



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO**  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA – CCET  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – DEEE  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Análise operativo-econômica da penetração de sistemas de armazenamento  
de energia nas redes elétricas de potência**

**ORLANDO DA SILVA SANTOS**

São Luís – MA, Brasil.

2018

ORLANDO DA SILVA SANTOS

**Análise operativo-econômica da penetração de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência**

Monografia submetida ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

Coorientador: MSc. Felipe Oliveira Silva Saraiva

São Luís – MA, Brasil

2018

Santos, Orlando da Silva.

Análise operativo-econômica da penetração de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência/ Orlando da Silva Santos – São Luís, 2018.

112 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientador: Vicente Leonardo Paucar Casas.

Coorientador: Felipe Oliveira Silva Saraiva.

Monografia (Graduação) – Universidade Federal do Maranhão, Curso de Engenharia Elétrica, 2018.

1. Sistemas de armazenamento de energia. 2. Mercados elétricos. 3. Inteligência artificial. 4. Sistema elétrico de potência. I. Título.

# **Análise operativo-econômica da penetração de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas de potência**

**ORLANDO DA SILVA SANTOS**

Monografia aprovada em 11 de julho de 2018

---

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas - UFMA

(Orientador)

---

MSc. Felipe Oliveira Silva Saraiva - UFMA

(Coorientador)

---

Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha- UFMA

(Membro da banca examinadora)

---

Prof. Dr. Francisco das Chagas de Sousa - UFMA

(Membro da banca examinadora)

Dedico este trabalho primeiramente a Deus por ter me concedido o dom de realizar este trabalho da melhor forma possível. Em segundo lugar aos meus pais José Raimundo Santos e Lúcia Maria Spindola da Silva, bem como minhas irmãs e familiares que me deram o suporte necessário nos momentos mais difíceis.

## **Agradecimentos**

A Deus, em virtude de seu fôlego de vida o qual proporcionou sustento e me deu coragem para questionar realidades e propor sempre um mundo novo de possibilidades.

Aos meus pais, por acreditarem e investirem em meu sonho. Mãe seu cuidado e dedicação foi que deu, em alguns momentos, a esperança para seguir. Pai, sua presença significou segurança e a certeza que não estou sozinho nessa caminhada.

Aos amigos e colegas, pelo incentivo e pelo apoio constantes.

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar e ao doutorando Felipe Oliveira Silva Saraiva, pelas diretrizes e caminhos fornecidos durante a orientação, bem como pelo considerável suporte indispensável à elaboração deste trabalho e principalmente a dedicação durante esses vários meses.

Ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, e às pessoas com que convivi nesses espaços ao longo desses anos. Agradecendo a experiência de uma produção compartilhada na comunhão com os amigos produzidos nessa jornada e com os professores que promoveram a melhor experiência da minha formação acadêmica.

“O engenheiro, por sua vez, fala pouco porque tem medo de emitir uma afirmação que não possa provar, enquanto os opositores criam factoides e parecem saber mais, ainda que estejam mentindo. O engenheiro não mente.”

**(Francisco Luiz Sibut Gomide)**

## Resumo

As tecnologias de armazenamento de energia vêm desempenhando uma função mais relevante no sistema elétrico de potência (SEP) uma vez que começaram a ser mais utilizadas em conjunto com fontes renováveis de energia. Além disso, desempenham funções importantes que ajudam na melhoria da operacionalidade da rede elétrica, tornando o SEP cada vez mais complexo. Por outro lado, com o advento de técnicas de inteligência artificial (IA), problemas de difícil solução analítica relacionados à complexidade do SEP puderam ser solucionados. Neste cenário, no presente trabalho é analisada a aplicação de uma das técnicas de IA, mais precisamente os algoritmos genéticos (*Genetic Algorithms-GA*), a fim de se obter uma análise sobre o impacto técnico-econômico da penetração de unidades de armazenamento de energia nos sistemas elétricos de potência. Dessa forma, são analisados os benefícios produzidos com a inserção de um modelo genérico de um sistema de armazenamento de energia (SAE) em sistemas-teste. No contexto deste trabalho, são estudados e desenvolvidos, em ambiente MATLAB, modelos focalizados na integração de dispositivos de armazenamento, em uma rede elétrica de alta tensão, tendo como principal objetivo minimizar os custos operativos totais dos sistemas-teste considerados, cumprindo limites operativos das plantas de geração e os limites térmicos das linhas de transmissão. Com a ajuda da metodologia baseada no GA, foi possível determinar tanto as condições operacionais dos geradores convencionais em cenários com a inserção de um modelo de SAE, como permitiu identificar a redução do valor da função custo de geração de potência ativa, tal como demonstrado nos resultados com os sistemas-teste.

**Palavras-chave:** Sistemas de armazenamento de energia, mercados elétricos, inteligência artificial, sistema elétrico de potência.

## Abstract

Energy storage technologies have been playing a more relevant role in the electric power system (EPS) since they began to be more widely used in conjunction with renewable energy sources. In addition, they perform important functions that help improve the operability of the power grid, making the power system more and more complex. On the other hand, with the advent of artificial intelligence (AI) techniques, problems of difficult analytical solution related to the complexity of the electric power system could be solved. In this scenario, the present work analyzes the application of one of the artificial intelligence techniques, more precisely the genetic algorithms, in order to obtain an analysis of the technical and economic impact of the penetration of energy storage units in the power electrical systems. In this way, the benefits produced by the insertion of a generic model of an energy storage system (ESS) into test systems are analyzed. In the context of this work, models focused on the integration of storage devices in a high voltage electrical network are studied and developed in MATLAB environment, with the main objective of minimizing the total operating costs of the considered test systems, complying with operational limits of the generation plants and the thermal limits of transmission lines. With the help of the GA-based methodology, it was possible to determine both the operating conditions of the conventional generators in scenarios with the insertion of an ESS model, as well as to identify the reduction of the value of the active power generation cost function, as demonstrated in results with the test systems.

**Keywords:** Power storage systems, electrical markets, artificial intelligence, electrical power system.

## Lista de Figuras

Figura 2.1 : Modelo 1 - Monopólio – Fonte [11].	11
Figura 2.2 : Modelo 2- Comprador único. Fonte [11].	12
Figura 2.3: Modelo 3- Competição atacadista. Fonte [11].	14
Figura 2.4: Modelo 4- Competição à varejo. Fonte [11].	15
Figura 3.1: Usina Hidrelétrica Reversível na cidade de Virginia, EUA. Fonte [2].	26
Figura 3.2: Esquema de uma planta de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), com armazenamento de ar subterrâneo. Fonte [20].	27
Figura 3.3: Esquema de encapsulamento de um FES. Fonte [20].	28
Figura 3.4: Sistema de armazenamento de energia com baterias de chumbo-ácido com capacidade nominal de 1.5 MW/1.0 MW integrado a um parque eólico, na cidade de Maui, Havai (EUA). Fonte [20].	30
Figura 3.5 : Esquemas de tipos de células de bateria de lítio-íon. Fonte [20].	31
Figura 3.6: Esquema funcional de uma bateria de zinco-ar. Fonte [20].	33
Figura 3.7: Componentes de um módulo de bateria de sódio- enxofre. Fonte [20].	34
Figura 3.8: Desenho da bateria de cloreto sódio- níquel. Fonte [20].	35
Figura 3.9: Esquema com os elementos de uma bateria de fluxo redox vanadium. Fonte [20].	36
Figura 3.10: Princípio de operação de um supercapacitor. Fonte [21].	40
Figura 5.1: Esquema de representação da movimentação de uma partícula em um algoritmo PSO. Fonte [43].	55
Figura 5.2: Fluxograma das etapas do processo de otimização de um GA.	58
Figura 6.1: Fluxograma dos algoritmos dos scripts <i>GA_f_main.m</i> , <i>GA_f_objtgeneration.m</i> e <i>GA_simple_constraint.m</i> empregados para os quatro cenários operacionais.	64
Figura 6.2: Esquema de representação do sistema-teste de 6 barras. Fonte [54].	66
Figura 6.3: Esquema de representação do sistema-teste de 6 barras com a inserção de um modelo de SAE na barra 4. Fonte [54].	66
Figura 6.4: Injeções de potência ativa no sistema-teste de 6 barras através dos geradores convencionais.	68
Figura 6.5: Injeções de potência ativa no sistema-teste de 6 barras através dos geradores convencionais e de uma unidade de armazenamento de energia.	68

Figura 6.6: Curva de carga e a dinâmica de injeção de potência ativa através do SAE inserido na barra 4. ....	69
Figura 6.7: Gráficos comparativos do custo horário no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento. ....	69
Figura 6.8: Gráficos comparativos das perdas de energia ativa no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.....	70
Figura 6.9: Esquema de representação do sistema-teste IEEE 30. Fonte [55]. ....	71
Figura 6.10: Esquema de representação do sistema-teste IEEE 30 com a inserção de um modelo de SAE na barra 30. Adaptado de [55]. ....	72
Figura 6.11: (a) Injeções de potência ativa no sistema-teste IEEE 30 sem a presença de um SAE. (b) Detalhe das injeções de potência ativa através das barras 8, 11 e 13.....	74
Figura 6.12: (a) Injeções de potência ativa no sistema-teste IEEE 30. (b) Detalhe das injeções de potência ativa através das barras 8, 11 e 13 e na barra 30 com a unidade de armazenamento de energia.....	75
Figura 6.13: Gráficos comparativos do custo horário no sistema-teste IEEE 30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento. ....	76
Figura 6.14: Gráficos comparativos das perdas de energia ativa no sistema-teste IEEE30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento. ....	77
Figura 6.15: Curva de carga e a dinâmica de injeção de potência ativa através do SAE inserido na barra 30. ....	78

## Lista de Tabelas

Tabela 6.1 : Valores adotados para potência de carga e descarga máxima, assim como os níveis de carga mínimo e máximo adotados para os SAEs modelados e inseridos nos sistemas-teste.....	62
Tabela 6.2: Valores máximos de gerações adotados no solucionador GA para todos os cenários operacionais considerados na metodologia.....	63
Tabela 6.3: Curva de carga baseada no comportamento da demanda do SIN em um horizonte de tempo de 12 horas.....	67
Tabela 6.4 : Custo total de geração no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento. ....	70
Tabela 6.5: Perdas totais de energia ativa no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.....	71
Tabela 6.6: Curva de carga modificada e baseada em [51] em um horizonte de tempo de 12 horas. ....	73
Tabela 6.7: Custo total de geração no sistema-teste IEEE 30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento. ....	76
Tabela 6.8: Perdas totais de energia ativa no sistema-teste IEEE30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.....	77
Tabela A.1: Dados das barras do sistema-teste de 6 barras.....	82
Tabela A.2: Dados dos ramos do sistema-teste de 6 barras.....	82
Tabela A.3: Dados econômicos dos geradores do sistema-teste de 6 barras.....	83
Tabela B.1: Dados de carga do sistema-teste IEEE 30. ....	84
Tabela B.2: Dados dos ramos do sistema-teste IEEE 30.....	85
Tabela B.3: Dados de geração do sistema-teste IEEE 30.....	86

## Lista de siglas e abreviaturas

ACL	: Ambiente de Contratação Livre
ACR	: Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	: Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
CAES	: <i>Compressed air energy storage</i>
CCEE	: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD	: Companhia distribuidora
CEPEL	: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CGE	: Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica
CMO	: Custos Marginais de Operação
EES	: <i>Electrical Energy System</i>
ESS	: <i>Energy Storage System</i>
FACTS	: <i>Flexible AC Transmission System</i>
FES	: <i>Flywheel energy storage</i>
FPO	: Fluxo de potência ótimo
GA	: <i>Genetic Algorithm</i>
GNS	: Gás natural sintético
IA	: Inteligência Artificial
IEEE	: <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MAE	: Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MATLAB	: <i>Matrix Laboratory</i>
MME	: Ministério de Minas e Energia
MWh	: Megawatt-hora
ONS	: Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSI	: Operador de Sistema Independente
PDE	: Plano Decenal de Expansão de Energia
PIE	: Produtor Independente de Energia
PLD	: Preço de liquidação das diferenças
PPSP	: Políticas Públicas de Serviços Públicos

PSAT	: <i>Power Systems Analysis Toolbox</i>
PSO	: <i>Particle swarm optimization</i>
p.u.	: Por unidade
RE-SEB	: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SA	: <i>Simulated annealing</i>
SAE	: Sistema de armazenamento de energia
SEE	: Sistema de energia elétrica
SEP	: Sistema elétrico de potência
SIN	: Sistema Interligado Nacional
SMES	: <i>Superconductive Magnetic Energy Storage</i>
TUSD	: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHR	: Usina Hidrelétrica Reversível
VEHP	: Veículo elétrico híbrido <i>plug-in</i>

## Lista de Símbolos

$E$	: Energia armazenada em um capacitor
$C$	: Capacitância de um capacitor
$V$	: Tensão aplicada para o carregamento de um capacitor
$\varepsilon$	: Permissividade do dielétrico
$A$	: Área das placas de um capacitor
$d$	: Distância entre as placas de um capacitor
$C_{tot}$	: Capacitância total de uma configuração série/paralelo de capacitores
$R_{tot}$	: Resistência total de uma configuração série/paralelo de capacitores
$n, m$	: Índice das barras (nós)
$k$	: Linhas ou ramos de transmissão
$P_n$	: Potência ativa injetada (positiva) ou retirada (negativa) na barra $n$
$Q_n$	: Potência reativa injetada (positiva) ou retirada (negativa) na barra $n$ ;
$S_n$	: Injeção ou retirada de potência complexa na barra $n$
$P_{nmk}$	: Fluxo de potência ativa do barramento $n$ para o barramento $m$ através do elemento de transmissão $k$
$Q_{nmk}$	: Fluxo de potência reativa do barramento $n$ para o barramento $m$ através do elemento de transmissão $k$
$S_{nmk}$	: Fluxo de potência complexa do barramento $n$ para o barramento $m$ através do elemento de transmissão $k$
$V_n$	: Magnitude de tensão na barra $n$
$V_m$	: Magnitude de tensão na barra $m$
$\theta_n$	: Ângulo da tensão na barra $n$
$\theta_m$	: Ângulo da tensão na barra $m$
$\theta_{nm}$	: Diferença do ângulo de tensão do barramento $n$ para o barramento $m$

$G$	: Matriz de condutâncias
$B$	: Matriz de susceptâncias
$Y$	: Matriz de admitâncias
$Z$	: Matriz de impedâncias
$g_{nm}$	: Condutância série entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$b_{nm}$	: Susceptância série entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$y_{nm}$	: Admitância série entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$b_{nm}^{sh}$	: Susceptância <i>shunt</i> entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$z_{nm}$	: Impedância série entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$r_{nm}$	: Resistência série entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$x_{nm}$	: Reatância série entre o barramento $n$ e o barramento $m$
$f_c(S)$	: Função custo de geração ativa dos geradores de um sistema de potência
$K$	: Conjunto de todas as barras $m$ adjacentes à barra $n$ , incluindo a própria barra $n$
$V_n^{min}$	: Limite mínimo da magnitude de tensão na barra $n$
$V_n^{max}$	: Limite máximo da magnitude de tensão na barra $n$
$Pg_n$	: Potência ativa gerada na barra $n$
$Pg_n^{min}$	: Potência ativa mínima gerada na barra $n$
$Pg_n^{max}$	: Potência ativa máxima gerada na barra $n$
$Qg_n$	: Potência reativa gerada na barra $n$
$Qg_n^{min}$	: Potência reativa mínima gerada na barra $n$
$Qg_n^{max}$	: Potência reativa máxima gerada na barra $n$
$f$	: Função objetivo a ser considerada em um problema de otimização
$p$	: Probabilidade de transição
$k_B$	: Constante de Boltzmann

$T$	: Temperatura para o controle do processo de recozimento ( <i>simulated annealing</i> )
$\Delta E$	: Mudança nos níveis de energia
$G^*$	: Posição do melhor global atual
$X_i^*$	: Melhor localização
$i$	: Índice de uma partícula em um algoritmo PSO
$d_s$	: Distância genérica
$I_s$	: Intensidade de uma fonte de luz
$I(d_s)$	: Intensidade da luz de um vaga-lume a uma distância $d_s$
$\lambda$	: Coeficiente de absorção de uma luz absorvente média
$I_0$	: Intensidade inicial da luz
$\beta$	: Intensidade da luz para atratividade de um vaga-lume a uma distância $d_s$
$s_i$	: Posição de um vaga-lume $i$
$s_j$	: Posição de um vaga-lume $j$
$s_{ij}$	: Distância relativa entre um vaga-lume $i$ e um vaga-lume $j$
$\beta_0$	: Intensidade inicial da luz para atratividade de um vaga-lume a uma distância $d_s$
$\alpha$	: Parâmetro randômico
$\epsilon_i$	: Vetor com valores provenientes de uma distribuição uniforme
$p_c$	: Probabilidade de cruzamento
$p_m$	: Probabilidade de mutação
$\Omega_{SAE}$	: Conjunto de barras que apresentam unidades de armazenamento de energia inseridas
$E_n(t)$	: Energia da unidade de armazenamento inserida em uma barra $n$ no período $t$
$P_{Sn}(t)$	: Potência da unidade de armazenamento inserida em uma barra $n$ no período $t$
$P_{Sn}^{c(max)}$	: Potência máxima de carregamento da unidade de armazenamento inserida em uma barra $n$
$P_{Sn}^{d(max)}$	: Potência máxima de descarregamento da unidade de armazenamento inserida em uma barra $n$

$E_n^{min}$	: Nível de carga mínimo da unidade de armazenamento inserida em uma barra $n$
$E_n^{max}$	: Nível de carga máximo da unidade de armazenamento inserida em uma barra $n$
$T_{pop}$	: Tamanho da população considerado para o algoritmo GA
$N_{var}$	: Número de variáveis considerado para a solução do FPO
$N_{ger}^{max}$	: Número máximo de gerações antes de o algoritmo GA encerrar sua execução

## SUMÁRIO

	Página
1 Introdução.....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Formulação do problema .....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo geral.....	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 Justificativa .....	4
1.5 Metodologia.....	4
1.6 Estrutura do trabalho.....	5
2 Mercados elétricos.....	7
2.1 Aspectos gerais dos mercados elétricos.....	7
2.1.1 Breve histórico .....	9
2.1.2 Modelos teóricos de estruturação do setor elétrico .....	11
2.2 O mercado brasileiro de energia elétrica .....	15
2.2.1 Histórico da reestruturação do mercado brasileiro de energia .....	16
2.2.2 O SIN e sua política de operação .....	18
2.2.3 Comercialização de energia no SIN .....	19
2.2.3.1 Preço de liquidação das diferenças (PLD) .....	20
2.2.3.2 Contratos de compra de energia no ACL.....	21
2.2.3.3 Contratos de comercialização de energia no ACR.....	21
2.2.3.4 Energia incentivada e seus contratos de comercialização.....	22
3 Sistemas de Armazenamento de Energia .....	24
3.1 Tecnologias de sistemas de armazenamento.....	24
3.1.1 Sistemas de armazenamento mecânico .....	25

3.1.2	Sistemas de armazenamento eletroquímico .....	29
3.1.3	Sistemas de armazenamento químico .....	37
3.1.4	Sistemas de armazenamento elétrico.....	38
3.2	Aplicações dos SAEs .....	41
3.2.1	Melhorias na operacionalidade dos sistemas de potências.....	41
3.2.2	Suporte de energia para geração com fontes renováveis.....	43
3.2.3	Redução do custo final da geração de energia .....	43
4	Introdução ao problema do fluxo de potência ótimo.....	45
4.1	Histórico.....	45
4.2	Formulação do Problema .....	47
4.3	Resolução do problema do FPO .....	50
5	Técnicas de inteligência artificial.....	52
5.1	Simulated annealing.....	53
5.2	Otimização por enxame de partículas .....	54
5.3	Algoritmo dos vaga-lumes .....	55
5.4	Algoritmos Genéticos .....	56
6	Metodologia para análise do impacto da integração de sistemas de armazenamento de energia em sistemas- teste .....	60
6.1	Descrição da metodologia.....	60
6.2	Aplicação da metodologia em sistemas-teste .....	65
6.2.1	Sistema-teste de 6 barras .....	65
6.2.2	Sistema-teste IEEE 30.....	71
7	Conclusão .....	79
7.1	Conclusões .....	79
7.2	Trabalhos Futuros .....	80
	Apêndices .....	81
	Apêndice A Dados técnicos e econômicos do sistema-teste de 6 barras.....	82

Apêndice B Dados técnicos e econômicos do sistema-teste IEEE 30.....	84
Referências .....	87

# **1 Introdução**

## **1.1 Generalidades**

Devido ao aumento crescente do custo da transmissão de energia, o processo de diminuição dos custos operativos associados a plantas termelétricas se tornou crucial para um ponto ótimo de funcionamento dessas unidades convencionais dentro do sistema de energia desregulamentado. Por outro lado, recentes questões ambientais como o aquecimento global e o problema da poluição atmosférica, suscitaram uma crescente preocupação com os impactos ambientais dos sistemas de transmissão e de geração de energia. Neste panorama, a utilização de recursos energéticos renováveis se tornou uma solução pragmática para amenizar estes problemas. No entanto, a integração de recursos energéticos renováveis em um sistema de potência predispõe uma operação com várias incertezas inelutáveis. Por exemplo, variações aleatórias na velocidade do vento associadas com a solicitação de geração de energia eólica para atender demandas variáveis e aleatórias de potência, produz uma incerteza na operação e no planejamento do sistema de energia [1].

Em um sistema de potência, à medida que é aumentada a geração de energia de fontes renováveis, existe a possibilidade de ocorrência de uma série de problemas no âmbito na produção energética. Primeiro, na operação da rede elétrica, a flutuação na saída da geração renovável torna o controle de frequência do sistema difícil, e se o desvio de frequência for muito grande, a operação se torna instável. Em segundo lugar, a produção de energia renovável é dependente das condições climáticas e algumas medidas devem ser tomadas devido a este fato [2].

Os sistemas de armazenamento de energia (SAEs) são muito utilizados como um meio que garante uma qualidade de energia, com a finalidade de controlar a frequência de um sistema de potência, assim como sua tensão. Além disso, historicamente os SAEs têm desempenhado o papel de armazenar a energia produzida em horários de pico quando esta é produzida por um preço menor, a fim de obter o uso dessa energia quando a produção atinge preços elevados. Também, o uso de SAE tenha atualmente registrado uma progressiva

expansão com a intenção de melhorar a confiabilidade de um sistema de energia, quando em momentos de falhas da rede elétrica ocorridas por desastres naturais, suporte a demanda de usuários [2].

Com o desenvolvimento de modernos sistemas de energia, o problema do despacho econômico tem recebido crescente atenção, uma vez que diversos aspectos dos sistemas de energia estão envolvidos [3]. O problema do despacho econômico consiste na alocação da totalidade da produção entre as unidades de geração disponíveis. O objetivo consiste em minimizar o custo do combustível, sujeito a restrições tanto físicas como operacionais [4,5]. Dessa forma, o problema se resume em determinar a melhor combinação de potências de todas as unidades produtoras, de maneira a suprir às necessidades da carga ao menor custo de operação possível, satisfazendo as restrições de igualdade e desigualdade do sistema. O objetivo de um despacho moderno é o de explorar a rede mais perto do seu limite de segurança [6].

As características operacionais e de modelagem de sistemas de armazenamento de energia, a fim de se obter uma análise com relação ao impacto econômico da inserção dos SAEs nas redes elétricas de potência, exigem uma elaboração de estudos acerca das consequências que podem existir com esta inserção nos sistemas de energia com fontes renováveis, e quais serão as perspectivas positivas no âmbito econômico e também técnico.

## **1.2 Formulação do problema**

A intermitência e a dificuldade no controle são características intrínsecas aos sistemas de produção de eletricidade baseados em energias renováveis. Por isso a capacidade de manter o balanço entre a procura e a oferta tem sido a maior preocupação, uma vez que os erros de previsão podem levar a desequilíbrios e conseqüentemente a um aumento dos custos [7]. Esses aumentos dos custos devem-se à necessidade da utilização de reservas para equilibrar a produção, que são muitas vezes providenciadas por unidades de produção convencionais. Por isso, a potência proveniente de fontes renováveis deve se levar em conta o compromisso e despacho de outras unidades do sistema e, conseqüentemente, terá influência nas receitas operacionais de outras tecnologias [8].

Dessa forma, alguns questionamentos precisam ser respondidos: Quais serão os benefícios econômicos que o acoplamento de sistemas de armazenamento de energia pode

produzir aos sistemas elétricos de potência? De que forma esse acoplamento afetará o despacho econômico das unidades geradoras que constituem o sistema?

No cenário atual, existe uma elevação de demanda de energia elétrica que tem sobrecarregado alguns sistemas de geração e transmissão em alta tensão de energia elétrica, pois estes não apresentam a estrutura necessária para suprir de modo eficiente a demanda populacional e industrial. Contudo, analisando problemas vinculados à expansão de unidades geradoras, uma das possíveis soluções é a integração da microgeração distribuída na rede elétrica em conjunto com sistemas de armazenamento de energia. Dessa forma, se torna essencial a elaboração de estudos sobre os principais fatores relacionados à inserção de sistemas de armazenamento de energia nos sistemas elétricos de potências (SEPs), como a análise de problemas relacionados ao despacho econômico dinâmico através de inúmeros recursos computacionais atualmente disponíveis, por exemplo, os algoritmos baseados em técnicas de inteligência artificial.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo geral**

- Analisar o impacto operativo-econômico da integração de sistemas de armazenamento de energia a sistemas elétricos de potência utilizando inteligência artificial.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Estudar os modelos computacionais dos principais sistemas de armazenamento de energia para inserção nos sistemas elétricos de potência.
- Estudar técnicas de inteligência artificial de forma a identificar a mais adequada para aplicar na integração de sistemas de armazenamento de energia nos SEPs.
- Avaliar mediante simulação computacional e utilizando técnicas de inteligência artificial os benefícios técnico e econômico da inserção de sistemas de armazenamento de energia nos sistemas de potência.

## 1.4 Justificativa

As energias renováveis têm um impacto cada vez maior na operação de sistemas elétricos, trazendo problemas em como proceder-se à sua integração nos mercados de eletricidade. A complexidade crescente dos sistemas de potência, assim como o aumento da demanda, têm sido obstáculos para assegurar um fornecimento de energia elétrica seguro, confiável e de qualidade. Com esse panorama, a aplicação de SAEs, que são sistemas que possibilitam o armazenamento de energia elétrica quando a produção excede o consumo, permite a variação de energia ativa sem impactar o sistema por meio da redução da circulação de potência e assim permite a manutenção da confiabilidade e da qualidade da energia elétrica [9].

Assim, a orientação de estudos e análises pertinentes aos impactos da integração de sistemas de armazenamento de energia ao sistema de potência sob a perspectiva da análise das consequências no mercado de eletricidade, configura-se como uma condição necessária para verificar os novos paradigmas decorrentes das potenciais aplicações dos SAEs no âmbito dos SEPs, possibilitando uma menor necessidade de recorrer à energia da reserva e descongestionando o fluxo de potência dentro de um sistema. Além disso, estudos com essa temática são de um panorama atual e com expectativas referentes ao crescente mercado das *microgrids*.

## 1.5 Metodologia

A elaboração deste trabalho é conduzida por uma linha de pesquisa baseada na metodologia da pesquisa científica.

Inicialmente, se fez necessária uma revisão bibliográfica acerca das principais tecnologias de sistemas de armazenamento atualmente constituintes das redes elétricas inteligentes. Após isso, foi realizado um levantamento de como os mercados elétricos estão se comportando no contexto da integração da geração renovável e dos sistemas de armazenamento de energia. Nesse contexto, foram estudadas as ferramentas necessárias à exploração de um sistema de energia elétrica, com enfoque principal no fluxo de potência ótimo, perante o qual a exploração dos SAEs seja capaz de ir ao encontro das exigências do sistema ao menor custo possível, com um elevado nível de confiabilidade e qualidade.

Através da análise das considerações conceituais adequadas e da fundamentação matemática necessária, foi efetuada uma modelagem dos sistemas de armazenamento de energia, para que estes possam ser integrados em sistemas-teste.

Por conseguinte, foi estudada a teoria que fundamenta o problema do fluxo de potência ótimo, com todos os seus conceitos teóricos e modelagens matemáticas. Posteriormente, algoritmos genéticos foram implementados para permitir a avaliação dos impactos econômicos que os SAEs acoplados nos sistemas de potência podem acarretar, além de analisar os resultados sob a perspectiva dos mercados elétricos.

Com a ajuda dos recursos disponibilizados pelo programa MATLAB (*MATrix LABoratory*) e pelo aplicativo PSAT (*Power Systems Analysis Toolbox*), foi implementado um algoritmo genético no contexto de uma metodologia para orientar uma análise e otimizar a integração de sistemas de armazenamento de energia a sistemas-teste.

## **1.6 Estrutura do trabalho**

O presente trabalho é constituído por sete capítulos dispostos da seguinte maneira:

O capítulo 1 introduz e descreve os temas centrais referentes à proposta do trabalho em questão.

O capítulo 2 descreve em linhas gerais os aspectos que constituem os mercados elétricos. Além disso, também descreve o processo que transformou os setores elétricos, que eram em parte significativas do século passado monopólios estatais, em um setor reestruturado que visa especialmente à introdução de mercados competitivos de energia elétrica. Por outro lado, o capítulo apresenta como esse processo ocorreu no Brasil e como atualmente está organizado o mercado elétrico brasileiro.

O capítulo 3 apresenta as principais tecnologias de SAEs utilizadas atualmente em sistemas de potência e aplicações que permitem melhorias nos mesmos, bem como a utilização dessas tecnologias em novas soluções, como por exemplo, em conjunto com fontes de energia renováveis.

O capítulo 4 descreve sucintamente a formulação e a resolução do problema do fluxo de potência ótimo, tratando também do contexto histórico da sua criação. Já o capítulo 5

apresenta um estudo acerca das principais técnicas de inteligência artificial, com foco nos algoritmos genéticos.

O capítulo 6 apresenta a elaboração da metodologia e depois aplicação desta para análise e otimização com base em algoritmos genéticos, da integração de SAE em sistemas-testes, e o impacto que essa inserção produziu, sob a perspectiva de avaliação dos benefícios técnicos assim como do ponto de vista mercadológico.

O capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho.

## **2 Mercados elétricos**

A penetração das novas energias renováveis com custos mais competitivos, a proliferação de recursos energéticos distribuídos (como painéis solares, armazenamento e carros elétricos), e o desenvolvimento de redes inteligentes apontam para mudanças nos sistemas elétricos. Neste contexto, consumidores ativos e polivalentes começam um “processo de fuga” das redes, em que a atratividade crescente das soluções distribuídas leva a um tímido processo de saída de usuários, elevando as tarifas remanescentes e, conseqüentemente, a taxa de abandono. Atualmente, o principal desafio do mercado elétrico é aperfeiçoar os seus mecanismos de modo a constituir um ambiente único de remuneração e competição para as tecnologias, apostando na sinalização de preços mais diversificados e específicos no tempo e no espaço. As subsecções seguintes tratam inicialmente de um breve resumo histórico da estruturação do mercado elétrico, sob a perspectiva de um panorama geral, bem como os modelos teóricos de estruturação que foram desenvolvidos durante esse processo. Além disso, apresentam o modelo do mercado elétrico brasileiro, como foi reestruturado até o formato atual e descreve características políticas e de comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN).

### **2.1 Aspectos gerais dos mercados elétricos**

A indústria de eletricidade em todo mundo, que há muito tempo é dominada por serviços integrados verticalmente, está passando por grandes mudanças. Essa indústria está evoluindo para uma mais competitiva, onde as forças do mercado conduzem o preço da eletricidade e reduzem o custo líquido através do aumento da concorrência [10].

A organização típica da indústria antes da desregulamentação era alicerçada em companhias verticalmente integradas, as quais desempenhavam todas as funções primordiais no âmbito dos sistemas elétricos de potência. Essas empresas construía suas próprias usinas geradoras e coordenavam o planejamento de geração com o planejamento de transmissão. Em tempo real, os operadores do sistema coordenavam as usinas geradoras, informando-as quando deveriam funcionar e quando diminuir a produção para não sobrecarregar a rede de transmissão [11].

Um controle operacional independente da rede de transmissão em uma indústria reestruturada facilitaria a formação de um mercado competitivo para geração de energia e acesso direto ao varejo. No entanto, a operação independente da rede não pode ser garantida sem uma entidade independente, como um Operador Independente do Sistema (OIS). O OIS deve ser independente dos participantes individuais do mercado, como proprietários de transmissão, geradores, empresas de distribuição e usuários finais. A fim de operar o mercado competitivo de forma eficiente, garantindo a confiabilidade de um sistema de energia, o OIS, como operador do mercado, deve estabelecer regras sólidas em matéria de energia e serviços auxiliares de mercado [10]. A operação do sistema precisa ser um monopólio, já que o operador do sistema deve controlar todas as plantas em uma área de controle ou o sistema não funcionará de forma eficiente [11].

A concorrência na indústria elétrica geralmente significa apenas a competição na produção (geração) de eletricidade e nas funções comerciais, que seriam desregulamentadas – seus preços seriam fixados em mercados competitivos e não por reguladores. As funções de transporte (transmissão e distribuição) não podem ser competitivas – são monopólios naturais. Não fazem parte da instância do setor elétrico regida pela competição, no sentido em que não é possível conceber um mercado competitivo entre várias companhias de transmissão em uma mesma área; todos devem usar os mesmos conjuntos de linhas de transmissão [11].

Existem dois objetivos que garantem a estabilidade de um mercado elétrico: assegurar uma operação segura e uma operação econômica. A segurança é o aspecto mais importante da operação do sistema de energia, seja uma operação regulada ou um mercado de energia reestruturado. Em um ambiente reestruturado, a segurança poderia ser facilitada pela utilização dos diversos serviços disponíveis no mercado [10]. A preocupação é que na reestruturação, as partes competitivas precisam ser separadas das partes reguladas, e a coordenação que estava funcionando bem nas companhias integradas sob a regulamentação pode ser comprometida. As instituições devem ser projetadas para substituir a coordenação interna sem perder suas eficiências. Isso foi feito com sucesso em partes da América e também em outros países, mas ainda é um grande desafio [11]. Este capítulo apresenta como se deu esse processo de reestruturação do mercado de energia, os modelos de estruturação teóricos do setor elétrico e os desafios que surgiram para implementação dessas mudanças.

### 2.1.1 Breve histórico

Durante cem anos após, a eletricidade ter sido pela primeira vez comercializada em 1878, uma única empresa produzia, transportava, comercializava o produto e operava o sistema. Esta integração vertical de funções foi sempre a típica organização da indústria em todo o mundo. As únicas exceções importantes para completar a integração vertical e o monopólio legal nos primeiros cem anos foram os casos em que uma grande empresa de geração/transmissão vendia para uma série de empresas de distribuição menores. Essas empresas eram na verdade ligadas a um único fornecedor que lhes concedia todo o poder sobre contratos ou tarifas. Na verdade, esse *modus operandi* através de contratos era apenas um variação à regra da integração vertical [11].

Em monopólios verticalmente integrados, os preços (ou taxas) são geralmente um conjunto sem separação de vários componentes funcionais. Na reestruturação, já que algumas das funções continuam sendo monopólios, outras precisam ser desmembradas, e decisões precisam ser tomadas sobre a forma de regulação econômica. Inicialmente existiam dois modelos básicos: o modelo americano e o modelo britânico [11].

A regulação “taxa de retorno” desenvolvida na indústria de energia americana permite às empresas a chance de obter uma taxa razoável de retorno sobre seus ativos, além da recuperação das despesas. Isso é feito com antecedência, portanto, os preços (taxas) são definidos antecipadamente e fixados até o próximo caso de definição. O problema é que isso acontece de forma irregular, geralmente a pedido da empresa. Quando o Reino Unido privatizou as suas concessionárias, foi o pioneiro em uma forma diferente de regulamentação na qual os preços médios são fixados por um período específico e aumentados em todos os anos sobre a taxa de inflação menos uma taxa (X) pela qual o regulador acredita ser o suficiente para as empresas aumentarem a eficiência [11].

Em muitos aspectos, os modelos do Reino Unido e dos Estados Unidos são semelhantes, mas bastante diferentes da prática nos países em que o preço da eletricidade é determinado principalmente por considerações políticas, como o impacto de um aumento de preço sobre a inflação global. Cada país precisa fazer uma avaliação do desempenho de sua indústria antes de decidir se fará modificações em seus modelos de mercado [11].

A competição na produção tem que ser o objetivo principal, mas existem muitas restrições ao processo de reforma. As restrições sempre agem para aumentar o custo e o tempo necessários para a reestruturação, mas algumas restrições são relativamente fáceis de acomodar, enquanto outras são extremamente limitantes. Por exemplo, os preços de mercado da eletricidade naturalmente variam em todo o país de acordo com as dotações naturais e os custos ambientais. Isso deve ser uma coisa boa, encorajando o aumento da produção onde os custos são mais baixos, mas o comércio internacional provoca a oposição de produtores em regiões de alto custo e consumidores em regiões de baixo custo [11].

No entanto, os mercados competitivos substituem em grande parte o papel de supervisão, descentralizando a função de planejamento. Os próprios participantes do mercado tomam decisões de investimento e não planejadores centrais. O sinal de onde, quando, o que se construir é o preço de mercado que define. Tudo sobre o preço de mercado é, portanto, crucial: o modo como é definido; os fatores que o influenciam; sua capacidade ou incapacidade de ser manipulado; incertezas em torno dele; a influência do regulador. Quando a concorrência é introduzida, a estrutura das empresas já existentes no modelo antigo de verticalização de mercado precisa ser modificada. Contudo, a reorganização de toda uma indústria é muito mais fácil quando o governo é o seu maior detentor do que quando as empresas são privadas [11].

Devido a possíveis conflitos de interesse, algumas funções do mercado elétrico foram desmembradas. Aliados naturais, a geração e a transmissão não apresentam conflitos, mas benefício positivo em manter as funções juntas. Porém, a transmissão e as operações do sistema são consideradas essenciais e ao abrir um acesso indiscriminado é essencial a competição. O problema aqui é o grave conflito de interesses em ter duas funções de propriedade de um gerador concorrente, contra a necessidade inegável de coordenação estreita entre geração, operações do sistema e expansão de transmissão [10].

O tamanho de um mercado é naturalmente determinado pela geografia, transporte e pelo custo. Na eletricidade, poderia existir um mercado nacional com as mesmas regras, mas ainda existiriam muitos mercados locais, a menos que a transmissão fosse ampliada, e mais compradores e vendedores pudessem se encontrar fisicamente. Na eletricidade existe um planejamento de arranjos comerciais que precisam ser estabelecidos. Além disso, é necessária uma longa e contínua história de regulação, resultando em concentrações de produção locais, preços finais fixos e médios aos consumidores e entrega através de um sistema de transmissão

projetado para manter a confiabilidade local e não o comércio regional amplo de eletricidade [10, 11].

### 2.1.2 Modelos teóricos de estruturação do setor elétrico

Todos os modelos apresentados a seguir assumem um monopólio contínuo de transmissão, dos conjuntos de cabos de distribuição e das operações do sistema. Esses modelos estão todos em operação em algum lugar do mundo, possuindo cada um suas vantagens e dificuldades.

- **Modelo 1 : Monopólio verticalmente integrado**

É um modelo que não apresenta geradores competitivos, porque ninguém tem a permissão para possuí-los. Todas as funções do setor são agrupadas e reguladas, como mostra a Figura (2.1). Este modelo serviu bem à indústria durante anos, e ainda é o modelo em existência na maioria dos lugares [11].

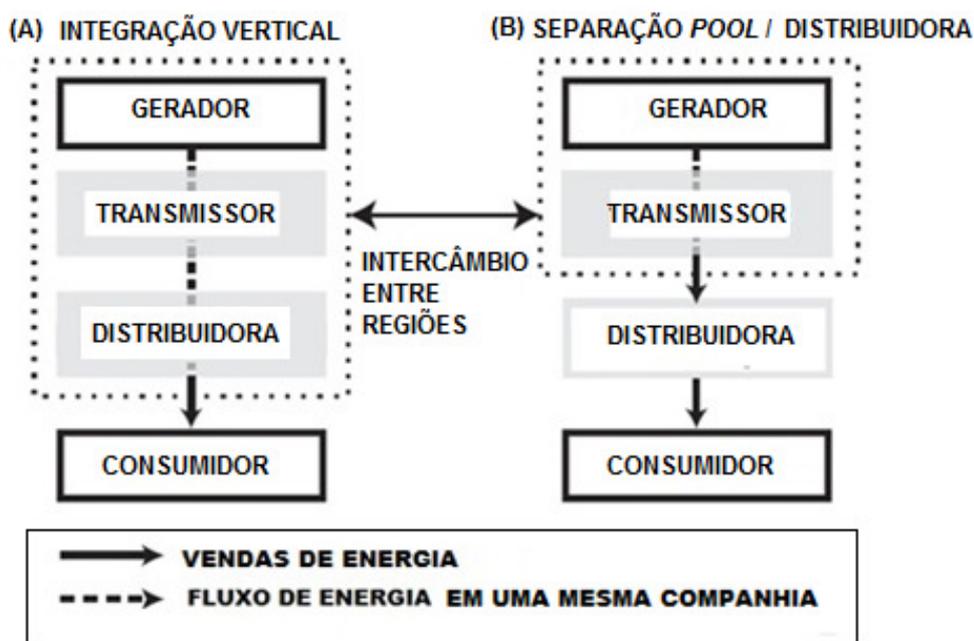
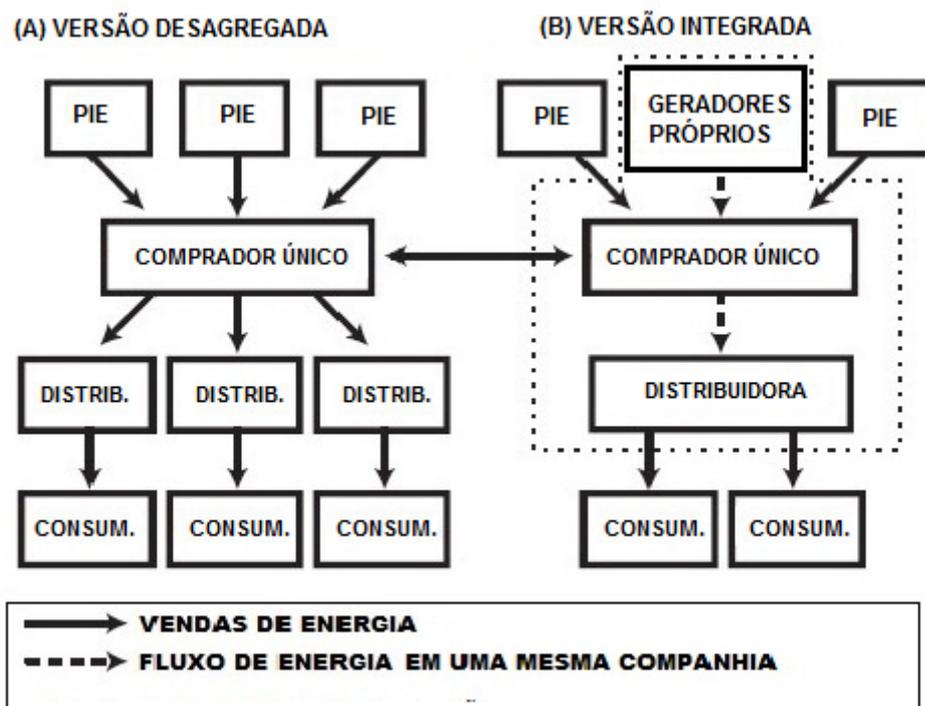


Figura 2.1 : Modelo 1 - Monopólio – Fonte [11].

- **Modelo 2 : Comprador único**

Este é o modelo adotado em 1978 pelos Estados Unidos, quando sob a lei ( *Public Utility Regulatory Policies Act - PURPA* ) as concessionárias eram obrigadas a comprar energia de alguns pequenos geradores. Depois disso, muitas concessionárias optaram por comprar contratos de longo prazo de Produtores Independentes de Energia (PIEs). Em um modelo de comprador único, existe apenas um monopólio integrado para toda área que é autorizado a comprar dos geradores concorrentes, como mostra o esquema na Figura (2.2).



**Figura 2.2 :** Modelo 2- Comprador único. Fonte [11].

A característica principal desse modelo é que os geradores independentes só podem vender para concessionárias existentes, as quais têm um monopólio completo sobre todos os clientes finais. Outra característica apresentada nesse modelo é que os preços pelos quais os PIEs vendem para as concessionárias são regulados, mas não pelo seu próprio custo de serviço. Geralmente, alguma forma de leilão é realizada para determinar a oferta de menor custo, e a concessionária assina contratos de longo prazo com as usinas dos PIEs, após a

aprovação do processo de leilão e dos resultados pelo regulador. Devido a esses aspectos, o modelo de comprador único se apresenta como uma forma limitada de concorrência. Uma estrutura de mercado baseada em contratos de longo prazo, como é realizado sob regulamentação nos mercados de PIE, transfere o risco de mercado, o risco envolvendo as tecnologias e a maior parte do risco de crédito de volta para os consumidores finais. Há competição apenas no segmento de geração e o acesso à transmissão não é permitido a geradores nem a companhias distribuidoras e/ ou consumidores finais [11].

Os contratos de PIE são quase sempre envolvendo partes que se comprometam a pagar uma taxa anual fixa para cobrir os custos fixos de geração, e montantes previamente projetados para cobrir os custos variáveis para cada unidade de energia gerada. Como nesse caso a maioria dos lucros e encargos fixos são pagos antecipadamente, mesmo considerando inúmeras variáveis, o risco envolvendo esse investimento pode ser muito elevado. A solução é geralmente pagar os lucros em uma taxa fixa e aplicar penalidades por não execução de um número de horas mínimo de geração [11].

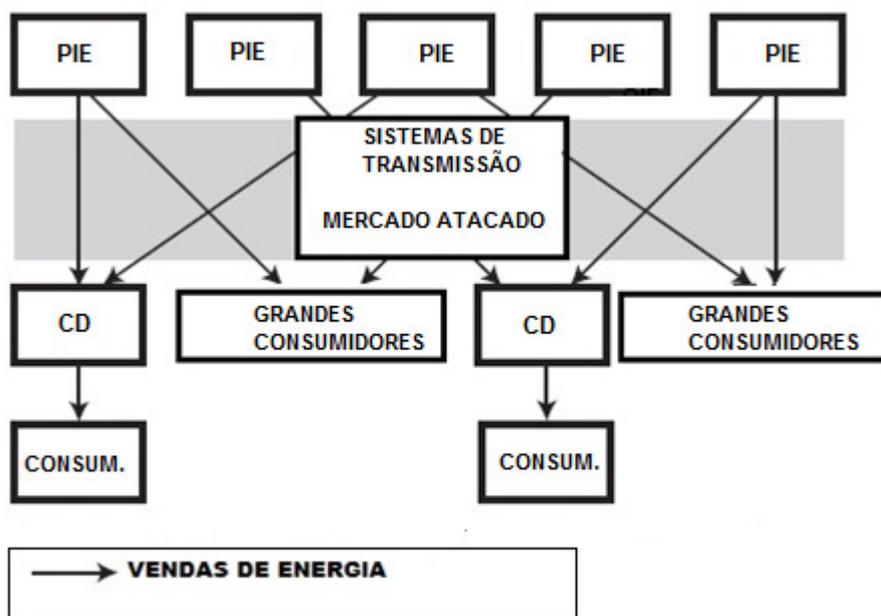
- **Modelo 3 : Competição no atacado**

O modelo 3 de mercado possui um setor de geração totalmente competitivo e não apresenta custos de serviços na regulação da geração. As companhias distribuidoras (CDs) e os consumidores maiores são os compradores, mas ainda neste modelo as CDs mantêm o monopólio sobre todos os consumidores finais menores. Além disso, oferece uma concorrência na geração, que é o local onde a maioria dos benefícios se apresenta, possuindo muitos compradores para aproveitar os benefícios de preços mais baixos e evitando os custos e problemas de fornecer acesso ao varejo para os pequenos consumidores. A forma como o modelo 3 deve se apresentar atende os seguintes aspectos [11]:

1. Toda geração é desregulamentada e vendida para um mercado atacadista competitivo;
2. As CDs e os grandes consumidores compram de forma competitiva no mercado atacadista;
3. Os varejistas, agregadores, corretores e comerciantes são permitidos;
4. Não existe uma opção padrão para os grandes consumidores além do preço *spot*;

5. E por fim, as CDs fornecem para os pequenos consumidores através do estabelecimento de contratos com geradores ou agregadores.

O modelo 3 foi projetado para produzir mercados atacadistas competitivos que devem trazer os benefícios da concorrência. Este modelo requer que sejam estabelecidos acordos comerciais de curto prazo, um modelo de negócios de longo prazo para transmissão, muitos compradores e vendedores envolvidos e uma capacidade de resposta de oferta para a demanda [11]. A Figura (2.3) apresenta o esquema de configuração desse modelo.



**Figura 2.3:** Modelo 3- Competição atacadista. Fonte [11].

- **Modelo 4 : Competição no varejo**

O modelo 4 mostrado na Figura (2.4) permite que todos os consumidores escolham seus fornecedores. Assim um gerador competitivo pode vender para qualquer um, embora os pequenos consumidores geralmente comprem através de agregadores ou varejistas. Em comparação com o modelo anterior, também existe a preocupação com o requerimento de novos acordos atacadistas pela competitividade do mercado. Porém, existem como requisitos adicionais o processo de liquidação, leitura de registro e faturamento, expandidos do modelo de competição atacadista, além de investimentos na instrução de milhões de consumidores. O modelo 4 funciona melhor onde os reguladores confiam nos mercados competitivos para

produzir o melhor negócio para os consumidores, e não perdem tempo tentando manter as proteções regulatórias do estilo antigo. No entanto, isso pressupõe que os mercados atacadistas são de fato competitivos e trabalham para manter os custos e os preços baixos. Neste novo modelo, existe uma predisposição natural para proteção dos pequenos consumidores, com a regulação dos preços [11].

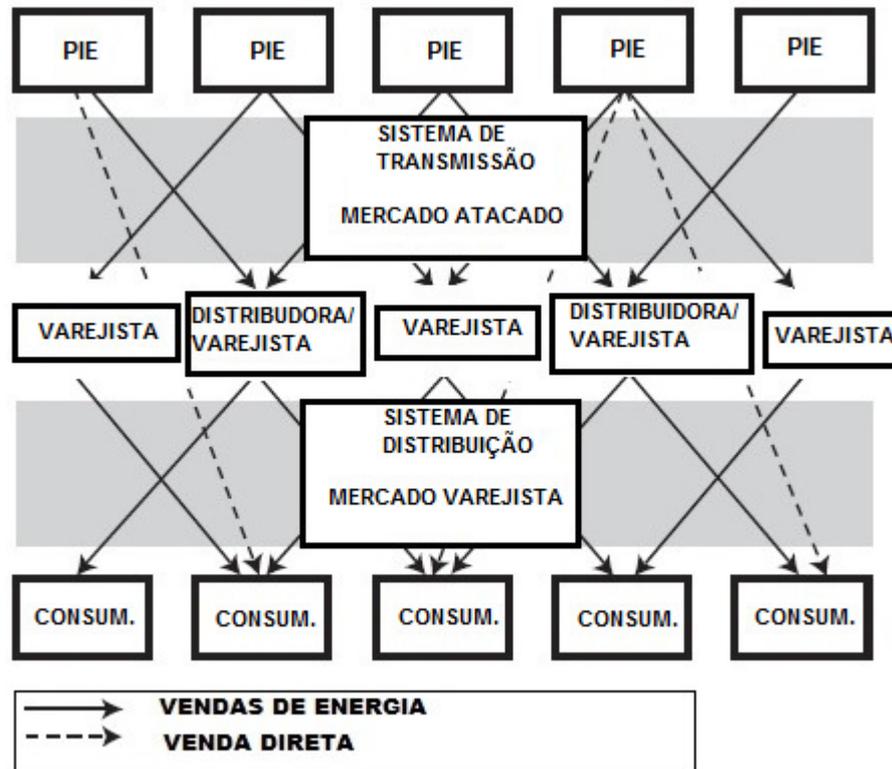


Figura 2.4: Modelo 4- Competição à varejo. Fonte [11].

A atividade de distribuição limita-se ao transporte, estando separada da venda no varejo, isto é, da comercialização. Há competição na geração e na comercialização da energia. A grande desvantagem do modelo 4 é o custo do sistema de liquidação para todos os pequenos consumidores, assim como a necessidade de instruir. O tamanho do investimento incremental deve depender do quanto o modelo 4 pode ser consolidado com o software necessário para os novos arranjos de medição e de faturamento do modelo 3 [11].

## 2.2 O mercado brasileiro de energia elétrica

A reestruturação do mercado elétrico brasileiro obteve seu marco importante na década de 1990, onde diversos países iniciaram a reestruturação de seus setores elétricos e criaram mercados livres para negociação de energia. O setor elétrico antes da reestruturação era basicamente monopolista, com forte presença estatal em todos os seus segmentos. A estrutura atual possui uma postura mais descentralizada, onde os contratos a termo de energia elétrica, negociados bilateralmente no país, são o principal instrumento para a diminuição de riscos e avaliação de investimentos. Nesse contexto, é apresentado adiante como se deu o processo de reestruturação do mercado brasileiro de energia, além das mudanças e políticas que foram desenvolvidas e que são aplicadas hoje no setor elétrico brasileiro.

### **2.2.1 Histórico da reestruturação do mercado brasileiro de energia**

Para a compreensão do que está acontecendo atualmente no setor de energia elétrica brasileiro, é preciso retroceder um pouco na história e fazer um breve retrato deste mercado que começou a se reestruturar a partir de 1993, mas que somente dois anos mais tarde, com a aprovação da lei que trata da concessão dos serviços públicos, obteve as condições necessárias para se organizar de forma competitiva.

A década de 1990 reuniu os fatores que poderiam contribuir para o agravamento de uma crise no setor elétrico: o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das usinas existentes, o aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, a necessidade de novos investimentos e a escassez de recursos do governo para atender a esta necessidade diante de outras prioridades. Diante desse cenário, fez-se necessário encontrar alternativas que viabilizassem uma reforma e expansão do setor com capital privado e a entrada de novos agentes, onde o governo assumisse o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica [12].

Em 1996, através do Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, chegando-se à conclusão de que era preciso criar uma Agência Reguladora (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador para o sistema (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico) e um ambiente de mercado onde fossem transacionadas as compras e vendas de energia elétrica (MAE -

Mercado Atacadista de Energia Elétrica) através de uma operadora (ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica) [12].

Em 2001, o Brasil enfrentou uma crise no abastecimento de energia levando o país a uma situação de racionamento. Com a necessidade de rápidas providências para enfrentar a escassez de energia, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Esta Câmara teve como objetivo propor e programar medidas de natureza emergencial, decorrentes da situação hidrológica crítica para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. Mediante um processo de aprimoramento do novo modelo do setor elétrico brasileiro, a GCE, através da Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfunções correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo [12].

A reforma do setor provocou o surgimento de novas funções e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades, o que tornou necessária a criação de novas entidades com papéis bem definidos. A mudança de papel do estado no mercado de energia, deixando de ser fundamentalmente executor para se tornar basicamente regulador, exigiu a criação de um órgão altamente capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico. Assim, foi criada a ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses [13].

Em 2004, foi implantado o novo modelo do setor elétrico, fruto de um aprimoramento do Projeto RE-SEB, onde o Governo Federal manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica como atribuição do Poder Executivo Federal, por meio do MME e com assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética e do Congresso Nacional. Os instrumentos legais criaram novos agentes. Um deles é a Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao MME e cuja função é realizar os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico. Outro é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que abriga a negociação da energia no mercado livre e no mercado

regulado. Além disso, o novo modelo preservou a ANEEL e o ONS, responsável por coordenar e supervisionar a operação centralizada do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento energético em todo o território nacional, além de sugerir ações necessárias, foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, também ligado ao MME [13].

A comercialização de energia elétrica passou a contar com dois ambientes de negociação a partir de 2004: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, com agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres e especiais. Há ainda o mercado de curto prazo, também conhecido como mercado de diferenças, no qual se promove o ajuste entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia. Esta configuração integra o modelo setorial vigente e tem como características a contratação da totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres; nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração; contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da segurança de suprimento. [14].

### **2.2.2 O SIN e sua política de operação**

O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2016, a capacidade instalada chegou ao número de 142.042 MW, com um planejamento de alcançar em 2021 o valor de 166.540 MW, além de concentrar mais de mil linhas de transmissão que somam 134.765 km nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV [15]. Além disso, abriga 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país – oriunda de fontes internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da usina hidrelétrica de Itaipu. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios desta integração e operação coordenada, está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes [13].

Outra possibilidade aberta pela integração é a operação de usinas hidrelétricas e termelétricas em regime de complementaridade. Como os custos da produção têm reflexo nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada, transformam-se em variáveis avaliadas pelo ONS para determinar o despacho – definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo [13].

Por ocasião da reforma do setor elétrico brasileiro, adotou-se uma política de operação centralizada baseada em modelos de otimização, cujo objetivo é minimizar o custo total de operação ao longo de um horizonte de planejamento. Esses modelos utilizam o método de programação dinâmica estocástica dual. Já em relação à perspectiva econômica, a característica mais marcante de um sistema hidrotérmico é a possibilidade do uso da água armazenada nos reservatórios para geração de energia, minimizando os custos com combustíveis para geração termoeletrica. A capacidade e o nível de armazenamento dos reservatórios, porém, limitam a geração hidroelétrica e geram dependência entre a decisão operativa do presente e os custos operativos no futuro [16].

Ao minimizar os custos com combustível, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica do ponto de vista imediato. Porém, acarreta maiores riscos de déficits futuros, o que pode representar um alto custo para a sociedade, como o racionamento. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida pela conservação do nível dos reservatórios o mais elevado possível, com aumento da geração térmica e, portanto, dos custos imediatos de operação. Além disso, caso as afluências futuras sejam elevadas, poderá ocorrer o vertimento nos reservatórios do sistema [16].

Ao operar o SIN, existe a preocupação com o planejamento plurianual até a programação diária de operação dos reservatórios. Por exemplo, ao operar um sistema hidrotérmico, deve-se comparar o benefício atual do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Devido ao porte e a complexidade desse problema, na operação do sistema, são utilizados modelos com diferentes graus de detalhamento para representação de cada etapa, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos.

### **2.2.3 Comercialização de energia no SIN**

Quanto à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia. O Ambiente de Contratação Regulada, do qual participam agentes de geração, de comercialização e de distribuição de energia elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre, do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia, e consumidores livres. Os agentes de geração podem ser classificados como concessionárias de serviço público de geração, autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica. Os PIEs são agentes individuais ou reunidos através de consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização, por sua conta e risco [17].

Tanto os contratos do ACR como os do ACL são registrados na CCEE, servindo de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente pelos agentes fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com condições contratuais específicas. Cabe ainda ressaltar que, segundo o Decreto nº 5.163/04, os agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência. Já os agentes de distribuição e os consumidores livres/especiais devem apresentar cem por cento de cobertura contratual para o atendimento de seu mercado e consumo, estando ambos sujeitos a penalidades caso não comprovem a existência de lastro ou cobertura junto à CCEE [17].

### **2.2.3.1 Preço de liquidação das diferenças (PLD)**

O PLD é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo, sendo o preço da energia comercializada neste mercado formado por meio da utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação. Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água dos reservatórios e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas [17].

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo para o período

em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões [17].

O cálculo do preço baseia-se no pré-despacho, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos pelo CEPTEL e aprovados pela ANEEL, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal. O preço do PLD pode ser considerado uma variável estocástica, visto que seu valor futuro é, pelo menos, parcialmente aleatório.

### **2.2.3.2 Contratos de compra de energia no ACL**

Os contratos de compra de energia no ACL consistem em relações comerciais de compra e venda de energia elétrica resultantes da livre negociação entre agentes da CCEE, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo preços, prazos e montantes de suprimento em comum acordo entre as partes envolvidas. São registrados na CCEE pela parte vendedora, que informa os prazos de suprimento e montantes contratados em megawatt-hora (MWh), não precisando informar os preços negociados. Além disso, são validados pela parte compradora, a fim de serem considerados no processo de contabilização e liquidação financeira [17].

Os agentes podem efetuar ainda a sazonalização (divisão de volumes de energia contratados ou assegurados em montantes mensais) e a modulação (divisão de volume de energia em montantes horários) de seus contratos de compra de energia no ACL, quando do ato do registro ou podem optar por efetuar tais procedimentos mensalmente. Caso não seja feita qualquer sazonalização ou modulação, é realizada a divisão do montante total contratado pelo número de horas do período contratual [17].

### **2.2.3.3 Contratos de comercialização de energia no ACR**

Uma das principais diretrizes do processo de implementação do modelo vigente do setor elétrico consiste na obrigação de que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição adquiram energia elétrica através de contratação regulada. De acordo com o Decreto nº 5.163/04, uma das possibilidades dos Agentes de Distribuição comprarem energia para atendimento de seus respectivos mercados de consumidores cativos, é por meio de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos, realizados no ACR [17].

Os contratos de comercialização de energia no ACR são resultantes desses leilões, celebrados entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores, na proporção dos montantes de consumo declarado para cada leilão. Esses contratos foram definidos pela Lei nº 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04, sendo especificados por meio de editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, não passíveis de alterações pelos agentes.

Após a assinatura dos contratos pelos agentes vendedores e compradores e sua homologação pela ANEEL, estes são registrados pela CCEE no Sistema de Contabilização e Liquidação, para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira. Nesse momento, são distribuídos os montantes de energia comercializados em MW médios, em montantes anuais de energia em MWh, além de se atribuir, para cada contrato, uma potência associada (com metodologia de cálculo especificada em cláusulas).

#### **2.2.3.4 Energia incentivada e seus contratos de comercialização**

A denominação energia incentivada faz referência aos descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e/ou de Transmissão (TUST), com valores de 50% ou 100%, conforme estipulado pela ANEEL. A Resolução Normativa nº 247/06 estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica entre empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas e unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 quilowatts (kW), no âmbito do SIN, e define como fontes de geração de energia incentivada [17]:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- Empreendimentos com potência instalada até 1.000 kW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.000 KW.

A comercialização de energia incentivada envolve os agentes de geração e os agentes com perfil de consumo, tais como consumidores especiais, consumidores livres e demais compradores, entre eles os agentes comercializadores de energia elétrica e os autoprodutores, os quais também podem atuar como vendedores de energia incentivada [17].

Conforme exposto em CCEE [17], os contratos firmados entre as partes na comercialização de energia incentivada podem ser dos seguintes tipos:

- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI): contratos bilaterais firmados entre agentes vendedores de energia incentivada e os consumidores livres ou especiais, bem como demais compradores. Confere desconto àqueles que participam da matriz de descontos.
- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada (CCEICOGQ): contratos bilaterais firmados entre agentes vendedores de energia de cogeração qualificada e consumidores livres, bem como entre tais vendedores e agentes de geração convencional. Os descontos associados aos CCEICOGQ são concedidos apenas aos consumidores livres. A compra feita pelos agentes de geração não é considerada como lastro, servindo apenas como complementação da geração para fins de redução de exposição ao mercado de curto prazo.

Os agentes de geração e os comercializadores de energia incentivada vendem somente contratos de energia proveniente de fonte incentivada, que deve ser separada da comercialização de energia convencional. Esse tratamento visa à separação da comercialização da energia incentivada, de modo a garantir que esses agentes comercializem única e exclusivamente este tipo de energia. O mesmo ocorre com um agente consumidor livre que possui cargas convencionais e especiais concomitantemente, sendo necessário separar essas cargas em agente consumidor livre e agente consumidor especial vinculado, uma vez que a aquisição de energia incentivada o torna beneficiário de descontos nas tarifas de TUSD e/ou TUST, proporcionalmente às parcelas contratadas de energia com seus respectivos vendedores para atender a sua carga [17].

### **3 Sistemas de Armazenamento de Energia**

O armazenamento de energia elétrica por muito tempo tem sido considerado uma tecnologia crítica, mas atualmente apresenta um patamar de desenvolvimento que permite o seu uso como suporte para a utilização dos recursos energéticos, tanto convencionais, como renováveis. Por meio dos sistemas de armazenamento de energia, é possível a disseminação efetiva do uso das energias solar, eólica e outras renováveis de maneira sustentável, já que permitem aliviar o congestionamento da rede, contornar os problemas de aleatoriedade de disponibilidade de energia, aumentar a eficiência do sistema como um todo e contribuir para a redução de impactos ambientais. Nas subseções posteriores, são apresentadas as principais tecnologias de armazenamento de energia, com características e modelos, além de apresentar as aplicações mais utilizadas para os SAEs, bem como os benefícios de seu uso.

#### **3.1 Tecnologias de sistemas de armazenamento**

Nas últimas décadas, as tecnologias de armazenamento de energia passaram a desempenhar um papel importante no que diz respeito à rede elétrica. Uma das principais razões para isso é o fato de que o número de aplicações que requerem um determinado nível de potência ou tensão em um curto intervalo de tempo aumentou consideravelmente. Além disso, os sistemas de armazenamento podem ser usados como fontes de energia ou podem executar outras funções importantes como nivelamento de carga, amortecimento da variação de potência e melhoria da qualidade de energia [18].

Um problema relativamente novo surge ao conectar os veículos elétricos à rede principal. O elemento de armazenamento presente nesses tipos de veículos ajuda a mitigar as emissões de poluentes e também melhorar a estabilidade da rede. Normalmente, os SAEs são empregados em conjunto com a geração distribuída ou fontes de energia renováveis, com o objetivo de fornecer ao consumidor certa independência [18]. Além disso, existe em alguns casos a possibilidade do uso de SAEs por consumidores conectados à rede principal. A escolha do tipo e da capacidade de tal sistema é feita com base nos custos, no nível de energia de curto-circuito e na resposta à demanda [19].

As mudanças operacionais na rede, causadas pela reestruturação do setor de energia elétrica e pelos avanços tecnológicos no armazenamento de eletricidade, criaram uma oportunidade única para que os SAEs forneçam serviços exclusivos para a rede em evolução, desde serviços auxiliares como na regulação de sistemas e suporte de tensão em situações de falta, a serviços de infraestruturas do sistema de transmissão, no sentido de postergar a criação de novas linhas. Contudo, as mudanças regulatórias nas operações da rede afetam a implementação do armazenamento, bem como outros serviços que este tipo de tecnologia fornece [20]. Embora os SAEs forneçam serviços semelhantes aos de outros dispositivos de geração, seus benefícios variam e são amplamente discutidos nas subseções a seguir, bem como os tipos de tecnologias desenvolvidos para estes sistemas.

### **3.1.1 Sistemas de armazenamento mecânico**

Os sistemas de armazenamento mecânico mais comuns são as usinas hidrelétricas reversíveis, armazenamento de energia por ar comprimido e os sistemas de armazenamento de energia por volante de inércia (*flywheel*) [2].

- **Usinas Hidrelétricas Reversíveis**

Com mais de 120 GW, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) representam quase 99 % da capacidade de armazenamento energético instalada em todo o mundo, o que representa cerca de 3% da capacidade de geração global. Os sistemas convencionais desse gênero usam dois reservatórios de água em altitudes diferentes, como mostra a Figura (3.1), para bombear a água fora do horário de pico do reservatório inferior para o superior. Quando necessário, a água flui do alto para o reservatório inferior, movimentando a turbina com gerador para produzir eletricidade [2]. Tradicionalmente, as UHRs são dimensionadas para períodos que excedem o intervalo de 8 a 10 horas – necessário para amenizar o custo de grandes reservatórios de armazenamento, barragens e obras de engenharia civil que são essenciais para essa tecnologia [20].

A eficiência das plantas UHR está na faixa de 70 % a 85 %. As vantagens são uma vida útil muito longa e a estabilidade de ciclos praticamente ilimitada. As principais desvantagens são a dependência das condições topográficas e o uso de uma grande área. Por outro lado, as principais aplicações envolvem o gerenciamento energético no contexto da reserva não girante e da reserva de suprimento [2].



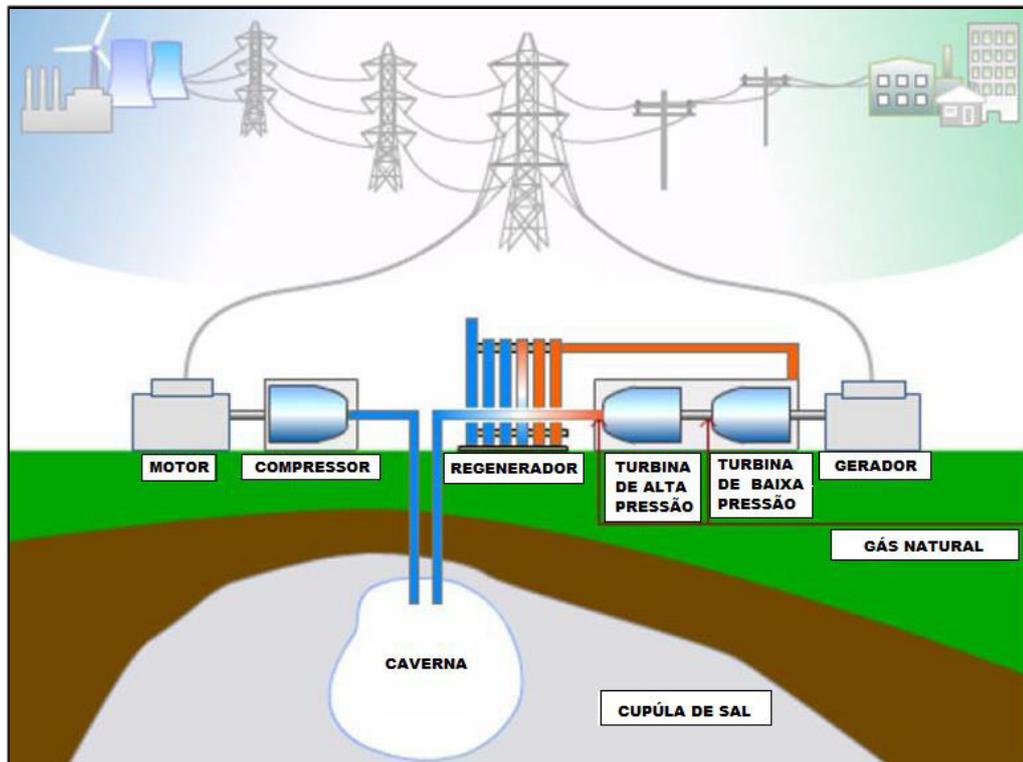
**Figura 3.1:** Usina Hidrelétrica Reversível na cidade de Virginia, EUA. Fonte [2].

- **Armazenamento de energia por ar comprimido**

Os sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido, também denominados CAES (*Compressed air energy storage*), devido à sua nomenclatura em inglês, usam eletricidade fora do horário de pico para comprimir ar e armazená-lo em um reservatório, seja uma caverna subterrânea, ou tubos, ou vasos acima da superfície. Quando for necessário o uso de energia, o ar comprimido é aquecido, expandindo e direcionado através de um expensor ou turbina/gerador convencional para produzir eletricidade [20]. Se o calor liberado durante a compressão for dissipado pelo resfriamento e não for armazenado, o ar deve ser reaquecido antes da expansão na turbina [2]. A Figura (3.2) ilustra um esquema de uma planta CAES com armazenamento subterrâneo através de uma caverna em cúpula de sal.

Plantas de CAES empregando armazenamento de ar acima do solo seriam tipicamente menores que plantas com armazenamento subterrâneo, com capacidades na ordem de 3 a 50 MW e tempos de descarga de 2 a 6 horas. Já as plantas CAES na superfície são mais fáceis de localizar, porém mais caras de construir (em um base de \$/ kW) do que usinas usando sistemas de armazenamento de ar subterrâneo, principalmente devido ao custo incremental associado ao armazenamento acima do solo. Os sistemas subterrâneos de armazenamento de um CAES são mais econômicos com capacidade de geração de até 400 MW e tempos de descarga de 8 a 26 horas. Contudo, a alocação dessas plantas envolve

encontrar e verificar a integridade do armazenamento de ar de uma formação geológica apropriada, em uma área de serviço útil [20].

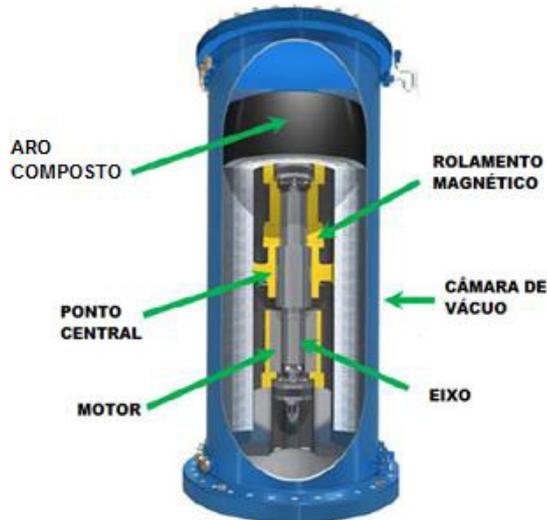


**Figura 3.2:** Esquema de uma planta de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), com armazenamento de ar subterrâneo. Fonte [20].

- **Armazenamento de energia por volante de inércia (FES – *Flywheel energy storage*)**

O volante de inércia armazena energia na forma do momento angular de uma massa giratória, chamada de rotor. O trabalho realizado para girar a massa é armazenado na forma de energia cinética. Um sistema de volante transforma a energia cinética em energia alternada, através de controles e sistemas de conversão de energia. Atualmente, a maioria dos sistemas modernos de volantes utiliza algum tipo de contenção para fins de segurança e melhoria de desempenho. Essa contenção é geralmente um vaso de aço espesso em torno do rotor, do motor / gerador e de outros componentes rotacionais. Se o rotor se fratura durante a rotação, o recipiente de contenção pode parar ou retardar as peças e os fragmentos, evitando ferimentos no pessoal presente e danificando as peças ao redor. Também, o recipiente de contenção é frequentemente colocado sob vácuo ou preenchido com um gás de baixo atrito, como o hélio,

para reduzir o efeito do atrito no rotor. A Figura (3.3) ilustra o esquema de encapsulamento de um FES.



**Figura 3.3:** Esquema de encapsulamento de um FES. Fonte [20].

As principais características dos FES são a excelente estabilidade durante o ciclo de carregamento e descarregamento, uma longa vida útil, pouca manutenção e alta densidade de potência. No entanto, as unidades FES possuem um alto nível de autodescarga devido à resistência do ar e às perdas nos rolamentos e sofrem com uma atual baixa eficiência [2]. A eficiência do ciclo de carga/ descarga de energia armazenada torna-se fator crítico de projeto do volante de energia, porque as perdas representam a degradação da mercadoria primária fornecida pelo armazenamento (energia). Por outro lado, as perdas de energia armazenada constituem um fator importante no custo operacional, em comparação com outras tecnologias de armazenamento de energia que têm perdas significativamente menores [20].

Atualmente, os sistemas FES são implementados comercialmente para qualidade de energia, em aplicações industriais e como suporte ininterrupto de energia, principalmente em uma configuração híbrida. Esforços estão sendo realizados para otimizar os sistemas FES para operação de longa duração, como dispositivos de armazenamento de energia para uso em veículos e usinas de energia [2].

### 3.1.2 Sistemas de armazenamento eletroquímico

Nesta subseção serão descritos vários tipos de baterias que já apresentam uma tecnologia consolidada para utilização: baterias de chumbo-ácido, baterias de lítio-íon, baterias de zinco-ar, baterias de sódio-enxofre e baterias de sódio cloreto de níquel. Além disso, serão descritas dois tipos de baterias de fluxo.

- **Baterias de chumbo-ácido**

As baterias de chumbo-ácido são a forma mais antiga de tecnologia de baterias carregáveis. Originalmente inventadas em meados do século XIX, são amplamente usadas para dar a partida de motores em carros, barcos, aviões, etc. Todos os projetos deste tipo de bateria compartilham da mesma química básica. O eletrodo positivo é composto de dióxido de chumbo,  $PbO_2$ , enquanto o eletrodo negativo é composto por chumbo metálico,  $Pb$ . O material ativo em ambos os eletrodos é altamente poroso para maximizar a área da superfície. Já o eletrólito é uma solução de ácido sulfúrico, geralmente em torno de 37%, isso quando a bateria está totalmente carregada [20].

As tecnologias de armazenamento de energia por baterias de chumbo-ácido são divididas em dois tipos, tecnologias de chumbo-ácido de carbono e tecnologias avançadas de chumbo-ácido. A primeira tecnologia utiliza uma abordagem diferente através da inclusão de carbono, tanto para melhorar as características de energia da bateria como para mitigar os efeitos de estados parciais de carga. Já as baterias avançadas de chumbo-ácido são baterias convencionais dessa tecnologia, mas reguladas por válvulas. Outros sistemas avançados de baterias incorporam configurações sólidas de eletrólito-eletrodo, enquanto outros incorporam a tecnologia de capacitores como parte do projeto do eletrodo anódico [20].

A vida útil típica de uma bateria de chumbo-ácido é de 6 a 15 anos, com ciclo de vida de 1500 ciclos a 80% da intensidade de descarga, e atinge níveis de eficiência de ciclo de vida de cerca de 80% a 90%. Uma desvantagem desse tipo de bateria é a redução da capacidade utilizável quando submetida a uma descarga de alta potência. Por exemplo, se uma bateria é descarregada em uma hora, apenas cerca de 50% a 70% da capacidade nominal está disponível. Outras desvantagens são a menor densidade de energia e o uso de chumbo, um material perigoso e proibido ou restrito em várias jurisdições. As vantagens que podem ser citadas são uma relação custo/desempenho favorável, facilidade de reciclagem e uma

tecnologia de carregamento simples [2]. A Figura (3.4) apresenta um sistema de baterias de chumbo-ácido de alta potência integrado a um parque eólico.



**Figura 3.4:** Sistema de armazenamento de energia com baterias de chumbo-ácido com capacidade nominal de 1.5 MW/1.0 MW integrado a um parque eólico, na cidade de Maui, Havaí (EUA). Fonte [20].

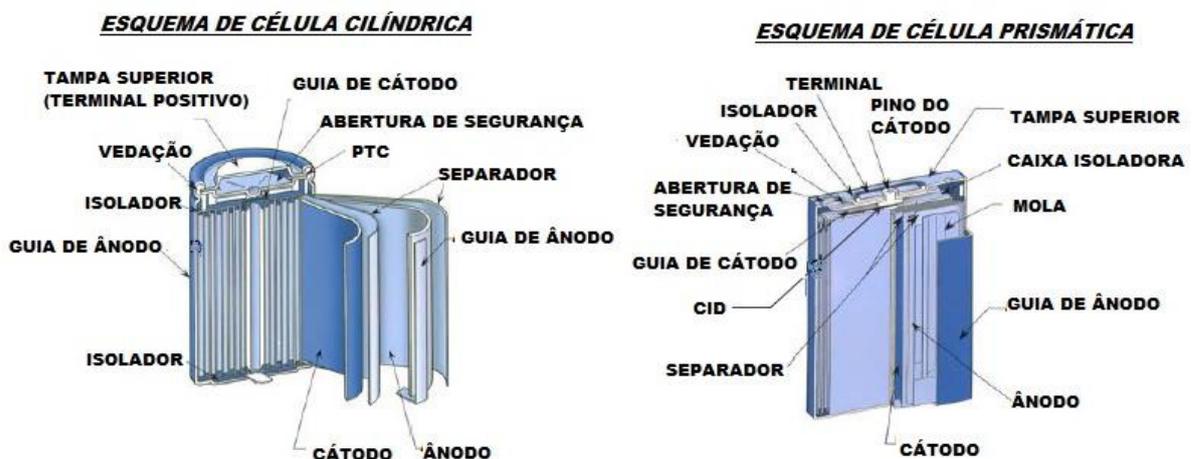
- **Baterias de lítio-íon**

Nos últimos anos, as baterias de lítio-íon surgiram como uma plataforma de maior crescimento para aplicações em armazenamento de energia estacionário. Já comercializada e desenvolvida para aplicações de eletrônica, essas baterias estão sendo posicionadas como a principal plataforma de tecnologia de armazenamento para veículos elétricos híbridos *plug-in* (VEHPs) e veículos totalmente elétricos, que usarão células de grande formato e pacotes com capacidades de 15 a 20 kWh para VEHP e até 50 kWh para veículos totalmente elétricos [20].

As baterias recarregáveis de lítio-íon são comumente encontradas em produtos eletrônicos (telefones celulares, notebooks, celulares), que compõem a maior parte do volume de produção mundial de 10 a 12 GWh por ano. Em comparação com as baterias de chumbo-ácido que possuem uma longa história, as baterias de lítio-íon são de uma tecnologia recente. Atualmente, a maioria das pesquisas usam as células prismáticas, presentes em carros elétricos e híbridos, como o objeto de estudo, procurando aumentar a escala de produção e a durabilidade para o uso em curto prazo [20].

Uma célula de bateria de lítio-íon contém dois materiais reativos capazes de sofrer uma reação química de transferência de elétrons. Para sofrer a reação, os materiais devem entrar em contato uns com os outros eletricamente, diretamente ou através de algum condutor, e devem ser capazes de trocar íons carregados para manter a neutralidade da carga quando os elétrons são transferidos [20].

Uma célula de bateria é projetada para impedir que os materiais entrem em contato entre si e para conectar cada material a um terminal elétrico isolado do terminal do outro material e são esses terminais os contatos externos da célula. Dentro de cada célula, os materiais são ionicamente, mas não eletronicamente, conectados por um eletrólito que conduz íons, mas não elétrons. Quando os terminais externos da bateria são conectados uns aos outros através de uma carga, os elétrons recebem um caminho entre os materiais reativos, e a reação química prossegue com uma diferença de potencial ou tensão eletroquímica característica [20]. A Figura (3.5) ilustra os tipos de células de bateria de lítio-íon.



**Figura 3.5 :** Esquemas de tipos de células de bateria de lítio-íon. Fonte [20].

As baterias de lítio-íon geralmente têm uma eficiência muito alta, na faixa de 95% - 98%. Quase qualquer intervalo de tempo de descarga, seja segundos a semanas, pode ser realizado, o que torna uma tecnologia de armazenamento universal e flexível. Células padrão com 5000 ciclos completos podem ser obtidas no mercado, mas para obter um número de ciclos mais elevado somente após um maior desenvolvimento, dependendo principalmente dos materiais utilizados para os eletrodos [2].

Por outro lado, a segurança é um problema sério na tecnologia de baterias lítio-íon. A maioria dos eletrodos de óxido de metal é termicamente instável e pode se decompor a temperaturas elevadas, liberando oxigênio que pode levar a uma fuga térmica. Para minimizar esse risco, essas baterias são equipadas com uma unidade de monitoramento para evitar o excesso de carga e descarga [2].

- **Baterias de zinco-ar**

As baterias de zinco-ar são uma tecnologia envolvendo células eletroquímicas de metal-ar. As baterias de metal-ar usam um metal eletropositivo, como zinco, alumínio, magnésio ou lítio, em um par eletroquímico com oxigênio do ar para gerar eletricidade. Como essas baterias requerem apenas um eletrodo dentro da solução, elas podem ter densidades de energia muito altas. Além disso, os metais usados ou propostos na maioria dos projetos de metal-ar são de custo relativamente baixo. Isso tornou as baterias de metal-ar potencialmente atraentes para aplicações de veículos elétricos e na eletrônica de potência tradicional, bem como aumentou as esperanças de um sistema de armazenamento estacionário de baixo custo para serviços de rede [20].

As baterias de zinco-ar absorvem oxigênio do ar circundante para gerar corrente elétrica. Por sua vez, o oxigênio serve como um eletrodo, enquanto a construção da bateria inclui um eletrólito e um eletrodo de zinco que canaliza ar dentro da bateria, como ilustra a Figura (3.6). A corrente produzida nesse tipo de bateria ocorre quando o eletrodo de ar é descarregado com a ajuda de catalisadores que produzem íons hidroxila no eletrólito líquido. O eletrodo de zinco é então oxidado e libera elétrons para formar uma corrente elétrica. Quando a bateria é recarregada, o processo é revertido e o oxigênio é liberado no eletrodo de ar [20].

Apesar das muitas vantagens, as baterias de metal-ar também apresentam várias desvantagens históricas. Essas baterias são suscetíveis a alterações nas condições do ar ambiente, incluindo umidade e contaminantes transportados pelo ar. Além disso, o eletrodo de ar é uma tecnologia sofisticada que requer uma interface catalítica de três vias entre o oxigênio gasoso, o eletrólito líquido e o coletor de corrente sólido. No entanto, a tecnologia é muito mais estável e menos perigosa do que outras tecnologias de bateria. Com relação ao desempenho, essas baterias apresentam uma recarga elétrica difícil e ineficiente, com típicas eficiências abaixo de 50%. Alguns desenvolvedores tentaram superar essa limitação com

sistemas mecanicamente recarregáveis nos quais o ânodo de metal descarregado é substituído por um ânodo de metal novo e o sistema continua operando [20].

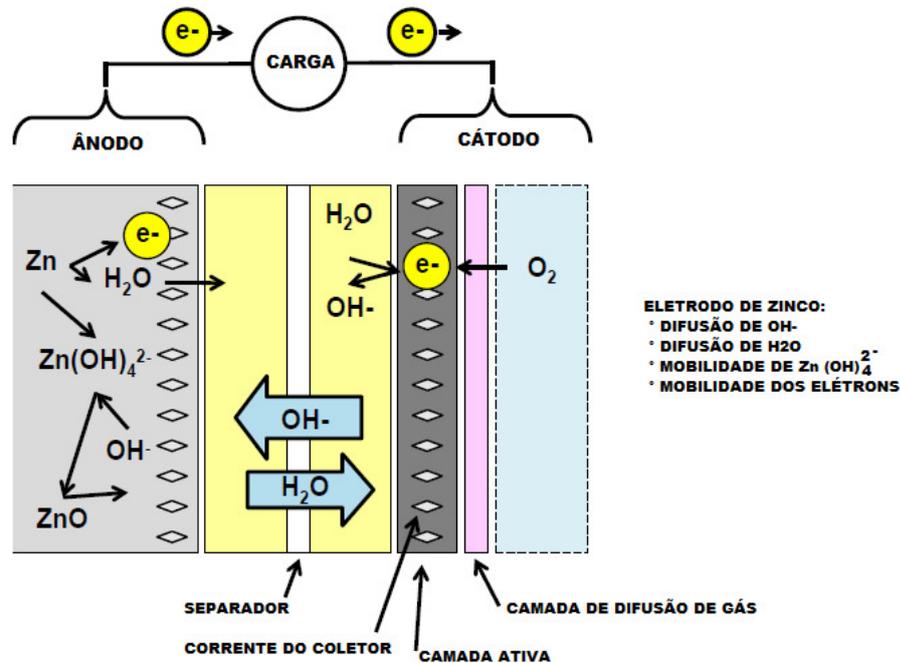


Figura 3.6: Esquema funcional de uma bateria de zinco-ar. Fonte [20].

### • Baterias de sódio-enxofre

As baterias de sódio-enxofre (NaS) são produzidas por uma tecnologia comercial de armazenamento de energia que encontra aplicações no suporte da rede de distribuição de energia elétrica, integração de energia eólica e serviços de rede de alto custo. A tecnologia de baterias de NaS possui um potencial para o uso em atividades da rede devido ao seu longo período de descarga que é aproximadamente seis horas. Como muitas outras tecnologias de armazenamento, ela é capaz de responder com precisão e rapidez a essas necessidades da rede, como mitigação de eventos relacionados à qualidade de energia e resposta a sinais de controle automático de ganho para regulação de área [20].

Por outro lado, as baterias de NaS usam materiais perigosos, incluindo sódio metálico que se torna combustível se exposto à água. Portanto, a construção dessas baterias inclui gabinetes de aço inoxidável herméticos de parede dupla que contêm matrizes de células paralelas/série de NaS. Cada célula é hermeticamente selada e cercada com areia para ancorar

as células e mitigar o fogo [20], como ilustra a Figura (3.7). Outros recursos de segurança incluem isolamento elétrico fundido e um sistema de gerenciamento de bateria que monitora as tensões e temperatura do bloco celular.



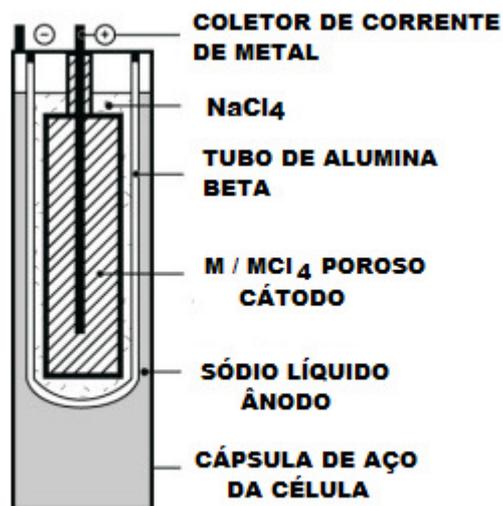
**Figura 3.7:** Componentes de um módulo de bateria de sódio- enxofre. Fonte [20].

A principal desvantagem da bateria de sódio-enxofre está relacionada à sua construção. Isso devido ao fato de que para manter as temperaturas de operação, é necessária uma fonte de calor, que usa a energia armazenada da própria bateria, reduzindo parcialmente o seu desempenho. No uso diário, a temperatura da bateria pode ser aproximadamente mantida apenas pelo seu próprio calor de reação, com um isolamento adequadamente dimensionado [2].

- **Baterias de sódio cloreto de níquel**

As baterias de cloreto sódio-níquel utilizam uma tecnologia de bateria de alta temperatura como as de NaS. Ao carregar essa bateria em temperaturas normais de operação, sal (NaCl) e níquel (N) são transformados em cloreto de níquel ( $\text{NiCl}_2$ ) e sódio fundido (Na). As reações químicas são revertidas durante a descarga e não há reações colaterais químicas. Os eletrodos são separados por uma parede de cerâmica (eletrólito) que é condutora de íons de sódio, mas um isolador para os elétrons. Portanto, a reação celular só pode ocorrer se um circuito externo permitir o fluxo de elétrons igual à corrente de íons de sódio. O cátodo de  $\text{NiCl}_2$  sólido poroso é impregnado com sal condutivo de íon ( $\text{NaAlCl}_4$ ) que proporciona um percurso condutor entre a parede interior do separador e a zona de reação. As células são

hermeticamente fechadas e embaladas em módulos de cerca de 20 kWh cada [20]. A Figura (3.8) ilustra o desenho desta bateria.



**Figura 3.8:** Desenho da bateria de cloreto sódio- níquel. Fonte [20].

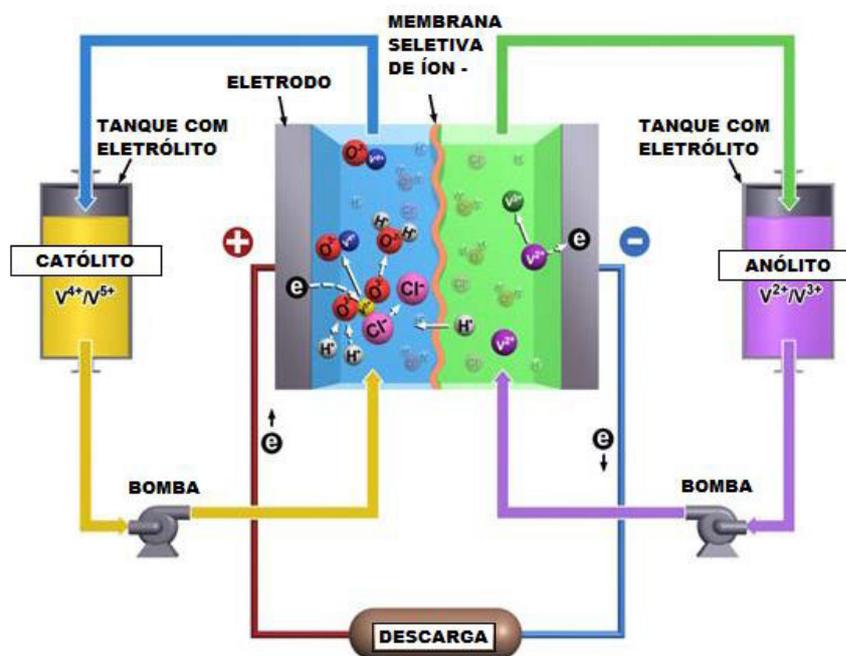
As baterias de cloreto sódio-níquel podem suportar sobrecargas e descargas limitadas e possuem melhores características de segurança e uma maior tensão na célula do que as baterias de NaS. Elas tendem a desenvolver uma baixa resistência quando ocorrem falhas e é por isso que as falhas de células em conexões seriais resultam apenas na perda da tensão de uma célula, em vez de uma falha precoce do sistema completo [2].

- **Baterias de fluxo**

As baterias de fluxo são tipos de baterias recarregáveis onde a carga é gerada por dois componentes químicos dissolvidos em soluções químicas e separados por uma membrana. A troca iônica que gera um fluxo de corrente elétrica ocorre através da membrana enquanto ambos os líquidos circulam em seus respectivos compartimentos [2]. Serão descritas a seguir dois de tipos de baterias de fluxo: as baterias de fluxo redox e as baterias híbridas.

Em baterias de fluxo redox duas soluções de eletrólito líquido contendo íons de metal dissolvidos como massas ativas são bombeadas para os lados opostos da célula eletroquímica. Os eletrólitos nos eletrodos negativo e positivo são chamados anólito e católito respectivamente. Durante o ciclo de carregamento e descarga, os íons metálicos ficam dissolvidos no fluido do eletrólito como líquido; nenhuma mudança de fase dessas massas

ativas ocorre. O anólito e o católito fluem através de eletrodos porosos, separados por uma membrana que permite que os prótons passem através dela para o processo de transferência de elétrons. Já durante a troca de carga, uma corrente flui sobre os eletrodos, que podem ser usados por um dispositivo alimentado por bateria. Durante a descarga, os eletrodos são continuamente supridos com as massas ativas dissolvidas dos tanques; uma vez convertidos, o produto é removido para o tanque [2]. A Figura (3.9) mostra o esquema com os elementos de uma bateria de fluxo redox vanadium.



**Figura 3.9:** Esquema com os elementos de uma bateria de fluxo redox vanadium. Fonte [20].

A vida útil de uma bateria de fluxo redox vanadium é determinada por vários componentes. A pilha de células é provavelmente o componente de vida mais limitado, com uma vida útil estimada em aproximadamente dez anos. No entanto, os dados operacionais obtidos em campo não estão disponíveis para confirmar as informações de vida útil dessa bateria. Os tanques, encanamentos, estrutura, eletrônica de potência e controles têm uma vida útil mais longa, além de que os eletrólitos e os materiais ativos utilizados não se degradam com o tempo [20].

Por outro lado, as baterias de fluxo de redox vanadium são capazes de passar da carga zero à carga total dentro de milissegundos, se as pilhas já estiverem preparadas com os

reagentes corretos. Na verdade, o fator limitante para o início da descarga da bateria é mais comumente relacionado com o controle e o equipamento de comunicação. Além disso, a pilha de células pode chegar a produzir três vezes a potência nominal, desde que o estado de carga esteja entre a faixa de 50% e 80% [20].

Outra bateria de fluxo que se apresenta como uma tecnologia mais recente é a bateria híbrida. Nesse tipo de bateria uma das massas ativas é armazenada internamente na célula eletroquímica, enquanto a outra permanece no eletrólito líquido e é armazenada externamente em um tanque. Portanto, as células da bateria híbrida combinam características de baterias secundárias convencionais e baterias de fluxo redox: a capacidade da bateria depende do tamanho da célula eletroquímica [2].

### **3.1.3 Sistemas de armazenamento químico**

Com relação ao armazenamento de energia química, esta subseção tem como foco as tecnologias envolvendo o hidrogênio e o gás natural sintético (GNS) como portadores de energia auxiliar, uma vez que estes poderiam ter um impacto significativo no armazenamento de energia elétrica em grandes quantidades. O principal objetivo desses sistemas de armazenamento de energia química é de usar a eletricidade em excesso para produzir hidrogênio via eletrolise da água.

- **Hidrogênio (H<sub>2</sub>)**

Um sistema típico de armazenamento de hidrogênio consiste em um eletrolisador, um tanque de armazenamento de hidrogênio e uma célula de combustível. Um eletrolisador é um conversor eletroquímico que divide a água com ajuda da eletricidade em hidrogênio e oxigênio. Esse é um processo endotérmico, isto é, é necessário calor durante a reação. Ademais, o hidrogênio é armazenado sob pressão em garrafas ou tanques de gás, e isso pode ser feito praticamente por tempo ilimitado. Para gerar eletricidade, ambos os gases fluem para a célula de combustível onde ocorre uma reação eletroquímica que é o reverso da divisão da água: hidrogênio e oxigênio reagem e produzem água. Como resultado, o calor é liberado e a eletricidade é gerada. Por razões econômicas e práticas, o oxigênio não é armazenado, mas é liberado para a atmosfera por eletrólise, e o oxigênio do ar é levado para a geração de energia [2].

Existem diferentes formas para armazenar o hidrogênio, seja como um gás sob alta pressão, um líquido a uma temperatura muito baixa, absorvido em hidretos metálicos ou ligado quimicamente em hidretos complexos. No entanto, para aplicações estacionárias, o armazenamento gasoso sob alta pressão é a escolha mais utilizada. Em contrapartida, até ao momento não houve nenhum sistema comercial de armazenamento de hidrogênio usado para energias renováveis [2].

- **Gás natural sintético (GNS)**

A síntese de metano, também chamado de gás natural sintético, é a segunda opção para armazenar eletricidade como energia química. Nesta situação, um segundo passo é necessário além do processo de divisão da água em um eletrolisador, uma etapa na qual o hidrogênio e o dióxido de carbono reagem ao metano em um reator de metanação. Além disso, assim como no caso do hidrogênio, o GNS produzido pode ser armazenado em tanques de pressão, em sistemas subterrâneos ou alimentando diretamente uma rede de gás [2].

Várias fontes de CO<sub>2</sub> são concebíveis para o processo de metanação, tais como usinas de energia movidas a combustíveis fósseis, instalações industriais ou usinas de biogás. A produção de GNS é preferível em locais onde o CO<sub>2</sub> e o excesso de eletricidade estão disponíveis. No entanto, o armazenamento intermediário no local dos gases é necessário, pois a metanação é um processo em constante execução [2].

Assim sendo, a principal vantagem dessa tecnologia de armazenamento é o uso de uma infraestrutura de rede de gás já existente. Além disso, o metano tem uma maior densidade de energia, e o transporte em tubulações requer menos energia. Contudo, a principal desvantagem do GNS é a eficiência relativamente baixa devido às perdas de conversão em eletrólise, metanação, armazenamento, transporte e geração de energia subsequente [2]

### **3.1.4 Sistemas de armazenamento elétrico**

Nesta subseção são apresentadas as tecnologias de armazenamento de energia que utilizam princípios elétricos e eletromagnéticos para seu funcionamento. Essas tecnologias hoje se encontram em um grau de desenvolvimento bastante avançado, apresentando

inúmeros sistemas, mas neste trabalho será dada uma importância maior aos sistemas de armazenamento que utilizam os supercapacitores e os supercondutores magnéticos.

- **Capacitores de camada dupla ou ultracapacitores**

O armazenamento de energia por meio de capacitores ocorre geralmente com o acúmulo de cargas positivas e negativas em placas paralelas separadas por um dielétrico. As relações entre a energia armazenada ( $E$ ), a capacitância ( $C$ ) e a tensão aplicada ( $V$ ) nos terminais do capacitor são expressas nas equações ((3.1) a ((3.4).

$$q = CV \tag{3.1}$$

$$C = \frac{\epsilon A}{d} \tag{3.2}$$

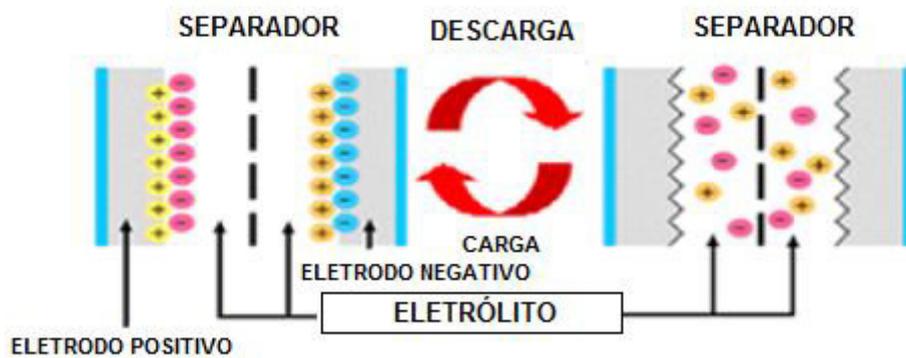
$$E = \frac{1}{2} CV^2 \tag{3.3}$$

$$dV = i \frac{dt}{C_{tot}} + iR_{tot} \tag{3.4}$$

Onde  $q$  representa a carga armazenada no capacitor,  $\epsilon$  é a permissividade do dielétrico,  $A$  é a área das placas e  $d$  a distância entre elas. Os parâmetros  $R_{tot}$  e  $C_{tot}$  representam, respectivamente, a resistência e capacitância totais da configuração série/paralelo dos resistores e capacitores e afetam diretamente a eficiência de recuperação de carga/descarga. Pela Equação ((3.3) é possível notar que a capacidade de armazenamento do capacitor pode ser elevada aumentando-se a capacitância ou a tensão aplicada nos seus terminais.

Um ultracapacitor opera de forma semelhante aos capacitores convencionais. A diferença principal entre capacitores convencionais e ultracapacitores consiste no modo de acumulação da carga. No ultracapacitor, a carga acumula-se na interface entre a superfície condutora e a solução eletrolítica, sendo a principal diferença para o capacitor clássico onde a carga se acumula nas duas armaduras [21]. A Figura (3.10) ilustra o princípio de operação de um capacitor de camada dupla.

Os capacitores mais avançados apresentam melhorias em suas características como maior permissividade, aumento da área de superfície e elevação da rigidez dielétrica. Outra característica da categoria dos ultracapacitores é a presença da dupla camada cuja capacidade de armazenamento de energia é elevada devido ao aumento da área de superfície e também ao uso do eletrólito poroso. A aplicação de ultracapacitores no geral ocorre em situações de baixa energia e elevada potência de pico. Apresentam como vantagem em relação ao sistema de baterias a baixa resistência interna, além de fornecer energia em níveis mais elevados [22].



**Figura 3.10:** Princípio de operação de um supercapacitor. Fonte [21].

Já a principal aplicação dos ultracapacitores como unidades de armazenamento em sistemas de distribuição e de transmissão consiste na implementação de sistemas de armazenamento de larga escala em restauradores dinâmico de tensão para distribuição, que é um dispositivo que compensa as quedas de tensão temporárias nos sistemas de distribuição [23].

- **Supercondutores magnéticos**

O princípio da supercondutividade foi descoberto no início do século XX e suas aplicações para tecnologia de armazenamento de energia só começaram na década de 70 [24]. É atrativo para a utilização em sistemas de potência devido à alta eficiência, ou seja, o processo de carga/descarga ocorre com uma eficiência acima de 95%, além de ser usualmente aplicado para a melhoria da estabilidade transitória e para regulação de frequência.

O funcionamento de um sistema de armazenamento de energia magnética por meio de supercondutividade (SMES – *Superconductive Magnetic Energy Storage*) é caracterizado

por um dispositivo que armazena energia dentro de um campo magnético gerado por uma corrente contínua (CC) que flui através de uma bobina supercondutora. Essa corrente circulante na bobina proporciona uma resposta quase instantânea em relação à energia armazenada ou fornecida em períodos de tempo arbitrários conforme a necessidade.

Em relação à constituição estrutural de uma unidade de SMES, há uma larga bobina supercondutora à temperatura criogênica, que é mantida por um criostato ou por um recipiente térmico que contém hélio ou nitrogênio líquido.

Dentre as demais tecnologias de armazenamento, o SMES é uma das mais onerosas, entretanto sua integração com dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) existentes elimina a necessidade de unidades inversoras que representa grande parte do custo desse dispositivo [9]. De maneira geral o custo de um sistema SMES é dividido em dois fatores: a capacidade de energia armazenada e a capacidade de potência.

## **3.2 Aplicações dos SAEs**

A crescente utilização das energias renováveis, o envelhecimento da infraestrutura da rede, a necessidade de aumentar a sua estabilidade, a sua confiabilidade e a sua eficiência elétrica tornou-se um desafio. Embora o valor da implantação de sistemas de armazenamento de energia para esse fim seja amplamente reconhecido, a integração do armazenamento de energia tem sido limitada. Projeções indicam uma importância crescente dos SAEs na rede, sinalizando uma necessidade premente de entender melhor como o armazenamento de energia pode fornecer serviços para a rede. Além disso, métricas consistentes para o desempenho do sistema são úteis para comparar diferentes tecnologias de armazenamento de energia e para combinar cada tecnologia com o conjunto apropriado de serviços [25]. As subseções seguintes abordam as principais aplicações dos SAEs em sistemas de energia, levando em consideração os benefícios técnicos e econômicos produzidos com inserção de SAEs.

### **3.2.1 Melhorias na operacionalidade dos sistemas de potências**

O armazenamento de energia elétrica permite armazenar energia e liberá-la para o uso durante períodos em que sua utilização é necessária. Desta forma, as tecnologias de armazenamento de energia podem ser usadas para melhorar o desempenho de grandes

sistemas interconectados, bem como pequenos sistemas isolados, através de uma gama de aplicações, tais como [20, 26]:

- **Regulação:** esta aplicação envolve a gestão de fluxos de intercâmbio com outras áreas de controle para acompanhar os fluxos de intercâmbio programados e as variações momentâneas na demanda dentro da área de controle;

- **Controle de frequência:** no caso de uma variação discrepante de oferta e demanda de energia, o ESS é carregado ou descarregado para evitar uma mudança na frequência da rede. O controle da frequência é muito semelhante à regulação, descrita acima, exceto que reage às necessidades do sistema em períodos de tempo ainda menores, de segundos a menos de um minuto, quando há uma perda repentina de uma unidade geradora ou linha de transmissão;

- **Reserva girante:** o ESS é operado no modo de carga, pronto para reagir em caso de uma súbita interrupção na geração ou transmissão. Neste tipo de aplicação de SAEs, os geradores podem operar com uma potência de saída ótima;

- **Redução do pico de demanda:** o ESS é adequado para reduzir a demanda de pico, devido ao seu rápido tempo de resposta;

- **Qualidade de energia:** por injeção ou absorção de energia ativa ou reativa, o SAE pode fornecer suporte de tensão para manter a qualidade de energia;

- **Serviço de reinício da operação do sistema (Black Start):** Os sistemas de armazenamento fornecem uma reserva ativa de energia dentro da rede e podem ser usados para energizar linhas de transmissão e distribuição, além de fornecer energia às estações para colocar as usinas elétricas em funcionamento após um blecaute. Além disso, o armazenamento pode fornecer energia de inicialização semelhante para usinas de energia maiores, se o sistema de armazenamento estiver adequadamente instalado e houver um caminho de transmissão claro para a usina de energia a partir da localização do sistema de armazenamento.

Abordando novamente a aplicação dos SAEs para qualidade de energia, normalmente usinas são designadas para gerar energia reativa para compensar a reatância da rede. Essas usinas elétricas poderiam ser substituídas por SAEs estrategicamente colocados,

ou adotando a abordagem distribuída onde são designados vários SAEs de suporte de energia reativa próximos a grandes cargas [20].

### **3.2.2 Suporte de energia para geração com fontes renováveis**

O armazenamento de eletricidade é eminentemente adequado para amortecer a variabilidade de sistemas eólicos e fotovoltaicos e está sendo amplamente utilizado nesta aplicação. Tecnicamente, os requisitos operacionais para um sistema de armazenamento com o objetivo de atender esta aplicação são os mesmos que os necessários para uma boa resposta quando se trata de um perfil de carga flutuante rápido ou aleatório. Além disso, a maioria das aplicações renováveis com necessidade de armazenamento especifica uma taxa máxima de subida e descida esperada em MW/minuto e a duração do tempo de subida [20]. Nesse cenário, onde uma usina geradora de energia renovável tem a característica de ser intermitente e variável, o armazenamento de energia pode lidar com esses dois aspectos desafiadores, mantendo um valor de referência, atenuando a curva de saída através do controle das rampas de oscilações de tensão e potência das redes, tornando a capacidade de geração estável [27].

Outras considerações incluem o armazenamento em grande escala usado para o carregamento de uma carga específica, podendo ser especialmente complementar a outros serviços, isso se o ciclo carga/descarga de outros serviços puder ser coordenado. Por exemplo, o armazenamento usado para fornecer capacidade de geração no meio do dia pode ser cobrado à noite, acompanhando assim a queda na demanda do sistema durante esse período. A carga seguinte pode ter boas interações com a capacidade de reaproveitamento de energia renovável, com o deslocamento de tempo da demanda de energia elétrica e, possivelmente, com as aplicações de capacidade de reserva de energia elétrica. Se o armazenamento for distribuído, esse mesmo armazenamento poderá ser usado para aplicações em *smartgrids* e para suporte de tensão [20].

### **3.2.3 Redução do custo final da geração de energia**

Do ponto de vista econômico, as variações no preço da eletricidade representam uma oportunidade atraente para o uso de sistemas de armazenamento. Pois, aproveitando as variações de preço no mercado de eletricidade, o armazenamento de energia pode proporcionar um benefício econômico adicional ao operador. Este benefício depende

claramente das diferenças de preço em curto prazo. Desta forma, as flutuações diárias proporcionam um potencial para lucros de arbitragem através de compra de eletricidade durante as horas fora do pico quando o preço da eletricidade é baixo, armazenando essa energia e depois a vendendo de volta durante o horário de pico a um preço mais alto [28].

A defasagem temporal da energia elétrica envolve muitas transações possíveis com mérito econômico baseadas na diferença entre o custo para comprar, armazenar e descarregar energia (custo de descarga) e o benefício derivado quando a energia é descarregada. Qualquer aumento no custo operacional variável ou redução da eficiência de armazenamento produz a redução do número de transações para os quais o benefício excede o custo. Esse número de transações é bastante sensível ao custo de descarga, portanto, um aumento modesto pode reduzir consideravelmente o número de transações viáveis [20].

Por outro lado, dependendo das circunstâncias em um determinado sistema de suprimento elétrico, o armazenamento de energia poderia ser usado para adiar e/ou reduzir a necessidade de comprar nova capacidade de geração ou a necessidade de aquisição de capacidade no mercado atacadista de eletricidade. Esse mercado de capacidade de fornecimento elétrico está evoluindo, onde em alguns casos, o custo da capacidade de geração é incluído nos preços de energia no atacado (como um custo alocado por unidade de energia) [20].

## **4 Introdução ao problema do fluxo de potência ótimo**

Ocorreu nos últimos anos uma mudança de foco em relação à geração de eletricidade, pois os danos ambientais e os incentivos dados pelos governos de muitos países têm levado as empresas de serviços públicos e os investidores a transferir investimentos para recursos baseados em energia renovável e esquemas de resposta à demanda para o gerenciamento de carga. Isso resultou em um novo campo de pesquisa e investigação para desenvolver algoritmos mais seguros, confiáveis e econômicos para lidar com problemas de integração desses recursos, como os de energia renovável e sistemas de armazenamento [29]. Por outro lado, o sistema de energia deve ser capaz de suportar a perda de qualquer gerador ou elemento de transmissão, e o operador do sistema deve tomar decisões binárias para inicializar e desligar ativos de geração e transmissão em resposta a esses eventos. Para fins de planejamento de investimento, o problema requer variáveis de investimentos binárias e um horizonte de vários anos [30].

O que foi descrito em [29] e [30] trata-se de uma nova perspectiva do mercado, onde são inseridas novas variáveis em um problema já estudado há décadas, em que se deseja que o Operador Independente do Sistema (OIS) consiga com que os mercados de energia operem de modo economicamente eficiente e confiável. Esse problema é exatamente o fluxo de potência ótimo de corrente alternada (FPOCA). As subseções da sequência apresentam um breve histórico do FPOCA, assim como sua formulação e modelagem matemática e por fim, descrevem os principais métodos para sua resolução.

### **4.1 Histórico**

Na primeira metade do século XX, o problema de fluxo de potência ótimo (FPO) foi solucionado por engenheiros e operadores experientes, usando julgamento, regras práticas e ferramentas disponíveis, incluindo analisadores analógicos de rede. Gradualmente, ferramentas computacionais foram introduzidas para auxiliar a experiência do operador. O FPO foi formulado pela primeira vez na década de 1960 [30], mas provou ser um problema muito difícil de resolver. Além disso, os solucionadores lineares estão amplamente disponíveis para versões linearizadas do problema de fluxo de potência ótimo. Entretanto, os não lineares não podem garantir um ótimo global, não são robustos e não resolvem com

rapidez suficiente. Além disso, em cada sala de controle, o problema de fluxo de potência ótimo ou uma aproximação devem ser resolvidos muitas vezes, a cada 5 minutos por dia [31].

Antes dos computadores digitais, já em 1929, o problema do fluxo de potência era resolvido com analisadores analógicos de rede que simulavam sistemas de energia [32]. Ward e Hale publicaram a solução digital automatizada para o problema do fluxo de potência em 1956 [33]. Sasson e Jaimes fornecem um levantamento e uma comparação dos métodos de solução do fluxo de potência, que são vários métodos iterativos baseados na matriz de admitância nodal (matriz  $Y$ ) ou sua inversa, a matriz de impedância nodal (matriz  $Z$ ) [32]. Os primeiros pesquisadores, incluindo Carpentier, usaram o método de Gauss-Seidel [31]. O método de Newton-Raphson tornou-se o método de solução comumente usado durante a década de 1960, depois que Tinney e outros desenvolveram técnicas de esparsidade para aproveitar a estrutura da matriz de admitância no problema de FPO [34]. A matriz de admitância é esparsa, o que significa que possui muitos elementos nulos. Isso ocorre porque as redes do sistema de energia não estão densamente conectadas [35].

Pesquisas iniciais sobre FPO usaram técnicas Lagrangeanas clássicas para as condições de otimalidade, mas negligenciaram os limites das variáveis [36]. Em 1962, Carpentier publicou as condições de otimalidade para um FPO, incluindo limites das variáveis, baseados nas condições de Kuhn-Tucker. Carpentier assume que as funções aplicáveis exibem “convexidade adequada” para as condições de Kuhn-Tucker, agora referidas como Karush-Kuhn-Tucker ou KKT [30]. Carperntier inclui as equações completas de fluxo de potência CA, restrições de potência reativa e ativa do gerador, restrições de magnitude de tensão de barramento e restrições de diferença de ângulo de tensão entre barramentos conectados por elementos de transmissão [31].

Mesmo 50 anos após o problema ter sido formulado pela primeira vez, ainda não existe uma técnica de solução rápida e robusta para o FPO completo. São usados aproximações, decomposições e julgamentos de engenharia para obter soluções razoavelmente aceitáveis para este problema. Embora superiores aos seus antecessores, as técnicas atuais de soluções aproximadas podem custar desnecessariamente dezenas de bilhões de dólares por ano. Além disso, podem resultar em danos ambientais causados por emissões desnecessárias e desperdício de energia [31].

## 4.2 Formulação do Problema

Nesta subseção é descrita uma das abordagens para a formulação do FPO. Nessa abordagem, estão incluídas todas as restrições que serão utilizadas para a metodologia de análise do impacto da integração dos SAEs em sistemas de potência, discutida no Capítulo 6. É importante salientar que podem existir diferentes abordagens para modelar as restrições. Por exemplo, as restrições de corrente, magnitude de tensão e ângulo das barras podem ser tanto calculadas como substituídas entre si [30].

Antes de iniciar a abordagem da formulação do problema de FPO utilizada nesse trabalho, algumas variáveis, índices, parâmetros e conversões são apresentados a seguir:

- Assumem-se condições balanceadas, trifásicas e regime permanente. Todas as variáveis estão associadas a um modelo de linha única de um sistema trifásico balanceado. A modelagem do sistema de potência é representada por unidade (p.u). É usada a convenção de que uma injeção de potência ocorre quando a parte real do número complexo é positiva e uma absorção quando a parte real do número complexo é negativa;
- A topologia da rede consiste em locais conhecidos como barramentos ou nós e elementos de transmissão conectando barramentos pareados;
- $n, m$  são os índices das barras (nós);  $n, m \in \{1, \dots, N\}$  onde  $N$  é o número de barras do sistema de potência;
- $k$  é um elemento de transmissão (ramos ou linhas);
- $k \in \{1, \dots, K\}$ , onde  $K$  é o número de elementos de transmissão;
- $P_n$  é a potência ativa injetada (positiva) ou retirada (negativa) na barra  $n$ ;
- $Q_n$  é a potência reativa injetada (positiva) ou retirada (negativa) na barra  $n$ ;
- $S_n = P_n + jQ_n$  é a injeção ou retirada de potência complexa na barra  $n$  ;
- $P_{nmk}$  é o fluxo de potência ativa do barramento  $n$  para o barramento  $m$  através do elemento de transmissão  $k$  ;
- $Q_{nmk}$  é o fluxo de potência reativa do barramento  $n$  para o barramento  $m$  através do elemento de transmissão  $k$  ;
- $S_{nmk} = P_{nmk} + jQ_{nmk}$  é o fluxo de potência complexo do barramento  $n$  para o barramento  $m$  através do elemento de transmissão  $k$  ;

- $V_n$  magnitude de tensão na barra  $n$ ;
- $V_m$  magnitude de tensão na barra  $m$ ;
- $\theta_n$  é o ângulo da tensão na barra  $n$  ;
- $\theta_m$  é o ângulo da tensão na barra  $m$  ;
- $\theta_{nm} = \theta_n - \theta_m$  é a diferença do ângulo de tensão do barramento  $n$  para o barramento  $m$ ;

São definidas as matrizes de condutância ( $G$ ), de susceptância ( $B$ ) e de admitância ( $Y$ ), com os elementos  $g_{nm}$ ,  $b_{nm}$  e  $y_{nm}$  respectivamente, e  $Y = G + jB$ . A matriz de admitância simples é definida através da resistência série  $r_{nm}$  e da reatância série  $x_{nm}$ . Além disso, é considerado a susceptância *shunt*  $b_{nm}^{sh}$ . Os elementos das matrizes ( $G$ ), ( $B$ ) e ( $Y$ ) são obtidos através das equações (4.1) a (4.5):

$$z_{nm} = r_{nm} + jx_{nm} \quad \text{for } n \neq m \quad (4.1)$$

$$y_{nm} = g_{nm} + jb_{nm} = z_{nm}^{-1} \quad \text{for } n \neq m \quad (4.2)$$

$$z_{nm}^{-1} = r_{nm}/(r_{nm}^2 + x_{nm}^2) - jx_{nm}/(r_{nm}^2 + x_{nm}^2) \quad \text{for } n \neq m \quad (4.3)$$

$$g_{nm} = r_{nm}/(r_{nm}^2 + x_{nm}^2) \quad \text{for } n \neq m \quad (4.4)$$

$$b_{nm} = -x_{nm}/(r_{nm}^2 + x_{nm}^2) \quad \text{for } n \neq m \quad (4.5)$$

Vários autores formulam o FPO com diferentes funções objetivo, minimizando os custos de geração, maximizando o excedente de mercado, minimizando perdas, minimizando a geração e maximizando as transferências. Por outro lado, sem funções que modelem a demanda, a minimização dos custos de geração e a maximização do excedente de mercado são equivalentes. Além disso, quando se tem um FPO completo que modela com precisão todas as restrições e controles, através da minimização de uma função custo, se alcança os objetivos de minimizar os custos de combustíveis do gerador, minimizando a geração e as perdas, assim como minimizando as rejeições de cargas e ações de controle [31].

Em uma solução de fluxo de potência sem otimização, os barramentos são classificados em três tipos: PQ, PV e *slack*. As barras PQ geralmente correspondem às cargas e as barras PV como geradores, enquanto a barra *slack* é responsável pelo suprimento de todas as perdas do sistema e por isto não apresenta a geração fixada, pois quando um fluxo de potência é resolvido, a barra *slack* precisa ter energia ativa e reativa suficiente para compensar as perdas do sistema e manter a magnitude de sua tensão em um (p.u). Contudo, o FPO é um problema de otimização, em que o número de variáveis não precisa ser igual ao número de restrições, além da especificação de um barramento *slack* ou de referência ser desnecessário. Em um contexto de otimização, essas classificações parecem excessivamente prescritivas e podem sobrecarregar desnecessariamente o problema [31].

Enfim, a formulação utilizada neste trabalho para solução do problema de FPO é a formulação potência-tensão polar [31], onde sua modelagem é apresentada pelas equações (4.7) a (4.11):

$$\begin{aligned} & \min f_c(S) \\ \text{sujeito a :} & \\ P_n = V_n \sum_{m \in K} V_m (G_{nm} \cos \theta_{nm} + B_{nm} \sin \theta_{nm}) & \quad (4.7) \end{aligned}$$

$$Q_n = V_n \sum_{m \in K} V_m (G_{nm} \sin \theta_{nm} - B_{nm} \cos \theta_{nm}) \quad (4.8)$$

$$V_n^{\min} \leq V_n \leq V_n^{\max} \quad (4.9)$$

$$Pg_n^{\min} \leq Pg_n \leq Pg_n^{\max} \quad (4.10)$$

$$Qg_n^{\min} \leq Qg_n \leq Qg_n^{\max} \quad (4.11)$$

onde  $f_c(S)$  é a função custo de geração ativa dos geradores do sistema de potência a qual se deseja minimizar, além de  $Pg_n$  e  $Qg_n$  serem iguais às potências ativas e reativas geradas, respectivamente. O  $K$  é o conjunto de todas as barras  $m$  adjacentes à barra  $n$ , incluindo a própria barra  $n$ . Nesta formulação, as equações (4.7) e (4.8) representam as restrições de igualdade não lineares com funções de seno e de cosseno que se aplicam a todo sistema. Além disso, nessa formulação, a restrição de desigualdade referente ao ângulo de defasamento entre

as barras  $n$  e  $m$  do sistema não foi considerada para efeito da metodologia, apresentada no Capítulo 6.

### 4.3 Resolução do problema do FPO

O fluxo de potência ótimo é um problema de programação matemática grande e complexo. Quase toda a abordagem de programação matemática que pode ser aplicável a esse problema foi tentada, levando muitos pesquisadores a desenvolver códigos que permitiram solucionar o problema do FPO de forma confiável [37]. Diversos métodos foram desenvolvidos para solucionar o problema do FPO, desde a formulação original de Carpentier, com destaque para o método do gradiente reduzido, o método de Newton, o método da programação linear e o método de pontos interiores.

O método do gradiente reduzido foi apresentado para solucionar problemas de programação matemática com uma função objetivo não linear e restrições lineares. Entretanto, a maior limitação da utilização deste método provém do fato de que é necessária uma estimativa inicial dos parâmetros, próxima ao valor do ponto ótimo para que se tenha uma garantia de convergência para este ponto ótimo. Segundo [37], os métodos de gradiente são lentos na convergência e são difíceis de resolver na presença de restrições de desigualdade.

Por outro lado, soluções eficientes e robustas podem ser obtidas para problemas de qualquer tamanho ou tipo envolvendo o problema clássico do fluxo de potência ótimo, utilizando uma abordagem do método de Newton. O esforço da solução é aproximadamente proporcional ao tamanho da rede e é relativamente dependente do número de controles e restrições de desigualdades. A ideia chave é em cada iteração encontrar uma solução simultânea para todos os elementos desconhecidos na função Lagrangiana, logo cada iteração minimiza uma aproximação quadrática do Lagrangeano. Para qualquer conjunto de restrições, o processo converge para as condições de Kurush-Kuhn-Tucker [38].

Nos modelos de programação linear as variáveis são contínuas e apresentam um comportamento linear, tanto em relação às restrições como à função objetivo. O processo de resolução do problema de FPO começa a partir de um estado operacional do sistema de potência contendo sobrecargas em suas linhas. Os limites de fluxo de cada linha violados são aplicados um por um, otimizando o reescalamento do sistema em cada iteração do algoritmo, e testando novas sobrecargas, assim como a oportunidade de aliviar os limites

impostos. Assim, o cálculo prossegue de maneira ordenada para a solução final. O método tem uma eficiência computacional muito alta, desde que o número de fluxos das linhas na solução final não seja excessivo [39].

E por fim, o último método a ser descrito para resolução do problema de FPO é o método de pontos interiores que pertence a uma classe de algoritmos de otimização originalmente designados para problemas de programação linear. Entretanto, devido ao seu alto grau de desempenho, tal método foi estendido para problemas de programação quadrática, convexa e problemas gerais de otimização diferenciáveis. Na aplicação do método de pontos interiores em problemas de FPO, em geral são adotadas duas estratégias distintas. A primeira aplica o método a um problema de programação linear obtido pela linearização das equações de balanço de potência ativa e reativa do algoritmo de fluxo de potência. Já a segunda estratégia, consiste em aplicar o método de pontos interiores diretamente ao problema de programação não linear original do FPO. Esta segunda estratégia é conhecida também como método dos pontos interiores direto [40].

## 5 Técnicas de inteligência artificial

O processo de otimização é realizado através de busca de soluções ótimas para um problema de interesse particular, e este processo de busca pode ser realizado usando múltiplos agentes que essencialmente formam um sistema de agentes em evolução. Este sistema pode evoluir por iterações de acordo com um conjunto de regras ou equações matemáticas. Conseqüentemente, tais sistemas mostrarão algumas características emergentes, levando a estados auto-organizados que correspondem a alguns pontos ótimos no espaço de busca. Desta forma dizemos que ao obter esses estados, o sistema convergiu [41].

Por sua vez, os algoritmos metaheurísticos, especialmente aqueles baseados em inteligência de enxames, são parte importante dos algoritmos contemporâneos de otimização global. Bons exemplos são *simulated annealing*, otimização por enxame de partículas e o algoritmo dos vaga-lumes. Eles trabalham de forma notavelmente eficiente e têm muitas vantagens em relação aos métodos e algoritmos tradicionais e determinísticos, e, portanto, têm sido aplicados em quase todas as áreas da ciência, engenharia e indústria [42].

Apesar de um sucesso tão grande em aplicações, a análise matemática de algoritmos permanece limitada e muitos problemas abertos ainda não foram resolvidos. Existem três áreas desafiadoras para a análise de algoritmos: complexidade, convergência e custo computacional. Além disso, a análise da complexidade de algoritmos tradicionais está bem estabelecida, pois esses são algoritmos determinísticos. Em contraste, a análise da complexidade das metaheurísticas continua sendo uma tarefa desafiadora, em parte devido à natureza estocástica desses algoritmos. Contudo, existe bons resultado em relação às técnicas de busca por randomização [42].

Do mesmo modo, a análise da convergência é outra área desafiadora. Uma das principais dificuldades em relação à análise de convergência de algoritmos metaheurísticos é que não existe uma estrutura comum entre eles, embora estudos substanciais tenham sido realizados usando sistemas dinâmicos e processos de Markov. No entanto, a análise de convergência continua a ser uma das áreas de pesquisa ativa e com muitos resultados encorajadores [42].

Existem vários algoritmos metaheurísticos usando inteligência de enxames, mas este capítulo é concentrado na descrição das principais características de alguns como, *simulated annealing*, otimização por enxame de partículas e o algoritmo dos vagalumes. Além desses algoritmos metaheurísticos, é descrito com mais detalhes os algoritmos genéticos, onde estes

são bioinspirados ou mais geralmente inspirados na natureza, mas não são baseados na inteligência de enxames. O foco na descrição desse algoritmo deve-se ao fato de ser utilizado na metodologia para análise do impacto da integração de SAEs em sistemas de potências, desenvolvida neste trabalho.

## 5.1 Simulated annealing

O *simulated annealing* (SA) é uma técnica de busca aleatória para problemas de otimização global e imita o processo de recozimento na sintetização de um material quando um metal esfria e congela em um estado cristalino com a energia mínima e tamanho maior de cristal para reduzir os defeitos nas estruturas cristalinas. O processo de recozimento envolve o controle cuidadoso da temperatura e da taxa de resfriamento, muitas vezes chamado de programação de recozimento [43].

A aplicação do *simulated annealing* em problemas de otimização foi iniciada por Kirkpatrick, Gelatt e Vecchi em 1983. Desde então, tem havido estudos extensivos. Ao contrário dos métodos baseados em gradientes e outros métodos de busca determinísticos que têm a desvantagem de serem atrelados em mínimos locais, a principal vantagem do SA é a sua capacidade de evitar a prisão em mínimos locais. De fato, foi provado que o SA convergirá para seu ótimo global se sua aleatoriedade for usada em combinação com um “resfriamento” lento. Por certo, o SA é um método de busca usando uma cadeia de Markov que converge sob condições apropriadas em relação à sua probabilidade de transição [43].

Sobretudo, a ideia básica do algoritmo SA é usar termos aleatórios de busca de uma cadeia de Markov, que não apenas aceita mudanças que melhoram a função objetivo, mas também mantém algumas mudanças que não são ideais [43]. Em um problema de minimização, por exemplo, quaisquer mudanças ou transições melhores que de fato diminuam o valor de uma função objetivo  $f$  serão aceitas. Porém, algumas mudanças que aumentam  $f$  também serão aceitas, mas com uma probabilidade  $p$ . Esta probabilidade  $p$ , também chamada de probabilidade de transição é determinada pela equação (5.1):

$$p = e^{-\frac{\Delta E}{k_B T}} \quad (5.1)$$

onde  $k_B$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura para o controle do processo de recozimento e  $\Delta E$  é a mudança nos níveis de energia. Esta probabilidade de transição é baseada na distribuição de Boltzmann na física [43].

## 5.2 Otimização por enxame de partículas

A otimização por exame de partículas (*Particle swarm optimization* - PSO) foi desenvolvida por Kennedy e Eberhart em 1995, com base no comportamento de enxames como peixes e pássaros na natureza. Esse algoritmo de otimização pode ter algumas semelhanças com algoritmos genéticos, mas é muito mais simples porque não usa operadores de mutação, *crossover* ou feromônio. Em vez disso, ele usa a aleatoriedade do número real e a comunicação global entre as partículas do enxame. Nesse sentido, também é mais fácil de implementar, pois não há codificação ou decodificação dos parâmetros em cadeias binárias como aquelas em algoritmos genéticos que também podem usar *strings* de números reais [43].

O algoritmo PSO efetua buscas no espaço de soluções de uma função objetivo ajustando as trajetórias de agentes individuais, as chamadas partículas, em que essas trajetórias formam caminhos iterativos de maneira quase estocástica. O movimento de uma partícula do enxame consiste em dois elementos principais, sendo um componente estocástico e um componente determinístico. Cada partícula é atraída para a posição do melhor global  $G^*$  atual e sua própria melhor localização  $X_i^*$  na memória, enquanto ao mesmo tempo tem uma tendência a se movimentar aleatoriamente. Quando uma partícula encontra um melhor local que qualquer local encontrado anteriormente, ela é atualizada como o novo melhor atual para a partícula  $i$ . O objetivo é encontrar o melhor global entre todas as melhores soluções atuais até que o objetivo não melhore ou após certo número de iterações [43]. O esquema apresentado na Figura (5.1) mostra a representação da movimentação de uma partícula  $i$  no PSO movendo-se para o melhor global  $G^*$  e melhor localização atual  $X_i^*$ .

O PSO é uma técnica baseada em inteligência computacional que não é amplamente afetada pelo tamanho e não linearidade do problema e pode convergir para a solução ótima em muitos problemas onde a maioria dos métodos analíticos não converge. Pode, portanto, ser efetivamente aplicado a diferentes problemas de otimização em sistemas de potência [44].



**Figura 5.1:** Esquema de representação da movimentação de uma partícula em um algoritmo PSO. Fonte [43].

### 5.3 Algoritmo dos vaga-lumes

O algoritmo dos vaga-lumes, desenvolvido por X. Yang em 2008 [42], baseia-se nas características do processo de bioluminescência dos vaga-lumes para atrair outros de sua espécie ou para encontrar parceiros de acasalamento. A posição de um vaga-lume corresponde a um vetor de solução e o cenário de objetivos determina seu brilho ou atratividade. Como a atração de curta distância é mais forte do que a atração de longa distância, todo esse algoritmo pode ser subdividido em pequenos enxames, que por sua vez cada subgrupo de enxame se expandirá em torno de um modelo local, em um panorama com picos para maximização e vales para a minimização. Conseqüentemente, o algoritmo pode encontrar múltiplas soluções ótimas simultaneamente e, sob certas condições – como faixa de atração direta e a diminuição de sua aleatoriedade – pode convergir mais rapidamente do que algoritmos genéticos e otimização por enxame de partículas [45].

Como mencionado no parágrafo anterior, o algoritmo dos vaga-lumes é baseado no processo de bioluminescência, pois a intensidade da luz produzida resulta na atração ou não dos vaga-lumes. Por sua vez a intensidade da luz é inversamente proporcional ao quadrado da distância. Dessa forma, a intensidade da luz de um vaga-lume a uma distância  $d_S$  é observada como  $I(d_S) \propto \frac{1}{d_S^2}$ , à medida que a distância aumenta a intensidade ou brilho diminui [46].

Se a intensidade da fonte é  $I_S$ , então a intensidade  $I(d_S)$  da luz de um vaga-lume a uma distância  $d_S$  é dada através da equação (5.2):

$$I(d_S) = \frac{I_S}{d_S^2} \quad (5.2)$$

Na presença de uma luz absorvente média com coeficiente de absorção  $\lambda$ , a intensidade da luz varia com  $d_S$ , isto é:

$$I = I_0 e^{-\lambda d_S} \quad (5.3)$$

onde  $I_0$  é a intensidade inicial da luz.

Combinando as equações (5.2) e (5.3), a intensidade da luz  $I(d_S)$  é obtida através da equação (5.4) com aproximação gaussiana:

$$I(d_S) = I_0 e^{-\lambda d_S^2} \quad (5.4)$$

Similarmente, para um vaga-lume a intensidade da luz para atratividade, em uma distância  $d_S = 0$ , é dada através de  $\beta$ :

$$\beta = \beta_0 e^{-\lambda d_S^2} \approx \frac{\beta_0}{1 + \lambda d_S^2} \quad (5.5)$$

E por fim, o movimento de um vaga-lume  $i$  que é atraído pela intensidade da luz de outro vaga-lume mais atraente  $j$  é obtido através da equação (5.6):

$$s_i = s_i + \beta_0 e^{-\lambda d_{ij}^2} (s_j - s_i) + \alpha \epsilon_i \quad (5.6)$$

onde,  $s_i$  e  $s_j$  são as posições de dois vagalumes genéricos, e por sua vez  $s_{ij}$  a distância relativa entre eles. Além disso,  $\beta_0$  é a intensidade da luz na fonte,  $\alpha$  é o parâmetro randômico e  $\epsilon_i$  é um vetor randômico contendo os valores de uma função distribuição.

De uma forma bem simples, no algoritmo dos vaga-lumes, a ideia principal é do movimento de possíveis soluções para pontos de maior “intensidade luminosa”. Em outras palavras, são os pontos que apresentam melhores soluções globais da otimização. Por conseguinte, a cada iteração as soluções atualizam seu “valor de brilho” e as matrizes de pontuação serão atualizadas, até um critério de parada ser obedecido [46].

## 5.4 Algoritmos Genéticos

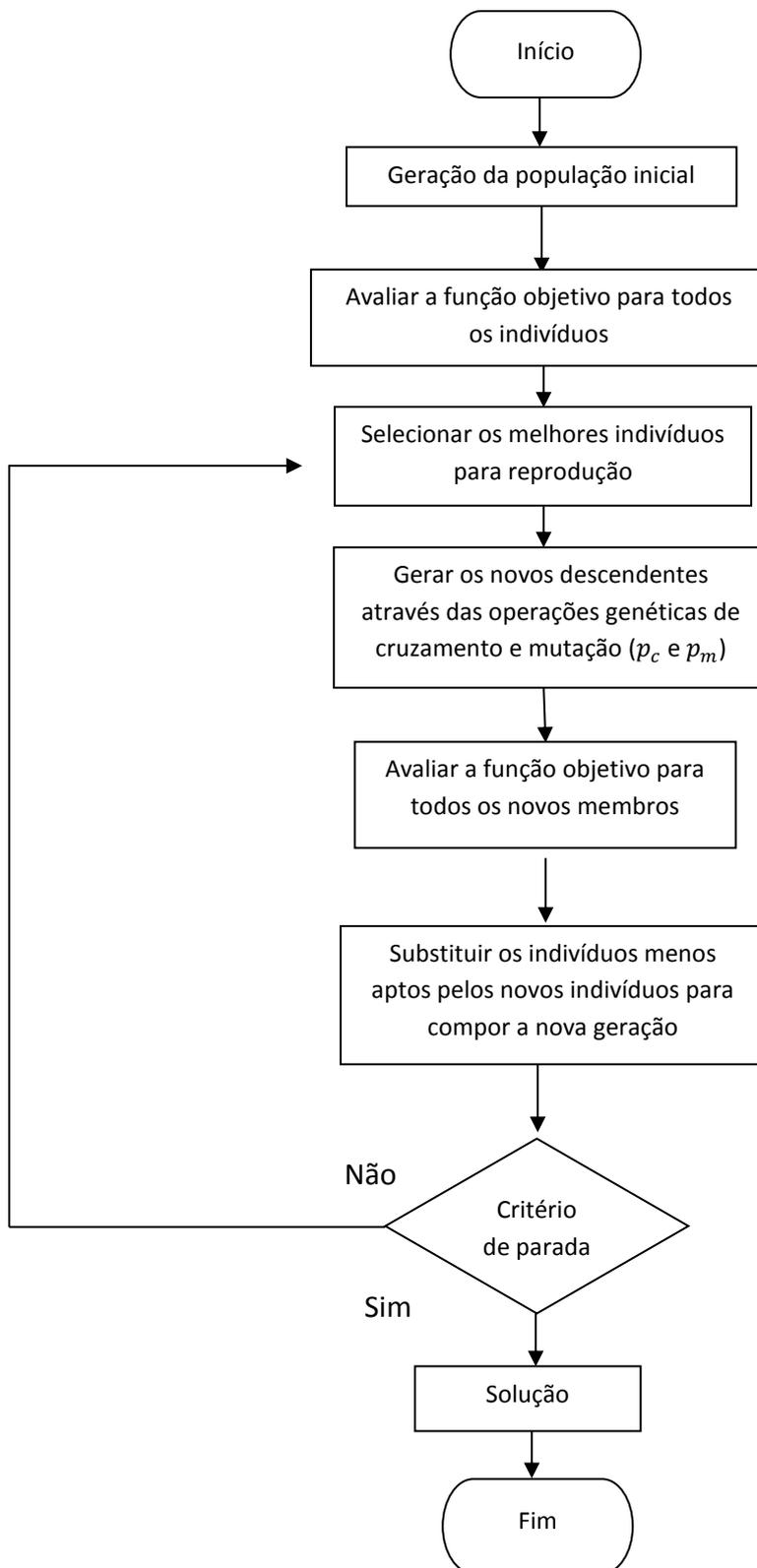
Os algoritmos genéticos, desenvolvidos por John Holland e seus colaboradores nas décadas de 1960 e 1970, é um modelo ou abstração da evolução biológica baseado na teoria da seleção natural de Charles Darwin. Holland foi o primeiro a usar o cruzamento e recombinação, mutação e seleção no estudo de sistemas adaptativos e artificiais. Esses operadores genéticos formam a parte essencial do algoritmo genético como uma estratégia de

solução de problemas. Desde então, muitas variantes de algoritmos genéticos foram desenvolvidas e aplicadas a uma ampla gama de problemas de otimização, da coloração de grafos ao reconhecimento de padrões, de sistemas discretos, como o problema do caixeiro viajante, a sistemas contínuos, como o *design* eficiente de aerofólios em engenharia espacial e do mercado financeiro para a otimização de engenharia multiobjetivo [43].

Há muitas vantagens dos algoritmos genéticos sobre os algoritmos de otimização tradicionais, e as duas vantagens mais notáveis são a capacidade de lidar com problemas de otimização complexos e o paralelismo. Um GA pode lidar com vários tipos de otimização, quer a função objetiva (*fitness*) seja estacionária ou não estacionária (muda com o tempo), linear ou não linear, contínua ou descontínua, ou com um ruído aleatório. Como múltiplos descendentes em uma população agem como agentes independentes, a população pode explorar o espaço de busca em várias direções simultaneamente. Como resultado, esse recurso faz com que o GA seja ideal para paralelizar a implementação dos algoritmos [47].

No entanto, os algoritmos genéticos também apresentam algumas desvantagens. A formulação da função objetivo, o uso do tamanho adequado da população, a escolha de parâmetros importantes, como a taxa de mutação e cruzamento, e os critérios de seleção da nova população devem ser cuidadosamente realizados. Qualquer escolha inadequada dificultará a convergência do algoritmo ou simplesmente produzirá resultados sem sentido [43]. Nesse contexto, a essência dos algoritmos genéticos envolve a codificação de uma função de otimização com matrizes de bits ou cadeias de caracteres para representar os cromossomos, as operações de manipulação de cadeias por operadores genéticos e a seleção de acordo com a sua adequação, com objetivo de encontrar uma solução para o problema em questão. A Figura (5.2) apresenta um fluxograma simplificado das etapas do processo de otimização de um algoritmo genético.

O principal objetivo de uma estratégia de FPO é determinar o estado ótimo de operação de um sistema de energia, otimizando um objetivo específico e, ao mesmo tempo, satisfazendo certas restrições físicas e operacionais especificadas. Em sua formulação mais geral, o FPO é um problema de otimização estático, não linear, não convexo e de larga escala, com variáveis de controle contínuas e discretas. A presença de variáveis de controle discretas, como dispositivos de derivação chaveados, posições de *tap* do transformador e a localização de plantas eólicas, complica a solução do problema [48].



**Figura 5.2:** Fluxograma das etapas do processo de otimização de um GA..

O principal objetivo de uma estratégia de FPO é determinar o estado ótimo de operação de um sistema de energia, otimizando um objetivo específico e, ao mesmo tempo, satisfazendo certas restrições físicas e operacionais especificadas. Em sua formulação mais geral, o FPO é um problema de otimização estático, não linear, não convexo e de larga escala, com variáveis de controle contínuas e discretas. A presença de variáveis de controle discretas, como dispositivos de derivação chaveados, posições de *tap* do transformador e a localização de plantas eólicas, complica a solução do problema [48].

Por outro lado, durante os últimos anos os autores estão se concentrando em métodos baseados em inteligência artificial aplicados para resolver diferentes aspectos dentro do campo de sistemas de energia como fluxo de carga, fluxo de potência ótimo, planejamento de expansão, alocação de custos de transmissão, entre outros. Os métodos baseados em inteligência artificial estão superando as desvantagens das técnicas convencionais [49]. Nesse trabalho, uma das etapas para o desenvolvimento da metodologia para análise do impacto da integração de SAEs em sistemas-teste, foi a resolução do problema do fluxo de potência ótimo por meio de algoritmos genéticos. No capítulo posterior, é descrito com mais detalhes a aplicação do GA nesta metodologia.

## **6 Metodologia para análise do impacto da integração de sistemas de armazenamento de energia em sistemas- teste**

No presente capítulo, é apresentada uma metodologia desenvolvida a partir de investigações na literatura apresentada nos capítulos anteriores, em conjunto com os recursos disponíveis no ambiente MATLAB, a fim de se obter uma análise dos impactos da integração de sistemas de armazenamento de energia em sistemas-teste sob a perspectiva mercadológica, assim como do ponto de vista técnico. Desta forma, com a ajuda do aplicativo PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), cuja execução está atrelada ao MATLAB, foi implementado o código que soluciona o problema do FPOCA multiperíodo por intermédio de um algoritmo genético, respaldando-se no intrincado arranjo restritivo associado às plantas convencionais, às redes elétricas de potência e aos SAEs. Tal implementação computacional possibilitou a condução das análises do impacto técnico-econômico da penetração dos SAEs nos sistemas-teste considerados.

Os sistemas-teste adotados para a integração dos SAEs são o sistema-teste de 6 barras, disponibilizado no próprio PSAT, constituído por 6 barras e 3 geradores convencionais, e o sistema-teste IEEE 30, bastante difundido em pesquisas que envolvem a solução de um FPO [49]. Nas seções a seguir, são descritas a metodologia empregada e a análise dos resultados obtidos das simulações.

### **6.1 Descrição da metodologia**

A fim de se obter uma melhor análise sobre os impactos que os SAEs produzem em um sistema de potência, o presente trabalho está dividido em dois cenários operacionais diferentes para cada sistema-teste adotado. Em um primeiro cenário, foi solucionado o FPO com ajuda do solucionador GA, desenvolvido como recurso de otimização para ser utilizado no ambiente do MATLAB, sem a presença do acoplamento dos SAEs. Em seguida, foi obtida novamente a solução do FPO, mas agora já com presença dos SAEs. Em suma, são obtidos 4 cenários operacionais diferentes ao final da execução da metodologia.

Antes de tudo, é importante salientar que para os cenários operacionais considerados para o sistema-teste de 6 barras, foi construída uma curva de carga baseada na demanda do

SIN, durante um intervalo de doze horas, disponibilizado e atualizado em [50]. Já para o sistema-teste IEEE 30 foi construída uma curva de carga baseada em [51], mas com alterações nos valores de demanda de potência ativa de cada intervalo, sendo retirados 20 MW dos valores de baixa demanda da curva de carga. Em contrapartida, foram acrescentados 120 MW aos valores de alta demanda. Além disso, todos os dados necessários para a realização das simulações computacionais dos sistemas-teste foram modelados e estão disponibilizados nos Apêndices A e B deste trabalho.

Como já mencionado no Capítulo 4, foi adotada uma das abordagens existentes para resolução do FPO. Dessa forma, os algoritmos dos scripts (*GA\_f\_main.m*, *GA\_f\_objtgeneration.m* e *GA\_simple\_constraint.m*), os quais são ilustrados através do fluxograma na Figura (6.1), englobam através dos recursos disponibilizados pelo MATLAB e PSAT, a abordagem do FPO considerando a minimização da função custo de geração de potência ativa dos geradores dos sistemas-teste adotados, obedecendo às equações não lineares de balanço de potência ativa e reativa, bem como às restrições de desigualdades referente aos limites de tensões em cada barra e aos limites de potências ativa e reativa geradas.

A priori, os SAEs são modelados com custos de geração nulos e são acoplados em barras de cargas (*PQ*), as quais passaram a ser tratadas como barras *PQV*. A implementação proposta também computa os dados de perdas de energia ativa dos sistemas-teste, com ajuda do PSAT. Já com relação à dinâmica de operação dos SAEs inseridos, as equações (6.1) a (6.3) definem o modelo de operação utilizado na metodologia.

$$E_n(t) = E_n(t - 1) - (P_{Sn}(t)) * \Delta t \quad , \forall n \in \Omega_{SAE} \text{ e } \Delta t = 1 \quad (6.1)$$

$$-P_{Sn}^{c(max)} \leq P_{Sn} \leq P_{Sn}^{d(max)} \quad , \forall n \in \Omega_{SAE} \quad (6.2)$$

$$E_n^{min} \leq E_n(t) \leq E_n^{max} \quad , \forall n \in \Omega_{SAE} \quad (6.3)$$

A equação (6.1) determina a energia armazenada de todos os SAEs ligados à barra *n*, pertencente ao grupo de barras  $\Omega_{SAE}$ , dependente do estado anterior de armazenamento e das potências absorvidas e injetadas no intervalo de tempo *t* considerado. A equação (6.2)

limita tanto a extração, quanto a injeção de potência ativa pelos SAEs da rede, enquanto a equação (6.3) impõe os níveis permitidos de carga mínimo e máximo. A Tabela 6.1 apresenta os valores impostos para potência de carga e descarga máxima, assim como os níveis de carga mínimo e máximo adotados para os SAEs modelados e inseridos nos sistemas-teste.

**Tabela 6.1** : Valores adotados para potência de carga e descarga máxima, assim como os níveis de carga mínimo e máximo adotados para os SAEs modelados e inseridos nos sistemas-teste.

SAE	$P_{Sn}^c (max) (MW)$	$P_{Sn}^d (max) (MW)$	$E_n^{min} (MW/h)$	$E_n^{max} (MW/h)$
<b>Sistema-teste de 6 barras</b>	-30	30	0	30
<b>Sistema-teste IEEE 30</b>	-50	50	0	50

O solucionador GA disponibilizado pelo MATLAB, e utilizado nesse trabalho, oferece recursos para a otimização de variáveis discretas ou contínuas, com ou sem restrições. Logo a etapa mais importante durante a implementação da metodologia até então descrita, foi o desenvolvimento da modelagem das restrições de igualdade e desigualdade da metodologia em questão nos scripts *GA\_f\_main.m* e *GA\_simple\_constraint.m*. Além disso, outros aspectos importantes modelados e implementados nesses *scripts* referem-se às restrições não lineares envolvendo os níveis energéticos dos SAE's ao longo do horizonte temporal, aos limites de injeções de potência ativa nas barras de geração dos sistemas-teste, assim como as restrições de fluxo de potência, a fim de que as restrições de igualdade e desigualdade sejam respeitadas durante a solução do FPO.

Como todo GA, o solucionador disponibilizado pelo MATLAB inicia com vários estados gerados de forma aleatória, obtendo assim uma população inicial. Durante o desenvolvimento da metodologia houve o cuidado para que a população inicial fosse constituída de valores baixos, de forma que impedisse um valor da função objetivo muito alto. Dessa forma foi possível com que a operação de seleção do solucionador GA acontecesse de forma mais precisa, e que os valores bem posicionados, com determinada probabilidade, fossem organizados com maior rapidez em relação aos seus valores obtidos da função *fitness*.

Alguns parâmetros genéticos que influenciam no comportamento do GA foram modificados de acordo com os recursos disponíveis pelo solucionador e conforme as necessidades da metodologia. Em princípio, o tamanho da população foi alterado de acordo com a equação (6.4), o qual depende apenas do número de variáveis do FPO.

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{pop} = 50, \quad se \ N_{var} \leq 5 \\ T_{pop} = 200, \quad se \ N_{var} > 5 \end{array} \right\} \quad (6.4)$$

O  $T_{pop}$  adotado no GA foi igual a 200 para todos os cenários operacionais considerados na metodologia, pois os números de variáveis do FPO são maiores que 5 para todo os casos. Ao adotar um tamanho da população adequado, foi obtida uma cobertura representativa do domínio do problema, além de ter prevenido convergências prematuras para soluções locais ao invés de globais. No entanto, como foi utilizado um tamanho de população considerável, foram maiores os recursos computacionais gastos, e conseqüentemente, maior o tempo de solução para o FPO.

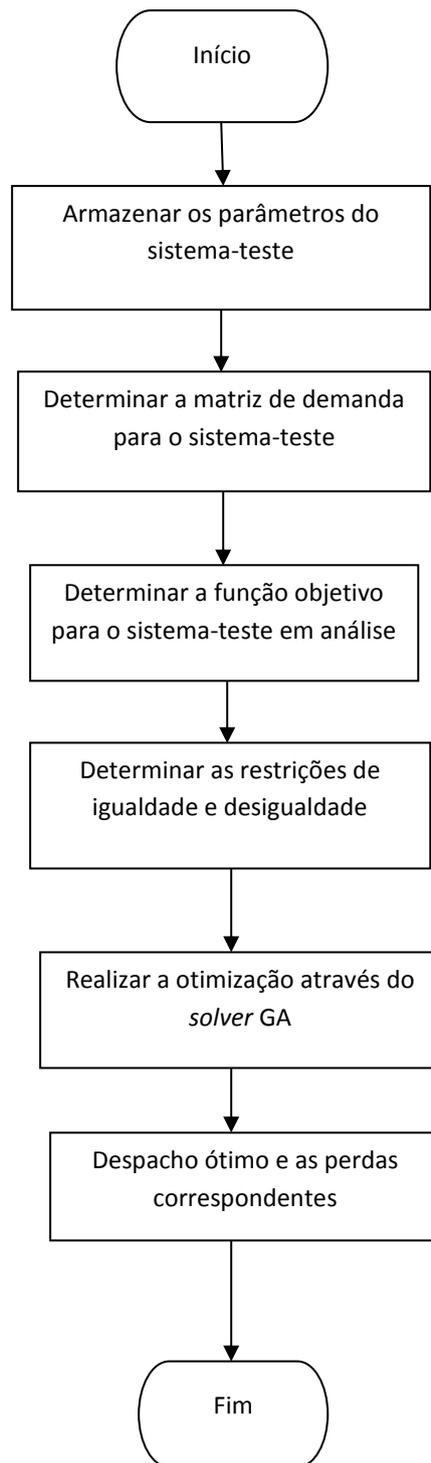
Outro parâmetro genético analisado foi o número máximo de gerações antes do critério de parada ser obedecido. Esse parâmetro controla a quantidade de vezes que a população é substituída em uma próxima geração. Com um valor muito alto da quantidade de gerações, mais vezes a população é substituída, contudo, pode ocorrer a perda da estrutura de alta aptidão. Já um valor baixo da quantidade de gerações do algoritmo pode torna-lo lento. Logo, é necessária uma escolha adequada para a quantidade de gerações de forma que propicie um equilíbrio entre a manutenção da estrutura de alta aptidão e a rapidez do algoritmo. O solucionador GA do MATLAB disponibiliza um recurso para alteração do parâmetro relacionado à quantidade de gerações, obedecendo à equação 6.5:

$$N_{ger}^{max} = 100 * N_{var} \quad (6.5)$$

onde o  $N_{ger}^{max}$  é o número máximo de gerações antes de o algoritmo encerrar sua execução. Este parâmetro varia de acordo com cada cenário operacional considerado na metodologia proposta e os valores adotados são apresentados na Tabela 6.2.

**Tabela 6.2:** Valores máximos de gerações adotados no solucionador GA para todos os cenários operacionais considerados na metodologia.

	$N_{ger}^{max}$	
	Sem SAE	Com SAE
<b>Sistema-teste de 6 barras</b>	3600	4800
<b>Sistema-teste IEEE 30</b>	7200	8400



**Figura 6.1:** Fluxograma dos algoritmos dos scripts *GA\_f\_main.m*, *GA\_f\_objtgeneration.m* e *GA\_simple\_constraint.m* empregados para os quatro cenários operacionais.

## 6.2 Aplicação da Metodologia em Sistemas-teste

O benefício real das tecnologias de armazenamento de energia tem sido estudado extensivamente em diferentes serviços atrelados aos mercados elétricos, como por exemplo, em serviços de regulação, transmissão e distribuição. Conforme indicado em vários estudos, um único sistema de armazenamento de energia não pode satisfazer, por conta própria, vários requisitos de aplicações na rede. Além disso, normalmente algumas tecnologias de armazenamento podem se complementar mutuamente para múltiplos serviços, onde a combinação destes pode levar à recuperação de lucros em curto prazo, e conseqüentemente, a lucratividade em longo prazo [52]. Porém, além de entender as tecnologias de armazenamento, é preciso entender as regras estabelecidas de mercado, não somente no que diz respeito à regulação, mas também ao desenvolvimento dos modelos de negócios para concessionárias e empreendedores, assim como compreender a dinâmica do mercado que é muito competitivo.

A condução do estudo acerca da metodologia para análise do impacto da integração de SAEs em sistemas-teste foi efetuada considerando 4 cenários operacionais, já mencionados anteriormente. Nas subseções seguintes, é apresentada a metodologia de análise do impacto da integração dos SAE's nos sistemas-teste considerados.

### 6.2.1 Sistema-teste de 6 barras

O sistema-teste de 6 barras, devidamente ilustrado na Figura (6.2), é um sistema de potência simples, contendo apenas 3 geradores convencionais. Este modelo teste disponível no PSAT, foi baseado em [53] e representa três empresas de geração (EMPGEN) e três empresas de fornecimento de energia (EMPFEE) que fornecem abastecimento, bem como ofertas de demandas para três pontos de cargas os quais são modelados através das barras 4, 5 e 6. Foram considerados dois cenários operacionais distintos. No primeiro cenário, sem a presença de um modelo de SAE, foi solucionado o FPO com o auxílio do solucionador GA do MATLAB. Posteriormente, em um segundo cenário, um modelo de SAE foi acoplado arbitrariamente a uma das barras de carga ( $PQ$ ), mais precisamente na barra 4. A Figura (6.3) ilustra o segundo cenário descrito.

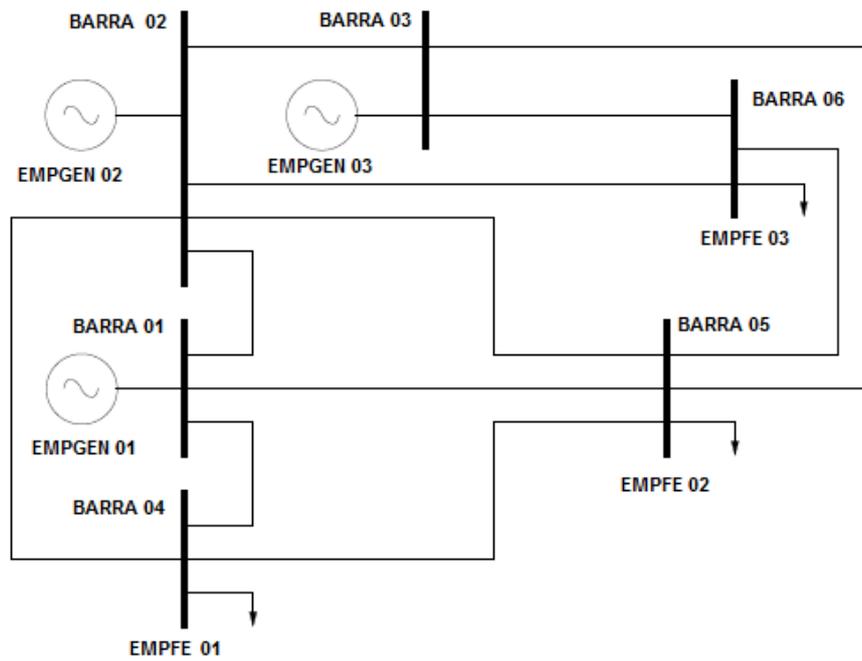


Figura 6.2: Esquema de representação do sistema-teste de 6 barras. Fonte [54].

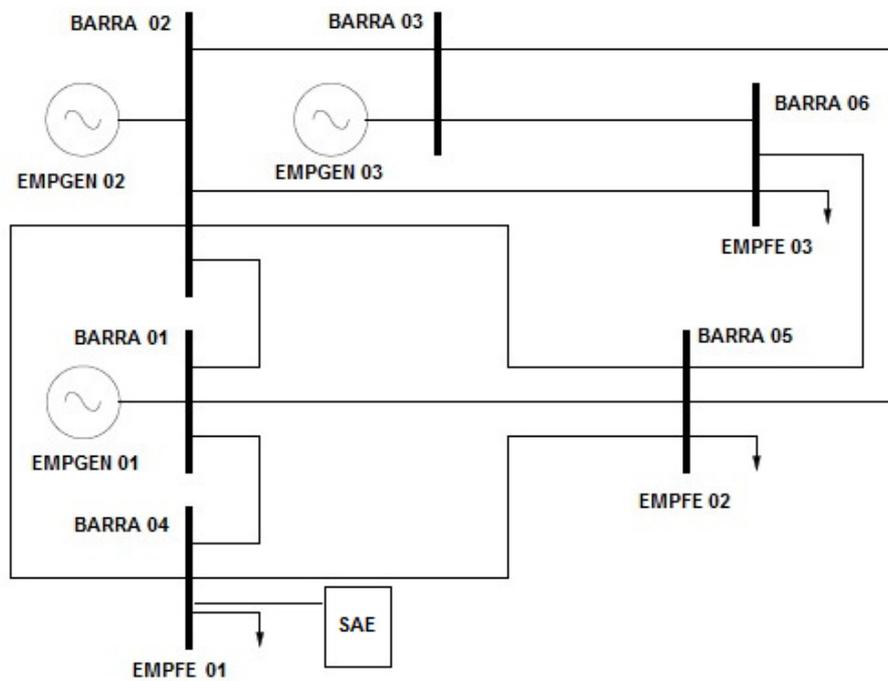


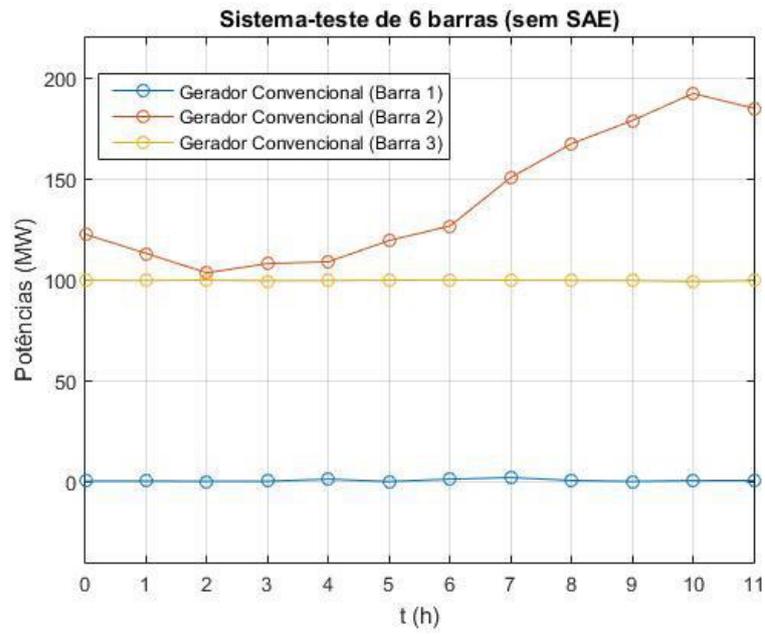
Figura 6.3: Esquema de representação do sistema-teste de 6 barras com a inserção de um modelo de SAE na barra 4. Fonte [54].

A partir dos valores apresentados na Tabela (6.3) e com a ajuda das Figuras (6.4) e (6.5), ficou exposto que o gerador convencional da barra 1 injeta um mínimo de energia ativa possível para atender a demanda durante o intervalo de 12 horas. Por outro lado, o gerador convencional da barra 3 opera durante todo o horizonte de demanda considerado, no seu limite de geração. A explicação para estes dois fatos é que o custo do gerador convencional na barra 1 é muito maior que o da barra 3 o qual opera no seu limite operacional devido sua geração ser mais barata em comparação com os outros dois geradores.

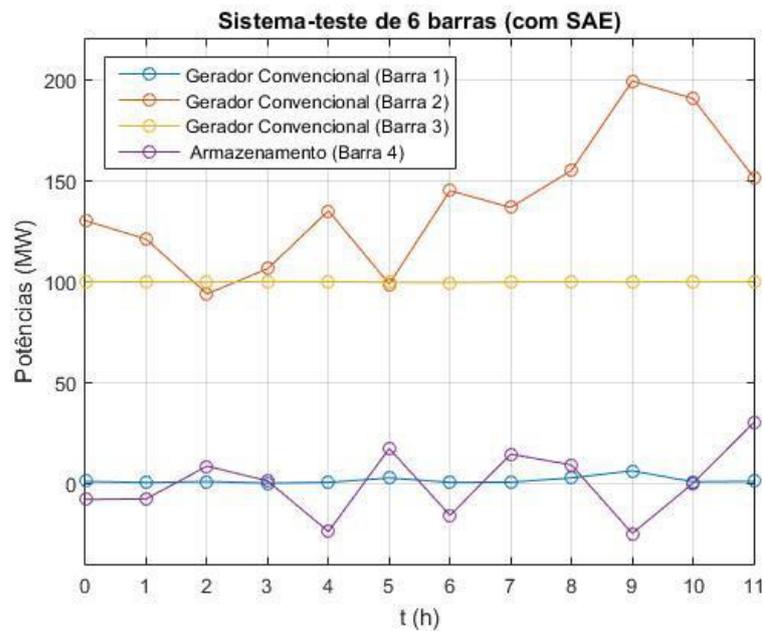
Ficou evidente no segundo cenário operacional, que o sistema de armazenamento de energia carrega (injeção de energia ativa negativa) nos intervalos de tempo de pouca demanda, e descarrega (injeção de energia ativa positiva) nos intervalos de tempo que apresentam picos de demanda, como mostra a Figura (6.6). Mais adiante é mostrado que esse comportamento da injeção de energia ativa no sistema-teste através do sistema de armazenamento de energia causam benefícios econômicos e técnicos.

**Tabela 6.3:** Curva de carga baseada no comportamento da demanda do SIN em um horizonte de tempo de 12 horas.

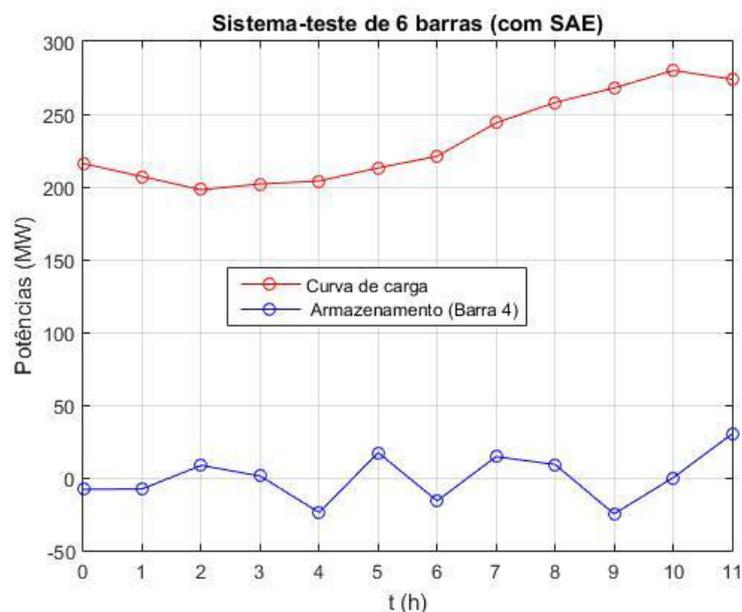
<b>Horizonte t (h)</b>	<b>Demanda de energia ativa (MW)</b>	<b>Demanda de energia reativa (MVA<sub>r</sub>)</b>
<b>0</b>	2,16	1,46
<b>1</b>	2,07	1,40
<b>2</b>	1,98	1,34
<b>3</b>	2,02	1,37
<b>4</b>	2,04	1,38
<b>5</b>	2,13	1,44
<b>6</b>	2,21	1,50
<b>7</b>	2,44	1,65
<b>8</b>	2,58	1,75
<b>9</b>	2,68	1,82
<b>10</b>	2,80	1,90
<b>11</b>	2,74	1,86



**Figura 6.4:** Injeções de potência ativa no sistema-teste de 6 barras através dos geradores convencionais.

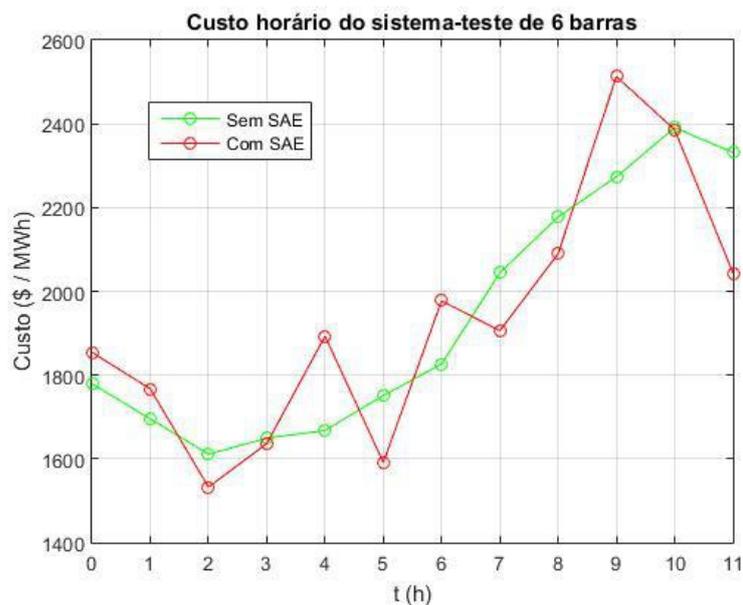


**Figura 6.5:** Injeções de potência ativa no sistema-teste de 6 barras através dos geradores convencionais e de uma unidade de armazenamento de energia.



**Figura 6.6:** Curva de carga e a dinâmica de injeção de potência ativa através do SAE inserido na barra 4.

Com base no exposto na Figura (6.7), que apresenta os gráficos comparativos entre os custos horários do sistema-teste nos dois cenários operacionais considerados, e com os resultados apresentados na Tabela (6.4), notou-se a diminuição do custo total de geração com a inserção da unidade de armazenamento de energia. Essa é uma consequência direta da dinâmica de injeção de potência ativa através do modelo de SAE inserido.

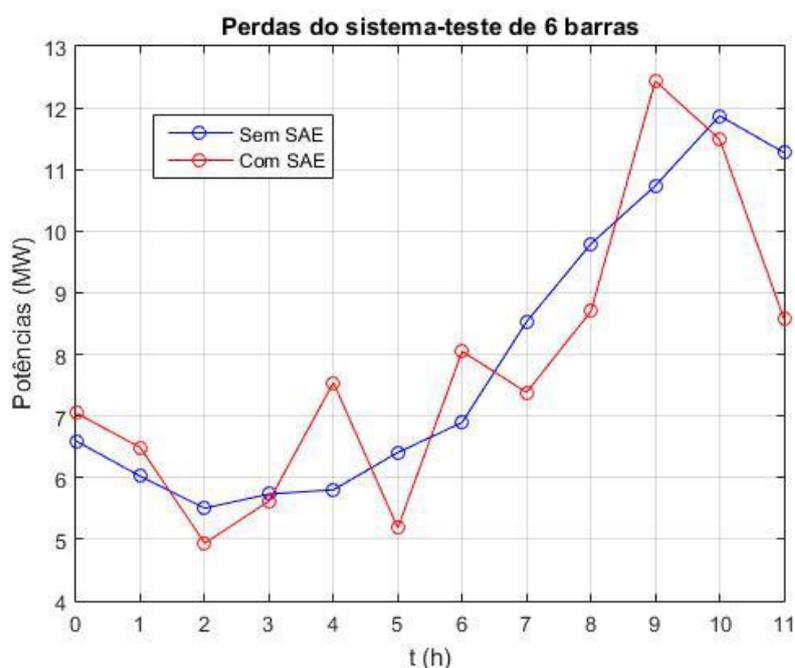


**Figura 6.7:** Gráficos comparativos do custo horário no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

**Tabela 6.4 :** Custo total de geração no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

Sistema de Potência Teste 6 Barras	Sem SAE	Com SAE
Custo total de geração (\$/MWh)	23.199,00	23.190,00

Conforme ilustra a Figura (6.8), em quase 60% do horizonte de demanda considerado para análise, há uma diminuição nas perdas de energia ativa do sistema-teste quando insere-se a unidade de armazenamento. Isso é devido ao fato de que com a inserção do SAE, em alguns intervalos de tempo, os valores de injeções de potência ativa pelos geradores convencionais diminuíram, portanto diminuindo o fluxo de energia circulante em linhas do sistema. A Tabela (6.5) corrobora essa afirmação, comparando as perdas totais do sistema-teste com e sem a unidade de armazenamento. É importante destacar que mesmo com a diminuição da injeção de potência ativa pelos geradores convencionais, a demanda do sistema continua sendo suprida através do SAE inserido.



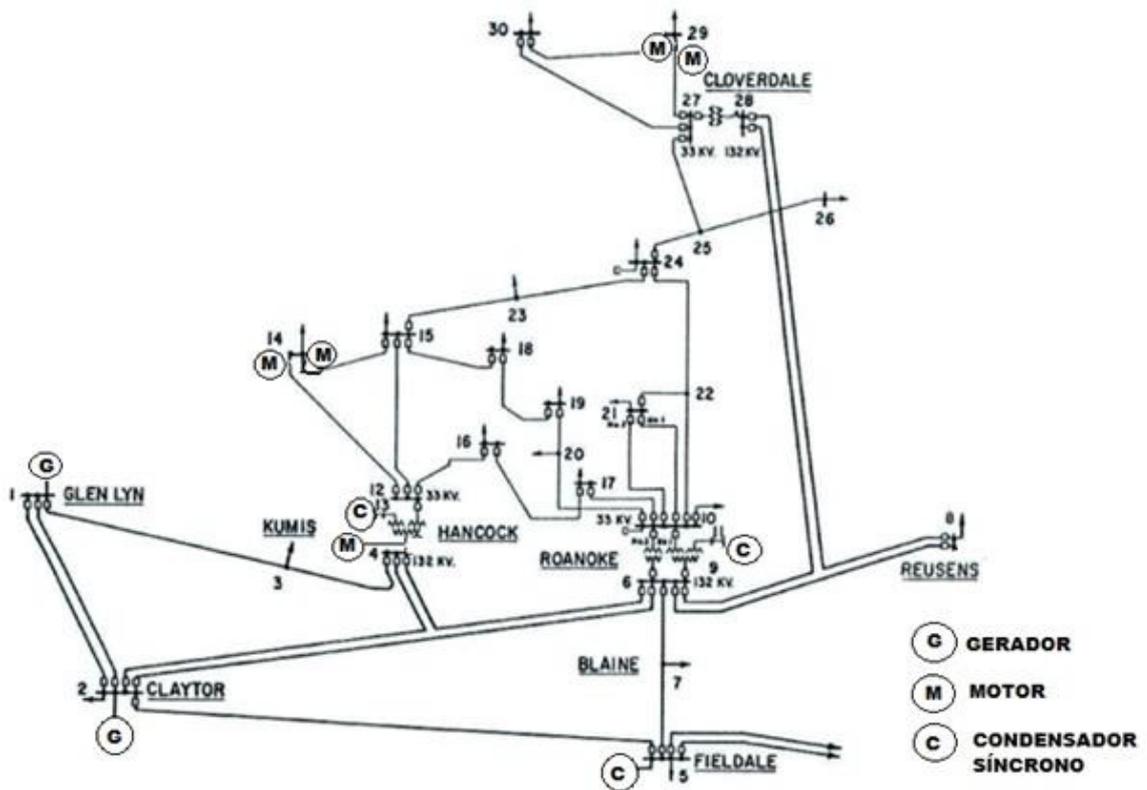
**Figura 6.8:** Gráficos comparativos das perdas de energia ativa no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

**Tabela 6.5:** Perdas totais de energia ativa no sistema-teste de 6 barras com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

Sistema de Potência Teste 6 Barras	Sem SAE	Com SAE
Perdas Totais (MW)	95,23	93,23

## 6.2.2 Sistema-teste IEEE 30

O sistema-teste IEEE 30, ilustrado na Figura (6.9), representa parte do Sistema de Energia Elétrica dos E.U.A, no meio-oeste, em dezembro de 1961. Em sua representação, é composto por dois geradores convencionais e três condensadores síncronos [55].



**Figura 6.9:** Esquema de representação do sistema-teste IEEE 30. Fonte [55].

Com relação a este sistema-teste, também foram considerados dois cenários operacionais distintos, assim como no sistema-teste de 6 barras. No primeiro cenário, sem a presença de um modelo de SAE, foi solucionado o FPO com o auxílio do solucionador GA do

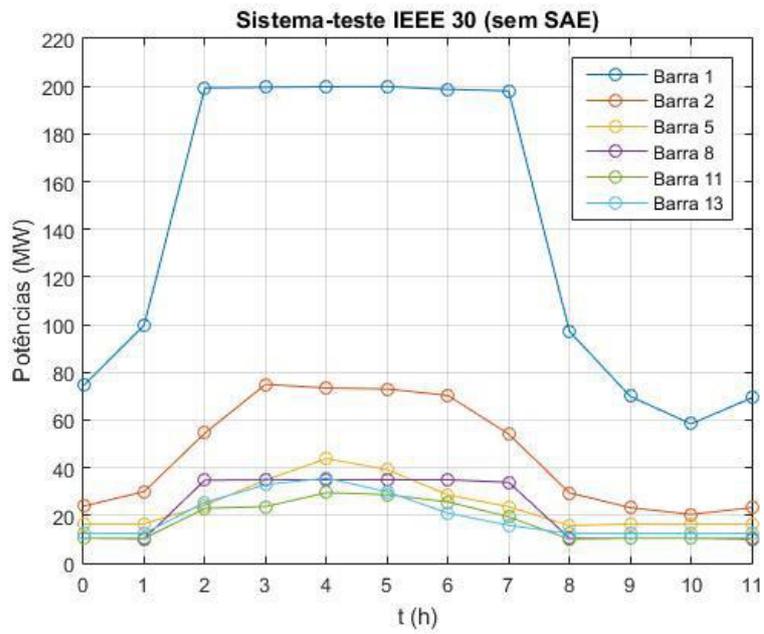


comparados com os resultados obtidos na análise dos cenários operacionais do sistema-teste de 6 barras.

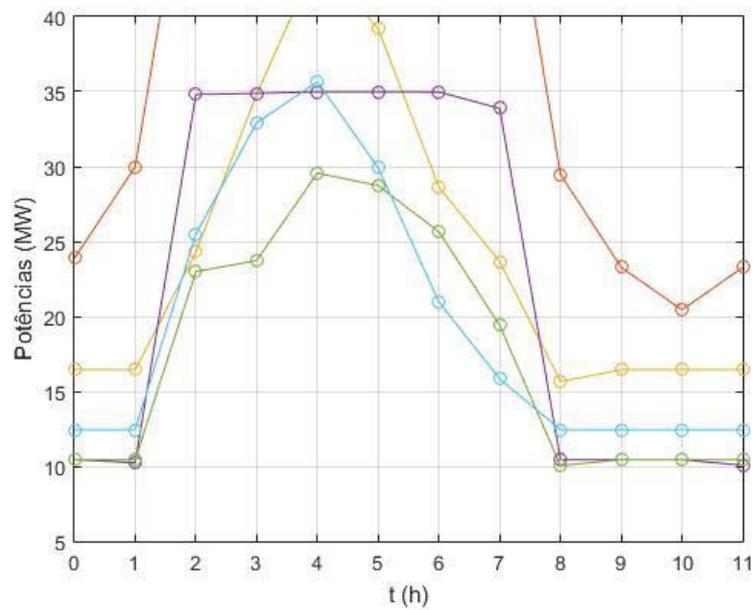
Com relação às Figuras (6.11) e (6.12), e baseado nos dados técnicos informados no final deste trabalho, através do Apêndice B, nota-se que os limites de injeções de potência ativa através das barras PV's do sistema-teste IEEE 30 foram obedecidos, e que essas injeções através das barras 8, 11 e 13 diminuíram de forma considerável. Ao mesmo tempo, foram alcançados dois objetivos iniciais. Primeiro, o sucesso ao utilizar uma técnica de inteligência artificial, o GA, para solucionar um problema de FPO onde todas as restrições, não só a de injeção de energia ativa através das barras, mas também as relacionadas à formulação do problema foram obedecidas. Além disso, a diminuição das injeções de potência ativa de barras PV's do sistema-teste IEEE 30, com a inserção do SAE, caso que também ocorreu no sistema-teste 6 de barras, ilustra o quanto é favorável a utilização dessa tecnologia, ao diminuir as gerações das barras que apresentam um custo econômico superior.

**Tabela 6.6:** Curva de carga modificada e baseada em [51] em um horizonte de tempo de 12 horas.

<b>Horizonte t (h)</b>	<b>Demanda de energia ativa (MW)</b>	<b>Demanda de energia reativa (MVar)</b>
<b>0</b>	1,460	0,7392
<b>1</b>	1,760	0,8728
<b>2</b>	3,490	1,0190
<b>3</b>	3,870	1,1880
<b>4</b>	4,034	1,2620
<b>5</b>	3,920	1,2110
<b>6</b>	3,660	1,1095
<b>7</b>	3,330	0,9485
<b>8</b>	1,720	0,8549
<b>9</b>	1,410	0,7169
<b>10</b>	1,270	0,6546
<b>11</b>	1,400	0,7125

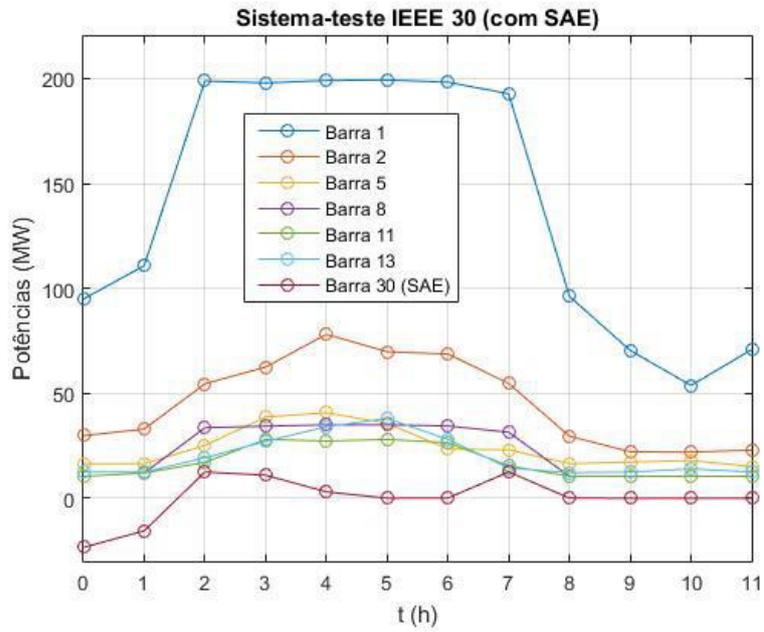


(a)

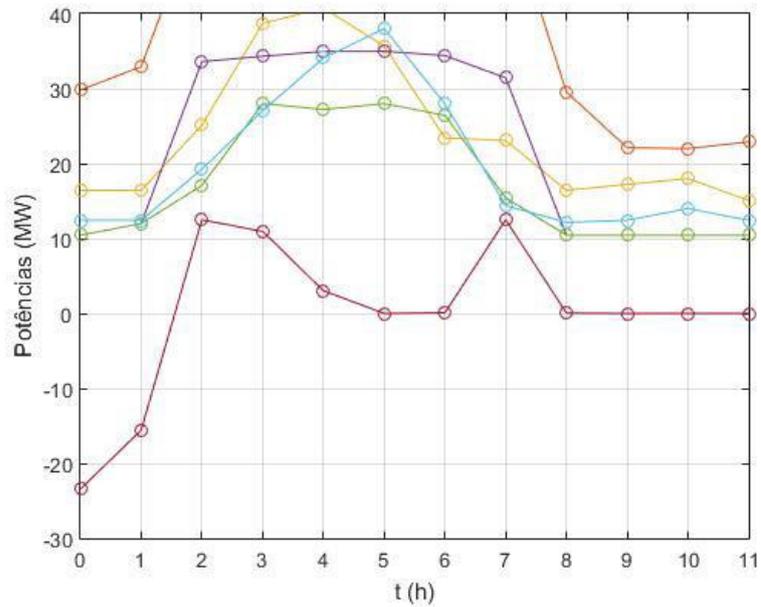


(b)

**Figura 6.11:** (a) Injeções de potência ativa no sistema-teste IEEE 30 sem a presença de um SAE. (b) Detalhe das injeções de potência ativa através das barras 8, 11 e 13.



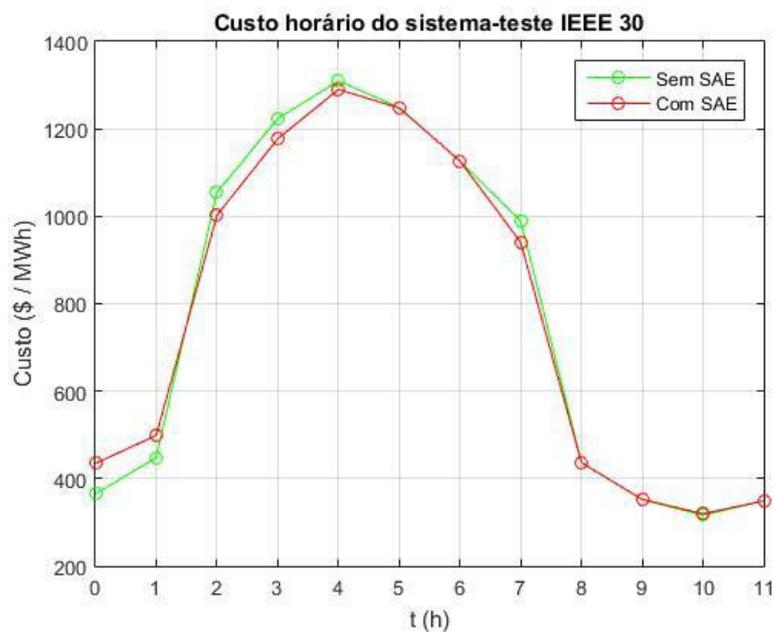
(a)



(b)

**Figura 6.12:** (a) Injeções de potência ativa no sistema-teste IEEE 30. (b) Detalhe das injeções de potência ativa através das barras 8, 11 e 13 e na barra 30 com a unidade de armazenamento de energia.

Com relação ao exposto na Figura (6.13), que apresenta os gráficos comparativos entre os custos horários do sistema-teste nos dois cenários operacionais considerados nessa subseção, e com os resultados apresentados na Tabela (6.7), notou-se que a diminuição do custo total de geração com a inserção da unidade de armazenamento de energia foi mais considerável que em relação aos resultados do sistema-teste 6 de barras. Como mencionado anteriormente, este fato é consequência da alteração da curva de carga, onde o GA pôde apresentar melhores resultados para solução do problema do FPO formulado.

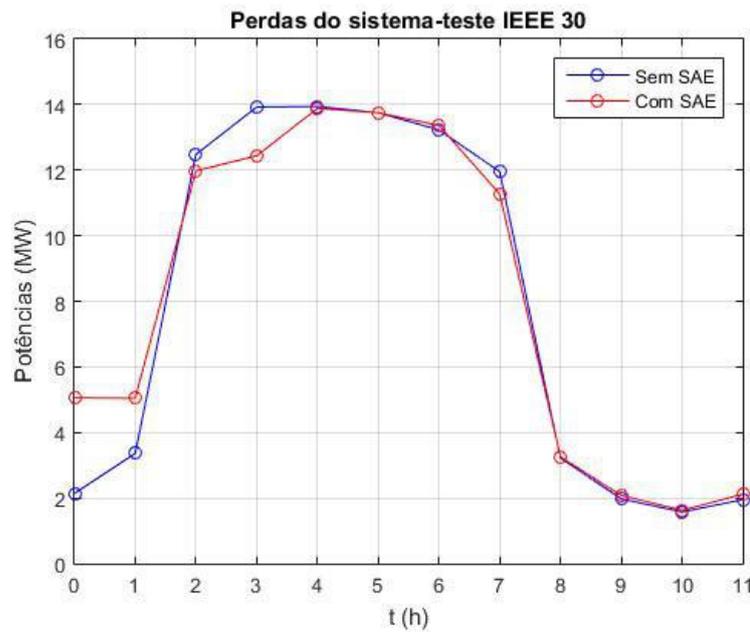


**Figura 6.13:** Gráficos comparativos do custo horário no sistema-teste IEEE 30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

**Tabela 6.7:** Custo total de geração no sistema-teste IEEE 30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

Sistema de Potência Teste IEEE 30 Barras	Sem SAE	Com SAE
<b>Custo total de geração (\$/MWh)</b>	9.217,00	9.175,00

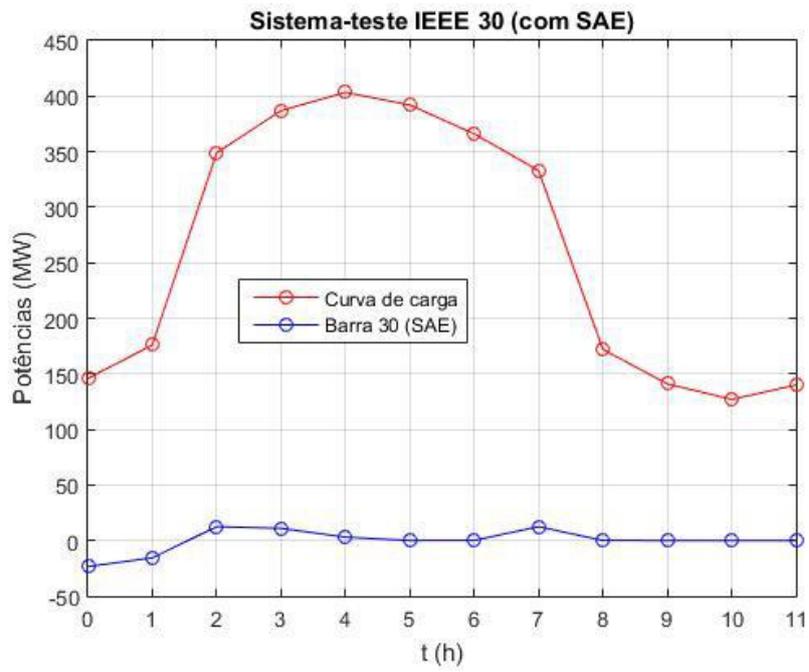
Por outro lado, conforme ilustra a Figura (6.14), em quase 60% do horizonte de demanda considerado para análise, as perdas de energia ativa do sistema-teste IEEE 30, quando inserida a unidade de armazenamento são bem próximas das perdas antes da inserção desta unidade. Contudo, a partir dos resultados mostrados na Tabela (6.8), a perda total com SAE é superior. Esse fato está relacionado com o estado de carregamento da unidade de armazenamento que aconteceu em apenas alguns intervalos do horizonte de tempo considerado para análise. Em contrapartida, o estado de descarregamento ocorreu em um número maior de intervalos de tempo. Desta forma, o SAE injetou bem mais potência ativa para contribuir no atendimento da demanda e conseqüentemente aumentou a circulação de fluxo de energia no sistema-teste, como mostra a Figura (6.15).



**Figura 6.14:** Gráficos comparativos das perdas de energia ativa no sistema-teste IEEE30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

**Tabela 6.8:** Perdas totais de energia ativa no sistema-teste IEEE30 com e sem a inserção de uma unidade de armazenamento.

Sistema de Potência Teste IEEE 30 Barras	Sem SAE	Com SAE
Perdas Totais (MW)	93,49	95,85



**Figura 6.15:** Curva de carga e a dinâmica de injeção de potência ativa através do SAE inserido na barra 30.

## **7 Conclusão**

No presente capítulo são apresentadas as conclusões provenientes do trabalho desenvolvido, bem como sugestões de temas a serem abordados em trabalhos futuros.

### **7.1 Conclusões**

No presente trabalho foi realizada uma análise do impacto técnico-econômico da inserção de SAEs nos sistemas elétricos de potência, utilizando uma metodologia baseada em algoritmos genéticos. Assim, em um cenário onde os mercados elétricos buscam se mostrar cada vez mais eficientes, capazes de gerar incentivos adequados, com uma série de subsídios, externalidades e heterogeneidades, tornando a pura comercialização da eletricidade insuficiente para garantir a confiabilidade e adequabilidade do suprimento, o estudo de novas tecnologias, como as que envolvem armazenamento de energia, se torna imprescindível para a atualização e o desenvolvimento dos mercados elétricos nos dias de hoje.

O panorama abordado neste trabalho sobre os mercados elétricos, juntamente com os modelos e aspectos históricos de formação destes, fizeram-se necessários para compreender como as principais tecnologias de armazenamento de energia, poderiam influenciar de forma positiva a geração de energia, assim como a operação dos mercados elétricos. Vale a pena salientar que também foi estudado o mercado brasileiro de energia elétrica, que mesmo apresentando uma tímida diversificação da matriz energética, se apresenta com grande potencial para desenvolver e empregar SAEs, acompanhando as mudanças oriundas dos sistemas elétricos com a penetração de novas energias renováveis assim como de recursos energéticos distribuídos.

A metodologia desenvolvida com base na teoria de algoritmos genéticos, por intermédio do programa MATLAB e do aplicativo PSAT, mostrou-se capaz de tanto determinar as condições operacionais dos geradores convencionais e alguns cenários operacionais com/sem a inserção de tecnologias de armazenamento de energia em sistemas-testes, como avaliar o impacto técnico-econômico proveniente dessa inserção.

Para os cenários operacionais envolvendo o sistema-teste de 6 barras, ficou evidente a diminuição da injeção de energia ativa pelos geradores convencionais com a inserção da unidade de armazenamento de energia, sendo que a demanda do sistema continuou sendo

suprida durante todo o horizonte de tempo considerado. Além disso, a redução do valor da função custo se traduziu em 9 \$/MWh gerado, que apesar de parecer um valor relativamente baixo, pode ser considerado uma grande economia a longo prazo.

Já os cenários operacionais envolvendo o sistema-teste IEEE 30, apresentaram melhores resultados econômicos do que técnicos. Como já mencionado anteriormente, a razoável alteração na curva de carga, com dilatação da diferença entre a demanda mais baixa e a mais elevada no horizonte de despacho, fizeram com o que solucionador do GA produzisse resultados melhores para a solução do FPO, bem como a redução do valor da função do custo de geração de energia ativa se traduzisse em valores mais expressivos se comparados com os resultados obtidos do sistema-teste de 6 barras. Porém, é importante destacar que para o cenário operacional envolvendo a inserção da unidade de armazenamento, os resultados da redução das perdas de potência ativa são observados apenas no sistema-teste de 6 barras.

Os benefícios econômicos e técnicos oriundos da integração de SAEs em sistemas de potência são interessantes, e, dessa forma, os referidos SAEs devem ser considerados, sob as perspectivas de um planejamento da expansão de geração de energia, da integração de recursos renováveis de energia e da operação eficiente dos sistemas elétricos, como recursos viáveis e de relativa facilidade de implementação.

## 7.2 Trabalhos Futuros

Algumas possibilidades de trabalhos futuros incluem:

- Aplicação de outras técnicas de inteligência artificial (como *PSO* ou *SA*) para avaliação da integração de SAEs em sistemas de potência.
- Analisar o impacto ambiental da integração de SAEs em sistemas de potência, com resolução do FPO tendo como a função objetivo o custo ambiental de geração.

## **Apêndices**

## Apêndice A

### Dados técnicos e econômicos do sistema-teste de 6 barras

Os dados técnicos e econômicos dos equipamentos que compõem o sistema-teste de 6 barras constituído por 6 barras e 3 geradores convencionais são exibidos entre as Tabelas (A.1) e (A.3). Estes dados foram obtidos da referência [54].

**Tabela A.1:** Dados das barras do sistema-teste de 6 barras.

Barra	$V_{base}$ (kV)	Tipo de Barra	$V_{barra}$ (p.u.)	$P_{gerador}$ (MW)	$Q_{gerador}$ (MVar)	$P_{carga}$ (MW)	$Q_{carga}$ (MVar)
2	400	Slack	1,050	200	100	-	-
1	400	PV	1,050	100	50	-	-
3	400	PV	1,050	100	50	-	-
4	400	PQ	0,900	-	-	90	60
5	400	PQ	0,900	-	-	100	70
6	400	PQ	0,900	-	-	90	60

Base MVA = 100

**Tabela A.2:** Dados dos ramos do sistema-teste de 6 barras.

Da Barra	Para a Barra	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Susceptância (p.u.)
2	3	0,050	0,250	0,060
3	6	0,020	0,100	0,020
4	5	0,200	0,400	0,080
3	5	0,120	0,260	0,050
5	6	0,100	0,300	0,060
2	4	0,050	0,100	0,020
1	2	0,100	0,200	0,040
1	4	0,050	0,200	0,040
1	5	0,080	0,300	0,060
2	6	0,070	0,200	0,050
2	5	0,100	0,300	0,040

Base MVA = 100

**Tabela A.3:** Dados econômicos dos geradores do sistema-teste de 6 barras.

Unidade	Coeficientes econômicos			Limites (MW)	
	$a_i$	$b_i$	$c_i$	$P_{min}$	$P_{max}$
1	-	9,700	-	0	150
2	-	8,800	-	0	250
3	-	7,000	-	0	150

Custo de Geração  $f_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$  \$/MWh

## Apêndice B

### Dados técnicos e econômicos do sistema-teste IEEE 30

Os dados técnicos e econômicos dos equipamentos que compõem o sistema-teste IEEE 30 são exibidos entre as Tabelas (B.1) e (B.3). Estes dados foram obtidos das referências [55] e [56].

**Tabela B.1:** Dados de carga do sistema-teste IEEE 30.

Barra	$V_{base}$ (kV)	$V_{barra}$ (p.u.)	$P_{carga}$ (MW)	$Q_{carga}$ (MVar)
1	132	1,060	-	-
2	132	1,043	21,70	12,70
3	132	1,021	2,40	1,20
4	132	1,012	7,60	1,60
5	132	1,010	94,20	19,00
6	132	1,010	-	-
7	132	1,002	22,80	10,90
8	132	1,010	30,00	30,00
9	132	1,051	-	-
10	132	1,045	5,80	2,00
11	132	1,082	-	-
12	132	1,057	11,20	7,50
13	132	1,071	-	-
14	132	1,042	6,20	1,60
15	132	1,038	8,20	2,50
16	132	1,045	3,50	1,80
17	132	1,040	9,00	5,80
18	132	1,028	3,20	0,09
19	132	1,026	9,50	3,40
20	132	1,030	2,20	0,07
21	132	1,033	17,50	11,20
22	132	1,033	-	-
23	132	1,027	3,20	1,60
24	132	1,021	8,70	6,70
25	132	1,017	-	-
26	132	1,000	3,50	2,30
27	132	1,023	-	-
28	132	1,007	-	-
29	132	1,003	2,40	0,09
30	132	0,992	10,60	1,90

Base MVA = 100

**Tabela B.2:** Dados dos ramos do sistema-teste IEEE 30.

Da Barra	Para a Barra	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Susceptância (p.u.)	Potência Base da Região (MVA)
1	2	0,0192	0,0575	0,0264	130
1	3	0,0452	0,1852	0,0204	130
2	4	0,0570	0,1737	0,0184	65
3	4	0,0132	0,0379	0,0042	130
2	5	0,0472	0,1983	0,0209	130
2	6	0,0581	0,1763	0,0187	65
4	6	0,0119	0,0414	0,0045	90
5	7	0,0460	0,1160	0,0102	70
6	7	0,0267	0,0820	0,0085	130
6	8	0,0120	0,0420	0,0045	32
6	9	-	0,2080	-	65
6	10	-	0,5560	-	32
9	11	-	0,2080	-	65
9	10	-	0,1100	-	65
4	12	-	0,2560	-	65
12	13	-	0,1400	-	65
12	14	0,1231	0,2559	-	32
12	15	0,0662	0,1304	-	32
12	16	0,0945	0,1987	-	32
14	15	0,2210	0,1997	-	16
16	17	0,0824	0,1932	-	16
15	18	0,1070	0,2185	-	16
18	19	0,0639	0,1292	-	16
19	20	0,0340	0,0680	-	32
10	20	0,0936	0,2090	-	32
10	17	0,0324	0,0845	-	32
10	21	0,0348	0,0749	-	32
10	22	0,0727	0,1499	-	32
21	22	0,0116	0,0236	-	32
15	23	0,1000	0,2020	-	16
22	24	0,1150	0,1790	-	16
23	24	0,1320	0,2700	-	16
24	25	0,1885	0,3292	-	16
25	26	0,2544	0,3800	-	16
25	27	0,1093	0,2087	-	16
28	27	-	0,3960	-	65
27	29	0,2198	0,4153	-	16
27	30	0,3202	0,6027	-	16
29	30	0,2399	0,4533	-	16
8	28	0,0636	0,2000	0,0214	32
6	28	0,0169	0,0599	0,0065	32
10	10	-	-5,2600	-	
24	24	-	-25,000	-	

Base MVA = 100

**Tabela B.3:** Dados de geração do sistema-teste IEEE 30.

Barra	$P_G^{min}$ (MW)	$P_G^{max}$ (MW)	$Q_G^{min}$ (MVar)	$S_G^{max}$ (MVA)	Coeficientes econômicos		
					$a_i$	$b_i$	$c_i$
1	50	200	-20	250	0,0	2,00	0,00375
2	20	80	-20	100	0,0	1,75	0,01750
5	15	50	-15	80	0,0	1,00	0,06250
8	10	35	-15	60	0,0	3,25	0,00834
11	10	30	-10	50	0,0	3,00	0,02500
13	12	40	-15	60	0,0	3,00	0,02500

Custo de Geração  $f_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$  \$/MWh

## Referências

- [1] M. Andervazh and S.Javadi. “Emission-economic dispatch of thermal power generation units in the presence of hybrid electric vehicles and correlated wind power plants” , *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 9, pp. 2232-2243, Sept. , 2017.
- [2] *Electrical Energy Storage*, International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, 2011.
- [3] S. Delikaraoglou, A. Papakonstantinou, C.Ordoaudis and P. Pinson. “ Price-Maker Wind Power Producer Participating in a Joint Day-Ahead and Real-Time Market”, in 12 th Internacional Conference European Energy Market (EEM), 2015, © IEEE. doi: 10.1109/ EEM.2015.7216701.
- [4] Ying-Ping Chen, Wen-Chih Peng & Ming-Chung Jian. “Particle Swarm Optimization With Recombination and Dynamic Linkage Discovery”, *Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics, IEEE Transactions*, vol .37, no. 6, pp. 1460-1470, Dec. 2017.
- [5] Chang-Huang Chen and Chin-Chung Lin;, "Simple particle swarm optimization for economic dispatch with piecewise quadratic fuel cost function," *Innovative Technologies in Intelligent Systems and Industrial Applications*, 2009. CITISIA 2009, pp.412-417, 25-26 July 2009.
- [6] F. M. Barbosa. “Exploração de Sistema Eléctricos de Energia.” M.A. thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2006.
- [7] M. Blach and G. Strbac. “Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration.” *Journal of Power Sources*, vol. 162, pp. 949-953, Feb. 2005.
- [8] B. C. Ummels, E. Pelgrum & W.L. Kling. “Integration of large-scale wind power and use of energy storage in the Netherlands’ electricity supply.” *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, pp. 34-36, Mar. 2008.
- [9] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, L. M. Crow, A.Arsoy, & Y.Liu. “ Energy Storage Systems for Advanced Power Applications.” *Proceedings of IEEE*, vol. 89, pp. 1744-1756, Dec. 2001.
- [10] M. Shahidehpour, H.Yamin, Z. Li. *Market Operations in Electric Power Systems*, New York : Willey, 2002.
- [11] S. Hunt. *Making Competition Work in Electricity*, New York: Wiley, 2002.

- [12] ABRACEEL. *Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro*. [Online]. Available: <http://www.abraceel.com.br/anexos>. Accessed May. 14, 2018.
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Atlas* [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos>. Accessed May. 14, 2018.
- [14] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Setor Elétrico [Online]. Available: [http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/setor\\_eletrico](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/setor_eletrico). Accessed May. 17, 2018.
- [15] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Capacidade instalada do SIN 2016/2021 [Online]. Available: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.
- [16] C. Pimenta, L. Lima and L. Eduardo. “Análise da Dinâmica do Mercado a Termo de Energia Elétrica no Brasil.” *Revista Brasileira de Gestão de Negócios*, vol. 14, no. 44, pp. 314-334, Jul./Sep. 2012.
- [17] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. *Visão Geral das Operações na CCEE* [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos>. Accessed May 20, 2018.
- [18] V. A. Boicea. “Energy Storage Technologies: The Past and the Present.” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777-1794, Nov. 2014.
- [19] D. M. Tagare. *Electricity Power Generation: The Changing Dimensions*. Hoboken, NJ, USA: Wiley/ IEEE Press, 2011, pp. 1- 408.
- [20] *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*, 1st ed., Albuquerque, NM, USA: Sandia National Laboratories, 2013, pp. 1-166.
- [21] P.Svasta, R. Negroiu and Al. Vasile “Supercapacitors – an Alternative Electrical Energy Storage device,” in 5 th Intercional Syposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE), 2017, © IEEE doi: 10.1109/ISEEE.2017.8170626.
- [22] G. Bullard, H. Sierra , H. Lee L & J. Morris. “Operating principles of the ultracapacitor.” *IEEE Transactions on Magnetics* , vol. 25, no. 1, pp. 102-106, Feb. 1989.
- [23] N. Abi, C. Neft, A. Sundaram & W. Malcolm. “ The distribution system dynamic voltage restorer and its applications at industrial facilities with sensitive loads,” in WESCON/96 (WESCON), 1996, © IEEE. doi: 10.1109/WESCON.1996.553984.
- [24] R.Boom, H. Peterson. “Superconductivite energy storage for power systems.” *IEEE Transactions On Magnetics* , vol. 8 , no.3, pp.701-703, Sep. 1972.

- [25] D. Rosewater, P. Scott & S. Santoso. “Application of a uniform testing protocol for energy storage systems,” in Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2017, © IEEE. doi: 10.1109/PESGM.2017.8274603.
- [26] F. Drincic and S. Mujovic. “Energy storage systems : An overview of existing technologies and analysis of their applications within the power system of Montenegro,” in 23 rd International Scientific-Professional Conference on Information Technology, 2018, © IEEE. doi: 10.1109/SPIT.2018.8350458.
- [27] J. José, O. Giovanni & M. Roberto. “The feasibility study of a mixed system of renewable energy and energy storage,” in 37 th Central America and Panama Convencion (CONCAPAN XXXVII), 2017, © IEEE. doi: 10.1109/CONCAPAN.2017.8278470.
- [28] J. Francisco, H. Lopes & W. Kling. “Energy storage market value – A Netherlands case study,” in 49 th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2014, © IEEE. doi: 10.1109/UPEC.2014.6934687.
- [29] T. Iqbal, H. Ul Banna & M. H. Riaz “Cyber intrusion detection through spatio-temporal correlation in optimal power flow problem,” in International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET), 2018, © IEEE. doi: 10.1109/ICEET1.2018.8338626.
- [30] J. Carpentier. “Contribution à l’étude du dispatching économique.” *Bulletin de la Société Française des Électriciens*, ser. 8, vol. 3, pp. 431-447, 1962.
- [31] M. Cain, R. O’Neill & A. Castillo. “History of Optimal Power Flow and Formulations”, *FERC- staff technical paper*, pp. 1-36, 2012.
- [32] A. M. Sasson and F. J. Jaimes. “ Digital Methods Applied to Power Flow Studies,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 86, no.7, pp. 860-867, Jul. 1967.
- [33] J. B. Ward and H. W. Hale. “Digital Computer Solution of Power Flow Problems.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 75, pp. 398-404, Jun. 1956.
- [34] J. Peschon, D.S. Piercy, W.F. Tinney. O.J. Tveit, M. Cuénod, “Optimum Control of Reactive Power Flow.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 1, pp. 40-48, Jan. 1968.
- [35] B. Stott, “Review of Load-Flow Calculation Methods.” *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, page 916, Jul. 1974.
- [36] R.B. Squires, “Economic Dispatch of Generation Directly from Power System Voltages and Admittances.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 79, pt. III, pp. 1235-1244, 1961.

- [37] A. J. Wood and B. F. Wollenberg. *Power Generation, Operation and Control*, 2nd ed. New York: Wiley, 1996.
- [38] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes & W. F. Tineer, "Optimal Power Flow By Newton Approach." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 10, pp. 2864-2880, Oct. 1984.
- [39] B. Stott, J. L. Marinho. "Linear Programming for Power-System Network Security Applications." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 837-848, May 1979.
- [40] P. Ribeiro. "Pricing the ancillary services of reactive power supply and generation reserve when provide by generators." M.A. thesis, PUC- Rio, Rio de Janeiro, 2005.
- [41] X. Yang. "Metaheuristic Algorithms for Self-Organization Systems: A tutorial," in 6 th International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems (SASO), 2012, © IEEE. doi: 10.1109/SASO.2012.40.
- [42] X. Yang. *Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms*. 2nd ed. Frome: Luniver Press, 2010.
- [43] X. Yang. *Engineering optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications*. Hoboken: Willey, 2010.
- [44] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J.-C. Hernandez & R. G. Harley. "Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and applications in Power Systems." *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 12, no. 2, pp. 171-195, Apr. 2008.
- [45] X. Yang, S. Deb, S. Fong, X. He & Y.Zao, "From Swarm Intelligence to Metaheuristic: Nature-Inspire Optimization Algorithms." *IEEE Computer Society*, vol. 49, no. 9, pp. 52-59, Sep. 2016.
- [46] P. Srilatha and R. Manjula. "Structural similarity based link prediction in social networks using firefly algorithm," in International Conference On Smart Technologies For Smart Nation (SmartTechCon), 2017, © IEEE. doi: 10.1109/SmartTechCon.2017.8358434.
- [47] D. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Norwell, MA: Kluwer, 1989.
- [48] B. Mahdad, K. Srairi, T. Bouktir & M.E.H. Benbouzid. "Optimal power flow for large-scale power system with shunt FACTS using efficient parallel GA," in 34 th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics (IECON), 2008, © IEEE. doi: 10.1109/IECON.2008.4758067.

- [49] F. Solomonesc, C. Barbulescu, S. Kilyeni & A. Simo, “Optimal power flow computing GA applications,” in 48 th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2013, © IEEE. doi: 10.1109/UPEC.2013.6714929.
- [50] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Carga e Geração [Online]. Available: <http://ons.org.br/pt/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Accessed: Feb. 22, 2018.
- [51] Ravikanth Reddy Gaddan. “Optimal Unit Commitment using Swarm Intelligence for Secure Operation of Solar Energy Integrated Smart Grid.” M.A. thesis, International Institute of Information Technology, India, 2013.
- [52] K. Malek and J. Nathwani. “Typology of Business Models for Adopting Grid-Scale Emerging Storage Technologies,” in Portland International Conference on Management of Engineering and Technology (PICMET), 2017, © IEEE. doi: 10.23919/PICMET.2017.8125281.
- [53] G. B. Sheblé. *Computational Auction Mechanism for Restructured Power Industry Operation*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [54] F. Milano. (2014). *Power System Analysis Toolbox – Version 2.1.9*. [Online]. Available: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>. Accessed: Jan. 20, 2018.
- [55] University of Washington - Electrical Engineering. “Power Systems Test Case Archive,” [Online]. Available: <https://www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html>. Accessed: Jan. 23, 2018.
- [56] O. Alsac and B. Stott. “Optimal Load Flow with Steady-State Security,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745-751, May 1974.

