



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ROBERTO FELIPE ANDRADE MENEZES

**PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO E FORMAÇÃO DE
PREÇOS EM MÚLTIPLOS CENÁRIOS CONSIDERANDO SISTEMAS
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIA**

Recife

2022

ROBERTO FELIPE ANDRADE MENEZES

**PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO E FORMAÇÃO DE
PREÇOS EM MÚLTIPLOS CENÁRIOS CONSIDERANDO SISTEMAS
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIA**

Tese submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino

Recife

2022

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz CRB-4 / 2222

M543p Menezes, Roberto Felipe Andrade.
Programação diária da operação e formação de preços em múltiplos cenários considerando sistemas de armazenamento de energia por bateria / Roberto Felipe Andrade Menezes. 2022.
141 f: figs., tabs., abrev. e siglas.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Recife, 2022.
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia Elétrica. 2. Programação diária da operação. 3. Sistema de armazenamento de energia por bateria. 4. Formação de preços. 5. Análise de risco. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.) BCTG / 2022 - 395

ROBERTO FELIPE ANDRADE MENEZES

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO E FORMAÇÃO DE PREÇOS
EM MÚLTIPLOS CENÁRIOS CONSIDERANDO SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIA

Tese submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Processamento de Energia.

Trabalho aprovado em: 27/10/2022

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino
(Orientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro Andre Carvalho Rosas
(Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Manoel Afonso de Carvalho Junior
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Geraldo Leite Torres
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro
(Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

*Este trabalho é dedicado à minha avó Thomasita.
[In Memoriam]*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha companheira de vida Déborah, pelo amor, carinho, cuidado, apoio e paciência ao longo do doutorado. Aos meus pais, Rubens e Denize, por todo apoio incondicional desde o início, além do carinho, ensinamentos, incentivo e torcida pela minha realização profissional e pessoal. Aos meus familiares que de alguma forma participaram de todo esse processo através de palavras de incentivo. Em especial à minha sogra Rose, meu tio Roberto, e à minha avó Thomasita [*In Memoriam*]. Ao meu orientador, Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino o qual tive o privilégio de trabalhar e que contribuiu, com dedicação e paciência, para o desenvolvimento dos resultados apresentados. Aos professores da pós-graduação pelos ensinamentos recebidos, e aos integrantes do LDSP e LEEQE. Em especial ao meu companheiro de laboratório Guilherme que contribuiu para o desenvolvimento do projeto. Aos colegas mestrandos e doutorandos do PPGEE pelo suporte e pela troca de conhecimentos. Aos meus amigos e irmãos de vida que me apoiaram durante todo o percurso nos momentos de descontração e naquilo que fosse preciso. Em especial à Renato, Giu e Vitor Braga, pelo suporte durante o tempo que moramos juntos. Aos membros da banca por terem gentilmente aceito o convite para a participação da avaliação deste trabalho. À CAPES pelo suporte financeiro e à UFPE por ceder o espaço de trabalho. Enfim, a todos que contribuíram de alguma forma para a finalização deste trabalho e conclusão de mais uma etapa.

RESUMO

A Programação Diária da Operação (PDO) adquire novos desafios conforme fontes de energia renovável são inseridas no sistema elétrico. Além da operação, a variação da potência disponível por essas fontes também provoca alguns problemas devido às restrições operacionais do sistema, como o corte da geração (também conhecido como *Power Curtailment* ou *Constrained-off*) e a variabilidade na formação de preço horário, representado aqui pelo Preço Marginal Locacional (LMP - *Locational Marginal Pricing*). Por conta disso, aplicações para o deslocamento de energia disponível, através do uso de Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria (BESS - *Battery Energy Storage Systems*) podem oferecer maior eficiência ao sistema, minimizando os efeitos negativos causados pela variabilidade de potência. Neste sentido, este trabalho visa contribuir com uma proposta de análise metodológica do comportamento do custo da operação energética, do LMP e do corte da geração baseado na penetração em larga escala de fontes de energia renovável com a presença de BESS. A metodologia empregada integra a solução do problema da PDO com uma análise de risco a partir de diferentes cenários de geração eólica e solar fotovoltaica. Além disso, estas duas fontes são modeladas para serem despachadas de forma não obrigatória, para ser possível observar o corte da geração, e também é considerado o impacto da Geração Distribuída (GD) na curva de carga prevista para o sistema. O problema da PDO é formulado através do Fluxo de Potência Ótimo Linearizado e é solucionado pelo Método Preditor-Corretor de Pontos Interiores. Essa solução faz parte do algoritmo iterativo utilizado para acoplar a PDO com a formação do LMP, onde são consideradas as perdas elétricas do sistema e um modelo de demanda nodal fictícia. Por fim, a análise é feita no sistema IEEE RTS 24 barras adaptado com os dados de geração, demanda e GD do subsistema Nordeste. Os resultados das simulações são apresentados e discutidos, demonstrando a eficácia da metodologia e do uso do BESS para mitigar o custo total da operação energética diária e o corte da geração.

Palavras-chave: programação diária da operação; sistema de armazenamento de energia por bateria; formação de preços; análise de risco.

ABSTRACT

The Daily Operation Scheduling (DOS) gets new challenges with renewable energy is inserted into the power system. In addition to the operation, the variability of the power available by these sources also causes some problems due to system operating constraints, such as the Power Curtailment (or Constrained-off), and the hourly pricing variability, represented here by Locational Marginal Pricing (LMP). Therefore, available energy shifting applications, through the use of Battery Energy Storage System (BESS), can offer greater efficiency to the system, minimizing the negative effects caused by power variability. In this sense, this work shows a proposal to analyse the behaviour of the energy operation cost, the LMP and the Power Curtailment from the large-scale penetration of renewable energy sources with the presence of BESS. The methodology used integrates the solution of the DOS problem with a risk analysis based on different scenarios of wind and solar photovoltaic power generation. Moreover, these two sources are modelled to be dispatched, not mandatory, to be able to observe the Power Curtailment, and the impact of distributed generation on the expected load curve for the system is also considered. The DOS problem is formulated through the DC Optimal Power Flow and is solved by the Predictor-Corrector Interior Point method. This solution is part of the iterative algorithm used to couple the DOS problem with LMP, where electrical system losses and a fictitious nodal demand model are considered. Lastly, the analysis is performed using the adapted IEEE RTS 24-bus system with the generation, demand and distributed generation data from the Northeast subsystem. The simulation results are presented and discussed, demonstrating the effectiveness of the analysis and use of BESS to mitigate the total cost of the daily energy operation and the Power Curtailment.

Keywords: daily operation scheduling; pricing; battery energy storage system; risk analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Curvas de energia natural afluyente e geração eólica na Região Nordeste em 2021.	22
Figura 2 – Fator de capacidade horário médio e curva de carga horária da Região Nordeste em 2021.	23
Figura 3 – Composição da geração de energia média na Região Nordeste em 2021. . .	23
Figura 4 – Ilustração do BESS com a tecnologia íon de lítio.	25
Figura 5 – Ilustração da aplicação do BESS para transferência de energia.	26
Figura 6 – Total de corte da geração eólica e solar fotovoltaica por mês no CAISO. . .	27
Figura 7 – Exemplo de curva de carga diária e geração solar fotovoltaica no estado da Califórnia nos Estados Unidos em 2018.	28
Figura 8 – Horizontes de planejamento do ONS.	34
Figura 9 – Vista lateral de uma central hidrelétrica fio d’água.	36
Figura 10 – Fluxograma resumido de uma UTE que utiliza combustão externa.	37
Figura 11 – Fluxograma resumido de uma UTE que utiliza combustão interna.	38
Figura 12 – Resumo dos estágios de conversão da energia eólica.	39
Figura 13 – Resumo dos estágios de conversão da energia solar fotovoltaica.	40
Figura 14 – Diagrama de integração do BESS às EOLs e às UFVs.	42
Figura 15 – BESS fabricado pela Tesla.	49
Figura 16 – Exemplo da relação entre VaR e CVaR em uma distribuição de perdas financeiras.	54
Figura 17 – Exemplo comparativo para distribuições de perdas financeiras com valores de VaR iguais e valores de CVaR diferentes.	54
Figura 18 – Busca de solução pelos métodos Simplex e de Pontos Interiores.	59
Figura 19 – Padrões de esparsidade típicos de matrizes para o problema da PDO montado: (a) Matriz $A_{[2496] \times [2760]}$ e (b) Matriz $AGA^T_{[2496] \times [2496]}$	68
Figura 20 – Principais componentes para a PDO hidrotérmica considerando a geração eólica, a solar fotovoltaica e o BESS.	70
Figura 21 – Ilustração da restrição de rampa em uma UTE.	73
Figura 22 – Exemplo de um sistema: (a) sem a FND; (b) com a FND	81
Figura 23 – Resumo do processo iterativo para o cálculo do LMP e do corte da geração das EOLs e UFVs.	84
Figura 24 – Sistema PJM 5 barras adaptado.	87
Figura 25 – Resultados dos fluxos de potência para o sistema PJM 5 barras adaptado. . .	88
Figura 26 – Sistema IEEE RTS 24 barras original.	92
Figura 27 – Sistema IEEE RTS 24 barras adaptado.	93
Figura 28 – Geração das EOLs para o primeiro cenário analisado.	96

Figura 29 – Geração das UFVs para o primeiro cenário analisado.	96
Figura 30 – Curva de demanda diária para o primeiro cenário analisado.	97
Figura 31 – Geração das UTEs e UHEs para o primeiro cenário analisado.	98
Figura 32 – Fluxo de potência entre a Barra 16 e a Barra 17 para o primeiro cenário analisado.	98
Figura 33 – Custo da operação das UTEs e UHEs para o primeiro cenário analisado. . .	99
Figura 34 – LMP para o primeiro cenário analisado.	100
Figura 35 – Geração das EOLs para o segundo cenário analisado.	100
Figura 36 – Geração das UFVs para o segundo cenário analisado.	101
Figura 37 – Curva de demanda diária para o segundo cenário analisado.	101
Figura 38 – Corte da geração eólica na Barra 5 para o segundo cenário analisado.	102
Figura 39 – Fluxo de potência entre a Barra 5 e a Barra 10 para o segundo cenário analisado.	103
Figura 40 – Geração das UTEs e UHEs para o segundo cenário analisado.	103
Figura 41 – Custo da operação das UTEs e UHEs para o segundo cenário analisado. . .	104
Figura 42 – Comportamento do BESS na Barra 5 para o terceiro cenário analisado. . . .	105
Figura 43 – Geração das UTEs e UHEs para o terceiro cenário analisado.	106
Figura 44 – Corte da geração ao longo dos cenários (sem BESS).	108
Figura 45 – Corte da geração ao longo dos cenários (BESS 50%).	108
Figura 46 – Corte da geração ao longo dos cenários (BESS 75%).	109
Figura 47 – Corte da geração ao longo dos cenários (BESS 100%).	109
Figura 48 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (sem BESS).	110
Figura 49 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (BESS 50%).	110
Figura 50 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (BESS 75%).	111
Figura 51 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (BESS 100%).	111
Figura 52 – Custo da operação ao longo dos cenários (sem BESS).	113
Figura 53 – Custo da operação ao longo dos cenários (BESS 50%).	113
Figura 54 – Custo da operação ao longo dos cenários (BESS 75%).	114
Figura 55 – Custo da operação ao longo dos cenários (BESS 100%).	114
Figura 56 – LMP máximo ao longo dos cenários (sem BESS).	115
Figura 57 – LMP máximo ao longo dos cenários (BESS 50%).	115
Figura 58 – LMP máximo ao longo dos cenários (BESS 75%).	116
Figura 59 – LMP máximo ao longo dos cenários (BESS 100%).	116
Figura 60 – Relação entre VaR e CVaR na distribuição de corte da geração das EOLS e UFVs.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Os maiores projetos de BESS no mundo.	50
Tabela 2 – Características das barras do sistema PJM 5 barras.	86
Tabela 3 – Características das linhas de transmissão do sistema PJM 5 barras.	87
Tabela 4 – Características das UTEs do sistema PJM 5 barras.	87
Tabela 5 – Resultados do FPO para o sistema PJM 5 barras com demanda de 900 MW.	88
Tabela 6 – Comparação dos resultados de geração encontrados neste trabalho com os de Li e Bo (2007) para o sistema PJM 5 barras.	89
Tabela 7 – Comparação dos resultados de fluxo de potência encontrados neste trabalho com os de Li e Bo (2007) para o sistema PJM 5 barras.	89
Tabela 8 – Características das barras do sistema IEEE RTS 24 barras original.	90
Tabela 9 – Características das linhas de transmissão do sistema IEEE RTS 24 barras original.	91
Tabela 10 – Matriz energética adaptada para o sistema de estudo.	92
Tabela 11 – Potência instalada do sistema IEEE RTS 24 barras original e do sistema modificado.	93
Tabela 12 – Características das UTEs e UHEs utilizadas no sistema IEEE RTS 24 barras adaptada.	94
Tabela 13 – Características do BESS Megapack da Tesla por módulo.	104
Tabela 14 – Resultados do VaR e CVaR por barra.	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EOL	Central Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FND	<i>Fictitious Nodal Demand</i>
FPO-CC	<i>Fluxo de Potência Ótimo Linearizado</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
MDF	<i>Marginal Delivery Factor</i>
MLF	<i>Marginal Loss Factor</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
LMP	<i>Locational Marginal Pricing</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCIPM	<i>Predictor-Corrector Interior Point Method</i>
PDO	Programação Diária da Operação Energética
PL	Programação Linear
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PTDF	<i>Power Transfer Distribution Factors</i>
PSB	<i>Polysulfide Bromide Battery</i>
SIGA	<i>Sistema de Informações de Geração da ANEEL</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional

SoC	<i>State of charge</i>
UG	Unidade Geradora
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Central Hidrelétrica
UTE	Central Termelétrica
VaR	<i>Value at Risk</i>
VRB	<i>Vanadium Redox Battery</i>
ZBB	<i>Zinc-Bromine Battery</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Matriz com os coeficientes das restrições de igualdade do problema de PL
α	Nível de confiança
α_P	Comprimento de passo primal do método de Pontos Interiores
α_D	Comprimento de passo dual do método de Pontos Interiores
b	Vetor com os coeficientes das restrições de igualdade do problema de PL
\mathcal{B}	Conjunto de barras do sistema
c	Vetor com as constantes da função objetivo do problema de PL
c_i	Custo relacionado com o uso de combustível da UTE localizada na barra i
C_T	Custo total de operação ao longo do horizonte da programação
$D_i(t)$	Carga líquida prevista na barra i no tempo t
$D_i^*(t)$	Carga total prevista na barra i no tempo t
ΔF_j	Varição do fluxo de potência na linha j
ΔP_i	Varição da potência ativa líquida da barra i
Δt	Intervalo de análise entre t e $(t + 1)$
Δy_{af}	Direção pura de Newton
Δy_{ce}	Direção de centralização
Δy_{co}	Direção de correção
$E_i(t)$	Energia armazenada disponível na barra i no tempo t
E_i^{Min}	Capacidade mínima de armazenamento na barra i
E_i^{Max}	Capacidade máxima de armazenamento na barra i
ϵ	Tolerância de convergência adotada para o método de Pontos Interiores
η_i	Eficiência do BESS na barra i
F	Vetor contendo os fluxos nas linhas do sistema
$F_j(t)$	Fluxo de potência na linha j no tempo t

F_j^{Max}	Capacidade máxima da linha j
$F_{ND_i}(t)$	FND na barra i no tempo t
γ_i	Taxa de autodescarga do BESS na barra i
$G_D(t)$	Penetração da GD no sistema no tempo t
\underline{h}	Vetor com os limites inferiores das restrições de desigualdade do problema de PL
\bar{h}	Vetor com os limites superiores das restrições de desigualdade do problema de PL
H	Matriz com os coeficientes das restrições de desigualdade do problema de PL
\mathcal{K}	Conjunto de linhas do sistema
$L(\cdot)$	Função de Lagrange
λ	Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de igualdade do problema de pL
$\lambda(t)$	Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de balanço energético no tempo t
$L_{MP_i}(t)$	LMP na barra i no tempo t
LMP_i^E	Componente de energia do LMP na barra i
LMP_i^C	Componente de congestionamento do LMP na barra i
LMP_i^P	Componente de perdas do LMP na barra i .
m	Iteração do método de cálculo do LMP
\mathcal{M}	Conjunto de linhas de transmissão ligadas à barra i
$MDF_i(t)$	Componente MDF na barra i no tempo t
$MLF_i(t)$	Componente MLF na barra i no tempo t
μ	Parâmetro de barreira do método de Pontos Interiores
n	Número de barras do sistema
N	Matriz incidência do sistema reduzida
P	Vetor contendo as potências ativas líquidas nas barras do sistema

$P_i(t)$	Potência líquida na barra i no tempo t
$P_{G_i}(t)$	Despacho de geração de potência ativa na barra i no tempo t
$P_{H_i}(t)$	Potência gerada pela UHE na barra i no tempo t
$P_{H_i}^{Min}$	Limite mínimo de operação da UHE na barra i
$P_{H_i}^{Max}$	Limite máximo de operação da UHE na barra i
$\pi_j(t)$	Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de limite inferior da linha j no tempo t
$P_L(t)$	Total de perdas do sistema no tempo t
$P_{L_p}(t)$	Perda programada do sistema no tempo t
$P_{L_r}(t)$	Perda real do sistema no tempo t
$P_{P_i}(t)$	Potência gerada pela UFV na barra i no tempo t
$P_{P_i}^*(t)$	Previsão da geração para a UFV na barra i no tempo t
$\text{Pr}(\cdot)$	Função de probabilidade
ψ	Tolerância para convergência do método iterativo para o cálculo do LMP
$P_{S_i}(t)$	Potência líquida do BESS na barra i no tempo t
$P_{S_i}^*(t)$	Potência líquida do BESS na barra i no tempo t como solução do FPO-CC
$P_{SC_i}(t)$	Potência de carga do BESS na barra i no tempo t
$P_{SC_i}^*(t)$	Potência de carga do BESS na barra i no tempo t como solução do FPO-CC
$P_{SC_i}^{Max}$	Limite da potência carga do BESS na barra i
$P_{SD_i}(t)$	Potência de descarga do BESS na barra i no tempo t
$P_{SD_i}^*(t)$	Potência de descarga do BESS na barra i no tempo t como solução do FPO-CC
$P_{SD_i}^{Max}$	Limite da potência de descarga do BESS na barra i
$P_{T_i}(t)$	Potência gerada pela UTE na barra i no tempo t
$P_{T_i}^{Min}$	Limite mínimo de operação da UTE na barra i
$P_{T_i}^{Max}$	Limite máximo de operação da UTE na barra i
PTDF	Matriz de PTDF

$PTDF_{ji}$	Elemento da matriz PTDF relacionado com a linha j e barra i
$P_{W_i}(t)$	Potência gerada pela EOL na barra i no tempo t
$P_{W_i}^*(t)$	Previsão da geração para a EOL na barra i no tempo t
R	Conjunto de valores contendo os resultado do corte da geração das EOLs e UFVs para todos os cenários analisados
R_g	Conjunto contendo todos os valores de corte da geração das EOLs e UFVs que pertence a $(100\% - \alpha)$ dos valores mais altos para todos os cenários analisados
ρ	Resíduo de complementaridade
R_j	Resistência da linha j
R_{P_i}	Varição de potência permitida para a UTE da barra i
s	Vetores das variáveis de folga ou excesso do problema de PL
σ	Parâmetro de centralização do método de Pontos Interiores
$SoC_i(t)$	SoC do BESS na barra i no tempo t
SoC_i^{Min}	SoC mínimo do BESS na barra i
SoC_i^{Max}	SoC máximo do BESS na barra i
u	Vetor de 1's de dimensão apropriada
$v_j(t)$	Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de limite superior da linha j no tempo t
VaR_α	VaR no nível de confiança α
\underline{x}	Vetor com os limites inferiores das variáveis do problema de PL
\bar{x}	Vetor com os limites superiores das variáveis do problema de PL
x	Vetor de variáveis do problema de PL
X	Matriz diagonal definida pelos componentes de x
X_j	Reatância da linha j
ξ	Fator de prioridade da geração
y	Vetor aglomerado do problema de PL

Y	Matriz admitância primitiva
z	Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de desigualdade do problema de PL
Z	Matriz diagonal definida pelos componentes de z
ζ	Fator de segurança do método de Pontos Interiores

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Motivações	21
1.2	Revisão bibliográfica	24
1.3	Justificativa	30
1.4	Objetivos do trabalho	30
1.5	Contribuições	31
1.6	Trabalhos publicados	31
1.7	Estrutura do trabalho	32
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
2.1	Planejamento da operação energética	33
2.2	Sistemas hidrotérmicos	35
2.2.1	Centrais hidrelétricas	35
2.2.2	Centrais termelétricas	36
2.3	Geração eólica e solar fotovoltaica	38
2.4	Flexibilidade do sistema de potência	41
2.5	Sistema de armazenamento de energia por bateria	42
2.5.1	Arbitragem energética	43
2.5.2	Análise das características técnicas e econômicas das tecnologias de BESS .	44
2.5.2.1	Baterias de chumbo-ácido	46
2.5.2.2	Baterias de níquel (NiCd, NiMH)	46
2.5.2.3	Baterias de sódio-enxofre (NaS)	46
2.5.2.4	Baterias de cloreto de sódio e níquel (Na-NiCl ₂)	47
2.5.2.5	Baterias de íons de lítio	47
2.5.2.6	Baterias de fluxo	48
2.5.3	Projetos de BESS no mundo	48
2.6	Formação dos sinais de preço	50
2.7	Análise de risco	52
3	MÉTODO DE PONTOS INTERIORES PARA PROGRAMAÇÃO LINEAR	55
3.1	Programação linear	55
3.1.1	Problema primal	56
3.1.2	Problema dual	57
3.1.3	Condições de otimalidade	58
3.2	Métodos simplex e pontos interiores	58

3.3	Método primal-dual de pontos interiores com barreira logarítmica para PL	60
3.3.1	Cálculo da direção de busca	61
3.3.2	Atualização das variáveis primal e dual	62
3.3.3	Redução do parâmetro de barreira	63
3.3.4	Teste de convergência	63
3.3.5	Pontos iniciais	64
3.4	Método preditor-corretor de pontos interiores	64
3.4.1	Passo preditor	66
3.4.2	Passo corretor	66
3.4.3	Detalhes práticos	67
4	MODELO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA E DA FORMAÇÃO DE PREÇOS	69
4.1	Restrições da capacidade de geração	70
4.1.1	Usinas hidrelétricas	70
4.1.2	Usinas termelétricas	71
4.1.3	Parques eólicos	71
4.1.4	Parques solares fotovoltaicos	72
4.2	Restrição de rampa	72
4.3	Restrições do BESS	73
4.3.1	Energia armazenada disponível	73
4.3.2	Limites de carga e descarga	74
4.4	Restrição de balanço energético	75
4.5	Restrição do sistema de transmissão	76
4.6	Função objetivo	77
4.7	Formação do LMP	78
4.7.1	Cálculo das perdas do sistema	78
4.7.2	Cálculo do LMP	79
4.7.3	Ponderação da demanda nodal fictícia	80
4.8	Formulação do problema da PDO	82
4.9	Cálculo do VaR e do CVaR	83
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	86
5.1	Sistema teste	86
5.2	Sistema de estudo	90
5.3	Análise da PDO por cenário	95
5.4	Análise da PDO em múltiplos cenários	106
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	119

6.1	Trabalhos futuros	121
	REFERÊNCIAS	122
	APÊNDICE A – TABELA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E ECONÔMICAS DAS TECNOLOGIAS DE BESS . .	138
	APÊNDICE B – FATOR DE ENTREGA MARGINAL NA RESTRI- ÇÃO DE BALANÇO ENERGÉTICO	139
	APÊNDICE C – CENÁRIOS DE GERAÇÃO DAS EOLS E UFVS . .	140

1 INTRODUÇÃO

A operação eletroenergética de um sistema elétrico de potência com geração diversificada, como no caso do Brasil, provoca novos desafios à medida que vão sendo inseridas fontes com comportamento variável e que não possuem sistemas de armazenamento, como é o caso da geração eólica e solar fotovoltaica. Nesse aspecto, a matriz energética brasileira deve adotar novas metodologias para planejar a operação como também utilizar tecnologias que permitam o melhor aproveitamento de energia. Sendo assim, métodos de análise da operação mais completos podem ser usados para garantir a segurança do sistema e ao mesmo tempo auxiliar a formação de preços para a modernização do mercado de energia.

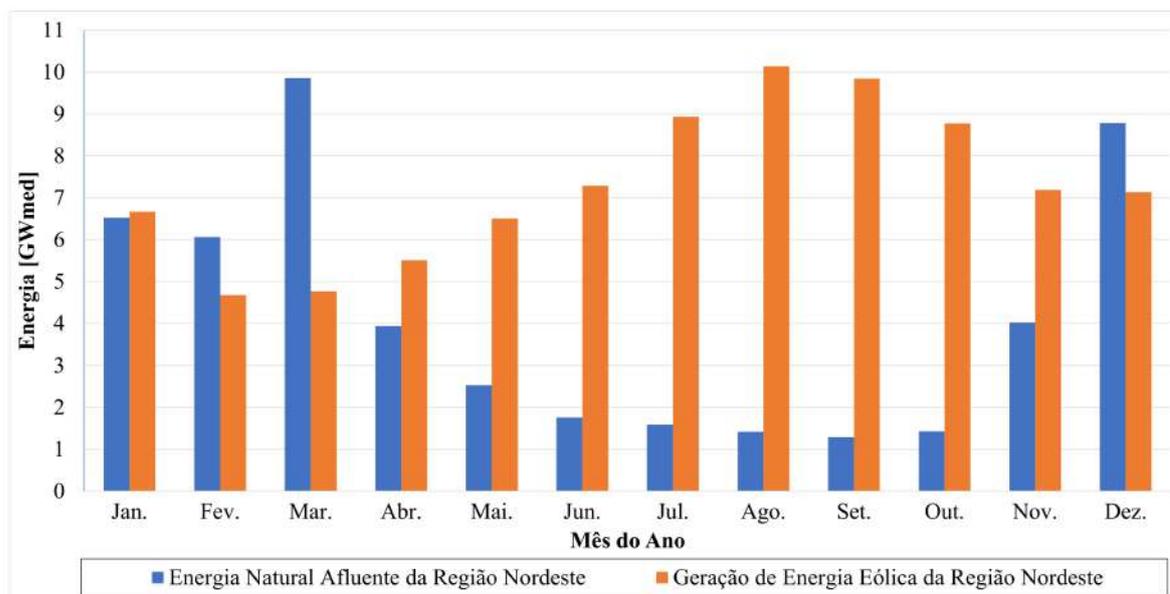
1.1 MOTIVAÇÕES

No Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que a demanda média de carga crescerá 3,5% ao ano até 2031, tomando como base o ano de 2021 (EPE, 2022). Diversos empreendimentos de geração estão sendo construídos para auxiliar o suprimento da demanda de carga, principalmente Centrais Eólicas (EOLs), também conhecidas como parques eólicos, e Usinas Fotovoltaicas (UFVs), também conhecidas como parques solares fotovoltaicos. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica), a capacidade instalada da geração eólica aumentou de 25 MW em 2005 para 18,72 GW em 2021, e a capacidade da geração solar fotovoltaica aumentou de 10 MW em 2015 para 4,14 GW em 2021. Nesse cenário a Região Nordeste se destaca com 87,3% da capacidade instalada de energia eólica, sendo os estados da Bahia e do Rio Grande do Norte os que mais contribuíram com esse tipo de geração, com o fornecimento de 16,2 TWh e 15,5 TWh de energia, respectivamente, em 2021. No mesmo ano os estados da Bahia e do Piauí foram responsáveis por fornecer 1,8 TWh e 1,1 TWh de energia solar fotovoltaica, respectivamente, com a Região Nordeste possuindo 72,7% da capacidade instalada dessa fonte (ONS, 2022b; ABEEÓLICA, 2022). Segundo a EPE, até 2031 a potência instalada das EOLs e UFVs será de 32,5 GW, juntas (EPE, 2022).

Esse destaque vem somado com o fato da sazonalidade dos ventos da Região Nordeste apresentar complementariedade com o seu perfil hídrico (relacionado com o a geração hidrelétrica). Desta forma, no período úmido (de dezembro a abril) a geração eólica tem o seu menor patamar, ao contrário da energia natural afluyente que está no nível mais alto, e no período seco (de maio a novembro) os comportamentos são invertidos. Na Figura 1 é possível observar essa complementariedade através da curva de energia natural afluyente e da curva de geração eólica média na Região Nordeste do Brasil em 2021 (ONS, 2022c). Embora a quantidade de UFVs esteja crescendo no sistema elétrico brasileiro ao longo dos anos, hoje não é possível

comparar a geração solar fotovoltaica no mesmo patamar que a geração eólica e a geração hidrelétrica. Além disso, a sazonalidade da irradiação solar ao longo do ano na Região Nordeste, verificada nos trabalhos de Luiz et al. (2018) e Lima et al. (2019), ainda não trazem efeitos significativos para a geração de energia, como também pode ser visto em ONS (2022c).

Figura 1 – Curvas de energia natural afluyente e geração eólica na Região Nordeste em 2021.



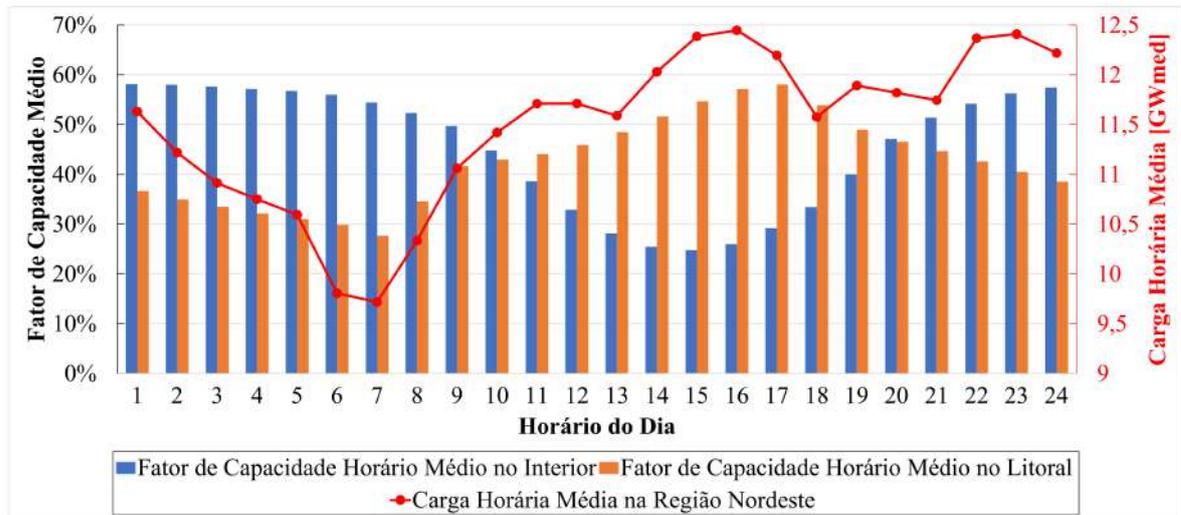
Fonte: (ONS, 2022c).

Essa complementaridade é um fator que traz segurança ao suprimento energético, beneficiando a confiabilidade do atendimento à demanda. Ademais, a geração eólica está espalhada pela Região Nordeste, o que provoca uma diferença característica no comportamento da energia gerada ao longo do dia. Para ilustrar isso, na Figura 2 são exibidas as curvas de fator de capacidade horário médio dos parques localizados no litoral e no interior em 2021, bem como a curva de carga horária da Região Nordeste (ONS, 2022c).

Observa-se que a geração eólica no interior e no litoral se complementam, de tal modo que em uma parte do dia o fator de carga no interior é maior que no litoral, coincidindo com os horários de afundamento da curva de carga, e na outra parte do dia acontece o contrário, ou seja, o fator de carga no litoral é maior que no interior, coincidindo com os horários de maior patamar da curva de carga. Obviamente, esse comportamento de complementaridade da geração no interior e no litoral não é observado para a geração solar fotovoltaica, já que não há produção de energia elétrica a partir dessa fonte durante a noite (ONS, 2022c).

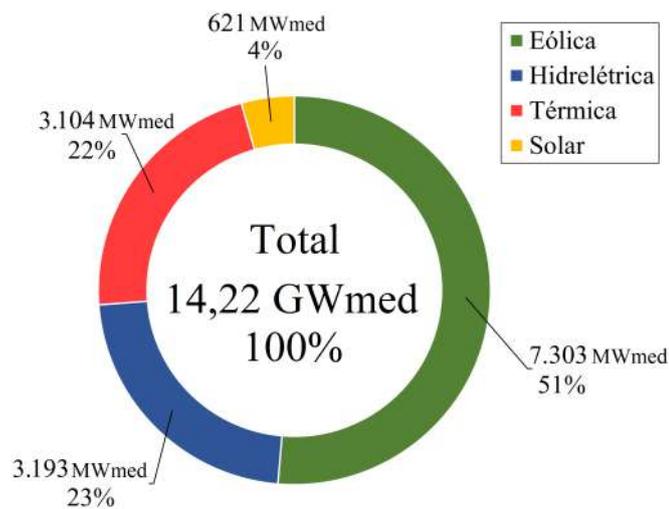
Além da geração hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica, a matriz energética da Região Nordeste também é composta pela geração térmica, como pode ser visto na Figura 3 (ONS, 2022c). Dessas fontes, a geração eólica é a que se destaca sendo responsável por 51% da geração de energia em 2021.

Figura 2 – Fator de capacidade horário médio e curva de carga horária da Região Nordeste em 2021.



Fonte: (ONS, 2022c).

Figura 3 – Composição da geração de energia média na Região Nordeste em 2021.



Fonte: (ONS, 2022c).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, constituído por quatro subsistemas interligados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. De modo geral, o SIN possui muitas complexidades, dentre as quais se destacam o grande porte do sistema e as não linearidades implícitas aos problemas de operação eletroenergética. A fim de contornar essas complexidades, a Programação Diária da Operação Energética (PDO) tem o objetivo de estabelecer os programas diários de geração para o atendimento da carga demandada do dia seguinte, visando garantir a otimização energética dos recursos de geração e a segurança operativa do sistema (LIMA, 2007). Além disso, a modelagem da geração deve explorar criteriosamente os fenômenos e propriedades que auxiliem a compreensão do problema real (FINARDI; SCUZZIATO, 2013; SCUZZIATO, 2016).

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o ONS, a PDO é um problema de curto prazo com horizonte de até 2 semanas, com discretização horária. Nesse caso, são utilizados mais detalhes sobre o sistema elétrico, como, por exemplo, as restrições relacionadas às máquinas geradoras e à rede elétrica, permitindo maior reprodutibilidade da operação pelos agentes. Sendo assim, esse problema pode ser resolvido através de uma ferramenta de Fluxo de Potência Ótimo Linearizado (FPO-CC) (SOUSA, 2008; CAIN et al., 2012; VIAFORA et al., 2019; FAQIRY et al., 2020). O objetivo do problema de FPO-CC é minimizar o custo total de geração enquanto satisfaz os requisitos operacionais (WOOD; WOLLENBERG, 2012; EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013; MOMOH, 2017). O modelo de despacho energético através do FPO-CC deve ser resolvido rapidamente para problemas de programação diária, e é por isso que os operadores de todo o mundo resolvem modelos de Programação Linear (PL) (STOTT; JARDIM; ALSAÇ, 2009; ELDRIDGE; O'NEILL; CASTILLO, 2017). Sabe-se que o problema convencional envolve apenas fontes de energia térmica, mas, com a introdução e desenvolvimento de fontes de energia renováveis, surge a necessidade de incorporá-las ao problema clássico de FPO-CC, e algumas metodologias podem ser vistas nos trabalhos de Yu e Rosehart (2012), Chang et al. (2014), Lubin, Dvorkin e Backhaus (2015), Reddy (2017) e Shilaja e Arunprasath (2019). No entanto, a geração eólica e solar fotovoltaica raramente é avaliada como variável de decisão para o problema de FPO-CC, como mostrado em Zhong (2018) e Borges et al. (2019). O problema de FPO-CC é resolvido neste trabalho usando o Método Preditor-Corretor de Pontos Interiores (PCIPM - *Predictor-Corrector Interior Point Method*).

Como pode ser visto nos trabalhos de Jong et al. (2016), Jong et al. (2017), Jong (2017), Borges et al. (2019), Lu et al. (2019), Pilpola, Arabzadeh e Lund (2019), Ribeiro et al. (2019), Yang et al. (2020), Chudy e Leśniak (2021), Lima et al. (2021), Liu et al. (2021), Morais (2021) e Soriano (2021), a integração de uma quantidade significativa de geração eólica no sistema elétrico brasileiro pode promover o aparecimento de alguns problemas. Um deles é o corte da geração (também conhecido como *Power Curtailment* ou *Constrained-off*), que restringe a produção de energia fazendo com que a potência entregue ao sistema seja menor que a potência disponível naquele momento, diminuindo assim o fator de capacidade da geração. Este problema ocorre com maior frequência quando há congestionamento no sistema de transmissão, devido às limitações na capacidade da rede, ou quando a energia eólica disponível excede o valor necessário para que o sistema possa suprir a demanda energética requisitada. Além dessas causas, outras situações, que também serão exploradas neste trabalho, podem permitir a redução da geração eólica em sistemas com uma grande quantidade de EOLs, como o crescimento da Geração Distribuída (GD) e a restrição de capacidade de rampa (variação de potência em um intervalo de tempo). E, da mesma forma que acontece nas EOLs, esse mesmo problema também pode ser encontrado nas UFVs, como visto em Du et al. (2018), Tang et al. (2018), Frew et al. (2021) e Yang e Xu (2022). Sendo assim, é possível modelar o problema da PDO com a possibilidade

de haver o corte da geração dessas renováveis, como mostrado em Xiong et al. (2016), Qi et al. (2017), Li et al. (2018b) e Borges et al. (2019).

No boletim diário da operação do ONS, embora não tão claro, é mostrado que praticamente todos os dias as gerações eólica e solar no Nordeste do país são limitadas, uma vez que a produção de energia por estas fontes já é frequentemente superior à demanda de energia elétrica da região. Esse fator junto com a produção das demais fontes pode congestionar os sistemas de transmissão que interligam o subsistema Nordeste com outras regiões (ONS, 2022a).

Para reduzir o problema do corte da geração dos parques eólicos e solares, os trabalhos de Zhang et al. (2012), Poullikkas (2013), Boicea (2014), Ghofrani (2014), Hozouri et al. (2014), Zheng et al. (2015), Gunter (2015), Zhao et al. (2015), Farhadi e Mohammed (2015), Luo et al. (2015b), Hu et al. (2017), Qiu (2018), Silvera et al. (2018), Teixeira (2018), Xu (2018), Santos (2019), Fan et al. (2020), Koochi-Fayegh e Rosen (2020), Nikoobakht et al. (2020), Hannan et al. (2021), Soriano (2021), Liu et al. (2022) e Kebede et al. (2022) sugerem a possibilidade de uso do Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria (BESS - *Battery Energy Storage Systems*). Uma das principais aplicações desse sistema, também vista neste trabalho, é a capacidade de suprimento energético através do deslocamento da energia no tempo. Nessa prática a transferência de energia elétrica de um período para outro é realizada de tal forma que as operações de carga (absorção de energia) e descarga (injeção de energia) ocorram em momentos diferentes, geralmente com várias horas ou dias de intervalo. Esse serviço é realizado por instalações de armazenamento de grande porte com capacidade de carga e descarga variando em megawatt. Na Figura 4 é ilustrado um BESS com a tecnologia íon de lítio tipicamente usado em aplicações no sistema elétrico.

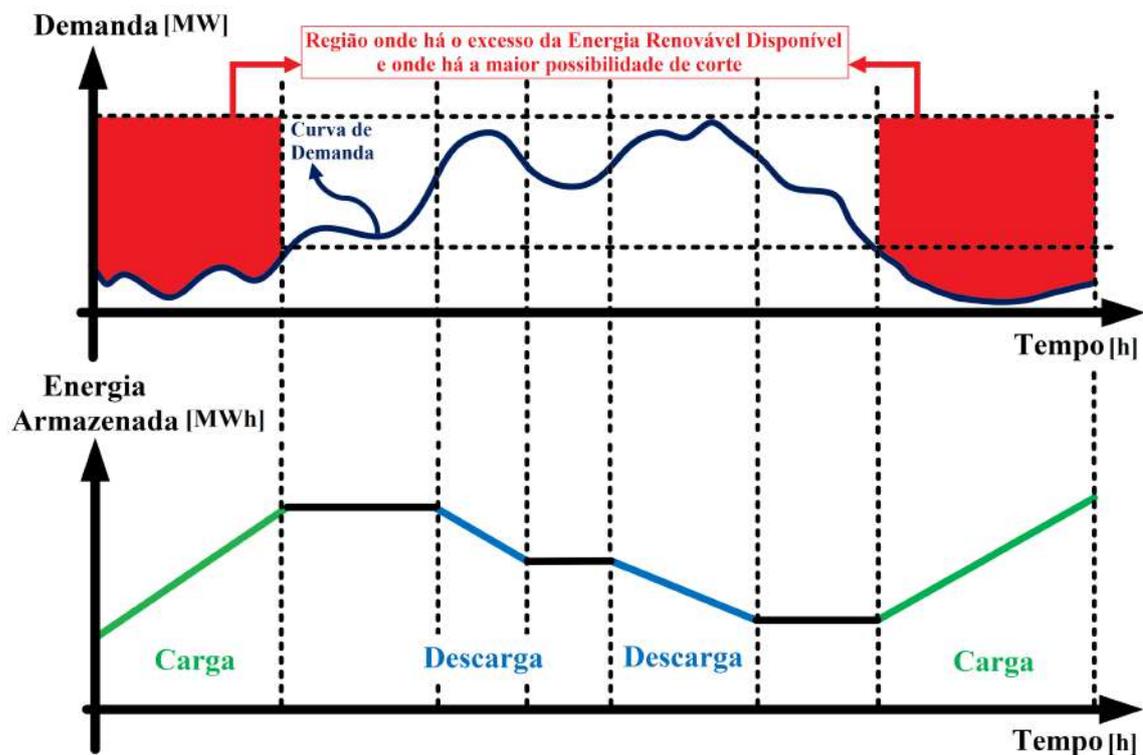
Figura 4 – Ilustração do BESS com a tecnologia íon de lítio.



Fonte: (DUNNING, 2019).

A flexibilidade do BESS é uma das principais vantagens sobre as usinas convencionais nos momentos de pico da demanda de carga. Esses sistemas possuem resposta rápida que possibilita variações abruptas da potência de saída em um curto intervalo de tempo (GUNTER, 2015; ROBYNS et al., 2015; DÍAZ-GONZÁLEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2016; HU, 2020). O comportamento mais comum do BESS é carregar fora do pico de demanda e descarregar durante os períodos de pico. Desse modo há a redução da necessidade das Centrais Termelétricas (UTES) mais caras entrarem em funcionamento nos horários de pico. Além disso, o corte da geração devido ao excesso da geração eólica ou solar fotovoltaica ocorre com mais frequência em momentos onde a demanda energética está no seu menor patamar (ROBYNS et al., 2015; OLIVEIRA, 2017; BORGES et al., 2019; SORIANO, 2021; RANA et al., 2022). Um exemplo dessa aplicação pode ser visto na Figura 5. Essa flexibilidade também pode ser usada para o BESS descarregar quando for necessário aliviar o sistema de transmissão ou quando o preço horário de energia for maior do que aquele observado no momento de carga das baterias (LUEKEN; APT, 2014; HADDADIAN et al., 2015; LI et al., 2017b; YAN et al., 2018; STRAUB et al., 2019; RICHTER; PORST, 2021).

Figura 5 – Ilustração da aplicação do BESS para transferência de energia.



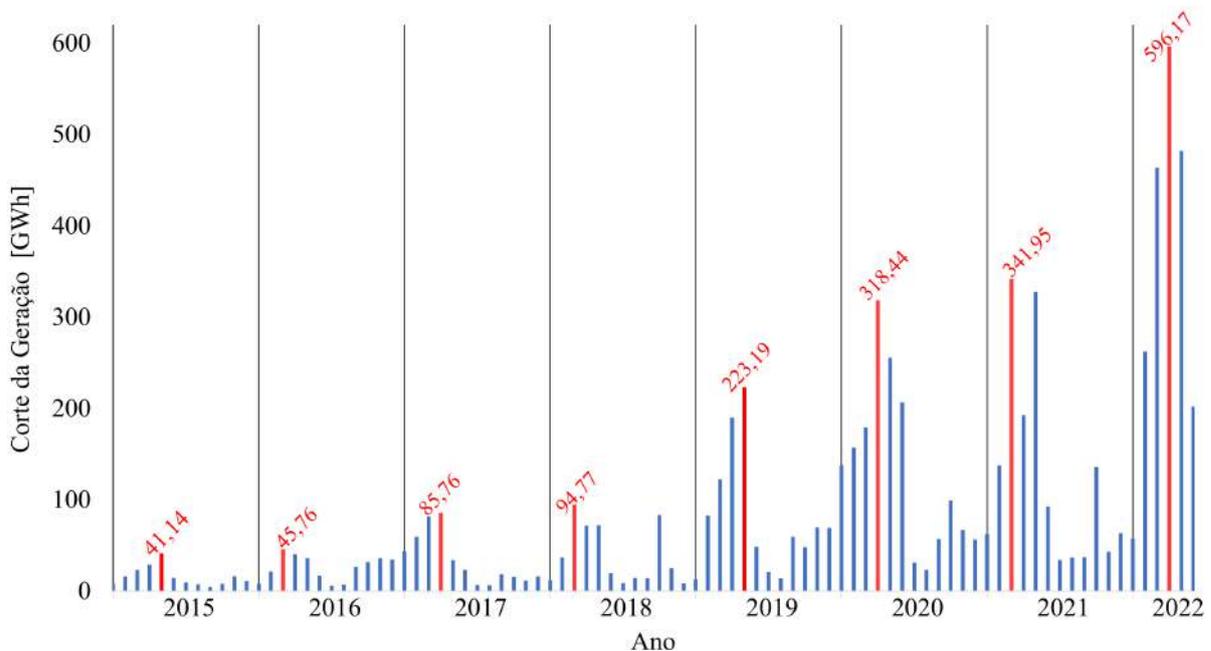
Fonte: adaptado de Rana et al. (2022).

O BESS também pode ser utilizado em outras aplicações além do deslocamento de energia no tempo e redução do corte da geração: amortecer significativamente os efeitos das oscilações de potência (BARTON et al., 2004; LUO et al., 2015a; TAN; SHAABAN; ABDULLAH, 2017; ESSA, 2020; SYED; KHALID, 2021); mitigação dos inevitáveis erros de previsão de vento ou irradiação solar (LUO et al., 2015a; WANG, 2017; ZHENG et al., 2017;

LI et al., 2017c); participação na formação de reserva operativa (IURILLI; BRIVIO; MERLO, 2019; PADMANABHAN; AHMED; BHATTACHARYA, 2019; SANTOS; AQUINO; NETO, 2021; KHOJASTEH; FARIA; VALE, 2022); e regulação da tensão (MOHSENI-BONAB et al., 2019; ZECCHINO et al., 2021). De modo geral, esforços estão sendo feitos em busca de soluções para o problema do corte da geração renovável. As principais ações que estão sendo utilizadas são de reforço da rede de transmissão e coordenação entre a geração eólica e recursos de armazenamento de energia. Além do BESS, outras tecnologias podem ser utilizadas como Centrais Hidrelétricas (UHes) reversíveis, supercapacitores, volantes de inércia (*flywheels*), armazenamento de hidrogênio, armazenamento de ar comprimido (CAES - *Compressed Air Energy Storage*) e armazenamento gravitacional (BARNES; LEVINE, 2011; BOICEA, 2014; GUNTER, 2015; FARHADI; MOHAMMED, 2015; ZHAO et al., 2015; KOOHI-FAYEGH; ROSEN, 2020; OLABI et al., 2021; ZHANG et al., 2021).

O problema do corte da geração renovável já acontece em outros países e vem aumentando ao longo dos anos, como visto em Bird et al. (2016), O'Shaughnessy, Cruce e Xu (2020) e Yasuda et al. (2022). Um exemplo pode ser visto na Figura 6, que mostra o crescimento do corte da geração de energia eólica e solar fotovoltaica entre janeiro de 2015 e junho de 2022 no Operador Independente do Sistema da Califórnia (CAISO - *California Independent System Operator*), nos Estados Unidos. Em 2021, o estado acumulou o corte de 1,5 TWh dessas fontes, e até junho de 2022 este valor já foi ultrapassado chegando em 2 TWh (CAISO, 2022).

Figura 6 – Total de corte da geração eólica e solar fotovoltaica por mês no CAISO.



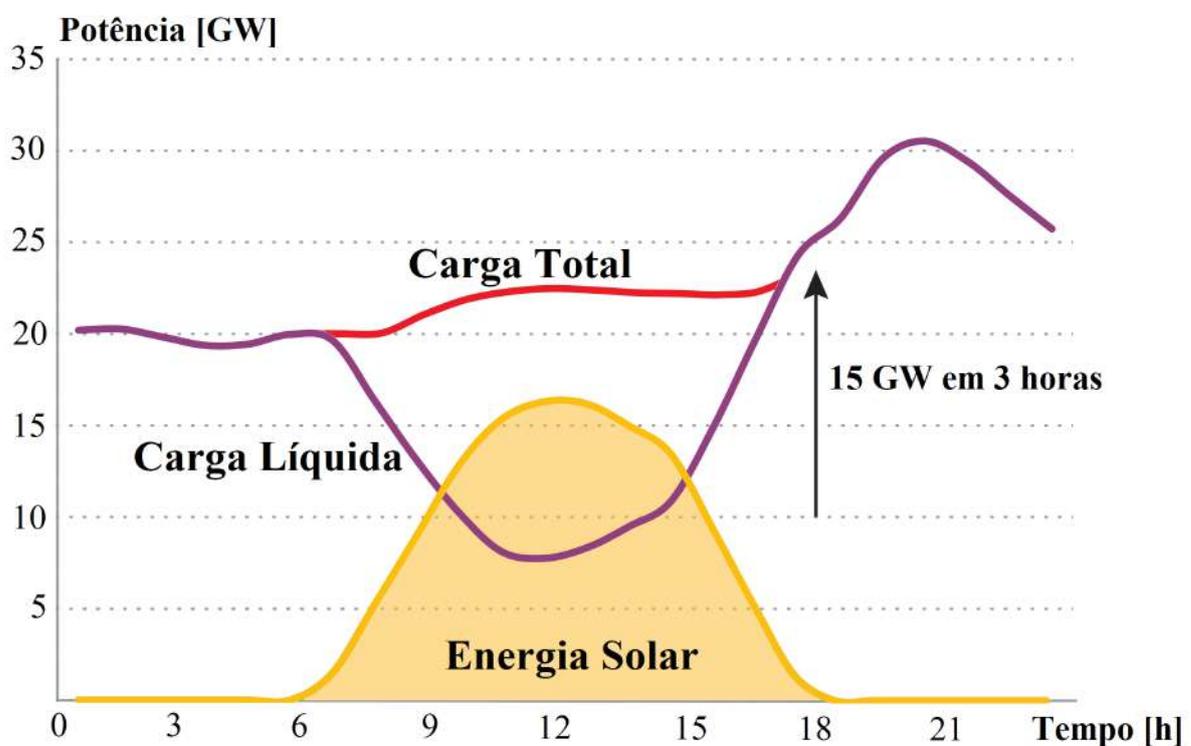
Fonte: (CAISO, 2022).

Como visto em Ribeiro et al. (2019), no Brasil não há estatísticas sobre os eventos de corte da geração renovável no SIN, o que dificulta uma avaliação mais precisa sobre a frequência

de ocorrências desse problema nos últimos anos. Ainda que haja compensações financeiras dadas aos agentes pela energia não fornecida pelo corte da geração, este não é o objetivo final das fontes renováveis. Sendo assim, é notória a necessidade da transparência dos dados de corte da geração e de indicadores que forneçam a informação do risco atrelado ao histórico desses cortes.

Um dos fatores apontados para o crescimento do corte da geração das renováveis na Califórnia é o incentivo da GD nos últimos anos. Além desse problema, o aumento da GD através de projetos de geração de energia solar fotovoltaica nas residências vem provocando um fenômeno de deformação da curva de carga diária conhecido como "Curva do Pato". Como pode ser visto em Kosowitz (2018), a partir das 15h de cada dia a GD começa a diminuir significativamente devido ao começo do pôr do sol e consequentemente a demanda de carga diária começa a aumentar. Um exemplo desse problema pode ser visto na Figura 7 com a curva de carga diária e geração solar fotovoltaica na Califórnia em 2018. Claramente, a curva pode representar um problema para os operadores do sistema. Para atender esse aumento de demanda em um curto intervalo de tempo, o CAISO utiliza UTEs a gás natural, mas essa estratégia vem sendo substituída gradativamente pelo uso de BESS com o intuito de achatar essa curva (ZHANG et al., 2016; KOSOWATZ, 2018; WONG et al., 2020; IRENA, 2020; CALERO et al., 2021).

Figura 7 – Exemplo de curva de carga diária e geração solar fotovoltaica no estado da Califórnia nos Estados Unidos em 2018.



Fonte: adaptado de Kosowitz (2018).

No Brasil a GD já ultrapassou a marca de 11 GW de potência instalada e a previsão é que até 2031 esse valor possa chegar em 37 GW (EPE, 2022). Essa perspectiva de crescimento pode

trazer os mesmos problemas de afundamento da curva de carga e de cortes na geração eólica e solar fotovoltaica observados na Califórnia.

Outro fator que deve ser levado em consideração na progressiva modernização do setor elétrico é a gradual desregulamentação que o mercado de energia elétrica brasileiro está sofrendo, além da perspectiva de aprimoramento da formação de preços da energia elétrica (PEREIRA et al., 2012; NOGUEIRA et al., 2015; CASTRO, 2017; SANTOS et al., 2020; SARAIVA, 2021; TOLMASQUIM et al., 2021). Nesse contexto, a teoria da precificação, formulada em Schweppe et al. (1988), pode ganhar destaque, de tal forma que um sinal econômico horário como o Preço Marginal Locacional (LMP - *Locational Marginal Pricing*) pode aproximar o setor elétrico brasileiro dos modelos de outros mercados mais modernos que já estão discutindo a formação de preços a cada 5 minutos, promovendo, desta forma, maior eficiência na operação, e permitindo que os consumidores respondam de maneira adequada aos sinais de preço tanto em termos de tempo quanto de espaço.

Os preços horários têm importância como sinal econômico que induz o comportamento do consumidor de energia elétrica ao longo do dia. Assim, há o estímulo do aumento do consumo de energia elétrica quando os preços estão mais altos, e uma redução quando os preços estão mais baixos. Adicionalmente, este sinal serve como indicativo para investimentos em tecnologias de armazenamento, ações voltadas para eficiência energética e gerenciamento do lado da demanda.

O LMP traz como informação o custo marginal de geração para as barras do sistema e o efeito de cada uma delas nas perdas e no congestionamento das linhas de transmissão. Desta maneira, este sinal é determinado pela iteração entre a fonte e a demanda de carga para obter o fornecimento da fonte de energia mais barata, considerando as perdas e congestionamentos do sistema de transmissão (LI; BO, 2007; HU et al., 2010; SHARMA et al., 2016; LI et al., 2017b; LI et al., 2018a; SARAIVA; PAUCAR, 2021).

Por fim, as flutuações horárias da geração de energia eólica e solar fotovoltaica pode afetar tanto a formação de preços de energia como algumas variáveis do sistema elétrico, como tensões, frequência e a geração, o que pode aumentar potencialmente sua vulnerabilidade. A produção de energia de um único parque possui uma alta variabilidade dentro de um período de 24 horas. No entanto, a energia que representa vários parques espalhados geograficamente em um sistema elétrico tem uma menor variação devido ao Efeito Portfólio, como descrito nos trabalhos de Dowds et al. (2015), Böhme et al. (2020) e Carpio (2021). Sendo assim, a previsão da geração de energia dessas fontes torna-se importante na análise do impacto energético e econômico, e para que as decisões de programação do sistema elétrico sejam feitas com antecedência. Para prever a quantidade de energia em curto prazo existem diversas técnicas que podem ser vistas, por exemplo, nos trabalhos de Yıldız et al. (2017), Gouveia, Aquino e Ferreira (2018), Pessanha et al. (2019), Munawar e Wang (2020) e Rafati et al. (2021). Porém, a previsão da geração e as questões de precisão a ela associada são uma discussão que está além do escopo deste trabalho. Aqui as curvas de carga do sistema e a disponibilidade tanto da geração eólica quanto da solar

fotovoltaica foram representadas com cenários obtidos a partir das gerações verificadas pelo ONS entre 2018 e 2021 (ONS, 2022c).

1.3 JUSTIFICATIVA

A justificativa deste trabalho provém do cenário de alta inserção de EOLs e UFVs na Região Nordeste nos últimos anos. Nesse contexto, a geração hidrelétrica, a geração eólica e a geração solar fotovoltaica são as principais escolhas na operação energética no subsistema Nordeste, de tal forma que a geração térmica deve ser submetida a condições de variabilidade. Surge, então, o desafio de coordenação da operação energética frente à intermitência das EOLs e UFVs, e o aparecimento de novas tecnologias de armazenamento de energia em larga escala.

Além disso, esse trabalho também é justificado por examinar a integração das principais fontes de geração existentes no subsistema Nordeste. Como é previsto que a instalação de EOLs e UFVs nessa região aumente consideravelmente nos próximos anos, é preciso avaliar novas alternativas de análise da operação de maneira a integrar todos os tipos de geração e evitar o desperdício da energia gerada, principalmente com a inserção de sistemas de armazenamento de energia.

Outro fato é a análise da formação de preços através do LMP, que traz maior granularidade temporal e espacial ao sinal de preço. O fato de serem inclusos neste método de precificação os efeitos das perdas elétricas e do congestionamento do sistema de transmissão promove uma maior credibilidade à formação de preços. Desta forma, obtém-se o máximo acoplamento possível da formação de preço com as decisões de operação.

É imprescindível o uso de ferramentas analíticas com certo grau de precisão e tempo de processamento que seja compatível com o objetivo pretendido, já que todas as informações para as decisões que serão tomadas no horizonte do dia seguinte exigem atualizações de um número grande de informações. Portanto, essa pesquisa se justifica por fornecer o estudo em um contexto regional da operação diária energética, formação dos preços e análise de risco do corte da geração, onde é verificado o impacto da penetração em larga escala da geração eólica e solar fotovoltaica em múltiplos cenários com a possibilidade inclusão de BESS no sistema.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

Considerando as características intrínsecas ao problema da PDO de um sistema hidrotérmico com a presença da geração eólica, da geração solar fotovoltaica e de BESS, além do problema da formação de sinais de preço diários, este trabalho tem como objetivo principal propor uma ferramenta metodológica de análise em múltiplos cenários para verificação do risco de corte da geração nas EOLs e UFVs baseado no subsistema Nordeste.

A modelagem da geração eólica e da geração solar fotovoltaica utilizada permite o corte do fornecimento de energia devido aos requisitos de segurança da operação. Assim, embora essas duas gerações possuam prioridade no despacho junto com a UHE, o modelo de otimização adotado possibilita escolher valores inferiores aos previstos.

Além disso, pretende-se fazer o estudo do impacto do BESS no sistema com a função de deslocar a energia no tempo, para um melhor aproveitamento energético através da mitigação do corte da geração. Finalmente, múltiplos cenários de penetração da geração eólica e solar fotovoltaica são analisados para avaliar o risco existente do corte da geração para essas fontes.

1.5 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições deste trabalho são:

- Propor uma análise metodológica para o problema da PDO com geração eólica e solar fotovoltaica em larga escala para múltiplos cenários e conseqüentemente obter os possíveis cortes da geração das EOLs e UFVs;
- No que diz respeito a montagem do problema, é detalhado como foi feita a modelagem da PDO a partir do FPO-CC e os conceitos matemáticos por trás da implementação do PCIPM para resolvê-lo;
- Também é feita uma avaliação de como os BESSs podem ser usados em larga escala promovendo a mitigação no custo da operação e nos cortes da geração;
- Estimula o uso do LMP no estudo da operação energética para permitir a distribuição do sinal de preço da energia pelas barras do sistema;
- Propõe uma discussão sobre o uso de indicadores de risco vinculados ao corte da geração renovável.

1.6 TRABALHOS PUBLICADOS

Ao longo do desenvolvimento desta tese foram desenvolvidos os seguintes trabalhos:

- MENEZES, R. F. A.; SORIANO, G. D.; de AQUINO, R. R. B. Análise da operação diária de sistemas termo-eólicos considerando a emissão de poluentes e a intermitência do vento. *XXII Congresso Brasileiro de Automática*, 2018.
- MENEZES, R. F. A.; SORIANO, G. D.; de AQUINO, R. R. B. Programação diária da operação e formação de preços com integração da geração eólica em larga escala e baterias. *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2020.

- MENEZES, R. F. A.; SORIANO, G. D.; de AQUINO, R. R. B. Locational marginal pricing and daily operation scheduling of a hydro-thermal-wind-photovoltaic power system using BESS to reduce wind power curtailment. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 5, p. 1441, 2021.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho encontra-se organizado em seis capítulos e é distribuído da seguinte forma:

- Capítulo 1: São apresentadas as motivações e revisão bibliográfica do trabalho através dos dados de crescimento das EOLs e UFVs e como esse cenário pode gerar o problema de corte da geração. Também é discutida a possibilidade do uso de BESSs no sistema para aliviar este problema e como é possível utilizar o LMP como sinal de preço em cada barra do sistema. Por fim, no capítulo é apresentada a justificativa do trabalho, além dos objetivos, contribuições e os trabalhos publicados fruto desta pesquisa.
- Capítulo 2: É realizado uma revisão sobre o planejamento da operação energética e as principais etapas envolvidas, como também as principais características da geração de energia através das UHEs, UTEs, EOLs e UFVs, além das aplicações e tecnologias dos BESSs. Finalmente, é abordada a formação de preços através do LMP e como é possível fazer um estudo de análise de risco no contexto de sistemas elétricos de potência.
- Capítulo 3: São expostos os conceitos básicos da PL e o desenvolvimento do método de Pontos Interiores, e suas variações, para resolução desse tipo de programação.
- Capítulo 4: A metodologia proposta para a modelagem do problema da PDO é apresentada com detalhes através dos limites operativos das UHEs, UTEs, EOLs e UFVs, e dos BESSs. Também é discutida a formação do LMP através de um método iterativo que envolve o FPO-CC e como são calculados os indicadores de risco do corte da geração.
- Capítulo 5: Inicialmente o PCIPM é validado no sistema teste PJM 5 barras. Em seguida são mostrados os parâmetros, dados e cenários utilizados para a montagem do problema da PDO a partir da modelagem proposta no Capítulo 4. Por fim, são apresentados os resultados numéricos obtidos com base no sistema IEEE RTS 24 barras modificado em uma análise por cenário e em múltiplos cenários, e faz-se uma discussão detalhada desse resultados sem e com a presença do BESS no sistema elétrico.
- Capítulo 6: São feitas as conclusões e considerações finais do trabalho, onde são destacados os objetivos atingidos e propostos nesta tese, além de outras abordagens que podem ser melhor exploradas em trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo faz-se uma revisão sobre o planejamento da operação energética no Brasil, mostrando seus aspectos e como a cadeia de estudos coordenados é montada. Além disso, são apresentadas as características operativas das UHEs, UTEs, EOLs e UFVs, e as principais tecnologias utilizadas para os BESSs. Por fim, é feita a abordagem sobre como a formação de preços através do LMP destaca-se em um contexto de precificação nodal, e como a análise de risco vem sendo utilizada em pesquisas sobre perdas nos sistemas elétricos de potência.

2.1 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

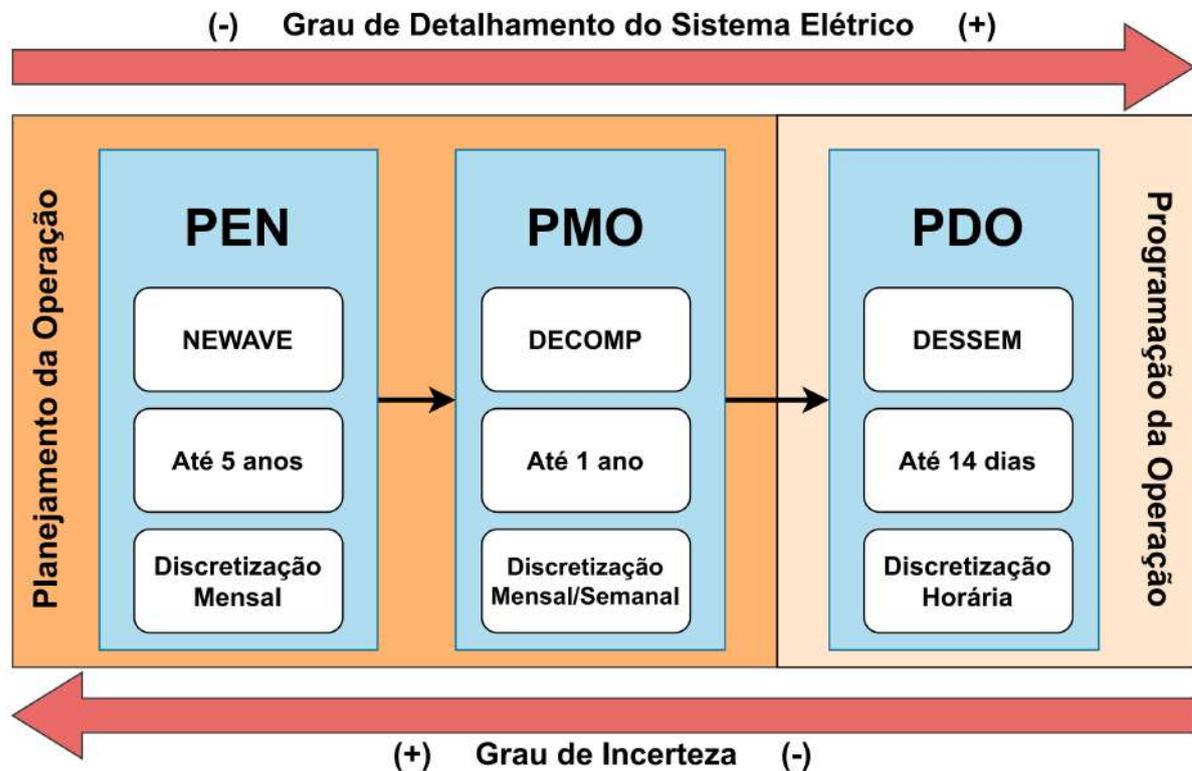
O planejamento da operação energética tem como objetivo determinar os níveis de geração que devem ser realizados ao longo do tempo, seguindo critérios pré-estabelecidos. No Brasil, esse problema tem as seguintes características:

- Acoplamento no tempo: relacionado com a decisão de utilizar as UTEs ou as UHEs;
- Acoplamento espacial: devido à disposição geográfica das usinas;
- Estocasticidade: relacionada com as incertezas das afluências, da geração eólica, da geração solar fotovoltaica e da demanda energética;
- Grande porte: pelo fato de o SIN possuir, hoje, mais de 17 mil Unidades Geradoras (UGs) interligadas por um sistema de transmissão complexo.

O critério a ser adotado no planejamento da operação é o de minimização do custo operativo obedecendo às restrições de segurança, garantindo o atendimento a demanda com custo mínimo e com confiabilidade. Deve-se planejar a operação do sistema em função dos níveis dos reservatórios das UHEs, assegurando o uso adequado dos recursos disponíveis e evitando impactos ambientais (MACEIRA et al., 2002; LIMA, 2007; COTIA, 2018).

A complexidade do sistema elétrico brasileiro torna inviável a adoção de um único tipo de estudo para realizar o planejamento da operação energética. Nesse sentido o ONS utiliza uma cadeia de estudos coordenados com diferentes horizontes de planejamento e distintos graus de detalhamento na modelagem matemática do sistema, de tal forma que à medida que a modelagem do sistema se aproxima da operação em tempo real a representação do mesmo requer maiores níveis de detalhes (FORTUNATO et al., 1990; FINARDI, 2003; RAMOS, 2015). Na Figura 8 é ilustrado como esses estudos estão encadeados de acordo com o detalhamento do sistema e com o horizonte de planejamento. Essa cadeia tem como etapas principais o Planejamento Anual da Operação Energética (PEN), o Programa Mensal da Operação Energética (PMO) e a PDO.

Figura 8 – Horizontes de planejamento do ONS.



Fonte: próprio autor.

No PEN, o horizonte de planejamento é de 5 anos, discretizados em base mensal. O objetivo dessa etapa é estabelecer metas anuais e mensais de geração e intercâmbios para cada subsistema através das UHEs e UTEs. Aqui, as afluições são modeladas de forma estocástica e a geração das EOLs e UFVs como abatimento de carga. Um resultado importante desta etapa é a previsão do armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica futura do sistema (LIMA, 2007; PEREIRA et al., 2015; MUMMEY, 2017; COTIA, 2018).

Por sua vez, no PMO são definidas as políticas operativas com horizonte de até 12 meses, discretizados em etapas semanais e mensais. Aqui, a incerteza relacionada com as vazões naturais afluentes é representada através de uma árvore de decisão onde são conhecidas as vazões para o primeiro mês. Nessa etapa, as metas de geração são representadas de forma individualizada para cada usina (LIMA, 2007; PEREIRA et al., 2015; MUMMEY, 2017; COTIA, 2018).

Finalizando a cadeia, a PDO tem como objetivo estabelecer as metas de geração horária para cada usina do sistema para o dia que antecede a operação com um horizonte de até 14 dias. Nesta etapa, a incerteza das vazões não é representada. Porém, o sistema é caracterizado de forma detalhada através das restrições relativas ao sistema de transmissão, às máquinas e turbinas. Além disso, a modelagem da PDO é feita através da representação linear da rede elétrica pelo fluxo de potência linearizado (LIMA, 2007; PEREIRA et al., 2015; MUMMEY, 2017; COTIA, 2018).

O estudo desenvolvido neste trabalho baseia-se na ideia de liberdade da escolha do modelo adotado para o estudo da operação energética, independente de ferramentas como o NEWAVE, DECOMP e o DESSEM.

2.2 SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

No problema da PDO, a representação das UHEs e UTEs deve considerar os limites operativos na geração da energia, ou seja, essas unidades precisam fornecer energia de acordo com as suas capacidades de fornecimento sem prejudicar a segurança da operação.

2.2.1 Centrais hidrelétricas

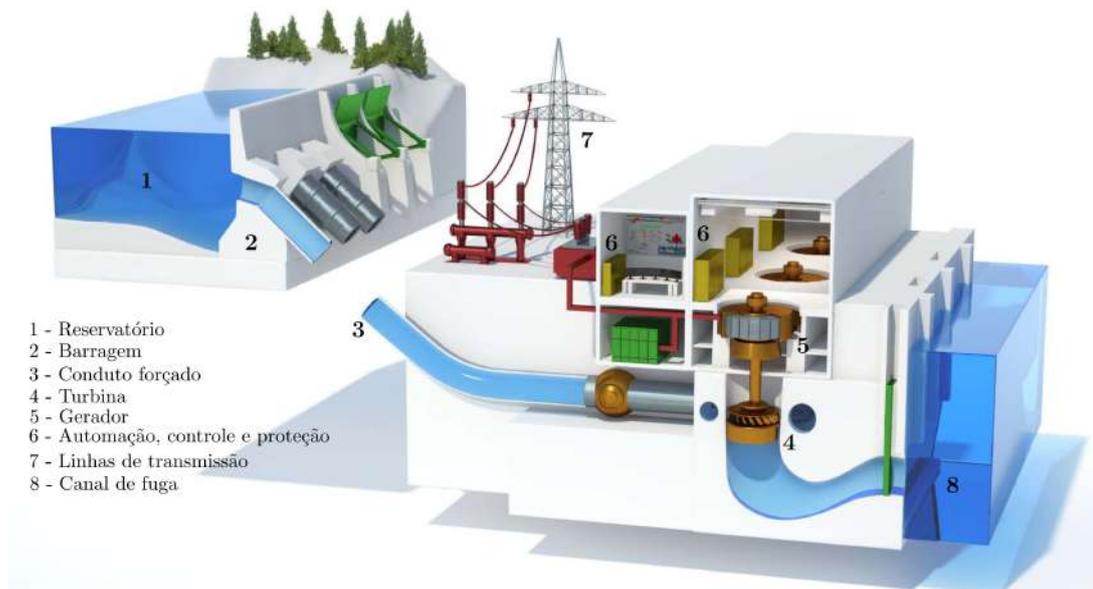
A obtenção de energia elétrica através das UHEs é realizada pelo aproveitamento hidráulico de um rio. Esse processo traz a necessidade dessas usinas serem construídas em rios com grande volume de água e com desníveis, sejam eles naturais ou criados artificialmente. Portanto, a potência que é gerada por uma UHE está associada com a energia potencial gravitacional da água, as perdas hidráulicas e com a eficiência do conjunto turbina-gerador (FINARDI, 2003; KADOWAKI, 2012; BARROS, 2015; SANTOS, 2015; GOMES, 2018).

As UHEs são compostas, resumidamente, pela barragem, pelos sistemas de captação e adução, casa de força e vertedouro. A barragem é responsável pela interrupção do curso normal do rio e por permitir a formação do reservatório. Os sistemas de captação e adução são formados pelo conduto forçado que leva a água até a casa de força, onde está o conjunto turbina-gerador. Por fim, o vertedouro permite o extravasamento do excesso de afluência que não pode ser armazenado até o canal de fuga (FORTUNATO et al., 1990; BARROS, 2015).

Os reservatórios das UHEs são classificados de acordo com o tipo de operação. Os reservatórios de regularização são aqueles onde as vazões afluentes ficam represadas em grandes volumes e durante longos períodos. Já os reservatórios de compensação são aqueles onde toda a afluência é utilizada diretamente para a geração (FORTUNATO et al., 1990; BARROS, 2015). As UHEs com reservatório de compensação são também chamadas de fio d'água, e um exemplo desse tipo de UG pode ser visto na Figura 9.

Em síntese, a energia potencial armazenada nos reservatórios é transformada em energia cinética ao ser conduzida através do conduto forçado até o conjunto de turbinas. A energia cinética do fluxo da água é absorvida pelas turbinas e transformada em energia mecânica, sendo essa transmitida ao gerador através de um eixo e transformada em energia elétrica. A água que passa pelas turbinas segue para a continuidade do rio através do canal de fuga.

Figura 9 – Vista lateral de uma central hidrelétrica fio d'água.



Fonte: (BARROS, 2015).

2.2.2 Centrais termelétricas

A inserção da geração térmica no sistema elétrico é fundamental para o aumento da sua confiabilidade. Esse tipo de geração apresenta-se como uma opção atrativa devido aos seguintes fatores (TOLMASQUIM, 2005; ZHANG, 2010; BLAIR, 2016; CHEN, 2016; REIS, 2017):

- Possibilidade de implantação em áreas mais próximas aos centros de carga, dispensando grandes investimentos em linhas de transmissão;
- Baixo impacto geográfico;
- Flexibilidade de operação emergencial;
- Independência de condições meteorológicas.

Como desvantagens as UTEs apresentam:

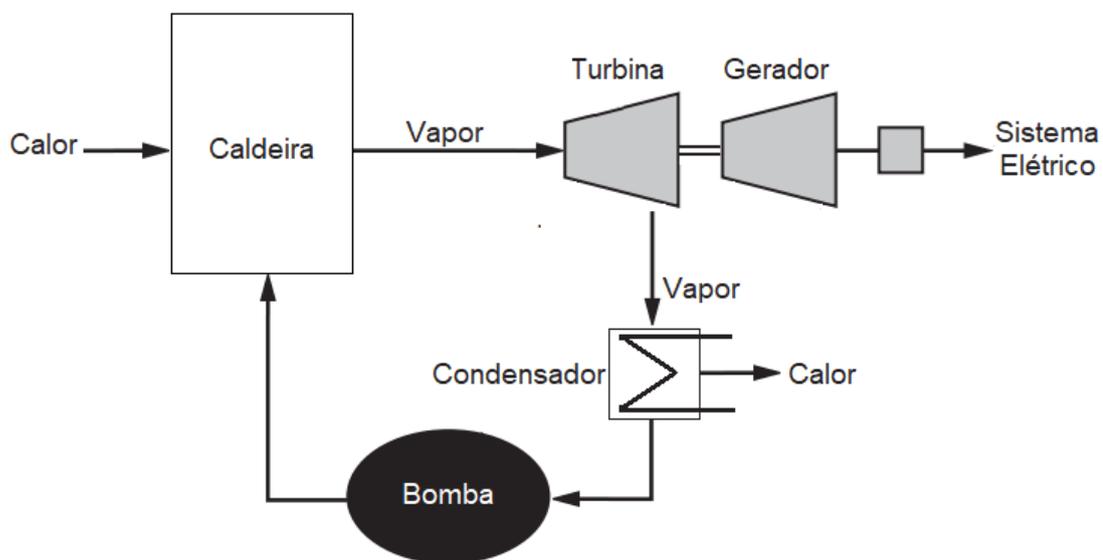
- Altos custos operacionais, devido ao consumo de combustível;
- Maior risco cambial, por conta da importação de combustível;
- Poluição ambiental.

A operação dessas UTEs é baseada na conversão de energia térmica em mecânica, e desta em energia elétrica. Essas unidades são geralmente divididas em convencionais (com combustão externa ou interna) e nucleares.

As UTEs convencionais utilizam combustíveis fósseis, como carvão, óleo combustível e gás natural, que estão sujeitos à variação dos preços no mercado energético. Além desses, são utilizados também os biocombustíveis, fabricados a partir de vegetais e lixo orgânico.

No caso da combustão externa, o combustível não entra em contato com o fluido de trabalho (geralmente água), e o ciclo compreende quatro passos: a bomba de alimentação leva a água até a caldeira; a queima do combustível fornece calor para a caldeira, produzindo vapor superaquecido; a expansão do vapor na turbina produz trabalho mecânico, acionando o gerador elétrico; o vapor passa pelo condensador onde vai retornar a forma líquida, reiniciando o ciclo (TOLMASQUIM, 2005; REIS, 2017). Na Figura 10 é ilustrado esse processo através de um fluxograma resumido. As UTEs movidas a carvão, óleo combustível e biocombustíveis utilizam esse tipo de combustão para geração de energia, e, no Brasil, mais de 93% das UTEs tem essa característica, representando mais de 60% da geração térmica disponível (ANEEL, 2022).

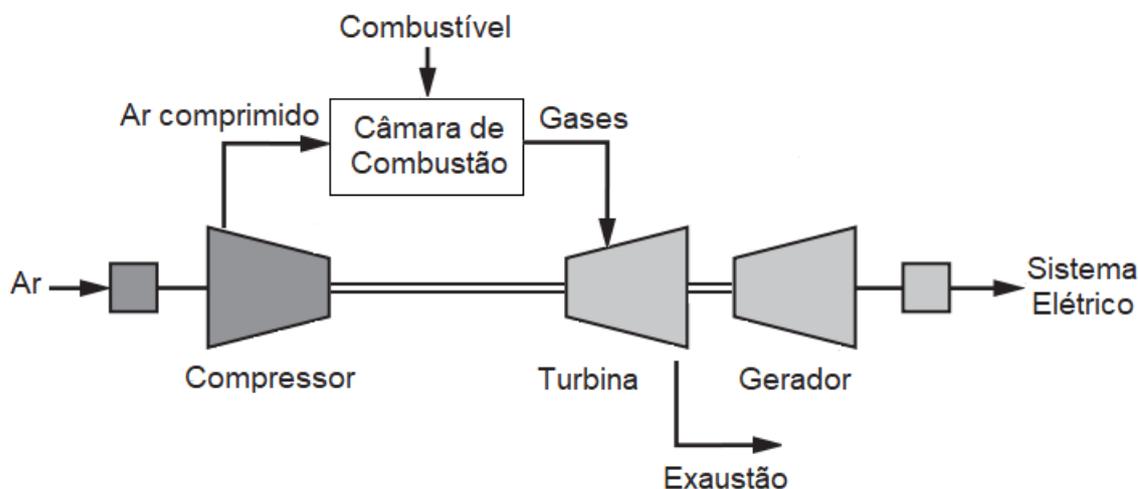
Figura 10 – Fluxograma resumido de uma UTE que utiliza combustão externa.



Fonte: adaptada de Tolmasquim (2005).

No caso da combustão interna, o ar atmosférico é continuamente succionado pelo compressor, onde é comprimido para uma alta pressão. O ar comprimido entra na câmara de combustão (ou combustor), onde é misturado ao combustível e ocorre a queima, resultando em gases com alta temperatura. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera. Parte do trabalho desenvolvido pela turbina é usado para acionar o compressor, o restante é utilizado para acionar o gerador elétrico (TOLMASQUIM, 2005; REIS, 2017). Na Figura 11 é mostrado esse ciclo através de um fluxograma resumido. As UTEs movidas a gás natural utilizam esse tipo de combustão para geração de energia, e, no Brasil, apesar de menos de 6% das UTEs utilizarem esse tipo de combustão, elas representam mais de 35% da geração térmica disponível (ANEEL, 2022).

Figura 11 – Fluxograma resumido de uma UTE que utiliza combustão interna.



Fonte: adaptada de Tolmasquim (2005).

Com o aumento do consumo do gás natural no Brasil, devido principalmente à necessidade de aumentar a participação da geração térmica na matriz energética brasileira, esse combustível vem se tornando competitivo no mercado de geração de energia como mostra o estudo de Sinigaglia et al. (2022). Além disso, as UTEs a gás apresentam algumas vantagens em relação as que utilizam combustão externa. Por serem unidades mais leves e compactas seu investimento por quilowatt instalado tem custo reduzido e o tempo de resposta entre o acionamento e a entrada em operação é dado em segundos (TOLMASQUIM, 2005; ZHANG, 2010; BLAIR, 2016; CHEN, 2016; REIS, 2017).

As centrais nucleares utilizam o urânio como combustível, e apresentam um ou mais reatores, que são compartimentos impermeáveis à radiação, cujo interior é preenchido de minerais com algum elemento radioativo específico. No processo de decomposição radioativa se estabelece uma reação em cadeia que é sustentada e moderada mediante o uso de elementos auxiliares, dependendo do tipo de tecnologia empregada (TOLMASQUIM, 2005; ZHANG, 2010; BLAIR, 2016; CHEN, 2016; REIS, 2017).

No Brasil, mais de 4% da geração térmica disponível é proveniente de instalações nucleares, sendo Angra I e Angra II, em conjunto, responsáveis por fornecer aproximadamente 1,99 GW ao SIN (ANEEL, 2022). Para mais, as obras de Angra III devem ser retomadas e a UTE adicionará 1,4 GW ao sistema até 2026.

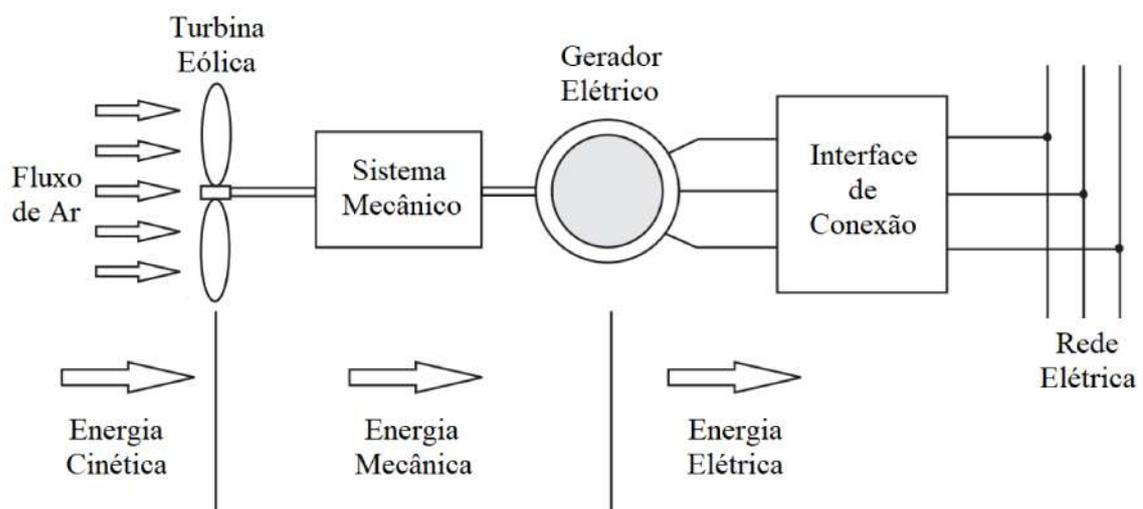
2.3 GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração de energia eólica é caracterizada pela natureza estocástica do vento. Dessa forma, esse tipo de geração não é controlável e seu comportamento dinâmico é um dos principais fatores que dificultam sua previsão. No geral, tem-se uma estimativa da energia que será gerada,

mas não é possível afirmar que toda essa energia será produzida.

O aproveitamento da energia cinética dos ventos para a geração de eletricidade ocorre pela conversão, primeiramente, da energia cinética em energia mecânica, e na conversão dessa última em energia elétrica, como mostrado na Figura 12. Durante esse processo ocorrem perdas em virtude dos fatores que se referem à aerodinâmica, atrito, perdas elétricas, entre outros. Assim, o rendimento global de um sistema eólico é a relação entre a energia que é entregue pelo sistema à rede em condições de total despacho, e a energia bruta disponível no vento que atravessa a área do rotor (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013; BARROS, 2015).

Figura 12 – Resumo dos estágios de conversão da energia eólica.

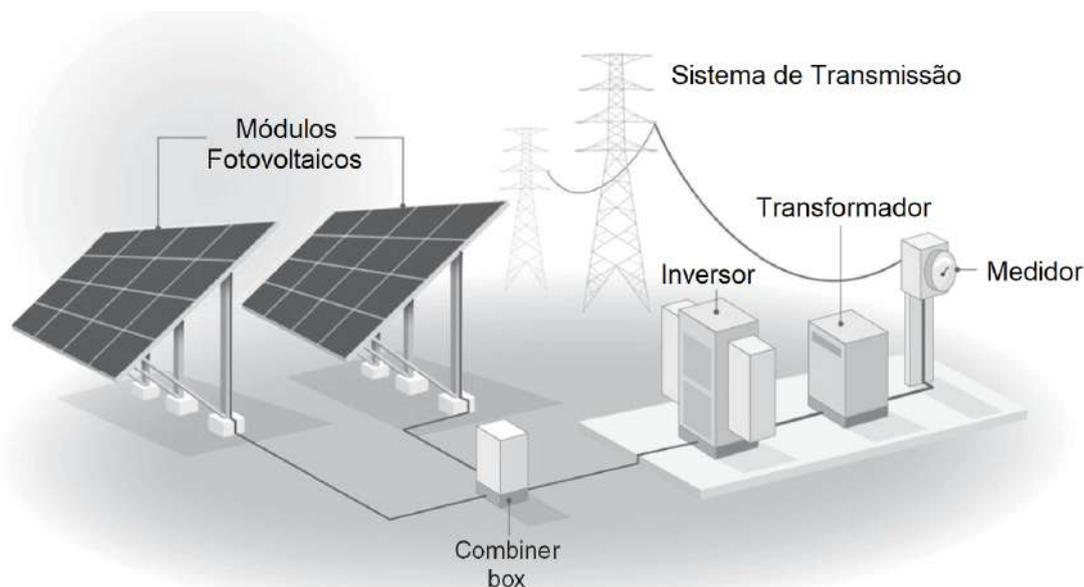


Fonte: adaptada de Eremia e Shahidehpour (2013).

Da mesma forma que a geração eólica, a geração de energia solar fotovoltaica apresenta comportamento com elevada variabilidade e é tratada como não controlável. A produção de potência das fontes fotovoltaicas é dependente da variação de intensidade de irradiação solar ao longo do dia, sendo baixa ao nascer do sol, atinge o máximo ao meio-dia, e depois diminui até ficar nula após o pôr do sol. Além disso, nas UFVs o sombreamento de nuvens pode alterar abruptamente a produção de energia.

A energia fotovoltaica é aproveitada a partir da conversão direta da energia solar em eletricidade pelas células fotovoltaicas. Essa conversão é possível porque alguns materiais quando são expostos à luz absorvem fótons e liberam elétrons livres devido ao efeito fotovoltaico. Porém, uma única célula fotovoltaica produz quantidade irrisória de eletricidade, ou seja, várias células fotovoltaicas precisam ser montadas e eletricamente conectadas umas às outras para formar um módulo fotovoltaico (ou painel solar fotovoltaico). A energia gerada em corrente contínua é então convertida em corrente alternada por um inversor, e na saída do mesmo é utilizado um transformador para aumentar a tensão de saída para níveis de média ou alta tensão e conectar o sistema de geração à rede de transmissão (GEVORKIAN, 2017; BARROS, 2015). O resumo dos estágios de conversão da energia solar fotovoltaica pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Resumo dos estágios de conversão da energia solar fotovoltaica.



Fonte: adaptada de Gevorkian (2017).

O desbalanceamento energético do sistema pode provocar o corte da geração, já que a energia eólica, em particular, geralmente está mais disponível à noite, quando as cargas são baixas e as unidades térmicas são pressionadas contra suas restrições operacionais mínimas. O outro desafio da PDO é o esgotamento da rede de transmissão, com operação em pontos próximos aos limites de capacidade da rede de transmissão. Nessa situação os operadores da rede podem utilizar geradores com custo marginal mais alto em vez da geração renovável. O corte da geração renovável pode provocar principalmente desperdício de energia e perda econômica, afetando não apenas os projetos atuais, mas também prejudicando os investimentos futuros em fontes de matriz renovável. Os esforços que têm sido feitos para solucionar esse problema são de reforço do sistema de transmissão e coordenação entre a geração renovável e os recursos de armazenamento de energia.

No primeiro caso, o aumento das linhas de transmissão pode efetivamente aliviar a redução do corte da geração, mas a expansão da Rede Básica de transmissão tende a ser um processo demorado (no Brasil tem duração da ordem de cinco anos) e envolve elevados investimentos em equipamentos de alta tensão. Já no segundo caso, dependendo da utilização e da evolução de custos dos sistemas de armazenamento, principalmente com baterias, a tendência é que a redução dos custos operacionais compense o investimento nos BESSs (GU; XIE, 2013; BIRD et al., 2016).

O nível de corte da geração renovável pode ser gerenciado pelos operadores de sistemas elétricos por meio de estatísticas dos eventos de corte. Essas estatísticas fornecem importantes informações para o processo de avaliação e decisão dos empreendedores com relação à localização da usina (RIBEIRO et al., 2019).

Como pode ser visto em NREL (2010), Pete et al. (2010), Nikolakakis e Fthenakis (2011), Mai et al. (2012) e Li et al. (2017a) a geração das EOLs e UFVs são modeladas como blocos de energia retirados da carga do sistema antes de iniciar o processo de otimização. Nessa representação, o despacho energético dessas UGs não possui nenhum tipo de controlabilidade pelo modelo, o que pode conduzir a pontos de operação não ótimos.

Embora esses tipos de geração tenham custo operativo inferior às demais fontes, esse procedimento pode causar problemas à medida que a representação do sistema se torna mais detalhada. Por exemplo, no caso em que a rede de transmissão e a manutenção de requisitos mínimos de inércia de algumas fontes são levadas em consideração no problema. Havendo um aumento brusco da geração nas EOLs ou UFVs é preciso se atentar ao congestionamento das linhas de transmissão para que os limites de fluxo de potência não sejam extrapolados, além de outras fontes precisarem continuar em operação obedecendo aos limites de variação da potência de saída (restrição de rampa) (BURKE; O'MALLEY, 2011; GU; XIE, 2013; FUJIMOTO; TAKAHASHI; HAYASHI, 2018; PROBST; MINCHALA, 2021). Logo, o acoplamento temporal entre as restrições operativas das UTEs e a geração das EOLs e UFVs é responsável pela coordenação entre essas fontes, de tal forma que o corte da geração pode ser a decisão certa a se tomar para otimização do problema da PDO (COTIA, 2018).

Apesar de não ser um sistema controlável, o despacho energético das EOLs e UFVs pode ser representado através da controlabilidade do corte da geração baseado no valor previsto da potência. Esta modelagem considera que as ferramentas de previsão estão cada vez mais precisas e já são aplicadas em alguns sistemas elétricos ao redor do mundo, como pode ser visto em Xiong et al. (2016), Qi et al. (2017), Li et al. (2018b) e Yin, Liu e He (2019).

2.4 FLEXIBILIDADE DO SISTEMA DE POTÊNCIA

A flexibilidade do sistema de potência refere-se à facilidade com que ele se adapta a possíveis mudanças, respondendo em tempo hábil o suficiente e a um custo adequado. Essas mudanças se referem a eventos incertos, mais precisamente aos eventos que possam causar desequilíbrio energético entre geração e demanda (MA et al., 2013; PINTO et al., 2016).

Nesse contexto a flexibilidade é interpretada do ponto de vista técnico e econômico. No primeiro caso, a flexibilidade é necessária para que o sistema encare as incertezas e as variabilidades da demanda e da geração. Para a geração das EOLs e UFVs, a flexibilidade fornece a capacidade do sistema em lidar com a variabilidade e com a incerteza da produção. No aspecto econômico, a flexibilidade “cobra um preço” para satisfazer às variações e incertezas na produção de energia.

As UGs de alta flexibilidade fornecem potência para atender o pico da demanda em função de suas características construtivas e operacionais. As UTEs de Ciclo Combinado mais modernas e as UHEs com reservatório são um exemplo de UGs de alta flexibilidade, já que entram

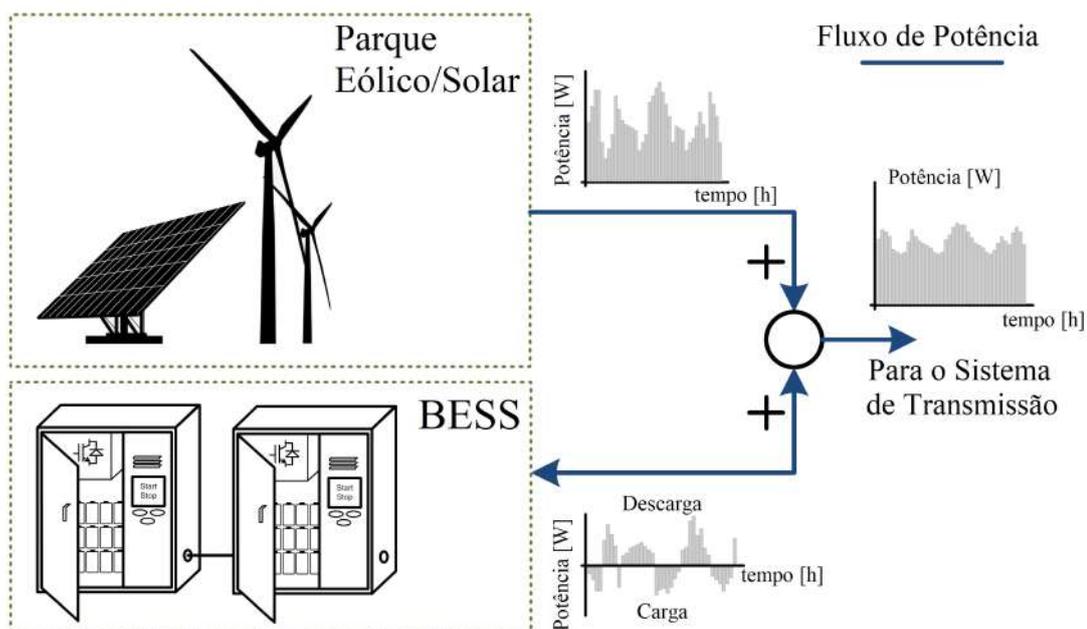
em operação em um tempo curto e possuem altas taxas de rampa ascendentes e descendentes. Além disso, essas UGs possuem uma faixa de operação elevada, ou seja, a diferença entre a potência mínima de operação e a potência máxima é alta (PINTO et al., 2016).

Por fim, outra forma acrescentar mais flexibilidade ao sistema é através do uso de sistemas de armazenamento, que será discutido a seguir.

2.5 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIA

Os sistemas eletroquímicos de armazenamento de energia, também conhecidos como BESSs, podem ser integrados ao mesmo barramento das UFVs e EOLs, como pode ser visto no diagrama da Figura 14. A partir da estratégia adotada, o BESS decide o momento de carregar e armazenar energia do parque ou descarregar a energia armazenada.

Figura 14 – Diagrama de integração do BESS às EOLs e às UFVs.



Fonte: próprio autor.

Os BESSs estão ganhando significativa popularidade para aplicações em sistemas elétricos devido às suas características tecnicamente atrativas, como tempo de resposta rápido, escalabilidade e modularidade. Porém, as principais barreiras que ainda impedem essa integração são o custo e a maturidade tecnológica desses sistemas armazenamento. A primeira barreira tende a ser ultrapassada no decorrer dos próximos anos, visto que os custos das baterias estão diminuindo rapidamente. Da mesma forma, a segunda barreira pode ser superada com a melhoria dos parâmetros técnicos, como o aumento de vida útil e da densidade de energia, por exemplo.

Existem algumas razões que motivam o armazenamento de grandes quantidades de energia, como por exemplo:

- Deslocamento de energia no tempo (arbitragem energética);
- Redução do pico da curva de carga durante o dia;
- Nivelamento da curva de carga;
- Regulação da tensão e frequência;
- Reserva operativa.

Neste trabalho o uso do BESS é para arbitragem de energia na sua integração com as EOLs e UFVs.

2.5.1 Arbitragem energética

A arbitragem energética consiste essencialmente em armazenar eletricidade nos momentos em que a energia é abundante e descarregá-la em outro momento. Essa ação garante maior flexibilidade da operação eletroenergética e é considerada como uma das soluções mais importantes para lidar com as variações da geração renovável. Sem a presença do armazenamento a flexibilidade da operação energética é garantida, na maioria dos casos, pela geração térmica convencional com alta capacidade de rampa ou com tempos de partida curtos, como é o caso das UTEs com turbinas a gás. Sendo assim, a arbitragem pode muitas vezes se traduzir em outros benefícios, como redução da necessidade dessas UTEs no horário de pico, reduzindo, assim, o custo da operação energética, e alívio do sistema de transmissão (HU, 2020; IRENA, 2020).

O dispositivo de armazenamento conectado diretamente à fonte intermitente em um sistema com alta penetração de energia renovável executa a função deslocar a energia no tempo, reduzindo a possibilidade de corte da geração. Para atender a demanda durante o horário de ponta através dos sistemas de armazenamento, a estratégia normalmente aplicada é de armazenar a energia fora desse horário. Ou seja, o operador do sistema elétrico pode solicitar o armazenamento da energia durante períodos em que há uma maior disponibilidade de energia para usá-la posteriormente. Geralmente o período de armazenamento coincide com o período de menor nível de carga do dia (STERNER; STADLER, 2019). Isso faz com que as fontes que possuem custo elevado de operação sejam menos requisitadas durante os horários de ponta, evitando assim possíveis picos de preços. Essa aplicação exige que os projetos usando BESS tenham uma capacidade relativamente grande. Por fim, os efeitos causados pelo uso do BESS no sistema elétrico também promovem a redução dos congestionamentos e das perdas no sistema de transmissão, principalmente nos horários de pico (MEXIS; TODESCHINI, 2020; ZHANG et al., 2021).

2.5.2 Análise das características técnicas e econômicas das tecnologias de BESS

De forma sucinta, o processo de carga das baterias ocorre devido às reações químicas internas provocadas pela aplicação de uma tensão entre seus terminais. Já o processo de descarga ocorre quando essa reação química é revertida (BOICEA, 2014; ZHAO et al., 2015; LUO et al., 2015b). A partir desses princípios é possível listar os BESSs com base em parâmetros técnicos e econômicos.

Para aplicações de sistemas de potência, dois parâmetros são comumente usados: capacidade de potência [W] e capacidade de armazenamento [Wh]. O primeiro é correspondente à taxa na qual a energia pode ser transferida para ou da bateria. O segundo é a quantidade de energia que pode ser armazenada no dispositivo. A capacidade de armazenamento utilizável é determinada pela capacidade nominal dada multiplicada pela Profundidade de Descarga (DoD - *Depth of Discharge*) permitida. Uma forma alternativa da mesma medida é o Estado de Carga (SoC - *State of Charge*), que é o nível de carga de uma bateria elétrica em relação à sua capacidade. Para o parâmetro DoD é considerado que o valor de 100% o BESS está descarregado e 0% ele está totalmente carregado, já para o parâmetro SoC a ideia é oposta, ou seja, no valor de 100% o BESS está totalmente carregado e em 0% ele está descarregado (IRENA, 2020; MEXIS; TODESCHINI, 2020).

Além desses dois parâmetros, as tecnologias de BESS podem ser diferenciadas com base em outros aspectos, tais como (ANEKE; WANG, 2016; ZOBAA et al., 2018; STERNER; STADLER, 2019; HU, 2020; IRENA, 2020; MEXIS; TODESCHINI, 2020; ZHANG et al., 2021):

- Densidade de potência/energia;
- Eficiência de carga e descarga (*round-trip efficiency*);
- Taxa de autodescarga;
- Tempo de resposta;
- Duração da descarga;
- Vida útil;
- Custos de capital;
- Maturidade tecnológica.

A densidade de energia é definida como a quantidade de energia que pode ser armazenada em um único sistema por unidade de peso, e sua unidade é [Wh/kg]. A densidade de potência de qualquer tecnologia de armazenamento de energia é definida como a potência nominal de saída dividida pelo peso do dispositivo, e sua unidade é [W/kg]. Nestas definições, o peso do

dispositivo é considerado como o volume de todo o sistema de armazenamento de energia, incluindo o elemento de armazenamento de energia, acessórios, estruturas de suporte e sistemas inversores.

Já a eficiência de carga e descarga, também conhecida como eficiência de *round-trip*, é uma escala de desempenho que pode ser usada para avaliar a eficiência da bateria. É responsável pelas perdas que ocorrem como resultado do armazenamento e retirada de energia do dispositivo. Essa métrica é a chave da relação custo-benefício das tecnologias de armazenamento de energia.

A taxa de autodescarga mostra quanto da energia armazenada pode ser retida pelo dispositivo de armazenamento de energia por um período. Dispositivos com taxa de autodescarga muito baixa geralmente são adequados para aplicações de armazenamento por longos períodos. As perdas referentes à autodescarga do BESS são geralmente pequenas, com exceção de alguns tipos de bateria que precisam de alta temperatura para manter a reação.

Outro parâmetro é o tempo de resposta que define a duração de tempo necessária para liberar a potência total. A resposta rápida é um recurso importante para aplicações como regulação de frequência e suavização intermitente de energia renovável. E a duração da descarga é a quantidade de tempo que o BESS pode descarregar em sua potência nominal.

A vida útil de qualquer tecnologia de armazenamento de energia também desempenha um papel significativo na decisão se a tecnologia será adotada em qualquer aplicação. As tecnologias de armazenamento de energia com longa vida útil são geralmente preferidas do ponto de vista do investimento sobre aquelas com vida curta. Ela depende de muitos fatores, incluindo o número de ciclos de carga e descarga, o DoD e condições ambientais.

O custo de capital é um dos fatores mais importantes para a implantação comercial de uma determinada tecnologia de armazenamento de energia. Os componentes auxiliares usados por algumas tecnologias de armazenamento de energia aumentam o custo total de capital do sistema. Como resultado disso, alguns sistemas de armazenamento de energia tendem a ser economicamente viáveis apenas acima de um conteúdo mínimo de energia e potência de saída.

A maturidade tecnológica de qualquer sistema de armazenamento de energia desempenha um papel significativo para determinar a seleção para aplicação de armazenamento de energia. As tecnologias maduras são geralmente preferidas porque garantem uma maior experiência operacional em relação às menos maduras. Além disso, o aumento da maturidade pode reduzir o custo de qualquer tecnologia.

A seguir serão apresentadas algumas tecnologias de BESSs e os valores dos parâmetros técnicos e econômicos reunidos a partir dos trabalhos de Luo et al. (2015b), Aneke e Wang (2016), Zobaa et al. (2018), Fan et al. (2020), IRENA (2020), Mexis e Todeschini (2020), Hannan et al. (2021), Olabi et al. (2021), Zhang et al. (2021) e Kebede et al. (2022).

2.5.2.1 Baterias de chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas no mundo e têm sido implantadas comercialmente desde cerca de 1890. A densidade de energia típica é entre 25 e 50 Wh/kg com densidade de potência entre 75 e 300 W/kg. Elas têm alta eficiência energética, podendo chegar até 90%, são fáceis de instalar e requerem um nível relativamente baixo de manutenção e baixo custo de investimento. Além disso, as taxas de autodescarga para este tipo de bateria são baixas, atingindo no máximo 0,3% ao dia, o que as torna ideais para aplicações de armazenamento de longo prazo.

Essa tecnologia é madura e de baixo custo de investimento. No entanto, o fator limitante para essas baterias é a vida útil relativamente baixa para os ciclos de carga/descarga (entre 200 e 500), porém podendo permanecer em operação por até 15 anos. Esse problema deve-se principalmente à temperatura. Além de que tentativas de descarregar totalmente a bateria podem ser particularmente prejudiciais aos eletrodos, reduzindo assim a vida útil também. Outra desvantagem é o uso de chumbo, um material perigoso, de uso proibido ou restrito em alguns países.

2.5.2.2 Baterias de níquel (NiCd, NiMH)

As baterias à base de níquel são principalmente as baterias de níquel-cádmio (NiCd) e as de níquel-hidreto metálico (NiMH). Os maiores valores utilizados de densidade energética e de potência são, respectivamente, 75 Wh/kg e 300 W/kg para as baterias de NiCd, e 110 Wh/kg e 300 W/kg para as de NiMH.

Os sistemas de armazenamento com baterias de NiCd possuem vida útil de até 20 anos com um limite de 3.500 ciclos, sendo superiores aos das baterias de chumbo-ácido nesse quesito. Além disso, as baterias de NiCd possuem eficiência de carga e descarga de até 90%, taxa de autodescarga de 0,03% a 0,6%, e podem custar até 6 vezes mais do que as baterias de chumbo-ácido.

Devido à toxicidade do cádmio, essa tecnologia tende a deixar de ser comercializada sendo substituída pelas baterias de NiMH, que podem ter o mesmo tempo de vida útil, mas com um limite de 1.200 ciclos e eficiência de carga e descarga menor (entre 50 e 80%).

2.5.2.3 Baterias de sódio-enxofre (NaS)

As baterias de NaS são altamente eficientes em termos energéticos (até 92%) e são feitas de materiais baratos e não tóxicos. A principal desvantagem é que para manter as temperaturas de operação é necessária uma fonte de calor que utiliza a própria energia armazenada na bateria, reduzindo parcialmente o seu desempenho e aumentando o risco de incêndio.

O custo de investimento das baterias de NaS é entre US\$300/kWh e US\$543/kWh, e espera-se que esse custo diminua à medida que a capacidade de produção se expanda. Para mais, outros pontos importantes dessa tecnologia são a ausência de autodescarga e baixa manutenção. A densidade energética e de potência deste tipo de bateria é entre 100 e 240 Wh/kg e entre 150 e 230 W/kg, respectivamente, e atingem vida útil de até 5.000 ciclos ou 20 anos.

2.5.2.4 Baterias de cloreto de sódio e níquel (Na-NiCl₂)

As baterias de Na-NiCl₂ são mais conhecidas como baterias ZEBRA (*Zero Emission Battery Research*). Da mesma forma que as baterias de NaS, essas baterias são de alta temperatura e utilizam cloreto de níquel ao invés de enxofre, o que as tornam menos poluentes e com níveis de segurança potencialmente melhores do que as baterias de NaS.

A densidade de energia típica dessa tecnologia é entre 94 e 120 Wh/kg com densidade de potência entre 150 e 170 W/kg. Ela possui ciclos de carga/descarga entre 1.000 e 3.500, podendo permanecer em operação por até 14 anos. Além disso, as baterias de Na-NiCl₂ possuem eficiência de *round-trip* de até 92,5%. Porém, a grande desvantagem desse tipo de bateria é a taxa de autodescarga de até 15%.

2.5.2.5 Baterias de íons de lítio

As baterias de íon de lítio consistem em dois tipos principais: células de íons de lítio e polímero de lítio. As vantagens sobre as demais baterias são sua maior densidade energética e de potência, que podem chegar até 240 Wh/kg e 500 W/kg, respectivamente, sua alta eficiência de até 97%, e sua taxa de autodescarga desprezível, menor que 0,3 %. Hoje em dia essas baterias conseguem alcançar a vida útil de 20 anos de operação com limite de até 10.000 ciclos.

A segurança é um problema para esse tipo de bateria, já que a maioria dos eletrodos são termicamente instáveis e podem se decompor em temperaturas elevadas, liberando oxigênio que pode causar um incêndio. Para minimizar esse risco, as baterias de íons de lítio são equipadas com uma unidade de monitoramento para evitar sobrecarga e descarga excessiva, podendo ser classificadas com nível de segurança alto.

Apesar do custo médio de investimento alto, cerca de US\$450/kWh, no trabalho de Schmidt et al. (2019) é mostrada uma perspectiva redução de 50% desse valor até 2030 junto com o aumento da densidade energética superior a 300 Wh/kg. Atualmente, as pesquisas em baterias à base de lítio estão principalmente focadas na redução de custos, uso de materiais mais baratos, aumento da vida útil e da densidade energética, e redução da alta inflamabilidade.

2.5.2.6 Baterias de fluxo

Originalmente desenvolvidas pela NASA no início dos anos 70 para voos espaciais de longa duração, as baterias de fluxo agora estão recebendo atenção por armazenar energia por períodos de horas ou dias com potência de até vários megawatts. Elas têm como princípio de funcionamento as reações eletroquímicas reversíveis que ocorrem em um conjunto de células conectadas em série, em paralelo ou em ambas, a fim de atingir o nível de tensão desejado.

Ao contrário das baterias convencionais, duas soluções eletrolíticas aquosas diferentes estão contidas em tanques separados. Durante o funcionamento normal da bateria, essas soluções aquosas são bombeadas através da célula eletroquímica onde ocorrem as reações. Três tipos de baterias de fluxo comercialmente disponíveis são:

- Baterias redox de vanádio (VRB - *Vanadium Redox Battery*);
- Baterias de zinco-bromo (ZBB - *Zinc-Bromine Battery*);
- Baterias de brometo de polissulfeto (PSB - *Polysulfide Bromide Battery*).

Outras características das baterias de fluxo são sua capacidade de descarregar totalmente sem baixar a eficiência do sistema, e autodescarga muito baixa, uma vez que os eletrólitos são armazenados em tanques selados separados. A potência nominal dessas baterias é definida pelo tamanho e pelo número de células na pilha eletroquímica, enquanto a capacidade de armazenamento é determinada pela concentração e quantidade de eletrólito (definido pelo tamanho do tanque). Portanto, a vantagem das baterias de fluxo é que a potência do sistema é independente de sua capacidade de armazenamento.

As baterias VRB podem operar por até 16.000 ciclos, todavia possuem baixa densidade energética (entre 10 e 35 kWh/kg). Embora tenham um grande potencial como sistema de armazenamento e médio impacto ambiental, esse tipo de bateria tem uma estimativa de custo de investimento que pode alcançar até US\$1.085/kWh e uma eficiência energética com limite máximo de 85%. Já as baterias de ZBB possuem uma densidade energética de até 85 Wh/kg, maior que as de VRB, porém com vida útil de 4.000 ciclos, operando por até 10 anos, e com faixa estreita de temperatura de trabalho. Por fim, as baterias de PSB possuem vida útil de apenas 2.000 ciclos, operando por até 15 anos, e com capacidade de armazenamento de 120 MWh.

Um resumo dos dados coletados sobre as características técnicas e econômicas das tecnologias de BESS pode ser visto no Apêndice A.

2.5.3 Projetos de BESS no mundo

Embora o custo de investimento dos BESSs seja ainda elevado, a grande vantagem de se usar esse sistema é a rapidez de implantação do projeto (por volta de 6 meses) devido à

modularização das baterias. Um exemplo que vem sendo utilizado é o Megapack da fabricante Tesla, uma tecnologia projetada para ser um sistema de instalação em contêineres de transporte, como mostrado na Figura 15. Hoje existem dois modelos: o primeiro com potência nominal de 1 MW, com capacidade de armazenamento de 3,9 MWh e descarregamento da capacidade máxima em 4 horas; o segundo com potência nominal de 1,9 MW, com capacidade de armazenamento de 3,9 MWh e descarregamento da capacidade máxima em 2 horas.

Figura 15 – BESS fabricado pela Tesla.



Fonte: (TESLA, 2022).

No mundo, o maior projeto de BESS está no estado da Califórnia, Estados Unidos, e tem potência nominal e capacidade de armazenamento de 400 MW e 1.600 MWh, respectivamente. Na Tabela 1 é possível observar os dez maiores projetos com BESS no mundo, onde os 8 primeiros colocados possuem a tecnologia de íons lítio com operação iniciada nos últimos 2 anos. Logo, nota-se que há uma tendência de projetos em larga escala a partir do barateamento dessa tecnologia de armazenamento.

No Brasil já existem alguns projetos de BESS que estão em operação, sendo um deles localizado na cidade de João Câmara (RN), com um sistema de 1 MW/1,29 MWh conectado em paralelo com o complexo eólico Campo dos Ventos. Esse BESS está sendo utilizado para suavização de potência e correção do fator de potência, como mostrado em Dantas et al. (2022). Outro exemplo está na cidade de Registro (SP), com um BESS de 30 MW/60 MWh conectado à subestação para atuar nos momentos de pico de carga, como um reforço à rede elétrica.

Com base nos dados apresentados e na análise feita anteriormente, nota-se que os BESSs de íons de lítio dispõem de características de média densidade de potência e densidade energética alta em comparação com outros sistemas, possuindo, assim, a vantagem de volume reduzido e tamanho menor.

Tabela 1 – Os maiores projetos de BESS no mundo.

Nome do Projeto	Tipo de Bateria	Capacidade de Armazenamento [MWh]	Potência Nominal [MW]	Tempo Descarregamento [horas]	Localização	Início da Operação
Moss Landing Energy Storage	Íons de lítio	1.600	400	4	Califórnia (EUA)	2020
McCoy Solar Energy Project	Íons de lítio	920	230	4	Califórnia (EUA)	2021
Manatee Energy Storage Center	Íons de lítio	900	409	2,2	Flórida (EUA)	2021
Elkhorn Battery	Íons de lítio	730	182,5	4	Califórnia (EUA)	2022
Valley Center Battery Storage	Íons de lítio	560	140	4	Califórnia (EUA)	2022
Victorian Big Battery	Íons de lítio	450	300	1,5	Victória (Australia)	2021
Alamitos Energy Center	Íons de lítio	400	100	4	Califórnia (EUA)	2021
Saticoy BESS	Íons de lítio	400	100	4	Califórnia (EUA)	2021
Dalian VRB	VRB	400	100	4	Liaoning (China)	2022
Buzen Substation	NaS	300	50	6	Buzen (Japão)	2016

Fonte: (KEBEDE et al., 2022).

Posto isto, o armazenamento de energia elétrica em larga escala desempenha um papel essencial no equilíbrio entre oferta e demanda de geração elétrica.

2.6 FORMAÇÃO DOS SINAIS DE PREÇO

Os sinais de preço que definem o custo da energia elétrica geralmente são definidos pelo custo marginal de curto prazo da usina que gera a última unidade de eletricidade necessária para atender a demanda. Nesse processo é garantido que apenas aquelas usinas que possuem o menor custo marginal entre todas as UGs disponíveis sejam operadas. Consequentemente, espera-se que as EOLs, UFVs e UHEs sejam despachadas primeiramente, e que as usinas mais caras sejam despachadas durante o horário de ponta. Porém, o despacho seguindo a ordem de mérito baseada em menor custo é possível apenas quando não há violações de capacidade na rede de transmissão.

Os sinais de preço têm bastante volatilidade devido às constantes variações no suprimento e na demanda, sendo afetados por diversos parâmetros (MAYO, 2021):

- Necessidade de equilibrar oferta e demanda: em períodos de alta demanda energética, uma geração mais cara é despachada;
- Inelasticidade da geração de energia: nem todas as fontes são capazes de aumentar ou diminuir rapidamente o nível de produção para acompanhar a carga. Além disso, a inclusão

de fontes intermitentes em larga escala pode levar os preços a valores muito baixos em horários de pico de geração, e valores muito altos quando a produção cai;

- Inelasticidade da demanda: pelo fato da mesma ser variável ao longo do dia, onde os consumidores usam a energia quando lhes convêm;
- Congestionamento na transmissão: os limites de linha provocam o aumento do preço em alguns pontos do sistema.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) adotado para precificação da energia elétrica no Brasil reflete sobretudo a hidrologia em curto prazo, podendo permanecer por longos períodos em um patamar elevado em épocas de crise hidrológica. Dessa forma não há uma sinalização econômica clara para investimentos e desinvestimentos (desativação de UGs antigas) no sistema elétrico (MAYO, 2021). O LMP é uma alternativa que permite uma precificação espacial mais granular, promovendo, assim, a mudança de um sistema de submercados para um sistema nodal.

Os sinais de LMP são usados nos Mercados do Dia Seguinte (*Day Ahead Markets*) de forma a respeitar as restrições e limitações reais verificadas no sistema. Esse tipo de sinalização de preço representa o custo marginal de suprimento de energia em uma barra específica do sistema após o a otimização da operação. Para isso, ele deve levar em conta as restrições operativas das UGs, as perdas elétricas do sistema e os limites operacionais da rede de transmissão. Assim, cada barra tem o seu próprio LMP, determinado a partir da iteração entre as fontes e as cargas, de modo a buscar o suprimento sempre da fonte de energia mais barata com a contabilização das perdas e do congestionamento do sistema (STOFT, 2002; SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2003; ZHONG, 2018).

Os nós do sistema elétrico, representados pelas barras, poderão ter valores de LMPs diferentes entre si devido ao efeito que o incremento de geração ou do consumo provoca no congestionamento e nas perdas do sistema. Dessa forma, esses preços podem ser utilizados como sinalização econômica tanto para os geradores quanto para os consumidores de energia.

Ao longo do período de operação, o LMP tem comportamento capaz de refletir as condições de operação do sistema, e os benefícios da aplicação dessa metodologia de formação de preços são (SCHWEPPE et al., 1988):

- Incentivo do consumo quando o sistema está menos congestionado (resposta da demanda);
- Investimentos na expansão das redes através da sinalização das localidades que devem ser alvo de reforços e ampliações da rede;
- Liberdade para o consumidor escolher o ponto de conexão que atende às suas necessidades e apresentam LMPs menores.

Os conceitos fundamentais e a decomposição do LMP são minuciosamente examinada em Rivier e Pérez-Arriaga (1993) e no trabalho de Fu e Li (2006), onde são apresentados diferentes modelos para o cálculo do LMP e suas propriedades. Já nos trabalhos de Liu e Zobian (2002), Litvinov et al. (2004) e Zhu, Hwang e Sadjadpour (2005) são apresentados os conceitos de perdas marginais e como o problema de fluxo de potência ótimo pode ser modelado considerando perdas elétricas.

Nos trabalhos de Li e Bo (2007) e Bo (2009) é feita a comparação entre o cálculo do LMP através do FPO-CC e do fluxo de potência ótimo AC, mostrando a eficácia do modelo linearizado. Esses trabalhos também propõem o método iterativo para o cálculo das perdas marginais e o modelo de Demanda Fictícia para mitigação do efeito das perdas do sistema na barra de referência.

Em Li et al. (2017b) é usado um sistema de armazenamento de energia para reduzir o custo de congestionamento do sistema através da detecção dos momentos de pico do LMP em resposta às condições da rede. Em Boonchuay et al. (2012), Zhao e Wu (2013) e Li et al. (2018a) é feito o estudo de como a geração eólica pode impactar na formação dos LMPs, e em Latif, Krishnamurthy e Palmintier (2018) é mostrado como o uso de sistemas de armazenamento podem diminuir o seu valor.

Atualmente o LMP é utilizado para a determinação preços no mercado energético dos Estados Unidos. Sendo assim, esse modelo de formação de preços pode ser estudado com mais detalhes como alternativa para implementação no mercado brasileiro, sendo considerada a grande complexidade do nosso sistema elétrico.

2.7 ANÁLISE DE RISCO

O risco pode ser definido como a combinação entre a probabilidade e a consequência de um determinado evento. De forma mais geral, ele indica a possibilidade de ocorrência de um evento capaz de gerar impactos negativos a um sistema. Embora a maioria das referências utilizadas aqui utilizem os eventos de perdas financeiras para análise de risco, neste trabalho o risco é abordado a partir dos eventos de corte da geração das EOLs e UFVs.

A análise de risco é um conjunto de atividades destinadas a avaliar a exposição de um sistema a várias fontes de risco, geralmente fontes com comportamento aleatório. Em sistemas elétricos de potência, por exemplo, essas fontes são a demanda de carga e as fontes intermitentes (SARYKALIN; SERRAINO; URYASEV, 2008; LI, 2014; DROBINSKI et al., 2018; MAYO, 2021). Índices de riscos são utilizados para medir o risco no qual o sistema está exposto, podendo ou não estar relacionado a perdas financeiras. Eles podem informar a probabilidade de ocorrência de determinado evento e suas consequências, ou seja, eles indicam não apenas a probabilidade de um corte acontecer, por exemplo, mas também a severidade deste evento. Não há um único indicador universal de risco, seja na área investimentos financeiros ou mesmo em sistemas de

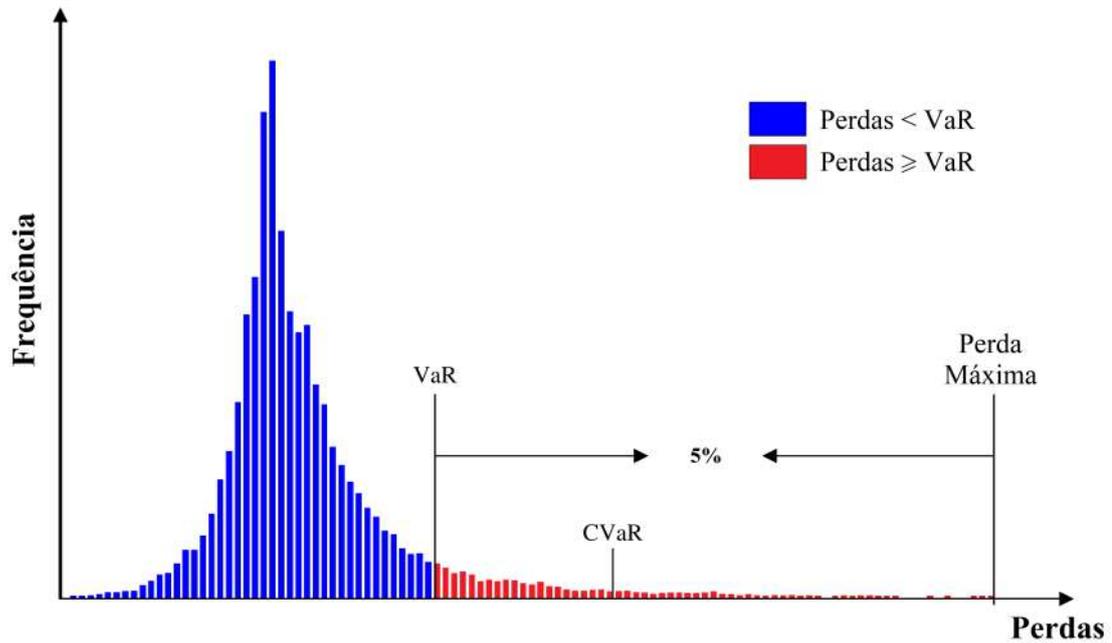
potência. Porém, o *Value at Risk* (VaR) e o *Conditional Value at Risk* (CVaR) são os índices comumente utilizados (LI, 2014; PINTO et al., 2016; GHOSE; PANDEY; GADHAM, 2019; DAS et al., 2022).

O VaR tem sido frequentemente utilizado em diversas aplicações de engenharia e financeiras. Ele quantifica o risco da pior consequência dado um nível de confiança (probabilidade), ou seja, um único número define o valor máximo esperado de corte para um determinado nível de confiança em um determinado horizonte de tempo. Para mensurar o VaR deve-se escolher dois fatores quantitativos: o horizonte de tempo e o nível de confiança. O valor mais utilizado desse último fator é 95%, o que significa que, para a análise de cortes da geração, em 95% do tempo os cortes serão menores que o VaR, e em 5% do tempo haverá cortes maiores (SARYKALIN; SERRAINO; URYASEV, 2008; MCNEIL et al., 2015; GHOSE; PANDEY; GADHAM, 2019; LIU et al., 2019).

Em alguns casos diferentes simulações podem apresentar o mesmo VaR mas com representação de cortes potenciais muito distintas. Por exemplo, uma situação em que o VaR é 100 MW, com nível de confiança de 95%, significa que há apenas 5% de chance de os cortes da geração serem maiores que 100 MW, porém não há mensuração da grandeza desses cortes dentro desses 5%. Para resolver esse problema é possível utilizar o VaR para determinar o CVaR, também conhecido como Perda Média Esperada, *Average Value at Risk*, *Expected Tail Loss* ou *Superquantile*. O CVaR surgiu com o trabalho de Rockafellar, Uryasev et al. (2000) como sendo uma ferramenta popular para gerenciamento de risco. Esse indicador informa o corte médio considerando todos os eventos em que os cortes são superiores ao VaR, medindo também a profundidade dos cortes e não apenas o valor na condição limite. Assim, para um nível de confiança de 95%, o CVaR é dado pela média dos 5% maiores cortes e nunca será menor do que seu respectivo VaR. A Figura 16 ilustra um exemplo da relação entre o VaR e o CVaR para uma distribuição de perdas financeiras.

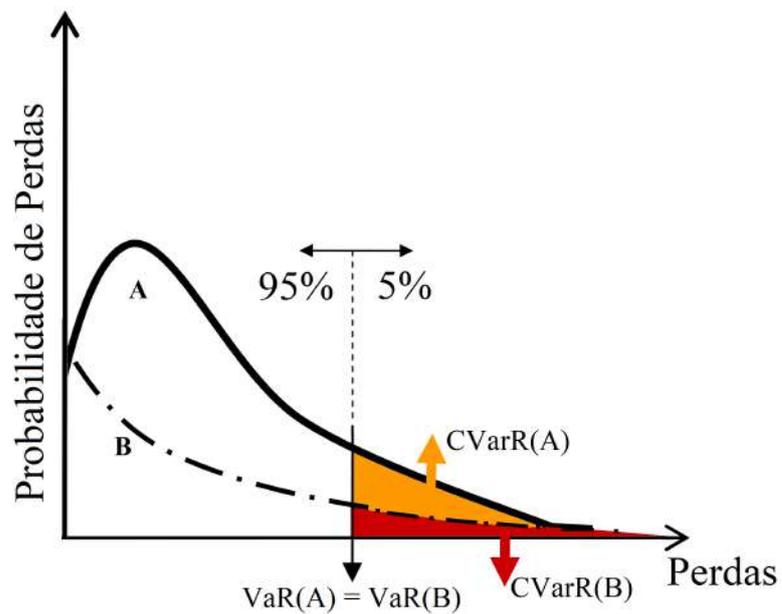
Como o VaR não apresenta nenhuma informação sobre os valores que o excedem, é possível aumentar significativamente os cortes acima do VaR que seu valor não será alterado. Na Figura 17 é possível ver uma ilustração desse fato através de curvas de probabilidade de dois eventos distintos de perdas financeiras. Tanto A quanto B tem o mesmo VaR para um nível de confiança de 95%, todavia esses eventos possuem distribuições diferentes. Isso faz com que mesmo possuindo o mesmo VaR os valores de CVaR sejam diferentes. Por conta disso, o CVaR é uma medida mais sensível aos valores da cauda da distribuição (região acima do VaR), principalmente aos *outliers* (valores atípicos).

Figura 16 – Exemplo da relação entre VaR e CVaR em uma distribuição de perdas financeiras.



Fonte: Adaptado de Sarykalin, Serraino e Uryasev (2008).

Figura 17 – Exemplo comparativo para distribuições de perdas financeiras com valores de VaR iguais e valores de CVaR diferentes.



Fonte: Adaptado de Aguiar (2008).

3 MÉTODO DE PONTOS INTERIORES PARA PROGRAMAÇÃO LINEAR

Muitos problemas de engenharia estão relacionados ao uso eficiente de recursos limitados para atender um objetivo específico. Se esses problemas podem ser modelados, eles também podem ser convertidos em um problema de otimização. Esse problema deve estar relacionado a uma função objetivo e sujeito a restrições.

A maioria dos problemas práticos são de natureza não-linear, porém, em alguns casos, aproximações são permitidas, como a linearização. Sendo assim, em um problema de PL, tanto a função objetivo quanto as restrições são lineares. Nesse caso pode-se utilizar os métodos numéricos presentes na literatura para solucionar os problemas de PL.

Diversos métodos encontrados na literatura e em *solvers* presentes no mercado podem ser utilizados para resolver o problema da PDO. Alguns desses métodos utilizam metaheurísticas, como o *Simulated Annealing*, a Busca Tabu e os Algoritmos Genéticos, ou programação determinística, como os métodos de Pontos Interiores, Simplex, Branch and Bound, e a Relaxação Lagrangeana.

O problema de FPO-CC determina o estado do sistema de potência que garante a sua confiabilidade e segurança. Nesse problema é possível otimizar determinados objetivos que satisfazem um conjunto de restrições operativas. Os métodos de Pontos Interiores tornaram-se populares para resolução desse e de outros problemas de sistemas de potência devido ao seu excelente desempenho computacional (MEHROTRA, 1992; QUINTANA; TORRES; MEDINA-PALOMO, 2000; GONZALEZ-LONGATT; RUEDA, 2014).

Neste trabalho optou-se pela utilização da programação determinística através do PCIPM devido sua velocidade para achar uma solução, e o mesmo ser indicado para problemas de grande porte. Assim, este capítulo tem como objetivo descrever o método de Pontos Interiores empregado na resolução do problema de FPO-CC.

3.1 PROGRAMAÇÃO LINEAR

Os problemas de PL originam-se da construção de uma representação matemática para um problema real em que se quer minimizar ou maximizar uma função objetivo linear, ao mesmo tempo em que as variáveis de decisão estão sujeitas a determinadas restrições também lineares.

3.1.1 Problema primal

Um problema de PL, onde se quer minimizar uma função objetivo na forma primal, é definido por:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{s.a:} \quad & Ax = b \\ & x \geq 0, \end{aligned} \tag{3.1}$$

em que $c \in \mathbb{R}^n$ e $b \in \mathbb{R}^m$ são vetores de valores constantes conhecidos, e $x \in \mathbb{R}^n$ é o vetor de variáveis a ser determinado. A matriz de $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$, também de valores constantes conhecidos com $m < n$.

O problema de FPO-CC pode ser escrito da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min \quad & (c')^T x' \\ \text{s.a:} \quad & A'x' = b' \\ & \underline{h} \leq Hx' \leq \bar{h} \\ & \underline{x} \leq x' \leq \bar{x}, \end{aligned} \tag{3.2}$$

em que, como visto na formulação (3.1), $c' \in \mathbb{R}^n$, $A' \in \mathbb{R}^{m \times n}$, $b' \in \mathbb{R}^m$ e $H \in \mathbb{R}^{p \times n}$ são valores constantes conhecidos, e $x' \in \mathbb{R}^n$ é o vetor de variáveis a ser determinado. Além disso, $\underline{h} \in \mathbb{R}^p$ e $\bar{h} \in \mathbb{R}^p$ são os os vetores de limites inferiores e superiores do produto Hx' , respectivamente, e $\underline{x} \in \mathbb{R}^n$ e $\bar{x} \in \mathbb{R}^n$ são os vetores de limites inferiores e superiores da variável x' , respectivamente. Essa formulação pode ser reescrita com o objetivo de adicionar as variáveis de excesso e de folga:

$$\begin{aligned} \min \quad & (c')^T x' \\ \text{s.a:} \quad & A'x' = b' \\ & Hx' \leq \bar{h} \iff Hx' + s_1 = \bar{h} \\ & Hx' \geq \underline{h} \iff Hx' - s_2 = \underline{h} \\ & x' \leq \bar{x} \iff x' + s_3 = \bar{x} \\ & x' \geq \underline{x} \iff x' - s_4 = \underline{x} \\ & x', s_1, s_2, s_3, s_4 \geq 0, \end{aligned} \tag{3.3}$$

em que $s_1 \in \mathbb{R}^p$ e $s_3 \in \mathbb{R}^n$ são os vetores das variáveis de folga e $s_2 \in \mathbb{R}^p$ e $s_4 \in \mathbb{R}^n$ são os vetores das variáveis de excesso.

Através de simples transformações matemáticas, e por conveniência, para tornar a formulação (3.3) na forma padrão vista em (3.1), considera-se:

$$A = \begin{bmatrix} A' & 0 & 0 & 0 & 0 \\ H & I & 0 & 0 & 0 \\ -H & 0 & I & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ -I & 0 & 0 & 0 & I \end{bmatrix}, \quad (3.4a)$$

$$b = \begin{bmatrix} b' \\ \bar{h} \\ \underline{h} \\ \bar{x} \\ \underline{x} \end{bmatrix}, \quad (3.4b)$$

$$c = \begin{bmatrix} c' \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (3.4c)$$

$$x = \begin{bmatrix} x' \\ s_1 \\ s_2 \\ s_3 \\ s_4 \end{bmatrix}, \quad (3.4d)$$

em que $A \in \mathbb{R}^{(m+2n+2p) \times (3n+2p)}$, $b \in \mathbb{R}^{(m+2n+2p)}$, $c \in \mathbb{R}^{(3n+2p)}$, $x \in \mathbb{R}^{(3n+2p)}$ e I é uma matriz identidade de dimensão apropriada,.

3.1.2 Problema dual

A forma dual, associada com (3.1), e considerando as modificações feitas em (3.4), pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \max \quad & b^T \lambda \\ \text{s.a:} \quad & A^T \lambda + z = c \\ & z \geq 0, \end{aligned} \quad (3.5)$$

em que $\lambda \in \mathbb{R}^{(m+2n+2p)}$ é um vetor cujas componentes são chamadas de variáveis duais, e $z \in \mathbb{R}^{(3n+2p)}$ é o vetor de variáveis de folga duais. Assim, o problema primal (3.1) juntamente com o problema dual (3.5) são denominados de par primal-dual.

3.1.3 Condições de otimalidade

Para análise das condições de otimalidade do problema de PL, como descrito em Nocedal e Wright (2006), considera-se o vetor $y = (x, \lambda, z)$ aglomerando todas as variáveis, em que λ e z são vetores multiplicadores de Lagrange relacionados com as restrições $Ax = b$ e $x \geq 0$, respectivamente. Logo, pode-se escrever a função de Lagrange:

$$L(y) = c^T x - \lambda^T (Ax - b) - z^T x. \quad (3.6)$$

tal que para y_* ser uma solução primal-dual, o mesmo deve satisfazer as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT):

$$A^T \lambda + z = c, \quad (3.7a)$$

$$Ax = b, \quad (3.7b)$$

$$Xz = 0, \quad (3.7c)$$

$$(x, z) \geq 0, \quad (3.7d)$$

em que X é uma matriz diagonal definida pelos componentes de x . Além disso, o produto Xz é chamado de condição de complementaridade, uma vez que ela implica que os componentes não-nulos de x e de z aparecem em posições complementares.

Portanto, se um ponto (x_*, λ_*, z_*) satisfaz as condições necessárias e suficientes de otimalidade descritas em (3.7), então:

$$c^T x_* = b^T \lambda_*, \quad (3.8)$$

e, dessa forma, os valores ótimos para o problema primal e para o problema dual são iguais.

3.2 MÉTODOS SIMPLEX E PONTOS INTERIORES

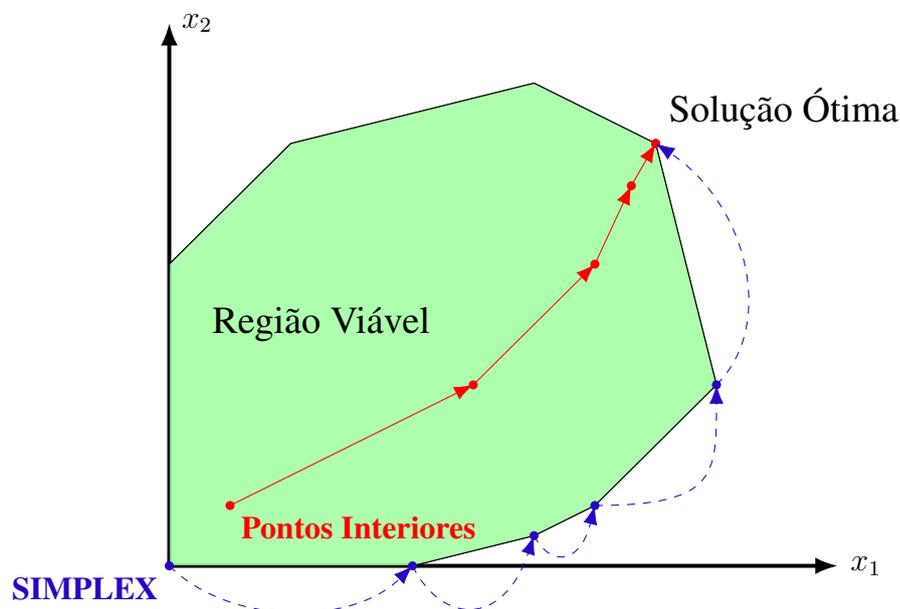
No século XX foram descobertos métodos que solucionavam eficientemente problemas de PL através de algoritmos criados para resolver problemas de programação não-linear. Um desses métodos tinha como característica o fato de a solução percorrer a região de solução estritamente dentro dos limites impostos pelo problema. Esse método ficou conhecido como método de Pontos Interiores e sua eficiência comprovada ao superar o Método Simplex em problemas de larga escala. Por volta do começo dos anos 1990, uma subclasse mais eficiente desse método, conhecida como método Primal-Dual de Pontos Interiores, foi descoberta e passou a ser aplicada amplamente em problemas de larga escala que exigem uma maior velocidade para encontrar a solução de problemas de otimização.

O método Simplex é amplamente utilizado para resolver problemas de PL. Geometricamente, esse método busca a solução a partir das bordas do politopo que forma a região viável. Logo, para problemas de maior escala, os cálculos pesados podem diminuir a

velocidade de convergência (NOCEDAL; WRIGHT, 2006). Na prática, o esforço de cálculo desse método é proporcional ao número de restrições do problema, o que pode levar a dificuldade de convergência (DANTZIG, 1951). Esse fator serviu para incentivar o estudo de novos métodos, sendo o método de Pontos Interiores o que obteve o maior sucesso.

Na Figura 18 é mostrada a diferença de como o método Simplex e o método de Pontos Interiores buscam sua solução ótima. No método Simplex, a solução movimenta-se de um vértice a outro do polítopo do problema, melhorando o valor da função objetivo até encontrar uma solução que não possua soluções vizinhas melhores que ela. No método de Pontos Interiores, a solução movimenta-se no interior da região viável e ela é guiada através do método de Newton aplicado às condições de otimalidade do problema (ADLER et al., 1989).

Figura 18 – Busca de solução pelos métodos Simplex e de Pontos Interiores.



Fonte: próprio autor.

O primeiro método de Pontos Interiores conhecido é o método da Barreira Logarítmica, desenvolvido no trabalho de Frisch (1955). Em seguida, o trabalho de Fiacco e McCormick (1968) desenvolveu o método da Barreira Logarítmica e propôs a resolução de problemas não-lineares com restrições de desigualdade. Mas, foi o trabalho de Karmarkar (1984) que propôs o método de Projeção para PL, com tempo de solução até 50 vezes menor que o método Simplex.

De acordo com Quintana, Torres e Medina-Palomo (2000), os métodos de Pontos Interiores são geralmente classificados em três categorias principais:

- Métodos de Projeção (KARMARKAR, 1984; BARNES, 1986; GILL et al., 1986);
- Métodos de Escalonamento Afim (ADLER et al., 1989; MARSTEN et al., 1989);
- Métodos Primal-Dual (MEGIDDO, 1989; GONZAGA, 1992).

A partir do método de Projeção, algumas simplificações foram feitas para chegar nos métodos de Escalonamento Afim. Sua reduzida complexidade computacional e simplicidade os tornaram muito populares na época, porém eles podem exigir um número elevado de iterações se forem iniciados perto do limite da região viável.

Os métodos Primal-Dual de Pontos Interiores podem solucionar com sucesso problemas de PL em larga escala, como descrito nos trabalhos de Anderson et al. (1996), Zhang (1998), Roos, Terlaky e Vial (2005), Al-Jeiroudi, Gondzio e Hall (2008), Numeriano et al. (2012), Melo (2016) e Soriano (2021). Esses métodos têm como princípio o uso do método de Newton nas condições de KKT para calcular as direções de busca primal e dual do problema, e para garantir que as variáveis não negativas permaneçam estritamente positivas. Destacam-se os algoritmos Seguidor de Caminho e Preditor-Corretor, onde o primeiro usa o método de Newton para definir o caminho central a partir da função de barreira logarítmica, e o segundo define a direção de busca através da resolução de dois sistemas lineares na mesma iteração.

3.3 MÉTODO PRIMAL-DUAL DE PONTOS INTERIORES COM BARREIRA LOGARÍTMICA PARA PL

Para resolver o problema primal, e simultaneamente o dual, o método Primal-Dual de Pontos Interiores com barreira logarítmica pode ser aplicado em (3.1). Desta forma, o método trata a restrição de não-negatividade $x \geq 0$ incorporando os componentes em funções logarítmicas que são adicionadas à função objetivo:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x - \mu^k \sum_{i=1}^q \ln x_i \\ \text{s.a:} \quad & Ax - b = 0 \end{aligned} \quad (3.9)$$

em que $q = (3n + 2p)$, e $\mu^k > 0$ é um parâmetro de barreira na iteração k que decresce para zero à medida que o processo iterativo evolui. A condição de positividade estrita $x > 0$ ainda é requerida para que os termos logarítmicos sejam definidos, e são tratadas implicitamente por meio do controle de passo na atualização das variáveis pelo método de Pontos Interiores. Também, a condição de complementaridade, definida em (3.7d), pode ser reescrita de tal forma que:

$$Xz = \mu^k u \iff z = \mu^k X^{-1}u \quad (3.10)$$

em que o elemento u é um vetor de 1's de dimensão apropriada.

Como no problema apresentado em (3.9) há apenas restrições de igualdade, pode-se estabelecer as condições de otimalidade em termos de uma nova função de Lagrange $L(y, \mu^k)$, para um valor de μ^k fixo:

$$L(y, \mu^k) = c^T x - \mu^k \sum_{i=1}^q \ln x_i - \lambda^T (Ax - b). \quad (3.11)$$

Assim, é preciso obedecer as condições de otimalidade de primeira-ordem de KKT (NOCEDAL; WRIGHT, 2006):

$$\nabla_x L = c - \mu^k X^{-1}u - A^T \lambda = 0, \quad (3.12a)$$

$$\nabla_\lambda L = b - Ax = 0, \quad (3.12b)$$

em que ∇L é o gradiente da função de Lagrange. Por fim, combinando as equações (3.10) e (3.12), tem-se:

$$A^T \lambda + z - c = 0, \quad (3.13a)$$

$$Ax - b = 0, \quad (3.13b)$$

$$Xz - \mu^k u = 0. \quad (3.13c)$$

O procedimento para determinar a direção de busca do método Primal-Dual de Pontos Interiores para resolver o problema de otimização é a aplicação de uma iteração do método de Newton em torno do ponto atual do sistema (3.13). Dessa forma, são encontradas as estimativas de raízes das equações, o comprimento de passo na direção de Newton e as variáveis atualizadas. Caso o critério de convergência não seja atingido, um novo parâmetro de barreira μ^k é calculado para a iteração seguinte. O Algoritmo 1 apresenta o passo a passo do método Primal-Dual de Pontos Interiores com barreira logarítmica para PL.

Algoritmo 1 – Método Primal-Dual de Pontos Interiores com barreira logarítmica para PL.

- 1 Para a primeira iteração $k = 0$, defina $\mu^0 > 0$ e inicialize y^0 , tal que: $(x, z) > 0$.
- 2 Obtenha a direção de busca Δy a partir do ponto y^k através do método de Newton.
- 3 Calcule o Tamanho do Passo dado α^k .
- 4 Atualize as variáveis através de: $y^{k+1} = y^k + \alpha^k \Delta y$.
- 5 Teste o critério de convergência, e caso o mesmo não seja atingido, obtenha $\mu^{k+1} < \mu^k$, atualize $k \leftarrow k + 1$ e retorne para o passo 2.

3.3.1 Cálculo da direção de busca

O sistema (3.13) é ligeiramente não-linear em $Xz - \mu^k = 0$. Nesse caso, o método de Pontos Interiores aplica apenas uma iteração do método de Newton, que pode ser realizada através de:

$$\nabla_{yy}^2 L \Delta y = -\nabla_y L \quad (3.14)$$

em que $\nabla_{yy}^2 L$ é a Hessiana da função de Lagrange, e Δy é a direção de busca. Essa equação forma o sistema linear esparso representado por:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I \\ A & 0 & 0 \\ Z & 0 & X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - c \\ Ax - b \\ Xz - \mu^k u \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

em que Z é uma matriz diagonal definida pelos componentes de z . Além disso, houve a omissão do índice de iteração k apenas para simplificar a apresentação.

3.3.2 Atualização das variáveis primal e dual

Os novos valores das variáveis primal e dual podem ser obtidos através de:

$$x^{k+1} = x^k + \alpha_P^k \Delta x, \quad (3.16a)$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha_D^k \Delta \lambda, \quad (3.16b)$$

$$z^{k+1} = z^k + \alpha_D^k \Delta z, \quad (3.16c)$$

em que $\alpha_P^k \in (0, 1]$ é o comprimento de passo primal e $\alpha_D^k \in (0, 1]$ é o comprimento de passo dual.

O método Primal-Dual de Pontos Interiores permite a utilização de comprimentos de passo distintos tal que eles são obtidos de forma independente para que cada componente do vetor primal x e do vetor dual s permaneça estritamente positiva (NOCEDAL; WRIGHT, 2006). Assim, tem-se:

$$\alpha_P^k = \min \left\{ 1, \zeta \times \min_i \left\{ \frac{-x_i^k}{\Delta x_i} \Big|_{\Delta x_i < 0} \right\} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, q, \quad (3.17a)$$

$$\alpha_D^k = \min \left\{ 1, \zeta \times \min_i \left\{ \frac{-z_i^k}{\Delta z_i} \Big|_{\Delta z_i < 0} \right\} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, q. \quad (3.17b)$$

em que o escalar ζ é o fator de segurança que garante que o próximo ponto satisfará as condições de estrita positividade para os novos valores das variáveis. Um valor típico para ζ é 0,99995 (TORRES; QUINTANA, 1998; GONZALEZ-LONGATT; RUEDA, 2014; SIMONI, 2014; MELO, 2016; SORIANO, 2021).

Para fins práticos, α_P^k e α_D^k podem ser iguais, tal que:

$$\alpha^k = \alpha_D^k \leftarrow \min \{ \alpha_P^k, \alpha_D^k, 1 \}. \quad (3.18)$$

Essa consideração promove uma redução do tempo de processamento por meio do menor número de iterações até a convergência.

3.3.3 Redução do parâmetro de barreira

O esquema para redução de μ^k utilizado neste trabalho é também apresentado em Torres e Quintana (1998) Nocedal e Wright (2006), Simoni (2014), Melo (2016) e Soriano (2021). Assim sendo, na k -ésima iteração, o resíduo das condições de complementaridade ρ^k , chamado de resíduo de complementaridade, é obtido por:

$$\rho^k = (x^k)^T z. \quad (3.19)$$

A partir da relação entre ρ^k e μ^k , visto ao analisar (3.13) e (3.19), tem-se:

$$\rho^k = \sum_{i=1}^q x_i^k z_i^k = q\mu^k, \quad (3.20)$$

o que sugere que μ^k pode ser reduzido em função do decréscimo do resíduo de complementaridade, ou seja:

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \frac{\rho^k}{q}, \quad (3.21)$$

em que $\sigma^k \in (0, 1)$ é o parâmetro de centralização na k -ésima iteração, que pode ser definido por (OLIVEIRA; FILHO, 2003):

$$\sigma^k = \frac{\rho^k}{\sqrt{q}}. \quad (3.22)$$

3.3.4 Teste de convergência

O algoritmo do método Primal-Dual de Pontos Interiores implementado converge quando satisfizer simultaneamente os seguintes critérios:

$$\frac{\|Ax^k - b\|}{1 + \|b\|} \leq \epsilon, \quad (3.23a)$$

$$\frac{\|A^T \lambda^k + z^k - c\|}{1 + \|c\|} \leq \epsilon, \quad (3.23b)$$

$$\|\rho^k\| \leq \epsilon, \quad (3.23c)$$

$$\frac{|c^T x^k - c^T x^{(k-1)}|}{1 + |c^T x^k|} \leq \epsilon, \quad (3.23d)$$

em que a tolerância de convergência adotada é $\epsilon = 10^{-5}$. Se esses testes forem satisfeitos, então, a viabilidade primal, a viabilidade dual e as condições complementaridade também são satisfeitas.

3.3.5 Pontos iniciais

É possível utilizar a seguinte heurística para a escolha dos pontos iniciais (x_0, λ_0, z_0) do método de Pontos Interiores, (MEHROTRA, 1992):

$$x_0 = \tilde{x} + \tilde{\delta}_x, \quad (3.24a)$$

$$\lambda_0 = \tilde{\lambda}, \quad (3.24b)$$

$$z_0 = \tilde{z} + \tilde{\delta}_z, \quad (3.24c)$$

sendo:

$$\tilde{x} = A^T (AA^T)^{-1} b, \quad (3.25a)$$

$$\tilde{\lambda} = (AA^T)^{-1} Ac, \quad (3.25b)$$

$$\tilde{z} = c - A^t \tilde{\lambda}, \quad (3.25c)$$

$$\tilde{\delta}_x = \delta_x + 0,5 \times \left[\frac{(\tilde{x} + \delta_x u)^T (\tilde{z} + \delta_z u)}{\sum_{i=1}^q (\tilde{z}_i + \delta_z)} \right], \quad (3.25d)$$

$$\tilde{\delta}_z = \delta_z + 0,5 \times \left[\frac{(\tilde{x} + \delta_x u)^T (\tilde{z} + \delta_z u)}{\sum_{i=1}^q (\tilde{x}_i + \delta_x)} \right], \quad (3.25e)$$

$$\delta_x = \max\{-3/2 \times \min_i \{\tilde{x}_i\}, 0\}, \quad (3.25f)$$

$$\delta_z = \max\{-3/2 \times \min_i \{\tilde{z}_i\}, 0\}. \quad (3.25g)$$

Essa heurística garante que $x \geq 0$ e $z \geq 0$ e que x_0 e s_0 não sejam muito próximos de zero e não muito diferentes.

3.4 MÉTODO PREDITOR-CORRETOR DE PONTOS INTERIORES

O cálculo da direção Δy é uma tarefa computacionalmente custosa no algoritmo de Pontos Interiores (NOCEDAL; WRIGHT, 2006; SIMONI, 2014; MELO, 2016; SORIANO, 2021). Para contornar esse problema, o desempenho do algoritmo é melhorado através da redução do número de fatorações de matrizes ao mínimo necessário. Sendo assim, é possível realizar a mesma fatoração durante uma iteração para calcular o passo preditor e o passo corretor, e em seguida somar os dois para obter o passo final. Essa é a ideia principal do método preditor-corretor desenvolvido em Mehrotra (1992).

Para obtenção do algoritmo Preditor-Corretor de Pontos Interiores é preciso substituir o novo ponto $y^{k+1} = y^k + \Delta y$ diretamente em (3.13) com o intuito de obter a seguinte aproximação:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I \\ A & 0 & 0 \\ Z & 0 & X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - c \\ Ax - b \\ Xz \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mu^k u \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta X \Delta z \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

em que $\Delta X = \text{diag}(\Delta x_1, \dots, \Delta x_n)$.

A maior diferença entre os sistemas de equações (3.15) e (3.26) é que o vetor do lado direito do último sistema não pode ser determinado de antemão por causa dos termos não-lineares do produto $\Delta X \Delta z$. Além disso, a direção Δy consiste de três componentes:

$$\Delta y = \Delta y_{af} + \Delta y_{ce} + \Delta y_{co}, \quad (3.27)$$

em que Δy_{af} é a direção *affine-scaling* ou pura de Newton, Δy_{ce} é a direção de centralização, Δy_{co} é a direção de correção, e cada uma delas é determinada por um dos três vetores do lado direito de (3.26).

A direção Δy_{af} é responsável pela otimização, ou seja, por reduzir as inviabilidades primal e dual, e o resíduo de complementaridade. Nesse caso é considerado $\mu^k = 0$ e a direção é calculada através de:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I \\ A & 0 & 0 \\ Z & 0 & X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{af} \\ \Delta \lambda_{af} \\ \Delta z_{af} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - c \\ Ax - b \\ Xz \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Já a direção Δy_{ce} mantém o ponto atual afastado da fronteira da região viável e idealmente próximo da trajetória de barreira. Essa direção é dependente de μ^k , que é definido de forma adaptativa, e pode ser calculada por:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I \\ A & 0 & 0 \\ Z & 0 & X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{ce} \\ \Delta \lambda_{ce} \\ \Delta z_{ce} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mu^k u \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Por fim, a direção Δy_{co} tenta compensar algumas das não-linearidades na direção Δy_{af} , sendo calculada por:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I \\ A & 0 & 0 \\ Z & 0 & X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{co} \\ \Delta \lambda_{co} \\ \Delta z_{co} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta X \Delta z \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

É possível notar que as direções Δy_{af} e Δy_{ce} definem a direção de Newton quando combinadas, como mostrado em (3.15). Porém, devido as não-linearidades presentes em (3.26), a direção Δy_{af} é calculada separadamente e anteriormente a Δy_{ce} , de tal forma que é possível escolher um valor μ^{k+1} de forma adaptativa, e aproximar os termos do produto $\Delta X \Delta z$. Isto posto, Δy é calculado em duas etapas, chamadas de Passo Preditor e Passo Corretor, conforme descrito a seguir.

3.4.1 Passo preditor

Para encontrar um passo que se aproxime da solução de (3.26) deve-se encontrar uma solução para (3.28). A direção Δy_{af} encontrada é usada para estimar o parâmetro de barreira μ^{k+1} , e para aproximar os valores de $\Delta X \Delta z$, como dito anteriormente.

Primeiramente, para estimar μ^{k+1} , é preciso calcular o comprimento de passo α_{af} :

$$\alpha_{P_{af}} = \min \left\{ 1, \zeta \times \min_i \left\{ \frac{-x_i}{\Delta x_{i_{af}}} \mid \Delta x_{i_{af}} < 0 \right\} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, q, \quad (3.31a)$$

$$\alpha_{D_{af}} = \min \left\{ 1, \zeta \times \min_i \left\{ \frac{-z_i}{\Delta z_{i_{af}}} \mid \Delta z_{i_{af}} < 0 \right\} \right\}, \quad i = 1, 2, \dots, q. \quad (3.31b)$$

Com os comprimentos de passo primal e dual calculados na direção *affine-scaling*, o próximo passo é calcular uma estimativa do resíduo de complementaridade:

$$\rho_{af} = (x^k + \alpha_{P_{af}} \Delta x_{af})^T (z^k + \alpha_{D_{af}} \Delta z_{af}). \quad (3.32)$$

Por fim, obtém-se uma estimativa μ_{af} para μ^{k+1} através de (SIMONI, 2014; SORIANO, 2021):

$$\mu_{af} = \min \left\{ \left(\frac{\rho_{af}}{\rho^k} \right)^2, \sigma^k \right\} \frac{\rho_{af}}{q}. \quad (3.33)$$

Esse último procedimento escolhe um valor de μ_{af} pequeno se Δy_{af} produz um grande decréscimo em ρ_{af} , ou seja $\rho_{af} \ll \rho^k$. Caso contrário, μ_{af} será relativamente grande.

3.4.2 Passo corretor

A partir do valor obtido de Δy_{af} é possível calcular a direção Δy sem a necessidade de estimar $\Delta y_{ce} + \Delta y_{co}$. Portanto, calculando Δy de uma só vez, tem-se:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I \\ A & 0 & 0 \\ Z & 0 & X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - c \\ Ax - b \\ Xz - \mu_{af} u + \Delta X_{af} \Delta z_{af} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Visto que os passos preditor e corretor são encontrados a partir de uma mesma matriz de coeficientes, o esforço adicional do método preditor-corretor está no fato de ser necessário solucionar um sistema linear extra para calcular a direção Δy_{af} e μ_{af} . Em contrapartida, esse esforço extra reduz tanto o número total de iterações necessárias até ser encontrada a solução final, como também o tempo total levado para encontrar essa mesma solução. O Algoritmo 2 apresenta o passo a passo do PCIPM para solução do problema de PL.

3.4.3 Detalhes práticos

Os métodos primal-dual apresentados nas seções anteriores são bastante robustos quando aplicados em problemas reais. Porém, para problemas de grande dimensão como o da PDO, esses métodos precisam ser modificados visando à redução do tempo de processamento. A maior parte do esforço computacional é realizada na solução de sistemas lineares vistos nas equações (3.28) e (3.34). A matriz de coeficientes nesses sistemas é geralmente grande e esparsa, uma vez que a própria matriz de restrição A é grande e esparsa na maioria das aplicações.

Algoritmo 2 – PCIPM para solução do problema de PL.

- 1 Para a primeira iteração $k = 0$, inicialize y_0 , tal que $(x_0, z_0) > 0$.
- 2 Obtenha a matriz de coeficientes presente à esquerda em ambos os sistemas (3.28) e (3.34).
- 3 Resolva o sistema (3.28) para encontrar Δy_{af} , calcule α_{af} através de (3.31), e obtenha μ_{af} por (3.33).
- 4 Resolva o sistema (3.34) para encontrar Δy .
- 5 Calcule o comprimento de passo α^k e atualize as variáveis através de:

$$y^{k+1} = y^k + \alpha^k \Delta y.$$
- 6 Teste o critério de convergência, e caso o mesmo não seja atingido, atualize $k \leftarrow k + 1$ e retorne para o passo 2.

Uma estrutura especial permite a reformulação dos sistemas lineares como sistemas com matrizes simétricas compactas, que são mais fáceis e mais baratas de fatorar do que a forma esparsa original. Para o passo predictor aplica-se o procedimento de reformulação a seguir:

$$r_1 = c - A^T \lambda - z, \quad (3.35a)$$

$$r_2 = b - Ax, \quad (3.35b)$$

$$r_3 = -Xz. \quad (3.35c)$$

Assim, reescrevendo o sistema (3.33) para o passo predictor, tem-se:

$$A^T \Delta \lambda + \Delta z = r_1, \quad (3.36a)$$

$$A \Delta x = r_2, \quad (3.36b)$$

$$Z \Delta x + X \Delta z = r_3. \quad (3.36c)$$

Logo, isolando os componentes de Δy_{af} , tem-se:

$$\Delta \lambda_{af} = (AGA^T)^{-1} (r_2 - AGX^{-1}r_3 + AGr_1), \quad (3.37a)$$

$$\Delta x_{af} = G (A^T \Delta \lambda + X^{-1}r_3 - r_1), \quad (3.37b)$$

$$\Delta z_{af} = X^{-1} (r_3 - Z \Delta x), \quad (3.37c)$$

em que:

$$G = (X^{-1}Z)^{-1}. \quad (3.38)$$

Para inclusão do passo corretor é considerada a reformulação a partir de (3.34):

$$r_4 = r_3 + \mu^k u - \Delta X \Delta z. \quad (3.39)$$

Desta forma, isolando os componentes de Δy , tem-se:

$$\Delta \lambda = (AGA^T)^{-1} (r_2 - AGX^{-1}r_4 + AGr_1), \quad (3.40a)$$

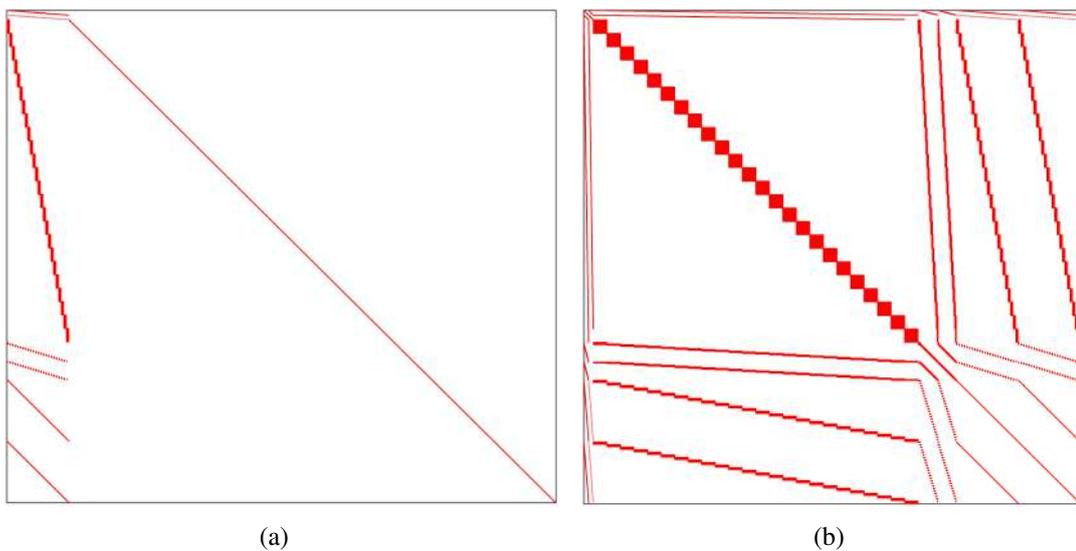
$$\Delta x = G (A^T \Delta \lambda + X^{-1}r_4 - r_1), \quad (3.40b)$$

$$\Delta z = X^{-1} (r_4 - Z \Delta x). \quad (3.40c)$$

Nota-se que AGA^T e AGr_1 podem ser calculados uma única vez para utilização nos passos preditor e corretor. Isso promove uma diminuição do tempo de processamento do algoritmo já que o número de procedimentos de inversão de matrizes é reduzido.

Nessa metodologia, a operação de maior custo computacional é o cálculo de AGA^T . Conforme discutido em Zhang (1998), a matriz AGA^T geralmente será densa enquanto houver uma coluna densa em A . No entanto, esse não é o caso no problema da PDO, como mostrado no exemplo da Figura 19, de fato a matriz AGA^T é esparsa, simétrica e definida positiva. Assim, esta forma alternativa de cálculo é consideravelmente mais rápida que a solução direta dos sistemas lineares (3.33) e (3.34), sendo, portanto, a adotada neste trabalho.

Figura 19 – Padrões de esparsidade típicos de matrizes para o problema da PDO montado: (a) Matriz $A_{[2496] \times [2760]}$ e (b) Matriz $AGA^T_{[2496] \times [2496]}$.



Fonte: próprio autor.

4 MODELO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA E DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Este capítulo apresenta a modelagem utilizada para a PDO e sua formulação matemática final. São mostrados os modelos que representam as restrições de limites operativos das UHEs e UTEs, além das restrições de atendimento a demanda de carga (balanço energético) e dos limites de segurança das linhas de transmissão. Também são apresentadas as modelagens dos limites operativos dos BESSs, tanto para a potência de carga e descarga quanto para de limite de armazenamento energético. Além disso, é mostrada a modelagem das EOLs e UFVs através da possibilidade do corte do fornecimento energético. Por fim, o capítulo destaca os detalhes matemáticos e o método iterativo utilizado para a formação do LMP, bem como a função objetivo modificada para a o problema de programação linear do FPO-CC considerando a prioridade das renováveis, e como são calculados os índices VaR e CVaR neste estudo para o cálculo de risco do corte da geração.

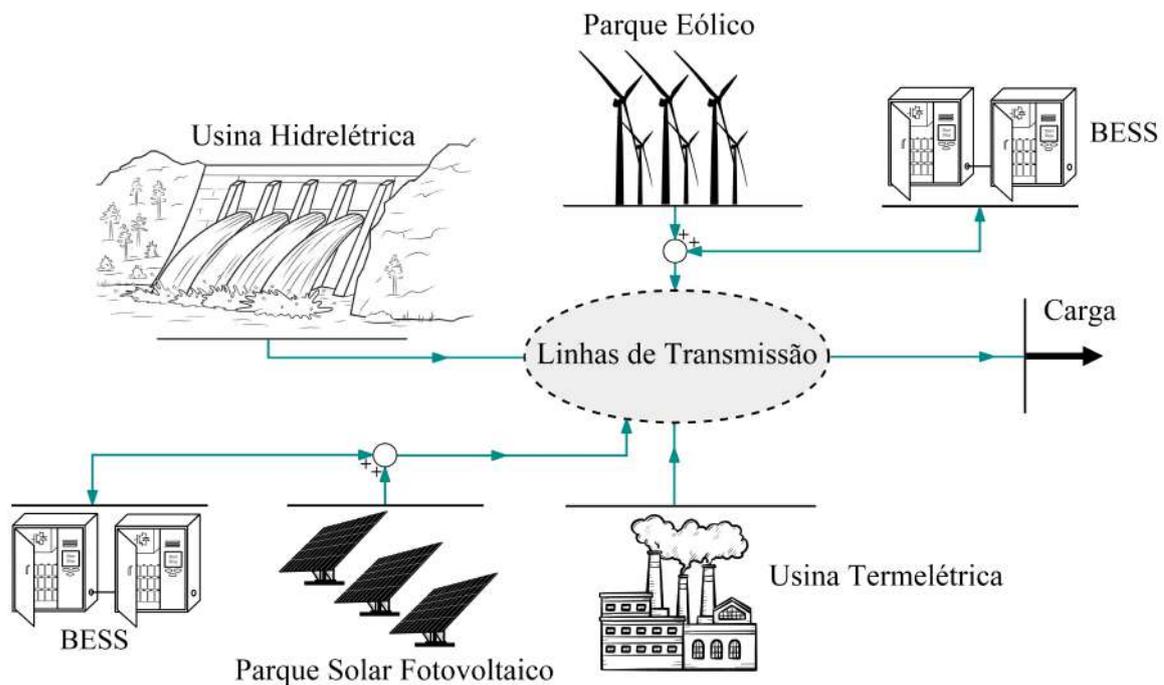
O problema da PDO é abordado na literatura desde a década de 40 como pode ser visto nos trabalhos de Ricard (1940) e Frampton e Floyd (1947), sendo o seu objetivo obter as metas de geração de cada UG de forma a atender a demanda de carga e minimizar o custo de operação para o próximo dia. Como mostrado em Lima (2007), Rodrigues (2012), Takigawa (2012), Santos (2013), Scuzziato (2016), Mendonça et al. (2019) e Soriano (2021) há inúmeras variantes para a PDO. Este trabalho faz a modelagem do problema através do FPO-CC com acoplamento dinâmico, onde todo o horizonte de tempo é considerado nas tomadas de decisões. O FPO-CC determina um ponto de operação a partir de uma função objetivo e está sujeito a restrições operativas. Sendo assim, o modelo é montado de forma que as variáveis de decisão sejam vinculadas ao tempo e a solução do problema seja encontrada considerando as variáveis para a primeira hora do dia até as variáveis da última hora.

A representação da PDO deve ser a mais realista possível, havendo a necessidade de considerar a maioria das restrições na modelagem do problema. No SIN, a operação diária realizada pelo ONS considera que afluências, carga e geração das fontes renováveis são conhecidas, tratando o problema como determinístico e excluindo a análise de múltiplos cenários (COTIA, 2018). E com relação a demanda e ao sistema de transmissão, a PDO se diferencia do PEN e do PMO por representar a carga de forma cronológica, através da curva horária, e por modelar por completo a rede elétrica pela análise do fluxo de potência linearizado.

O problema da PDO hidrotérmica considerando as gerações eólica e solar fotovoltaica tem como variáveis de decisão as gerações das UHEs, das UTEs, das EOLs e das UFVs para cada hora do dia. Além dessas, para o armazenamento de energia através do BESS, o problema decide a potência de carga e descarga, bem como a energia armazenada, para cada hora do dia. Os principais componentes do sistema descrito podem ser vistos na Figura 20. Essas variáveis são

restringidas pelos limites operativos dos equipamentos de geração, como também pelos limites socioambientais, relacionados com as UHEs, e pela segurança do sistema elétrico. Portanto, as variáveis do problema devem ser otimizadas de forma a atender à demanda do sistema, ao menor custo possível, durante todo o período de análise.

Figura 20 – Principais componentes para a PDO hidrotérmica considerando a geração eólica, a solar fotovoltaica e o BESS.



Fonte: próprio autor.

4.1 RESTRIÇÕES DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Essas restrições definem os limites operativos para as UGs, modelados por meio de seus limites máximos e mínimos de fornecimento de potência.

4.1.1 Usinas hidrelétricas

Os limites operativos da UHEs dependem dos limites de vazão turbinada, além das atividades paralelas como controle de cheias, navegação, irrigação, saneamento e restrições quanto a níveis de jusante e montante (FORTUNATO et al., 1990; WOOD; WOLLENBERG, 2012; FINARDI; SCUZZIATO, 2013; PEREIRA et al., 2015). Porém, por conveniência e simplificação, as restrições hidráulicas são omitidas neste modelo. Desta forma, a restrição dos limites operativos das UHEs é descrita por:

$$P_{H_i}^{min} \leq P_{H_i}(t) \leq P_{H_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.1)$$

em que t é o índice do período de tempo que representa cada hora do dia, \mathcal{B} é o conjunto de barras do sistema, $P_{H_i}(t)$ é a potência gerada pela UHE na barra i no tempo t [MW], $P_{H_i}^{min}$ e $P_{H_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo de operação da UHE na barra i [MW], respectivamente.

A estratégia de representação das UHEs com grandes reservatórios por meio das restrições operativas de limite de geração máximo e mínimo tem como vantagem a redução do número de variáveis e restrições do problema. Porém, como desvantagem nota-se que as características individuais não são representadas.

4.1.2 Usinas termelétricas

Nas UTEs, o nível mínimo de potência fornecida pode estar relacionado aos seguintes fatores (TOLMASQUIM, 2005; WOOD; WOLLENBERG, 2012; REIS, 2017):

- Manutenção da estabilidade do ciclo termodinâmico;
- Problemas de estabilidade na rede elétrica;
- Consumo mínimo de combustível contratado com seu fornecedor.

Já o nível máximo de potência refere-se a operação forçada das partes mecânicas da máquina devido a trepidação e aquecimento excessivo quando a mesma opera além de certo limite de geração (TOLMASQUIM, 2005; WOOD; WOLLENBERG, 2012; REIS, 2017). Sendo assim, a restrição dos limites operativos das UTEs é descrita por:

$$P_{T_i}^{min} \leq P_{T_i}(t) \leq P_{T_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.2)$$

em que $P_{T_i}(t)$ é a potência gerada pela UTE na barra i no tempo t [MW], $P_{T_i}^{min}$ e $P_{T_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo de operação da UTE na barra i [MW], respectivamente.

4.1.3 Parques eólicos

A geração eólica tem comportamento variável de acordo com as características do local em que as EOLs estão instaladas. Essa variabilidade promove diversos estudos para representar essa geração como uma variável do modelo no problema da operação diária, como visto em Dui e Zhu (2017), Shao et al. (2017), Zhang et al. (2017) e Li et al. (2018b). Para isso, considera-se aqui que a previsão horária de energia eólica é o limite máximo que esta variável pode atingir, ou seja, é o limite operativo da EOL que permite o corte da geração parcial ou total.

Essa modelagem é baseada nas pesquisas de Hozouri et al. (2014), Zheng et al. (2015), Cotia (2018), Borges et al. (2019), Imani, Niknejad e Barzegaran (2019) e Santos et al. (2020), onde a geração eólica é tratada de forma determinística, ou seja, considera-se a baixa incerteza com a alta penetração dessa fonte (Efeito Portifolio). Essa abordagem pode ser considerada em

um contexto regional, como reforçado nos trabalhos de Roques, Hiroux e Saguan (2010), Dowds et al. (2015) e Böhme et al. (2020). Assim, a diversificação geográfica das EOLs pode suavizar as flutuações na geração de energia eólica, tornando-a mais previsível, e conhecer o regime de ventos do local onde as EOLs estão instaladas é de extrema importância para estimação da geração.

Finalmente, a restrição dos limites operativos das EOLs é descrita por:

$$0 \leq P_{W_i}(t) \leq P_{W_i}^*(t); \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.3)$$

em que $P_{W_i}(t)$ e $P_{W_i}^*(t)$ são a potência gerada e a geração prevista da EOL na barra i no tempo t [MW], respectivamente. Assim, o corte da geração da EOL na barra i no momento t é definido por $P_{W_i}^*(t) - P_{W_i}(t)$.

4.1.4 Parques solares fotovoltaicos

A geração de energia de uma UFV também tem um comportamento variável de acordo com o local onde as UFVs estão instaladas. Portanto, da mesma forma que foi feita a modelagem das UFVs, considera-se aqui a previsão horária de energia solar como o limite operativo (YIN; LIU; HE, 2019). As variáveis de potência fotovoltaica e os limites podem ser representados por:

$$0 \leq P_{P_i}(t) \leq P_{P_i}^*(t); \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.4)$$

em que $P_{P_i}(t)$ e $P_{P_i}^*(t)$ são a potência gerada e a geração prevista da UFV na barra i no tempo t [MW], respectivamente. Assim, o corte da geração da UFV na barra i no momento t é definido por $P_{P_i}^*(t) - P_{P_i}(t)$.

4.2 RESTRIÇÃO DE RAMPA

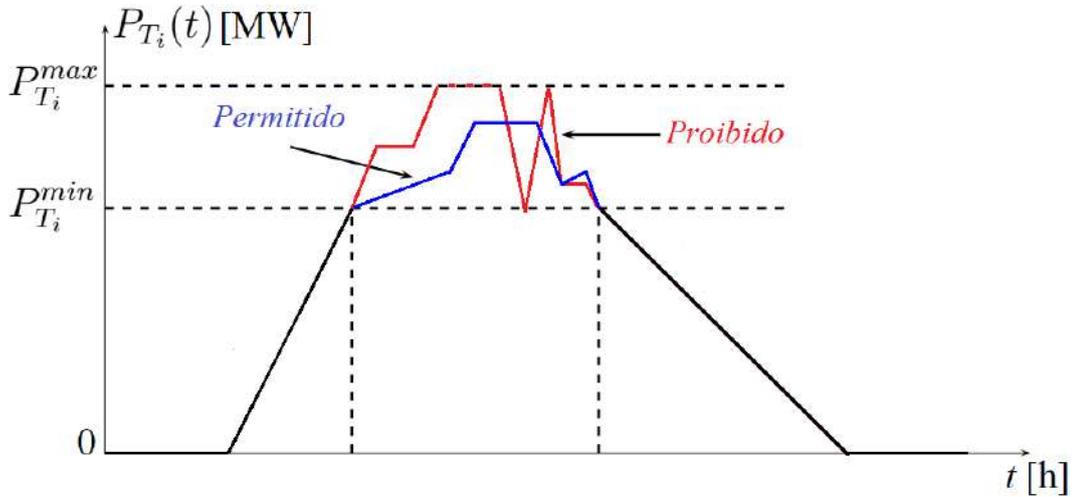
Essa restrição é característica operativa das UTEs. Ela acopla o nível de geração de uma unidade entre dois intervalos consecutivos da programação, onde não é possível admitir variações abruptas da potência gerada nesse intervalo de tempo. Esse valor é conhecido como limite de rampa, devido ao fato das variações de potência seguirem o formato de uma rampa (LÓPEZ, 2007; WOOD; WOLLENBERG, 2012). Na Figura 21 é ilustrado como a restrição de rampa funciona para uma UTE no decorrer do período de análise.

Matematicamente a restrição de rampa é modelada por:

$$-R_{P_i} \leq P_{T_i}(t) - P_{T_i}(t-1) \leq R_{P_i}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.5)$$

em que R_{P_i} é a variação de potência permitida para a UTE da barra i [MW].

Figura 21 – Ilustração da restrição de rampa em uma UTE.



Fonte: adaptada de López (2007).

4.3 RESTRIÇÕES DO BESS

Conforme mencionado anteriormente, o uso do BESS em sistemas com alta penetração de geração eólica e solar fotovoltaica pode ser uma alternativa para reduzir o corte da geração. Assim, é possível armazenar de energia quando parte da energia disponível não for utilizada, fornecendo flexibilidade temporal na operação diária para o atendimento à demanda energética, ou seja, o BESS atua como carga quando há excesso de energia, e como gerador quando o sistema requisitar mais energia do que a disponível nas EOLs ou UFVs naquele momento.

As características operativas do BESS descritas nesta seção como restrições são baseadas nos trabalhos de Lu e Shahidehpour (2005), Lueken e Apt (2014), Li et al. (2016), Zhang et al. (2016), Wang (2017) e Imani, Niknejad e Barzegaran (2019).

4.3.1 Energia armazenada disponível

O BESS geralmente possui uma capacidade mínima e uma capacidade máxima relacionadas com o tipo de tecnologia utilizada para conservar a energia disponível. Essa margem é descrita pela seguinte restrição:

$$E_i^{min} \leq E_i(t) \leq E_i^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.6)$$

em que $E_i(t)$ é a energia armazenada disponível na barra i no tempo t [MWh], E_i^{min} e E_i^{max} são a capacidade mínima e máxima do BESS na barra i [MWh], respectivamente.

Assim, a energia armazenada disponível para um determinado momento pode ser definida por:

$$E_i(t+1) = (1 - \gamma_i) \cdot E_i(t) - \left[\frac{P_{SD_i}(t)}{\eta_i} - P_{SC_i}(t) \cdot \eta_i \right] \cdot \Delta t; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 23, \quad (4.7)$$

em que γ_i é a taxa de autodescarga do BESS na barra i [%] e η_i é a eficiência do BESS na barra i [%], parâmetros estes que trazem características que influenciam no desempenho do BESS. Além disso, $P_{SD_i}(t)$ e $P_{SC_i}(t)$ são a potência de descarga e de carga do BESS na barra i no tempo (t) [MW], respectivamente, e Δt é o intervalo de análise entre t e $(t + 1)$ (neste trabalho considerado como sendo 1 hora).

O parâmetro SoC define, em porcentagem, o nível da energia armazenada no sistema e é definido por:

$$S_{OC_i}(t) = \frac{E_i(t)}{E_i^{max}}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.8)$$

em que $S_{OC_i}(t)$ é o SoC do BESS na barra i no tempo t [%].

Os limites do SoC são definidos de modo a aumentar a vida útil dos BESSs por:

$$S_{OC_i}^{min} \leq S_{OC_i}(t) \leq S_{OC_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.9)$$

em que $S_{OC_i}^{min}$ e $S_{OC_i}^{max}$ são o SoC mínimo e máximo do BESS na barra i [%], respectivamente.

Dessa forma, pode-se substituir a Equação (4.8) na Equação (4.9) obtendo novos limites para a energia armazenada disponível:

$$S_{OC_i}^{min} \cdot E_i^{max} \leq E_i(t) \leq S_{OC_i}^{max} \cdot E_i^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.10)$$

4.3.2 Limites de carga e descarga

Os limites de potência de carga e descarga de um BESS geralmente são definidos de acordo com suas características e número de baterias. Neste trabalho as variáveis $P_{SD_i}(t)$ e $P_{SC_i}(t)$, definidas anteriormente, são relacionadas com a variável $P_{S_i}(t)$ de potência líquida do BESS na barra i no tempo t de tal forma que:

$$P_{S_i}(t) = P_{SD_i}(t) - P_{SC_i}(t); \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.11)$$

Segundo o Teorema descrito em Zhang et al. (2016) e a seguir, quando $P_{SD_i}^*(t)$, $P_{SC_i}^*(t)$ e $P_{S_i}^*(t)$ são soluções do FPO-CC, tem-se que:

$$P_{SD_i}^*(t) \cdot P_{SC_i}^*(t) = 0; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.12)$$

Teorema: Assumindo que $P_{SD_i}^*(t)$ e $P_{SC_i}^*(t)$ são soluções do problema de FPO-CC, então $P_{SD_i}^*(t) \cdot P_{SC_i}^*(t) = 0$

Prova: Dois casos são apresentados.

Caso 1 (descarregamento): $P_{SD_i}^*(t) - P_{SC_i}^*(t) \geq 0 \Rightarrow P_{S_i}^*(t) \geq 0$.

Nesse caso a energia armazenada no tempo $(t + 1)$ pode ser escrita da seguinte forma:

$$E_i(t + 1) = (1 - \gamma_i).E_i(t) - \left[\frac{P_{SD_i}^*(t)}{\eta_i} - P_{SC_i}^*(t) \cdot \eta_i \right] \cdot \Delta t; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 23. \quad (4.13)$$

Substituindo $P_{SD_i}^*(t)$ por $P_{S_i}^*(t) + P_{SC_i}^*(t)$, a Equação (4.13) se torna:

$$E_i(t + 1) = (1 - \gamma_i).E_i(t) - \left[\frac{P_{S_i}^*(t)}{\eta_i} \right] \cdot \Delta t - \left(\frac{1}{\eta_i} - \eta_i \right) \cdot P_{SC_i}^*(t) \cdot \Delta t; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 23. \quad (4.14)$$

Assim, como $0 < \eta_i < 1 \Rightarrow \left(\frac{1}{\eta_i} - \eta_i \right) > 0$, é provado por indução matemática que o máximo descarregamento em $E_i(t + 1)$ só pode ser encontrado quando $P_{SC_i}^*(t) = 0$ e $P_{SD_i}^*(t) \neq 0$.

Caso 2 (carregamento): $P_{SD_i}^*(t) - P_{SC_i}^*(t) \leq 0 \Rightarrow P_{S_i}^*(t) \leq 0$.

Nesse caso, a energia armazenada no tempo $(t + 1)$ é escrita como na Equação (4.13). Substituindo $P_{SC_i}^*(t)$ por $P_{S_i}^*(t) - P_{SD_i}^*(t)$, a Equação (4.13) se torna:

$$E_i(t + 1) = (1 - \gamma_i).E_i(t) - \eta_i \cdot P_{S_i}^*(t) \cdot \Delta t - \left(\frac{1}{\eta_i} - \eta_i \right) \cdot P_{SD_i}^*(t) \cdot \Delta t; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 23. \quad (4.15)$$

Novamente, como $0 < \eta_i < 1 \Rightarrow \left(\frac{1}{\eta_i} - \eta_i \right) > 0$, é provado por indução matemática que o máximo carregamento em $E_i(t + 1)$ só pode ser encontrado quando $P_{SD_i}^*(t) = 0$ e $P_{SC_i}^*(t) \neq 0$.

Por consequência deste Teorema é possível representar os limites para o processo de carga e descarga separadamente em duas variáveis, como mostrado nas Equações (4.16) e (4.17), respectivamente:

$$0 \leq P_{SC_i}(t) \leq P_{SC_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.16)$$

$$0 \leq P_{SD_i}(t) \leq P_{SD_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.17)$$

em que $P_{SC_i}^{max}$ e $P_{SD_i}^{max}$ são os limites de carga e descarga do BESS na barra i .

4.4 RESTRIÇÃO DE BALANÇO ENERGÉTICO

A restrição de balanço energético é responsável pelo atendimento da demanda e garante que a potência gerada pelas fontes de energia seja consumida pelas cargas distribuídas no sistema. Essa restrição é definida por:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} [P_{H_i}(t) + P_{T_i}(t) + P_{W_i}(t) + P_{P_i}(t) + P_{S_i}(t)] = \sum_{i \in \mathcal{B}} D_i(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.18)$$

e

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} D_i(t) = \sum_{i \in \mathcal{B}} D_i^*(t) - G_D(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.19)$$

em que $G_D(t)$ é a penetração da GD no sistema no tempo t [MW], $D_i(t)$ e $D_i^*(t)$ são a carga líquida prevista e a carga total prevista na barra i no tempo t [MW], respectivamente. Sendo assim, a carga líquida esperada é composta pela carga total esperada subtraída da contribuição da GD, o que deformará a curva de carga total durante algumas horas do dia.

4.5 RESTRIÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O impacto do despacho energético sobre o sistema de transmissão é dependente da distribuição da carga no sistema. Logo, uma região que apresenta um consumo energético alto terá sua rede de transmissão mais carregada. E, para a segurança do sistema, é preciso definir limites operativos através de restrições no problema de FPO-CC. Essas restrições fazem com que a capacidade das linhas de transmissão passe a influenciar diretamente as decisões de operação.

Neste trabalho o fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão é modelado a partir da Matriz dos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência (PTDF - *Power Transfer Distribution Factors*). As equações lineares desse modelo são preferíveis por serem resolvidas rapidamente sem perder precisão (CARVALHO; SOARES; OHISHI, 1988; OLIVEIRA; FILHO, 2003; LIMA, 2007). Segundo Li e Li (2012) essa matriz determina como o fluxo da linha j é impactado pela injeção (ou extração) de uma unidade de potência na barra i . Assim, um elemento da matriz PTDF é definido por:

$$\text{PTDF}_{ji} = \frac{\Delta F_j}{\Delta P_i}; \quad \forall j \in \mathcal{K}, \forall i \in \mathcal{B}, \quad (4.20)$$

em que PTDF_{ji} é o elemento da matriz PTDF relacionado com a linha j e barra i , ΔF_j é a variação do fluxo de potência na linha j [MW], ΔP_i é a variação de potência ativa líquida da barra i [MW], e \mathcal{K} é o conjunto de linhas do sistema.

Na matriz PTDF estão contidos os fatores de participação das injeções de potência (geração e carga) na composição dos fluxos nas linhas de transmissão do sistema (SANTOS, 2015). Esses fatores de participação trazem a informação de sensibilidade necessária para o cálculo do LMP, e são usados em aplicações de administração de linhas de transmissão quando deseja-se maximizar o fluxo de potência sem exceder os limites das linhas. Para calcular a matriz PTDF é possível utilizar a equação vista no trabalho de Li e Li (2012) e a seguir:

$$\text{PTDF} = Y.N. (N^T.Y.N)^{-1}, \quad (4.21)$$

em que PTDF é a matriz PTDF, Y é a matriz admitância primitiva [S], e N é a matriz incidência do sistema reduzida com a eliminação da coluna relacionada à barra de referência.

Após o cálculo da matriz PTDF, é preciso incluir na mesma uma nova coluna com todos os elementos iguais a zero na posição relativa à barra de referência. Por fim, com a informação contida na matriz PTDF, é possível equacionar o fluxo de potência linearizado a partir da potência

ativa líquida em cada barra através de:

$$F = \text{PTDF} \cdot P, \quad (4.22)$$

em que F é o vetor contendo os fluxos nas linhas do sistema [MW], e P é o vetor contendo as potências ativas líquidas nas barras do sistema [MW].

Finalmente, a restrição de desigualdade que define a capacidade do sistema de transmissão é aqui descrita por:

$$\begin{aligned} -F_j^{max} &\leq \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ \text{PTDF}_{ji} \cdot [P_{H_i}(t) + P_{T_i}(t) + P_{W_i}(t) + P_{P_i}(t) + P_{S_i}(t) - D_i(t)] \right\} \\ &\leq F_j^{max}; \quad \forall j \in \mathcal{K}, t = 1, 2, \dots, 24, \end{aligned} \quad (4.23)$$

em que F_j^{max} é a capacidade máxima da linha j [MW].

4.6 FUNÇÃO OBJETIVO

O objetivo do problema de FPO-CC é minimizar o custo operacional total relacionado aos custos dos combustíveis utilizados pelas UTEs. E, como descrito em Finardi (2003), Lima (2007), Wood e Wollenberg (2012), Chen (2016), Zhong (2018) e SARAIVA (2021), o custo de operação das UTEs pode ser representado por uma função linear na forma:

$$\min C_T = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \mathcal{B}} [c_i \cdot P_{T_i}(t)], \quad (4.24)$$

em que C_T é o custo total de operação ao longo do horizonte da programação [R\$], e c_i é o custo relacionado com o uso de combustível da UTE localizada na barra i [R\$/MW].

Nessa abordagem o FPO-CC é modelado de tal forma que as fontes de energia renovável tenham prioridade de geração e configurem-se como última opção de corte em situações de excesso de geração ou restrição da rede elétrica. Assim a solução encontrada pelo PCIPM pode ser a escolha de qualquer uma das fontes geradoras que não tenham custo de operação, ou seja, as UHEs, as EOLs ou as UFVs. Portanto é necessário definir uma prioridade de geração como estratégia de solução. A prioridade aqui proposta é a de usar, nessa ordem: as EOLs ou UFVs, os BESSs, as UHEs e as UTEs.

Essa estratégia foi criada para mitigar o corte da geração nas EOLS e UFVs e com base no valor ambiental da água, embora no trabalho não esteja sendo levado em consideração os níveis dos reservatórios do sistema. Nela o fator de prioridade da geração (ξ) é um valor muito pequeno (10^{-5} R\$/MW) que não impacta de forma considerável no custo total de operação. Finalmente, a nova função objetivo do problema pode ser representada por:

$$\min C_T = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ c_i \cdot P_{T_i}(t) + \xi \cdot [P_{H_i}(t) - P_{W_i}(t) - P_{P_i}(t)] \right\}. \quad (4.25)$$

4.7 FORMAÇÃO DO LMP

Nesta seção é descrito o cálculo do LMP baseado para FPO-CC considerando as perdas do sistema. O método iterativo utilizado é baseado nos trabalhos de Li e Bo (2007), Bo (2009), Li e Bo (2010), Li (2011), Boonchuay et al. (2012) e Eldridge, O'Neill e Castillo (2016), mas, diferente desses apresentados, este trabalho considera o acoplamento temporal das variáveis para o problema da PDO e a dimensão do problema para verificar se o critério de convergência foi atingido.

Para simplificar o problema do FPO-CC e propor uma melhor compreensão do método de formação do LMP, a geração das UGs é representada apenas pela variável do despacho de geração de potência ativa $P_{G_i}(t)$. Desta forma, tem-se:

$$P_{G_i}(t) = P_{H_i}(t) + P_{T_i}(t) + P_{W_i}(t) + P_{P_i}(t) + P_{S_i}(t); \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.26)$$

em que $P_{G_i}(t)$ é o despacho de geração de potência ativa na barra i no tempo t [MW].

Assim, as Equações (4.18) e (4.23) tornam-se:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} P_{G_i}(t) = \sum_{i \in \mathcal{B}} D_i(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.27)$$

e

$$-F_j^{max} \leq \sum_{i \in \mathcal{B}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot P_i(t)] \leq F_j^{max}; \quad \forall j \in \mathcal{K}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.28)$$

em que:

$$P_i(t) = P_{G_i}(t) - D_i(t); \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.29)$$

sendo $P_i(t)$ a potência ativa líquida na barra i no tempo t [MW].

Essas simplificações são apenas por conveniência notacional e não alteram o núcleo matemático do trabalho.

4.7.1 Cálculo das perdas do sistema

A maioria dos estudos de FPO-CC ignora as perdas elétricas. Nesses casos, o preço da energia e o preço do congestionamento seguem um modelo linear com preço de perda nulo. No entanto, as perdas do sistema precisam ser consideradas no LMP. Para isso, as perdas do sistema são representadas utilizando os componentes Fator de Perda Marginal (MLF - *Marginal Loss Factor*) e Fator de Entrega Marginal (MDF - *Marginal Delivery Factor*), que são definidos, respectivamente, por:

$$M_{LF_i}(t) = \frac{\partial P_L(t)}{\partial P_i(t)}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.30)$$

e

$$M_{DF_i}(t) = 1 - M_{LF_i}(t); \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.31)$$

em que $M_{LF_i}(t)$ e $M_{DF_i}(t)$ são os componentes MLF e MDF na barra i no tempo t , respectivamente, e $P_L(t)$ é o total de perdas do sistema no tempo t [MW]. Para o cálculo dessas perdas, a partir dos trabalhos de Li e Bo (2007), Li (2011) e Eldridge, O'Neill e Castillo (2016) tem-se:

$$P_L(t) = \sum_{j \in \mathcal{K}} [F_j(t)^2 \cdot R_j]; \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.32)$$

e

$$F_j(t) = \sum_{i \in \mathcal{B}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot P_i(t)]; \quad \forall j \in \mathcal{K}, t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.33)$$

em que $F_j(t)$ é o fluxo de potência na linha j no tempo t [MW], e R_j é a resistência da linha j [Ω].

Dessa forma, substituindo a Equação (4.32) na Equação (4.30) e representando o fluxo de potência $F_j(t)$ através da matriz PTDF, tem-se uma nova equação para o MLF:

$$M_{LF_i}(t) = \frac{\partial}{\partial P_i(t)} \left\{ \sum_{j \in \mathcal{K}} \sum_{i \in \mathcal{B}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot P_i(t)]^2 \cdot R_j \right\}; \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.34)$$

por fim, resolvendo essa derivada, tem-se:

$$M_{LF_i}(t) = 2 \left\{ \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot F_j(t) \cdot R_j] \right\}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.35)$$

Neste caso, o MLF pode ser positivo ou negativo. Quando positivo, significa que o aumento da potência ativa líquida na barra pode aumentar as perdas do sistema, e quando negativo, o aumento da potência ativa líquida na barra pode reduzir as perdas do sistema. Portanto, a Equação (4.27) pode ser modificada para considerar as perdas marginais através de:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} [M_{DF_i}(t) \cdot P_{G_i}(t)] = \sum_{i \in \mathcal{B}} [M_{DF_i}(t) \cdot D_i(t)] - P_L(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.36)$$

O MDF inserido na equação de balanço energético precisa do termo de compensação $P_L(t)$ pois sem esse haveria a produção do dobro de perdas totais do sistema. A prova que valida a Equação (4.36) pode ser vista no Apêndice B.

4.7.2 Cálculo do LMP

Depois de obter a solução do FPO-CC, o LMP pode ser calculado para qualquer barra do sistema elétrico a partir da Função de Lagrange através de:

$$L_{MP_i}(t) = \frac{\partial L(t)}{\partial D_i(t)}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.37)$$

em que $L_{MP_i}(t)$ é o LMP na barra i no tempo t [R\$/MW], e $L(t)$ é a função de Lagrange no tempo t [R\$]. Assim, tem-se que:

$$\begin{aligned}
L(t) = & \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ c_i \cdot P_{T_i}(t) + \xi \cdot [P_{H_i}(t) - P_{W_i}(t) - P_{P_i}(t)] \right\} \\
& - \lambda(t) \cdot \left\{ \sum_{i \in \mathcal{B}} [M_{DF_i}(t) \cdot P_{G_i}(t) - M_{DF_i}(t) \cdot D_i(t)] + P_L(t) \right\} \\
& - \sum_{j \in \mathcal{K}} \left\{ \pi_j(t) \cdot \sum_{i \in \mathcal{B}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot D_i(t) - \text{PTDF}_{ji} \cdot P_{G_i}(t) + F_j^{max}] \right\} \\
& - \sum_{j \in \mathcal{K}} \left\{ v_j(t) \cdot \sum_{i \in \mathcal{B}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot P_{G_i}(t) - \text{PTDF}_{ji} \cdot D_i(t) - F_j^{max}] \right\}; \quad t = 1, 2, \dots, 24,
\end{aligned} \tag{4.38}$$

em que $\lambda(t)$ é o multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de balanço energético no tempo t [R\$/MW], $\pi_j(t)$ e $v_j(t)$ são os multiplicadores de Lagrange relacionados com a restrição de limite inferior e superior, respectivamente, da linha j no tempo t [R\$/MW].

Logo a equação utilizada para o cálculo do LMP é:

$$\begin{aligned}
L_{MP_i}(t) &= \lambda(t) \cdot M_{DF_i}(t) - \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot \pi_j(t)] + \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot v_j(t)] \\
&= \lambda(t) - \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot \pi_j(t)] + \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot v_j(t)] + \lambda(t) \cdot [M_{DF_i}(t) - 1]; \quad (4.39) \\
&\quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24,
\end{aligned}$$

podendo ser dividida em três partes:

- Componente da energia: $\lambda(t)$;
- Componente do congestionamento: $\sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot v_j(t)] - \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot \pi_j(t)]$;
- Componente das perdas: $\lambda(t) \cdot [M_{DF_i}(t) - 1]$.

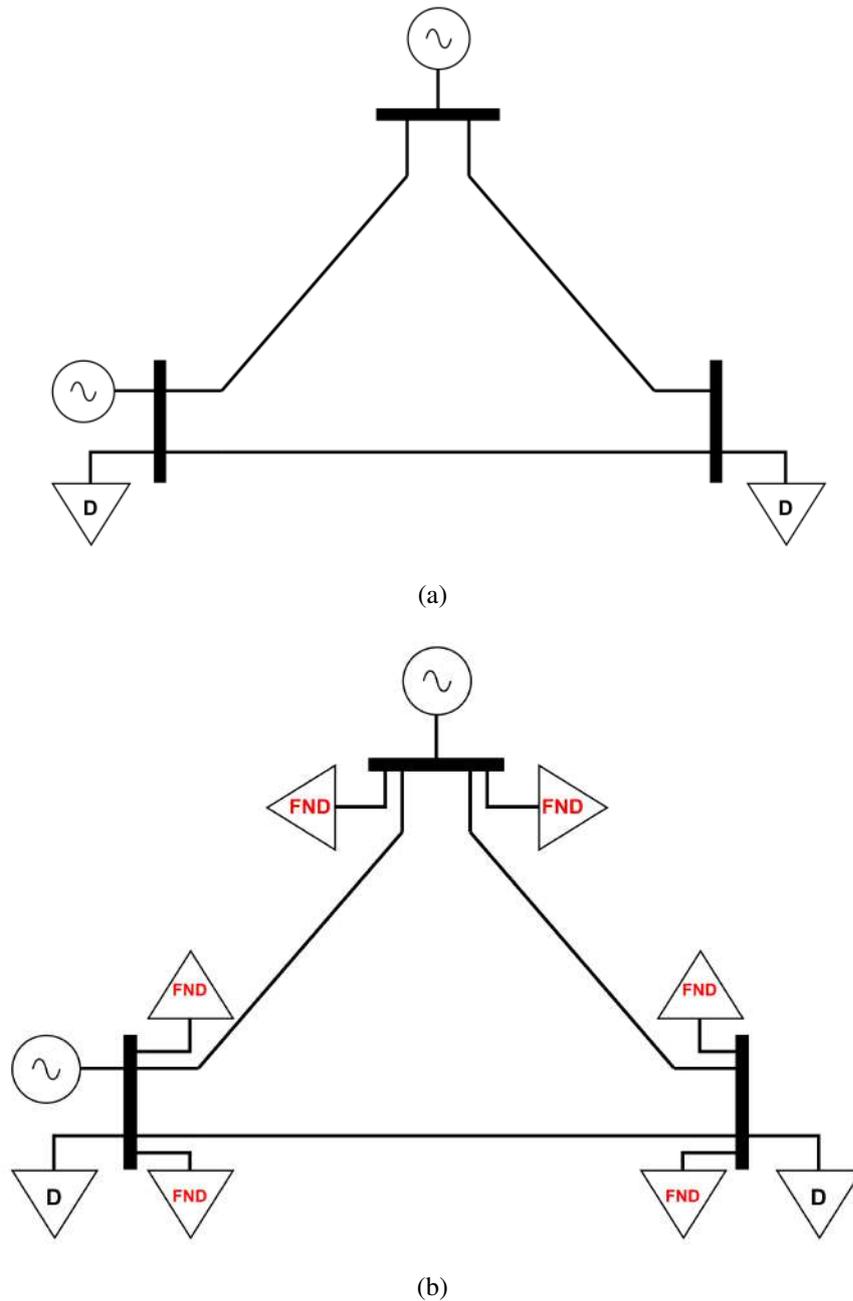
4.7.3 Ponderação da demanda nodal fictícia

Na Equação (4.28) as restrições do fluxo de carga assumem um sistema sem perdas elétricas, enquanto que a restrição de balanço energético apresentada na Equação (4.36) obriga que a geração total seja maior que a demanda total por conta das perdas do sistema. Isso leva a uma incompatibilidade (*mismatch*) de tal forma que todas as perdas do sistema aparecem na barra de referência.

Para resolver este problema, neste trabalho leva-se em consideração o conceito de Demanda Nodal Fictícia (FND - *Fictitious Nodal Demand*), baseado no trabalho de Li e Bo (2007). Assim, a FND é responsável por distribuir as perdas do sistema para cada linha de

transmissão e mitigar o efeito de *mismatch*. Neste caso, as perdas da linha de transmissão são divididas em duas partes iguais nas respectivas barras. Assim, cada metade representa um aumento na demanda de carga naquele barramento. Um exemplo que compara um sistema sem e com a FND pode ser visto na Figura 22.

Figura 22 – Exemplo de um sistema: (a) sem a FND; (b) com a FND



O cálculo da FND é dado por:

$$F_{ND_i}(t) = \sum_{j \in \mathcal{M}} [0,5.F_j(t)^2.R_j] ; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.40)$$

em que $F_{ND_i}(t)$ é a FND na barra i no tempo t [MW], e \mathcal{M} é o conjunto de linhas de transmissão ligadas à barra i .

Agora o fluxo de potência nas linhas também é limitado pelos valores das FNDs das barras:

$$-F_j^{max} \leq \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ \text{PTDF}_{ji} \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t) - F_{ND_i}(t)] \right\} \leq F_j^{max}; \quad \forall j \in \mathcal{K}, t = 1, 2, \dots, 24. \quad (4.41)$$

4.8 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DA PDO

Como descrito anteriormente, um modelo de FPO-CC pode ser utilizado para encontrar a solução ótima da PDO. Considerando todas as expressões apresentadas neste capítulo, a formulação final do problema da PDO modelado através do FPO-CC é:

$$\begin{aligned} \min \quad & C_T = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ c_i \cdot P_{T_i}(t) + \xi \cdot [P_{H_i}(t) - P_{W_i}(t) - P_{P_i}(t)] \right\} \\ \text{s.a:} \quad & \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{H_i}(t) + P_{T_i}(t) + P_{W_i}(t) + P_{P_i}(t) \right. \\ & \left. + P_{SD_i}(t) - P_{SC_i}(t)] \right\} = \sum_{i \in \mathcal{B}} [M_{DF_i}(t) \cdot D_i(t)] - P_L(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24 \\ & E_i(t+1) = (1 - \gamma_i) \cdot E_i(t) - \left[\frac{P_{SD_i}(t)}{\eta_i} - P_{SC_i}(t) \cdot \eta_i \right] \cdot \Delta t; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 23 \\ & -R_{P_i} \leq P_{T_i}(t) - P_{T_i}(t-1) \leq R_{P_i}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & -F_j^{max} \leq \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ \text{PTDF}_{ji} \cdot [P_{H_i}(t) + P_{T_i}(t) + P_{W_i}(t) \right. \\ & \left. + P_{P_i}(t) + P_{SD_i}(t) - P_{SC_i}(t) - D_i(t) - F_{ND_i}(t)] \right\} \leq F_j^{max}; \quad \forall j \in \mathcal{K}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & P_{H_i}^{min} \leq P_{H_i}(t) \leq P_{H_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & P_{T_i}^{min} \leq P_{T_i}(t) \leq P_{T_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & 0 \leq P_{W_i}(t) \leq P_{W_i}^*; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & 0 \leq P_{P_i}(t) \leq P_{P_i}^*; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & 0 \leq P_{SC_i}(t) \leq P_{SC_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & 0 \leq P_{SD_i}(t) \leq P_{SD_i}^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & S_{OC_i}^{min} \cdot E_i^{max} \leq E_i(t) \leq S_{OC_i}^{max} \cdot E_i^{max}; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24 \\ & P_{H_i}(t), P_{T_i}(t), P_{W_i}(t), P_{P_i}(t), P_{SC_i}(t), P_{SD_i}(t), E_i(t) \geq 0; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24. \end{aligned} \quad (4.42)$$

Por se tratar de um modelo linear, esse problema pode ser resolvido através do método de PCIPM. As restrições levadas em consideração nessa modelagem tornam o problema matemático mais complexo devido ao acoplamento dinâmico. Assim, uma decisão tomada para uma determinada hora impacta diretamente a decisão para as próximas horas. Porém, neste

trabalho o problema é montado de tal forma que o PCIPM encontre a solução para todas as variáveis apresentadas na Formulação (4.42) dentro das 24 horas.

Além disso, para o cálculo do LMP, o MLF depende da potência ativa líquida nas barras e do fluxo de carga nas linhas. Por outro lado, o despacho energético também pode ser afetado pela inclusão do MLF no problema. Para contornar esse obstáculo, primeiramente é resolvido o problema do FPO-CC considerando $M_{LF_i}(t) = 0$, $M_{DF_i}(t) = 1$, $P_L(t) = 0$ e $F_{ND_i} = 0$, e, partir dos resultados encontrados, deve-se estimar os novos valores dessas variáveis a partir das Equações (4.35), (4.31), (4.32) e (4.40), respectivamente. Em seguida, com o novo MLF estimado, é resolvido novamente o problema do FPO-CC. Esse processo iterativo é repetido até que os critérios de parada de convergência sejam atingidos.

A convergência do método pode ser garantida pelo critério criado baseado nos trabalhos de Li e Bo (2007) e Bo (2009), onde:

$$\left| \begin{aligned} & [P_{H_{i,m}}(t) + P_{T_{i,m}}(t) + P_{W_{i,m}}(t) + P_{P_{i,m}}(t) + P_{SD_{i,m}}(t) - P_{SC_{i,m}}(t)] \\ & - [P_{H_{i,m-1}}(t) + P_{T_{i,m-1}}(t) + P_{W_{i,m-1}}(t) + P_{P_{i,m-1}}(t) + P_{SD_{i,m-1}}(t) - P_{SC_{i,m-1}}(t)] \end{aligned} \right| \leq n\psi; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.43)$$

ou

$$|C_{T_m} - C_{T_{m-1}}| \leq n\psi; \quad \forall i \in \mathcal{B}, t = 1, 2, \dots, 24, \quad (4.44)$$

em que m é a iteração do método, n é o número de barras do sistema, e ψ é a tolerância para convergência do método considerada aqui como sendo 10^{-3} .

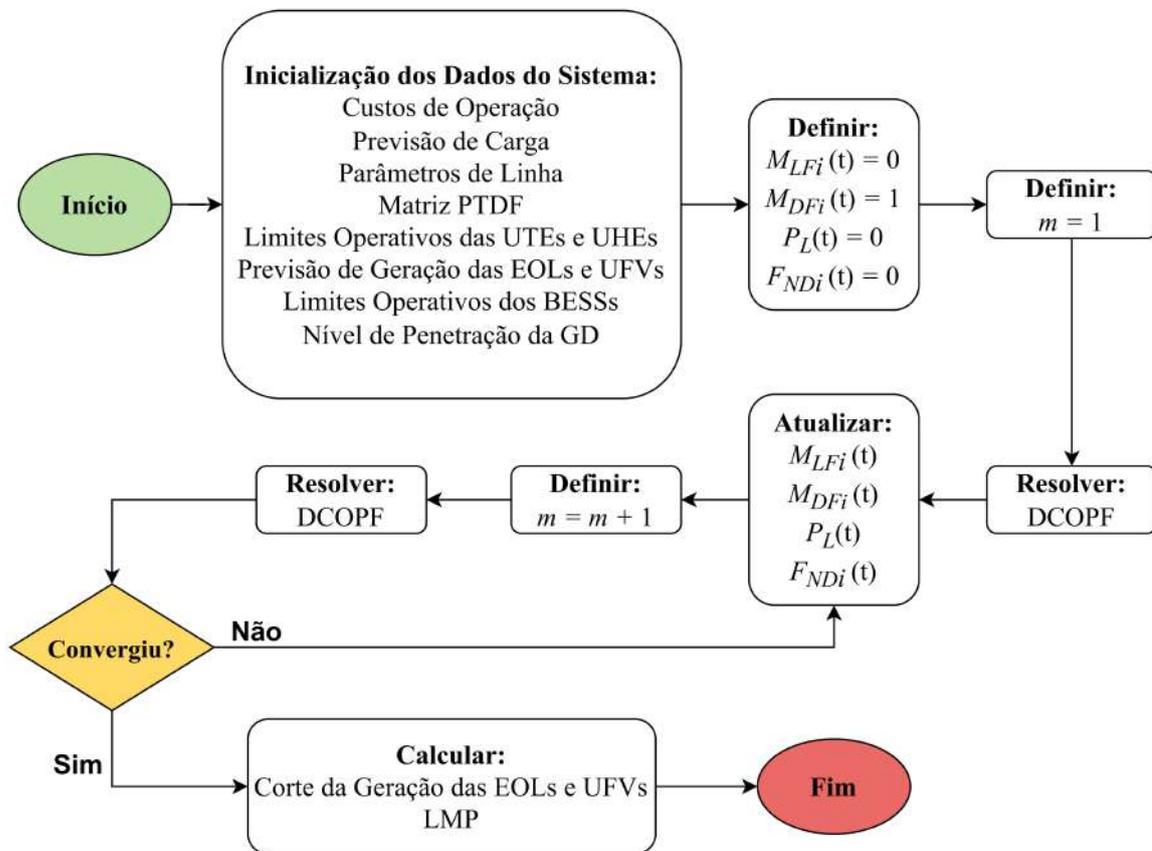
Todo esse processo iterativo para o cálculo do LMP e do corte da geração das EOLs e UFVs pode ser visto no fluxograma apresentado na Figura 23. Considerando o problema da PDO apresentado aqui e o PCIPM para sua resolução, a etapa de testes do método pode ser realizada com o intuito de propor a análise da operação energética.

É importante destacar que a análise dos resultados que será feita nos próximos capítulos leva em consideração um conjunto de cenários diários que são resolvidos de forma independente. Assim, o problema da PDO é resolvido para cada um dos cenários analisados com o intuito de verificar o impacto da presença das EOLs e UFVs em larga escala e do BESS no sistema.

4.9 CÁLCULO DO VAR E DO CVAR

O VaR pode ser obtido de forma paramétrica e não paramétrica. No primeiro caso, os parâmetros utilizados para obtenção do VaR são encontrados a partir da variância e covariância da distribuição de probabilidade que descreve o comportamento do evento analisado. No segundo caso o VaR é encontrado a partir de dados históricos ou simulações de Monte Carlo (MAYO, 2021). Neste trabalho, por conveniência, optou-se pela técnica não paramétrica de utilizar dados

Figura 23 – Resumo do processo iterativo para o cálculo do LMP e do corte da geração das EOLs e UFVs.



Fonte: próprio autor.

históricos por ser simples, rápido e intuitivo. Cabe destacar que o ONS não disponibiliza os dados dos eventos de corte da geração das EOLs e UFVs. Logo, esses dados foram obtidos a partir dos resultados encontrados na resolução do problema da PDO.

Baseado em Rockafellar, Uryasev et al. (2000), McNeil et al. (2015) e Ghose, Pandey e Gadham (2019), a representação matemática do VaR com nível de confiança α é definida aqui por:

$$\Pr(R \leq VaR_\alpha) = \alpha,$$

em que $\Pr(\cdot)$ é a função de probabilidade, R é conjunto de valores contendo os resultado do corte da geração das EOLs e UFVs para todos os cenários analisados, e VaR_α é o VaR no nível de confiança α . Sendo assim, a probabilidade de qualquer valor aleatório de corte no conjunto de dados ser menor que o valor VaR_α é α , e VaR_α é o menor valor de corte de todos os valores pertencentes a $(100\% - \alpha)$ dos valores de corte mais altos, e é definido por:

$$VaR_\alpha = \min\{R_g\},$$

em que R_g é o conjunto contendo todos os valores de corte da geração das EOLs e UFVs que pertence a $(100\% - \alpha)$ dos valores mais altos para todos os cenários analisados.

Para um dado nível de confiança $\alpha \in (0, 100\%)$, a medida do CVaR no nível de confiança α pode ser definida como um valor médio esperado do corte nível de confiança α :

$$CVaR_\alpha = \frac{1}{N_{VaR_\alpha}} \sum R_g,$$

onde $CVaR_\alpha$ é o CVaR no nível de confiança α , e N_{VaR_α} é o número de valores aleatórios de corte da geração das EOLs e UFVs que está acima de VaR_α .

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos na aplicação do PCIPM no problema da PDO considerando geração eólica e solar fotovoltaica em larga escala, armazenamento de energia e múltiplos cenários. Primeiramente é testado o método de Pontos Interiores no problema de FPO-CC junto com o algoritmo iterativo usado para o cálculo do LMP. Essa etapa é realizada no sistema PJM 5 barras e tem como objetivo validar o código criado para o PCIPM através da comparação dos resultados encontrados com os da literatura. Em seguida, o problema da PDO apresentado anteriormente é resolvido no sistema IEEE RTS 24 barras adaptado para as características de geração do subsistema Nordeste. Neste caso é considerado apenas um cenário de geração das renováveis e são verificados, ao longo das horas do dia analisado, os resultados da geração, custo da operação, corte das EOLs e UFVs, LMP, congestionamento nas linhas de transmissão críticas e o efeito do uso de BESS no sistema. Por fim, o mesmo problema da PDO é resolvido em múltiplos cenários de geração eólica e solar fotovoltaica em larga escala. Nessa última etapa é avaliado o estudo do efeito do BESS no custo da operação e no corte da geração por cenário, e no LMP máximo e no corte máximo da geração por barra. Também é feita a análise de risco através dos índices VaR e CVaR.

Todos os problemas foram resolvidos no *software* MATLAB®, em um computador do tipo *desktop*, com um processador Intel Core i7-4790 (3,60 GHz) e memória RAM de 32 GB.

5.1 SISTEMA TESTE

O sistema teste utilizado para validar o código criado para o PCIPM é o PJM 5 barras. As características das barras, das linhas de transmissão e das UTEs deste sistema podem ser vistas nas Tabelas 2, 3 e 4, respectivamente, e sua representação é verificada na Figura 24.

Tabela 2 – Características das barras do sistema PJM 5 barras.

Barra	UG	Carga [%]
1*	UTE	-
2	-	33,333
3	UTE	33,333
4	UTE	33,333
5	UTE	-

* Barra de referência

Fonte: (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017).

Tabela 3 – Características das linhas de transmissão do sistema PJM 5 barras.

Linha	R_j [p.u.]	X_j [p.u.]	F_j^{Max} [MW]
1 - 2	0,00281	0,0281	inf
1 - 4	0,00304	0,0304	inf
1 - 5	0,00064	0,0064	inf
2 - 3	0,00108	0,0108	inf
3 - 4	0,00297	0,0297	inf
4 - 5	0,00297	0,0297	240

* Potência base = 100 MVA

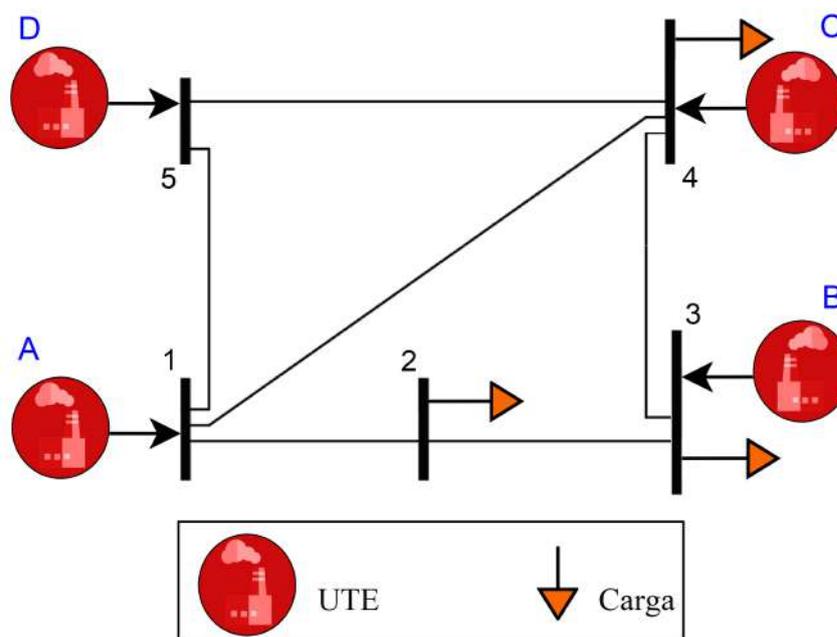
Fonte: (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017).

Tabela 4 – Características das UTEs do sistema PJM 5 barras.

UTE	P_T^{Min} [MW]	P_T^{Max} [MW]	R_{P_i} [MW/h]	c_i [\$/MW]
A	0	210	210	14,48
B	0	520	260	30
C	0	200	100	35
D	0	600	300	10

Fonte: (LI; BO, 2007; BO; LI, 2008; HU et al., 2010; JAIN; MAHAJAN, 2017).

Figura 24 – Sistema PJM 5 barras adaptado.



Fonte: próprio autor.

Cabe destacar que as máquinas de cada usina não são tratadas de forma individualizada, sendo as mesmas descritas como uma única UG acoplada à barra.

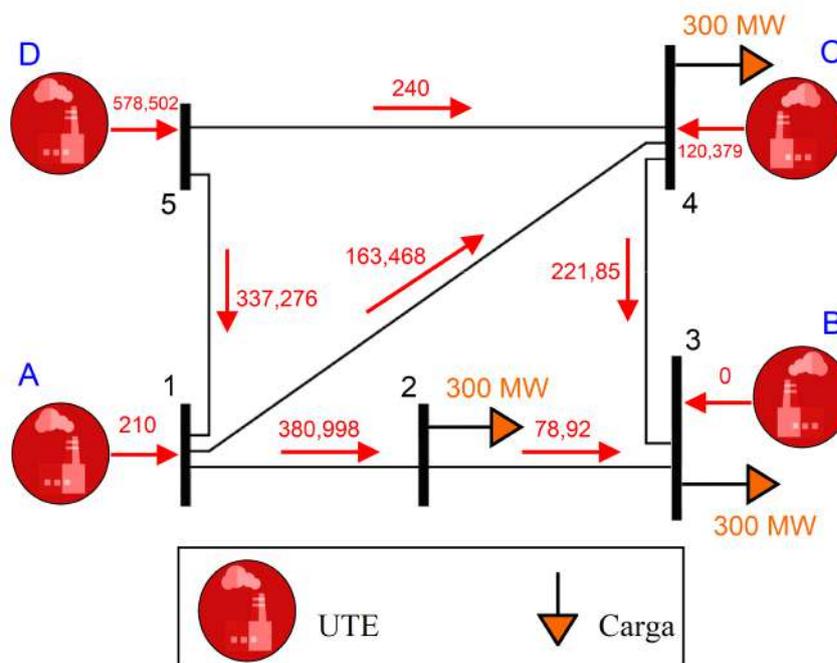
A validação do PCIPM implementado foi feita através da comparação dos resultados do FPO-CC e do LMP com o trabalho de Li e Bo (2007) e com o *toolbox* de PL do *software* MATLAB®. Os testes consideram a demanda total de 900 MW e os resultados encontrados para a geração e para o LMP (e suas componentes) podem ser vistos na Tabela 5:

Tabela 5 – Resultados do FPO para o sistema PJM 5 barras com demanda de 900 MW.

Barra	P_{G_i} [MW]	LMP_i [\$/MW]	LMP_i^E [\$/MW]	LMP_i^C [\$/MW]	LMP_i^P [\$/MW]
1	210,000	15,848		-6,588	-0,253
2	0,000	24,086		1,164	0,232
3	0,000	27,105	15,841	4,144	0,271
4	120,379	35,000		12,338	-0,028
5	578,502	10,000		-12,338	-0,351
Custo Operacional [\$]		13.039,09			

em que LMP_i^E , LMP_i^C e LMP_i^P são as componentes da energia, do congestionamento e das perdas do LMP na barra i , respectivamente. E os resultados dos fluxos de potência podem ser vistos na Figura 25.

Figura 25 – Resultados dos fluxos de potência para o sistema PJM 5 barras adaptado.



Fonte: próprio autor.

Ao analisar a Tabela 5 observa-se que a geração total do sistema é de 908,881 MW, sendo superior a carga do sistema que é de 900 MW. Esse fato é explicado pelas perdas do sistema, representadas através do FND. Além disso, ao analisar os resultados dos LMPs, nota-se componentes negativos para as parcelas de congestionamento e de perdas. Como discutido anteriormente, a primeira parcela representa a influência do congestionamento no custo de operação do sistema. Sendo assim, caso o LMP_i^C apresente valor negativo na barra i , o acréscimo de 1 MW nesta irá diminuir o custo de operação do sistema devido a redistribuição dos fluxos e possibilidade de obter energia de uma fonte mais barata devido ao alívio da linha congestionada. No caso do LMP_i^C ser positivo o comportamento é contrário, ou seja, o acréscimo de 1 MW na barra i irá aumentar o custo de operação devido ao congestionamento presente no sistema de transmissão. E da mesma forma que a parcela de congestionamento, a parcela de perdas é o custo provocado pelo impacto na dinâmica dos fluxos de carga das linhas do sistema elétrico. Como tais fluxos são diretamente proporcionais às perdas do sistema, o sinal positivo ou negativo do LMP_i^P indica o aumento ou diminuição, respectivamente, das perdas ocasionadas pela alteração de 1 MW na barra i .

Verificando a Figura 25 para análise do fluxo de potência ótimo, observa-se que a linha entre as barras 4 e 5 está congestionada, operando no limite de capacidade. Este fato influencia na distribuição do restante dos fluxos e compromete o despacho energético pela ordem de mérito. Assim, as UTEs mais baratas não são acionadas de forma intuitiva, o que ocorreria na ausência das restrições das linhas do sistema. Esse fato influencia diretamente no custo final da operação, no preço marginal e conseqüentemente no LMP.

Os resultados mostrados acima são exatamente iguais aos encontrados utilizando o *toolbox* de PL do *software* MATLAB®, o que comprova a eficácia do PCIPM para resolver o problema. Ademais, com o intuito de comparar os resultados, nas Tabelas 6 e 7 são mostradas as soluções encontradas para a geração e para o fluxo de potência ótimo, respectivamente, vistas anteriormente e no trabalho de Li e Bo (2007).

Tabela 6 – Comparação dos resultados de geração encontrados neste trabalho com os de Li e Bo (2007) para o sistema PJM 5 barras.

Barra	P_{G_i} [MW]	$P_{G_i}^*$ [MW]	$ \Delta $ [%]
1	210,000	210,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000
4	120,379	120,390	0,009
5	578,502	578,490	0,002

* (LI; BO, 2007)

Tabela 7 – Comparação dos resultados de fluxo de potência encontrados neste trabalho com os de Li e Bo (2007) para o sistema PJM 5 barras.

Linha	F_j [MW]	F_j^* [MW]	$ \Delta $ [%]
1 - 2	380,998	380,990	0,002
1 - 4	163,468	163,470	0,001
1 - 5	-337,276	-337,270	0,001
2 - 3	78,920	78,920	0,000
3 - 4	-221,85	-221,840	0,004
4 - 5	-240,000	-240,000	0,000

* (LI; BO, 2007)

5.2 SISTEMA DE ESTUDO

Após ser feita a validação do PCIPM, o próximo passo é resolver o problema da PDO para um sistema mais complexo e com as características do subsistema Nordeste. O sistema escolhido foi o IEEE RTS 24 barras, encontrado em Grigg et al. (1999). Embora esse sistema não tenha as mesmas características encontradas no subsistema Nordeste, ele foi adaptado por conveniência para validação dos resultados, como também feito em Borges et al. (2019). As informações das barras e das linhas de transmissão do sistema IEEE RTS 24 barras original são exibidas nas Tabelas 8 e 9, respectivamente, sua representação pode ser vista na Figura 26.

Tabela 8 – Características das barras do sistema IEEE RTS 24 barras original.

Barra	UG	Carga [%]	Barra	UG	Carga [%]
1	UTE	3,789	13*	UTE	9,298 -
2	UTE	3,485	14	-	6,807
3	-	6,315	15	UTE	11,122
4	-	2,596	16	UTE	3,508
5	-	2,491	17	-	-
6	-	4,771	18	UTE	11,684
7	UTE	4,386	19	-	6,350
8	-	6,000	20	-	4,491
9	-	6,140	21	UTE	-
10	-	6,842	22	UTE	-
11	-	-	23	UTE	-
12	-	-	24	-	-

Fonte: (GRIGG et al., 1999).

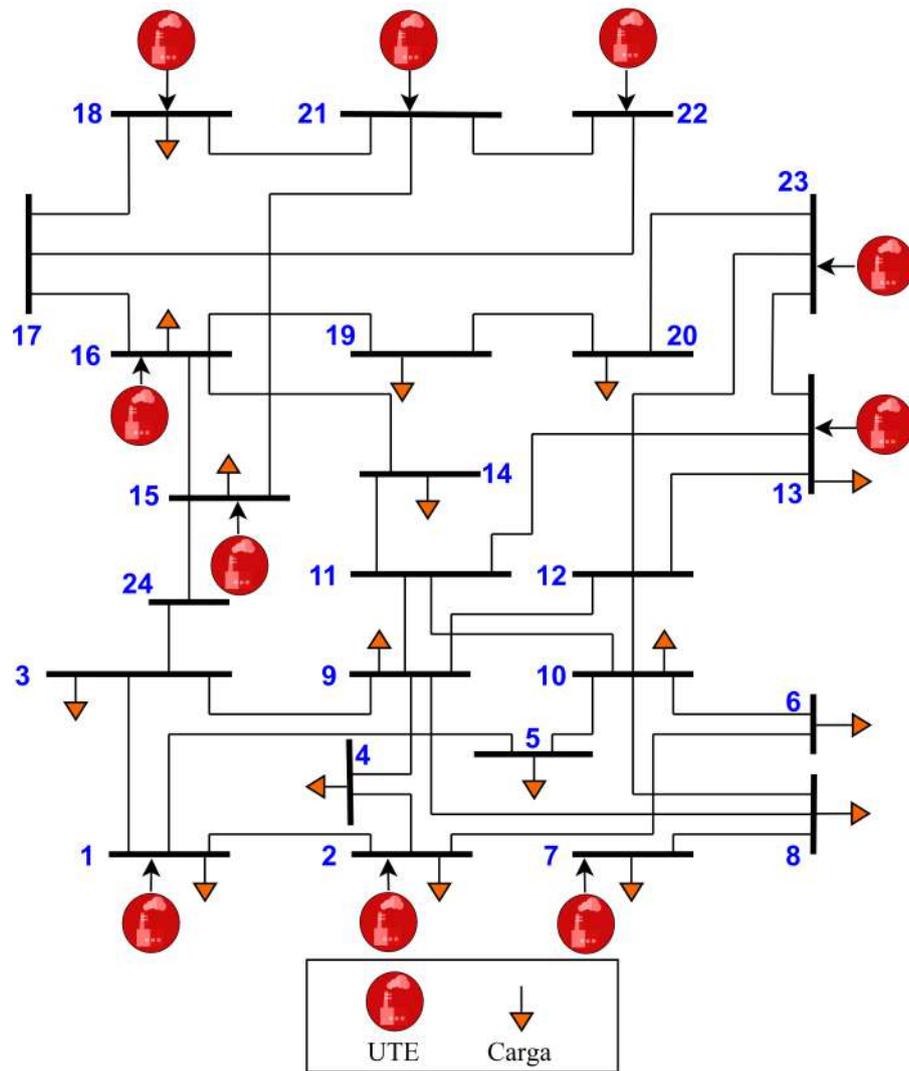
Tabela 9 – Características das linhas de transmissão do sistema IEEE RTS 24 barras original.

Linha	R_j [p.u.]	X_j [p.u.]	F_j^{Max} [MW]	Linha	R_j [p.u.]	X_j [p.u.]	F_j^{Max} [MW]
1 - 2	0,0026	0,0139	175	12 - 13	0,0061	0,0476	500
1 - 3	0,0546	0,2112	175	12 - 23	0,0124	0,0966	500
1 - 5	0,0218	0,0845	175	13 - 23	0,0111	0,0865	500
2 - 4	0,0328	0,1267	175	14 - 16	0,005	0,0389	500
2 - 6	0,0497	0,192	175	15 - 16	0,0022	0,0173	500
3 - 9	0,0308	0,119	175	15 - 21	0,0063	0,049	500
3 - 24	0,0023	0,0839	400	15 - 21	0,0063	0,049	500
4 - 9	0,0268	0,1037	175	15 - 24	0,0067	0,0519	500
5 - 10	0,0228	0,0883	175	16 - 17	0,0033	0,0259	500
6 - 10	0,0139	0,0605	175	16 - 19	0,003	0,0231	500
7 - 8	0,0159	0,0614	175	17 - 18	0,0018	0,0144	500
8 - 9	0,0427	0,1651	175	17 - 22	0,0135	0,1053	500
8 - 10	0,0427	0,1651	175	18 - 21	0,0033	0,0259	500
9 - 11	0,0023	0,0839	400	18 - 21	0,0033	0,0259	500
9 - 12	0,0023	0,0839	400	19 - 20	0,0051	0,0396	500
10 - 11	0,0023	0,0839	400	19 - 20	0,0051	0,0396	500
10 - 12	0,0023	0,0839	400	20 - 23	0,0028	0,0216	500
11 - 13	0,0061	0,0476	500	20 - 23	0,0028	0,0216	500
11 - 14	0,0054	0,0418	500	21 - 22	0,0087	0,0678	500

Fonte: (GRIGG et al., 1999).

O sistema criado tem como princípio tentar uma aproximação com a matriz energética do subsistema Nordeste, então, conseqüentemente, são incluídas UHEs, EOLs e UFVs, e novas informações sobre as UTEs. Contudo, há um problema nessa ação por conta dos cenários de baixa geração eólica e solar fotovoltaica que comprometem o fornecimento de energia total para a carga do sistema original. Dessa forma optou-se por escolher primeiramente as fontes convencionais reais que assegurassem o balanço energético mesmo em cenários críticos de geração para as EOLs e UFVs, ou seja, a potência instalada das UTEs e UHEs deve ser próxima do sistema original. O restante das fontes foi selecionado de forma arbitrária de modo a completar a matriz energética. O resultado da adaptação pode ser visto na Tabela 10, que compara os dados de potência instalada do subsistema Nordeste no final de 2021 com o novo sistema criado. Além disso, observa-se na Figura 27 o sistema IEEE RTS 24 barras adaptado com a distribuição das UGs. Cabe destacar que a escolha da localização das fontes geradoras foi feita a partir de testes preliminares partindo do princípio de manter a maior parte das EOLs perto das barras com carga.

Figura 26 – Sistema IEEE RTS 24 barras original.



Fonte: próprio autor.

Tabela 10 – Matriz energética adaptada para o sistema de estudo.

Tipo de Geração	Parcela da Matriz	Parcela da Matriz	Δ
	(Subsistema Nordeste*)	(IEEE RTS 24 Barras Adaptado)	
	[%]	[%]	[%]
Eólica	44,7	39,08	-5,62
Hidrelétrica	27,0	29,38	2,38
Termelétrica	20,2	25,51	5,31
Solar Fotovoltaica	8,1	6,03	-2,07
Total	100	100	0

* (ONS, 2022b)

Tabela 11 – Potência instalada do sistema IEEE RTS 24 barras original e do sistema modificado.

Barra	Sistema Original		Sistema Adaptado*
	Potência (UG) [MW]	Potência (UG) [MW]	UG de Referência
1	192 (UTE)	247 (EOL)	Conj. Pedra Branca - BA
2	192 (UTE)	303 (EOL)	Conj. Gentio do Ouro I - BA
3	-	326 (EOL)	Conj. Campo Largo - BA
4	-	235 (EOL)	Conj. União dos Ventos - RN
5	-	231 (EOL)	Chapada III - PI
6	-	251 (EOL)	Conj. Amazonas - RN
7	155 (UTE)	132 (UFV)	Conj. Calcário - CE
13	591 (UTE)	365 (UTE)	Porto Pecém I - CE
15	215 (UTE)	254 (UFV)	Conj. Ituverava - BA
16	300 (UTE)	189 (EOL)	Conj. São Basílio - PI
18	400 (UTE)	532 (UTE)	Termopernambuco - PE
19	-	358 (EOL)	Conj. Araripe III - PI
21	400 (UTE)	381 (UTE)	Suape II - PE
22	300 (UTE)	794,2 (UHE)	Paulo Afonso III - BA
23	660 (UTE)	1087 (UHE)	Estreito - MA
24	-	360 (EOL)	Conj. Umburanas - BA

* (ONS, 2022b)

Tabela 12 – Características das UTEs e UHEs utilizadas no sistema IEEE RTS 24 barras adaptada.

Barra	UG	$P_{T_i}^{min}$ [MW]	$P_{T_i}^{max}$ [MW]	R_P	c_i [R\$/MW]
13	UTE	72,0	720	360	302,12
18	UTE	53,2	532	266	153,27
21	UTE	38,1	381	190,5	671,86
Barra	UG	$P_{H_i}^{min}$ [MW]	$P_{H_i}^{max}$ [MW]	R_P	c_i [R\$/MW]
22	UHE	79,42	794,2	794,2	ξ
23	UHE	108,7	1087	1087	ξ

Fonte: (ONS, 2022b).

Observando a Tabela 12 é importante destacar que, por falta da informação real, a potência mínima e a rampa considerada para as UTEs foi de 10% e 50% da sua potência máxima, respectivamente. Ademais, como discutido anteriormente, o custo adotado aqui para as UHEs é relacionado com o fator de prioridade ξ .

Os dados das EOLs e UFVs também são baseados em dados reais do subsistema Nordeste de acordo com a UG de referência, e conforme visto na Tabela 11. As curvas diárias da geração eólica e da geração solar fotovoltaica obtidas no histórico da geração média horária, disponibilizado pela ONS em ONS (2022b), são utilizadas para definir $P_{W_i}^*$ e $P_{P_i}^*$, respectivamente. Desta mesma forma são obtidos os dados da curva de demanda horária para determinar $D_i^*(t)$. Contudo, os valores obtidos no histórico da operação são maiores que a carga total do sistema IEEE RTS 24 barras original. Logo, para adequar os valores utilizados, os dados obtidos devem ser normalizados a partir do valor máximo do mesmo ano, e em seguida multiplicados por 2850 MW, que é a carga máxima do sistema. Assim, os valores usados do histórico da operação são apenas para criar o formato da curva de carga diária. Por último, esse mesmo processo visto para definir a curva de carga diária pode ser feito para definir $G_D(t)$. Porém os dados utilizados foram os valores da geração média horária de energia solar fotovoltaica para todo o subsistema Nordeste, e a multiplicação é feita 10% da carga encontrada para o mesmo horário, valor este escolhido de forma arbitrária como penetração da GD no subsistema. Por conseguinte, nos horários sem sol a curva de carga não será afetada, e ao meio-dia é onde ela tem a maior probabilidade de sofrer deformação.

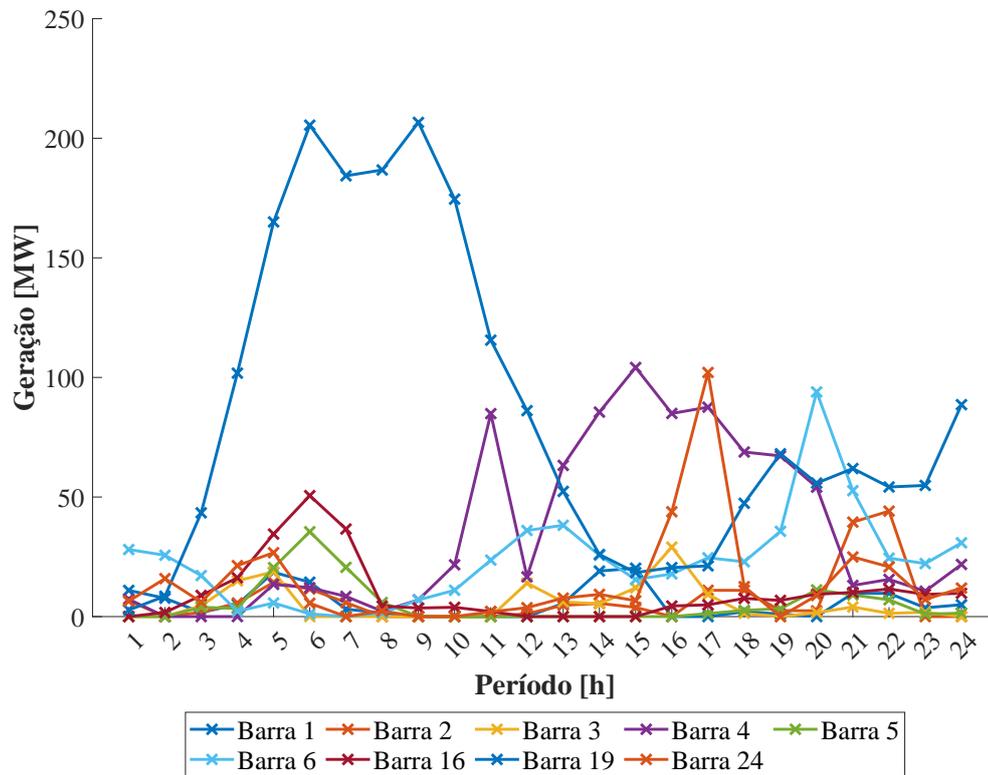
A seguir serão vistos três cenários para análise do problema da PDO: no primeiro considera-se um dia sem a presença de corte na geração das EOLs e UFVs; no segundo é verificado um dia em que os cortes aparecem; no último é utilizado o mesmo cenário anterior mas com a presença de BESS.

5.3 ANÁLISE DA PDO POR CENÁRIO

Para o primeiro cenário analisado são usados os dados do dia 23 de maio de 2021. A escolha feita tem o compromisso de apontar uma situação em que não há o corte na geração das renováveis e verificar como o LMP é afetado por essas fontes. As curvas de geração das EOLs e UFVs para este dia podem ser vistas nas Figuras 28 e 29, respectivamente. Nota-se que para a geração eólica apenas a Barra 1 encontra-se com valores perto do nominal em alguns momentos, já a geração solar fotovoltaica apresenta o comportamento padrão, iniciando a geração por volta das 06 h da manhã e encerrando entre 18 h e 19 h.

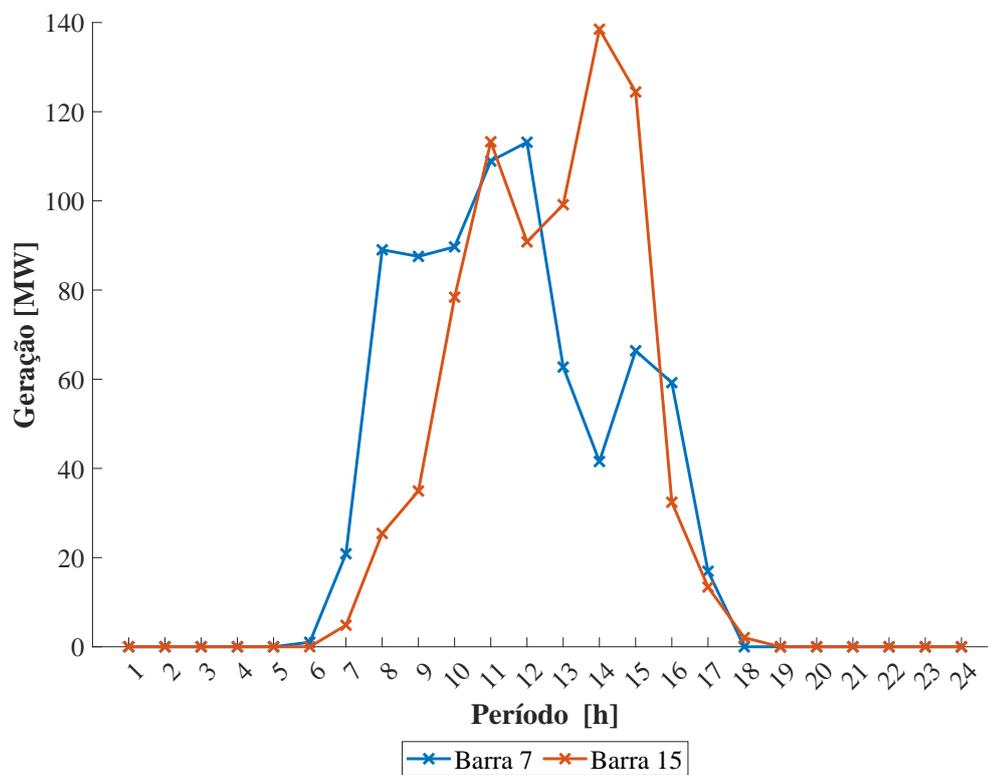
A curva de demanda diária do mesmo dia e que foi utilizada para a análise da PDO neste mesmo cenário sem cortes na geração das EOLs e UFVs pode ser vista na Figura 30. É possível observar a curva original (sem GD) e a curva afetada pela presença da GD. Nota-se que há um comportamento semelhante ao descrito anteriormente na Curva do Pato da Califórnia, em que a GD provoca o deslocamento da curva original entre 06 h e 18 h. Além disso, entre 04 h e 12 h verifica-se um período de baixa demanda que coincide com os períodos de maior geração eólica na Barra 1 e alta inserção de geração solar fotovoltaica nas Barras 7 e 15. Isso afeta a operação das UGs convencionais, como será visto a seguir.

Figura 28 – Geração das EOLs para o primeiro cenário analisado.



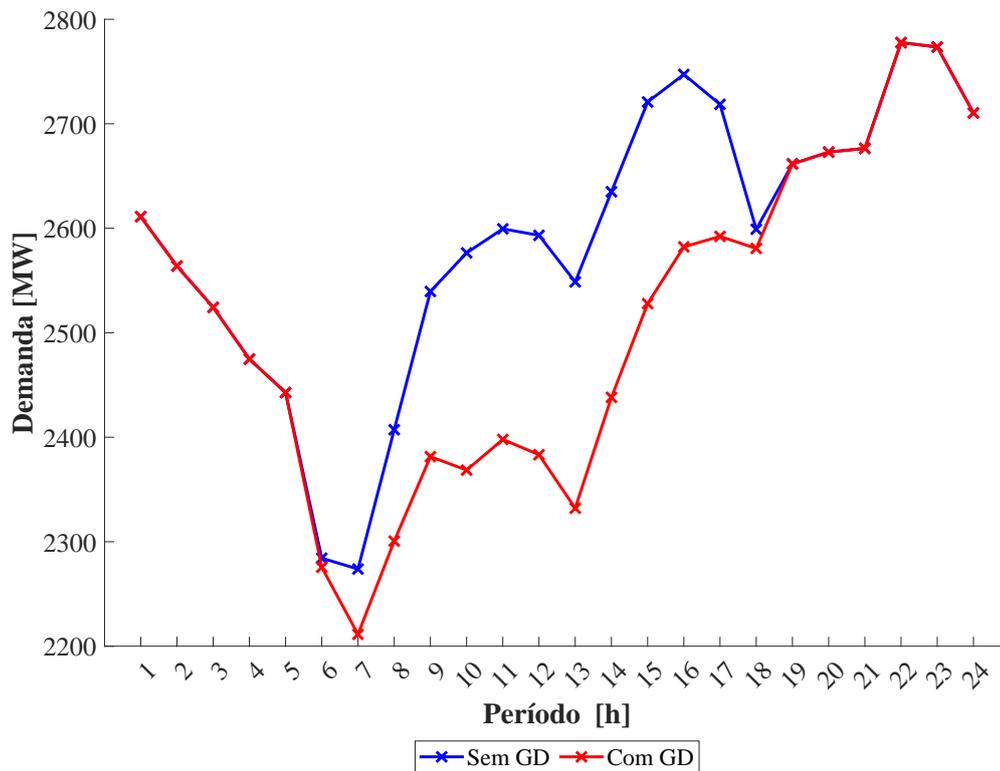
Fonte: próprio autor.

Figura 29 – Geração das UFVs para o primeiro cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

Figura 30 – Curva de demanda diária para o primeiro cenário analisado.

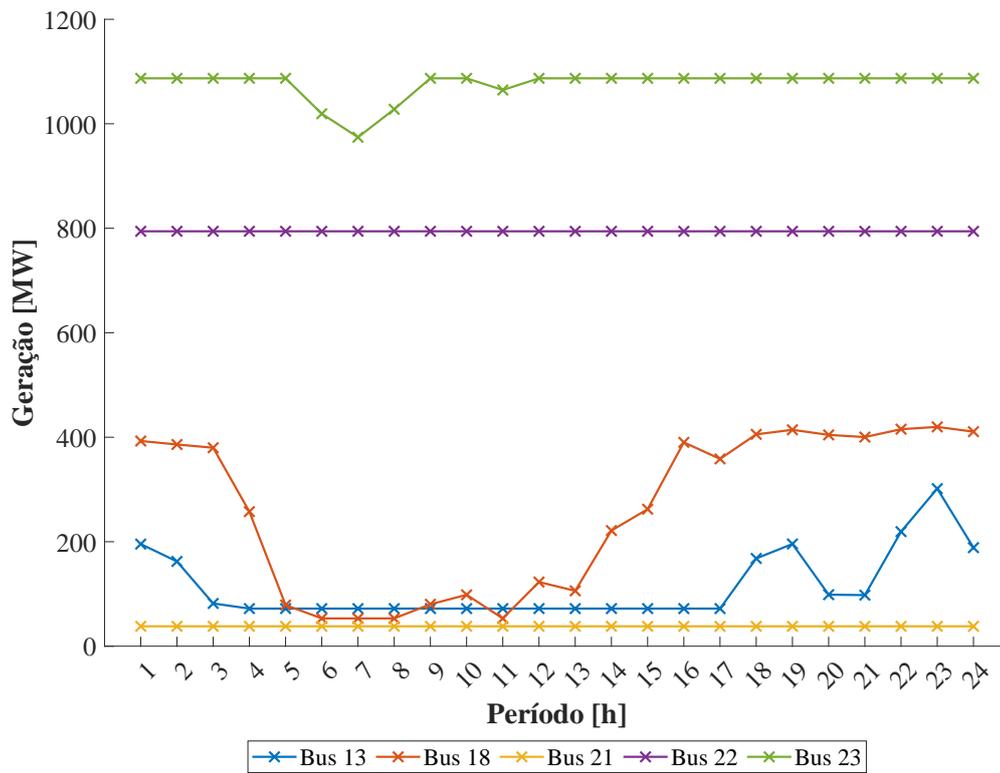


Fonte: próprio autor.

As curvas de geração das UTEs e UHEs podem ser vistas na Figura 31. Constata-se que de fato entre 04 h e 12 h a UHE da Barra 23 diminui a geração para poder priorizar as EOLs e UFVs, mais especificamente entre os horários de 05h e 11 h. Antes e depois desse período ela opera no seu valor máximo, coincidindo com os horários de redução da geração eólica e solar fotovoltaica. Já a outra UHE da Barra 22 mantém o seu valor máximo de operação durante todas as 24 horas do dia. Ademais, a UTE da Barra 21 mantém-se com seu valor mínimo de operação, justificado por ser a mais caras entre as opções disponíveis. Finalmente, as outras duas UTEs irão operar variando a geração ao longo do dia. Embora a UTE da Barra 18 seja a mais barata das três, em alguns momentos a UTE da Barra 13 é requisitada acima do seu valor mínimo. Esse fato é explicado pelo congestionamento da linha que liga a Barra 16 e a Barra 17, como pode ser visto na Figura 32. Nota-se o gargalo da linha acontece justamente entre os horários de 01 h e 03 h e entre 18 h e 24 h, que são os períodos que a UTE da Barra 13 opera com potência acima do valor mínimo.

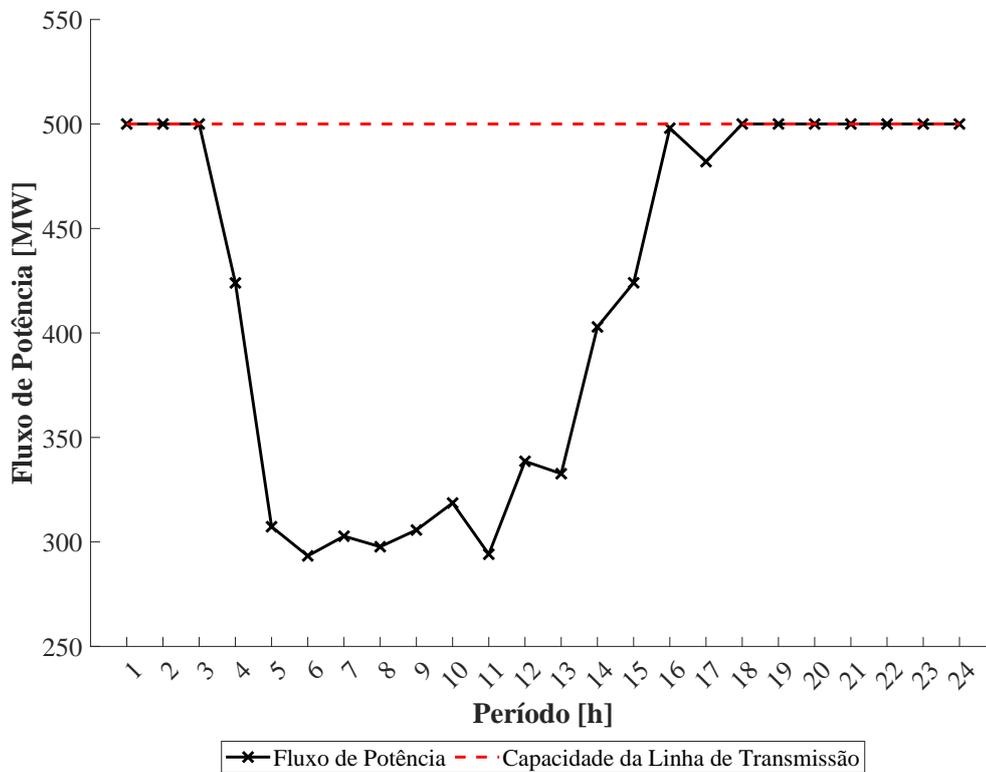
Avaliando os custos da operação para este primeiro cenário, conforme mostrado na Figura 33, observa-se que as UHEs estão com os valores próximos de zero devido a modelagem adotada. Já a UTE da Barra 21 encontra-se no seu custo mínimo de operação referente a sua geração na potência mínima durante as 24 horas. Por fim, as UTEs das Barras 13 e 18 é que vão provocar a variação no custo total da operação ao longo das horas.

Figura 31 – Geração das UTEs e UHEs para o primeiro cenário analisado.



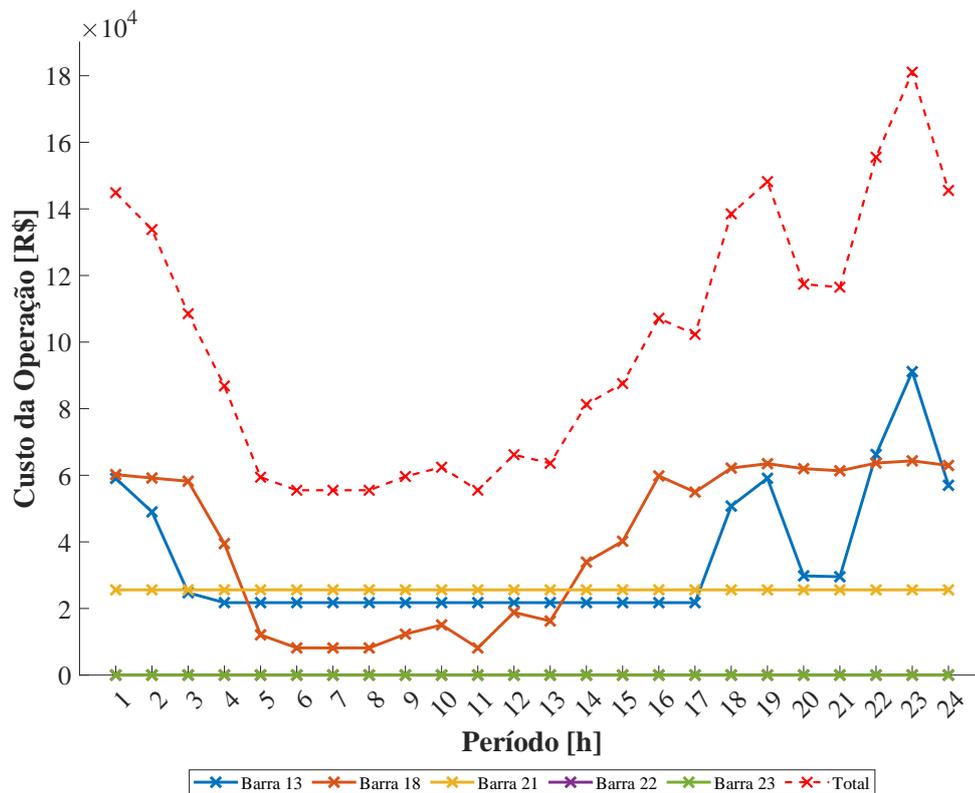
Fonte: próprio autor.

Figura 32 – Fluxo de potência entre a Barra 16 e a Barra 17 para o primeiro cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

Figura 33 – Custo da operação das UTEs e UHEs para o primeiro cenário analisado.

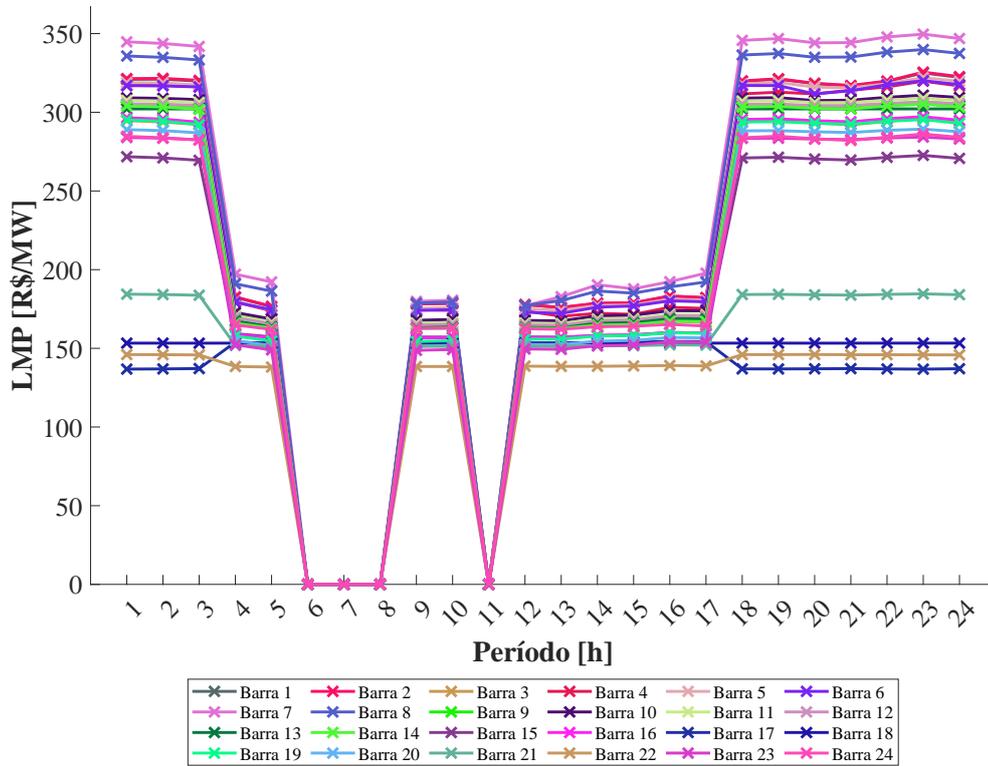


Fonte: próprio autor.

A análise do LMP torna-se complexa para o problema PDO em virtude da quantidade de informação, como pode ser visto na Figura 34. Observa-se que são 24 barras para serem analisadas, e cada uma contendo 24 horas de informação, totalizando 576 pontos. Assim, de maneira simplificada, é possível verificar que o LMP vai para zero justamente quando as UTEs estão operando na potência mínima. Estes momentos indicam que a demanda energética está sendo totalmente suprida pelas EOLs, UFVs e UHEs. Isso causa uma alta variabilidade no preço ao longo do dia, fato que acontece em alguns mercados de energia no mundo. Outro aspecto que pode ser notado é a variação no preço por barra. Pegando a primeira hora do dia como exemplo verifica-se que o preço pode variar de 135 R\$/MW até 344 R\$/MW a depender da localização da barra.

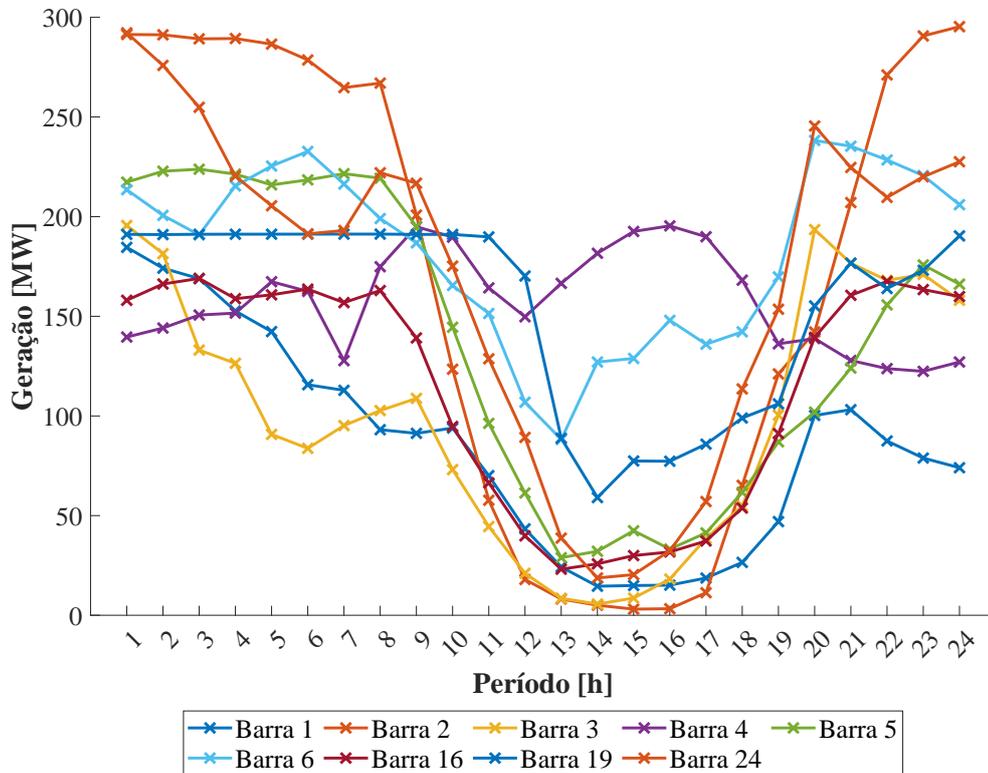
Para o segundo cenário analisado são usados os dados do dia 10 de outubro de 2021. Essa escolha visa apontar uma situação em que há o corte na geração das renováveis e verificar como isso afeta a PDO. As curvas de geração das EOLs e UFVs para este dia podem ser vistas nas Figuras 35 e 36, respectivamente. Nota-se que para a geração eólica todas as fontes têm alta variabilidade ao longo do dia, e os valores mais altos podem ser encontrados nas primeiras horas, justamente quando a demanda está com os valores mais baixos, como visto na Figura 37. Outro fato que é importante apontar é que as UFVs e a EOL da Barra 4 encontram-se com os maiores valores justamente nos momentos que as outras curvas da geração eólica estão com os valores mais baixos, existindo uma complementaridade.

Figura 34 – LMP para o primeiro cenário analisado.



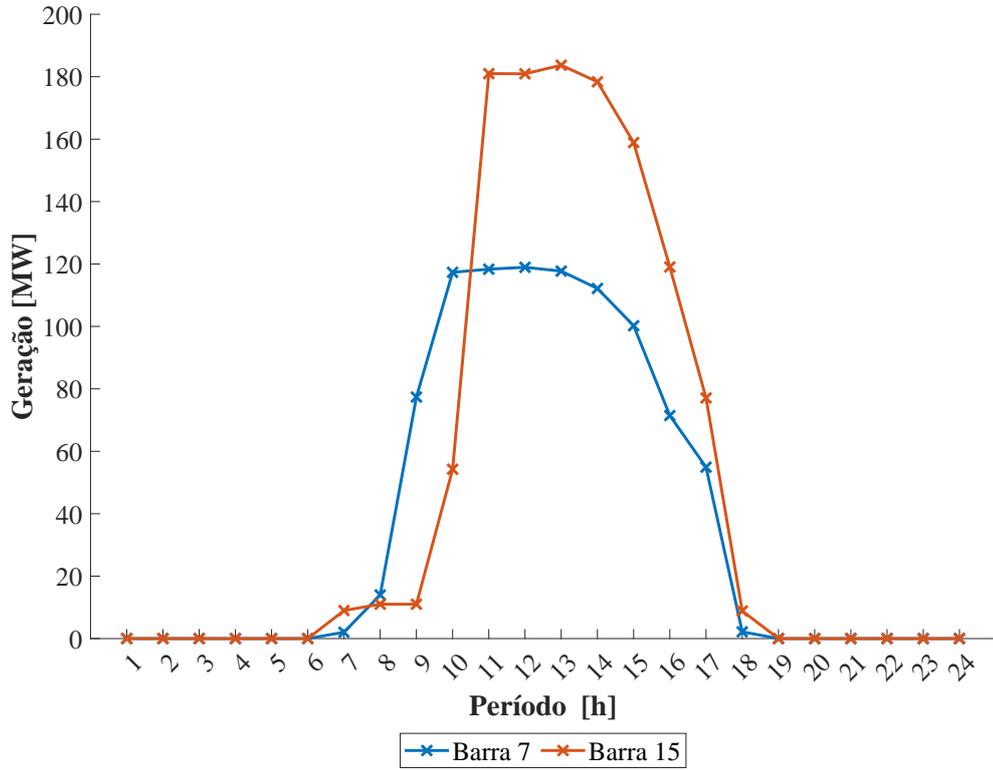
Fonte: próprio autor.

Figura 35 – Geração das EOLs para o segundo cenário analisado.



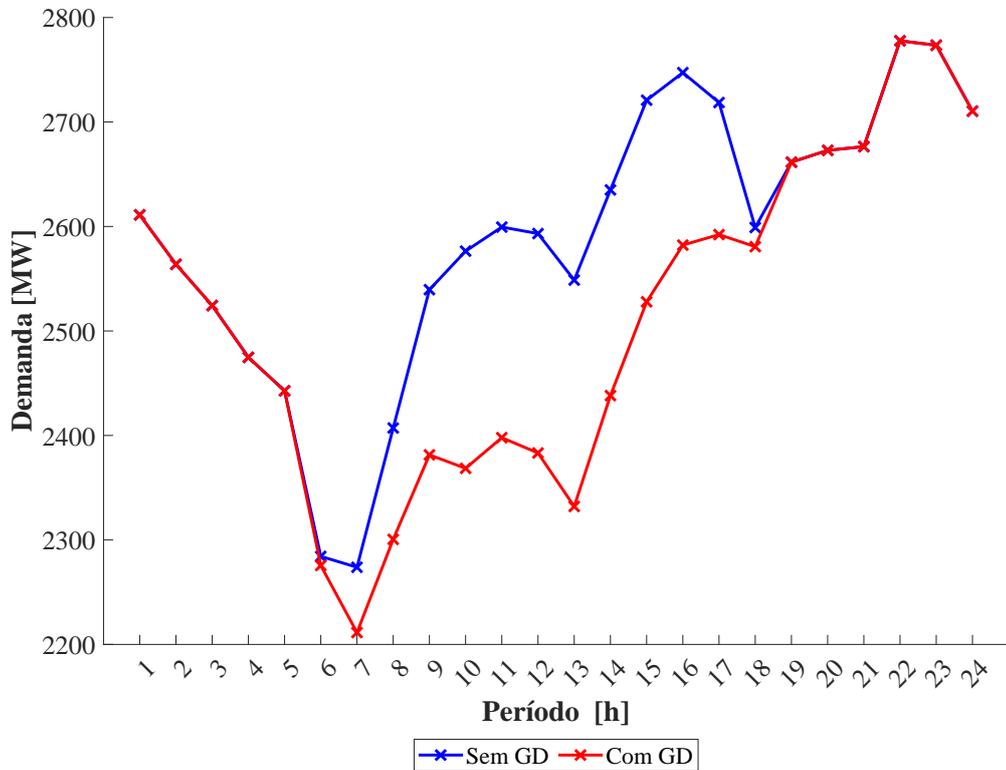
Fonte: próprio autor.

Figura 36 – Geração das UFVs para o segundo cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

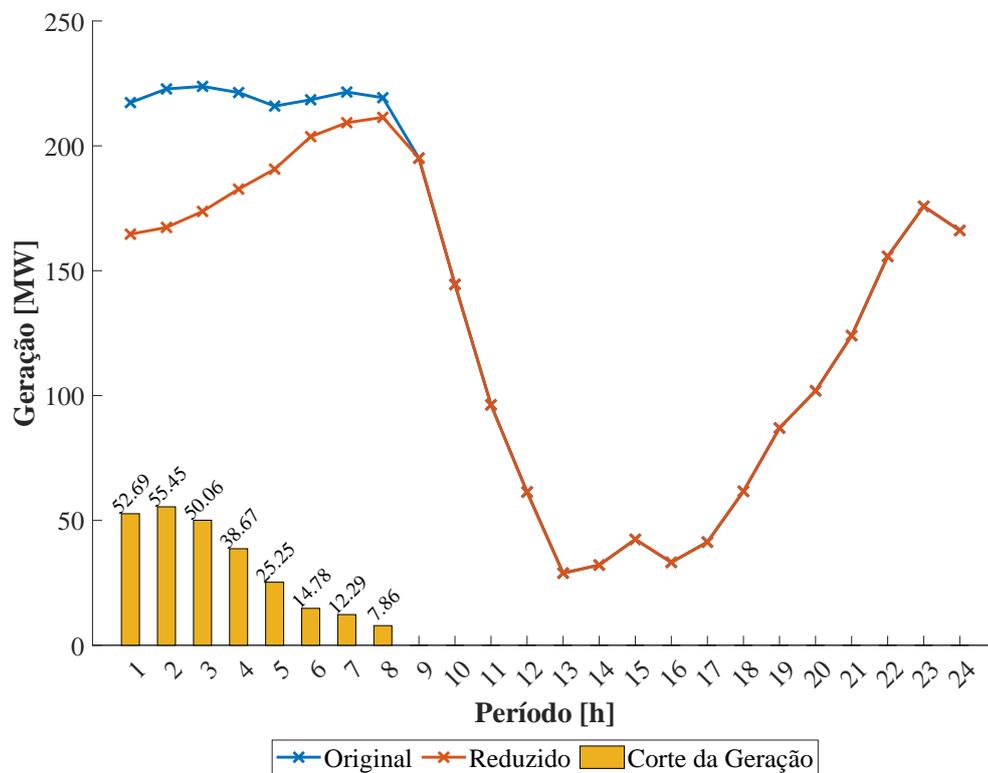
Figura 37 – Curva de demanda diária para o segundo cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

O corte da geração neste cenário ocorre na EOL da Barra 5. A comparação entre a curva de geração original e a curva reduzida após o corte é vista na Figura 38. Nas oito primeiras horas do dia há corte da geração, totalizando 257,057 MW ao final do dia, sendo justamente o período em que ocorre a maior rampa de descida na curva de demanda. Além disso, para o mesmo período observa-se que a linha de transmissão que conecta a Barra 5 e a Barra 10 está congestionada, como pode ser visto na solução de fluxo de potência da Figura 39. Este fato explica o corte, em que a solução encontrada para o problema é utilizar outra fonte para garantir o suprimento energético obedecendo os limites das linhas de transmissão.

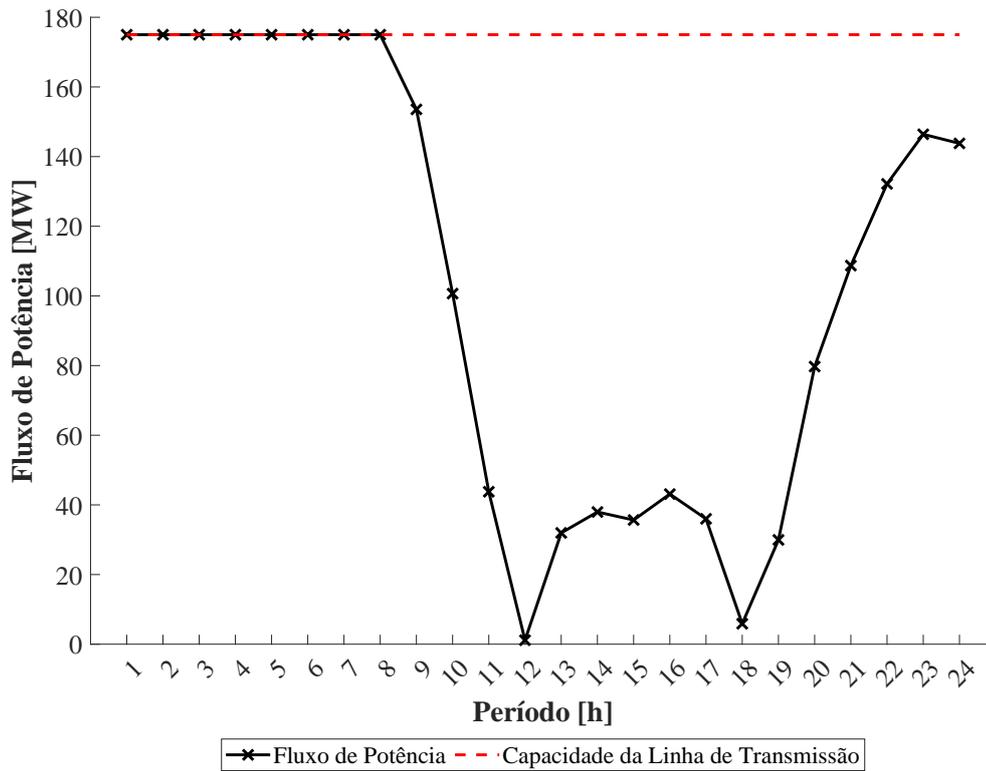
Figura 38 – Corte da geração eólica na Barra 5 para o segundo cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

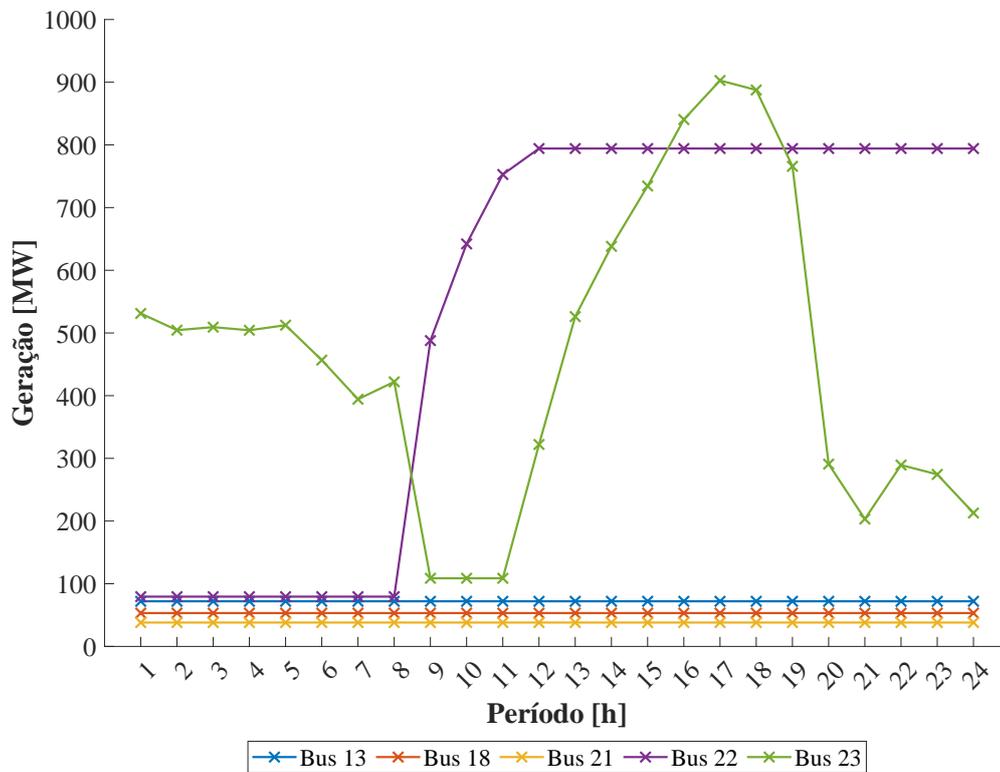
A outra fonte utilizada para garantir o suprimento energético no período de corte da geração eólica da Barra 5 desse segundo cenário é justamente uma das fontes mais baratas disponível. Neste caso é a UHE da Barra 23, como pode ser visto nas curvas de geração das UGs convencionais mostradas na Figura 40. Consta-se que quando o período de corte passa a UHE da Barra 23 volta para o seu valor mínimo de geração. Quando a carga volta a subir, coincidindo com o período de menor geração eólica do dia, as duas UHEs são requisitadas. Outro fato importante que deve ser notado é que nenhuma UTE sai do limite mínimo de geração. Isso faz com que o custo da operação não mude, conforme mostrado na Figura 41, e o LMP permaneça zerado ao longo do dia.

Figura 39 – Fluxo de potência entre a Barra 5 e a Barra 10 para o segundo cenário analisado.



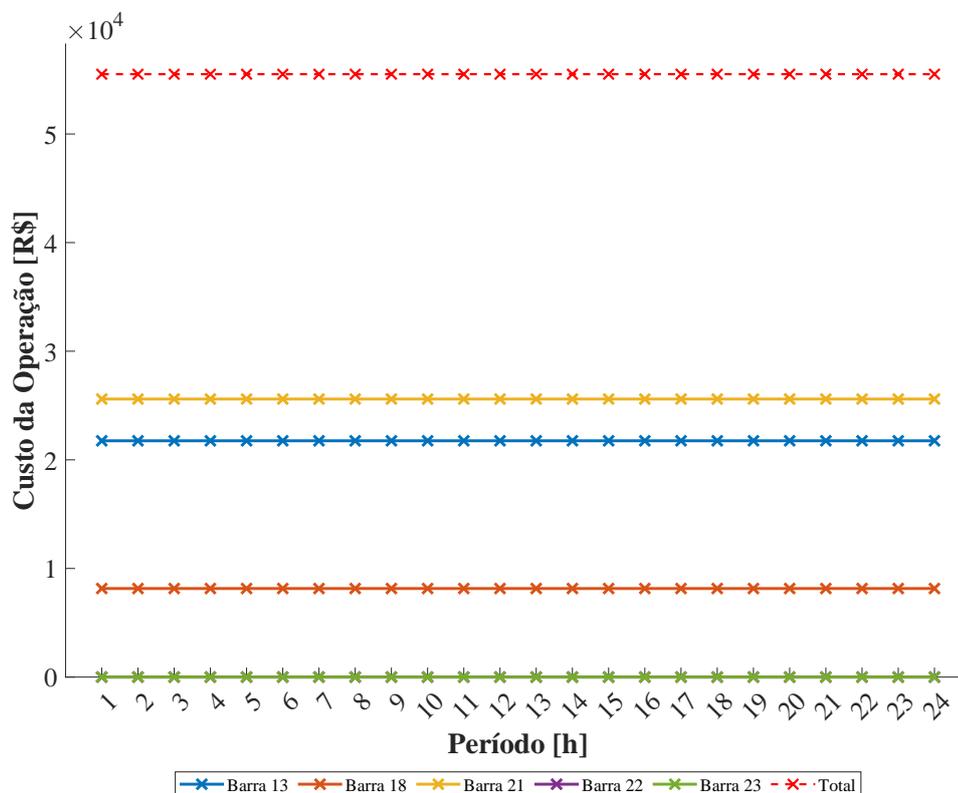
Fonte: próprio autor.

Figura 40 – Geração das UTEs e UHEs para o segundo cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

Figura 41 – Custo da operação das UTEs e UHEs para o segundo cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

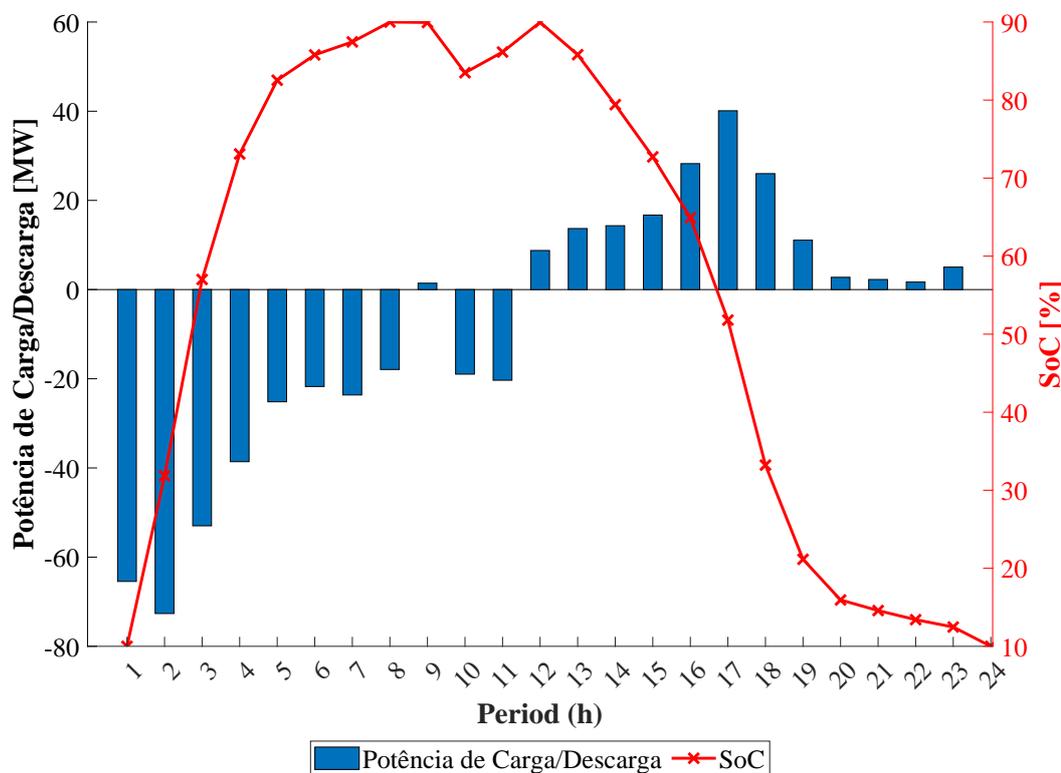
O terceiro e último cenário analisado para o problema da PDO utiliza os mesmos dados de geração e carga do segundo, porém com a inclusão do BESS na Barra 5. O compromisso nesse último estudo é de verificar o efeito do sistema de armazenamento. Optou-se pela utilização do sistema Megapack da Tesla, mencionado anteriormente, pela facilidade em se obter os dados das características de operação, vistos na Tabela 13. Como o dimensionamento do BESS não é o foco do trabalho, optou-se por escolher o número de módulos de forma arbitrária. Assim, foram considerados 63 módulos (119,7 MW/239,4 MWh) para garantir uma rampa de carga/descarga horária com o valor próximo à metade da potência instalada do parque. Na Figura 42 é possível observar tanto o comportamento de carga (valores negativos) e descarga (valores positivos) do BESS quando o do SoC, destacando que foi considerado um armazenamento inicial de 10%.

Tabela 13 – Características do BESS Megapack da Tesla por módulo.

Capacidade de Carga/Descarga [MW]	Capacidade de Armazenamento [MWh]	Autodescarga [%]	Round Trip Efficiency [%]	SoC Mínimo [%]	SoC Máximo [%]
1,9	3,8	0,02	92	10	90

Fonte: (TESLA, 2022).

Figura 42 – Comportamento do BESS na Barra 5 para o terceiro cenário analisado.



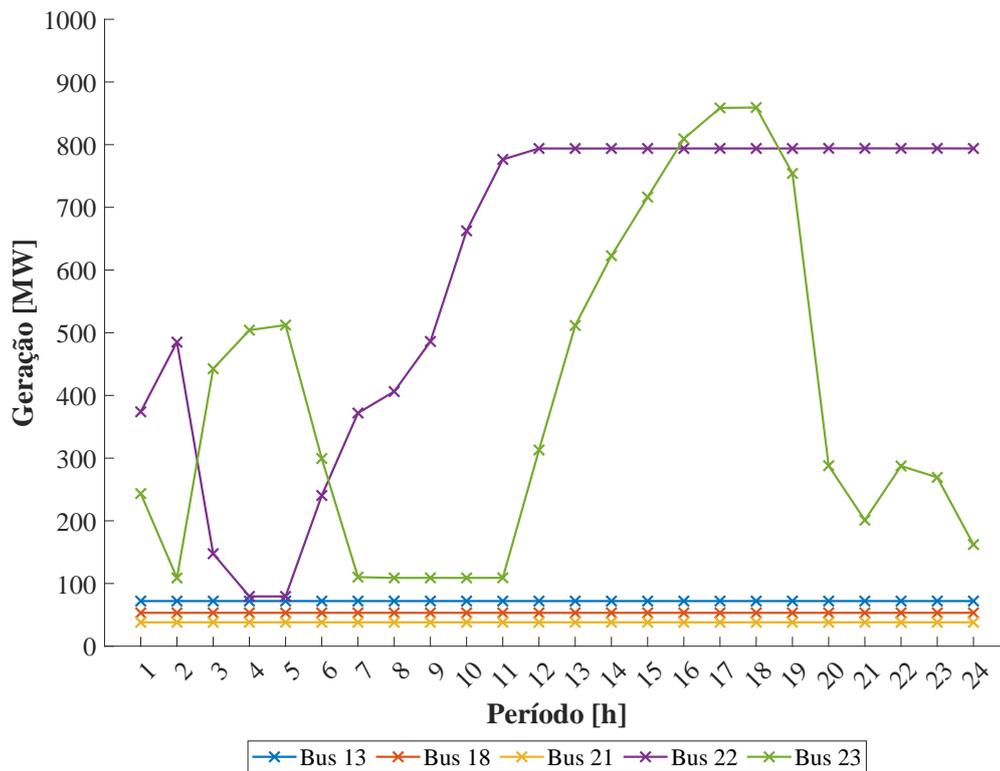
Fonte: próprio autor.

Nota-se o desempenho condizente com o que foi discutido anteriormente sobre o papel do armazenamento no sistema, ou seja, durante as primeiras oito horas, período de corte da geração na Barra 5, o BESS atua armazenando energia para usá-la em outro momento.

Como discutido no cenário 2, há uma alta incidência da energia proveniente as EOLs e UFVs fazendo com que as UTEs operem no limite inferior. Logo, as curvas de geração que serão afetadas são as das UHEs, como pode ser visto na Figura 43. Se comparada com a curva do cenário 2, esta última curva apresentada só sofre distorção significativa durante o período de corte da geração eólica e de carga do BESS. Durante essas horas a UHE da Barra 22 é tirada do seu nível inferior e passa a atuar fora dele por um maior número de horas. Cabe destacar que nesse mesmo período a linha de transmissão que liga a Barra 5 à Barra 10 manteve-se congestionada. Por fim, como não houve alteração na geração das UTEs o custo da operação e o LMP permaneceram inalterados nos valores mais baixos.

Diante do exposto acima, o próximo passo é extrapolar o número de cenários utilizados para a análise da PDO. Desta forma, é feito um estudo em múltiplos cenários com o intuito de verificar o risco de corte da geração ao longo do período estudado através dos indicadores VaR e CVaR, e como o BESS impacta no custo da operação, no LMP e no corte da geração das EOLs e UFVs.

Figura 43 – Geração das UTEs e UHEs para o terceiro cenário analisado.



Fonte: próprio autor.

5.4 ANÁLISE DA PDO EM MÚLTIPLOS CENÁRIOS

O sistema empregue nessa última etapa continua sendo o IEEE RTS 24 barras modificado. Logo os dados referentes aos limites operativos das linhas de transmissão, das UTEs e das UHEs se mantêm, bem como a distribuição das cargas nas barras e os preços da operação da geração térmica. Os cenários utilizados serão para as mesmas EOLs e UFVs vistas nas Tabela 11, porém com os dados obtidos do histórico da operação do ONS entre 01 de dezembro de 2018 até 30 de novembro de 2021 (ONS, 2022c). Sendo assim, são verificados 1095 cenários, o que significa que o problema da PDO deve ser resolvido para 1095 dias, sendo que o período analisado em cada um deles é de 24 horas. Embora a ordem dos cenários de geração não importe para esse estudo, optou-se por manter a coerência de fazer a análise ao longo dos meses do ano, principalmente para observar as épocas com maior incidência de vento na Região Nordeste. As informações sobre esses cenários podem ser obtidas no Apêndice C. Ademais, para o mesmo período entre o final de 2018 e o final de 2021 foram obtidos os dados de carga e da geração solar fotovoltaica média no subsistema Nordeste para formar a curva da GD, como discutido anteriormente.

Nota-se que há uma imensa quantidade de dados a serem analisados em 1095 cenários com 24 horas e 24 barras. Mais precisamente são 630.720 pontos de informação que podem conter dados de custo da operação, LMP, geração e corte. Por conta disso, a melhor maneira encontrada para avaliar os resultados é ao longo dos cenários. Porém, é preciso chamar a atenção

que as informações mostradas nos gráficos a seguir não trazem o comportamento do sistema por completo dentro de cada cenário avaliado. Logo, são observados os valores médios e máximos encontrados que podem nortear o que acontece dentro de cada cenário.

Para observar até que ponto os BESSs impactam no corte da geração, no custo da operação e no LMP, optou-se por considerar 3 configurações distintas:

- Configuração 1 (BESS 50%): rampa de carga/descarga horária igual a metade da capacidade instalada da EOL ou UFV.
- Configuração 2 (BESS 75%): rampa de carga/descarga horária 3/4 da capacidade instalada da EOL ou UFV.
- Configuração 3 (BESS 100%): rampa de carga/descarga horária igual a capacidade instalada da EOL ou UFV.

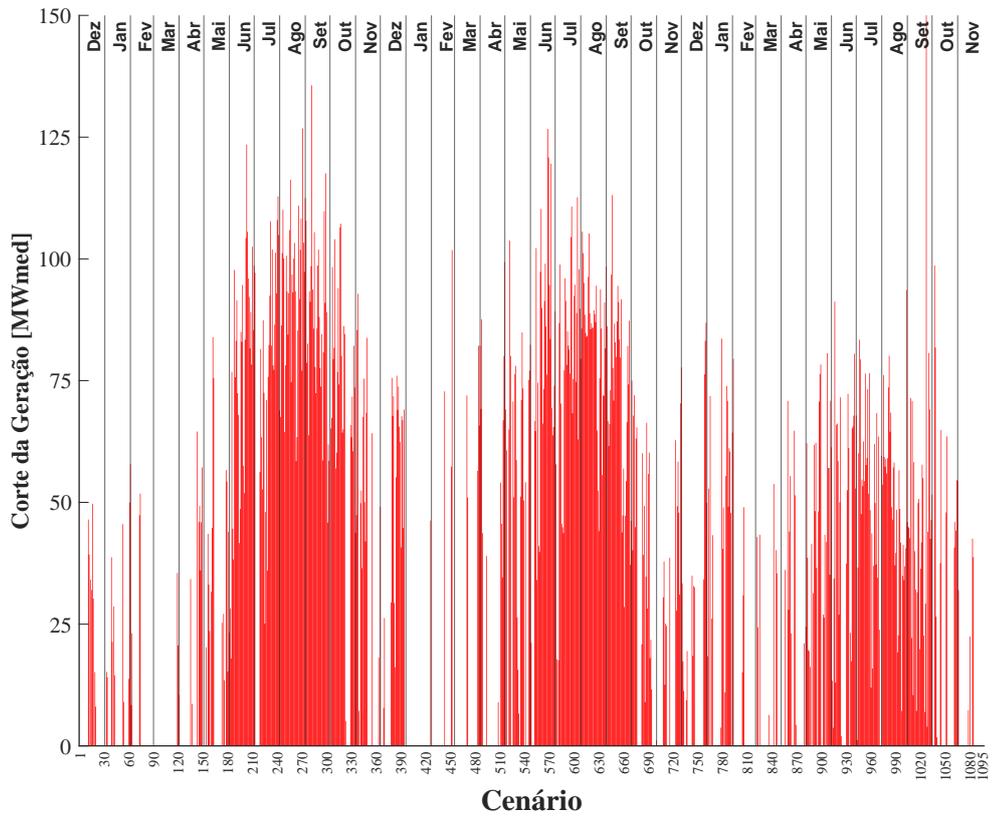
Essas configurações são adotadas apenas nas barras, 4, 5, 6, 7, 15, 16 e 19, já que as barras 1, 2, 3 e 24 ou não apresentam corte da geração na maior parte dos cenários ou o corte é insignificante. Esse fato é visto nos resultados a seguir. Também são consideradas as mesmas características do sistema Megapack da Tesla vistas anteriormente.

Primeiramente são observados os resultados do corte da geração ao longo dos cenários analisados (Figura 44). Observa-se que de fato os cenários que apresentaram maior intensidade de corte são aqueles referentes aos meses com maior incidência de vento (entre maio e novembro). Nas Figuras 45, 46, e 47 constata-se que a inclusão dos BESSs nas três configurações adotadas faz com que o nível do corte da geração caia à medida que os sistemas vão aumentando de tamanho. Porém, é verificado que para a configuração BESS 100% ainda há presença de corte em alguns cenários. Isso pode ser explicado pelos altos valores encontrados na geração de energia das EOLs e UFVs que conseguem suprir toda a demanda referente a estes cenários.

Em seguida, na Figura 48, são observados os resultados para o corte máximo da geração por barra para cada cenário. Nota-se que de fato as barras 1, 2, 3 e 24 não apresentam corte significativo, o que exclui elas da lista de barras com a presença de BESS. Seguindo a análise, verifica-se pelo mapa de calor que as barras 6, 16 e 19 são as que apresentam maior intensidade de corte, sendo esta última a que possui os maiores valores. Com a inclusão dos BESSs, os resultados obtidos e vistos nas Figuras 49, 50 e 51 mostram que há uma redução de corte em todas as barras que contém o sistema de armazenamento. Porém, como verificado anteriormente, há cenários em que o BESS não é capaz de eliminar o corte da geração completamente.

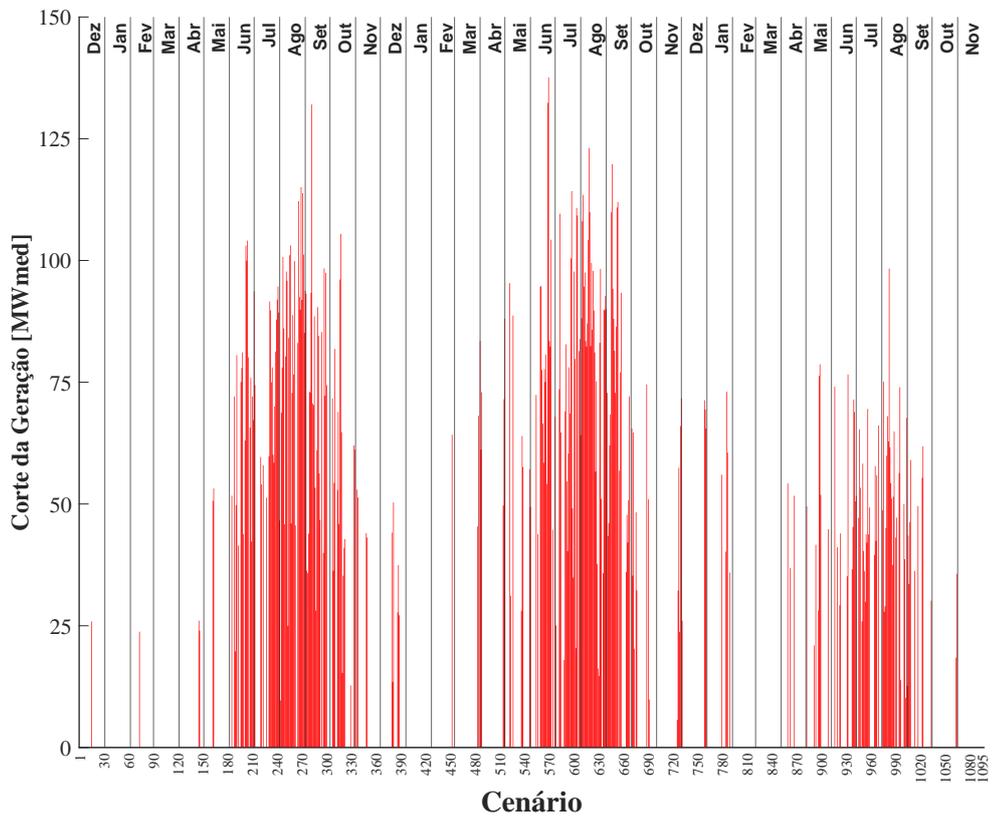
Ao analisar o total de ocorrências de corte da geração dentro de todos os cenários verificou-se: 19.336 ocorrências (sem BESS); 6.342 ocorrências (BESS 50%); 3.262 ocorrências (BESS 75%); e 1.390 ocorrências (BESS 100%). Deste modo é possível avaliar que a configuração de menor tamanho já garantiu uma redução de 67,2% das ocorrências de corte, e a configuração de maior tamanho uma redução de 83,12%.

Figura 44 – Corte da geração ao longo dos cenários (sem BESS).



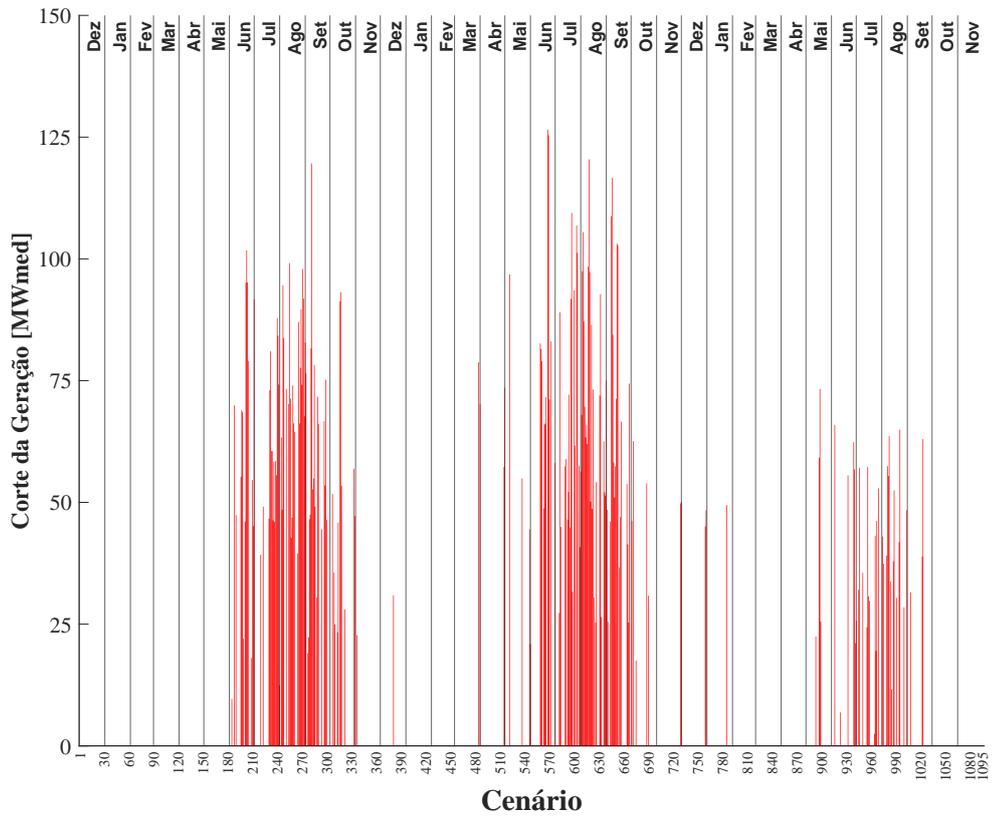
Fonte: próprio autor.

Figura 45 – Corte da geração ao longo dos cenários (BESS 50%).



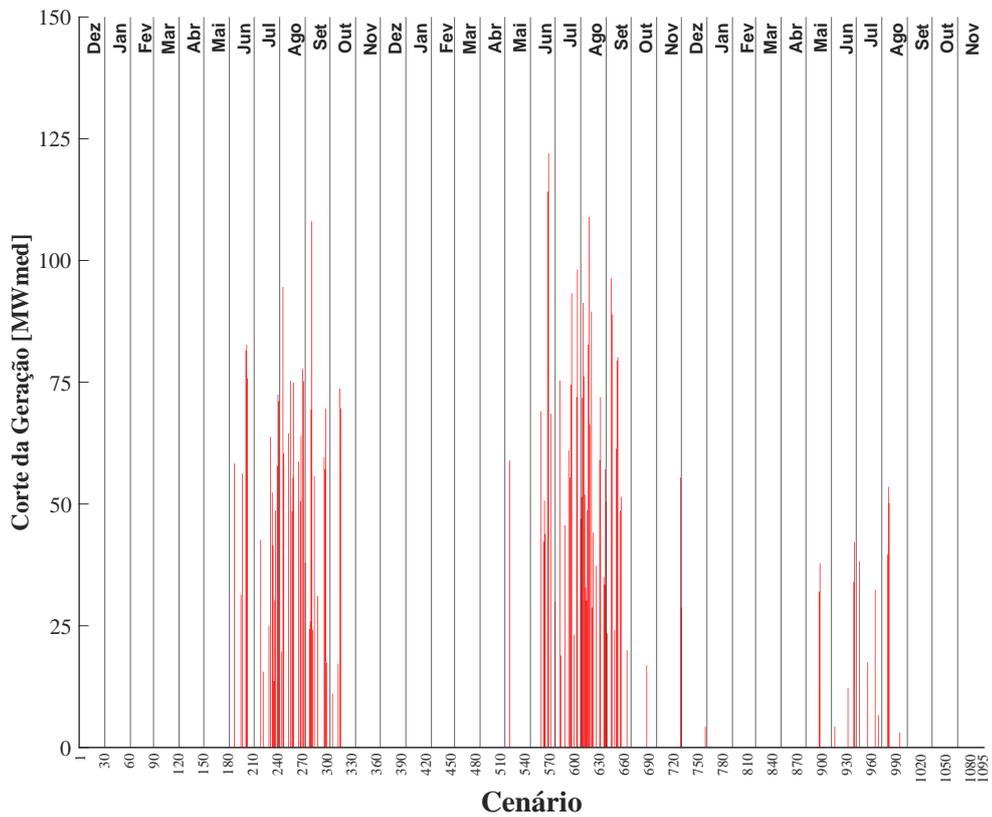
Fonte: próprio autor.

Figura 46 – Corte da geração ao longo dos cenários (BESS 75%).



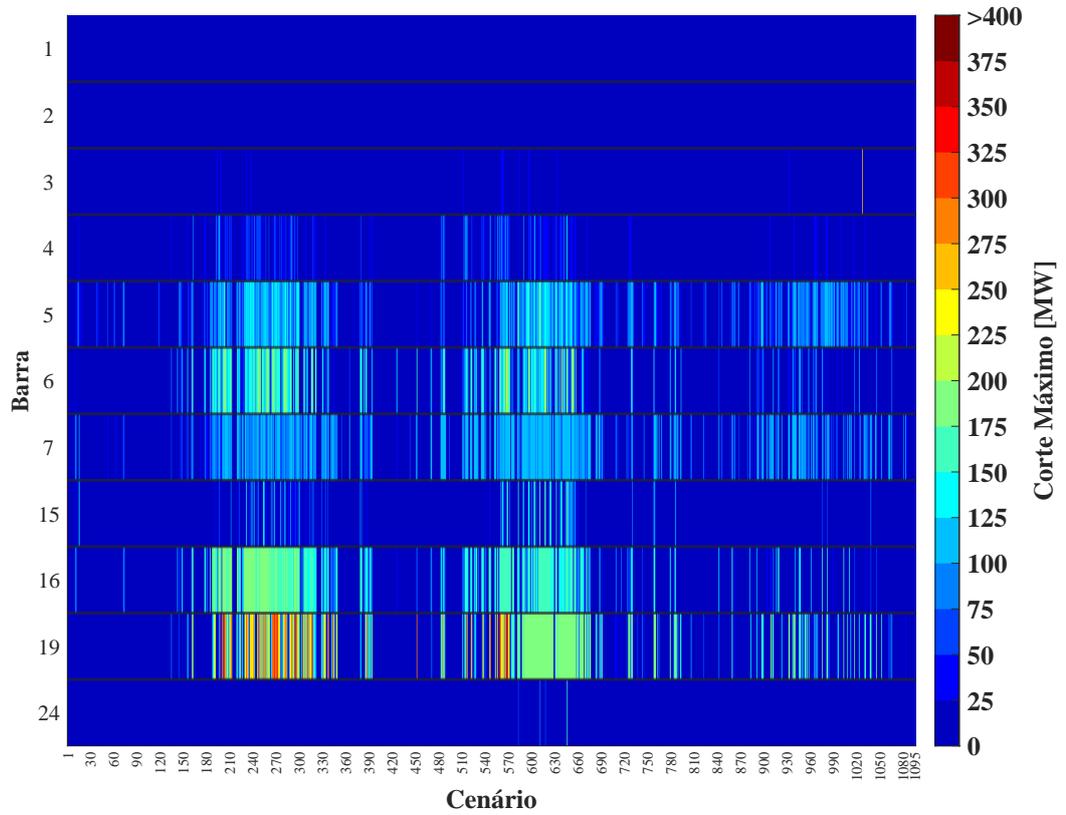
Fonte: próprio autor.

Figura 47 – Corte da geração ao longo dos cenários (BESS 100%).



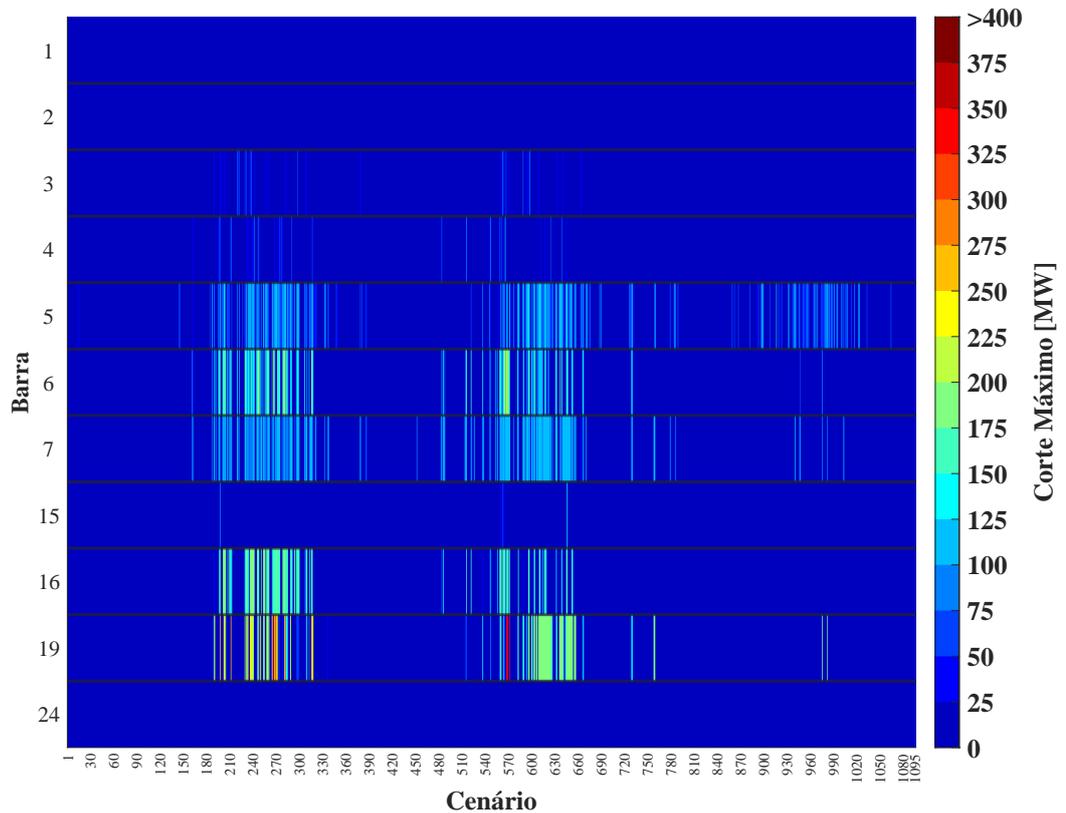
Fonte: próprio autor.

Figura 48 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (sem BESS).



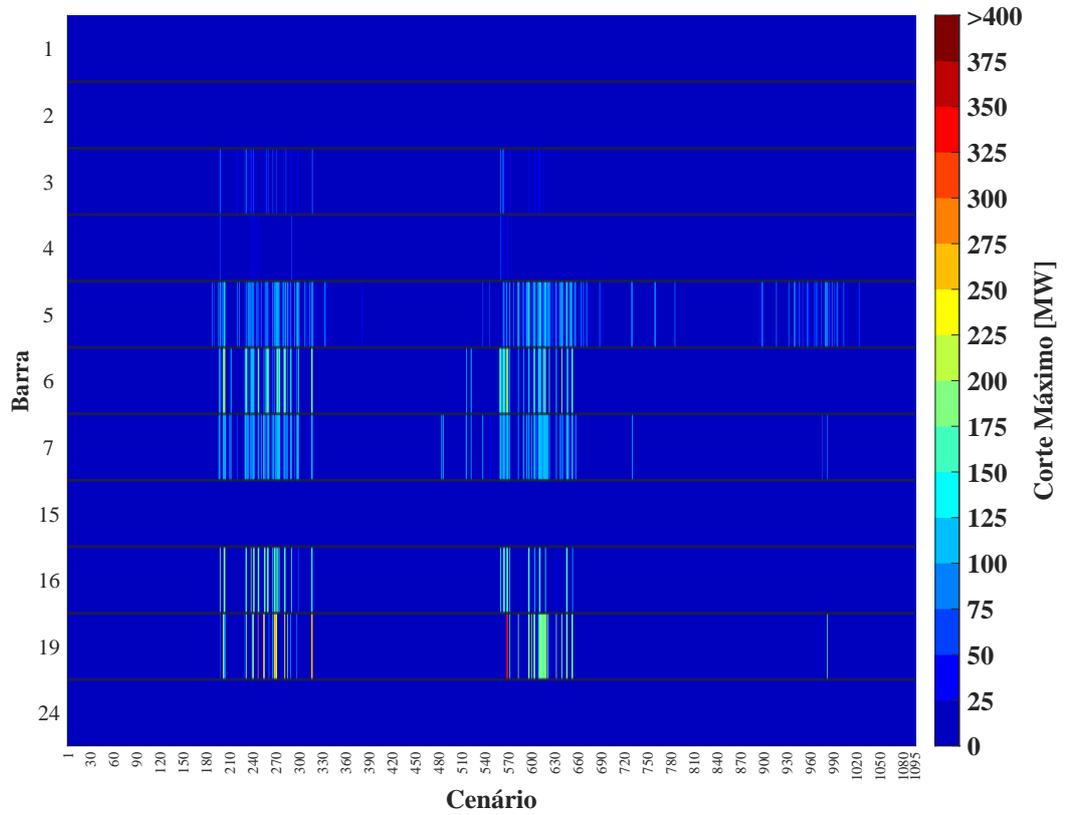
Fonte: próprio autor.

Figura 49 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (BESS 50%).



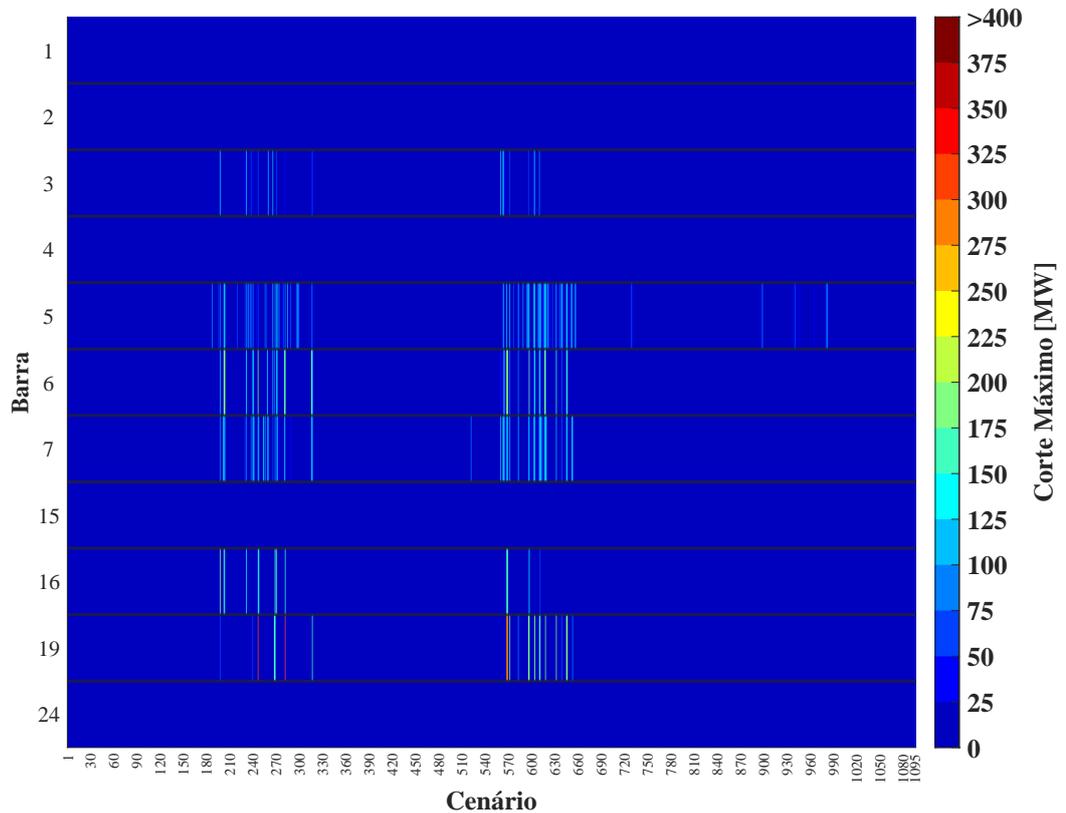
Fonte: próprio autor.

Figura 50 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (BESS 75%).



Fonte: próprio autor.

Figura 51 – Corte máximo da geração ao longo dos cenários (BESS 100%).



Fonte: próprio autor.

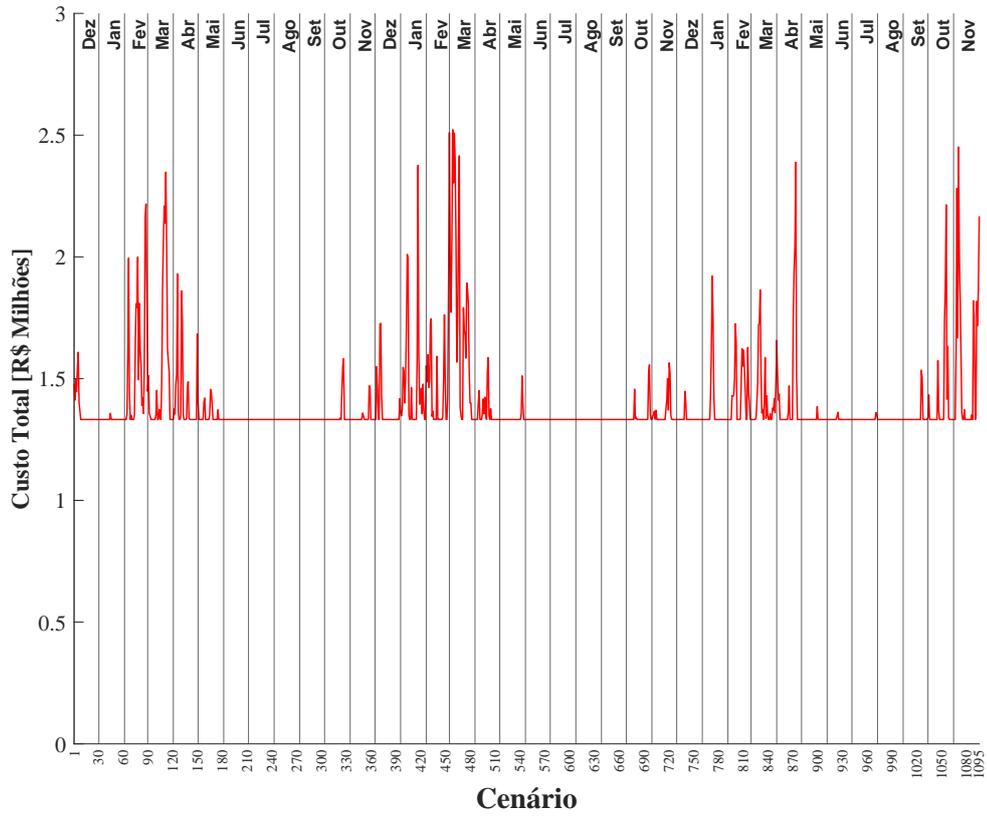
Finalmente, diante dos resultados apresentados anteriormente, constata-se com efetividade que a presença de BESS no sistema garante um melhor aproveitamento energético através da mitigação do corte da geração. Em todos os casos avaliados houve redução significativa no corte, com destaque para as barras 4 e 15 que já na primeira configuração do sistema de armazenamento (BESS 50%) conseguiram quase zerar os cortes.

A análise dos resultados do custo da operação em todos os cenários pode ser feita a partir da Figura 52. Nota-se que, como esperado, os custos operacionais estão no menor nível nos cenários onde as EOLs e UFVs estão com maior nível de geração. Deste modo, entende-se que as UTEs não vão precisar sair do patamar mínimo de geração nestes cenários. Com a inclusão dos BESSs é possível verificar, através das Figuras 53, 54 e 55 que os outros cenários, que anteriormente estavam com valores acima do mínimo, sofrem uma redução do custo da operação. Como discutido anteriormente, isso é justificado pela arbitragem energética, onde a energia vai ser armazenada em um momento de baixa demanda para ser utilizada quando as UTEs forem requisitadas além do valor mínimo de operação. Outro aspecto é o fato do aumento do tamanho do BESS não gerar tanto impacto nas curvas de custo da operação analisadas. Isso pode ser observado também a partir do custo de operação por cenário (valor médio): R\$1.392.102/cenário (sem BESS); R\$1.359.837/cenário (BESS 50%); R\$1.356.854/cenário (BESS 75%); R\$1.355.967/cenário (BESS 100%). Logo, o benefício financeiro em aumentar 25% da capacidade do BESS não é significativo, visto que os preços adotados hoje para esse tipo de tecnologia de armazenamento podem não ser atrativos.

Da mesma forma que as variáveis vistas anteriormente, os valores do LMP também variam ao longo do dia. Logo, optou-se por analisar os resultados do valor máximo desse sinal de preço para os cenários estudados. Como pode ser visto na Figura 56, o LMP segue o mesmo comportamento do custo da operação, avaliado no último parágrafo. Sendo assim, os menores valores encontrados desse sinal de preço acontecem justamente nos cenários de maior nível de geração das EOLs e UFVs. De maneira contrária, quando as UTEs são requisitadas ao longo do dia longe do patamar mínimo, os valores do LMP também vão sofrer alteração. É possível destacar as barras 7 e 8 que possuem os maiores valores do LMP. Além disso, como pode ser observado nas Figuras 57, 58 e 59, há a redução do LMP para todos os cenários com a inclusão dos BESSs no sistema, sendo que em alguns cenários os valores dos preços de energia vão para o patamar mínimo. Contudo, da mesma forma que para o custo da operação, o aumento da capacidade do sistema de armazenamento não provoca mudança expressiva nos valores encontrados para o LMP máximo.

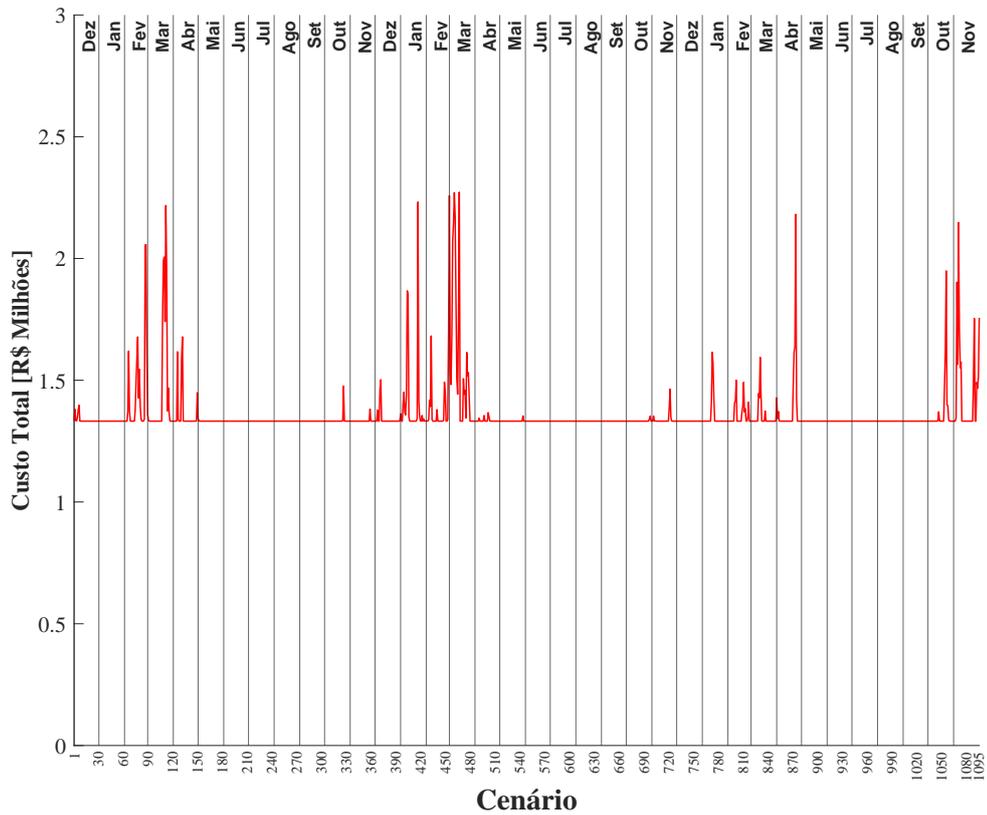
Constata-se por esses resultados que a configuração BESS 50% já garante uma redução significativa no custo da operação e nos valores do LMP. Porém, como já dito, os preços encontrados no mercado para obtenção desses sistemas de armazenamento podem inviabilizar o investimento. Desta forma, estudos mais detalhados sobre a viabilidade do uso do BESS devem ser feitos a partir do amadurecimento dessa tecnologia.

Figura 52 – Custo da operação ao longo dos cenários (sem BESS).



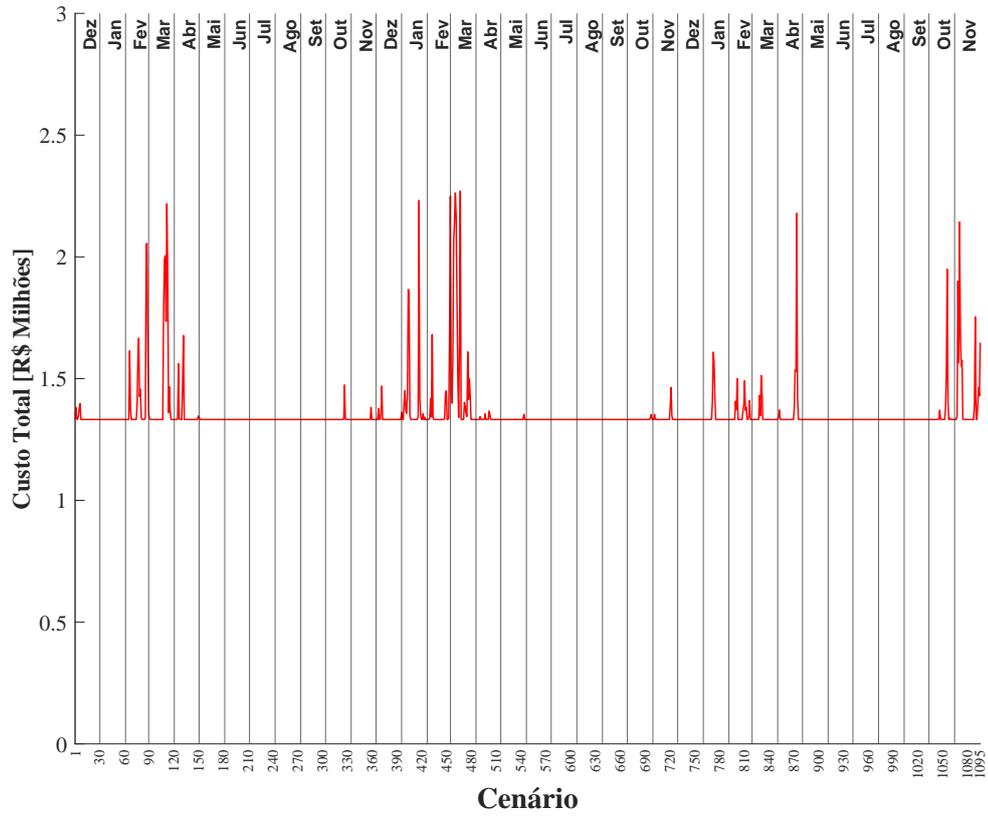
Fonte: próprio autor.

Figura 53 – Custo da operação ao longo dos cenários (BESS 50%).



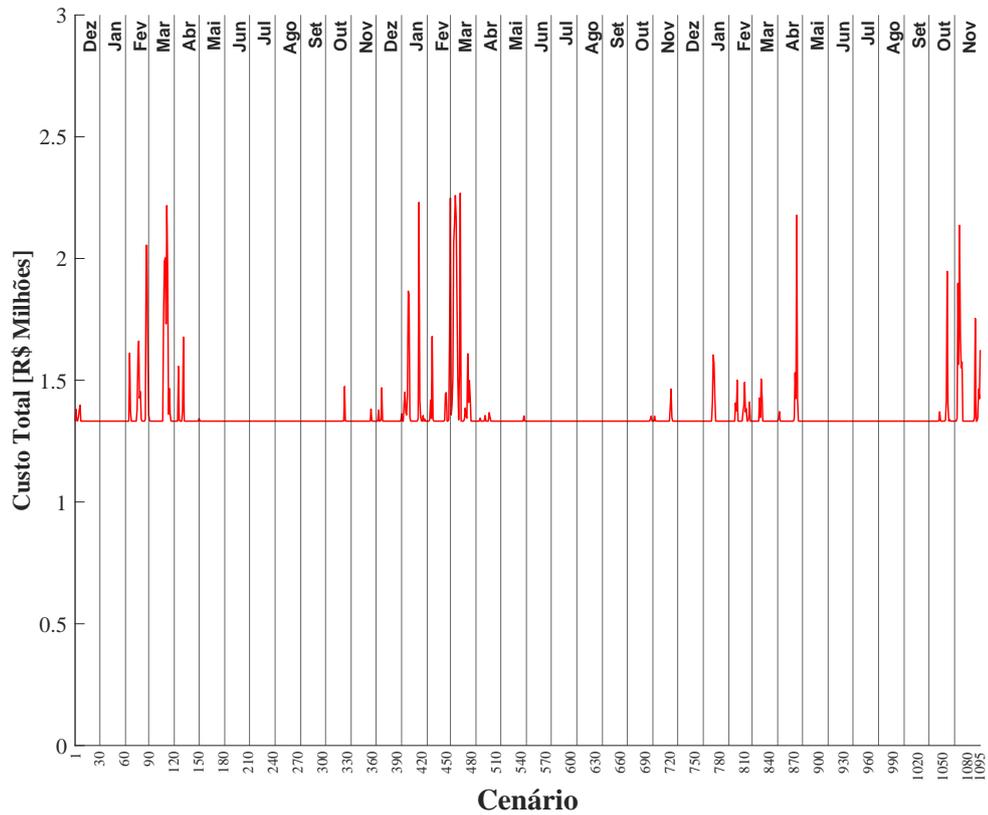
Fonte: próprio autor.

Figura 54 – Custo da operação ao longo dos cenários (BESS 75%).



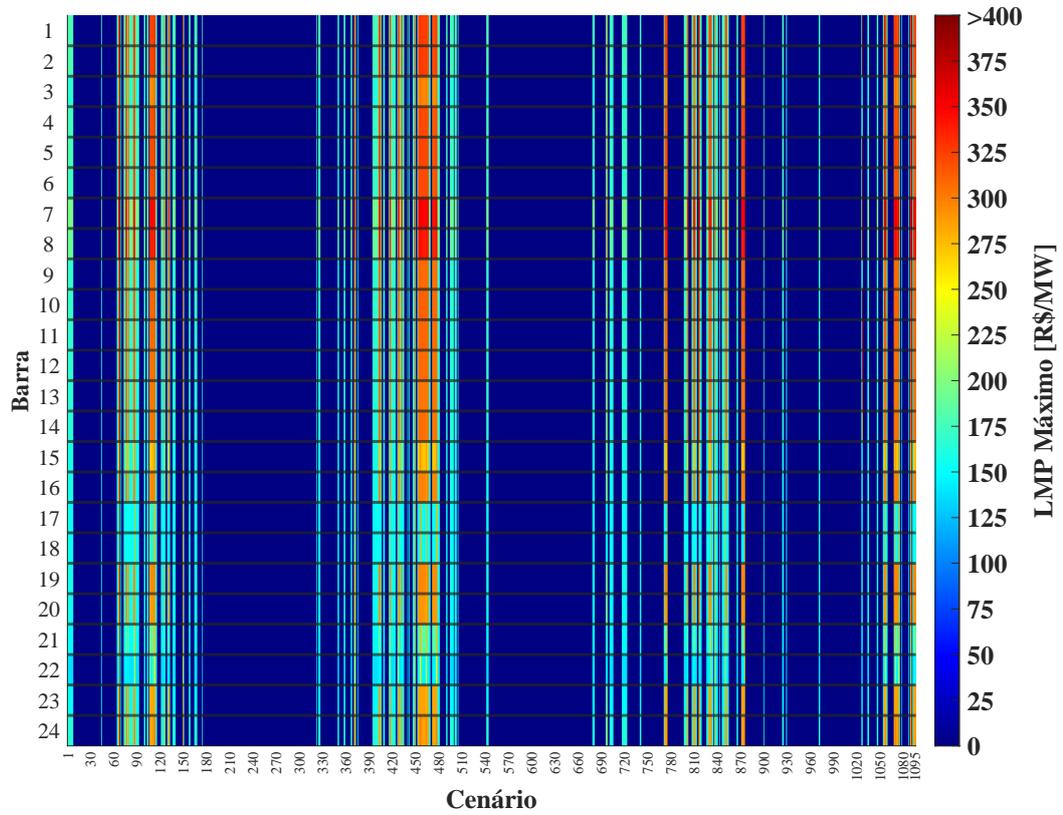
Fonte: próprio autor.

Figura 55 – Custo da operação ao longo dos cenários (BESS 100%).



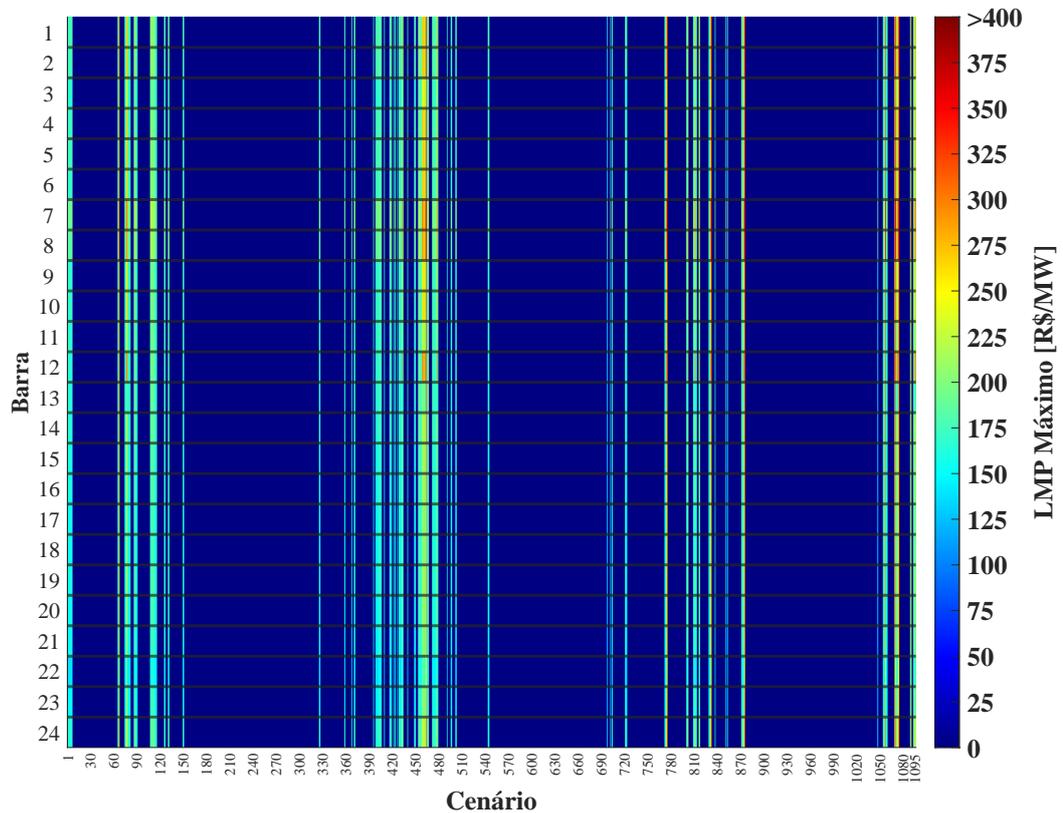
Fonte: próprio autor.

Figura 56 – LMP máximo ao longo dos cenários (sem BESS).



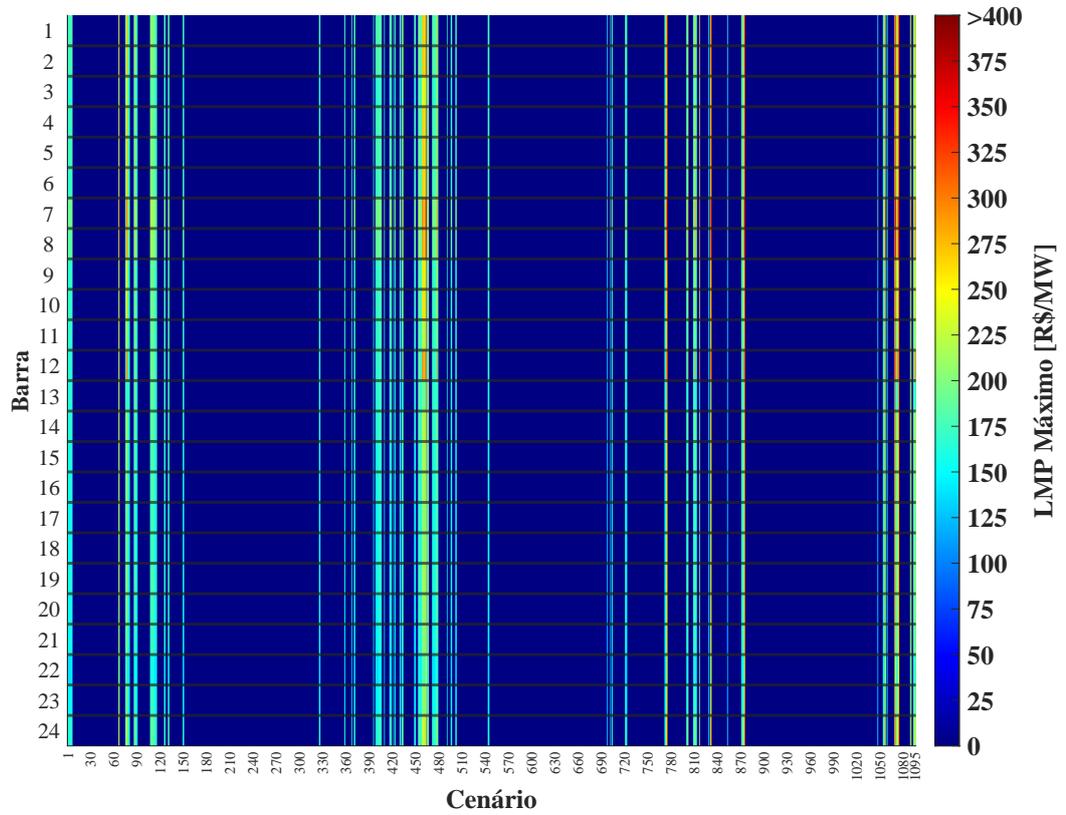
Fonte: próprio autor.

Figura 57 – LMP máximo ao longo dos cenários (BESS 50%).



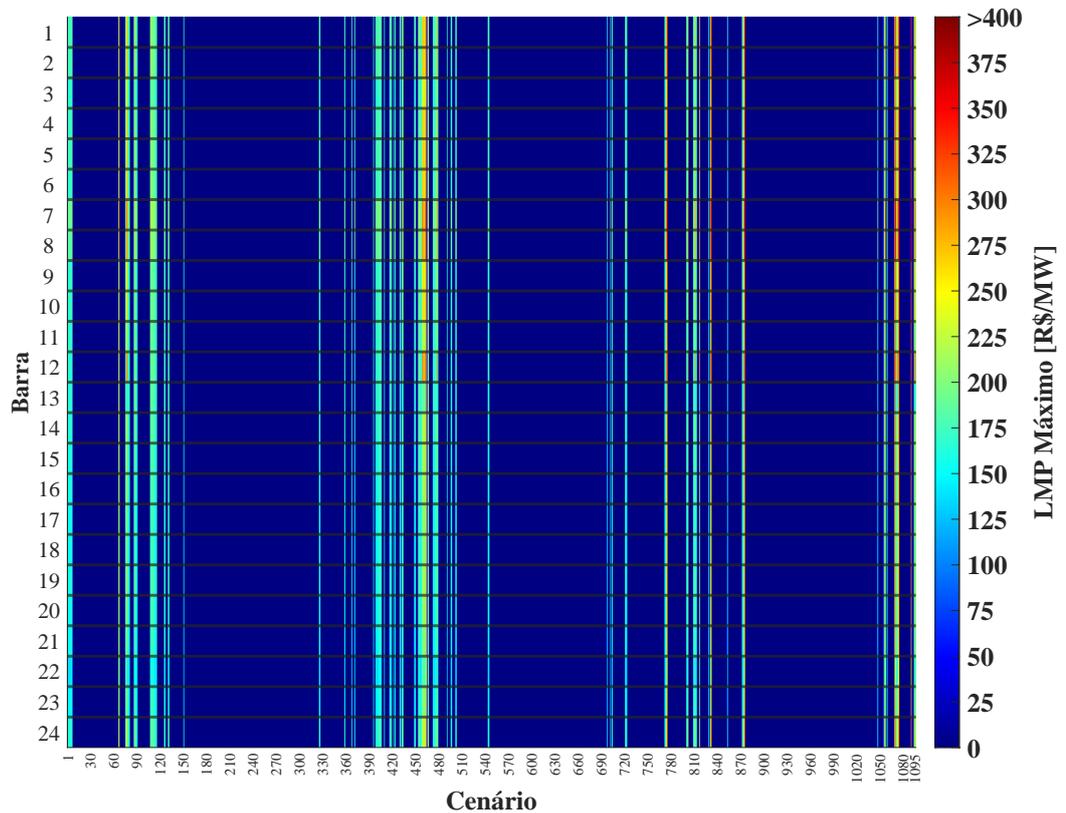
Fonte: próprio autor.

Figura 58 – LMP máximo ao longo dos cenários (BESS 75%).



Fonte: próprio autor.

Figura 59 – LMP máximo ao longo dos cenários (BESS 100%).

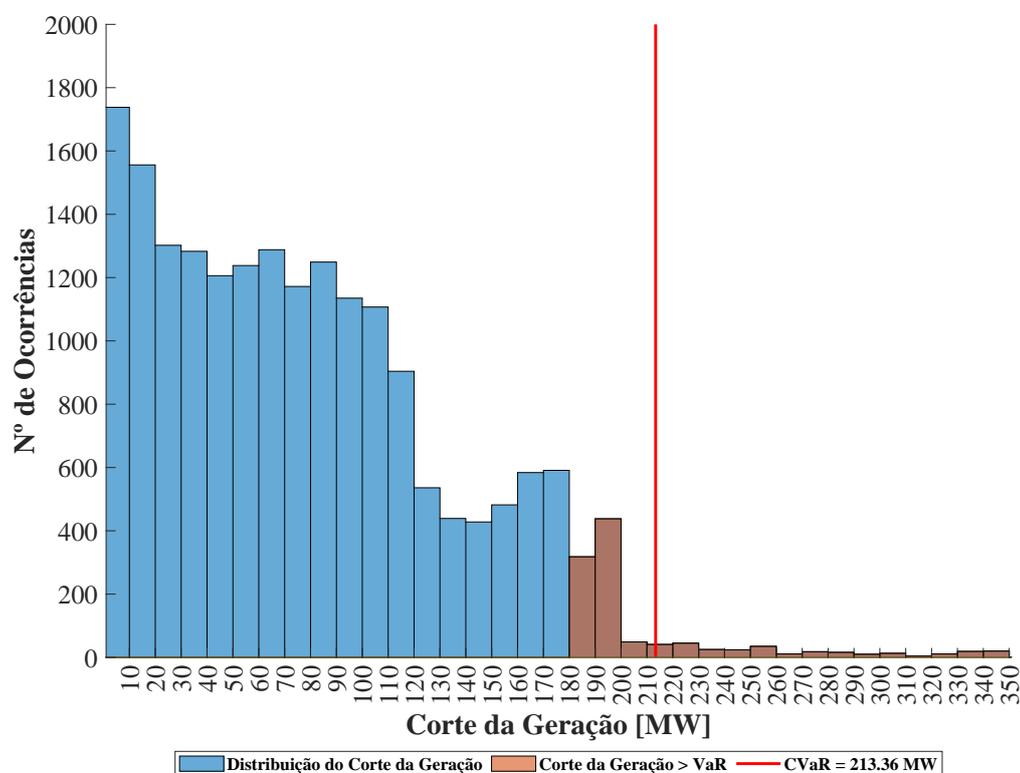


Fonte: próprio autor.

Como última etapa deste trabalho, é feita a análise de risco de corte da geração no sistema estudado. Os dados utilizados são baseados nos resultados obtidos com a resolução do problema da PDO para todos os cenários sem a presença de BESS no sistema elétrico. Isso justifica-se pela redução do número de ocorrências de corte mesmo com a menor configuração adotada (BESS 50%), o que poderia prejudicar a análise feita. Desta maneira, são utilizadas as 19.336 ocorrências de cortes da geração das EOLs e UFVs obtidas nas soluções do problema da PDO nos 1095 cenários.

O gráfico de distribuição do corte da geração para as EOLs e UFVs do sistema pode ser visto na Figura 60. Nela observa-se a região acima do VaR e o ponto onde é encontrado o CVaR. Observa-se pelos resultados obtidos que 95% do corte da geração não excede 183,54 MW (VaR), e que os resultados obtidos acima desse valor terão uma média 213,36 MW (CVaR). Essa análise traz a informação do risco existente de corte no sistema, e se inserida em um sistema elétrico de grande porte contendo uma massa de dados de vários anos, como é o caso do sistema brasileiro, tem-se uma informação de quanto o sistema está sujeito aos cortes das EOLs e UFVs. Além disso, é possível utilizar essas informações para estabelecer estratégias de investimentos de sistemas de armazenamento com o intuito de tentar reduzir o corte da geração até certo ponto.

Figura 60 – Relação entre VaR e CVaR na distribuição de corte da geração das EOLs e UFVs.



Fonte: próprio autor.

É possível também individualizar esses índices por barra, como pode ser visto na Tabela 14. O problema dessa ação é a redução da quantidade de dados utilizados. Logo, se uma barra não possui muitas ocorrências de corte da geração não é válido fazer essa análise. Nota-se com os

resultados que a Barra 19 é a que traz mais risco de corte. Esse fato pode indicar uma necessidade de o sistema precisar expandir suas linhas de transmissão ao redor desta barra ou utilizar sistemas de armazenamento de energia.

Tabela 14 – Resultados do VaR e CVaR por barra.

Barra	VaR_{95%} [MW]	CVaR_{95%} [MW]
4	68,93	82,66
5	118,37	129,78
6	161,50	180,01
7	114,07	116,91
15	155,75	169,32
16	177,06	179,89
19	250,64	296,83

Portanto, pelos resultados obtidos constata-se que a análise de risco através do VaR e CVaR pode ser um indicativo para investimentos em sistemas de armazenamento ou expansão do sistema de transmissão. Finalmente, é possível afirmar que, diante da quantidade de informações existente no sistema elétrico, novas ferramentas como essa devem ser levadas em consideração pelo ONS visando trazer uma informação resumida sobre o comportamento do sistema no âmbito do corte da geração eólica e solar fotovoltaica.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Diante da contextualização realizada do problema foi verificado que há uma expectativa do aumento das fontes de energia eólica e solar fotovoltaica nos próximos anos. Esse fato promoverá o aparecimento de novos problemas no sistema elétrico brasileiro já presentes em outros países, como o corte da geração nas EOLs e UFVS, e a deformação da curva de demanda. Para contornar esses problemas, muitos países estão adotando medidas como uso de BESS junto com essas fontes não controláveis. Nesse caso o BESS pode funcionar como ferramenta de arbitragem energética onde a energia disponível em excesso é armazenada para ser utilizada em outro momento em que a demanda é mais alta.

Neste trabalho foi feita uma revisão das características dos BESSs através das informações contidas em trabalhos publicados nos últimos anos. Constatou-se que há diversas tecnologias que podem ser empregadas e que houve uma evolução tecnológica nos últimos anos para aplicação dessas tecnologias para o uso em sistemas elétricos de potência. Na pesquisa realizada foi verificado que a tecnologia de íon de lítio é a mais promissora. Além disso foi mostrado os dez maiores projetos de armazenamento de energia e destacado que eles começaram a operar nos últimos 2 anos, o que corrobora com esse estudo, visto que o uso de BESS começa a se tornar uma realidade.

Além disso, a modernização do mercado de energia brasileiro requer uma sinalização de preços mais condizentes com a operação diária do sistema, onde os agentes poderão decidir quando e como vão operar. Nesse estudo foi adotado o LMP como alternativa de precificação da energia, o que permite distribuir do sinal de preços pelas barras do sistema. Esse fato pode induzir o comportamento do consumidor ao longo do dia, o que é conhecido na literatura como Resposta da Demanda, ou servir como um indicativo para expansão do sistema de transmissão em uma região, já que o congestionamento das linhas pode afetar o sinal de preço.

A modelagem utilizada para a PDO foi detalhada a partir dos limites operativos das UGs, do BESS e do sistema de transmissão, bem como do balanço energético do sistema, com base nos fatores de perdas e de entrega utilizados para o cálculo do LMP. Na formulação adotada para o problema, a função objetivo prioriza a geração de energia eólica e solar fotovoltaica antes das demais fontes geradoras. Foi visto também que o PCIPM pode ser utilizado para resolução de problemas de PL de grande dimensão, como o caso da PDO, de forma rápida e precisa, compatível com as exigências do problema. No trabalho também é observado os passos adotados para implementação do PCIPM para solucionar um problema de PL.

A análise dos resultados obtidos foi montada de tal forma que fosse possível primeiro resolver o FPO-CC, e em seguida verificar como os resultados são encontrados para a PDO em um contexto de um único cenário e em múltiplos cenários. Nos primeiros resultados foi possível

destacar que de fato o método empregado de PCIPM para resolução do FPO-CC é eficaz, visto que os resultados obtidos foram validados com outros trabalhos.

Para o estudo feito foi proposta uma adaptação do sistema IEEE 24 barras com o intuito deste poder representar o subsistema Nordeste. Desta forma foram utilizados os dados de geração e de carga disponibilizados pelo ONS. A análise por cenário feita mostrou os principais resultados da PDO para um contexto com alta penetração de energia eólica e solar fotovoltaica. Os resultados também mostraram o efeito do BESS no corte da geração, no custo da operação e no LMP, onde realmente houve a arbitragem de energia, ou seja, o BESS conseguiu armazenar a energia nos momentos de maior inserção da energia renovável para usá-la durante o horário de pico. Nos resultados também foi mostrado que em alguns momentos pode haver complementariedade das fontes, onde enquanto uma delas está no seu nível mais baixo a outra pode estar num nível mais alto de tal maneira que haja uma compensação energética.

Já na análise feita em múltiplos cenários verificou-se que o corte da geração eólica acontece durante os cenários referente aos meses de maior incidência de vento, como previsto. Ao ser inserido o BESS no sistema os resultados encontrados de redução do corte foram satisfatórios. Porém ainda houve alguns cenários que o corte persistiu devido ao congestionamento em algumas linhas de transmissão. Com os resultados obtidos do custo da operação foi possível constatar que embora tenha ocorrido uma redução significativa do custo comparando o sistema sem e com armazenamento de energia, o efeito do aumento do tamanho do BESS não foi significativo para os valores considerados. Isso refletiu também nos valores do LMP encontrados, já que são dependentes da operação das UTEs. Embora tenham ocorrido muitos cenários que o sinal do LMP tenha ido para o seu valor mínimo, não houve uma mudança significativa no restante dos cenários. Destaca-se aqui que neste trabalho não foi feita uma análise de viabilidade do BESS, visto que não faz parte do escopo do trabalho. Mas, com base nesse trabalho, será possível em um trabalho futuro fazer esse estudo, visto que à medida que essa tecnologia for amadurecendo o seu preço de mercado tende a ser reduzido.

Por fim foi feita uma análise objetiva sobre o risco de corte da geração nas EOLs e UFVs. Essa análise proposta teve como princípio utilizar os conceitos de risco financeiro encontrados em massa na literatura em outro contexto de forma não paramétrica. Sendo assim, diante dos resultados obtidos para os índices VaR e CVaR, foi possível constatar uma estimativa de corte geração diante do período analisado. Desta forma, os valores encontrados tanto na análise considerando todo o sistema quanto para a análise individualizada por barra podem servir de indicadores para investimento em tecnologias de armazenamento ou mesmo expansão do sistema de transmissão.

Essa tese teve como contribuição uma proposta de análise metodológica do problema da PDO considerando a geração eólica solar fotovoltaica em larga escala para múltiplos cenários e consequentemente a avaliação dos possíveis cortes da geração das EOLs e UFVs. Nela é detalhada a modelagem do problema discutido através do FPO-CC e a proposta de solucioná-lo

através do PCIPM. Foi visto como os BESSs são capazes de mitigar o custo da operação e os cortes da geração. Por fim foi proposta uma discussão sobre o uso de indicadores de risco vinculados ao corte da geração renovável. Portanto, conclui-se que os objetivos antes discutidos foram alcançados e as contribuições do trabalho foram apresentadas.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

A partir do que foi exposto neste trabalho e dos resultados obtidos, sugere-se:

- Considerar o *Unit Commitment* no problema da PDO e definir técnicas para solução do problema que passará a ser linear inteiro misto;
- Fazer uma análise de sensibilidade entre o corte da geração e o congestionamento da transmissão;
- Incluir modelos probabilísticos e de previsão para a geração eólica e solar fotovoltaica;
- Analisar o tamanho do BESS ideal de acordo com os cortes da geração verificados;
- Relacionar o investimento feito no BESS com o benefício da redução do corte da geração;
- Avaliar o corte da geração através da adequação da capacidade de transmissão;
- Considerar a modelagem das UHEs de acordo com as variáveis hidráulicas.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. Boletim anual da geração eólica (ano 2021). *Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias*, 2022. Citado na página 21.
- ADLER, I. et al. An implementation of karmarkar's algorithm for linear programming. *Mathematical Programming*, Springer, v. 44, n. 1-3, p. 297–335, 1989. Citado na página 59.
- AGUIAR, A. S. de. *Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2008. Citado na página 54.
- AL-JEIROUDI, G.; GONDZIO, J.; HALL, J. Preconditioning indefinite systems in interior point methods for large scale linear optimisation. *Optimisation Methods and Software*, Taylor & Francis, v. 23, n. 3, p. 345–363, 2008. Citado na página 60.
- ANDERSON, E. D. et al. Implementation of interior-point methods for large scale linear programs. In: *Interior Point Methods of Mathematical Programming*. [S.l.]: Springer, 1996. p. 189–252. Citado na página 60.
- ANEEL. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL: SIGA*. 2022. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.
- ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications: A state of the art review. *Applied Energy*, Elsevier, v. 179, p. 350–377, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 44, 45 e 138.
- BARNES, E. R. A variation on karmarkar's algorithm for solving linear programming problems. *Mathematical Programming*, Springer, v. 36, n. 2, p. 174–182, 1986. Citado na página 59.
- BARNES, F. S.; LEVINE, J. G. *Large Energy Storage Systems Handbook*. [S.l.]: CRC Press, 2011. Citado na página 27.
- BARROS, R. S. d. *Despacho de um arranjo hidro-eólico incluso em um sistema coordenado centralmente: modelo híbrido de otimização com meta-heurísticas*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 35, 36 e 39.
- BARTON, J. P. et al. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 19, n. 2, p. 441–448, 2004. Citado na página 26.
- BIRD, L. et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 65, p. 577–586, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 40.
- BLAIR, T. H. *Energy Production Systems Engineering*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.
- BO, R. *Congestion and price prediction in locational marginal pricing markets considering load variation and uncertainty*. Tese (Doutorado) — University of Tennessee, UTK, Knoxville, Estados Unidos, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 52, 78 e 83.

- BO, R.; LI, F. Comparison of lmp simulation using two dcof algorithms and the acopf algorithm. In: IEEE. *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. [S.l.], 2008. p. 30–35. Citado 2 vezes nas páginas 86 e 87.
- BÖHME, G. S. et al. Wind speed variability and portfolio effect: A case study in the brazilian market. *Energy*, Elsevier, v. 207, p. 118169, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 72.
- BOICEA, V. A. Energy storage technologies: The past and the present. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 102, n. 11, p. 1777–1794, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 25, 27 e 44.
- BOONCHUAY, C. et al. Robust optimization-based dc optimal power flow for managing wind generation uncertainty. In: AIP. *AIP Conference Proceedings*. [S.l.], 2012. v. 1499, n. 1, p. 31–35. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 78.
- BORGES, C. et al. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 113, p. 539–548, 2019. Citado 5 vezes nas páginas 24, 25, 26, 71 e 90.
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Factors influencing wind energy curtailment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 185–193, 2011. Citado na página 41.
- CAIN, M. B. et al. History of optimal power flow and formulations. *Federal Energy Regulatory Commission*, Citeseer, v. 1, p. 1–36, 2012. Citado na página 24.
- CAISO. *Managing Oversupply*. 2022. Disponível em: <<http://www.caiso.com/>>. Citado na página 27.
- CALERO, I. et al. Duck-curve mitigation in power grids with high penetration of pv generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 13, n. 1, p. 314–329, 2021. Citado na página 28.
- CARPIO, L. G. Efficient spatial allocation of solar photovoltaic electric energy generation in different regions of brazil: A portfolio approach. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, Taylor & Francis, v. 16, n. 6, p. 542–557, 2021. Citado na página 29.
- CARVALHO, M. F.; SOARES, S.; OHISHI, T. Optimal active power dispatch by network flow approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1640–1647, 1988. Citado na página 76.
- CASTRO, R. Perspectivas para aprimoramento da formação de preços no brasil. In: *IV Simpósio Nacional de Regulação, Economia e Mercados de Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 29.
- CHANG, Y.-C. et al. Optimal power flow of a wind-thermal generation system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 55, p. 312–320, 2014. Citado na página 24.
- CHEN, H. *Power Grid Operation in a Market Environment: Economic Efficiency and Risk Mitigation*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 36, 38 e 77.
- CHUDY, D.; LEŚNIAK, A. Advantages of applying large-scale energy storage for load-generation balancing. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 11, p. 3093, 2021. Citado na página 24.

COTIA, B. P. *Flexibilização da geração eólica na programação diária da operação hidrotérmica com vistas a minimizar o custo total*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 33, 34, 41, 69 e 71.

DANTAS, N. K. et al. Impact analysis of a battery energy storage system connected in parallel to a wind farm. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 13, p. 4586, 2022. Citado na página 49.

DANTZIG, G. B. Maximization of a linear function of variables subject to linear inequalities. *Activity Analysis of Production and Allocation*, p. 339–347, 1951. Citado na página 59.

DAS, A. et al. A risk curtailment strategy for solar pv-battery integrated competitive power system. *Electronics*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 8, p. 1251, 2022. Citado na página 53.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O. *Energy Storage in Power Systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. Citado na página 26.

DOWDS, J. et al. A review of large-scale wind integration studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 49, p. 768–794, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 72.

DROBINSKI, P. et al. *Renewable Energy: Forecasting and Risk Management*. [S.l.]: Springer, 2018. v. 254. Citado na página 52.

DU, E. et al. The role of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 6630–6641, 2018. Citado na página 24.

DUI, X.; ZHU, G. Optimal unit commitment based on second-order cone programming in high wind power penetration scenarios. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 12, n. 1, p. 52–60, 2017. Citado na página 71.

DUNNING, H. Batteries predicted to become the cheapest option for storing electricity. *Imperial College London*, 2019. Citado na página 25.

ELDRIDGE, B.; O'NEILL, R.; CASTILLO, A. An improved method for the dcopf with losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 4, p. 3779–3788, 2017. Citado na página 24.

ELDRIDGE, B.; O'NEILL, R. P.; CASTILLO, A. R. Marginal loss calculations for the dcopf. *Sandia National Laboratories*, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.

EPE. Plano decenal de expansão de energia 2031. *Empresa de Pesquisa Energética*, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 28.

EREMIA, M.; SHAHIDEHPOUR, M. *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 39.

ESSA, M. J. M. A. Power management of grid-integrated energy storage batteries with intermittent renewables. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 31, p. 101762, 2020. Citado na página 26.

- FAN, X. et al. Battery technologies for grid-level large-scale electrical energy storage. *Transactions of Tianjin University*, Springer, v. 26, n. 2, p. 92–103, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 25, 45 e 138.
- FAQIRY, M. N. et al. Distribution locational marginal price-based transactive day-ahead market with variable renewable generation. *Applied Energy*, Elsevier, v. 259, p. 114103, 2020. Citado na página 24.
- FARHADI, M.; MOHAMMED, O. Energy storage technologies for high-power applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 52, n. 3, p. 1953–1961, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.
- FIACCO, A. V.; MCCORMICK, G. P. *Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques*. [S.l.]: SIAM, 1968. Citado na página 59.
- FINARDI, E. C. *Alocação de unidades geradoras hidrelétricas em sistemas hidrotérmicos utilizando relaxação lagrangeana e programação quadrática sequencial*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, Brasil, 2003. Citado 3 vezes nas páginas 33, 35 e 77.
- FINARDI, E. C.; SCUZZIATO, M. R. Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 7–16, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 70.
- FORTUNATO, L. A. et al. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. [S.l.]: Editora da Universidade Federal Fluminense, 1990. Citado 3 vezes nas páginas 33, 35 e 70.
- FRAMPTON, A.; FLOYD, G. Factors in the economic supply of energy in hydroelectric systems. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, IEEE, v. 66, n. 1, p. 1117–1125, 1947. Citado na página 69.
- FREW, B. et al. The curtailment paradox in the transition to high solar power systems. *Joule*, Elsevier, v. 5, n. 5, p. 1143–1167, 2021. Citado na página 24.
- FRISCH, K. The logarithmic potential method of convex programming. *University Institute of Economics*, v. 5, n. 6, 1955. Citado na página 59.
- FU, Y.; LI, Z. Different models and properties on lmp calculations. In: IEEE. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.], 2006. Citado na página 52.
- FUJIMOTO, Y.; TAKAHASHI, Y.; HAYASHI, Y. Alerting to rare large-scale ramp events in wind power generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 55–65, 2018. Citado na página 41.
- GEVORKIAN, P. *Grid-connected Photovoltaic Power Generation*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- GHOFRANI, M. *Energy storage applications in power systems with renewable energy generation*. Tese (Doutorado) — University of Nevada, UNR, Reno, Estados Unidos, 2014. Citado na página 25.

GHOSE, T.; PANDEY, H. W.; GADHAM, K. R. Risk assessment of microgrid aggregators considering demand response and uncertain renewable energy sources. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, SGEPRI, v. 7, n. 6, p. 1619–1631, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 84.

GILL, P. E. et al. On projected newton barrier methods for linear programming and an equivalence to karmarkar's projective method. *Mathematical Programming*, Springer, v. 36, n. 2, p. 183–209, 1986. Citado na página 59.

GOMES, C. A. M. *Otimização da operação diária de usinas hidrelétricas em cascata utilizando metaheurísticas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2018. Citado na página 35.

GONZAGA, C. C. Path-following methods for linear programming. *SIAM Review*, SIAM, v. 34, n. 2, p. 167–224, 1992. Citado na página 59.

GONZALEZ-LONGATT, F. M.; RUEDA, J. L. *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. [S.l.]: Springer, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 62.

GOUVEIA, H. T. V.; AQUINO, R. R. B. D.; FERREIRA, A. A. Enhancing short-term wind power forecasting through multiresolution analysis and echo state networks. *Energies*, MDPI, v. 11, n. 4, p. 824, 2018. Citado na página 29.

GRIGG, C. et al. The ieeer reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 90 e 91.

GU, Y.; XIE, L. Fast sensitivity analysis approach to assessing congestion induced wind curtailment. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 1, p. 101–110, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

GUNTER, N. S. *Techno-economic analysis of the deployment potential of energy storage for grid connected applications*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, ULisboa, Lisboa, Portugal, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 25, 26 e 27.

HADDADIAN, G. et al. Optimal scheduling of distributed battery storage for enhancing the security and the economics of electric power systems with emission constraints. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 124, p. 152–159, 2015. Citado na página 26.

HANNAN, M. et al. Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 42, p. 103023, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 25, 45 e 138.

HOZOURI, M. A. et al. On the use of pumped storage for wind energy maximization in transmission-constrained power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 30, n. 2, p. 1017–1025, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 71.

HU, X. et al. Technological developments in batteries: A survey of principal roles, types, and management needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 15, n. 5, p. 20–31, 2017. Citado na página 25.

HU, Z. *Energy Storage for Power System Planning and Operation*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 26, 43 e 44.

- HU, Z. et al. An iterative Imp calculation method considering loss distributions. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1469–1477, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 29, 86 e 87.
- IMANI, M. H.; NIKNEJAD, P.; BARZEGARAN, M. Implementing time-of-use demand response program in microgrid considering energy storage unit participation and different capacities of installed wind power. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 175, p. 105916, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 73.
- IRENA. Electricity storage valuation framework: Assessing system value and ensuring project viability. *International Renewable Energy Agency*, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 28, 43, 44, 45 e 138.
- IURILLI, P.; BRIVIO, C.; MERLO, M. Soc management strategies in battery energy storage system providing primary control reserve. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, v. 19, p. 100230, 2019. Citado na página 27.
- JAIN, R.; MAHAJAN, V. Computation of locational marginal price in power market in different load and system conditions. In: IEEE. *14th IEEE India Council International Conference (INDICON)*. [S.l.], 2017. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 86 e 87.
- JONG, P. *Forecasting, integration, and storage of renewable energy generation in the northeast of Brazil*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal da Bahia, UFBA, Salvador, Brasil, 2017. Citado na página 24.
- JONG, P. de et al. Forecasting high proportions of wind energy supplying the brazilian northeast electricity grid. *Energy*, Elsevier, v. 195, p. 538–555, 2017. Citado na página 24.
- JONG, P. de et al. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the northeast of brazil. *Energy*, Elsevier, v. 100, p. 401–415, 2016. Citado na página 24.
- KADOWAKI, M. *Modelo de programação da operação de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2012. Citado na página 35.
- KARMARKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming. In: ACM. *Proceedings of the Sixteenth Annual ACM Symposium on Theory of Computing*. [S.l.], 1984. p. 302–311. Citado na página 59.
- KEBEDE, A. A. et al. A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 159, p. 112213, 2022. Citado 4 vezes nas páginas 25, 45, 50 e 138.
- KHOJASTEH, M.; FARIA, P.; VALE, Z. Scheduling of battery energy storages in the joint energy and reserve markets based on the static frequency of power system. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 49, p. 104115, 2022. Citado na página 27.
- KOOHI-FAYEGH, S.; ROSEN, M. A. A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 27, p. 101047, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.
- KOSOWATZ, J. Energy storage smooths the duck curve. *Mechanical Engineering*, American Society of Mechanical Engineers, v. 140, n. 06, p. 30–35, 2018. Citado na página 28.

LATIF, A.; KRISHNAMURTHY, D.; PALMINTIER, B. Optimizing storage operation for a probabilistic locational marginal pricing forecast. In: IEEE. *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. [S.l.], 2018. p. 1–6. Citado na página 52.

LI, F. Fully reference-independent lmp decomposition using reference-independent loss factors. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 81, n. 11, p. 1995–2004, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.

LI, F.; BO, R. Dcopf-based lmp simulation: Algorithm, comparison with acopf, and sensitivity. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 22, n. 4, p. 1475–1485, 2007. Citado 12 vezes nas páginas 10, 29, 52, 78, 79, 80, 83, 86, 87, 88, 89 e 90.

LI, F.; BO, R. Small test systems for power system economic studies. In: IEEE. *IEEE PES General Meeting*. [S.l.], 2010. p. 1–4. Citado na página 78.

LI, F. et al. Strategic scheduling of energy storage for load serving entities in locational marginal pricing market. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 10, n. 5, p. 1258–1267, 2016. Citado na página 73.

LI, F. et al. Bilevel arbitrage potential evaluation for grid-scale energy storage considering wind power and lmp smoothing effect. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 707–718, 2017. Citado na página 41.

LI, F. et al. Lmp-based pricing for energy storage in local market to facilitate pv penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 3, p. 3373–3382, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 26, 29 e 52.

LI, F. et al. Mitigating load forecast errors for suppliers by utilizing energy storage at a substation level. In: IEEE. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. [S.l.], 2017. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

LI, F. et al. Extended lmp under high-penetration wind power. In: IEEE. *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D-LA)*. [S.l.], 2018. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 52.

LI, H. et al. A robust day-ahead electricity market clearing model considering wind power penetration. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 7, p. 1772, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 25, 41 e 71.

LI, J.; LI, F. A congestion index considering the characteristics of generators & networks. In: IEEE. *47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. [S.l.], 2012. p. 1–6. Citado na página 76.

LI, W. *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.

LIMA, A. L. D. S. *Uma estratégia de decomposição por relaxação lagrangeana para a otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica – aplicação ao sistema brasileiro*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2007. Citado 6 vezes nas páginas 23, 33, 34, 69, 76 e 77.

- LIMA, F. J. L. de et al. The seasonal variability and trends for the surface solar irradiation in northeastern region of brazil. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 35, p. 335–346, 2019. Citado na página 22.
- LIMA, M. M. d. et al. *Sistemas de armazenamento em parques eólicos considerando PLD horário e situações de constrained off*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR, Curitiba, Brasil, 2021. Citado na página 24.
- LITVINOV, E. et al. Marginal loss modeling in Imp calculation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 19, n. 2, p. 880–888, 2004. Citado na página 52.
- LIU, D. et al. Probability constrained optimisation model for transmission expansion planning considering the curtailment of wind power. *The Journal of Engineering*, Wiley Online Library, v. 2019, n. 18, p. 5340–5344, 2019. Citado na página 53.
- LIU, D. et al. Reducing wind power curtailment by risk-based transmission expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 124, p. 106349, 2021. Citado na página 24.
- LIU, L.; ZOBIAN, A. The importance of marginal loss pricing in an rto environment. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 15, n. 8, p. 40–45, 2002. Citado na página 52.
- LIU, X. et al. Day-ahead economic dispatch of renewable energy system considering wind and photovoltaic predicted output. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Hindawi, v. 2022, 2022. Citado na página 25.
- LÓPEZ, M. G. M. *Programação dinâmica para unit commitment térmico com ou sem restrições de rampa*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, IMPA, Rio de Janeiro, Brasil, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 73.
- LU, B.; SHAHIDEHPOUR, M. Short-term scheduling of battery in a grid-connected pv/battery system. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 20, n. 2, p. 1053–1061, 2005. Citado na página 73.
- LU, H. et al. Reducing wind power curtailment in china: Comparing the roles of coal power flexibility and improved dispatch. *Climate Policy*, Taylor & Francis, v. 19, n. 5, p. 623–635, 2019. Citado na página 24.
- LUBIN, M.; DVORKIN, Y.; BACKHAUS, S. A robust approach to chance constrained optimal power flow with renewable generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 5, p. 3840–3849, 2015. Citado na página 24.
- LUEKEN, R.; APT, J. The effects of bulk electricity storage on the pjm market. *Energy Systems*, Springer, v. 5, n. 4, p. 677–704, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 73.
- LUIZ, E. W. et al. Analysis of intra-day solar irradiance variability in different brazilian climate zones. *Solar Energy*, Elsevier, v. 167, p. 210–219, 2018. Citado na página 22.
- LUO, F. et al. Coordinated operational planning for wind farm with battery energy storage system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 253–262, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

- LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, Elsevier, v. 137, p. 511–536, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 25, 44, 45 e 138.
- MA, J. et al. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. In: IEEE. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2013. p. 1–11. Citado na página 41.
- MACEIRA, M. E. P. et al. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In: *Proceedings of the Power System Computation Conference (PSCC)*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 24–28. Citado na página 33.
- MAI, T. et al. Exploration of high-penetration renewable electricity futures. *Renewable Electricity Futures Study*, National Renewable Energy Laboratory, v. 1, p. 52409–1, 2012. Citado na página 41.
- MARSTEN, R. E. et al. Implementation of a dual affine interior point algorithm for linear programming. *ORSA Journal on Computing*, INFORMS, v. 1, n. 4, p. 287–297, 1989. Citado na página 59.
- MAYO, R. *Mercados de Eletricidade: Produção, Transmissão, Comercialização, Consumo e Derivativos de Energia*. [S.l.]: Synergia, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 50, 51, 52 e 83.
- MCNEIL, A. J. et al. *Quantitative Risk Management: Concepts*. [S.l.]: Princeton University Press, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 84.
- MEGIDDO, N. Pathways to the optimal set in linear programming. In: *Progress in Mathematical Programming*. [S.l.]: Springer, 1989. p. 131–158. Citado na página 59.
- MEHROTRA, S. On the implementation of a primal-dual interior point method. *SIAM Journal on Optimization*, SIAM, v. 2, n. 4, p. 575–601, 1992. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 64.
- MELO, R. N. d. *Métodos de otimização para resolução do problema do despacho hidrotérmico considerando a geração eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Recife, Brasil, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 60, 62, 63 e 64.
- MENDONÇA, M. et al. Programação diária da operação considerando incertezas de defluência de usinas a montante operadas por outras empresas. In: CIGRE. *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.], 2019. Citado na página 69.
- MEXIS, I.; TODESCHINI, G. Battery energy storage systems in the united kingdom: A review of current state-of-the-art and future applications. *Energies*, MDPI, v. 13, n. 14, p. 3616, 2020. Citado 4 vezes nas páginas 43, 44, 45 e 138.
- MOHSENI-BONAB, S. M. et al. Voltage security constrained stochastic programming model for day-ahead bess schedule in co-optimization of t&d systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 11, n. 1, p. 391–404, 2019. Citado na página 27.
- MOMOH, J. A. *Electric Power System Applications of Optimization*. [S.l.]: CRC Press, 2017. Citado na página 24.
- MORAIS, R. C. *Análise do impacto da expansão de novas renováveis variáveis no custo de geração de energia elétrica no Brasil*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2021. Citado na página 24.

- MUMMEY, J. F. C. *Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, Brasil, 2017. Citado na página 34.
- MUNAWAR, U.; WANG, Z. A framework of using machine learning approaches for short-term solar power forecasting. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, Springer, v. 15, n. 2, p. 561–569, 2020. Citado na página 29.
- NIKOLAKAKIS, T.; FTHENAKIS, V. The optimum mix of electricity from wind-and solar-sources in conventional power systems: Evaluating the case for new york state. *Energy Policy*, Elsevier, v. 39, n. 11, p. 6972–6980, 2011. Citado na página 41.
- NIKOBAKHT, A. et al. Minimizing wind power curtailment using a continuous-time risk-based model of generating units and bulk energy storage. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 11, n. 6, p. 4833–4846, 2020. Citado na página 25.
- NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. *Numerical Optimization*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2006. Citado 6 vezes nas páginas 58, 59, 61, 62, 63 e 64.
- NOGUEIRA, L. A. H. et al. Evaluation of the energy impacts of the energy efficiency law in brazil. *Energy for Sustainable Development*, Elsevier, v. 24, p. 58–69, 2015. Citado na página 29.
- NREL. Western wind and solar integration study. *National Renewable Energy Laboratory*, 2010. Citado na página 41.
- NUMERIANO, S. et al. Aplicação de métodos de pontos interiores ao despacho hidrotérmico-eólico ótimo. In: *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 1, p. 1–6. Citado na página 60.
- OLABI, A. et al. Critical review of energy storage systems. *Energy*, Elsevier, v. 214, p. 118987, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 27, 45 e 138.
- OLIVEIRA, A. R.; FILHO, S. S. Métodos de pontos interiores para problema de fluxo de potência ótimo dc. *SBA: Controle & Automação*, SciELO Brasil, v. 14, n. 3, p. 278–284, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 76.
- OLIVEIRA, I. A. de. *Desenvolvimento de modelo determinístico para despacho horário com armazenamento de energia: uma aplicação para o nordeste brasileiro*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2017. Citado na página 26.
- ONS. *Boletim Diário da Operação*. 2022. Disponível em: <<http://sdro.ons.org.br/>>. Citado na página 25.
- ONS. *Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica e Fotovoltaica*. 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Citado 4 vezes nas páginas 21, 92, 94 e 95.
- ONS. *Portal de Dados Abertos do ONS*. 2022. Disponível em: <<http://www.dados.ons.org.br/>>. Citado 6 vezes nas páginas 21, 22, 23, 30, 106 e 140.
- O'SHAUGHNESSY, E.; CRUCE, J. R.; XU, K. Too much of a good thing? global trends in the curtailment of solar pv. *Solar Energy*, Elsevier, v. 208, p. 1068–1077, 2020. Citado na página 27.

PADMANABHAN, N.; AHMED, M.; BHATTACHARYA, K. Battery energy storage systems in energy and reserve markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 35, n. 1, p. 215–226, 2019. Citado na página 27.

PEREIRA, I. F. et al. Using stochastic dual dynamic programming and a periodic autoregressive model for wind-hydrothermal long-term planning. In: IEEE. *IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.], 2015. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 70.

PEREIRA, M. G. et al. The renewable energy market in brazil: Current status and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012. Citado na página 29.

PESSANHA, J. et al. Uma metodologia para geração de cenários de produção eólica compatíveis com as correlações espaciais entre os regimes de ventos. In: *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–11. Citado na página 29.

PETE, C. M. et al. Western wind and solar integration study hydropower analysis. In: ASME. *4th International Conference on Energy Sustainability*. [S.l.], 2010. p. 567–576. Citado na página 41.

PILPOLA, S.; ARABZADEH, V.; LUND, P. D. Energy system impact of wind power with curtailment: National and city-scale analysis. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, Oxford University Press, v. 14, n. 2, p. 277–285, 2019. Citado na página 24.

PINTO, M. S. S. et al. *Análise de risco na formação de decisões de pré-despacho em sistemas com elevada penetração eólica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Maranhão, UFMA, São Luís, Brasil, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 41, 42 e 53.

POULLIKKAS, A. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 27, p. 778–788, 2013. Citado na página 25.

PROBST, O.; MINCHALA, L. I. Mitigation of short-term wind power ramps through forecast-based curtailment. *Applied Sciences*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 10, p. 4371, 2021. Citado na página 41.

QI, Y. et al. Wind power curtailment sequence characteristic analysis. *The Journal of Engineering*, IET, v. 2017, n. 13, p. 1662–1665, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 41.

QIU, T. *Planning and operation of energy storage systems in power systems*. Tese (Doutorado) — University of Washington, UW, Seattle, Estados Unidos, 2018. Citado na página 25.

QUINTANA, V. H.; TORRES, G. L.; MEDINA-PALOMO, J. Interior-point methods and their applications to power systems: A classification of publications and software codes. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 15, n. 1, p. 170–176, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 59.

RAFATI, A. et al. High dimensional very short-term solar power forecasting based on a data-driven heuristic method. *Energy*, Elsevier, v. 219, p. 119647, 2021. Citado na página 29.

RAMOS, T. P. *Modelagem híbrida para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos considerando as não linearidades das usinas hidráulicas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Juiz de Fora, Brasil, 2015. Citado na página 33.

RANA, M. M. et al. A review on peak load shaving in microgrid: Potential benefits, challenges, and future trend. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 6, p. 2278, 2022. Citado na página 26.

REDDY, S. S. Optimal power flow with renewable energy resources including storage. *Electrical Engineering*, Springer, v. 99, n. 2, p. 685–695, 2017. Citado na página 24.

REIS, L. B. dos. *Geração de Energia Elétrica*. [S.l.]: Manole, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 38 e 71.

RIBEIRO, V. et al. O desafio da gestão dos eventos de constrainedoff eólico (curtailment) no setor elétrico brasileiro vis a vis a experiência internacional. In: *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–9. Citado 3 vezes nas páginas 24, 27 e 40.

RICARD, J. The determination of optimum operating schedule for interconnected hydro and thermal stations. *Revue Generale de l'Electricite*, v. 48, p. 167–182, 1940. Citado na página 69.

RICHTER, J.; PORST, J. Operational strategies for battery energy storage systems for corrective congestion management. In: *VDE. Power and Energy Student Summit (PESS)*. [S.l.], 2021. p. 1–6. Citado na página 26.

RIVIER, M.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. Computation and decomposition of spot prices for transmission pricing. In: *Power Systems Computation Conference*. [S.l.: s.n.], 1993. p. 371–378. Citado na página 52.

ROBYNS, B. et al. *Energy Storage in Electric Power Grids*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2015. Citado na página 26.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. et al. Optimization of conditional value-at-risk. *Journal of risk*, Citeseer, v. 2, p. 21–42, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 84.

RODRIGUES, R. N. *Um modelo para a programação da operação de sistemas hidrotérmicos baseado em relaxação lagrangeana*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, Brasil, 2012. Citado na página 69.

ROOS, C.; TERLAKY, T.; VIAL, J.-P. *Interior Point Methods for Linear Optimization*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2005. Citado na página 60.

ROQUES, F.; HIROUX, C.; SAGUAN, M. Optimal wind power deployment in europe: A portfolio approach. *Energy policy*, Elsevier, v. 38, n. 7, p. 3245–3256, 2010. Citado na página 72.

SANTOS, E. P. *Modelo de programação da operação de sistemas hidrelétricos com restrição de segurança*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 76.

SANTOS, M. L. L. d. *Modelagem e solução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo no contexto da programação estocástica: uma aplicação do método progressive hedging*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, Brasil, 2013. Citado na página 69.

SANTOS, S. P. d. *Uma metodologia de planejamento da expansão em sistemas com grande participação de fontes renováveis e dispositivos de armazenamento*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Recife, Brasil, 2019. Citado na página 25.

- SANTOS, S. P. dos; AQUINO, R. R. de; NETO, O. N. A proposal for analysis of operating reserve requirements considering renewable sources on supergrids. *Electrical Engineering*, Springer, v. 103, n. 1, p. 529–540, 2021. Citado na página 27.
- SANTOS, T. et al. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: The dessem model. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 189, p. 106709, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 71.
- SARAIVA, F. O. S. *Decomposição de preços marginais locais regida por um modelo completo de compensação distribuída em sistemas de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Maranhão, UFMA, São Luís, Brasil, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 77.
- SARAIVA, F. O. S.; PAUCAR, V. L. General metaheuristic-based methodology for computation and decomposition of lmps. *Electrical Engineering*, Springer, v. 103, n. 2, p. 793–811, 2021. Citado na página 29.
- SARYKALIN, S.; SERRAINO, G.; URYASEV, S. Value-at-risk vs. conditional value-at-risk in risk management and optimization. In: *State-of-the-art decision-making tools in the information-intensive age*. [S.l.]: Informs, 2008. p. 270–294. Citado 3 vezes nas páginas 52, 53 e 54.
- SCHMIDT, O. et al. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, Elsevier, v. 3, n. 1, p. 81–100, 2019. Citado na página 47.
- SCHWEPPE, F. C. et al. *Spot Pricing of Electricity*. [S.l.]: Kluwer Academic, 1988. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 51.
- SCUZZIATO, M. R. *Modelo de otimização estocástica de dois estágios para o problema da programação diária da operação eletroenergética*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, Brasil, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 69.
- SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2003. Citado na página 51.
- SHAO, C. et al. Security-constrained unit commitment with flexible uncertainty set for variable wind power. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 8, n. 3, p. 1237–1246, 2017. Citado na página 71.
- SHARMA, D. et al. Comparative analysis of acopf and dcopf based lmp simulation with distributed loss model. In: IEEE. *International Conference on Control, Computing, Communication and Materials (ICCCCM)*. [S.l.], 2016. p. 1–6. Citado na página 29.
- SHILAJA, C.; ARUNPRASATH, T. Optimal power flow using moth swarm algorithm with gravitational search algorithm considering wind power. *Future Generation Computer Systems*, Elsevier, v. 98, p. 708–715, 2019. Citado na página 24.
- SILVERA, V. et al. Energy storage technologies towards brazilian electrical system. *Energy*, v. 1, n. 16, 2018. Citado na página 25.
- SIMONI, V. R. *Performance improvement of a trust region interior point method to solve nonlinear optimal power flows*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Recife, Brasil, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 62, 63, 64 e 66.

- SINIGAGLIA, T. et al. Current scenario and outlook for biogas and natural gas businesses in the mobility sector in brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2022. Citado na página 38.
- SORIANO, G. D. *Precificação do despacho energético com fluxo de potência ótimo na operação em curto prazo com baterias e grande penetração de renováveis*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Recife, Brasil, 2021. Citado 9 vezes nas páginas 24, 25, 26, 60, 62, 63, 64, 66 e 69.
- SOUSA, A. A. *Fluxo de potência ótimo globalmente convergente utilizando métodos de pontos interiores com estratégias de região de confiança*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Recife, Brasil, 2008. Citado na página 24.
- STERNER, M.; STADLER, I. *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*. [S.l.]: Springer, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- STOFT, S. Power system economics. *Journal of Energy Literature*, The Oxford Institute for Energy Studies, v. 8, p. 94–99, 2002. Citado na página 51.
- STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAÇ, O. Dc power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1290–1300, 2009. Citado na página 24.
- STRAUB, C. et al. Congestion management within a multi-service scheduling coordination scheme for large battery storage systems. In: IEEE. *IEEE Milan PowerTech*. [S.l.], 2019. p. 1–6. Citado na página 26.
- SYED, M. A.; KHALID, M. Machine learning based controlled filtering for solar pv variability reduction with bess. In: IEEE. *International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*. [S.l.], 2021. p. 1–5. Citado na página 26.
- TAKIGAWA, F. Y. K. *Desenvolvimento de um modelo computacional para o problema da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, Brasil, 2012. Citado na página 69.
- TAN, W.-S.; SHAABAN, M.; ABDULLAH, M. P. Chance-constrained programming for day-ahead scheduling of variable wind power amongst conventional generation mix and energy storage. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 11, n. 14, p. 1785–1793, 2017. Citado na página 26.
- TANG, N. et al. Solar energy curtailment in china: Status quo, reasons and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 97, p. 509–528, 2018. Citado na página 24.
- TEIXEIRA, T. P. *Modelagem da utilização de baterias em sistemas elétricos com alta inserção de geração eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2018. Citado na página 25.
- TESLA. *Informações sobre o BESS Megapack*. 2022. Disponível em: <<https://www.tesla.com/megapack>>. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 104.
- TOLMASQUIM, M. T. *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. [S.l.]: Editora Interciência, 2005. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 38 e 71.
- TOLMASQUIM, M. T. et al. Electricity market design and renewable energy auctions: The case of brazil. *Energy Policy*, Elsevier, v. 158, p. 112558, 2021. Citado na página 29.

TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. An interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 13, n. 4, p. 1211–1218, 1998. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 63.

VIAFORA, N. et al. Day-ahead dispatch optimization with dynamic thermal rating of transformers and overhead lines. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 171, p. 194–208, 2019. Citado na página 24.

WANG, Y. *Energy storage operation with wind uncertainty*. Tese (Doutorado) — University of Washington, UW, Seattle, Estados Unidos, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 73.

WONG, L. A. et al. Optimal placement and sizing of battery energy storage system considering the duck curve phenomenon. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 197236–197248, 2020. Citado na página 28.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. *Power Generation, Operation, and Control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012. Citado 5 vezes nas páginas 24, 70, 71, 72 e 77.

XIONG, W. et al. Case study of the constraints and potential contributions regarding wind curtailment in northeast china. *Energy*, Elsevier, v. 110, p. 55–64, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 41.

XU, B. *Batteries in electricity markets: Economic planning and operations*. Tese (Doutorado) — University of Washington, UW, Seattle, Estados Unidos, 2018. Citado na página 25.

YAN, X. et al. Network pricing for customer-operated energy storage in distribution networks. *Applied Energy*, Elsevier, v. 212, p. 283–292, 2018. Citado na página 26.

YANG, B. et al. Unit commitment comprehensive optimal model considering the cost of wind power curtailment and deep peak regulation of thermal unit. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 71318–71325, 2020. Citado na página 24.

YANG, Y.; XU, Y. Does wind and solar power substitute thermal power? evidence from china. *Letters in Spatial and Resource Sciences*, Springer, p. 1–15, 2022. Citado na página 24.

YASUDA, Y. et al. Ce (curtailment–energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 160, p. 112212, 2022. Citado na página 27.

YILDIZ, C. et al. A day-ahead wind power scenario generation, reduction, and quality test tool. *Sustainability*, MDPI, v. 9, n. 5, p. 864, 2017. Citado na página 29.

YIN, Y.; LIU, T.; HE, C. Day-ahead stochastic coordinated scheduling for thermal-hydro-wind-photovoltaic systems. *Energy*, Elsevier, v. 187, p. 115944, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 72.

YU, H.; ROSEHART, W. An optimal power flow algorithm to achieve robust operation considering load and renewable generation uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 27, n. 4, p. 1808–1817, 2012. Citado na página 24.

ZECCHINO, A. et al. Optimal provision of concurrent primary frequency and local voltage control from a bess considering variable capability curves: Modelling and experimental assessment. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 190, p. 106643, 2021. Citado na página 27.

- ZHANG, N. et al. Planning pumped storage capacity for wind power integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 393–401, 2012. Citado na página 25.
- ZHANG, X.-P. *Restructured Electric Power Systems: Analysis of Electricity Markets with Equilibrium Models*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.
- ZHANG, Y. Solving large-scale linear programs by interior-point methods under the matlab environment. *Optimization Methods and Software*, Taylor & Francis, v. 10, n. 1, p. 1–31, 1998. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 68.
- ZHANG, Y. et al. Day-ahead smart grid cooperative distributed energy scheduling with renewable and storage integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 7, n. 4, p. 1739–1748, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 28, 73 e 74.
- ZHANG, Y. et al. Conditional value at risk-based stochastic unit commitment considering the uncertainty of wind power generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 12, n. 2, p. 482–489, 2017. Citado na página 71.
- ZHANG, Z. et al. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 148, p. 111263, 2021. Citado 5 vezes nas páginas 27, 43, 44, 45 e 138.
- ZHAO, H. et al. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*, Elsevier, v. 137, p. 545–553, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 25, 27 e 44.
- ZHAO, Z.; WU, L. Impacts of high penetration wind generation and demand response on lmps in day-ahead market. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, n. 1, p. 220–229, 2013. Citado na página 52.
- ZHENG, L. et al. Optimal energy storage system allocation and operation for improving wind power penetration. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 9, n. 16, p. 2672–2678, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 71.
- ZHENG, Y. et al. Optimal operation of battery energy storage system considering distribution system uncertainty. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1051–1060, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- ZHONG, J. *Power System Economic and Market Operations*. [S.l.]: CRC Press, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 24, 51 e 77.
- ZHU, J.; HWANG, D.; SADJADPOUR, A. Real time loss sensitivity calculation in power systems operation. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 73, n. 1, p. 53–60, 2005. Citado na página 52.
- ZOBAA, A. F. et al. *Energy Storage at Different Voltage Levels: Technology, Integration, and Market Aspects*. [S.l.]: Energy Engineering, 2018. v. 111. Citado 3 vezes nas páginas 44, 45 e 138.

APÊNDICE A – TABELA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E ECONÔMICAS DAS TECNOLOGIAS DE BESS

Na Tabela A1 é mostrado um resumo dos dados coletados sobre as características técnicas e econômicas das tecnologias de BESS com base nos trabalhos de Luo et al. (2015b), Aneke e Wang (2016), Zobia et al. (2018), Fan et al. (2020), IRENA (2020), Mexis e Todeschini (2020), Hannan et al. (2021), Olabi et al. (2021), Zhang et al. (2021) e Kebede et al. (2022):

Tabela A1 – Resumo dos dados coletados sobre as características técnicas e econômicas das tecnologias de BESS.

Parte 1	Chumbo-Ácido	NiCd	NiMH	Íons de Lítio	NaS
Densidade Energética [Wh/kg]	25 - 50	30 - 75	40 - 110	75 - 240	100 - 240
Densidade de Potência [W/kg]	75 - 300	150 - 300	200 - 300	80 - 500	150 - 230
Potência Nominal [MW]	20	45	3	0 - 20	0,05 - 34
Capacidade Energética Nominal [MWh]	0 - 40	6,75	-	0,024 - 80	0,4 - 244,8
Round Trip Efficiency [%]	65 - 90	60 - 90	50 - 80	85 - 97	70 - 92
Vida Útil [anos]	5 - 15	5 - 20	5 - 20	5 - 20	5 - 20
Vida Útil [Nº de Ciclos]	200 - 500	3.500	600 - 1.200	1.500 - 10.000	5.000
Taxa de auto-descarga diária [%]	0,1 - 0,3	0,03 - 0,6	0 - 0,83	0,1 - 0,3	0,05 - 20
Tempo de Resposta	Milissegundos	Milissegundos	-	Milissegundos	1 à 2 minutos
Tempo de Descarga	Segundos à horas	Segundos à horas	-	Segundos à horas	Horas
Maturidade da Tecnologia	Madura	Comercializada	-	Comercializada	Comercializada
Impacto Ambiental	Alto	Alto	Médio/Baixo	Médio/Baixo	Alto
Custo de Investimento [\$/kWh]	50 - 400	400 - 2.400	-	300 - 600	300 - 543

Parte 2	NaNiCl ₂	VRB	ZBB	PSB
Densidade Energética [Wh/kg]	94 - 120	10 - 35	10 - 85	20 - 54
Densidade de Potência [W/kg]	150 - 200	80 - 166	90 - 110	1,31
Potência Nominal [MW]	0 - 1	0,05 - 20	0,1 - 15	0,1 - 15
Capacidade Energética Nominal [MWh]	0,1 - 10	80	0,1 - 10	0,05 - 120
Round Trip Efficiency [%]	85 - 92,5	60 - 85	65 - 85	60 - 83
Vida Útil [anos]	10 - 14	5 - 20	5 - 10	10 - 15
Vida Útil [Nº de Ciclos]	1.000 - 3.500	10.000 - 16.000	4.000	2.000
Taxa de auto-descarga diária [%]	até 15%	0 - 0,2	0 - 0,2	0
Tempo de Resposta	Milissegundos	Até 10 minutos	-	-
Tempo de Descarga	Segundos à horas	Segundos à horas	Segundos à horas	-
Maturidade da Tecnologia	Comercializada	Precipitada	Precipitada	Precipitada
Impacto Ambiental	Médio/Baixo	Médio/Baixo	Médio	Médio
Custo de Investimento [\$/kWh]	100 - 345	150 - 1.085	150 - 2.000	110 - 2.000

APÊNDICE B – FATOR DE ENTREGA MARGINAL NA RESTRIÇÃO DE BALANÇO ENERGÉTICO

Considerando o uso do MDF e das perdas do sistema na formulação da restrição de balanço energético, uma prova da validade da Equação (4.36) é dada por:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t)] \right\} = \sum_{i \in \mathcal{B}} [M_{DF_i}(t) \cdot P_i(t)]; \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (\text{B.1})$$

e, aplicando a Equação (4.31) no termo da direita da Equação (B.1), tem-se:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t)] \right\} = \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ [1 - M_{LF_i}(t)] \cdot P_i(t) \right\}; \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (\text{B.2})$$

Ao utilizar a formulação original do MLF, a Equação (B.2) transforma-se em:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t)] \right\} = \sum_{i \in \mathcal{B}} P_i(t) - \sum_{i \in \mathcal{B}} \left[\frac{\partial P_L(t)}{\partial P_i(t)} \cdot P_i(t) \right]; \quad t = 1, 2, \dots, 24, \quad (\text{B.3})$$

onde a resposta da derivada é encontrada na Equação (4.35). Assim, tem-se:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t)] \right\} = \sum_{i \in \mathcal{B}} P_i(t) - \sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ 2 \sum_{j \in \mathcal{K}} [\text{PTDF}_{ji} \cdot F_j(t) \cdot R_j] \cdot P_i(t) \right\};$$

$$t = 1, 2, \dots, 24, \quad (\text{B.4})$$

em que é aplicada a Equação (4.33), ou seja:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t)] \right\} = \sum_{i \in \mathcal{B}} P_i(t) - 2 \sum_{j \in \mathcal{K}} [F_j(t)^2 \cdot R_j]; \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (\text{B.5})$$

Apenas para análise do método, a soma das potências ativas líquidas é considerada como a perda programada do sistema. Logo:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} P_i(t) = P_{L_p}(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (\text{B.6})$$

em que $P_{L_p}(t)$ é a perda programada do sistema no tempo t . Enquanto que, a perda real é representada por:

$$\sum_{j \in \mathcal{K}} [F_j(t)^2 \cdot R_j] = P_{L_r}(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (\text{B.7})$$

em que $P_{L_r}(t)$ é a perda real do sistema no tempo t . Assim, tem-se:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} P_i(t) - 2 \sum_{j \in \mathcal{K}} [F_j(t)^2 \cdot R_j] = P_{L_p}(t) - 2P_{L_r}(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (\text{B.8})$$

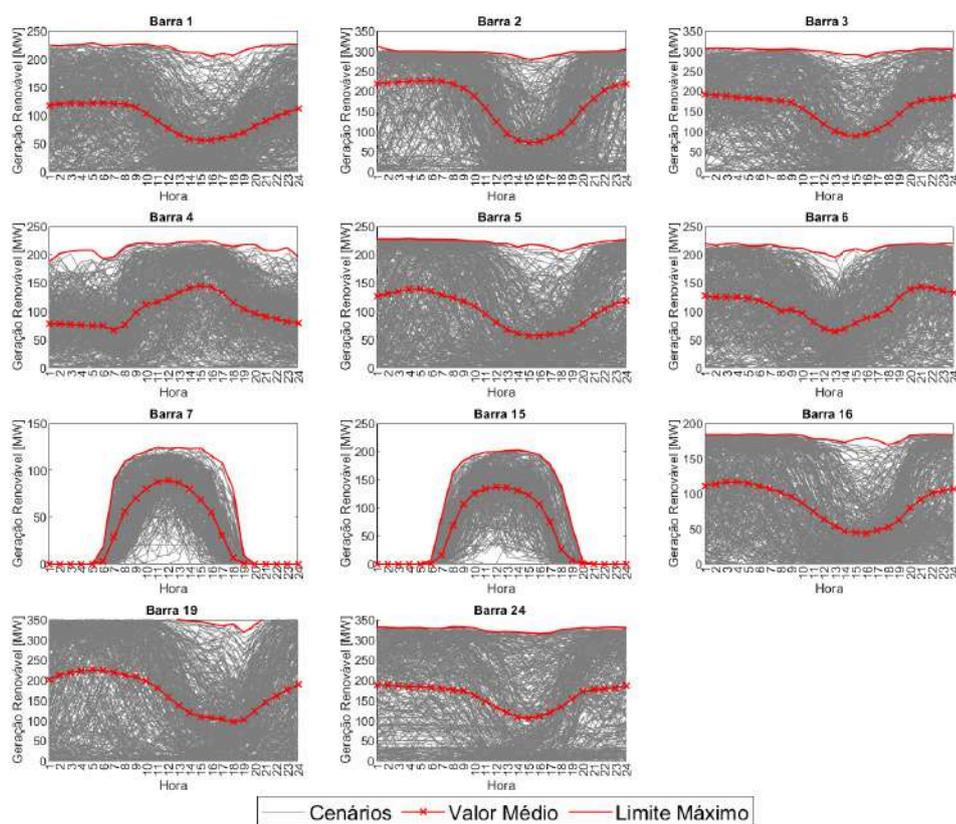
Após a convergência do método iterativo descrito na Seção 4.8, a perda programada deve ser igual à perda real, de tal forma que $P_{L_p}(t) = P_{L_r}(t) = P_L(t)$. Portanto, a Equação (B.5) se torna:

$$\sum_{i \in \mathcal{B}} \left\{ M_{DF_i}(t) \cdot [P_{G_i}(t) - D_i(t)] \right\} = -P_L(t); \quad t = 1, 2, \dots, 24. \quad (\text{B.9})$$

APÊNDICE C – CENÁRIOS DE GERAÇÃO DAS EOLS E UFVS

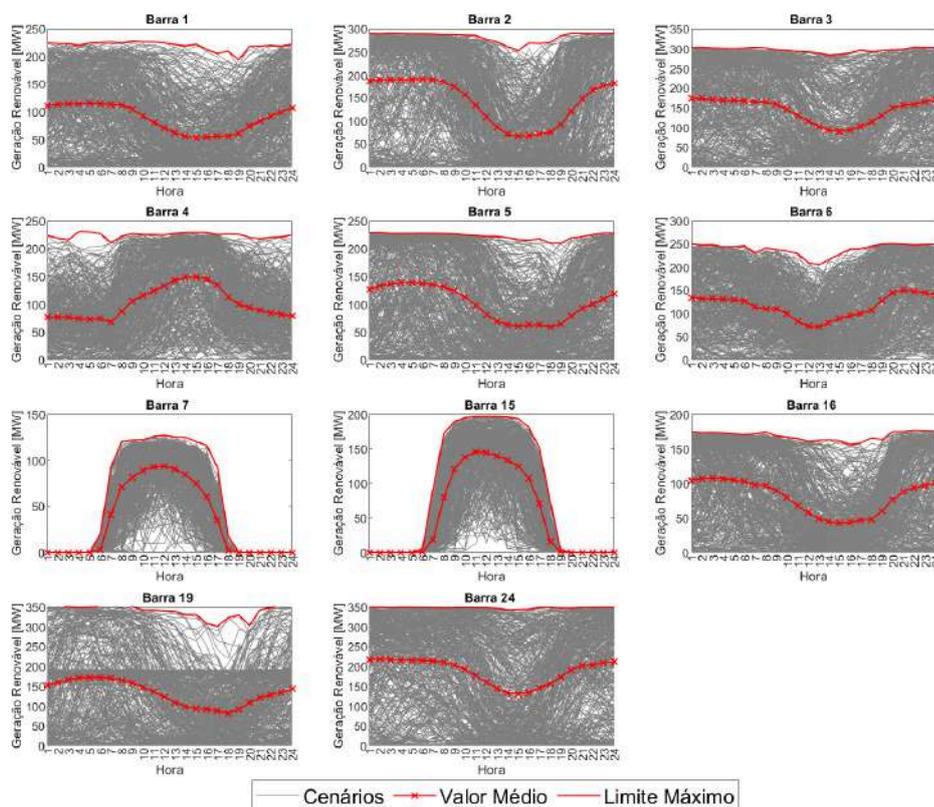
Nas figuras a seguir são mostrados os cenários da geração eólica e solar fotovoltaica utilizados neste estudo (ONS, 2022c). Na Figura C1 podem ser vistas as curvas para o período 2018 - 2019, na Figura C2 as curvas do período 2019 - 2020, e por último, na Figura C3, as curvas para o período 2020 - 2021.

Figura C1 – Cenários da geração eólica e solar fotovoltaica no período 2018 - 2019.



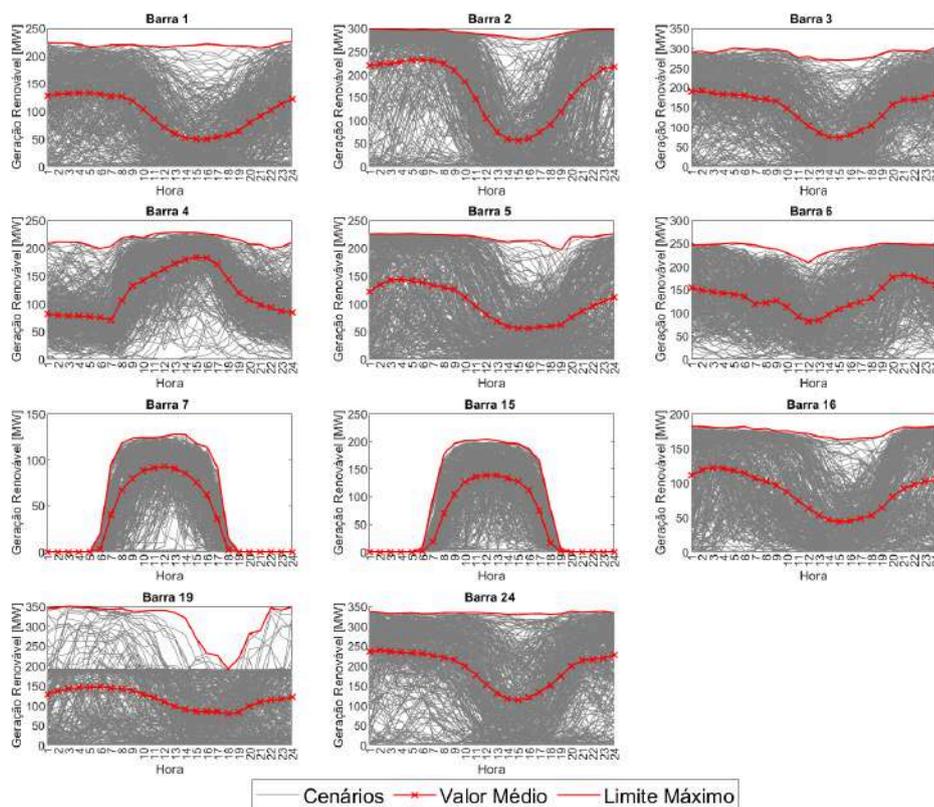
Fonte: próprio autor.

Figura C2 – Cenários da geração eólica e solar fotovoltaica no período 2020 - 2021.



Fonte: próprio autor.

Figura C3 – Cenários da geração eólica e solar fotovoltaica no período 2020 - 2021.



Fonte: próprio autor.