



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Dimensionamento e Alocação do Sistema de
Armazenamento de Energia em Bateria para
Suporte de Tensão e Mitigação de
Congestionamento**

JACKY PETIT-HOMME

SÃO LUÍS- MA
2025

JACKY PETIT-HOMME

Dimensionamento e Alocação do Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria para Suporte de Tensão e Mitigação de Congestionamento

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Orientador: Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira

Coorientador: Prof. Dra. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Maranhão

SÃO LUÍS- MA
2025

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Petit-homme, Jacky.

Dimensionamento e Alocação do Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria para Suporte de Tensão e Mitigação de Congestionamento / Jacky Petit-homme. - 2025.
104 f.

Coorientador(a) 1: Silvangela Lilian Barcelos.

Orientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís - Ma, 2025.

1. Redes Elétricas. 2. Energias Renováveis. 3. Sistemas de Armazenamento de Energia Em Baterias. 4. Regulação de Tensão. 5. Congestionamento de Linha. I. Lilian Barcelos, Silvangela. II. Queiroz Oliveira, Denisson. III. Título.

JACKY PETIT-HOMME

Dimensionamento e Alocação do Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria para Suporte de Tensão e Mitigação de Congestionamento

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho Aprovado. São Luís- MA, 17 de outubro de 2025.

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira
Orientador

Prof. Dra. Silvangela Lilian da S. L. Barcelos
Co-orientadora

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
Examinador Interno

Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida
Examinador Externo

*À minha mãe, que foi ao mesmo tempo meu pai e minha luz.
Às minhas irmãs Berline, Juliana e Jennifer, sempre ao meu
lado. À minha pequena Alysha, grande de coração. E a todos
que amam aprender e seguir em frente.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela dádiva da vida e pelo seu apoio constante ao longo de toda a minha trajetória universitária.

Gostaria de expressar minha profunda gratidão à minha família, em especial à minha mãe, Béatrice DESTIN, e às minhas irmãs, pelo carinho, apoio incondicional e incentivo que me acompanharam apesar da distância.

Agradeço sinceramente ao meu orientador, o professor Denisson Queiroz, por sua orientação rigorosa, disponibilidade e riqueza de ensinamentos, bem como à minha coorientadora, a professora Silvangela Barcelos, por seu acompanhamento atencioso, conselhos perspicazes e contribuições essenciais para o avanço deste trabalho.

Também expresso minha gratidão a todos os professores e colegas do laboratório do IEE, pela recepção, gentileza e colaboração, bem como à família Marques, e mais particularmente a Cleyson, pela preciosa ajuda prestada na minha chegada a São Luís.

Por fim, agradeço ao Programa de Formação de Professores do Ensino Superior para a América Latina e o Caribe (PROLAC), bem como aos organismos de financiamento CAPES, CNPq e FAPEMA cujo apoio tornou possível a realização deste trabalho de pesquisa.

*O mundo não será destruído por aqueles que
fazem o mal, mas por aqueles que os observam
sem agir.*

(Albert Einstein)

RESUMO

A crescente integração de fontes de energia renovável, especialmente a energia eólica e solar, está mudando profundamente o equilíbrio operacional das redes de eletricidade. Embora essas tecnologias ajudem a descarbonizar o sistema, sua variabilidade espaço-temporal gera distúrbios, como flutuações de tensão e congestionamento de linhas, especialmente em redes com baixa flexibilidade. Este trabalho apresenta o estudo do sistema de teste IEEE30 Barras, no qual duas unidades de geração convencional são substituídas por usinas de energia renovável. Com o objetivo de mitigar os impactos dessa transformação sobre a estabilidade de tensão e a operação do sistema elétrico, considera-se a integração de um sistema de armazenamento por bateria (BESS). As áreas críticas da rede são identificadas por meio do *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) e do *Voltage Stability Index* (VSI). O dimensionamento e alocação ótima do BESS é, então, determinada com o auxílio do algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO), levando em consideração suas restrições técnicas. As simulações mostram que o posicionamento estratégico do BESS, graças a seus serviços auxiliares, permite que as tensões sejam reguladas, que o congestionamento seja mitigado e que as perdas ativas sejam reduzidas. O monitoramento do SOC e dos ciclos de carga/descarga também valida a eficácia do controle aplicado. Essa abordagem demonstra a relevância da integração otimizada do armazenamento para apoiar a transição energética e, ao mesmo tempo, garantir o desempenho técnico da rede.

Palavras-chave: Redes elétricas; Energias renováveis; Sistemas de armazenamento de energia em baterias; Regulação de tensão; Congestionamento de linha; Alocação ótima.

ABSTRACT

The growing integration of renewable energy sources, particularly wind and solar power, is profoundly altering the operational balance of power grids. While these technologies help to decarbonize the system, their spatio-temporal variability generates disturbances, such as voltage fluctuations and line congestion, particularly on inflexible grids. The work focuses on the IEEE 30 bus test network, in which two thermal units are replaced by renewable power plants. The addition of a battery storage system (BESS) is studied as a lever to offset the effects of this transformation. Sensitive areas of the network are identified via PTDF and VSI indices, and the optimal location of the BESS is determined by a PSO algorithm, taking into account its technical constraints. Simulations show that strategic positioning of the BESS, thanks to its ancillary services, enables voltages to be regulated, congestion to be mitigated and active losses to be reduced. Monitoring of the SOC and charge/discharge cycles also validates the effectiveness of the control applied. This approach demonstrates the relevance of optimized storage integration to support the energy transition while ensuring the technical performance of the grid.

Keywords: Electricity networks; Renewable energies; Storage systems batteries; Voltage regulation; Line congestion; Optimal allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Participação renováveis no aumento da capacidade de eletricidade no mundo (2014-2024) [4]	2
Figura 1.2	Participação das fontes na capacidade instalada(2023) [5]	3
Figura 2.1	Diagrama unifilar do sistema IEEE 30 barras [10]	10
Figura 2.2	Balanco de potência do nó i	11
Figura 2.3	Estrutura conceitual de otimização do PSO	23
Figura 3.1	Diagrama unifilar do sistema IEEE30 modificado com integração de renováveis	24
Figura 3.2	Perfil de demanda diária	27
Figura 3.3	Perfil de geração eólica diária	28
Figura 3.4	Perfil de geração solar diária	30
Figura 3.5	Fluxograma do algoritmo PSO	46
Figura 3.6	Fluxograma do algoritmo BESS	50
Figura 4.1	Perfis de tensão de barra	53
Figura 4.2	Fluxos de potência ativa	53
Figura 4.3	Curva diária da demanda ativa do sistema	55
Figura 4.4	Variações diárias de tensão no nível da barra	56
Figura 4.5	Fluxo de potência ativa nas linhas	57
Figura 4.6	Geração eólica diária	58
Figura 4.7	Variações diárias de tensão no nível da barra	59
Figura 4.8	Fluxo máximo de potência ativa para linhas nos cenários 1 e 2	60
Figura 4.9	Produção eólica e solar diária	61
Figura 4.10	Variações diárias de tensão no nível das barras após a adição de usinas de energia renovável	61
Figura 4.11	Fluxo máximo de potência ativa para linhas nos cenários 1 e 3	62

Figura 4.12	Fronteira de Pareto obtida por PSO (tamanho do BESS vs custo global) . .	65
Figura 4.13	Localização ideal do BESS determinada pelo algoritmo PSO	65
Figura 4.14	VSI para cada barra de rede	66
Figura 4.15	Energia SOC e BESS durante o dia	68
Figura 4.16	Tensão da Barra após adição do BESS	69
Figura 4.17	Comparação dos Perfis de Tensão do sistema antes e com BESS	70
Figura 4.18	Fluxo máximo de potência ativa para as linhas antes e depois da adição do BESS	71
Figura 4.19	Comparação das perdas ativas em 24 horas com e sem o BESS	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Características básicas do sistema IEEE 30 barras [10]	25
Tabela 3.2	Informações relativas ao local de produção Eólica	28
Tabela 3.3	Informações sobre o local de produção fotovoltaica	29
Tabela 3.4	Características técnicas da usina Eólica	32
Tabela 3.5	Características técnicas da usina de energia solar	32
Tabela 3.6	Especificações técnicas do BESS	34
Tabela 3.7	Matriz de custos dos geradores	38
Tabela 4.1	Características iniciais da rede IEEE30	52
Tabela 4.2	Resumo da tensão, do ângulo e das perdas no caso inicial	54
Tabela 4.3	Parâmetros dos geradores do cenário 1	55
Tabela 4.4	Parâmetros do algoritmo PSO usado neste estudo	63
Tabela 4.5	VSI e PDF para linhas e barras específicas	67
Tabela 4.6	Resumo dos indicadores técnicos dos cenários simulados	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FER	Fontes de Energia Renováveis
FV	Sistema Fotovoltaico
IEEE	<i>of Electrical and Electronics Engineers</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPF	<i>Optimal power flow</i>
PTDF	<i>Power Transfer Distribution Factors</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SOC	<i>State of Charge</i>
UEE	Usina de Energia Eólica
UFV	Usina Fotovoltaica
VSI	<i>Voltage Stability Index</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos romanos:

V_i	Módulo da tensão na barra i [Volts]
V_k	Módulo da tensão na barra k [Volts]
$V_i^{\min}$	Tensão mínima na barra i [Volts]
$V_i^{\max}$	Tensão máxima na barra i [Volts]
S_{ik}	Potência aparente que flui entre os nós i e k [MVA]
L	Conjunto de ramificações na rede
$S_{ik}^{\max}$	Potência aparente máxima que flui entre os nós i e k [MVA]
S_{Gi}	Potência complexa injetada na barra i [MW]
S_{Di}	Carga retirada na barra i [MW]
P	vetor de injeções de potência ativa (MW)
P_i	Potência ativa injetada na barra i [MW]
Q_i	potência reativa injetada na barra i [MW]
Y_{ik}	Elemento da matriz de admitância que liga as barras i e k
G_{ik}	Parte real de Y_{ik} , condutância
B_{ik}	Parte imaginária de Y_{ik} , susceptância
$P_{Gi}^{\min}$	Limite máximo de energia produzida por uma unidade de produção [MW]
$P_{Gi}^{\max}$	Limite mínimo de energia produzida por uma unidade de produção [MW]
$Q_{Gi}^{\max}$	Limite mínimo de energia produzida por uma unidade de produção [Mvar]
$Q_{Gi}^{\min}$	Limite máximo de energia produzida por uma unidade de produção [Mvar]
A	área varrida pelas pás [em m ²]
v	Velocidade do vento [em m/s]
P_{wind}	Energia injetada pelo parque eólico na rede a cada hora t [MW]
$P_{\text{eólica}}(t)$	Geração eólica medida no horário t [MW]
$P_{\text{eólica}}^{\max}$	Geração máxima observada durante o dia.
$P_{\text{nominal}}^{\text{wind}}$	Potência nominal atribuída ao parque eólico [MW]

$P_{pv}(t)$	Energia gerada no momento t [em W]
$P_{nominal}^{pv}$	Potência nominal atribuída ao parque solar
A	área de superfície dos módulos fotovoltaicos [em m ²]
$G(t)$	Irradiação solar global no momento t [em W/m ²]
$C_p(\lambda, \beta)$	Coefficiente de potência
X_{ik}	Reactância de linha entre i e k
B'	Matriz de susceptância reduzida
A	Matriz de incidência de linha
B'^{-1}	Inversa da matriz de susceptância reduzida
R	Resistência da linha
$ Z $	Impedância total da linha
x_i^k	Posição atual da partícula i na iteração k
v_i^k	Velocidade atual da partícula
P_i^{best}	Melhor posição alcançada pela partícula
G^{best}	Melhor posição alcançada por todas as partículas
c_1, c_2	Coefficientes de aprendizagem
r_1, r_2	Variáveis aleatórias uniformemente distribuídas
G	Número de iteração atual
G_{max}	Número total de iterações
$P_{BESS}(t)$	Potência injetada ou absorvida pelo BESS no intervalo de tempo t
$P_{carga}(t)$	Potência absorvida para carregar o BESS
$P_{descarga}(t)$	potência injetada pelo BESS durante a descarga
V_{ref}	Tensão de referência
N	Todos os nós da rede
f_1	Função objetiva associada à variação de tensão em cada barra
f_2	Função objetivo associada à minimização das perdas ativas
f_3	Função objetivo associada à minimização dos custos
L	Conjunto de linhas na rede
P_{ij}^{perdas}	Potência ativa perdida na linha (i, k)
C_{gen}	Custo total de produção dos geradores
C_{bess}	Custo associado ao funcionamento do BESS
C_{total}	Custo total

F	Função objetiva a ser minimizada.
$P_{\max}^{BESS}$	Potência máxima do BESS
$P_{\min}^{BESS}$	Potência mínima do BESS
SOC	<i>State of Charge</i>
SOC^{BESS}	SOC do Bess
$SOC_{\min}^{BESS}$	SOC mínimo do Bess
$SOC_{\max}^{BESS}$	SOC máximo do Bess
P_{bal}	Potência excedente [MW]
P_{prod}	Produção total [MW]
P_c	Carga total da rede [MW];
Δt	Passo de tempo de simulação (h)
a_g, b_g e c_g	São coeficientes específicos de cada gerador
n	Representa o número de coeficientes na função de custo

Símbolos gregos:

θ	Vetor de ângulos de fase
θ_i	Ângulo de fase associado a barra i
θ_k	Ângulo de fase associado a barra k
ρ	Densidade do ar (em kg/m³)
λ	Função da taxa de velocidade
β	Ângulo de inclinação
ρ_{wind}	A curva de variação relativa da energia eólica
η	Eficiência geral do sistema (sem unidade)
w	Coeficiente de inércia, que regula a influência da velocidade anterior
η_c	Rendimento da carga
η_d	Rendimento da descarga
w_1, w_2, w_3	Coeficientes de ponderação para ajustar a importância relativa de cada critério

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Contexto geral	1
1.2	Justificativa e motivação	3
1.3	Objetivos	4
1.4	Metodologia	5
1.5	Estrutura do trabalho	7
2	Revisão da literatura	9
2.1	Características do sistema IEEE 30 Barras	9
2.1.1	Análise do fluxo de potência	11
2.2	Integração da geração eólica às redes de eletricidade	13
2.2.1	Efeitos da integração de parques na tensão e no congestionamento	14
2.3	Integração da produção solar às redes de eletricidade	15
2.4	Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias	15
2.5	Índices de estabilidade e técnicas de análise	16
2.5.1	<i>Power Transfer Distribution Factors</i> (PTDF)	17
2.5.2	<i>Voltage Stability Index</i> (VSI)	19
2.5.3	<i>Particle Swarm Optimization</i> (PSO)	21
3	Modelagem e metodologia	24
3.1	Modelagem do sistema IEEE30 modificado	24
3.2	Fontes de dados e construção de perfis temporais	26
3.2.1	Perfil de produção Fotovoltaica	29
3.3	Definição de cenários de simulação	30
3.3.1	Cenário 1: Rede inicial	31
3.3.2	Cenário 2: Integração do Parque Eólico	31
3.3.3	Cenário 3: Integração de uma usina de Energia Solar	32

3.3.4	Cenário 4: Integração de um sistema de armazenamento à rede	33
3.4	Formulação do problema e metodologia de otimização	35
3.4.1	Minimização do desvio de tensão	35
3.4.2	Minimização de perdas	36
3.4.3	Minimização de custos	37
3.4.4	Função objetivo global	39
3.5	Restrições do Problema	41
3.5.1	Restrições de potência ativa BESS	42
3.5.2	Restrições operacionais da rede	42
3.6	Algoritmo de otimização do BESS	43
3.6.1	Estratégia operacional do BESS	47
4	Resultados e análises	51
4.1	Apresentação de dados e metodologia de simulação	51
4.2	Análise comparativa de cenários	54
4.2.1	Cenário 1	54
4.2.2	Cenário 2	58
4.2.3	Cenário 3	60
4.2.4	Cenário 4	63
4.3	Discussão dos Resultados	72
4.3.1	Discussão geral dos cenários simulados	73
5	Conclusão	75
5.1	Trabalhos futuros	76
5.2	Publicações	77
	Referências	78
A	Dados básicos de rede IEEE 30 Barras	83
A.1	Dados das Barras	83
A.2	Informações sobre o gerador	84
A.3	Dados de ramificação da rede IEEE30	85
A.4	Dados de custo do gerador	86

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contexto geral

O esgotamento gradual dos combustíveis fósseis, combinado com a crescente demanda por eletricidade, desencadeou uma profunda mudança no cenário energético global. O objetivo dessa transição energética é garantir o fornecimento de eletricidade e, ao mesmo tempo, enfrentar os principais desafios ambientais, em especial a redução das emissões de gases de efeito estufa. Nesse cenário, as energias renováveis, especialmente a eólica e a solar, estão surgindo como alternativas importantes para a construção de um futuro energético mais sustentável [1]. Ao longo dos anos, essas tecnologias tiveram um progresso significativo. Elas passaram da produção local e intermitente para unidades de grande escala integradas às redes de transmissão e distribuição. A energia eólica surgiu como uma das tecnologias mais promissoras, graças ao seu potencial de desenvolvimento, à sua competitividade econômica e à sua capacidade de diversificar o mix de energia. A energia solar fotovoltaica, por sua vez, está seguindo uma trajetória semelhante, impulsionada por uma queda constante nos custos dos módulos e por políticas públicas favoráveis. Juntas, elas agora desempenham um papel fundamental nas modernas redes de eletricidade [2], [3].

De acordo com os últimos números da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) [4], a capacidade global de energia renovável atingirá um nível recorde em 2024, com um crescimento anual de 585 GW (+15,1% em comparação com 2023, veja a Figura 1.1). Esse aumento ilustra não apenas a queda contínua nos custos de produção, mas também uma vontade política global de acelerar a transição energética. A ambiciosa meta de triplicar a capacidade global de energia renovável até 2030 agora parece estar ao alcance, desde que os desafios técnicos associados à sua integração sejam superados. Em 2024, as energias renováveis foram responsáveis

por 92,5% da expansão da capacidade global de eletricidade, em comparação com 85,8% em 2023. Sua participação na capacidade instalada global aumentou de 43% para 46,4%, impulsionada principalmente pela energia solar e eólica, que juntas foram responsáveis por 96,6% desse crescimento [4]. Essa tendência também está ligada a uma desaceleração nas adições não renováveis e ao descomissionamento gradual de muitas usinas de energia de combustíveis fósseis.

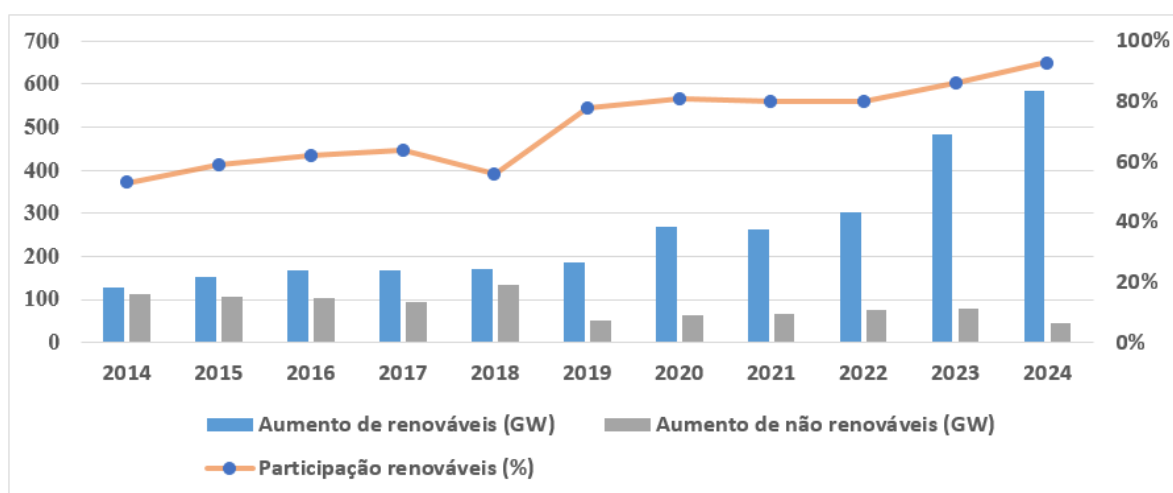


Figura 1.1 – Participação renováveis no aumento da capacidade de eletricidade no mundo (2014-2024) [4]

Nesse contexto global de transição, o Brasil está em uma posição especial graças a um mix de eletricidade que historicamente tem sido dominado por energias renováveis, em particular a hidroeletricidade (veja a Figura 1.2). Em 2023, a produção de eletricidade do país atingiu 708,1 TWh, um aumento de 4,6% em relação a 2022. A energia hidrelétrica continua sendo a principal fonte de energia, respondendo por quase 80% da produção. No entanto, o rápido desenvolvimento da energia eólica e solar é uma evidência do desejo de diversificar a matriz energética do país [5].

A eletricidade gerada pelo vento, em particular, cresceu significativamente, atingindo 95,8 TWh em 2023, um aumento de 17,4% em comparação com 2022. Esse crescimento foi acompanhado por um aumento de 20,7% na capacidade instalada, atingindo 28.664 MW, de acordo com dados da ANEEL (SIGA) [5]. A energia eólica sozinha foi responsável por cerca de 48% da expansão da capacidade líquida naquele ano, com 4.920 MW adicionados. A energia solar também registrou crescimento acentuado, reforçando seu lugar no mix energético nacional. Juntas, essas duas fontes impulsionaram a expansão da capacidade de geração de eletricidade do Bra-

sil, acelerando a transição para um sistema mais sustentável. Ao mesmo tempo, a autogeração — especialmente em complexos industriais — está desempenhando um papel cada vez mais importante, proporcionando maior flexibilidade ao sistema elétrico. Como resultado, a participação de fontes não renováveis na produção nacional caiu para 11% até 2023 [5], [6], marcando um passo significativo em direção à eletricidade com uma pegada de carbono menor.

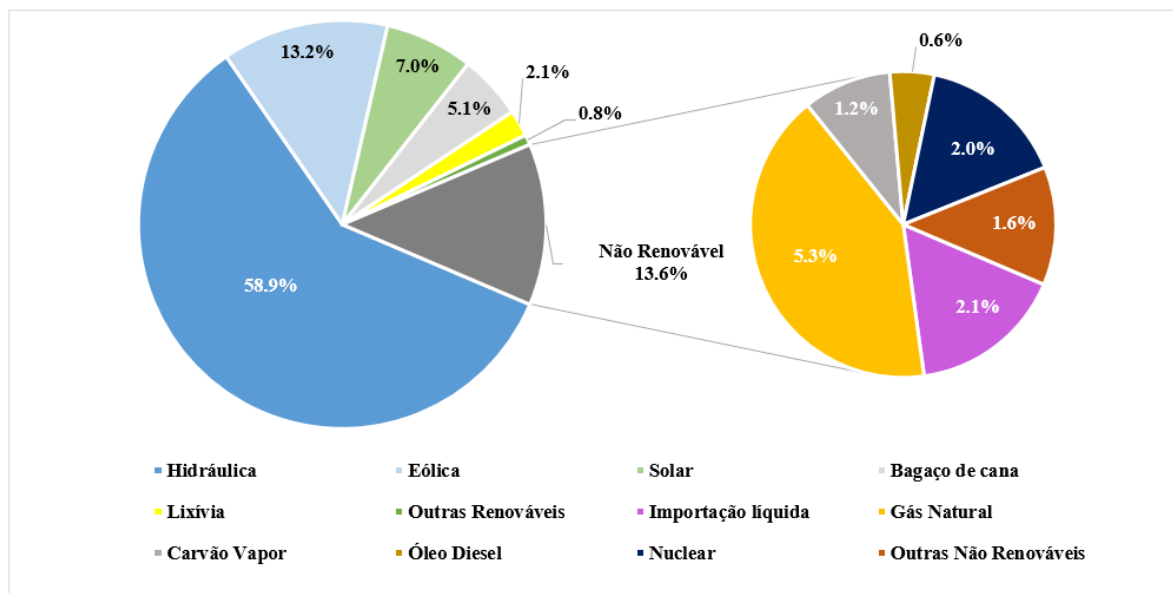


Figura 1.2 – Participação das fontes na capacidade instalada(2023) [5]

1.2 Justificativa e motivação

A integração em larga escala de energias renováveis, especialmente a energia eólica e solar, representa uma solução fundamental para enfrentar os desafios da descarbonização do setor energético. No entanto, a natureza intermitente e imprevisível dessas fontes cria grandes desafios para o planejamento, a operação e a estabilidade das redes de eletricidade. Essa variabilidade, que é altamente dependente das condições climáticas, pode levar a desequilíbrios significativos entre a oferta e a demanda, o que pode afetar a qualidade do fornecimento de energia, sobrecarregar as linhas de transmissão e comprometer a estabilidade da tensão e da frequência do sistema [7], [8].

Diante desses desafios, é essencial aumentar a flexibilidade da rede. Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) são soluções tecnológicas promissoras, capazes de suavizar as flutuações na produção, gerenciar os excedentes de energia e dar suporte à rede du-

rante os períodos de alta demanda. Sua capacidade de intervir rapidamente os torna ferramentas estratégicas para melhorar a eficiência e a estabilidade do sistema elétrico.

No entanto, apesar da abundância de trabalhos sobre o assunto, muitos estudos se limitam a abordagens parciais, concentrando-se na alocação ou no gerenciamento de energia do *BESS*, muitas vezes em contextos simplificados, ignorando aspectos críticos, como congestionamento de linha ou vulnerabilidade de tensão. Além disso, o uso de modelos reduzidos ou redes radiais limita a generalização dos resultados para sistemas interconectados e realistas.

Neste contexto, esta investigação propõe uma abordagem integrada e rigorosa para avaliar o impacto do *BESS* no desempenho global do sistema elétrico. Com base na rede de teste de IEEE30 Barras, enriquecida com perfis temporais realistas de carga e de produção renovável, o estudo combina ferramentas de análise complementares: *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) para avaliar o congestionamento das linhas e o *Voltage Stability Index* (VSI) para analisar a estabilidade da tensão. A fim de otimizar a localização e o funcionamento do BESS, é implementado um algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO), tendo em conta vários critérios técnicos e econômicos, como as perdas na rede, as tensões nos nós críticos e os custos de funcionamento. Esta metodologia não só melhora a compreensão do papel dos sistemas de armazenamento num contexto de transição energética, como também fornece ferramentas práticas e eficazes de apoio à decisão para os planejadores e operadores de rede confrontados com a crescente variabilidade dos recursos renováveis.

1.3 Objetivos

O principal objetivo desta pesquisa é analisar o impacto técnico da integração conjunta da produção renovável (eólica e solar) e de um sistema de armazenamento de bateria (BESS) sobre a estabilidade de tensão e o desempenho geral de uma rede elétrica, como parte de uma transição para um mix de energia mais sustentável.

Para atingir o objetivo geral, o estudo estabelece as seguintes metas:

- Modelar uma rede elétrica com características reais, tendo como base o sistema IEEE 30

barras, integrando perfis temporais de carga e produção renovável, a fim de simular as condições operacionais diárias de uma rede moderna.

- Avaliar o impacto da substituição parcial de geração convencional por fontes renováveis variáveis no desempenho da rede, especialmente em termos de flutuações de tensão, redistribuição de fluxos de energia e riscos de congestionamento.
- Analisar os efeitos dessa variabilidade sobre a estabilidade de tensão da rede elétrica, com foco em parâmetros críticos, como os índices de tensão e o carregamento das linhas de transmissão.
- Analisar e determinar a localização do BESS na rede, combinando uma abordagem multi-critério baseada no :
 - *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) para análise de congestionamento;
 - *Voltage Stability Index* (VSI) para avaliar a vulnerabilidade da rede;
 - *Particle Swarm Optimisation* (PSO) para identificar a localização que maximiza os benefícios em termos de redução do congestionamento, melhoria da estabilidade de tensão e apoio dinâmico à rede.
- Quantificar as contribuições do BESS em termos de suporte de tensão, redução de congestionamento e alívio de carregamento em áreas críticas da rede.
- Comparar o desempenho do sistema, com e sem BESS, por meio de simulações detalhadas, a fim de formular recomendações práticas para o planejamento, o dimensionamento e a localização estratégica de sistemas de armazenamento em redes com alta penetração de fontes renováveis intermitentes.

1.4 Metodologia

A abordagem metodológica adotada para esta pesquisa, centrada na análise da integração conjunta da geração eólica e solar e do *BESS* em uma rede elétrica, foi estruturada em vários estágios principais, combinando modelagem, simulação, otimização e avaliação do desempenho do sistema. Toda a metodologia foi construída em torno de uma rede de teste modificada

com base na configuração padrão de 30 barramentos do IEEE, usada como suporte para as diversas análises.

- **Revisão bibliográfica e identificação de problemas:** Primeiramente, foi realizada uma análise aprofundada da literatura para identificar as abordagens existentes para a integração de energias renováveis intermitentes (eólica e solar) e sistemas de armazenamento em redes de eletricidade. Essa análise foi usada para identificar deficiências persistentes, especialmente em termos de estabilidade de tensão, congestionamento de linha e gerenciamento de variabilidade, e para selecionar os indicadores técnicos relevantes para orientar as análises.
- **Construção do modelo de rede e definição de dados temporais:** Um modelo detalhado da rede de 30 barramentos IEEE foi desenvolvido no ambiente MATLAB/MATPOWER. Para representar condições realistas, foram integrados perfis horários de demanda de eletricidade durante 24 horas, com base em dados reais ou curvas típicas. Paralelamente, foram introduzidos perfis temporais de geração eólica e solar, refletindo a variabilidade natural dessas fontes. Esses perfis possibilitam avaliar o impacto combinado dos dois tipos de geração renovável sobre o comportamento de tensão e de fluxo de potência da rede.
- **Substituição parcial da geração convencional:** para simular uma transição gradual de energia, as unidades térmicas da rede foram parcialmente substituídas por parques eólicos e solares. Os dados usados para essas novas unidades são provenientes de séries temporais representativas, refletindo a respectiva intermitência do vento e da luz solar. Essa substituição possibilita a modelagem de possíveis desequilíbrios e a análise da resposta da rede a essas entradas variáveis.
- **Simulação de fluxos de potência e caracterização do comportamento da rede:** foram realizadas simulações de CA usando o MATPOWER para analisar os efeitos da integração de energias renováveis na rede. Os indicadores observados incluem perfis de tensão nos nós, fluxos de energia ativa e reativa, níveis de carga de linha e perdas elétricas. Esses resultados possibilitam a identificação de áreas críticas e o aumento dos riscos associados à variabilidade da produção.
- **Localização ideal do BESS:** A identificação das áreas críticas da rede foi realizada por meio dos índices PTDF e VSI, que permitem avaliar, respectivamente, o nível de carre-

gamento das linhas e a margem de estabilidade de tensão das barras. Com base nesses resultados, o algoritmo PSO foi aplicado para determinar a posição ótima do BESS, minimizando uma função objetivo composta por custo, perdas ativas e variações de tensão.

- **Implementação do BESS e comparação de cenários:** O BESS é integrado à rede no local considerado ideal. Dois cenários são então simulados: um cenário de referência sem armazenamento e um cenário com o BESS ativo. As comparações se concentram nos efeitos em termos de amortecimento das variações de tensão, redução do congestionamento, redistribuição dos fluxos de energia e melhoria da estabilidade geral.
- **Avaliação de desempenho e recomendações:** É realizada uma avaliação quantitativa para medir os benefícios do BESS no contexto de uma rede abastecida conjuntamente por fontes eólicas e solares. Com base nesses resultados, são feitas recomendações sobre o dimensionamento, a localização e a operação ideais dos sistemas de armazenamento em futuras redes altamente renováveis.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos, cada um deles contribuindo para uma compreensão progressiva e aprofundada do impacto da integração conjunta da geração eólica, solar e de armazenamento em bateria (BESS) sobre a estabilidade de tensão de uma rede elétrica.

- **Capítulo 1 - Introdução:** O capítulo contextualiza a transição energética, enfatizando o papel crescente das fontes renováveis, como a eólica e a solar, nos sistemas elétricos modernos. Em seguida, discute os desafios decorrentes da variabilidade dessas fontes e seus impactos sobre a estabilidade da rede, particularmente no que se refere às tensões e ao congestionamento de linhas. O problema de pesquisa é então formulado, acompanhado da definição dos objetivos gerais e específicos do estudo. Por fim, o capítulo apresenta uma síntese da metodologia adotada, baseada em simulações numéricas no MATLAB/MATPOWER, e encerra-se com a descrição da estrutura geral do trabalho.
- **Capítulo 2 - Revisão da literatura:** O capítulo apresenta uma análise do estado da arte abordando redes de teste padronizadas, com foco no sistema IEEE30 barras, bem como a modelagem e os impactos da integração da geração eólica e fotovoltaica nos sistemas

de energia. Discute ainda o papel do *BESS*, suas estratégias de operação e métodos de alocação ótima. Além disso, são explorados indicadores de avaliação da estabilidade de tensão, em especial o *PTDF* e o *VSI*, e, por fim, são descritas as principais técnicas de otimização para localização do *BESS*, com destaque para o algoritmo *PSO*, amplamente reconhecido pela sua eficácia na resolução de problemas multiobjetivo não lineares.

- **Capítulo 3 - Modelagem e metodologia**

O capítulo apresenta a adaptação da rede IEEE30 Barras para um modelo realista com perfil de carga de 24 horas, incorporando fontes renováveis e sistemas de armazenamento. Para isso, duas usinas despacháveis foram substituídas por unidades de geração eólica e solar, permitindo avaliar a integração dessas fontes em conjunto com um sistema de baterias (*BESS*). São definidos quatro cenários de simulação: rede de referência; com parque eólico; com usinas eólica e solar; e com usinas eólica, solar e *BESS*. A metodologia inclui a formulação matemática de um problema de otimização multiobjetivo, visando à minimização das perdas ativas, à manutenção dos níveis adequados de tensão e à redução dos custos operacionais. Por fim, descreve-se a aplicação do algoritmo *PSO*, com destaque para a codificação das partículas, definição dos parâmetros e critérios de convergência.

- **Capítulo 4 - Resultados e análises:**

O capítulo apresenta os resultados dos cenários simulados, destacando os benefícios da integração do *BESS* na estabilidade de tensão, na redução das perdas ativas e no alívio do congestionamento da rede. Também avalia qualitativamente a eficácia do algoritmo *PSO* na definição do posicionamento ótimo do *BESS* e discute a relevância das ferramentas empregadas (*PTDF*, *VSI* e *PSO*) para o planejamento de sistemas que incorporam fontes renováveis. A robustez da metodologia é analisada qualitativamente, ressaltando sua adaptabilidade a diferentes condições operacionais, ainda que não tenha sido realizada uma análise formal de sensibilidade.

- **Conclusão geral:** Este capítulo traz as principais conclusões do trabalho, ressaltando as contribuições alcançadas com a integração do *BESS* e a utilização das ferramentas de otimização e análise. Além disso, apresenta sugestões para trabalhos futuros, que visam ampliar e aprofundar os resultados obtidos.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é apresentada uma síntese das principais pesquisas sobre a integração de fontes de energia renovável e sistemas de armazenamento de energia em redes elétricas. Esta síntese baseia-se, em particular, no sistema IEEE30 barras, amplamente utilizado em estudos de estabilidade de tensão e planejamento de rede. São apresentadas as características da geração eólica, seus efeitos sobre as tensões e o congestionamento e a função dos sistemas de armazenamento de energia em bateria (BESS). Por fim, as ferramentas de análise, como os fatores de distribuição de transferência de energia (PTDF) e o índice de estabilidade de tensão (VSI), são exploradas quanto à sua relevância na avaliação do desempenho do sistema.

2.1 Características do sistema IEEE 30 Barras

Entre os Benchmarks mais comumente usado para análise de sistemas de transmissão de energia, o caso IEEE 30 barras figura como referência altamente considerada [9], [10] para a validação de métodos de análise de fluxo de potência, estabilidade e otimização.

O principal objetivo das redes de teste padronizadas é fornecer um ambiente reproduzível e estruturado, permitindo uma comparação rigorosa entre diferentes estratégias de controle, métodos de planejamento ou técnicas de gerenciamento de rede. O caso de 30 nós do IEEE é caracterizado por uma complexidade moderada, oferecendo um compromisso ideal entre a simplicidade da simulação e a diversidade dos fenômenos elétricos observáveis, em especial as interações entre geração, consumo e estrutura da rede.

Na Figura 2.1 é ilustrada a topologia do sistema IEEE30 barras, que é composta por 30 Barras, 41 linhas e uma carga total de 283,40 MW. Essa configuração de rede elétrica possibilita a

análise dos seguintes fenômenos:

- Distribuições de fluxo de energia,
- Congestionamento em linhas críticas,
- Variações de tensão nos nós,
- Integração de recursos descentralizados (eólico, solar, armazenamento).

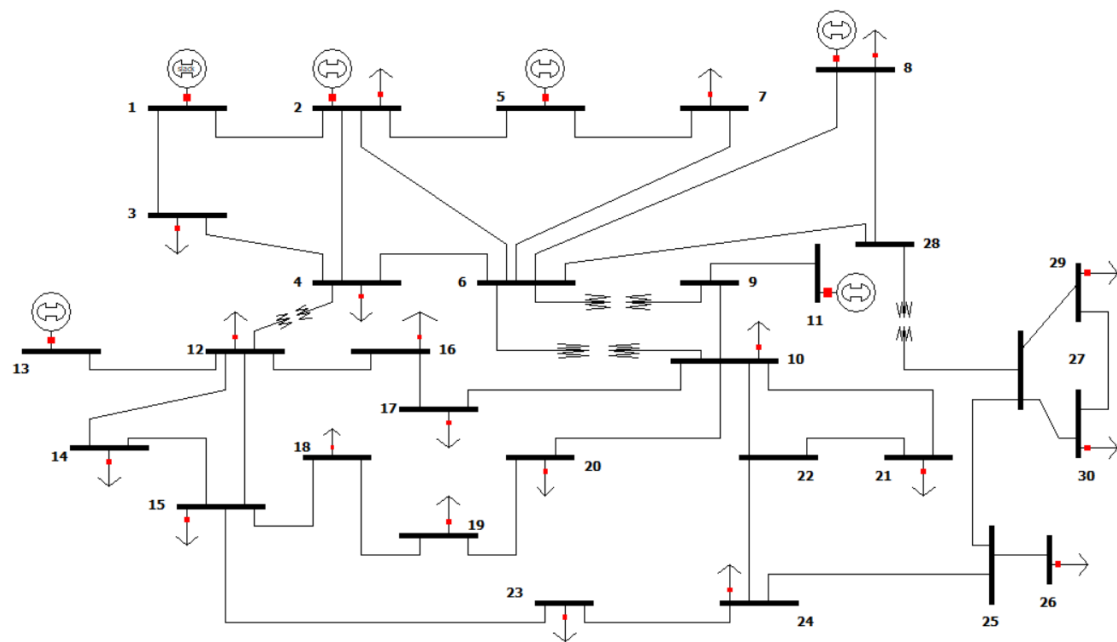


Figura 2.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 30 barras [10]

Diversos trabalhos na literatura baseiam-se nesse modelo, adaptando-o às questões contemporâneas, em especial pela incorporação de perfis de carga dinâmicos, unidades de produção renovável e sistemas de armazenamento de energia [9], [10]. Essas adaptações permitem a simulação de cenários realistas, de acordo com os desafios impostos pela transição energética Tabela.

As principais características e dados do sistema IEEE de 30 barras utilizados neste estudo encontram-se apresentados no Apêndice A.

2.1.1 Análise do fluxo de potência

O estudo das redes elétricas baseia-se fundamentalmente na análise das trocas de energia ativa e reativa entre os vários nós do sistema. Essas trocas são modeladas usando a potência aparente complexa trocada entre dois barramentos i e k , conhecida como S_{ik} [11].

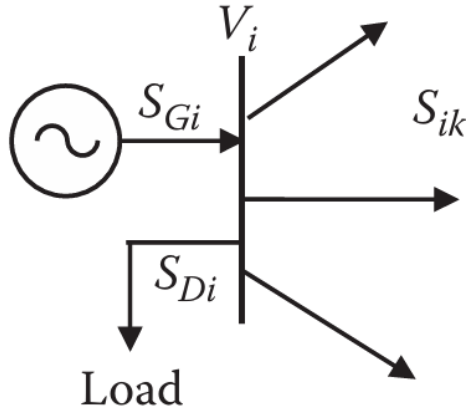


Figura 2.2 – Balanço de potência do nó i [11]

As trocas de energia podem ser expressas por:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = \sum_{k=1}^N S_{ik}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (2.1)$$

Com,

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^* \quad (2.2)$$

Sendo V_i a tensão complexa na barra i , Y_{ik} o elemento da matriz de admitância que conecta as barras i e k , e n o número total de barras do sistema.

Ao desenvolver 2.2 como uma função dos módulos e ângulos de fase das tensões, são obtidas expressões para a potência ativa P_i e a potência reativa Q_i injetadas na barra i [11], conforme.

$$P_i = \sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \quad (2.3)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) \quad (2.4)$$

Em que:

- V_i, V_k : módulos das tensões nas barras i e k ;
- θ_i, θ_k : ângulos de fase associados as barras i e k ;
- G_{ik}, B_{ik} : partes real e imaginária de Y_{ik} , condutância e susceptância, respectivamente.

A análise dos fluxos de energia em uma rede elétrica baseia-se em um conjunto de restrições físicas e técnicas criadas para garantir a operação correta, a segurança e a confiabilidade do sistema [12], [13]. Essas restrições regem os cálculos de fluxo de potência e a validade das soluções obtidas. Há duas categorias principais:

- Restrições de igualdade, que traduzem as leis fundamentais da física, como as leis de Kirchhoff. Elas garantem a conservação da energia em toda a rede.
- Restrições de desigualdade, que correspondem aos limites operacionais dos equipamentos (geradores, linhas, transformadores, cargas etc.) e visam a evitar situações de sobrecarga ou instabilidade.

As principais restrições levadas em conta na análise são as seguintes:

- Faixas de tensão permitidas nos nós: As tensões devem permanecer dentro de uma faixa operacional segura, normalmente entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u. [12] :

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}. \quad (2.5)$$

- Limites de energia gerada por unidades de produção :

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, \quad Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}. \quad (2.6)$$

- Capacidade térmica das linhas de transmissão:

$$|S_{ik}| \leq S_{ik}^{\max}, \quad \forall i, k. \quad (2.7)$$

Essa restrição evita a sobrecarga térmica das linhas e preserva sua integridade física.

Todas essas restrições formam a base do problema de Fluxo de Potência Ótimo (OPF), que simula o comportamento da rede em várias condições operacionais e permite o planejamento das ações de controle adequadas.

2.2 Integração da geração eólica às redes de eletricidade

Com o aumento das energias renováveis, a energia eólica é um componente importante da matriz energética global. Ela é uma alternativa de baixo carbono cada vez mais competitiva à geração convencional. No entanto, devido à sua natureza intermitente e incontrolável, sua ampla integração às redes de eletricidade gera vários desafios técnicos, especialmente em termos de regulação de tensão, estabilidade e gerenciamento do fluxo de energia [13], [14].

Em aplicações reais, a operação de uma turbina eólica é geralmente modelada usando sua curva de potência característica, que descreve a relação entre a velocidade do vento e a energia elétrica produzida. Essa curva leva em conta vários limites importantes, incluindo a velocidade de inicialização, a velocidade nominal e a velocidade máxima de corte, além da qual a produção é interrompida para preservar a integridade da máquina [15].

Neste trabalho, a saída de uma usina de energia eólica integrada à rede IEEE30barra é simulada usando um perfil de vento padronizado por hora em um período de 24 horas. Esse perfil é usado para capturar a variabilidade diária típica do recurso eólico e para avaliar seu impacto na operação da rede.

2.2.1 Efeitos da integração de parques na tensão e no congestionamento

A integração massiva de parques eólicos em redes elétricas apresenta grandes desafios técnicos, particularmente no que diz respeito à regulação de tensão e à gestão de congestionamentos.

Por um lado, a natureza intermitente e variável da geração de energia eólica pode levar a rápidas flutuações de tensão, especialmente em áreas localizadas no final das linhas ou em redes menos robustas. Na ausência de mecanismos de regulação adequados, essas variações podem comprometer a qualidade do fornecimento de energia [16]. Para mitigar esses efeitos, o uso de dispositivos de compensação reativa como os sistemas *FACTS* bem como a integração de sistemas de armazenamento de energia integrados (BESS) surgem como soluções relevantes.

Por outro lado, a injeção de energia eólica em barras ou regiões da rede que originalmente foram projetadas apenas para o suprimento de carga pode alterar significativamente os fluxos de potência estabelecidos. Essa redistribuição não uniforme dos fluxos pode sobrecarregar determinadas linhas, aumentando o risco de congestionamento e comprometendo a segurança operacional do sistema. Esse fenômeno tende a se intensificar quando a capacidade de transmissão é limitada ou quando os parques eólicos estão geograficamente distantes dos centros de carga [13]. Nesse contexto, a topologia da rede e a localização das unidades de geração eólica desempenham um papel determinante na análise de seus impactos.

Várias estratégias de gerenciamento foram desenvolvidas em resposta a esses desafios. No contexto deste trabalho, o foco está na coordenação entre a geração eólica e os sistemas de armazenamento de energia (BESS), de modo que o BESS atue como um mecanismo de suporte para mitigar as flutuações de tensão e aliviar o congestionamento provocados pela variabilidade da geração eólica. Esses sistemas contribuem, assim, para melhorar a estabilidade de tensão e favorecer uma integração mais eficiente das fontes renováveis, apoiando a transição energética [17].

2.3 Integração da produção solar às redes de eletricidade

Esta seção examina as características técnicas da geração solar fotovoltaica (*FV*) e seus efeitos sobre a operação das redes de eletricidade, com ênfase na regulação da tensão e no gerenciamento do fluxo de potência. Assim como a energia eólica, a geração solar vem desempenhando um papel crescente nas redes elétricas modernas. Os sistemas *FV* apresentam características específicas, especialmente relacionadas ao seu comportamento durante períodos de alta irradiação solar e à sua natureza geralmente descentralizada [18], [19].

Esse tipo de produção, exclusivamente diurna, normalmente atinge seu pico por volta do meio-dia. Embora apresente maior previsibilidade a curto prazo em comparação com outras fontes renováveis, a geração fotovoltaica ainda é afetada por variações locais, como cobertura de nuvens, acúmulo de poeira e sombreamento parcial [20].

Neste estudo, é utilizado um perfil horário normalizado de 24 horas para representar a evolução do recurso solar ao longo do dia. Esse perfil serve de base para estimar a produção diária de uma usina fotovoltaica integrada à rede IEEE 30 barras.

2.4 Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias

Os BESS desempenham um papel fundamental nas redes de eletricidade com uma alta proporção de energias renováveis variáveis, como a energia eólica e solar. Sua capacidade de injetar ou absorver energia em tempo quase real permite respostas rápidas a desequilíbrios locais de tensão e carga, contribuindo assim para a estabilidade dinâmica do sistema[21].

Em um contexto de rede caracterizado por variações rápidas na produção e pelo aumento dos riscos de congestionamento, o BESS tem se mostrado particularmente eficaz em:

- Regulação da tensão em barramentos sensíveis ou distantes da rede;
- Redução do congestionamento em linhas de transmissão fortemente carregadas, sobretudo durante os períodos de pico de demanda ou na presença de grandes injeções prove-

nientes de fontes renováveis intermitentes [21], [22].

A eficácia desta tecnologia depende fortemente da sua localização na rede e do seu projeto. Estudos anteriores demonstraram que o posicionamento ideal de um BESS pode melhorar significativamente a estabilidade da tensão e reduzir sobrecargas, enquanto o posicionamento inadequado pode exacerbar as restrições existentes [23].

Neste trabalho, um BESS é estrategicamente integrado a uma rede IEEE modificada de 30 nós. Ele é operado em sinergia com um parque eólico e uma usina fotovoltaica para:

- Estabilizar a tensão nos nós impactados por flutuações na geração renovável;
- Mitigar o congestionamento modulando as trocas de potência ativa em momentos críticos.

Esta configuração visa replicar cenários operacionais realistas de uma rede híbrida com armazenamento, destacando as contribuições técnicas do BESS em uma abordagem de reforço da rede local.

2.5 Índices de estabilidade e técnicas de análise

A crescente integração de fontes de energia renováveis (FER) e de sistemas de armazenamento nas redes elétricas aumenta a complexidade de sua operação, sobretudo em termos de estabilidade de tensão e fluxo de potência em regime permanente. Neste contexto, torna-se essencial avaliar o desempenho estático da rede, identificando zonas sensíveis e condições de operação críticas.

Para esse fim, foram desenvolvidas diversas ferramentas analíticas que permitem quantificar o nível de carregamento das linhas e avaliar a margem de estabilidade de tensão. Entre as mais utilizadas destacam-se o *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) e o *Voltage Stability Index* (VSI).

2.5.1 Power Transfer Distribution Factors (PTDF)

O *PTDF* é um fator de sensibilidade que mede o impacto de uma transferência unitária de potência ativa entre dois nós nos fluxos que circulam nas linhas da rede. É amplamente utilizado na análise de congestionamentos, no planejamento da expansão da rede e na otimização do despacho, nomeadamente no contexto da presença crescente de energias renováveis intermitentes [24], [25].

- No modelo de fluxo *CA* em estado estacionário, a potência ativa que circula numa linha que conecta os nós i e k é dada por:

$$P_{ik} = |V_i|^2 G_{ik} - |V_i||V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.8)$$

Sendo, $\forall i, k = 1, \dots, N$:

- G_{ik} : condutância da linha entre as barras i e k ;
- B_{ik} : susceptância da linha;
- V_i, V_k : tensões nodais (em magnitude);
- θ_i, θ_k : ângulos de fase nas barras i e k .

Adotando a aproximação *CC* (válida para pequenos desvios angulares e tensões próximas de 1 pu), a expressão é linearizada como:

$$P_{ik} \approx \frac{1}{X_{ik}} (\theta_i - \theta_k) \quad (2.9)$$

em que X_{ik} representa a reatância da linha entre i e k .

Esse modelo despreza as perdas, as variações de tensão e a potência reativa, permitindo uma formulação matricial simplificada:

$$P = B' \theta \quad (2.10)$$

Em que:

- P : vetor de injeções de potência ativa;

- θ : vetor de ângulos de fase (referenciados a uma barra de folga);
- B' : matriz de susceptância reduzida do sistema.
- O $PTDF$ é então definido a partir da relação [24]:

$$PTDF_{l,s \rightarrow r} = \frac{\Delta P_l}{\Delta P_{s \rightarrow r}} \quad (2.11)$$

Em que,

- l representa a linha considerada;
- s e r representam, respectivamente, as barras de envio (source) e de recepção (receiving end);
- ΔP_l é a variação de potência na linha l ;
- $\Delta P_{s \rightarrow r}$ é a potência transferida entre as barras s e r .

Em termos matriciais, o vetor de fatores $PTDF$ pode ser obtido a partir da relação entre a matriz de incidência das linhas e a matriz de susceptância reduzida:

$$PTDF = A B'^{-1} \quad (2.12)$$

ou, de forma equivalente,

$$PTDF = B'^{-1} A^T \quad (2.13)$$

em que:

- A : matriz de incidência linha-barra, que descreve a conectividade entre linhas e barras;
- B'^{-1} : inversa da matriz de susceptância reduzida.

Cada elemento da matriz $PTDF$ indica a fração da potência injetada entre dois nós que flui por uma determinada linha. Valores positivos indicam um fluxo no mesmo sentido da orientação da linha, enquanto valores negativos indicam fluxo no sentido oposto.

- O $PTDF$ é amplamente utilizado nas seguintes aplicações:
 - **Análise de congestionamento:** prever sobrecargas causadas por transferências específicas [24], [25];

- **Estudos de conexão:** avaliar o impacto de novos produtores ou cargas sobre as linhas existentes [24];
- **Otimização do despacho:** incorporar restrições de transmissão em algoritmos de despacho ótimo [24];
- **Análise de sensibilidade:** identificar linhas mais críticas ou vulneráveis na rede.

O uso do *PTDF* é particularmente relevante em redes que integram recursos intermitentes, nas quais o ponto de injeção tem influência direta sobre os fluxos e o congestionamento. Ao calcular o *PTDF* para diferentes cenários de transferência, é possível identificar as linhas que sofrem as maiores variações de carga, destacando sua sensibilidade e vulnerabilidade ao congestionamento. Essas linhas sensíveis são candidatas prioritárias para ações de alívio da rede, como a instalação estratégica de um sistema de armazenamento de energia em bateria (*BESS*) [25].

2.5.2 Voltage Stability Index (VSI)

O *VSI* é uma ferramenta essencial para avaliar a robustez da rede elétrica, particularmente face à crescente integração de recursos energéticos distribuídos, tais como sistemas de armazenamento (*BESS*) [26]. É utilizado para identificar as zonas fracas do sistema, identificando as barras susceptíveis de sofrer um colapso de tensão em caso de perturbação.

A barra é mais forte se o valor do *VSI* for próximo de 1, e a barra é mais fraca se o valor do *VSI* for próximo de 0. Desta forma, o *VSI* serve como um critério relevante para determinar as melhores localizações para posicionar um *BESS* de forma a reforçar a estabilidade de tensão da rede [26]. O *VSI* é calculado a partir dos resultados do fluxo de potência e dos parâmetros da linha entre dois barramentos, de acordo com :

$$VSI = 2V_i^2V_k^2 - V_k^4 - 2V_k^2(PR + QX) - (P^2 + Q^2)|Z|^2 \quad (2.14)$$

Em que, P e Q são as potências ativa e reativa transferidas, R e X são a resistência e a reatância da linha, $|Z|$ é a impedância total da linha: $|Z| = \sqrt{R^2 + X^2}$. Valores mais baixos de *VSI*

indicam aproximação de uma condição crítica de tensão, em que a potência transferida atinge o limite máximo da linha.

No presente trabalho, o cálculo do VSI foi implementado a partir dos resultados do fluxo de carga obtidos para o sistema em estudo. Inicialmente, o índice é calculado para cada linha, considerando as tensões nas barras terminais e os parâmetros elétricos correspondentes. Em seguida, o valor do VSI associado a cada barra é determinado pela média dos índices das linhas que a conectam, segundo:

$$VSI_{\text{barra}}(i) = \frac{1}{n_i} \sum_{k \in \Omega_i} VSI_{ik} \quad (2.15)$$

em que Ω_i representa o conjunto de linhas incidentes à barra i , e n_i é o número total dessas linhas. Essa abordagem permite atribuir a cada barra um valor médio de estabilidade de tensão, refletindo o seu grau de vulnerabilidade na rede.

Por fim, para permitir a comparação entre todas as barras do sistema, os valores obtidos foram normalizados entre 0 e 1, de modo que a barra com menor valor normalizado de VSI seja considerada a mais crítica em termos de estabilidade de tensão.

Dessa forma, os índices $PTDF$ e VSI estão se mostrando ferramentas analíticas extremamente úteis para os planejadores de sistemas de energia. Eles podem ser usados para identificar, respectivamente, as linhas mais sensíveis às transferências de energia e as zonas que apresentam uma vulnerabilidade em termos de estabilidade de tensão [26]. O uso conjunto dessas ferramentas proporciona uma abordagem complementar e coerente para avaliar os pontos críticos da rede.

Combinando os resultados desses dois indicadores, é possível elaborar um mapa refinado de zonas prioritárias, caracterizadas tanto pela maior sensibilidade às variações de fluxo quanto pela estabilidade de tensão reduzida. Essa análise preliminar permite restringir a área de pesquisa para os algoritmos de otimização, visando os locais com maior potencial para melhorar a operação do sistema.

Dessa forma, o uso conjunto dos índices $PTDF$ e VSI contribui para a tomada de decisões

mais eficazes para aumentar a confiabilidade e o desempenho geral do sistema de energia.

2.5.3 Particle Swarm Optimization (PSO)

Existem várias abordagens para otimizar o funcionamento dos sistemas de energia, incluindo técnicas determinísticas, métodos clássicos de otimização e as chamadas metaheurísticas. Estas últimas são particularmente adequadas a problemas complexos, não lineares ou multi-objetivos, como os que se encontram nos sistemas elétricos modernos [26].

Entre as metaheurísticas mais utilizadas, a otimização por enxame de partículas (*PSO*) destaca-se pela sua simplicidade de implementação, velocidade de convergência e eficiência na procura de soluções ótimas [27].

Desenvolvido em 1995 por Kennedy e Eberhart, o *PSO* é inspirado no comportamento coletivo de animais que vivem em grupos, como cardumes de peixes ou voos de pássaros [27]. No contexto dos sistemas elétricos, tem sido amplamente utilizado para:

- Otimização da alocação de dispositivos de compensação (como baterias ou condensadores),
- Planejamento da produção em sistemas híbridos, redução das perdas na rede,
- Otimizar a alocação e a distribuição de cargas para minimizar desequilíbrios e melhorar a eficiência operacional do sistema elétrico.

O *PSO* baseia-se numa população de partículas que evolui dentro de um espaço de pesquisa. Cada partícula representa uma solução candidata para o problema em estudo [27]. Ao longo das iterações, cada partícula ajusta sua trajetória com base em duas informações fundamentais:

- A sua melhor posição individual, denotada por (P_i^{best}) , que corresponde ao melhor resultado individual alcançado até o momento;
- A melhor posição global, representada por (G_i^{best}) , que corresponde à melhor solução encontrada por todo o enxame.

A atualização da velocidade da partícula i em cada iteração é governada por:

$$v_i^{k+1} = w \cdot v_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (P_i^{\text{best}} - x_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (G^{\text{best}} - x_i^k) \quad (2.16)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (2.17)$$

Em que:

- x_i^k : posição atual da partícula i na iteração k ;
- v_i^k velocidade atual da partícula;
- P_i^{best} : melhor posição alcançada pela partícula;
- G^{best} : melhor posição alcançada por todas as partículas;
- w : coeficiente de inércia, que regula a influência da velocidade anterior;
- c_1, c_2 : coeficientes de aprendizagem (pesos das componentes cognitiva e social);
- r_1, r_2 : variáveis aleatórias uniformemente distribuídas entre 0 e 1.

Para incentivar a convergência para uma solução ótima, o fator de inércia w é ajustado dinamicamente durante as iterações de acordo com a seguinte fórmula:

$$w = w_{\max} - \left(\frac{w_{\max} - w_{\min}}{G_{\max}} \right) \cdot G \quad (2.18)$$

Sendo :

- $w_{\max} = 0,9, w_{\min} = 0,4$,
- G número de iteração atual;
- $G_{\max}$: número total de iterações.

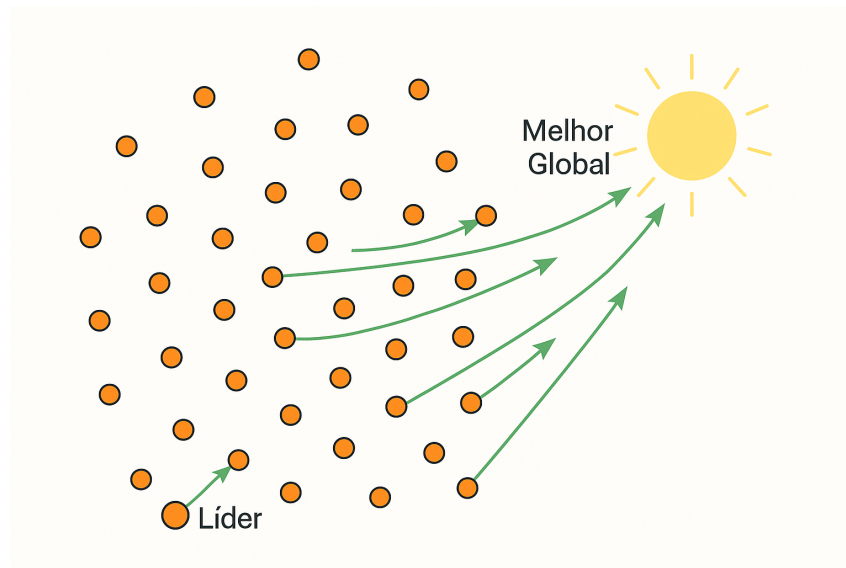


Figura 2.3 – Estrutura conceitual de otimização do *PSO*

A Figura 2.3 ilustra o princípio de funcionamento do algoritmo *PSO* em um espaço bidimensional de busca. Nesse exemplo conceitual, cada ponto colorido representa uma partícula x_i , isto é, uma solução potencial para o problema de otimização, enquanto as setas indicam suas respectivas direções de movimento v_i . O comportamento coletivo das partículas é governado por duas componentes principais, descritas a seguir:

- As partículas ajustam suas posições com base na sua memória individual P_i^{best} , marcada para algumas delas.
- A direção coletiva do enxame converge para a melhor solução global G^{best} , que atrai todas as partículas.
- A combinação desses dois vetores guia o movimento coletivo das partículas.

Essa dinâmica confere ao *PSO* a capacidade de explorar eficientemente espaços de busca complexos, evitando mínimos locais e acelerando a convergência para regiões promissoras.

Neste trabalho, o *PSO* é empregado para determinar a alocação ótima de um *BESS* na rede de teste *IEEE 30 barras*, minimizando um critério de desempenho baseado no desequilíbrio entre a produção e a demanda, bem como nas variações de tensão e nas perdas ativas do sistema.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM E METODOLOGIA

Este capítulo descreve a rede elétrica de referência considerada neste estudo, bem como as modificações introduzidas para representar de forma mais realista a integração de fontes de energia renováveis. São detalhados os perfis de carga, geração eólica e solar utilizados, além dos cenários de simulação contemplando desde o sistema original até a inserção otimizada de um sistema de armazenamento por baterias (BESS). A ênfase é dada à estratégia operacional do BESS e ao seu papel na melhoria do desempenho da rede.

3.1 Modelagem do sistema IEEE30 modificado

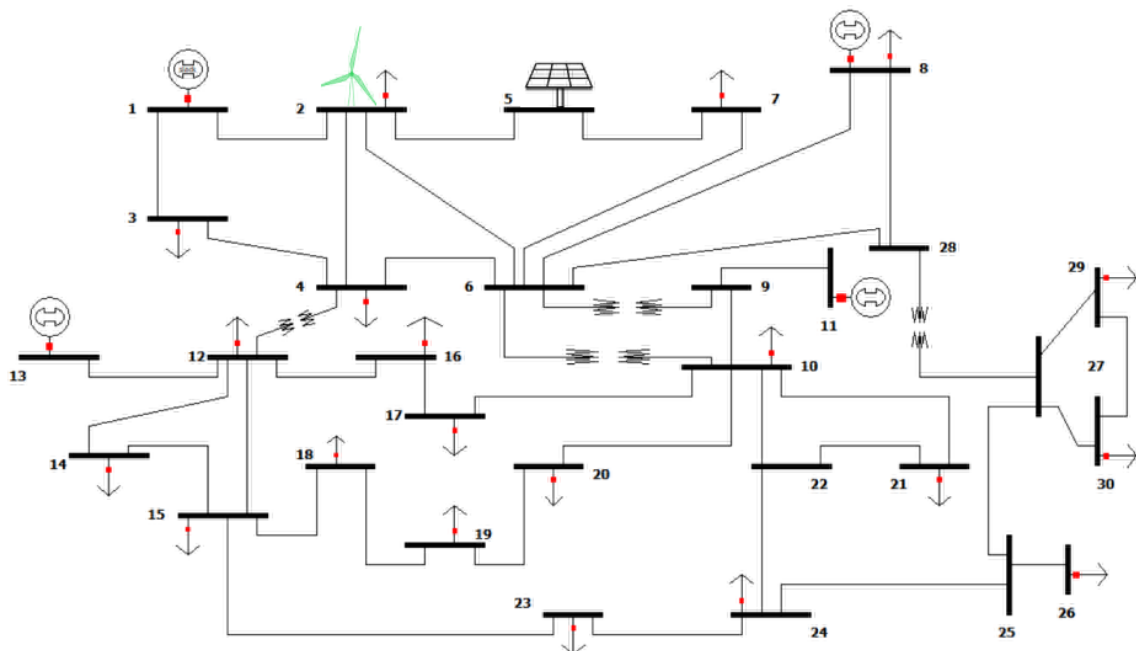


Figura 3.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE30 modificado com integração de renováveis

No presente trabalho, a rede IEEE30 foi modificada de forma a integrar múltiplas fontes de geração, incluindo unidades convencionais e recursos renováveis, como energia fotovoltaica e

eólica. O objetivo dessa configuração é refletir um sistema elétrico mais próximo da realidade atual, no qual a participação de fontes sustentáveis cresce de forma significativa. A Figura 3.1 apresenta o diagrama unifilar da rede IEEE30 modificada.

As principais características da rede modificada são apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Características básicas do sistema IEEE 30 barras [10]

Elemento	Valor	Comentário detalhado
Número de barras	30	Nós do sistema, incluindo barras de carga, geração e passagem.
Número de linhas de transmissão	41	Linhas que interligam as barras, representando as conexões elétricas do sistema.
Número de geradores	6	Geradores localizados nas barras 1, 2, 5, 8, 11 e 13.
Número de cargas	20	Cargas distribuídas na rede, representando a demanda total do sistema.
Tensões nominais	132 kV e 33 kV	Dois níveis de tensão: 132 kV para o sistema principal de transmissão e 33 kV para subsistemas locais.
Base de potência	100 MVA	Utilizada para a conversão das grandezas elétricas em valores por unidade (p.u.).

Para atender aos objetivos deste estudo, o sistema básico IEEE 30 foi adaptado para representar uma configuração mais realista de uma rede elétrica contemporânea. Esses ajustes permitem simular um ambiente sujeito à crescente integração de energias renováveis, à variabilidade da demanda e aos requisitos de flexibilidade impostos pelo gerenciamento horário.

As principais modificações implementadas são as seguintes:

- Integração de um perfil de carga diário de 24 horas, refletindo as flutuações típicas do

consumo ao longo de um dia;

- Substituição de dois geradores, por unidades de geração baseadas em fontes renováveis eólica e solar, de acordo com as tendências atuais de transição energética;
- Adição de duas unidades de geração renovável, um parque eólico e uma usina fotovoltaica, localizadas em barramentos específicos da rede e com capacidades definidas;
- Inserção de perfis de tempo variáveis (carga, geração eólica, geração fotovoltaica), cada um com resolução horária, permitindo a análise dinâmica do comportamento da rede.

Essas mudanças possibilitaram a criação de um ambiente de simulação que representa os desafios atuais, especialmente aqueles ligados à intermitência das fontes renováveis, à coordenação entre produção e demanda e à avaliação do desempenho da rede no contexto da transição energética.

3.2 Fontes de dados e construção de perfis temporais

Foram desenvolvidos três tipos de perfis para alimentar as simulações temporais do sistema:

- Um perfil de carga horária de 24 horas;
- Um perfil de geração eólica baseado em dados reais de vento;
- Perfil de produção fotovoltaica, com base em uma curva real de irradiação solar.

Todos os perfis foram convertidos para valores normalizados (p.u.), de acordo com as respectivas capacidades instaladas, garantindo a consistência com o modelo do sistema IEEE 30 barras, no qual as potências são expressas em termos relativos.

O perfil de carga usado é baseado em dados reais do subsistema do Nordeste brasileiro, correspondentes aos dias 15 e 16 de janeiro de 2024, conforme ilustrado na Figura 3.2. Esses dados foram publicados pelo *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)* [28].

As principais características deste perfil são as seguintes:

- Pico de demanda: entre 22h e 23h;
- Baixa demanda : entre 5h e 6h.

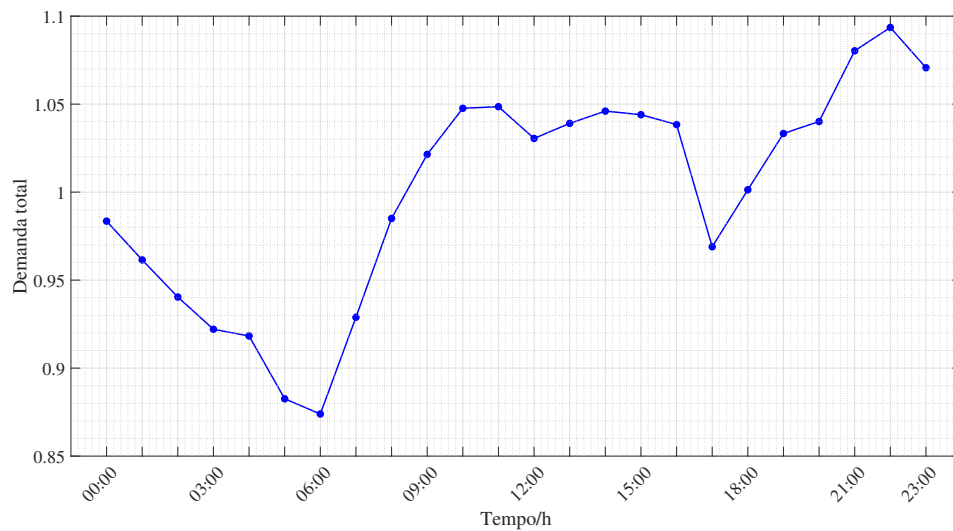


Figura 3.2 – Perfil de demanda diária

O perfil de carga utilizado foi adaptado às características do sistema IEEE30 modificado. Nessa versão da rede, a capacidade total instalada chega a 690 MW, refletindo as alterações feitas nos geradores, em particular a adição de fontes renováveis e a retirada de determinadas unidades despacháveis.

Essa capacidade instalada garante uma boa correspondência entre a demanda simulada e os recursos de geração disponíveis ao longo do dia.

O perfil de geração eólica usado neste estudo é baseado em dados reais medidos em janeiro de 2024 para o complexo do parque eólico *Paulino Neves*, localizado no subsistema Norte, no estado do Maranhão, Brasil [29]. Este perfil corresponde à produção média horária do mês de janeiro de 2024, expressa em megawatts (MW). Ele é obtido a partir da agregação dos dados diários, de modo a representar, para cada hora do dia, o comportamento típico da instalação. Esse perfil evidencia, portanto, a influência das condições climáticas locais sobre a produção ao longo do período considerado. A Tabela 3.2 apresenta informações referentes ao local de geração de energia eólica utilizado neste estudo e a Figura 3.3 o perfil diário desta usina.

Tabela 3.2 – Informações relativas ao local de produção Eólica

Elemento	Detalhe
Tipo de usina	Energia eólica
Subsistema	Norte
Estado	Maranhão
Ponto de conexão	Miranda II (500 kVA)
Usina	Complexo Paulino Neves (UEE)
Período de dados	Janeiro de 2024

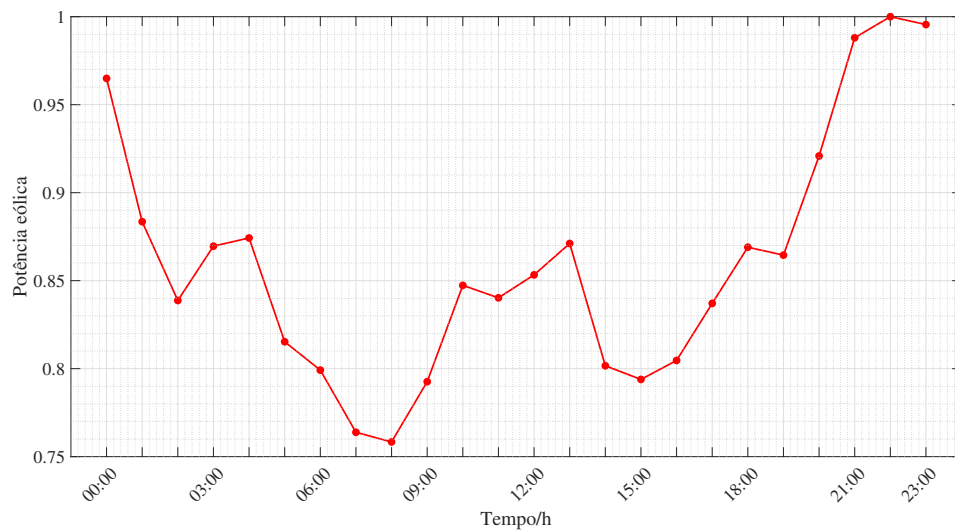


Figura 3.3 – Perfil de geração eólica diária

Para adaptar o perfil de geração eólica horária à rede IEEE 30 modificada, foi aplicado um procedimento de normalização. A curva de variação relativa, denotada por $\rho_{wind}(t)$, é definida da seguinte forma:

$$\rho_{wind}(t) = \frac{P_{eólica}(t)}{P_{eólica}^{max}} \quad (3.1)$$

Em que,

$P_{eólica}(t)$: Geração eólica medida no horário t [MW];

$P_{eólica}^{max}$: Geração máxima observada durante o mês.

Essa curva normalizada é usada para expressar a variação relativa da produção horária em comparação com seu pico mensal.

A energia injetada pelo parque eólico na rede a cada hora t é então modelada por:

$$P_{wind}(t) = P_{nominal}^{wind} \cdot \rho_{wind}(t) \quad (3.2)$$

Onde,

$P_{nominal}^{wind}$: Potência nominal atribuída ao parque eólico [MW].

3.2.1 Perfil de produção Fotovoltaica

O perfil de geração fotovoltaica utilizado neste estudo é derivado das médias horárias de geração da usina Sol do Futuro, localizada em uma região de alta incidência solar, no subsistema Nordeste do Brasil, no estado do Ceará. Esses dados são provenientes da usina de energia solar *Sol do Futuro (UFV)*, conectada ao ponto de conexão *Aquiraz II - 69 kVA*, para o mês de janeiro de 2025 [29]. A Tabela 3.3 apresenta informações referentes ao local de geração de energia solar utilizado neste estudo e na Figura 3.4 é mostrado o perfil horário mensal desta usina.

Tabela 3.3 – Informações sobre o local de produção fotovoltaica

Elemento	Detalhe
Tipo de Usina	Solar
Subsistema	Nordeste
Estado	Ceará
Ponto de Conexão	Aquiraz II (69 kVA)
Usina	Complexo Sol do Futuro (UFV)
Período de Dados	Janeiro 2025

A curva de produção solar diária segue um padrão típico de instalações fotovoltaicas conectadas à rede:

- Início da produção: por volta das 6h;

- Pico de potência: entre 13h e 14h;
- Diminuição gradual: até as 18 horas;
- Produção zero: das 18h às 5h, durante a noite.

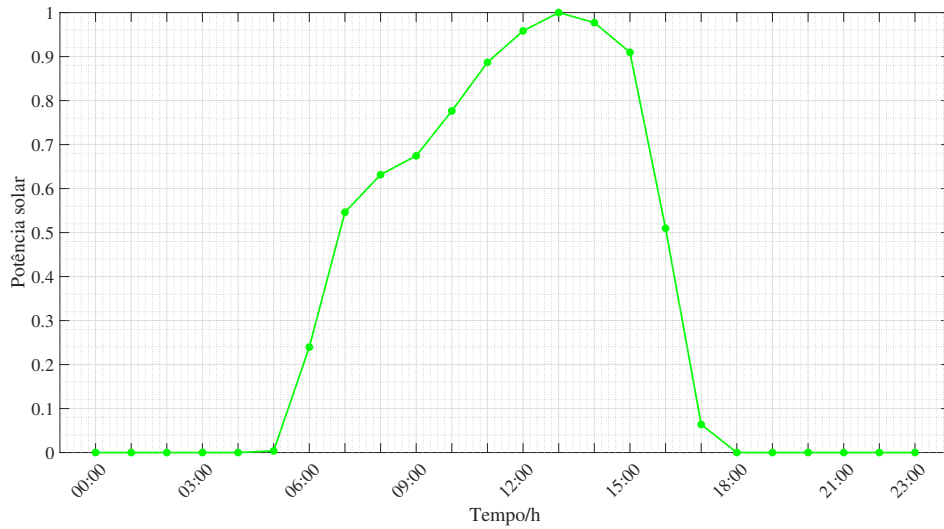


Figura 3.4 – Perfil de geração solar diária

O perfil de geração foi normalizado para que seu valor máximo atinja a potência nominal da usina modelada. Assim, a energia injetada na rede no momento t é modelada por :

$$P_{pv}(t) = P_{nominal}^{pv} \cdot \rho_{pv}(t) \quad (3.3)$$

Em que,

$\rho_{pv}(t)$ é a curva de variação relativa (normalizada) da produção solar.

3.3 Definição de cenários de simulação

Esta seção apresenta os diferentes cenários de simulação desenvolvidos neste estudo. Cada cenário é baseado na rede IEEE 30, progressivamente modificada para integrar unidades de geração renovável e um *BESS*. O principal objetivo dessas simulações é analisar o impacto dessas adições na estabilidade de tensão do sistema de energia, nos níveis de tensão nos vários barramentos e no congestionamento das linhas de transmissão.

3.3.1 Cenário 1: Rede inicial

Esse primeiro cenário corresponde ao sistema padrão IEEE 30, sem nenhuma modificação. Ele incorpora apenas unidades de geração convencionais, espalhadas por vários barramentos da rede. Nenhuma fonte de energia renovável ou sistema de armazenamento é adicionado nesse estágio.

Esse cenário forma a base para comparar o efeito da introdução de fontes de energia intermitentes e BESS em cenários subsequentes. Em particular, ele permite quantificar as perdas, o compartilhamento de carga entre as unidades de geração e as margens de estabilidade disponíveis na rede básica.

3.3.2 Cenário 2: Integração do Parque Eólico

Neste cenário, uma usina de energia despachável existente localizada na barra 2. Essa escolha deve-se à posição estratégica dessa barra dentro da rede, que apresenta conexões significativas com diversas áreas do sistema, tornando-a adequada para avaliar o impacto das injeções intermitentes de potência sobre os fluxos e a regulação da tensão. Além disso, essa escolha está em conformidade com as abordagens frequentemente adotadas na literatura, em que a integração de fontes renováveis é analisada, em particular, nas barras 2, 5, 11 e 13 do sistema IEEE 30 barras [30], [31], [32]. Essa configuração também facilita a análise da alocação ótima dos sistemas de armazenamento. O perfil horário de produção é baseado em dados reais e foi normalizado conforme indicado na Figura 3.3. O valor da eólica considerada a cada hora t é calculada pela equação 3.2 acima.

O objetivo desse cenário é avaliar o efeito da adição de uma única fonte renovável intermitente sobre os fluxos de energia, as perdas técnicas e a resposta das unidades despacháveis restantes. As características técnicas da energia eólica são mostradas na Tabela 3.4:

Tabela 3.4 – Características técnicas da usina Eólica

Parâmetro	Valor
Barra de conexão	2
Potência nominal	140 MW
Faixa de operação	0 – 140 MW
Fator de capacidade médio	Aprox. 0,44
Perfil de tempo	Dados reais padronizados

3.3.3 Cenário 3: Integração de uma usina de Energia Solar

Neste cenário, uma segunda unidade de geração convencional, localizada na barra 5, é substituída por uma usina fotovoltaica com capacidade nominal de 100 MW. A escolha dessa barra baseia-se em sua posição central na rede, caracterizada por boas condições de tensão e forte interconexão com as demais áreas do sistema, o que a torna adequada para representar a inserção de geração solar. Além disso, sua posição estratégica constitui um ponto de observação relevante para analisar o impacto das injeções intermitentes nos fluxos de potência e na regulação da tensão. A usina solar injeta energia na rede de acordo com um perfil horário construído a partir de dados reais de produção normalizados, conforme indicado na Figura 3.4.

A introdução dessa unidade tem o objetivo de completar a transição para um mix de energia mais renovável, combinando a geração eólica e solar. Assim, esse cenário permite analisar o impacto da desativação de duas usinas despacháveis em favor de duas fontes de energia intermitentes nos parâmetros técnicos da rede. Em particular, é necessário avaliar os efeitos sobre os fluxos de energia, as perdas técnicas, o congestionamento das linhas e a estabilidade da tensão.

As características técnicas da usina fotovoltaica são mostradas na Tabela 3.5:

Tabela 3.5 – Características técnicas da usina de energia solar

Parâmetro	Valor
Barra de conexão	5
Potência nominal	100 MW
Faixa de operação	0 – 100 MW
Fator de capacidade médio	Aprox. 0,23
Perfil de tempo	Dados reais padronizados

A produção de energia solar injetada na rede a cada hora t é calculada pela equação 3.3.

3.3.4 Cenário 4: Integração de um sistema de armazenamento à rede

Nesse cenário, um *BESS* é integrado a rede elétrica já abastecida por duas fontes de produção renováveis intermitentes: uma usina eólica e uma usina fotovoltaica. O principal objetivo dessa integração é compensar a natureza intermitente dessas fontes, reduzir as perdas ativas na rede e garantir um melhor equilíbrio em tempo real entre a produção e a demanda.

3.3.4.1 Estratégia de gerenciamento do BESS

O BESS opera usando um algoritmo de gerenciamento baseado em regras simples definidas de acordo com o estado de carga da bateria (SOC) e o desequilíbrio entre a produção total e a demanda.

As regras adotadas são as seguintes:

- **Carga:** o BESS recarrega quando um excedente de energia é detectado, ou seja, quando a produção total (incluindo energia renovável) excede a demanda, desde que o SOC esteja abaixo de seu limite máximo.
- **Descarga:** no caso de um déficit na produção em comparação com a demanda, e se o SOC estiver acima do limite mínimo, o BESS injeta energia na rede para ajudar a equilibrá-la.
- **Prioridade para renováveis:** a prioridade é dada à geração eólica e solar. O BESS inter-vém apenas para absorver ou compensar as diferenças entre essa produção e a demanda.

Este modo de operação permite que o BESS forneça serviços auxiliares essenciais à rede, como a regulação da tensão e a mitigação de congestionamentos. Ele também contribui para suavizar as variações rápidas das fontes renováveis e para manter o equilíbrio instantâneo entre carga e geração, reforçando assim a confiabilidade e a flexibilidade do sistema elétrico.

No âmbito da modelagem considerada, a potência nominal do *BESS*, expressa em megawatts, representa a potência máxima que pode ser injetada ou absorvida em um dado instante, enquanto a autonomia, expressa em megawatts-hora, indica a duração a qual essa potência pode

ser mantida e reflete a quantidade total de energia armazenada disponível. Esses dois parâmetros constituem elementos essenciais para a avaliação do impacto operacional do BESS e garantem a coerência do modelo com as grandezas energéticas do sistema simulado.

As características técnicas do BESS utilizado são apresentadas na tabela 3.6 abaixo:

Tabela 3.6 – Especificações técnicas do BESS

Parâmetro	Valor
Potência nominal	$P_{\max}^{BESS}$
Capacidade de energia	$P_{\max}^{BESS} * k$
SOC inicial	25 %
SOC mínimo	20 %
SOC máximo	100 %
Eficiência de carregamento	95 %
Eficiência de descarregamento	95 %
Etapas de tempo da simulação	1 hora

k corresponde à razão energia/potência (E/P), expressa em horas. Esse parâmetro representa o tempo durante o qual o sistema pode fornecer sua potência nominal em regime contínuo de descarga. No caso estudado, tem-se $k = 1,5$ h .

A potência trocada pelo BESS no instante t , indicada por $P_{\text{BESS}}(t)$, pode ser expressa pela seguinte equação:

$$P_{\text{BESS}}(t) = \begin{cases} -\frac{P_{\text{carga}}(t)}{\eta_c}, & \text{se produção} > \text{demanda} \\ P_{\text{descarga}}(t) \cdot \eta_d, & \text{se produção} < \text{demanda} \end{cases} \quad (3.4)$$

Em que :

- $P_{\text{BESS}}(t)$: Potência injetada ou absorvida pelo BESS no intervalo de tempo t (positiva para a carga, negativa para a descarga);
- η_c : rendimento da carga (0,95);
- η_d : rendimento da descarga (0,95);
- $P_{\text{carga}}(t)$: potência absorvida para carregar o BESS;

- $P_{\text{descarga}}(t)$: potência injetada pelo BESS durante a descarga.

O uso da Equação 3.4 permite levar em consideração as perdas relacionadas às conversões de energia, respeitando as regras de funcionamento do sistema definidas neste cenário.

3.4 Formulação do problema e metodologia de otimização

Um sistema *BESS* foi integrado ao sistema elétrico para lidar com a intermitência das fontes eólica e solar e garantir a estabilidade de tensão da rede. A metodologia adotada baseia-se em otimização multiobjetivo, considerando simultaneamente três critérios principais: manutenção das tensões nos nós da rede, redução das perdas de energia e minimização do custo de geração.

Cada critério é representado por uma função objetivo específica e ponderado por coeficientes normalizados ω_i ($i = 1, 2, 3$), que estão limitados ao intervalo $[0, 1]$. Essa normalização permite combinar objetivos de naturezas diferentes de maneira proporcional, evitando que algum critério domine a função global apenas em razão de sua unidade ou ordem de grandeza [33], [34].

As subseções seguintes detalham cada função objetivo individual, desde a minimização do desvio de tensão até a formulação da função objetivo global.

3.4.1 Minimização do desvio de tensão

O objetivo é manter as tensões nos nós da rede o mais próximo possível da tensão de referência V_{ref} , geralmente igual a 1 p.u. O desvio de tensão é quantificado pela soma dos quadrados dos desvios [15]:

$$f_1 = \min V_{\text{var}} = \sum_{i \in N} (V_i - V_{\text{ref}})^2 \quad (3.5)$$

Em que, N representa o conjunto de todos os nós da rede. As tensões devem permanecer dentro dos limites regulamentares, conforme indicado na equação 2.5.

3.4.2 Minimização de perdas

A formulação matemática desse objetivo é apresentada na Equação 3.6 e é resolvida por meio de uma abordagem de otimização baseada no enxame de partículas (*PSO*).

As perdas ativas na rede resultam principalmente do efeito Joule causado pela passagem de corrente nas linhas de transmissão. Essas perdas estão diretamente ligadas à topologia da rede, ao fluxo de energia e às tensões nos diversos nós.

A função objetivo f_2 , associada à minimização das perdas ativas, é definida como a soma das perdas em todas as linhas (i, k) da rede:

$$f_2 = \min P^{\text{perdas}} = \sum_{(i,k) \in L} P_{ik}^{\text{perdas}} \quad (3.6)$$

Em que :

- L : Conjunto de linhas na rede;
- P_{ij}^{perdas} : Potência ativa perdida na linha (i, k) , dado por :

$$P_{ik}^{\text{perdas}} = G_{ik} (V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos \theta_{ik}) \quad (3.7)$$

Sendo :

- G_{ik} : condutância de linha (i, k) ;
- V_i, V_k : amplitude das tensões nas barras i e k ;
- θ_i, θ_k : ângulos de fase nas barras i e k .

3.4.3 Minimização de custos

Esta função leva em consideração :

- o custo de produção dos geradores convencionais, bem como os custos marginais associados às energias renováveis;
- os custos de investimento ou de operação do BESS;
- quaisquer penalidades associadas à não conformidade com as restrições.

O custo total do sistema pode, assim, ser expresso por:

$$f_3 = \min C_{total} = C_{gen} + C_{bess} \quad (3.8)$$

Em que C_{gen} representa o custo total de geração das unidades convencionais e renováveis, e C_{bess} corresponde ao custo associado ao funcionamento do *BESS*.

A minimização do custo total de geração é realizada no contexto de um problema de Fluxo de Potência Ótimo, cuja formulação busca determinar o ponto de operação ótimo da rede elétrica. Nesse modelo, o objetivo é minimizar a função de custo total C_{total} , sujeita às restrições físicas e operacionais do sistema, expressas pelas equações de balanço de potência ativa e reativa, bem como pelos limites de tensão e de carregamento das linhas de transmissão. Assim, a solução obtida fornece simultaneamente a alocação ótima de geração e o perfil de operação da rede que resulta no menor custo possível, garantindo o atendimento seguro da demanda.

O custo de produção dos geradores é calculado somando os custos individuais de cada unidade, de acordo com:

$$C_{gen} = \sum_{g \in G} C_{gen}(P_g) \quad (3.9)$$

A função de custo individual de cada gerador é modelada por uma expressão quadrática conforme [11]:

$$C_{\text{gen}}(P_g) = a_g P_g^2 + b_g P_g + c_g \quad (3.10)$$

No caso específico dos geradores renováveis, esta formulação reduz-se naturalmente a uma função linear, correspondente ao custo marginal:

$$C_{\text{gen}}(P_g) = b_g P_g \quad (3.11)$$

Em que:

- P_g é a potência ativa produzida pelo gerador g (em MW);
- a_g , b_g e c_g são coeficientes específicos de cada gerador.

Os coeficientes da função de custo dos geradores são apresentados na Tabela 3.7, que correspondem à matriz de custos do caso de teste utilizado para a otimização da produção do sistema. Cada linha representa um gerador e contém os parâmetros necessários para modelar seu custo de produção [10].

Tabela 3.7 – Matriz de custos dos geradores

Modelo	<i>Start-up</i>	<i>Shut-down</i>	n	a	b	c
2	0	0	3	0,03843	40	0
2	0	0	3	0,04000	40	0
2	0	0	3	0,03500	40	0
2	0	0	3	0,04000	40	0
2	0	0	3	0,02000	40	0
2	0	0	3	0,02000	40	0

Interpretação da tabela:

- **Modelo** : o valor 2 indica que o custo de produção é modelado por uma função quadrática.

- **Start-up e Shut-down** : Essas colunas indicam os custos de partida e parada das unidades de produção. Neste caso, eles são fixados em zero e não são levados em consideração.
- **n** : representa o número de coeficientes na função de custo (aqui, 3 para uma forma quadrática).

Os valores dos coeficientes a_g , b_g e c_g variam de um gerador para outro, dependendo de vários fatores técnicos e econômicos. O coeficiente quadrático a_g está geralmente relacionado à eficiência de conversão do gerador e às suas perdas internas; ele é frequentemente mais alto para usinas térmicas antigas ou pouco eficientes. O coeficiente linear b_g reflete principalmente o custo marginal de produção, diretamente influenciado pelo tipo de combustível utilizado (carvão, gás, óleo combustível, etc.) ou pelas características operacionais do grupo. Por fim, o termo constante c_g , frequentemente nulo nos modelos simplificados, pode representar um custo fixo de funcionamento, manutenção ou operação mínima [11], [15].

Assim, a variação desses coeficientes permite modelar com mais precisão a diversidade das tecnologias de produção presentes no sistema elétrico estudado e garante uma maior precisão na estimativa do custo global de geração durante a otimização.

3.4.4 Função objetivo global

Em problemas de otimização com vários objetivos, como a alocação ideal de um *BESS*, os critérios geralmente são contraditórios: melhorar um pode prejudicar outro [35]. Na ausência de uma única solução que satisfaça todos os objetivos, buscamos um conjunto das chamadas soluções ótimas de Pareto, que representam os melhores compromissos [36].

Este estudo propõe um modelo de otimização baseado em uma função objetivo global para localizar o *BESS* de forma otimizada, levando em conta a confiabilidade e o desempenho da rede. A função global, dada na Equação 3.12, combina de forma ponderada as funções definidas anteriormente: desvio de tensão, perdas ativas e custos totais. A abordagem busca equilibrar os requisitos técnicos e econômicos para otimizar o sistema de energia, conforme:

$$F = \min(C_{total}, V_{var}, P^{perdas}) \quad (3.12)$$

A função objetivo global também é expressa da seguinte forma :

$$F(X) = w_1 f_1(X) + w_2 f_2(X) + w_3 f_3(X) \quad (3.13)$$

Em que :

- w_1, w_2, w_3 : São os coeficientes de ponderação para ajustar a importância relativa de cada critério;
- F : função objetiva a ser minimizada.

Como as três funções representam grandezas físicas de naturezas distintas, a combinação direta desses termos pode resultar em inconsistências dimensionais. Para garantir coerência física e permitir uma comparação adequada entre os critérios, cada termo é expresso de forma normalizada em relação ao caso de referência sem *BESS*:

$$\tilde{f}_i(X) = \frac{f_i(X)}{f_i^{(0)}}, \quad i = 1, 2, 3 \quad (3.14)$$

Onde $f_i^{(0)}$ representa o valor de cada critério no sistema base. Dessa forma, a função objetivo global assume a forma conceitualmente normalizada:

$$F(X) = w_1 \tilde{f}_1(X) + w_2 \tilde{f}_2(X) + w_3 \tilde{f}_3(X) \quad (3.15)$$

Os coeficientes de ponderação obedecem à seguinte restrição de soma:

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1, \quad w_i \geq 0 \quad (3.16)$$

Essa formulação garante que a função $F(X)$ constitua uma combinação convexa de critérios adimensionais, assegurando coerência física e comparabilidade entre as diferentes funções objetivo. A forma normalizada é apresentada com o objetivo de evidenciar a consistência teórica e a fundamentação conceitual do modelo proposto.

As variáveis de decisão X são definidas da seguinte forma:

- x : é o local do BESS, variável discreta de modo que $x \in \{1, 2, 3, \dots, N\}$;
- $P_{\max}^{BESS}$: é a potência máxima do BESS.

Assim, o vetor de decisão é dado por :

$$X = \begin{bmatrix} x \\ P_{\max}^{BESS} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

A solução para esse problema é apresentada na próxima seção usando um método baseado na otimização por enxame de partículas (*PSO*).

3.5 Restrições do Problema

O modelo de otimização proposto baseia-se em uma função objetivo global e considera um conjunto de restrições técnicas e operacionais, garantindo que os resultados sejam consistentes e que o sistema de energia opere dentro de seus limites permitidos.

A variável binária $x_i \in \{0, 1\}$ indica a presença ($x_i = 1$) ou ausência ($x_i = 0$) de um *BESS* no nó i . Supondo que apenas um *BESS* esteja instalado na rede, a restrição de localização é escrita:

$$\sum_{i \in N} x_i = 1 \quad (3.18)$$

3.5.1 Restrições de potência ativa BESS

O limite de potência do *BESS* é representado pela Equação 3.19.

$$P_{\min}^{BESS} \leq |P_{\text{BESS}}(t)| \leq P_{\max}^{BESS}, \quad \forall t \quad (3.19)$$

Essa formulação garante que o *BESS* só pode injetar ou absorver energia se estiver de fato instalado no nó em questão.

A energia armazenada no *BESS*, expressa pelo *State of Charge* (SoC), deve permanecer dentro de limites aceitáveis durante todo o horizonte de tempo, conforme:

$$SOC_{\min}^{BESS} \leq SOC^{BESS} \leq SOC_{\max}^{BESS} \quad (3.20)$$

Essa restrição impede a sobrecarga ou a descarga profunda, garantindo o gerenciamento seguro do sistema de armazenamento.

3.5.2 Restrições operacionais da rede

Os parâmetros elétricos da rede devem estar em conformidade com os limites técnicos para garantir a estabilidade e a segurança do sistema.

$$V_i^{\min} \leq V_i(t) \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in N, \quad \forall t \quad (3.21)$$

$$|S_{ik}(t)| \leq S_{ik}^{\max}, \quad \forall (i, k) \in L, \quad \forall t \quad (3.22)$$

Em que, $S_{ik}(t)$ é a potência aparente que flui entre os nós i e k , e L é o conjunto de ramificações na rede.

3.6 Algoritmo de otimização do BESS

Depois que as áreas prioritárias da rede são identificadas usando os índices *PTDF* e *VSI*, é necessário determinar o local ideal para a instalação do BESS.

Neste trabalho, o algoritmo de otimização *PSO* é utilizado para esse fim. Os princípios fundamentais desse método foram descritos no Capítulo 2. Esta seção concentra-se em sua implementação prática no contexto da otimização do posicionamento do *BESS*.

O objetivo é maximizar os benefícios trazidos pelo BESS à rede, principalmente reduzindo as perdas ativas, melhorando o perfil de tensão e reduzindo os custos de geração, respeitando as restrições físicas e operacionais do sistema.

Diferentemente das abordagens sequenciais que avaliam cada barra individualmente, o algoritmo *PSO* permite que o espaço de busca seja explorado simultânea e globalmente. Essa capacidade de cobrir com eficiência um grande conjunto de soluções aumenta as chances de alcançar um ótimo global e, ao mesmo tempo, reduz o tempo de computação.

Dentro dessa estrutura, cada partícula do enxame representa uma solução candidata, definida por uma variável exclusiva correspondente a um índice da barra admissível para a instalação do BESS. Cada partícula também está associada a uma velocidade, que determina seu deslocamento no espaço de busca durante as iterações.

O algoritmo foi implementado no MATLAB e procede da seguinte forma:

1. Inicialização

Leitura de dados da rede por meio de um arquivo MATPOWER: topologia da rede, parâmetros de linha, localização da carga, perfis de demanda por hora (durante 24 horas).

Parâmetros do *PSO*:

- Número de partículas;
- Número máximo de iterações;
- Coeficientes: inércia w , atração pessoal c_1 e atração social c_2 ;

– Área de pesquisa :

- * Conjunto de barras adequado para a colocação do *BESS*;
- * Intervalo de potência e energia possíveis para o *BESS*.

2. Inicialização da população

Cada partícula é inicializada aleatoriamente com :

- Uma barra elegível;
- Uma capacidade inicial do *BESS* (extraída do intervalo definido);
- Uma velocidade inicial (aleatória ou zero).

3. Avaliação da função objetiva

A função objetiva é uma combinação ponderada de três critérios:

$$F = w_1 \cdot \sum_{t=1}^{24} (V_i - V_{\text{ref}})^2 + w_2 \cdot \sum_{(i,k) \in L} P_{ik}^{\text{perdas}} + w_3 \cdot (C_{\text{gen}} + C_{\text{bess}}) \quad (3.23)$$

Em que P^{perdas} representa as perdas ativas na rede.

É importante observar que os três termos que compõem a função objetiva possuem naturezas e unidades físicas distintas: o primeiro está relacionado à magnitude da tensão, o segundo às perdas de potência ativa e o terceiro aos custos econômicos. Para permitir sua combinação coerente em uma única expressão, os coeficientes de ponderação w_1 , w_2 e w_3 são definidos como fatores adimensionais de normalização e equilíbrio. Esses pesos ajustam a escala de cada termo de acordo com suas ordens de grandeza típicas e refletem a importância relativa atribuída a cada critério no processo de otimização. Dessa forma, a função F torna-se uma métrica composta e comparável, representando o compromisso ótimo entre estabilidade de tensão, eficiência energética e custo operacional do sistema.

Cada partícula é avaliada de acordo com essa função. A melhor posição pessoal P^{best} e a melhor solução global G^{best} são registradas.

4. Loop de otimização (por iteração)

Atualização de velocidade:

$$v_i^{k+1} = w \cdot v_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (P_i^{\text{best}} - x_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (G^{\text{best}} - x_i^k) \quad (3.24)$$

Atualização de posição:

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (3.25)$$

Novas posições são avaliadas, e as melhores posições pessoais e globais são atualizadas, se necessário.

5. Critérios de parada

O algoritmo é interrompido:

- após 100 iterações; ou
- se a solução Gbest permanecer inalterada por um número predefinido de iterações (critério de convergência).

6. Resultados finais

No final da otimização, o algoritmo fornece :

- O local ideal do *BESS* (índice da barra);
- A capacidade ótima do *BESS*;
- O valor mínimo da função objetiva alcançado;
- A curva de convergência da função objetiva (evolução ao longo das iterações).

O fluxograma do algoritmo *PSO* implementado neste estudo é mostrado na Figura 3.5.

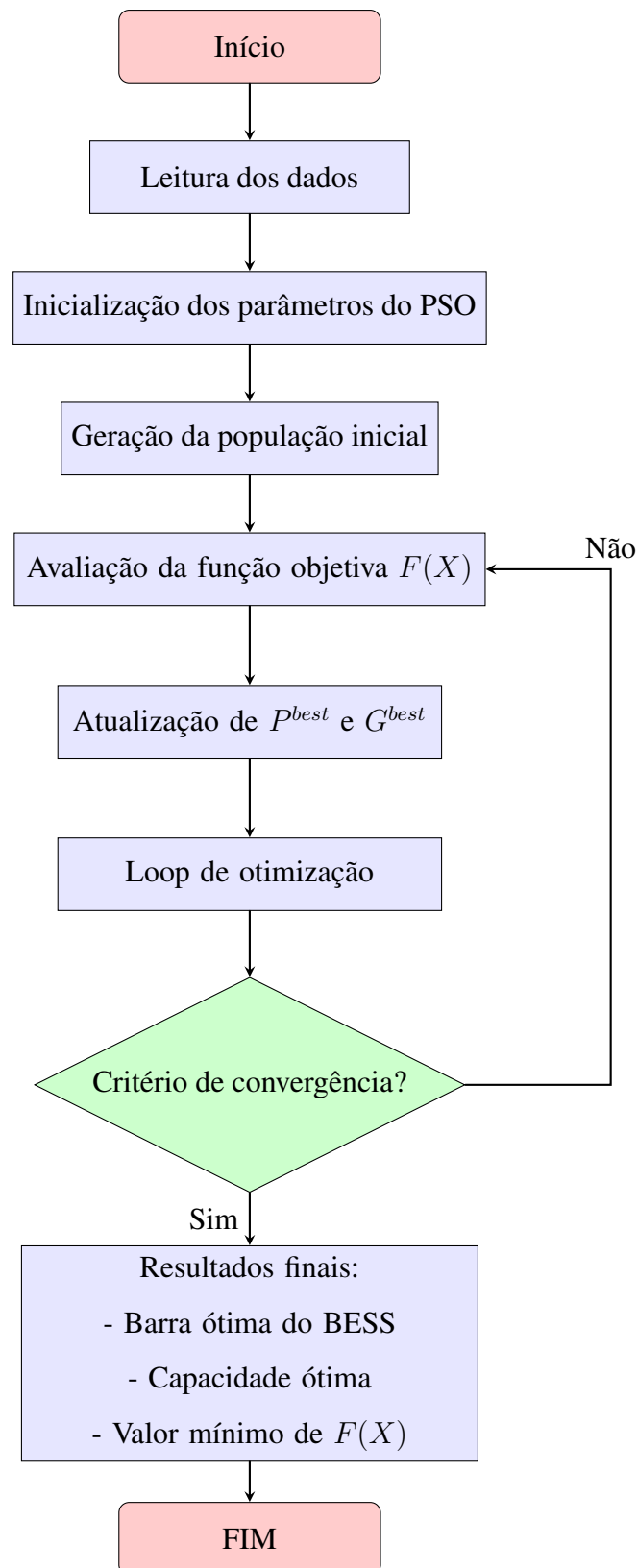


Figura 3.5 – Fluxograma do algoritmo PSO

3.6.1 Estratégia operacional do BESS

A estratégia operacional adotada para o *BESS* neste estudo baseia-se em uma abordagem de seguimento da carga, priorizando o atendimento da demanda durante os períodos de pico. Nos casos em que a produção total da rede não é suficiente para suprir a demanda, o *BESS* é acionado para compensar o déficit, contribuindo para a manutenção do equilíbrio energético do sistema.

Além disso, em cada intervalo de tempo, é realizada uma avaliação do estado da rede a fim de verificar o atendimento da demanda, respeitando as restrições técnicas e operacionais impostas ao sistema elétrico.

Por convenção, a energia trocada pelo *BESS* é considerada negativa na fase de carga e positiva na fase de descarga. Assim, a cada instante, uma avaliação do balanço de energia da rede permite determinar a ação do *BESS*, levando em conta suas limitações técnicas e o estado do sistema [37].

1. Estratégias operacionais

A estratégia operacional baseia-se no cálculo do balanço de energia em cada etapa de tempo:

$$P_{\text{bal}}(t) = P_{\text{prod}}(t) - P_c(t) \quad (3.26)$$

Onde:

P_{prod} : Produção total [MW];

P_c : a carga total da rede [MW];

P_{bal} : Potência excedente [MW].

Um limite mínimo de excesso de energia ($\epsilon > 0$) é definido para permitir que o *BESS* recarregue mesmo no caso de um pequeno excedente, a fim de manter um *SOC* mais alto nos horários de pico.

2. Fase de recarga : se $P_{\text{bal}}(t) > \epsilon$

$$E_{\text{armazenar}} = \min \{ E_{\text{bal}}(t) \cdot \eta_c \cdot \Delta t, P_{\text{max}} \cdot \Delta t, SOC_{\text{max}}^{\text{BESS}} - SOC(t) \} \quad (3.27)$$

$$P_{\text{BESS}}(t) = -\frac{E_{\text{armazenar}}}{\eta_c \cdot \Delta t} \quad (3.28)$$

$$SOC(t+1) = SOC(t) + E_{\text{armazenar}} \quad (3.29)$$

3. Fase de descarga : se $P_{\text{bal}}(t) < 0$

$$E_{\text{fornecida}}(t) = \min \left\{ \frac{|E_{\text{bal}}(t)| \cdot \Delta t}{\eta_d}, P_{\text{max}} \cdot \Delta t, SOC(t) - SOC_{\text{min}} \right\} \quad (3.30)$$

$$P_{\text{BESS}}(t) = \frac{E_{\text{fornecida}} \cdot \eta_d}{\Delta t} \quad (3.31)$$

$$SOC(t+1) = SOC(t) - E_{\text{fornecida}} \quad (3.32)$$

4. Inatividade : se $P_{\text{bal}}(t) = 0$

$$P_{\text{BESS}}(t) = 0, \quad SOC(t+1) = SOC(t) \quad (3.33)$$

5. Balanço de energia BESS

As energias efetivamente carregadas e descarregadas são determinadas em cada passo de tempo por :

$$E_{\text{carga}}(t) = \begin{cases} |P_{\text{BESS}}(t)| \cdot \eta_c, & \text{se } P_{\text{BESS}}(t) < 0 \\ 0, & \text{ou} \end{cases} \quad (3.34)$$

$$E_{\text{descarga}}(t) = \begin{cases} \frac{P_{\text{BESS}}(t)}{\eta_d}, & \text{se } P_{\text{BESS}}(t) > 0 \\ 0 & \end{cases} \quad (3.35)$$

Sendo,

$P_{BESS}(t)$: potência do *BESS* no instante t [MW];

η_c : Rendimento para carga do *BESS* [%];

η_d : rendimento para descarga do *BESS* [%]

P_{max} : Potência máxima do *BESS* (MW)

$SOC(t)$: Estado da carga no tempo t (MWh)

$SOC_{min}^{BESS}, SOC_{max}^{BESS}$: Estado dos limites de carga (MWh)

Δt : Passo de tempo de simulação (h)

$E_{bal}(t)$: Energia em excesso ou falta no momento t (MWh)

ϵ : Limite mínimo de excedente para autorizar a recarga

O modelo assim definido permite que o BESS desempenhe um papel ativo no balanço energético da rede, absorvendo o excesso de geração durante os períodos de baixa carga e liberando potência ativa nos horários de maior demanda. A Figura 3.6 apresenta o diagrama de fluxo da estratégia de gestão do BESS, no qual são explicitadas as condições de transição entre os diferentes estados operativos carregamento, descarregamento e inatividade. Esse esquema representa a lógica de decisão responsável por acionar o BESS de modo a contribuir para a regulação de tensão, a mitigação das flutuações de geração renovável e a manutenção da estabilidade de tensão operacional e da eficiência global do sistema elétrico.

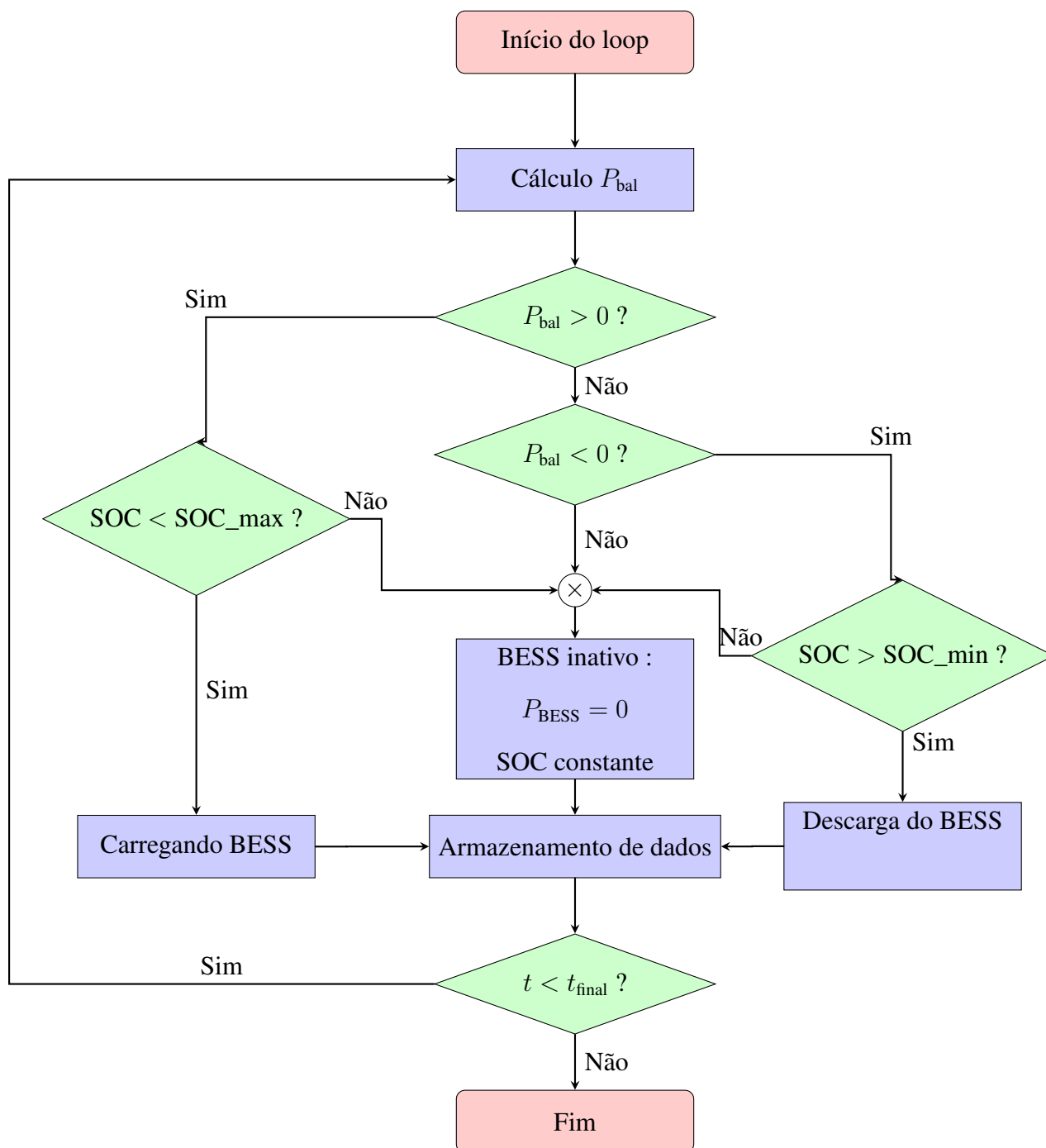


Figura 3.6 – Fluxograma do algoritmo BESS

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E ANÁLISES

Este capítulo apresenta de forma estruturada os resultados das simulações realizadas no sistema IEEE30 modificado, conforme definido no Capítulo 3. O principal objetivo é avaliar o impacto da integração progressiva de fontes de energia renováveis, bem como a contribuição de um *BESS*, no desempenho operacional da rede.

A análise abrange vários cenários representativos, incluindo diferentes configurações de geração e armazenamento de energia renovável, com e sem otimização do posicionamento do *BESS*. As simulações são usadas para examinar, entre outras coisas, as mudanças nos perfis de tensão, a distribuição dos fluxos de energia, as perdas ativas totais e o comportamento dinâmico do *BESS*.

É dada atenção especial à capacidade do *BESS* de fornecer serviços auxiliares à rede, inclusive regulação de tensão e redução de congestionamento. O efeito da otimização do processo de alocação do *BESS* usando o algoritmo *PSO* também é analisado em termos de ganhos técnicos e melhoria da qualidade da energia. As seções a seguir detalham a comparação dos cenários estudados, o impacto da otimização no comportamento do sistema e, em seguida, uma discussão técnica aprofundada dos resultados observados.

4.1 Apresentação de dados e metodologia de simulação

As tensões de barramento do sistema IEEE30 Barras são limitadas entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u., de acordo com os padrões operacionais atuais, para garantir uma estabilidade de tensão operacional satisfatória. O sistema, em sua configuração original, é equilibrado e livre de qualquer saturação de linha, o que o torna uma linha de base adequada para analisar os efeitos da integração de

fontes renováveis e do sistema de armazenamento. A Tabela 4.1 mostra os limites de potência dos geradores e a carga total do sistema antes de qualquer modificação.

Tabela 4.1 – Características iniciais da rede IEEE30

a) Limites dos geradores

Gerador	Barra	$P_{Gi}^{\min}$ (MW)	$P_{Gi}^{\max}$ (MW)	$Q_{Gi}^{\min}$ (MVar)	$Q_{Gi}^{\max}$ (MVar)
Folga	1	260.2	360.2	-70	70
G2	2	40	140	-70	80
G3	5	0	100	-60	60
G4	8	0	100	-60	60
G5	11	0	100	-60	70
G6	13	0	100	-100	100

b) Carga total do sistema

Dimensão	Valor
Potência ativa total	283,4 MW
Potência reativa total	126,2 MVar

- Perfis de tensão de barra

Na Figura 4.1 é apresentado o perfil de tensão obtido para a rede em suas condições iniciais. Observa-se que a maioria dos barramentos permanece dentro dos limites de tensão estabelecidos, com exceção de algumas barras do tipo PV, cujas tensões são fixadas em valores ligeiramente superiores a 1,05 p.u. devido às condições iniciais de controle de tensão dos geradores. Ainda assim, o sistema opera em um ponto de funcionamento estável e adequado. A Tabela 4.2 resume os principais parâmetros desse caso base, incluindo os módulos de tensão, os ângulos de fase e as perdas ativas totais.

- Fluxos de potência ativa

Na Figura 4.2 são ilustrados os fluxos de potência ativa nas diversas linhas da rede. Observa-se que certas linhas próximas aos geradores, em particular a linha 12, transportam uma quantidade significativa de potência. Isso ocorre porque, no caso base, o gerador de referência (folga) injeta a maior parte da potência no sistema, concentrando

assim os fluxos em sua vizinhança imediata. Essa configuração faz com que algumas linhas se aproximem da saturação. Entretanto, como será mostrado no primeiro cenário de simulação, uma distribuição mais equilibrada da geração entre os diferentes geradores da rede contribui para aliviar esses fluxos e melhorar o perfil de carregamento das linhas.

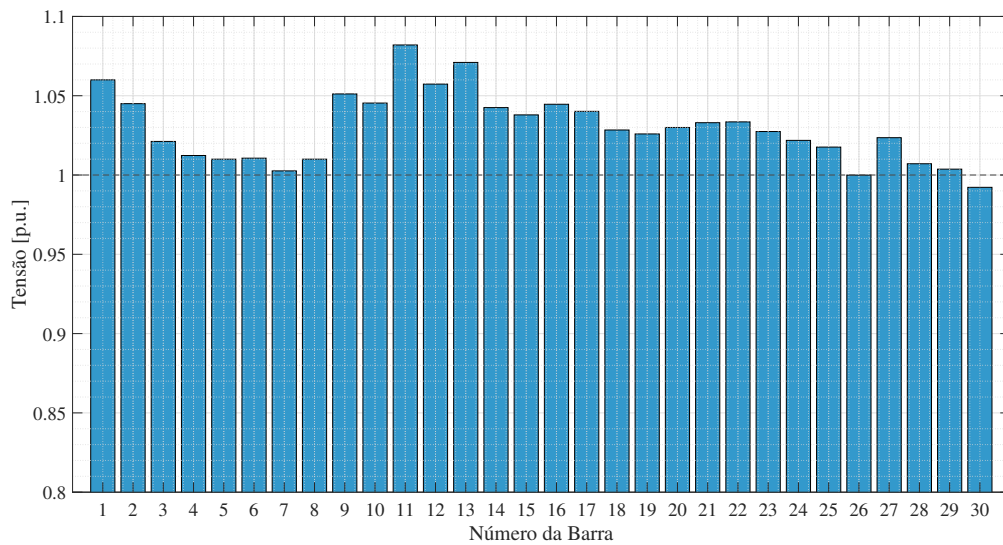


Figura 4.1 – Perfis de tensão de barra

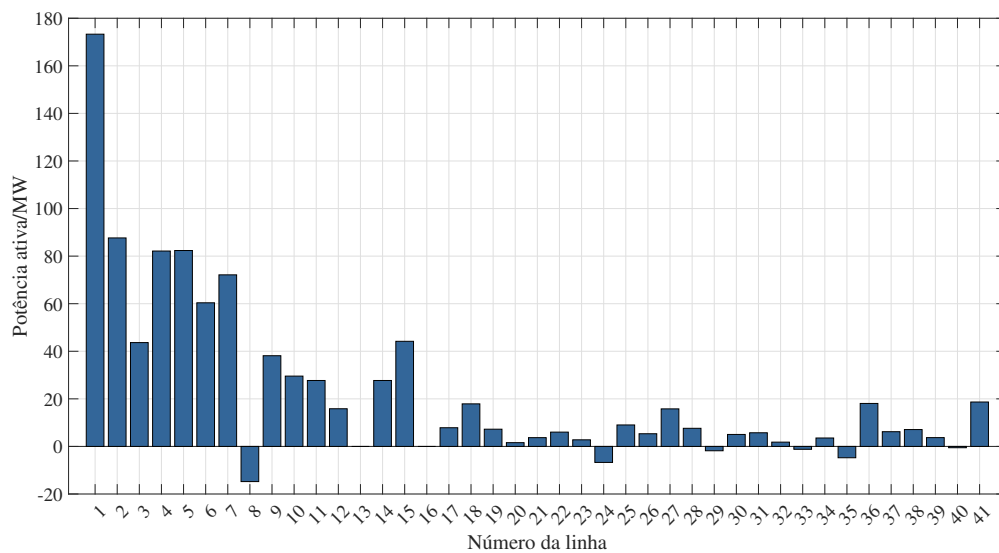


Figura 4.2 – Fluxos de potência ativa

Tabela 4.2 – Resumo da tensão, do ângulo e das perdas no caso inicial

Dimensão	Valor mínimo	Valor máximo
Magnitude da tensão (p.u.)	0,992 na barra 30	1,082 na barra 11
Ângulo de tensão (°)	-17,64 na barra 30	0,00 na barra 1
Perdas ativas (MW)	-	5,21 na linha 12
Perdas reativas (MVar)	-	15,61 na linha 12

4.2 Análise comparativa de cenários

Este estudo considera quatro cenários de modelagem, projetados para examinar o impacto da integração gradual das energias renováveis e do armazenamento de energia na operação, estabilidade e eficiência energética da rede.

4.2.1 Cenário 1

Nesse primeiro cenário, o caso base é adaptado para refletir condições operacionais mais representativas de um sistema real. A potência ativa total demandada pela rede é aumentada em 70%, enquanto a potência reativa é aumentada em 15%, de modo a utilizar plenamente a capacidade instalada das unidades de geração convencionais. As simulações foram realizadas utilizando um fluxo de potência ótimo (OPF), o qual busca determinar o ponto de operação da rede minimizando o custo total de geração, sujeito às restrições de balanço de potência e aos limites de tensão e de carregamento das linhas.

A carga é distribuída ao longo de 24 horas conforme o perfil de consumo típico da Figura 3.2, simulando variações típicas de consumo em um dia inteiro. A rede mantém sua configuração inicial: não são introduzidos dispositivos de energia renovável ou de armazenamento. Portanto, esse cenário serve como referência para a comparação dos cenários subsequentes.

Na Tabela 4.3 são mostrados os parâmetros atualizados do gerador: potência ativa nominal, capacidade de geração reativa, tensão de regulação e faixas de operação:

Tabela 4.3 – Parâmetros dos geradores do cenário 1

Barra	P_{Gi} (MW)	Q_{Gi} (MVar)	$Q_{Gi}^{\min}$ (MVar)	$Q_{Gi}^{\max}$ (MVar)	V_{Gi} (p.u.)	$P_{Gi}^{\min}$ (MW)	$P_{Gi}^{\max}$ (MW)
1	—	-16,1	-70	70	1,06	0	150
2	140	40,3	-70	80	1,045	0	140
5	80	30,5	-60	60	1,01	0	100
8	80	37,3	-60	60	1,01	0	100
11	80	35,2	-60	70	1,082	0	100
13	80	35,6	-100	100	1,071	0	100

Depois de ajustar as cargas do sistema e simular a rede considerando uma janela temporal de 24 horas, foram analisadas diversas variáveis características para compreender melhor o comportamento da rede nesse cenário de referência.

A Figura 4.3 mostra a variação horária da demanda ativa do sistema em um dia típico. Essa curva é obtida pela aplicação de um perfil horário à carga total ajustada da rede.

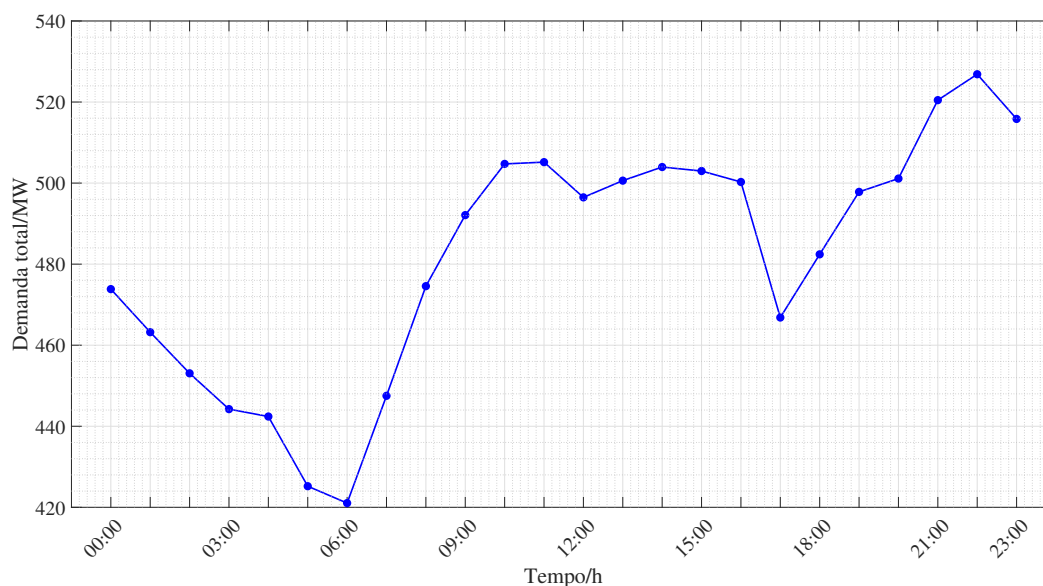


Figura 4.3 – Curva diária da demanda ativa do sistema

A demanda é menor nas primeiras horas do dia, seguida de um aumento gradual, atingindo o pico por volta das 22 horas. Esse perfil possibilita a simulação de condições operacionais realistas e um melhor estudo do desempenho da rede.

Na Figura 4.4 é apresentado um gráfico *box-and-whisker* das tensões de barra analisadas para esse cenário, permitindo a identificação de barras com níveis de tensão baixos ou críticos durante o período de 24 horas. Ela ilustra a variação das tensões dos barramentos ao longo do dia, destacando os valores máximo, mínimo e médio de cada um.

Pode-se observar que as tensões nas várias barras permanecem estáveis em geral durante todo o dia, refletindo um comportamento satisfatório do sistema, apesar do aumento da carga. As variações entre os níveis de tensão permanecem moderadas e dentro de margens aceitáveis para a maioria dos barramentos.

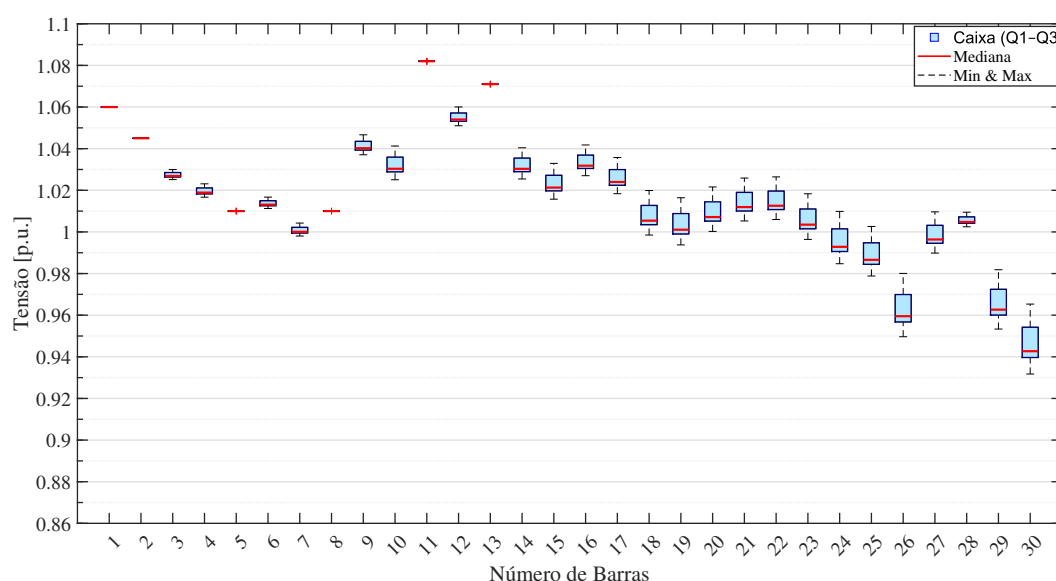


Figura 4.4 – Variações diárias de tensão no nível da barra

Entretanto, algumas partes da rede, especialmente as barras 26, 29 e 30, apresentam tensões próximas aos limites mínimos. Esse comportamento evidencia a vulnerabilidade potencial dessas zonas, possivelmente associada à sua maior distância elétrica em relação às principais fontes de geração e a uma distribuição de carga desfavorável. Embora a rede permaneça estável em geral nessa configuração de referência, a futura introdução de fontes de geração renovável, que são mais variáveis e menos previsíveis, tende a perturbar esse equilíbrio. Deve-se, portanto, antecipar uma possível deterioração da estabilidade de tensão e o surgimento de congestionamentos. Esses fatores justificam a análise de soluções de reforço, como a integração de dispositivos de regulação local ou sistemas de armazenamento nos cenários a seguir.

A Figura 4.5 ilustra a evolução dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão ao longo do dia. Essas variações refletem as flutuações da demanda horária e a redistribuição da geração entre os diferentes geradores da rede.

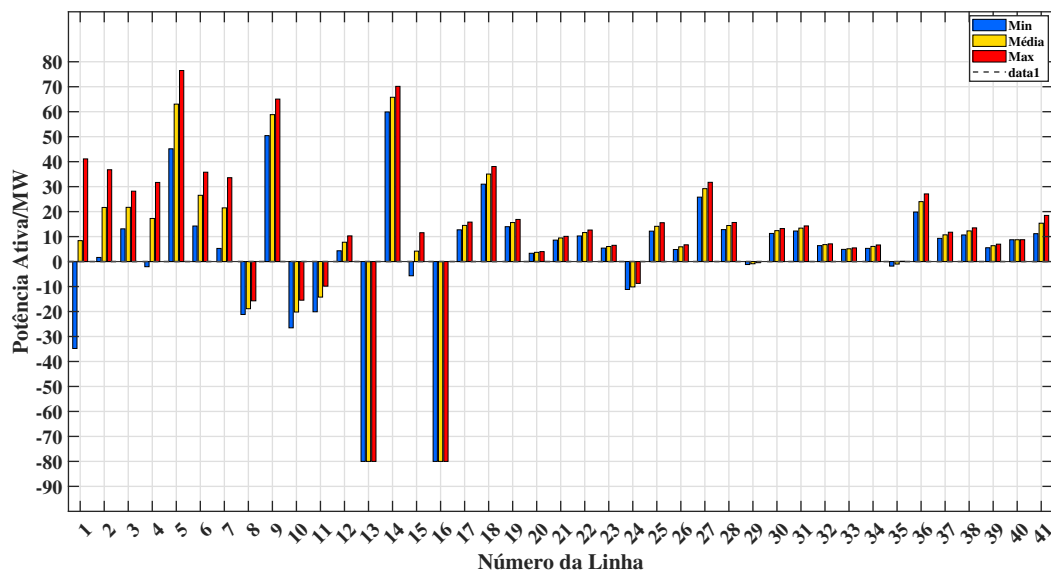


Figura 4.5 – Fluxo de potência ativa nas linhas

Observa-se que algumas linhas, como as de número 5, 9, 13, 14 e 16, operam particularmente próximas da condição de sobrecarga durante os períodos de maior demanda, o que as coloca em regime próximo aos limites térmicos estabelecidos. Essa análise é crucial para a identificação de trechos suscetíveis a congestionamentos, cuja performance pode se degradar ainda mais diante da inserção de novas unidades geradoras em cenários subsequentes, comprometendo a segurança e a confiabilidade operativa do sistema elétrico.

Esse primeiro cenário foi usado para estabelecer uma referência para a operação da rede em condições realistas de carga, na ausência de geração renovável ou sistemas de armazenamento. Os resultados destacam a dinâmica clássica de um sistema elétrico equilibrado: aumento gradual da carga, ajuste dos geradores para atender à demanda, variação das tensões e aparecimento de perdas nos horários de pico.

Essa linha de base é essencial para avaliar o impacto das soluções previstas nos cenários seguintes, em especial a introdução de fontes de energia renováveis e sistemas de armazenamento.

4.2.2 Cenário 2

O Cenário 2 considera um parque eólico conectado à rede. O objetivo desse desenvolvimento é analisar os efeitos da produção intermitente sobre o comportamento geral do sistema, em especial no que diz respeito à distribuição da produção, à estabilidade da tensão, ao uso da barra de folga e às perdas na rede.

Nesse cenário, uma usina de energia eólica é integrada à rede elétrica para analisar os efeitos da geração renovável intermitente na operação do sistema. A instalação é conectada à barra 2, substituindo o gerador convencional inicialmente presente nesse nó. Esse último é desativado, e uma usina eólica de capacidade equivalente (140 MW) é instalada em seu lugar. A geração eólica varia ao longo do dia de acordo com um perfil horário representativo, mostrado na Figura 3.3, refletindo as flutuações típicas do vento.

Com exceção dessa modificação, a configuração da rede permanece idêntica à do Cenário 1, permitindo uma comparação consistente do desempenho e das restrições técnicas antes e depois da introdução da fonte renovável.

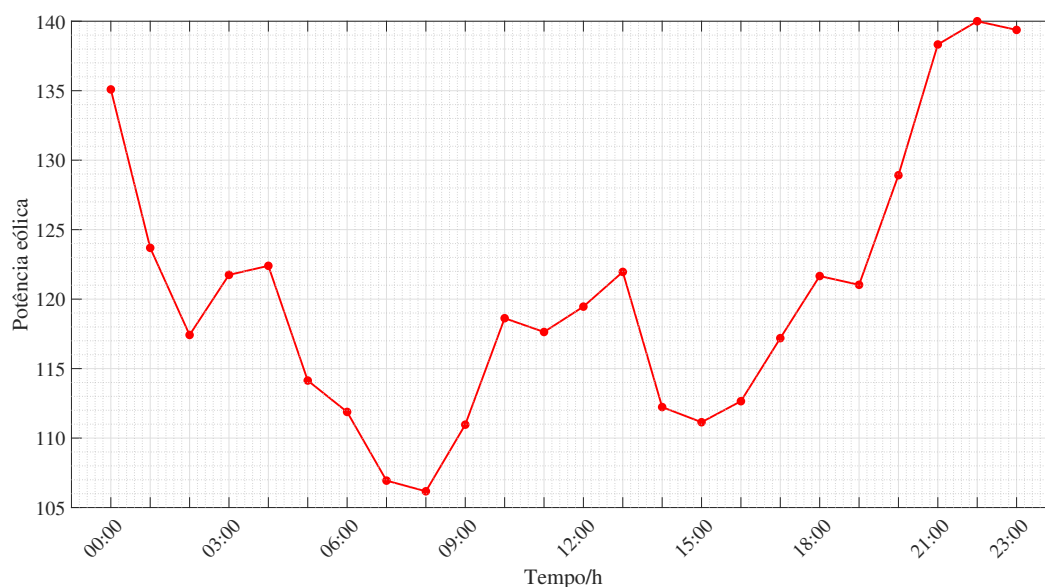


Figura 4.6 – Geração eólica diária

A Figura 4.6 mostra a variação horária da produção no parque eólico. Há um alto grau de variabilidade, com pico de produção no início da tarde e uma queda significativa no final do dia. Essa intermitência introduz incerteza no equilíbrio entre oferta e demanda, que os geradores

convencionais precisam compensar.

A evolução das tensões em cada barra ao longo do dia é mostrada na Figura 4.7. Em comparação com o Cenário 1, observam-se variações de tensão mais significativas, principalmente nos nós distantes dos centros de geração. Vários deles apresentam níveis de tensão abaixo dos limites admissíveis, o que evidencia um enfraquecimento do controle de tensão em determinadas áreas da rede.

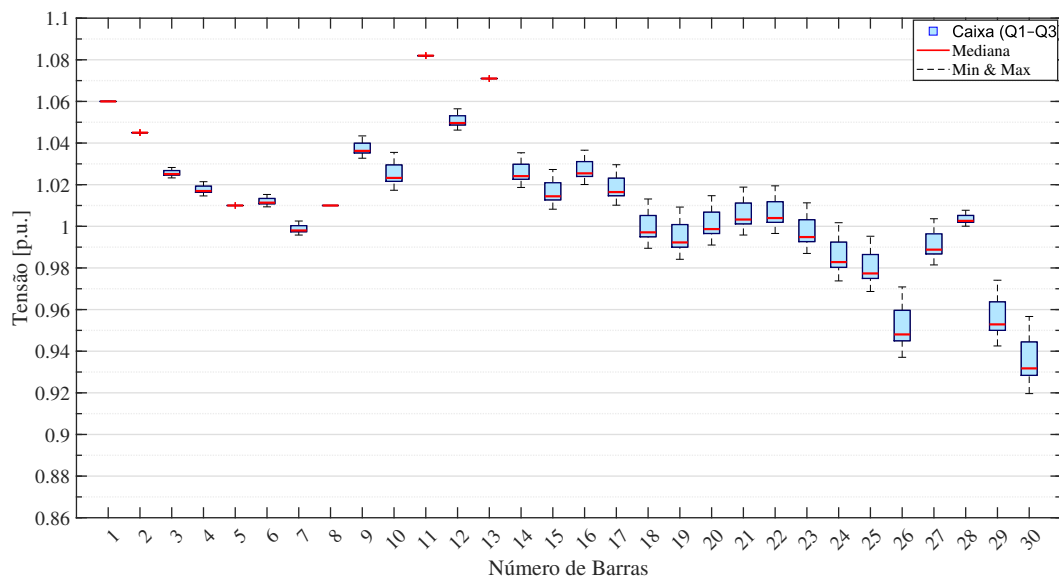


Figura 4.7 – Variações diárias de tensão no nível da barra

Observa-se que a integração do parque eólico na barra 2 levou violações de tensão, particularmente observados nas barras 26, 29 e 30, devido à natureza intermitente da geração eólica. Essa variabilidade acentua as flutuações de tensão nas áreas periféricas da rede, revelando a sensibilidade do perfil de tensão às variações na geração renovável.

A integração do parque eólico modifica significativamente os fluxos de energia ativa em várias linhas da rede, em particular aquelas localizadas na zona de influência do ponto de injeção da geração renovável. A Figura 4.8 mostra um aumento significativo nas cargas das linhas 1, 8, 9, 11, 13 e 16, a maioria das quais está localizada na vizinhança elétrica da barra 2, onde o parque eólico está conectado. Além disso, algumas linhas, como 9, 13, 14 e 16, estão experimentando cargas crescentes que as aproximam de seus limites operacionais, indicando um risco potencial de congestionamento. Essas observações destacam a necessidade de antecipar melhor as restrições de roteamento induzidas pela integração de energias renováveis, especialmente por

meio do reforço direcionado da rede ou da otimização da distribuição da produção em cenários subsequentes.

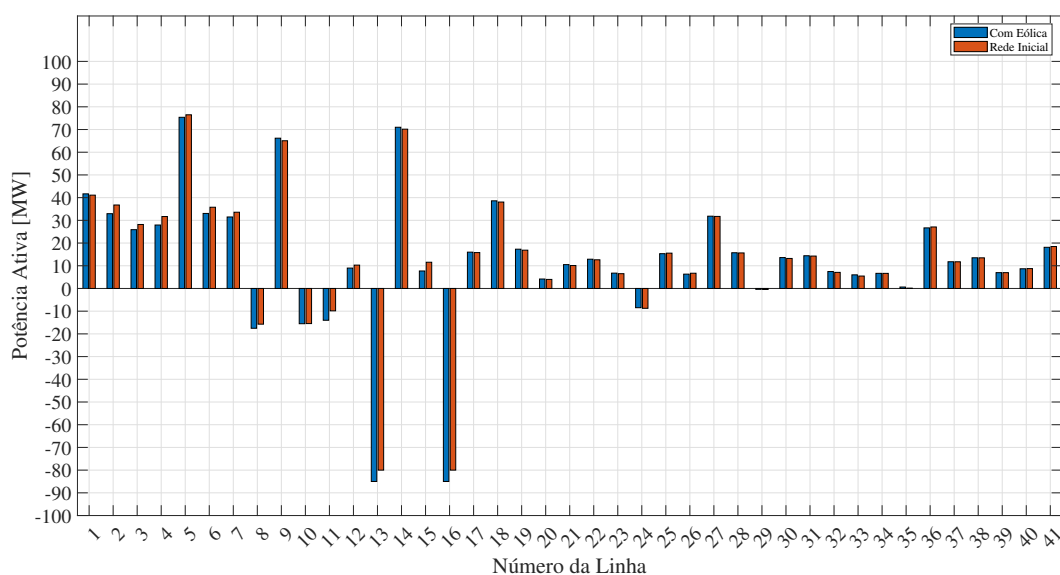


Figura 4.8 – Fluxo máximo de potência ativa para linhas nos cenários 1 e 2

Esse cenário destaca os desafios técnicos associados à integração da geração renovável variável, especialmente em termos de regulação de tensão e congestionamento de linha. Ele justifica o uso de mecanismos de suporte, como sistemas de armazenamento de energia ou gerenciamento dinâmico de geração, que serão explorados em cenários subsequentes.

4.2.3 Cenário 3

O objetivo desse cenário é avaliar os efeitos combinados de duas fontes de geração renovável intermitente sobre o comportamento do sistema de energia. Para isso, uma usina de energia solar com capacidade instalada de 100 MW é integrada à rede, conectada na barra 5. Sua produção segue um perfil horário típico de um dia ensolarado, conforme mostrado na Figura 3.4. Com exceção dessa adição, a configuração da rede permanece idêntica à do cenário 2, permitindo uma comparação direta do desempenho e das restrições técnicas induzidas pela adição da geração solar à geração eólica já existente.

A Figura 4.9 mostra a variação horária da energia injetada pelas duas usinas renováveis. A usina solar tem produção zero fora do intervalo de tempo das 5h às 18h, com um pico entre

12h e 13h, seguido de uma diminuição gradual. Essa natureza intermitente, comum às duas fontes, acentua a variabilidade geral do fornecimento de energia. A ausência de produção solar durante a manhã e a noite geralmente coincide com picos de demanda, criando um desequilíbrio que os geradores convencionais precisam compensar. Como resultado, certas linhas de rede, especialmente aquelas localizadas em áreas de alto consumo, são submetidas a um fluxo de potência maior. Isso resulta em maiores perdas, maior risco de congestionamento e quedas significativas de tensão, principalmente nas barras distantes dos pontos de geração.

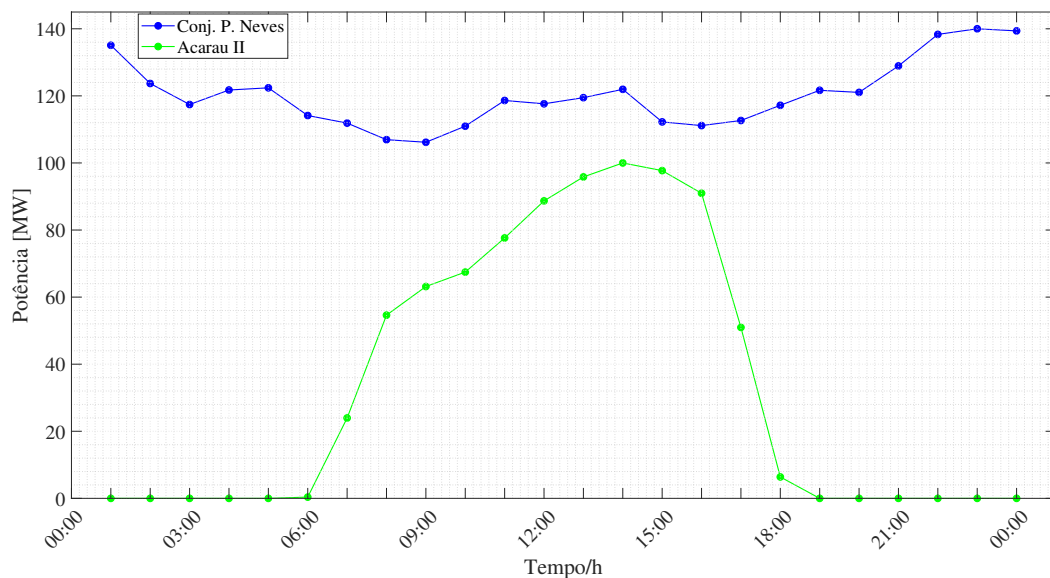


Figura 4.9 – Produção eólica e solar diária

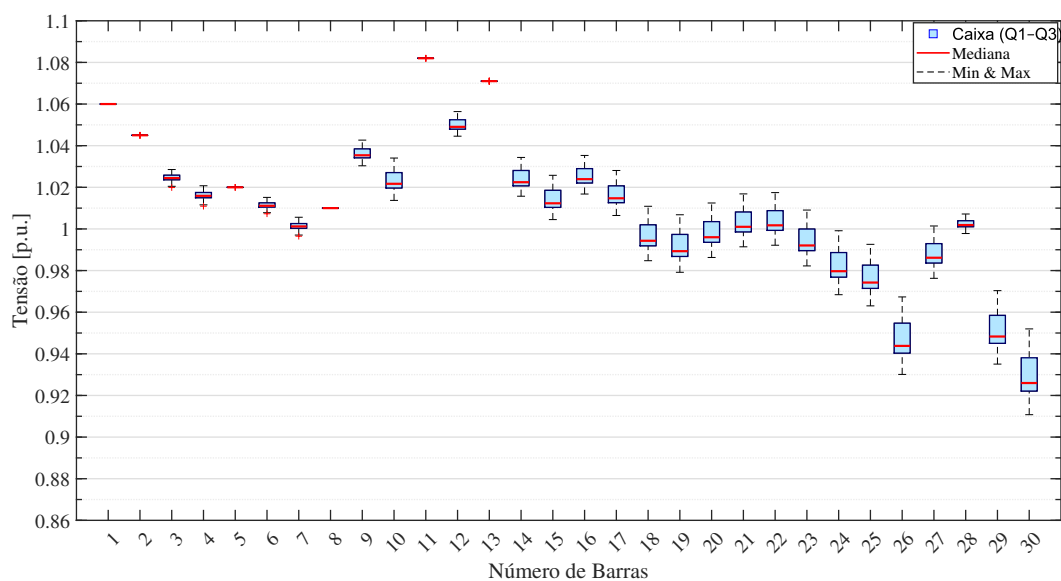


Figura 4.10 – Variações diárias de tensão no nível das barras após a adição de usinas de energia renovável

A evolução das tensões em todas as barras da rede é mostrada na Figura 4.10. Em comparação com o cenário 2, a introdução da usina de energia solar leva a uma deterioração mais acentuada nos perfis de tensão. Várias barras, especialmente 23, 24, 25, 26, 29 e 30, registram quedas significativas de tensão. Os casos mais críticos foram observados nas barras 25, 26, 29 e 30, que ficaram abaixo dos limites recomendados. Essa situação reflete uma perda de eficiência na regulação local, causada pela variabilidade das injeções renováveis que não estão correlacionadas com a demanda. Assim, a adição de uma fonte intermitente em um ponto da rede sem meios de compensação ou suporte de tensão pode levar a desequilíbrios locais, afetando a estabilidade geral do sistema.

A injeção de energia fotovoltaica modifica significativamente as trajetórias dos fluxos de energia na rede. A Figura 4.11 mostra uma intensificação das potências em determinadas linhas, resultando em taxas de carregamento altas e, em alguns casos, críticas. Essas observações enfatizam que a integração não otimizada de fontes renováveis, sem a coordenação adequada com a capacidade da infraestrutura existente, pode levar a mais congestionamento e comprometer a segurança operacional do sistema. Para atenuar esses efeitos, são necessárias medidas corretivas, como a integração de um BESS, o reforço direcionado de linhas ou um planejamento de despacho mais detalhado, especialmente em cenários com alta penetração de energias renováveis.

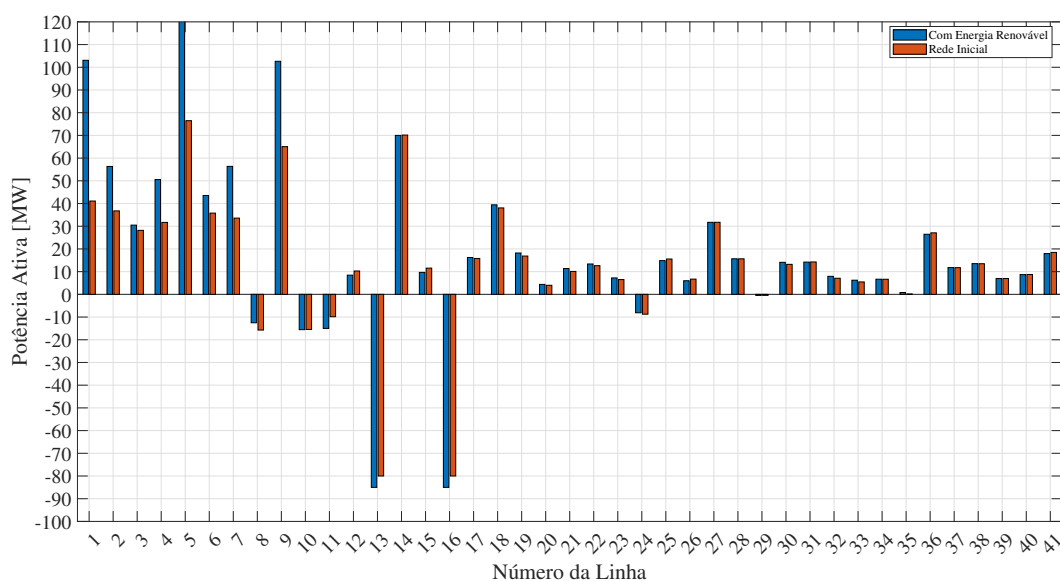


Figura 4.11 – Fluxo máximo de potência ativa para linhas nos cenários 1 e 3

4.2.4 Cenário 4

Este cenário examina a integração do *BESS* na rede elétrica com o objetivo de melhorar sua estabilidade, eficiência operacional e flexibilidade diante da variabilidade da produção. Em contraste com abordagens anteriores, a implementação do *BESS* é precedida aqui por uma fase de otimização de sua localização e de sua capacidade, utilizando o algoritmo de otimização por enxame de partículas (*PSO*). O objetivo dessa abordagem é explorar ao máximo o potencial do *BESS*, determinando não apenas a barra mais adequada para sua conexão, mas também o dimensionamento ótimo, de forma a garantir que seus efeitos benéficos sobre a rede sejam mais significativos.

Etapa 1: Otimização da alocação do BESS

O objetivo desse primeiro estágio é usar a função objetivo global para identificar a barra mais adequada para a implementação do sistema de armazenamento de bateria. Para isso, o algoritmo *PSO* é implantado para explorar uma ampla gama de configurações possíveis, avaliando a cada iteração o impacto do *BESS* na operação geral da rede.

Tabela 4.4 – Parâmetros do algoritmo PSO usado neste estudo

Parâmetro	Valor	Descrição
Número de partículas	30	Tamanho da população
Número máximo de iterações	50	Número de ciclos de pesquisa
Área de pesquisa	Barra 1 à n	Terminal inferior = 1
Coefficiente de inércia (w)	0,7	Verificação da memória do movimento anterior
Coefficiente cognitivo (c_1)	1,5	Influência da experiência individual
Coefficiente social (c_2)	1,5	Influência do grupo

A função de otimização é baseada nos seguintes objetivos:

- Minimização do total de perdas ativas na rede ;
- Melhoria do perfil de tensão, reduzindo os desvios do valor nominal (1 pu);

- Redução dos custos operacionais, otimizando o uso da barra de folga e garantindo um melhor equilíbrio entre produção e consumo.

Esses parâmetros foram selecionados de forma a garantir um compromisso efetivo entre a velocidade de convergência, a qualidade das soluções encontradas e a estabilidade do algoritmo, assegurando ao mesmo tempo uma cobertura satisfatória do espaço de pesquisa.

4.2.4.1 Resultado da otimização do local do BESS

O algoritmo *PSO* foi aplicado utilizando os parâmetros apresentados na Tabela 4.4, considerando os objetivos multicritérios previamente definidos. Os resultados, apresentados na Figura 4.13, mostram a otimização realizada em todas as barras do sistema, com exceção da barra de referência, com o objetivo de identificar a configuração correspondente ao valor mínimo da função objetivo global. Esta função, construída como uma combinação ponderada de múltiplos critérios (f_1, f_2, f_3) , evidencia que a solução ótima corresponde sistematicamente à barra 27, apontando assim este local como o mais adequado para a instalação do *BESS*, independentemente das combinações de pesos consideradas.

A Figura 4.12 apresenta o nuage de Pareto obtido com o *PSO*, no qual cada ponto corresponde a uma configuração admissível do *BESS* (tamanho instalado versus custo global). Este nuage reflete a combinação dos diferentes critérios da função objetivo e a diversidade das configurações exploradas pelo algoritmo. As variações das ponderações da equação 3.13 influenciam o compromisso escolhido, mas a fronteira de Pareto resulta do conjunto de todas as soluções admissíveis.

A partir da análise da dispersão dos pontos, observa-se que as soluções mais equilibradas se concentram em uma faixa de capacidade entre 66 MW e 70 MW, onde o aumento de potência instalada proporciona ganhos consistentes em termos de desempenho global do sistema. Dentro desse intervalo, o valor de 70 MW foi adotado por representar uma solução robusta e por assegurar uma margem adicional de segurança operacional, garantindo confiabilidade e flexibilidade para a exploração futura do sistema.

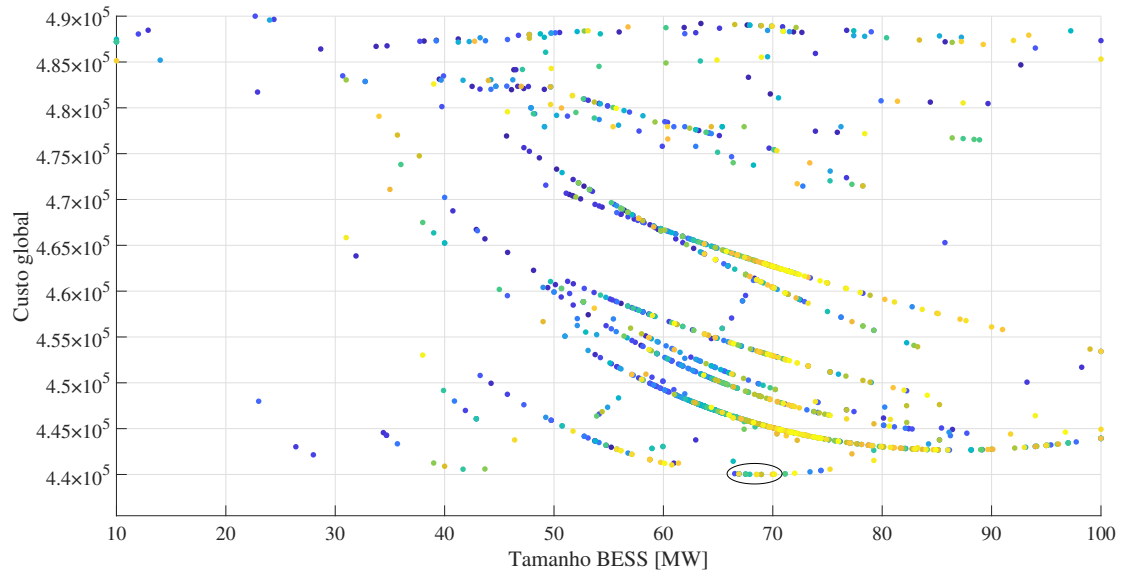


Figura 4.12 – Fronteira de Pareto obtida por PSO (tamanho do BESS vs custo global)

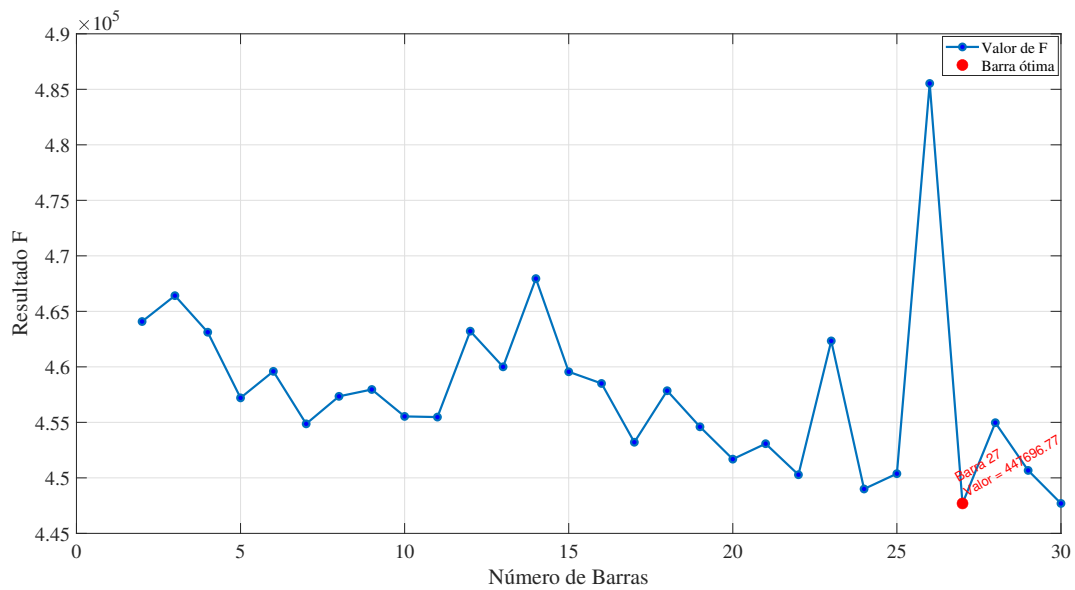


Figura 4.13 – Localização ideal do BESS determinada pelo algoritmo PSO

Convém salientar que os coeficientes de ponderação utilizados na composição da função objetivo obedecem à restrição apresentada 3.16. A análise dos resultados indica que diferentes combinações admissíveis dos pesos w_i não modificaram a barra ótima para instalação do BESS, que permaneceu consistentemente localizada na barra 27. As alterações observadas limitaram-se à potência máxima recomendada, a qual apresentou pequenas variações em função da relevância relativa atribuída a cada critério.

Esse comportamento confirma a robustez da função objetivo multicritério quanto à seleção dos

coeficientes de ponderação, preservando simultaneamente a flexibilidade necessária para ajustar a potência ótima de acordo com as prioridades operacionais estabelecidas.

4.2.4.2 Avaliação da localização de BESS usando os índices PTDF e VSI

Para complementar os resultados de otimização obtidos pelo algoritmo *PSO*, foi realizada uma análise usando os índices *PTDF* e *VSI*, já apresentados anteriormente. O objetivo dessa abordagem é examinar se a barra 27, proposta como a localização ideal, configura-se como zona estratégica da rede.

O objetivo é verificar a consistência entre a solução resultante da otimização e as áreas da rede identificadas como sensíveis ou críticas do ponto de vista estrutural e operacional. Uma concordância entre os resultados do *PSO* e as avaliações derivadas dos índices reforçaria, portanto, a robustez e a relevância da escolha feita.

Os resultados da avaliação do *VSI* em todas as barras da rede são apresentados na Figura 4.14. Esses resultados mostram que as barras 25, 27, 29 e 30 apresentam os menores valores de *VSI*, revelando uma maior suscetibilidade a quedas de tensão, em particular durante os períodos de alta carga ou de déficit de potência reativa.

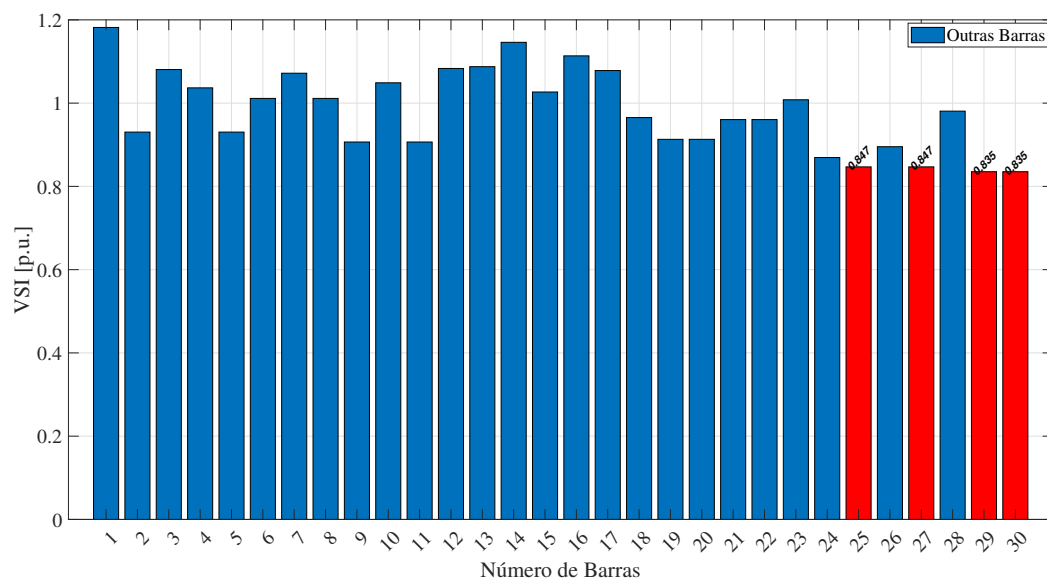


Figura 4.14 – VSI para cada barra de rede

Entre os nós da rede, a barra 27 destaca-se como uma das zonas mais vulneráveis em termos de estabilidade de tensão, apresentando um dos menores valores de VSI . Esse comportamento sugere que o reforço dessa região pode trazer ganhos significativos para a robustez do sistema. A instalação de um *BESS* nesse ponto estratégico contribuiria para estabilizar as tensões locais e aumentar a flexibilidade operacional do sistema elétrico como um todo. Além disso, a análise dos $PTDF$, apresentada na Tabela 4.5, corrobora essa escolha, ao indicar uma sensibilidade acentuada dos fluxos de potência em torno dessa barra.

Tabela 4.5 – VSI e PDF para linhas e barras específicas

Linha	De	A	$V_{BarraFinal}$ (p.u.)	$VSI_{BarraFinal}$ (p.u.)	PTDF(%)
02	01	03	1,0250	1,0807	51,99
17	12	14	1,0270	1,1461	49,64
18	12	15	1,0173	1,0267	48,96
33	24	25	0,9808	0,8468	51,64
35	25	27	0,9913	0,8468	35,02
36	28	27	0,9913	0,8468	64,98
37	27	29	0,9558	0,8353	71,77
38	27	30	0,9347	0,8351	59,04
39	29	30	0,9347	0,8351	40,96

As linhas 36 e 38, que são fortemente influenciadas pelas injeções de potência na barra 27, têm alguns dos maiores valores absolutos de $PTDF$ (64,98% e 71,77%, respectivamente). Esses resultados indicam que qualquer variação na potência nesse nó tem um impacto significativo nessas linhas, expondo-as a maiores riscos de congestionamento. Consequentemente, a inserção de um *BESS* na barra 27 permitiria uma redistribuição mais equilibrada dos fluxos de energia, reduzindo assim a possível sobrecarga nesses corredores sensíveis.

Em um contexto de alta demanda da rede, as linhas identificadas pela análise do $PTDF$ parecem estar particularmente expostas a excessos de capacidade. A localização de um *BESS* nas proximidades oferece uma solução relevante para apoiar a demanda local, limitando as transferências de energia de longa distância e aliviando a carga em linhas vulneráveis.

Ao cruzar os resultados da análise VSI (localização de pontos fracos de tensão) e os da análise $PTDF$ (identificação de caminhos de fluxo críticos), a escolha da barra 27 como local para o *BESS* é rigorosa e coerente. Essa decisão é ainda validada pelos resultados do PSO , que confirma a relevância estratégica desse local em termos de estabilidade de tensão e do desempenho

da rede elétrica.

Em resumo, as análises conjuntas destacam a relevância da barra 27 como o ponto de inserção ideal para o *BESS*. Essa escolha se baseia em fundamentos técnicos sólidos, tanto eletrotécnicos (estabilização de tensão) quanto topológicos (mitigação de fluxos sobrecarregados). Ela representa uma etapa decisiva no controle ativo da rede.

A subseção seguinte é dedicada à modelagem do *BESS*, integrando-o ao sistema no nível da barra 27 e definindo suas características técnicas, modo de operação e estratégia de gerenciamento de energia. O objetivo é avaliar, por meio de simulações, o impacto dessa integração sobre a distribuição dos fluxos de energia, a redução do congestionamento e a melhoria da estabilidade da tensão do sistema.

4.2.4.3 Análise da operação do sistema elétrico com BESS

A integração de fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica e solar, introduz uma variabilidade significativa no equilíbrio entre produção e consumo. Essa instabilidade complica a regulação do sistema de eletricidade, principalmente durante as rápidas flutuações na produção ou nos períodos de pico de demanda. Nesse contexto, o uso de um *BESS* é uma solução técnica e estratégica para suavizar esses desequilíbrios.

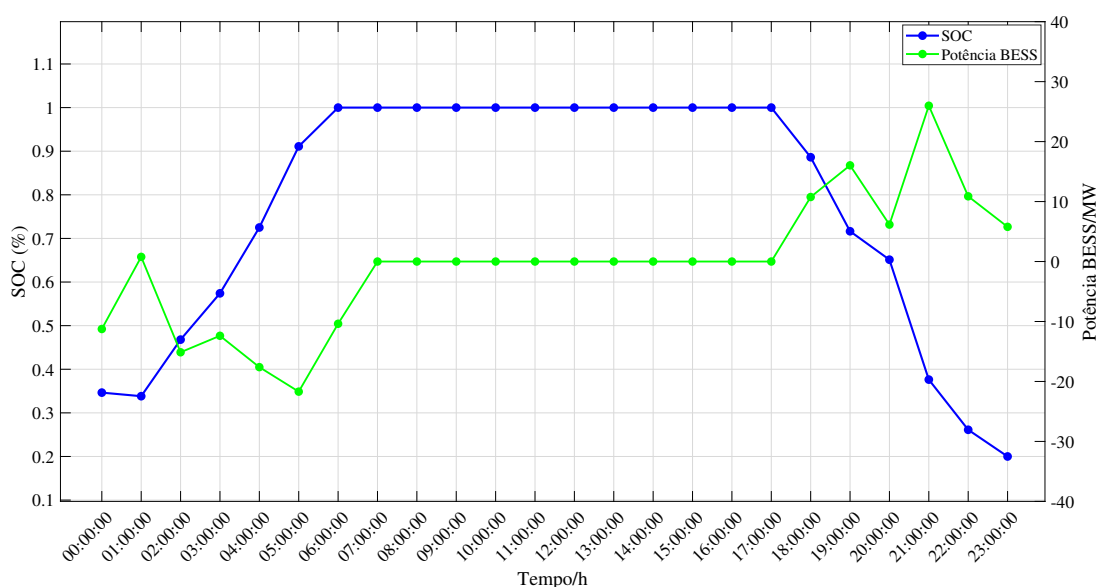


Figura 4.15 – Energia SOC e BESS durante o dia

Na Figura 4.15 é mostrada a evolução do estado de carga (*SOC*) do *BESS* em um ciclo diário de 24 horas. Fora do horário de pico, aproximadamente entre meia-noite e 7h da manhã, o *BESS* recarrega gradualmente, atuando como uma carga controlada que captura o excesso de geração renovável. Isso ajuda a suavizar a curva de carga e a reduzir o risco de superprodução ou injeção excessiva. Quando sua capacidade máxima (100%) é atingida, o *BESS* está ocioso até as 17:00, período durante o qual a energia produzida pelo sistema híbrido permanece suficiente para atender à demanda sem recorrer ao armazenamento.

No período da tarde, com o aumento gradual da carga e a crescente variabilidade da geração renovável, o *BESS* alterna entre as fases de descarga e recarga. Esse comportamento permite compensar em tempo real as discrepâncias entre a geração e a demanda, atuando como um estabilizador dinâmico para o sistema. A partir das 18 horas, o *BESS* inicia sua fase de descarga mais ativa, projetada para atender ao aumento da demanda. Essa função torna-se particularmente decisiva durante o pico de consumo noturno (após as 20h), quando o *BESS* descarrega intensamente para aliviar a rede, reduzir a dependência de geradores convencionais e limitar os custos operacionais associados.

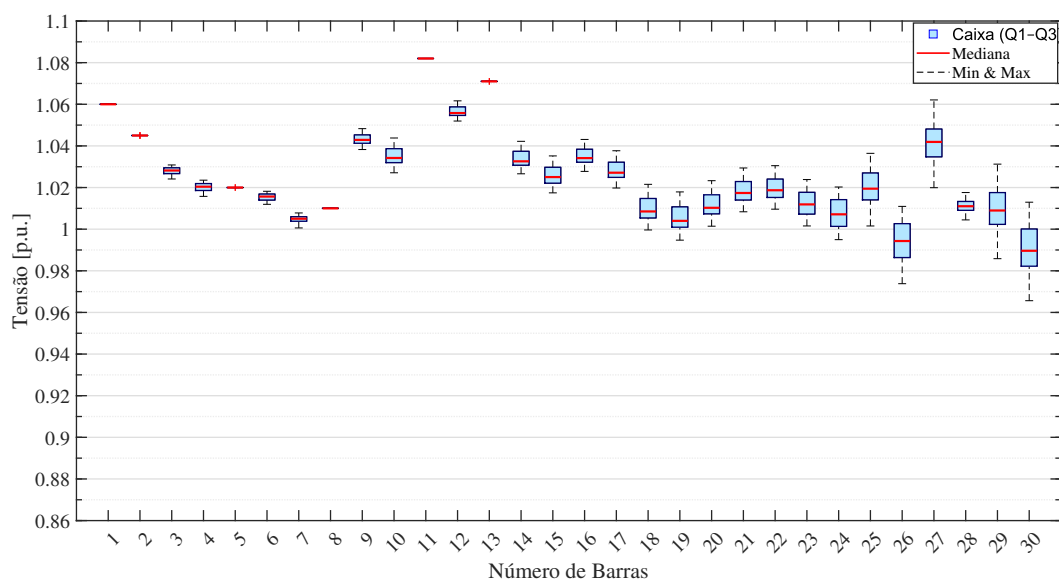


Figura 4.16 – Tensão da Barra após adição do BESS

Esse modo de operação ilustra totalmente a capacidade do *BESS* de aumentar a flexibilidade operacional do sistema de energia e, ao mesmo tempo, facilitar a integração eficiente de fontes de energia renováveis. Ele também ajuda a estabilizar parâmetros críticos da rede, especialmente a tensão e o nível de congestionamento nas linhas, fornecendo uma resposta às incertezas

associadas à variabilidade da geração intermitente e às flutuações na demanda.

A integração do *BESS* mostra um efeito na regulação das tensões na rede, especialmente em um contexto dominado pela intermitência das fontes renováveis. A evolução das tensões nos vários nós do sistema ao longo de um dia típico de operação é mostrada na Figura 4.16.

A análise mostra uma clara melhoria nos perfis de tensão após a inserção do *BESS*, especialmente em barras expostas a flutuações significativas na geração, principalmente ligadas à variabilidade do vento. Graças à sua capacidade de injetar ou absorver energia ativa dinamicamente, o *BESS* desempenha um papel crucial na regulação da tensão local, possibilitando a compensação em tempo real dos desequilíbrios causados por variações rápidas na geração e na demanda.

A Figura 4.17 reforça essa observação ao mostrar um aumento significativo nos níveis médios diários de tensão em vários barramentos críticos após a implantação do *BESS*. Esse aumento nas tensões, embora permaneça dentro das margens de segurança operacional, reflete uma redução nas variações de tensão observadas na ausência do dispositivo de armazenamento e uma atenuação das condições que podem induzir instabilidades locais.

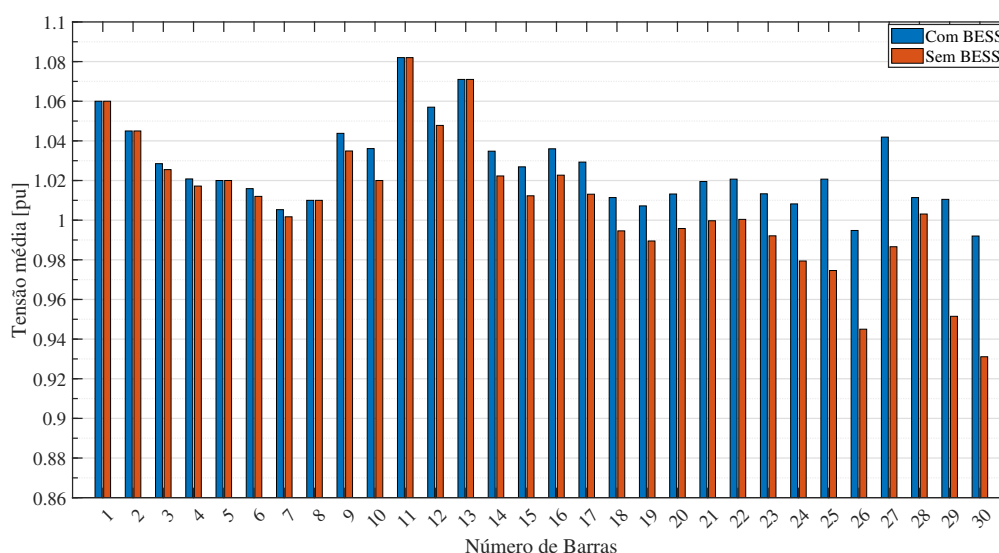


Figura 4.17 – Comparação dos Perfis de Tensão do sistema antes e com BESS

Esses resultados confirmam a contribuição do *BESS* como uma alavanca para a flexibilidade técnica na manutenção da qualidade do serviço da rede. Ao garantir a regulação local e dinâmica da tensão, o *BESS* permite reduzir as variações de tensão, limitar os fenômenos de

congestionamento ou subtensão e manter as tensões dentro de faixas aceitáveis. Portanto, é um dispositivo essencial para otimizar o desempenho estático do sistema de energia, especialmente em um contexto marcado pela alta variabilidade na geração de energias renováveis intermitentes.

A melhoria dos perfis de tensão induzida pela integração do *BESS* também é acompanhada por uma otimização significativa dos fluxos de potência ativa nas linhas de transporte. Uma comparação dos níveis de congestionamento antes e depois da integração do *BESS* é mostrada na Figura 4.18, destaca-se uma redução significativa das restrições nas ramificações mais solicitadas da rede.

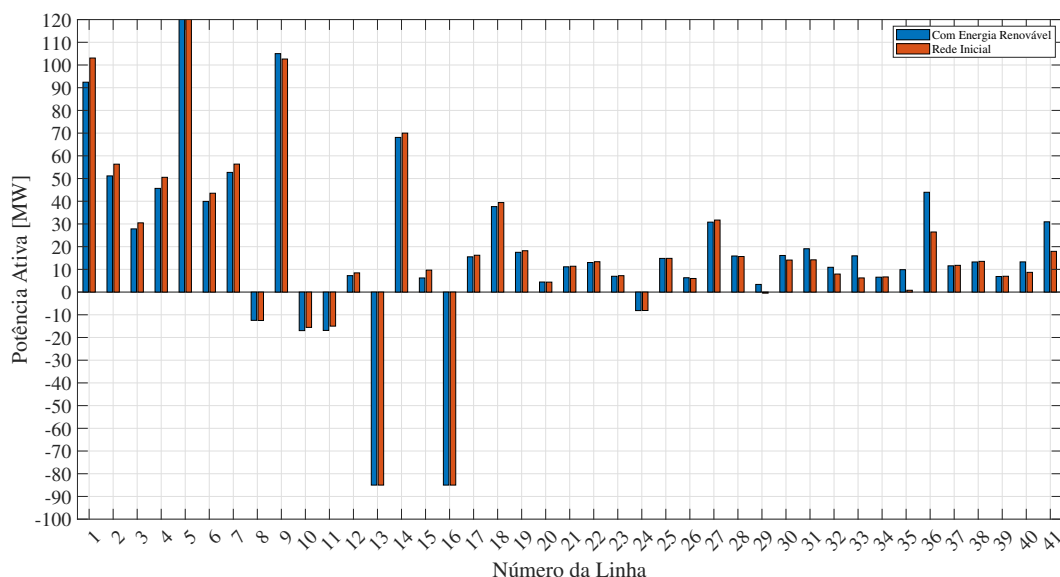


Figura 4.18 – Fluxo máximo de potência ativa para as linhas antes e depois da adição do *BESS*

Graças à sua capacidade de absorver e injetar energia, o *BESS* atua como um elemento de regulação local, contribuindo para uma redistribuição mais equilibrada dos fluxos de energia na rede. Essa modulação permite aliviar as cargas nas linhas sujeitas a sobrecargas críticas, especialmente durante períodos de alta demanda, reforçando assim a segurança operacional do sistema.

Além disso, ao atenuar as transferências energéticas excessivas nas ramificações mais solicitadas, o *BESS* contribui significativamente para a redução das perdas globais da rede (ver Figura 4.19), melhorando assim o rendimento energético do sistema. Esta otimização ocorre principalmente graças à capacidade do *BESS* de injetar energia de forma direcionada durante

os períodos de alta demanda. Esse comportamento adaptativo de descarga, sincronizado com os picos de consumo, permite aliviar as linhas mais sobrecarregadas, reduzir sua taxa de carga e prevenir fenômenos de congestionamento. O resultado é uma maior valorização das infraestruturas existentes, uma diminuição das restrições operacionais e um reforço da flexibilidade operacional da rede.

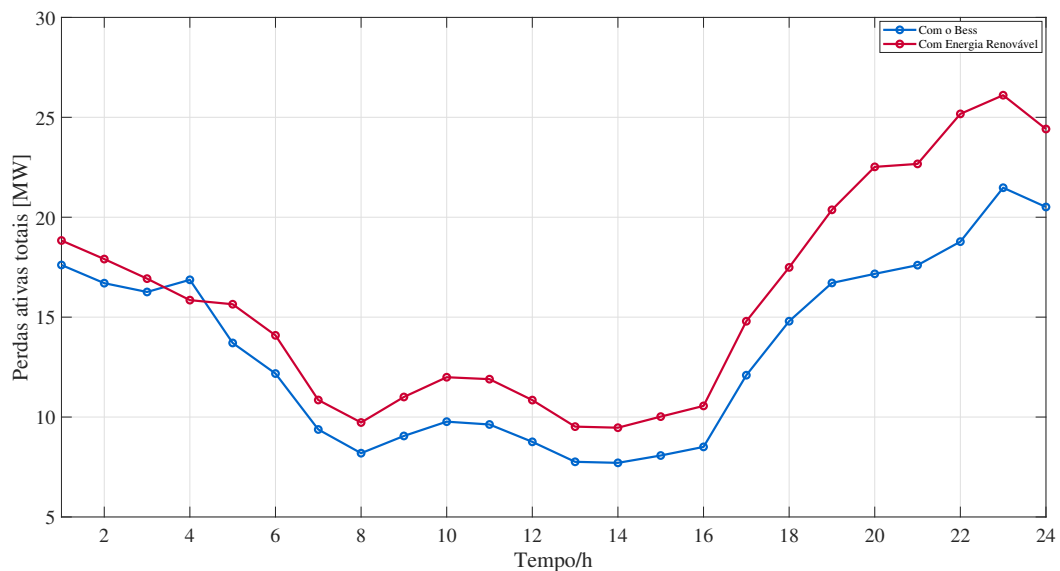


Figura 4.19 – Comparação das perdas ativas em 24 horas com e sem o BESS

4.3 Discussão dos Resultados

A análise aprofundada dos resultados obtidos através das diferentes simulações destaca várias lições importantes sobre o comportamento do sistema elétrico na presença de fontes renováveis variáveis e de um sistema de armazenamento por bateria. Este último desempenha um papel determinante no equilíbrio da rede. Ele permite compensar em tempo real os desequilíbrios entre produção e consumo induzidos pela intermitência das energias renováveis, ajustando de forma flexível seus ciclos de carga e descarga de acordo com as condições do sistema. Esse comportamento adaptativo melhora a estabilidade do perfil de tensão, reduz os congestionamentos nas linhas altamente solicitadas e garante um melhor suporte aos nós vulneráveis.

Além disso, os índices *PTDF* e *VSI* mostraram-se particularmente relevantes para identificar as zonas sensíveis da rede. O *PTDF* permitiu localizar as linhas que mais contribuem para os

fluxos de energia, evidenciando aquelas suscetíveis a sobrecargas, enquanto o *VSI* auxiliou na detecção dos barramentos próximos aos limites de estabilidade de tensão. Embora o posicionamento ótimo do *BESS* tenha sido determinado pelo algoritmo *PSO*, a análise desses índices confirmou que a solução obtida corresponde efetivamente às áreas mais críticas da rede.

Por fim, a otimização da alocação do *BESS* por meio do *PSO* resultou em um desempenho significativamente superior, tanto na redução das perdas ativas quanto na melhoria da estabilidade de tensão e na diminuição das sobrecargas nas linhas. Essa convergência entre os resultados do *PSO* e as indicações fornecidas pelos índices *PTDF* e *VSI* destaca a pertinência e a robustez da abordagem, adequada aos desafios atuais de planejamento e operação das redes elétricas inteligentes.

4.3.1 Discussão geral dos cenários simulados

A análise comparativa dos diferentes cenários destaca comportamentos contrastantes entre a integração das energias renováveis e a contribuição do *BESS*. Para avaliar o impacto das diferentes opções de integração energética no desempenho da rede, foram simulados vários cenários.

A Tabela 4.6 sintetiza os principais indicadores técnicos observados para cada caso, permitindo uma comparação direta dos efeitos das energias renováveis e do armazenamento em baterias sobre a estabilidade de tensão (avaliada pelos valores de $V < 0.95$ p.u. e pelo desvio máximo $\Delta V_{\max}$) e sobre a eficiência operacional do sistema (analisada a partir das perdas e do carregamento das linhas).

Tabela 4.6 – Resumo dos indicadores técnicos dos cenários simulados

Cenário	Nº de barras $V < 0.95$ p.u.	Linhas $> 80\%$	Perdas max (MW)	$\Delta V_{\max}$	SOC max (%)
Básico	1	0	10.69	0.0336	-
Eólica	3	0	11.16	0.0337	-
Solar	3	2	22.55	0.0392	-
BESS	0	1	21.71	0.0588	95

A análise dos resultados mostra que a adição de centrais eólica e solar provoca uma degradação global do desempenho técnico da rede em relação ao cenário de base. O número de barramen-

tos com subtensão aumenta, algumas linhas ultrapassam 80% de sua capacidade e as perdas ativas máximas são significativamente mais elevadas. Esses efeitos refletem a variabilidade e a intermitência das fontes renováveis que, embora proporcionem uma produção descarbonizada, aumentam as restrições operacionais do sistema.

O cenário 4, que integra um *BESS* otimizado, ilustra, por outro lado, uma clara melhoria. O número de barramentos com subtensão é reduzido a zero, o número de linhas com carga elevada diminui e as perdas ativas máximas estabilizam-se num nível inferior ao dos cenários renováveis isolados. A variação máxima de tensão é maior, o que se explica por um aumento geral das tensões na rede: o *BESS* suporta eficazmente os barramentos mais fracos, criando ao mesmo tempo uma diferença mais acentuada com os barramentos próximos da tensão máxima. O acompanhamento do SOC confirma que o *BESS* é explorado de forma eficaz, atingindo um nível ótimo de 95%.

Em resumo, esses resultados destacam que:

- A adição de energias renováveis por si só gera uma sobrecarga na rede, afetando a estabilidade de tensão e aumentando as perdas.
- O *BESS* compensa amplamente esses efeitos negativos, melhorando os perfis de tensão, limitando as sobrecargas e reduzindo as perdas.
- A integração conjunta de energias renováveis e armazenamento surge como uma estratégia imprescindível para conciliar a sustentabilidade energética e a segurança do sistema elétrico.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO

Esta dissertação explorou a integração das energias renováveis na rede elétrica do caso IEEE30 e destacou o papel estratégico dos sistemas de armazenamento em baterias (BESS) na segurança e otimização da rede. Os cenários simulados mostram que a simples substituição de usinas convencionais por fontes eólicas e solares aumenta a variabilidade dos fluxos e tensões, aumentando as perdas e o número das barras com subtensão. Esses resultados ilustram o grande desafio que a intermitência das energias renováveis representa para a estabilidade e a eficiência do sistema.

A principal contribuição deste estudo reside na formulação e aplicação de uma metodologia de otimização para alocação do *BESS*. Por meio do algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas (PSO), foi identificado o ponto ótimo de instalação no barramento 27, assegurando uma utilização eficiente da capacidade de armazenamento. Os índices *PTDF* e *VSI* foram empregados em etapa subsequente, com o propósito de avaliar a consistência e robustez da solução obtida, demonstrando que o posicionamento selecionado corresponde efetivamente às áreas mais críticas da rede. Os resultados evidenciam que a integração do *BESS* contribui simultaneamente para a mitigação de desvios de tensão, a redução de perdas ativas e o alívio de sobrecargas em linhas estratégicas, reforçando a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico.

Em resumo, esta pesquisa demonstra que a transição energética não pode se limitar à adição de energias renováveis: ela requer uma gestão inteligente do armazenamento para conciliar sustentabilidade, segurança e desempenho. O *BESS* surge assim como uma solução indispensável, capaz de transformar as limitações das energias renováveis em oportunidades para uma rede elétrica resiliente e eficiente. Esses resultados abrem perspectivas promissoras para o planejamento futuro de redes híbridas, onde a combinação de energias renováveis e armazenamento se

torna um fator-chave para o sucesso.

5.1 Trabalhos futuros

Os resultados obtidos neste estudo abrem caminho para diversas linhas de pesquisa que podem aprofundar e expandir suas contribuições:

- Embora a otimização tenha se concentrado exclusivamente no *BESS*, as usinas eólicas e solares foram integradas de forma simplificada, substituindo unidades convencionais. Uma perspectiva importante é desenvolver uma otimização simultânea da capacidade, localização e perfil de produção das unidades renováveis, em conjunto com o armazenamento, a fim de maximizar a sinergia entre os diferentes recursos e melhorar o desempenho geral da rede. No contexto brasileiro, essa questão é particularmente crucial no Nordeste, onde a forte concentração de usinas eólicas e solares, combinada com uma capacidade de transporte ainda limitada, gera regularmente congestionamentos e derramamentos de produção. A otimização conjunta das energias renováveis e do armazenamento permitiria explorar melhor esse potencial, reduzindo as perdas econômicas relacionadas à energia não injetada e melhorando a segurança do abastecimento da região.
- Outra área de pesquisa diz respeito à intermitência e à incerteza relacionadas às energias renováveis, que continuam sendo um grande desafio. Trabalhos futuros poderiam integrar abordagens estocásticas e modelos de previsão probabilística para energia solar e eólica, combinados com uma gestão adaptativa e preditiva do *BESS*, a fim de reforçar a resiliência do sistema diante das variações da produção e da demanda.
- Além disso, embora o estudo atual tenha se concentrado nos aspectos técnicos, uma análise de custo-benefício continua sendo essencial para apoiar a decisão. Pesquisas futuras poderiam explorar a integração de critérios econômicos, ambientais e regulatórios, a fim de determinar as condições ideais para a adoção do *BESS* e das energias renováveis em uma perspectiva de sustentabilidade e viabilidade financeira. Uma análise detalhada dos custos de investimento e operação, bem como dos fluxos de receita associados à operação dos *BESS*, seria indispensável para orientar as decisões de implantação em larga escala.

- Por fim, a abertura para sistemas energéticos mais diversificados constitui uma pista promissora. A integração de novas formas de armazenamento (tais como a hidroeletricidade por bombeamento-turbinação, os supercondensadores ou ainda os veículos elétricos em modo V2G (Vehicle-to-Grid)) permitiria elaborar estratégias mais globais, orientadas para o desenvolvimento de redes inteligentes, flexíveis e resilientes. No Brasil, essa pista se insere em um contexto muito favorável: o país já dispõe de um vasto parque hidrelétrico, cujas unidades podem ser adaptadas em centrais de bombeamento para desempenhar um papel de bateria natural em grande escala. Juntamente com o crescimento esperado da mobilidade elétrica, o desenvolvimento de redes híbridas poderia ser uma solução eficaz para suavizar a variabilidade das energias renováveis, reduzir a dependência da energia térmica e melhorar a resiliência do sistema elétrico nacional.

5.2 Publicações

1. PETIT-HOMME, J.; OLIVEIRA, D. Q.; DORILE, P. O. *Heuristic Planning for the Expansion of an Electric Transmission Network for the Incorporation of a Wind Power Plant*. In: 2024 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET), Sydney, Australia, 2024, pp. 16. Disponível em: [IEEE Xplore](#).
2. PETIT-HOMME, J.; OLIVEIRA, D. Q.; SILVANGELA, L. B.; DORILE, P. O. *Battery Energy Storage System Allocation for Voltage Support and Congestion Mitigation*. In: 16th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), São Paulo, 2025. Disponível em: [ResearchGate](#).
3. DORILE, P. O.; PETIT-HOMME, J.; JAGESSAR, D. R. *DC Optimal Power Flow of the PJM Five-Bus System Using General Algebraic Modeling System (GAMS)*. In: 5th ISMEE, Bandung, Indonesia, 2025. Organizer: Department of Electrical Engineering Education, Universitas Pendidikan Indonesia.

REFERÊNCIAS

- [1] REN21, *Renewables 2023 Global Status Report*, Accessed: 2025-04-23, Paris, 2023. endereço: <https://www.ren21.net/gsr-2023/>.
- [2] IEA, *World Energy Outlook 2023*, Accessed: 2025-05-20, 2023. endereço: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- [3] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2^a ed. Chichester, U.K.: Wiley, 2005.
- [4] IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2025*, Accessed: 2025-05-02, 2025. endereço: <https://www.irena.org>.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), *Balanço energético nacional 2024*, Accessed: 2025-05-07, 2024. endereço: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>.
- [6] ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Relatório de análise da operação eólica no Nordeste*, 2023. endereço: <https://www.ons.org.br>.
- [7] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [8] France Renouvelables, *Les défis de l'interconnexion de l'énergie éolienne avec le réseau électrique*, 2023. endereço: <https://www.france-renouvelables.fr/guide-energie-eolienne/energie-eolienne-defis-interconnexion-reseau-electrique>.
- [9] J. D. Glover, M. S. Sarma e T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*, 6^a ed. Cengage Learning, 2017.
- [10] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez e R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, pp. 12–19, 2011.

- [11] J. Zhong, *Power System Economic and Market Operations*, 1ª ed. CRC Press, 2018, pp. 57–81. DOI: [10.1201/9781351180078](https://doi.org/10.1201/9781351180078). endereço: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9781351180078/power-system-economic-market-operations-jin-zhong>.
- [12] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Reliability Guideline: Reactive Power Planning,” NERC, rel. técn., dez. de 2016, Accessed: 2025-07-20. endereço: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability%20Guideline%20-%20Reactive%20Power%20Planning.pdf.
- [13] J. G. Slootweg et al., “Modeling wind turbines in power system dynamics simulations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, pp. 144–151, 2003.
- [14] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*, 3ª ed. Wiley, 2014.
- [15] G. Gurumoorthi, S. Senthilkumar, G. Karthikeyan e F. Alsaif, “A Hybrid Deep Learning Approach to Solve Optimal Power Flow Problem in Hybrid Renewable Energy Systems,” *Scientific Reports*, v. 14, p. 19 377, 2024. DOI: [10.1038/s41598-024-69483-4](https://doi.org/10.1038/s41598-024-69483-4). endereço: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-69483-4>.
- [16] Dongdaejeon-ro, Jayang-dong, Dong-gu, Daejeon, “Congestion Management and Voltage Profile Improvement in a Hybrid Power System with FACTS Controllers,” *International Journal of Applied Engineering Research*, v. 12, n. 9, pp. 2095–2103, 2017, ISSN: 0973-4562. endereço: <http://www.ripublication.com/>.
- [17] K. Prakash, M. Ali e M. N. I. Siddique, “A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions,” *Frontiers in Energy Research*, v. 10, p. 971 704, set. de 2022. DOI: [10.3389/fenrg.2022.971704](https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704). endereço: <http://dx.doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704>.
- [18] M. Braun et al., “Effects of Photovoltaic Distributed Generation on the Voltage Profile in Distribution Systems,” em *CIREN*, 2007.
- [19] J. M. Guerrero et al., “Virtual Inertia in Inverter-Based Microgrids for Frequency Stability,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, pp. 154–162, 2011.

- [20] M. E. Baran e I. El-Markabi, “Voltage Regulation and Loss Minimization in Distribution Systems with Photovoltaics,” *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, 2005.
- [21] A. Saldarini, M. Longo, M. Brenna e D. Zaninelli, “Battery electric storage systems: Advances, challenges, and market trends,” *Energies*, v. 16, n. 22, 2023. DOI: [10.3390/en16227566](https://doi.org/10.3390/en16227566). endereço: <https://doi.org/10.3390/en16227566>.
- [22] M. Farrokhabadi et al., “Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,” *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 35, n. 1, pp. 13–29, 2020.
- [23] D. Saha e S. Ganguly, “Optimal Siting, Sizing, and Scheduling of Battery Energy Storage Systems in Power Distribution Networks,” em *2023 IEEE Silchar Subsection Conference (SILCON)*, 2023. DOI: [10.1109/SILCON59133.2023.10405275](https://doi.org/10.1109/SILCON59133.2023.10405275).
- [24] H. Ronellenfitsch, M. Timme e D. Withaut, “A Dual Method for Computing Power Transfer Distribution Factors,” *IEEE Transactions on Power Systems*, mar. de 2017. DOI: [10.1109/TPWRS.2016.2589464](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2589464).
- [25] H. Singh, S. Hao e A. Papalexopoulos, “Transmission congestion management in competitive electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2, mai. de 1998. DOI: [10.1109/59.667399](https://doi.org/10.1109/59.667399).
- [26] R. Zangmo, S. Sudabattula e N. Dharavat, “Optimal placement of renewable distributed generators and electric vehicles using multi-population evolution whale optimization algorithm,” *Scientific Reports*, 2024. DOI: [10.1038/s41598-024-80076-z](https://doi.org/10.1038/s41598-024-80076-z).
- [27] D. B. Prakasha e C. Lakshminarayana, “Multiple DG Placements in Distribution System for Power Loss Reduction Using PSO Algorithm,” *Procedia Technology*, pp. 785–792, 2016. DOI: [10.1016/j.protcy.2016.08.173](https://doi.org/10.1016/j.protcy.2016.08.173).
- [28] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Curva de Carga Horária*, Available at: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx.
- [29] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Geração Média Diária Horária*, Available at: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>.

- [30] M. Eslahi e et al., “A conservative framework for obtaining uncertain bands of wind power output,” *Journal of Cleaner Production*, v. 333, p. 130 140, 2022. DOI: [10.1016/j.jclepro.2021.130140](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130140).
- [31] V. Jani, H. Abdi e R. P. Singh, “Optimal allocation of energy storage systems considering wind power uncertainty,” *Journal of Energy Storage*, v. 20, pp. 244–253, 2018. DOI: [10.1016/j.est.2018.09.017](https://doi.org/10.1016/j.est.2018.09.017).
- [32] S. Duman e et al., “AC optimal power flow with thermalwindsolartidal systems,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 127, p. 106 653, 2021. DOI: [10.1016/j.ijepes.2020.106653](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106653).
- [33] K. Deb, *Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2001.
- [34] R. T. Marler e J. S. Arora, “Survey of multi-objective optimization methods for engineering,” *Structural and Multidisciplinary Optimization*, v. 26, n. 6, pp. 369–395, 2004. DOI: [10.1007/s00158-003-0368-6](https://doi.org/10.1007/s00158-003-0368-6).
- [35] Z. Huang, B. L. Fang e J. Deng, “Multi-objective Optimization Strategy for Distribution Network Considering V2G Enabled Electric Vehicles in Building Integrated Energy System,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, v. 5, n. 1, pp. 48–55, 2020. DOI: [10.1186/s41601-020-0154-0](https://doi.org/10.1186/s41601-020-0154-0).
- [36] C. M. Fonseca e P. J. Fleming, “Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation Discussion and Generalization,” em *ICGA 93*, 1993, pp. 416–423.
- [37] C. Wang, Y. Zheng, J. Li e X. Shi, “IGDT Robustness Analysis of Integrated Energy System with Uncertain Wind Power Access,” em *2024 6th International Conference on Industrial Artificial Intelligence (IAI)*, 2024. DOI: [10.1109/IAI63275.2024.10730186](https://doi.org/10.1109/IAI63275.2024.10730186).

APÊNDICE A

DADOS BÁSICOS DE REDE IEEE 30 BARRAS

A.1 Dados das Barras

```

1 %% bus data
2 %bus_i  type  Pd   Qd Gs   Bs  area Vm   Va   baseKV  zone  Vmax  Vmin
3 mpc.bus = [
4 1      3      0      0      0      0      1      1.06      0      132      1      1.06      0.94;
5 2      2     21.7    12.7      0      0      1      1.043    -5.48    132      1      1.06      0.94;
6 3      1      2.4      1.2      0      0      1      1.021    -7.96    132      1      1.06      0.94;
7 4      1      7.6      1.6      0      0      1      1.012    -9.62    132      1      1.06      0.94;
8 5      2     94.2     19      0      0      1      1.01    -14.37    132      1      1.06      0.94;
9 6      1      0      0      0      0      1      1.01    -11.34    132      1      1.06      0.94;
10 7      1     22.8     10.9      0      0      1      1.002   -13.12    132      1      1.06      0.94;
11 8      2     30      30      0      0      1      1.01    -12.1     132      1      1.06      0.94;
12 9      1      0      0      0      0      1      1.051   -14.38     1      1      1.06      0.94;
13 10     1      5.8      2      0     19      1      1.045   -15.97     33      1      1.06      0.94;
14 11     2      0      0      0      0      1      1.082   -14.39     11      1      1.06      0.94;
15 12     1     11.2      7.5      0      0      1      1.057   -15.24     33      1      1.06      0.94;
16 13     2      0      0      0      0      1      1.071   -15.24     11      1      1.06      0.94;
17 14     1      6.2      1.6      0      0      1      1.042   -16.13     33      1      1.06      0.94;
18 15     1      8.2      2.5      0      0      1      1.038   -16.22     33      1      1.06      0.94;
19 16     1      3.5      1.8      0      0      1      1.045   -15.83     33      1      1.06      0.94;
20 17     1      9       5.8      0      0      1      1.04    -16.14     33      1      1.06      0.94;
21 18     1      3.2      0.9      0      0      1      1.028   -16.82     33      1      1.06      0.94;
22 19     1      9.5      3.4      0      0      1      1.026   -17         33      1      1.06      0.94;
23 20     2      2.2      0.7      0      0      1      1.03    -16.8      33      1      1.06      0.94;
24 21     1     17.5     11.2      0      0      1      1.033   -16.42     33      1      1.06      0.94;
25 22     1      0      0      0      0      1      1.033   -16.41     33      1      1.06      0.94;
26 23     1      3.2      1.6      0      0      1      1.027   -16.61     33      1      1.06      0.94;
27 24     1      8.7      6.7      0      4.3      1      1.021   -16.78     33      1      1.06      0.94;

```

```

28 25      1      0      0      0      0      1      1.017 -16.35   33      1      1.06      0.94;
29 26      1      3.5      2.3      0      0      1      1      -16.77   33      1      1.06      0.94;
30 27      1      0      0      0      0      1      1.023 -15.82   33      1      1.06      0.94;
31 28      1      0      0      0      0      1      1.007 -11.97  132      1      1.06      0.94;
32 29      1      2.4      0.9      0      0      1      1.003 -17.06   33      1      1.06      0.94;
33 30      1     10.6      1.9      0      0      1      0.992 -17.94   33      1      1.06      0.94;
34 ];

```

A.2 Informações sobre o gerador

```

1 %% generator data
2 %bus Pg  Qg  Qmax  Qmin  Vg  mBase  status  Pmax  Pmin Pc1  Pc2  Qc1min
   Qc1max Qc2min Qc2max  ramp_agc  ramp_10  ramp_30  ramp_q  apf
3 mpc.gen = [
4 1  128  -16.1  70  -70  1.06  100  1 150  10  0 0 0  0  0  0  0  0  0 0;
5 2  140   40.3  80  -70  1.045 100  1 140   0  0 0 0  0  0  0  0  0  0 0;
6 5   80   30.5  60  -60  1.01  100  1 100   0  0 0 0  0  0  0  0  0  0 0;
7 8   85   37.3  60  -60  1.01  100  1 100   0  0 0 0  0  0  0  0  0  0 0;
8 11  85   35.2  70  -70  1.082 100  1 100   0  0 0 0  0  0  0  0  0  0 0;
9 13  85   35.6  80  -80  1.071 100  1 100   0  0 0 0  0  0  0  0  0  0 0;
10 ];

```

A.3 Dados de ramificação da rede IEEE30

```

1 %% branch data
2 %fbus  tbus  r   x   b   rateA  rateB  rateC  ratio  angle  status  angmin
   angmax
3 mpc.branch = [
4 1    2    0.0192  0.0575  0.0528  0    0    0    0    0    1   -360   360;
5 1    3    0.0452  0.1652  0.0408  0    0    0    0    0    1   -360   360;
6 2    4    0.057   0.1737  0.0368  0    0    0    0    0    1   -360   360;
7 3    4    0.0132  0.0379  0.0084  0    0    0    0    0    1   -360   360;
8 2    5    0.0472  0.1983  0.0418  0    0    0    0    0    1   -360   360;
9 2    6    0.0581  0.1763  0.0374  0    0    0    0    0    1   -360   360;
10 4    6    0.0119  0.0414  0.009   0    0    0    0    0    1   -360   360;
11 5    7    0.046   0.116   0.0204  0    0    0    0    0    1   -360   360;
12 6    7    0.0267  0.082   0.017   0    0    0    0    0    1   -360   360;
13 6    8    0.012   0.042   0.009   0    0    0    0    0    1   -360   360;
14 6    9    0       0.208   0       0    0    0  0.978  0    1   -360   360;
15 6   10    0       0.556   0       0    0    0  0.969  0    1   -360   360;
16 9   11    0       0.208   0       0    0    0    0    1   -360   360;
17 9   10    0       0.11    0       0    0    0    0    1   -360   360;
18 4   12    0       0.256   0       0    0    0  0.932  0    1   -360   360;
19 12  13    0       0.14    0       0    0    0    0    1   -360   360;
20 12  14    0.1231  0.2559  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
21 12  15    0.0662  0.1304  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
22 12  16    0.0945  0.1987  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
23 14  15    0.221   0.1997  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
24 16  17    0.0524  0.1923  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
25 15  18    0.1073  0.2185  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
26 18  19    0.0639  0.1292  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
27 19  20    0.034   0.068   0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
28 10  20    0.0936  0.209   0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
29 10  17    0.0324  0.0845  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
30 10  21    0.0348  0.0749  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
31 10  22    0.0727  0.1499  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
32 21  22    0.0116  0.0236  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
33 22  24    0.115   0.179   0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
34 23  24    0.132   0.27    0       0    0    0    0    0    1   -360   360;
35 24  25    0.1885  0.3292  0       0    0    0    0    0    1   -360   360;

```

```

36 25 26    0.2544    0.38      0          0  0  0  0      0  1  -360  360;
37 25 27    0.1093    0.2087    0          0  0  0  0      0  1  -360  360;
38 28 27    0          0.396     0          0  0  0  0.968  0  1  -360  360;
39 27 29    0.2198    0.4153    0          0  0  0  0      0  1  -360  360;
40 27 30    0.3202    0.6027    0          0  0  0  0      0  1  -360  360;
41 29 30    0.2399    0.4533    0          0  0  0  0      0  1  -360  360;
42 8  28    0.0636    0.2        0.0428    0  0  0  0      0  1  -360  360;
43 6  28    0.0169    0.0599    0.013     0  0  0  0      0  1  -360  360;
44 ];

```

A.4 Dados de custo do gerador

```

1 %%----- OPF Data -----%%
2 %% generator cost data
3 % 1 startup      shutdown      n  x1   y1 ... xn  yn
4 % 2 startup      shutdown      n  c(n-1) ... c0
5 mpc.gencost = [
6   2   0           0           3  0.0384319754  40  0;
7   2   0           0           3  0.04           40  0;
8   2   0           0           3  0.035           40  0;
9   2   0           0           3  0.04           40  0;
10  2   0           0           3  0.02           40  0;
11  2   0           0           3  0.02           40  0;
12 ];

```