oeste	0.000000	0.012700	0.000000