



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Coordenação hidrotérmica de sistemas elétricos de potência com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis

CLÓVIS DA CONCEIÇÃO MELO MARTINS JÚNIOR

São Luís - MA, Brasil
Novembro, 2021

CLÓVIS DA CONCEIÇÃO MELO MARTINS JÚNIOR

Coordenação hidrotérmica de sistemas elétricos de potência com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas.

Coorientador: Prof. Dr. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho

São Luís - MA, Brasil
Novembro, 2021

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

Martins Júnior, Clóvis da Conceição Melo.

Coordenação hidrotérmica de sistemas elétricos de
potência com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis
/ Clóvis da Conceição Melo Martins Júnior. - 2021.
109 f.

Coorientador(a): Raimundo Nonato Diniz Costa Filho.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís, Maranhão, Brasil, 2021.

1. Coordenação hidrotérmica. 2. Inteligência
Artificial. 3. QPSO. 4. Usinas Hidrelétricas
Reversíveis. I. Costa Filho, Raimundo Nonato Diniz. II.
Paucar Casas, Vicente Leonardo. III. Título.

Coordenação hidrotérmica de sistemas elétricos de potência com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis

Clóvis da Conceição Melo Martins Júnior

Dissertação aprovada em 26/11/2021.

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho, UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco, UFPA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

A Deus, Seu Único Filho Jesus Cristo e Nossa Senhora de Fátima.

À minha família.

Aos professores e amigos.

Agradecimentos

A Deus, Seu único Filho Jesus Cristo e Nossa Senhora de Fátima, fontes supremas de amor, justiça e sabedoria.

À minha família, em especial minha mãe Diana Lúcia Araújo Medeiros, meus avós Antônia Araújo Medeiros e Pedro Marques Medeiros (*in memoriam*) e meus tios Djaci Araújo Medeiros (*in memoriam*) e Pedro Marques Medeiros Filho, fontes pessoais de amor, caráter, disciplina e motivação diária para o alcance dos objetivos.

A todos os professores com quem tive o prazer de tê-los em sala de aula durante a minha vida escolar, cujo tempo é muito próximo à minha idade. Sendo este trabalho fruto de um aprendizado de longa data, então a minha gratidão a vocês é eterna, pois as minhas conquistas também são as vossas conquistas.

Aos orientadores Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas e Prof. Dr. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho pela dedicação, paciência durante a orientação e oportunidades concedidas para o aprendizado.

Aos amigos pessoais Airton Nunes, Clóvis Lino, Dennys Deleon, Edward Júnior, Filon Krause, Lucas Cunha e Wilson França pelas lições e incentivos. Verdadeiras amizades tornam-se resistentes ao tempo e à distância.

À Universidade Federal do Maranhão (UFMA) e ao Laboratório de Mercados Elétricos (LME) pela estrutura oferecida.

Aos cidadãos brasileiros, por financiarem mais este trabalho via pagamento de seus impostos.

*“Se estiver atravessando o inferno...
não pare!”*

SIR WINSTON CHURCHILL

*“A lição é a seguinte: nunca desista,
nunca, nunca, nunca. Em nada.
Grande ou pequeno, importante ou não.
Nunca desista. Nunca se renda à força,
nunca se renda ao poder aparentemente
esmagador do inimigo.”*

SIR WINSTON CHURCHILL

*“Thee haughty tyrants
ne’er shall tame
All their attempts to bend thee down,
Will but arouse thy generous flame
But work their woe, and thy renown:
RULE, BRITANNIA !!!
BRITANNIA RULE THE WAVES !!!
BRITONS NEVER, NEVER
NEVER SHALL BE SLAVES !!!”*

Rule, Britannia!

JAMES THOMSON & THOMAS ARNE

Resumo

C. C. Melo, “Coordenação hidrotérmica de sistemas elétricos de potência com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis”. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão (UFMA), 109f, São Luís-MA, Brasil, 2021.

A coordenação hidrotérmica é uma relevante etapa do planejamento da operação, cujo objetivo é a minimização do custo total de operação durante o horizonte de demanda, em conjunto com o respeito às restrições de sistemas elétricos como as perdas na transmissão e o balanço de potência. Concomitantemente, busca-se a redução da dependência de combustíveis fósseis e emissão de gases estufa a partir da inserção de fontes alternativas. Nestas condições, esta pesquisa busca apresentar um modelo de coordenação hidrotérmica de redes elétricas inteligentes, bem como uma metodologia fundamentada em técnicas de inteligência artificial. Considera-se as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), pois estes sistemas têm a vantagem de oferecer energia elétrica em horários de ponta a partir de um armazenamento de água efetuado em reservatórios superiores realizados em horários fora de ponta; assim, contribuem para a redução do custo. A metodologia proposta é implementada em ambiente computacional MATLAB e aplicada a sistemas-teste. A análise das simulações visa a comparação dos casos de coordenação hidrotérmica com e sem usinas hidrelétricas reversíveis, de modo a localizar as circunstâncias de menor custo possível.

Palavras-chave: Coordenação Hidrotérmica, Inteligência Artificial, Usinas Hidrelétricas Reversíveis, QPSO.

Abstract

C. C. Melo, “Hydrothermal scheduling of power systems with inclusion of pumped-storage hydropower”. Master of Science Thesis, Electrical Engineering Graduate Program (PPGEE), Federal University of Maranhão (UFMA), 109f, São Luís-MA, Brazil, 2021.

Hydrothermal scheduling is a relevant stage in the planning of the operation, which the objective is to minimize the total cost of operation during the demand horizon, together with respect for the restrictions of electrical systems such as losses in transmission and the power balance. Concomitantly, efforts are made to reduce dependence on fossil fuels and emission of greenhouse gases from the insertion of alternative sources. In these conditions, this research seeks to present a unit commitment model for smart electrical networks, as well as a methodology based on artificial intelligence techniques. Pumped-storage hydropower are considered, because these systems have the advantage of offering electricity at peak hours from a water storage carried out in upper reservoirs carried out during off-peak hours; thus, they contribute to the reduction of the cost. The proposed methodology is implemented in a MATLAB computational environment and applied to test systems. The analysis of the simulations aims to compare the hydrothermal scheduling cases with and without pumped-storage hydropower plants, in order to search the circumstances of the lowest possible cost.

Keywords: Hydrothermal scheduling, Artificial Intelligence, Pumped-Storage Hydropower, QPSO.

Lista de Figuras

2.1	Movimento das partículas no PSO e QPSO. Adaptado de [1].	14
2.2	Fluxograma para a solução via programação dinâmica.	16
2.3	Sistema hidrotérmico com restrições de usinas hidrelétricas. Adaptado de [2]. . .	18
2.4	Sistemas hidrelétricos acoplados. Adaptado de [2].	22
2.5	Modelo simplificado de uma usina hidrelétrica reversível e o fluxo equivalente no sistema elétrico de potência. Adaptado de [3, 2]	24
2.6	Esquema genérico para inserção da UHR no problema de coordenação hidrotérmica. Adaptado de [4].	25
3.1	Curvas de entrada-saída e ciclo diário típico de uma UHR. Adaptado de [2]. . .	30
4.1	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, sem UHR. Custo: \$ 62.560,56.	47
4.2	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, com UHR. Custo: \$ 52.479,30.	48
4.3	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, sem UHR. Custo: \$ 113.514,09.	49
4.4	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, com UHR. Custo: \$ 106.526,83.	50
4.5	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, sem UHR. Custo: \$ 136.804,36.	51
4.6	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, com UHR. Custo: \$ 136.273,05.	52
4.7	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, sem UHR. Custo: \$ 281.892,41.	53
4.8	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, com UHR. Custo: \$ 260.769,14.	54
4.9	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 636.862,75.	56
4.10	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 620.831,28.	57
4.11	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 2.308.489,81.	60

4.12	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 2.274.652, 81.	61
4.13	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, sem UHR. Custo: \$ 49.884, 56.	62
4.14	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, com UHR. Custo: \$ 44.973, 38.	63
4.15	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, sem UHR. Custo: \$ 122.134, 81.	64
4.16	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, com UHR. Custo: \$ 121.453, 12.	65
4.17	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 03, sem UHR. Custo: \$ 114.412, 03.	66
4.18	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 03, com UHR. Custo: \$ 113.247, 45.	67
4.19	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, sem UHR. Custo: \$ 170.083, 96.	68
4.20	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, com UHR. Custo: \$ 153.424, 17.	69
4.21	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, sem UHR. Custo: \$ 451.454, 11.	71
4.22	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, com UHR. Custo: \$ 451.367, 31.	72
4.23	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 674.475, 29.	74
4.24	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 670.028, 17.	76
4.25	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 02 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 654.026, 53.	77
4.26	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 02 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 645.684, 40.	79
4.27	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 2.911.139, 73.	80
4.28	Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 2.883.919, 14.	82

Lista de Tabelas

4.1	Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2]. . .	39
4.2	Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].	40
4.3	Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2]. . .	40
4.4	Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].	40
4.5	Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2]. . .	41
4.6	Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].	41
4.7	Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2]. . .	41
4.8	Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].	42
4.9	Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 5.	42
4.10	Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 5.	42
4.11	Informações do sistema térmico - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [5, 6].	43
4.12	Informações do sistema térmico - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7]. .	43
4.13	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].	44
4.14	Demanda expressa em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7]. . . .	44
4.15	Informações do sistema térmico - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8]. .	45
4.16	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].	45
4.17	Demanda expressa em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8]. . . .	46
4.18	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].	46
4.19	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 1.	47
4.20	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].	48
4.21	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 2.	49
4.22	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].	50
4.23	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].	51
4.24	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 4.	52
4.25	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 5. Adaptado de [2].	53
4.26	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 5.	54
4.27	Demanda expressa em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [5, 6]. .	55
4.28	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [5, 6].	57
4.29	Demanda expressa em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7]. . . .	58

4.30	Demanda expressa em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8]. . . .	59
4.31	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].	61
4.32	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].	62
4.33	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 1.	63
4.34	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].	64
4.35	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 2.	65
4.36	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].	66
4.37	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 3.	67
4.38	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].	68
4.39	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 4.	69
4.40	Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 5. Adaptado de [5].	70
4.41	Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 5.	72
4.42	Parâmetros do QPSO.	73
4.43	Demanda expressa em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [6]. . .	74
4.44	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [6].	75
4.45	Demanda expressa em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7]. . .	77
4.46	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].. . . .	78
4.47	Demanda expressa em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8]. . .	80
4.48	Valores de potência da UHR em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].	81
4.49	Resumo das informações obtidas das simulações computacionais de coordenação hidrotérmica.	83

Lista de Abreviaturas, Siglas e Símbolos

e_g	Energia gerada pela UHR em MWh
e_p	Energia bombeada pela UHR em MWh
C_{th}	Custo total do pré-despacho das N unidades térmicas em T períodos de demanda.
E	Energia proveniente das usinas térmicas.
$F(P_j(t))$	Função-custo de combustível da unidade j no período t .
N_s	Número de períodos em que as unidades térmicas estão ativas no sistema elétrico.
P_j	Geração oriunda de unidades térmicas.
P_k^{UHE}	Geração oriunda das usinas hidrelétricas reversíveis.
$SC_j(t)$	Custo de partida da unidade j no período t .
$SC'_j(t)$	Custo de partida da unidade j .
DR_j	Limite de rampa de subida (“ <i>down ramp</i> ”) do gerador j
UR_j	Limite de rampa de descida (“ <i>up ramp</i> ”) do gerador j
a_j, b_j, c_j	Coeficientes de custo de combustível do gerador j .
C_j^{cold}	Custo de partida a frio da unidade j .
C_j^{hot}	Custo de partida a quente da unidade j .
N_G	Número de geradores do sistema.
n_j	Número de horas de cada período de planejamento no tempo j .
$P_{\text{load}j}$	Demanda no período j
P_D	Demanda das cargas.
P_{Hj}^{max}	Potência máxima fornecida pela hidrelétrica no período j

$P_{j,t}$	Potência do gerador j no instante t .
$P_{j, t+1}$	Potência do gerador j no instante $t + 1$.
P_j	Potência de saída do gerador j .
$P_j^{\max}$	Potência máxima gerada pela unidade j .
$P_j^{\max}$	Valor máximo de potência da j -ésima unidade térmica.
$P_j^{\min}$	Valor mínimo de potência da j -ésima unidade térmica.
$P_{k,\max}^{\text{UHE}}$	Valor máximo de potência da k -ésima usina hidrelétrica reversível.
$P_{k,\min}^{\text{UHE}}$	Valor mínimo de potência da k -ésima usina hidrelétrica reversível.
P_S	Reserva girante requisitada.
q_j	Taxa de descarga da hidrelétrica no tempo j .
r_j	Fluxo de alimentação do reservatório no tempo j .
s_j	Taxa de transbordamento da água do reservatório no tempo j .
$T_{\max}$	Máximo intervalo de tempo do horizonte de planejamento
T_j^{DOWN}	Tempo mínimo que o gerador j deve permanecer desconectado da rede.
T_j^{OFF}	Tempo que o gerador j está desconectado da rede.
T_j^{ON}	Tempo que o gerador j está conectado à rede
T_j^{UP}	Tempo mínimo que o gerador j deve permanecer conectado à rede.
T_j^{cold}	Tempo de partida fria da unidade j , isto é, o tempo necessário para que a unidade j alcance a atividade plena a ativação.
T_j^{down}	Tempo mínimo de ociosidade da unidade j .
t_j^{off}	Tempo em que a unidade j permanece desconectada da rede, não participando da demanda.
V_j	Volume do reservatório no tempo j .
CE	Coeficiente de compressão-expansão
PSO	Otimização por Enxame de Partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
QPSO	Otimização por Enxame de Partículas baseado em <i>quantum</i> (<i>Quantum-behaved particle swarm optimization</i>)

SEE Sistemas de Energia Elétrica.

UHR Usinas Hidrelétricas Reversíveis.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Generalidades	1
1.2	Formulação do problema	2
1.3	Justificativa	3
1.4	Objetivos	4
1.4.1	Objetivo geral	4
1.4.2	Objetivos específicos	4
1.5	Metodologia	4
1.6	Estrutura do trabalho	5
2	Coordenação hidrotérmica com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis	6
2.1	Noções gerais de pré-despacho	6
2.2	Métodos de solução	8
2.2.1	<i>Particle Swarm Optimization</i> (PSO)	9
2.2.2	Programação Dinâmica	15
2.3	Coordenação Hidrotérmica	17
2.3.1	Planejamento hidrotérmico de curto prazo	18
2.3.2	Plantas hidrelétricas com restrições de armazenamento	20
2.3.3	Unidades hidrelétricas em série	21
2.4	Usinas hidrelétricas reversíveis (UHR)	23
2.5	Modelo de coordenação hidrotérmica com inserção de UHR	24
2.6	Restrições da coordenação hidrotérmica	25
2.6.1	Reserva girante	25
2.6.2	Tempo mínimo em estado ativado	26
2.6.3	Tempo mínimo em estado desativado	26
2.6.4	Limite de rampa de geradores	27
2.6.5	Restrição do balanço de potência ativa	27
2.6.6	Restrição do limite de potência dos geradores	28
3	Métodos de solução propostos para resolver a coordenação hidrotérmica com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis	29
3.1	Métodos convencionais de coordenação hidrotérmica com inserção de UHR . . .	29

3.1.1	Método iterativo lambda-gamma	29
3.1.2	Método baseado em programação quadrática	34
3.2	Métodos de solução propostos de coordenação hidrotérmica com inserção de UHR	35
3.2.1	Método baseado em programação dinâmica	35
3.2.2	Método baseado na metaheurística QPSO	37

4 Simulações computacionais 39

4.1	Introdução	39
4.2	Sistemas-teste	39
4.2.1	Sistema equivalente hidrotérmico 01	39
4.2.2	Sistema equivalente hidrotérmico 02	40
4.2.3	Sistema equivalente hidrotérmico 03	41
4.2.4	Sistema equivalente hidrotérmico 04	41
4.2.5	Sistema equivalente hidrotérmico 05	42
4.2.6	Sistema 01 de 10 geradores	42
4.2.7	Sistema 02 de 10 geradores	43
4.2.8	Sistema 03 de 10 geradores	45
4.3	Coordenação hidrotérmica baseada no método iterativo lambda-gamma	46
4.3.1	Sistema equivalente hidrotérmico 01	46
4.3.2	Sistema equivalente hidrotérmico 02	48
4.3.3	Sistema equivalente hidrotérmico 03	50
4.3.4	Sistema equivalente hidrotérmico 04	51
4.3.5	Sistema equivalente hidrotérmico 05	53
4.4	Coordenação hidrotérmica baseada na programação quadrática	55
4.4.1	Sistema 01 de 10 geradores	55
4.4.2	Sistema 02 de 10 geradores	58
4.4.3	Sistema 03 de 10 geradores	59
4.5	Coordenação hidrotérmica baseada na programação dinâmica	62
4.5.1	Sistema equivalente hidrotérmico 01	62
4.5.2	Sistema equivalente hidrotérmico 02	64
4.5.3	Sistema equivalente hidrotérmico 03	66
4.5.4	Sistema equivalente hidrotérmico 04	68
4.5.5	Sistema equivalente hidrotérmico 05	70
4.6	Coordenação hidrotérmica baseada na metaheurística QPSO	73
4.6.1	Introdução	73
4.6.2	Sistema 01 de 10 geradores	73
4.6.3	Sistema 02 de 10 geradores	76
4.6.4	Sistema 03 de 10 geradores	79
4.7	Resumo das simulações	82

5	Conclusão	84
5.1	Conclusões	84
5.2	Trabalhos futuros	84
5.3	Publicações decorrentes desta dissertação	85
	Referências	86

Capítulo 1

Introdução

1.1 Generalidades

Os sistemas de energia elétrica (SEE), também conhecidos como sistemas elétricos de potência, são caracterizados pelas mudanças constantes na demanda da carga, onde normalmente são maiores em períodos diurnos que noturnos. Isso acontece porque as cargas de grande porte estão em pleno funcionamento nesse período, ao passo que estão desativadas no intervalo compreendido entre 20 : 00 e 07 : 00 do dia seguinte. Nessas condições, torna-se necessária a ativação racional de geradores que visam fornecer a energia elétrica de acordo com a demanda [2, 4, 5, 6].

Todavia, a conexão indiscriminada de geradores torna o processo oneroso. Assim, é relevante executar uma metodologia de escolha de unidades que seja possível não apenas o atendimento à demanda como também o fornecimento de energia ao mais baixo custo possível. Esta etapa do planejamento da operação de sistemas elétricos é denominada Pré-despacho ou Alocação de Unidades Geradoras (do inglês “*Unit Commitment*”) e consiste em determinar quais unidades serão ativadas ao longo do horizonte de planejamento, podendo ser de curto, médio ou longo prazo. Concomitantemente, a coordenação hidrotérmica consiste em determinar as potências dos geradores com mínimo custo de operação/produção. O atendimento à demanda também deve atender critérios técnicos como as restrições da rede elétrica e dos geradores; como exemplo, há os limites máximo e mínimo de potência fornecida e os limites de fluxo de potência no sistema de transmissão [9, 10, 2, 11, 12, 13, 14, 15].

O século XXI é caracterizado pelo incremento de um estilo de vida que explora incessantemente os ecossistemas terrestres, onde o uso de recursos naturais excede a capacidade de renovação dos biomas em cerca de 1/3 de sua capacidade. Assim, o despertar da consciência

ecológica leva não somente à necessidade de redução do uso de combustíveis fósseis e emissão de gases estufa, como também ao incremento do uso de fontes alternativas de energia, principalmente no que tange à geração a partir de recursos naturais. Os últimos anos são marcados pela elevação exponencial do incremento de geração de energia elétrica a partir do sol e ventos, bem como a redução dos seus custos de geração, possibilitando às comunidades de baixa renda ou populações isoladas o acesso à energia elétrica. Pesquisas recentes indicam também que as usinas hidrelétricas reversíveis têm se mostrado eficientes e eficazes para lidar com fontes alternativas de energia, principalmente no que diz respeito à redução dos problemas de volatilidade, deslocamento do pico de demanda e inserção de robustez ao sistema, haja vista a capacidade de gerar mais energia a custos cada vez menores [16, 17, 18, 14, 15].

As usinas hidrelétricas reversíveis armazenam energia na forma de água em um reservatório superior, bombeado de outro reservatório de altitude mais baixa. Durante períodos de alta demanda, a energia é gerada liberando a água armazenada através de turbinas da mesma maneira que uma estação hidrelétrica convencional. Durante períodos de baixa demanda, o reservatório superior é recarregado usando eletricidade de menor custo da rede para bombear água de volta ao reservatório superior [2, 19, 20].

Esses conjuntos reversíveis podem atuar como bombas e turbinas. As estações de armazenamento bombeado diferem das estações hidrelétricas tradicionais porque são consumidoras líquidas de eletricidade, haja vista as perdas hidráulicas e elétricas ocorridas no ciclo de bombeamento dos reservatórios inferiores para os superiores. No entanto, essas usinas geralmente são eficientes e podem ser benéficas em termos de balanceamento de carga no sistema. Essas instalações podem ser econômicas devido às diferenças de preços entre os horários de ponta e fora de ponta, bem como tem potencial para fornecer serviços críticos de rede auxiliar [20, 21, 14, 15].

1.2 Formulação do problema

O pré-despacho é uma etapa do planejamento da operação de sistemas de energia, onde o operador decide quais unidades são colocadas em serviço, de acordo com o horizonte de planejamento. Paralelamente, a coordenação hidrotérmica busca determinar as potências dos geradores com mínimo custo possível. Todavia, a conexão de gerações alternativas de energia como as usinas hidrelétricas reversíveis implica em inserção de complexidades que não podem ser ignoradas. Nessas condições, torna-se necessária uma modelagem adequada do problema para que não sejam escolhidas soluções sub-ótimas, isto é, fora das restrições econômicas, ou mesmo coloque em risco a segurança do sistema elétrico.

1.3 Justificativa

O setor elétrico tem sido questionado acerca da emissão de gases estufa provenientes de usinas térmicas operantes sob combustíveis fósseis. Diante deste cenário, buscou-se o desenvolvimento e integração de gerações de energia livres de emissão de poluentes. Ao mesmo tempo, estas novas formas de geração são dotadas de características específicas capazes de aumentar a complexidade do sistema de geração. A necessidade de garantir segurança, confiabilidade e racionalidade econômica levam à elaboração de modelos sofisticados de coordenação hidrotérmica.

As instalações hidrelétricas de armazenamento bombeado representam 2,5% da capacidade global instalada e 99% da capacidade total das instalações de armazenamento de energia. É a maneira mais competitiva e confiável de armazenar eletricidade, permitindo o uso eficiente da energia excedente e o retorno de uma quantidade significativa de energia de volta à rede. A média de desempenho é cerca de 70%; isto torna essas plantas importantes para o gerenciamento da rede, pois podem ser colocadas em serviço por pouco tempo e lidar com variações de carga da rede, bem como são extremamente confiáveis e não são impactadas externamente, haja vista trabalharem principalmente em ciclos fechados [14, 15, 22, 23].

Sendo a coordenação hidrotérmica uma importante fase do planejamento da operação, onde o operador define as potências dos geradores disponíveis em cada intervalo do horizonte de demanda, a elaboração de um modelo apropriado é requisitada para que a segurança, confiabilidade e custo da rede estejam em patamares adequados. Nessas condições, este trabalho busca contribuir com a elaboração de um modelo de coordenação hidrotérmica que incorpore as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) [14, 15, 22, 23, 24]. Por fim, será elaborada e implementada uma metodologia que solucionará o problema formulado, com foco na eficiência e eficácia.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo geral

Desenvolver uma metodologia eficiente e eficaz para a coordenação hidrotérmica que incorpore as usinas hidrelétricas reversíveis, contribuindo para os estudos acerca dos impactos da inserção desta forma de geração às redes elétricas.

1.4.2 Objetivos específicos

- Analisar os impactos da inserção das usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) sobre a coordenação hidrotérmica;
- Realizar a modelagem adequada das usinas hidrelétricas reversíveis (UHR);
- Contribuir para a identificação de potenciais usos das usinas hidrelétricas reversíveis (UHR);
- Desenvolver uma metodologia para simular a coordenação hidrotérmica de um sistema elétrico de potência considerando a inserção de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), observando as complexidades envolvidas;
- Aplicar a metodologia proposta a sistemas-teste.

1.5 Metodologia

O traçado dos objetivos propostos tiveram como ponto de partida a revisão bibliográfica acerca do pré-despacho e coordenação hidrotérmica em redes elétricas inteligentes, bem como o estado da arte das usinas hidrelétricas reversíveis. Após esta etapa, um modelo adequado de coordenação hidrotérmica incorporando as distintas formas de geração é proposto.

Em seguida, elaborou-se uma metodologia embasada em técnicas de inteligência artificial para solucionar o problema apresentado. Incorporou-se as usinas hidrelétricas reversíveis a partir de uma modelagem adequada.

Finalmente, aplica-se a metodologia proposta a sistemas-teste devidamente selecionados.

1.6 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido como segue:

- **Capítulo 2:** apresenta-se o estado da arte do pré-despacho, coordenação hidrotérmica e as usinas hidrelétricas reversíveis.
- **Capítulo 3:** são apresentados os modelos de usinas hidrelétricas reversíveis, com foco na operação. Mostra-se também a metodologia proposta a ser utilizada nas simulações.
- **Capítulo 4:** apresenta-se os resultados das simulações computacionais e suas análises.
- **Capítulo 5:** são feitas as considerações finais e contribuições para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Coordenação hidrotérmica com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis

2.1 Noções gerais de pré-despacho

O pré-despacho é uma etapa de planejamento da operação onde o operador do sistema define quais geradores devem estar em serviço em cada horário do horizonte de planejamento. Tem o objetivo de minimizar o custo total da operação em cada faixa horária e atender às restrições da rede elétrica e das unidades geradoras. Como exemplos de restrições, há o balanço de potência ativa, tempos mínimos de operação quando conectados ou desconectados da rede, restrições de reserva girante, limites de potência dos geradores, entre outros. Soluções ótimas de problemas de pré-despacho resultam em economias da ordem de milhões de dólares para as concessionárias de energia elétrica [13, 12, 9, 11].

Do ponto de vista de modelagem matemática, o problema de pré-despacho é classificado como um problema de otimização combinatória inteira mista, não-linear, de larga escala e de natureza restrita. Isto significa afirmar que os cálculos levam em consideração não somente as relações não-lineares entre as variáveis, como também o estado (*on/off*) dos geradores, suas restrições inerentes e da rede elétrica. Em linhas gerais, busca-se a minimização do custo total da operação de usinas térmicas, que por sua vez é formado pelo custo de partida e custo do combustível [2, 11, 25]:

$$C_{th} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [F(P_j(t)) + SC_j(t)] \quad (2.1)$$

onde

- C_{th} é o custo total do pré-despacho das N unidades térmicas em T períodos de demanda;
- $F(P_j(t))$ é a função-custo de combustível da unidade j no período t ;
- $SC_j(t)$ é o custo de partida da unidade j no período t .

A função-custo das unidades térmicas $F(P_j)$ tem forma quadrática; todavia, é empregado para a grande maioria dos casos de modelagem de custo de geradores. Já os custos de partida $SC_j(t)$ estão em função do tempo:

$$F(P_j) = a_j P_j^2 + b_j P_j + c_j \quad (2.2)$$

$$SC_j(t) = \begin{cases} C_j^{hot} & , \text{ se } t_j^{off} \leq T_j^{down} + T_j^{cold} \\ C_j^{cold} & , \text{ se } t_j^{off} > T_j^{down} + T_j^{cold} \end{cases} \quad (2.3)$$

onde

- a_j, b_j, c_j são os coeficientes de custo de combustível do gerador j ;
- P_j é a potência de saída do gerador j ;
- $SC_j(t)$ é o custo de partida da unidade j ;
- t_j^{off} é o tempo em que a unidade j permanece desconectada da rede, não participando da demanda;
- T_j^{down} é o tempo mínimo de ociosidade da unidade j ;
- T_j^{cold} é o tempo de partida fria da unidade j , isto é, o tempo necessário para que a unidade j alcance a atividade plena a ativação;
- C_j^{hot} é o custo de partida a quente da unidade j ;
- C_j^{cold} é o custo de partida a frio da unidade j .

2.2 Métodos de solução

Considere a circunstância de estabelecer a geração necessária para M períodos do dia, com N_G geradores à disposição. Sabe-se que níveis de carga do M -ésimo período podem ser atendidos por qualquer combinação dos N_G geradores. Nessas condições, estabelecer a alocação por força bruta indica que o número de combinações possíveis para cada intervalo M pode ser descrito como [2]:

$$C(N_G, 1) + C(N_G, 2) + \dots + C(N_G, N_G - 1) + C(N_G, N_G) = 2^{N_G} - 1 \quad (2.4)$$

onde

$$C(N_G, j) = \frac{N_G}{(N_G - j)! j!} \quad (2.5)$$

Isto significa afirmar que há $(2^{N_G} - 1)^M$ para M períodos analisados. Como exemplo, 5 geradores resultam em $6,20 \times 10^{35}$ possibilidades, e sabe-se que os sistemas elétricos de médio ou grande porte apresentam pelo menos 10 geradores conectados à rede. Assim, é inviável elencar todas as possibilidades antes que o operador de sistemas decida quais geradores serão colocados em operação, principalmente quando se trata de planejamento de curto prazo. Se, por um lado, as restrições dos geradores e aquelas associadas ao balanço geração-carga indicam a redução das possibilidades, por outro, observa-se que o principal obstáculo é a elevada dimensão do espaço-solução. Como exemplo de métodos de solução tradicionais, há o Método de Lista de Prioridade, Método da Programação Dinâmica, Método da Relaxação de Lagrange e o Método da Programação Linear Inteira Mista [2].

Os métodos tradicionais buscam simplificar ou mesmo ignorar certas restrições presentes em sistemas elétricos reais, tais como a geração oriunda a partir de fontes renováveis e admitir que todos os geradores são capazes de fornecer o seu limite mínimo de potência quando ativado, isto é, ignoram os períodos transitórios compreendidos entre a ativação e o fornecimento de energia. Além disso, podem apresentar soluções sub-ótimas, ou ótimas locais e são computacionalmente dispendiosas. Embora ainda sejam empregados em *softwares* comerciais, a necessidade de adequação às novas formas de geração e a busca pela eficiência na operação em tempo real motivaram o desenvolvimento de métodos mais robustos [9, 26, 27].

Técnicas de Inteligência Artificial foram desenvolvidas não somente para atender às novas restrições dos sistemas elétricos, como também para serem capazes de modelá-los de forma mais fidedigna possível, isto é, que leve em consideração também as restrições outrora simplificadas pelos métodos tradicionais. Embora exijam escolhas prévias de metodologia de

treinamento e a elaboração de um sistema de grandes dimensões mesmo para sistemas de pequeno/médio porte, as técnicas modernas para a solução de pré-despacho são continuamente requisitadas haja vista a capacidade de lidar com restrições, habilidade de determinar várias soluções ótimas e a versatilidade para lidar com problemas multiobjetivo. Como exemplo, tem-se o Algoritmo do Vaga-Lume (“*Firefly Algorithm*”) [28, 29, 30], Algoritmos Genéticos [31, 32, 33, 8], Algoritmo de Busca de Colônia de Formigas (“*Ant Colony Search*”) [34], Otimizador Binário Lobo Cinza (“*Binary Grey Wolf Optimizer*”) [35] e a Otimização por Enxame de Partículas (“*Particle Swarm Optimization*”) [34, 36, 37, 38, 8]. Também foram propostos métodos híbridos, que exploram o melhor de cada técnica moderna; como exemplo há o Híbrido PSO-GA [39], PSO Evoluído [40], PSO e Busca Tabu (“*Tabu Search*”) [41], entre outros.

2.2.1 *Particle Swarm Optimization* (PSO)

O algoritmo de otimização por enxame de partículas (do inglês “*Particle Swarm Optimization*” - PSO) é um procedimento de busca baseado em populações desenvolvido em 1995 por Kennedy e Ebberhart [42]. Foi desenvolvida a partir da simulação de populações como cardumes de peixes e grupos de pássaros. É inicializado por um conjunto de potenciais soluções denominadas partículas. Cada partícula tem uma posição e velocidade de busca no espaço-solução para atingir seu valor mínimo. Seu deslocamento ocorre de forma aleatória, mas é influenciado pelas informações cognitivas e sociais obtidas da exploração a nível local e global. Todas as partículas compartilham suas experiências entre si, de modo que seja determinado o ponto de mínimo global. É dotado de poucos parâmetros ajustáveis e seu processo evolutivo é flexível e equilibrado. Tem apresentado sucesso para a resolução de problemas não-lineares, combinatórios e multi-objetivos [1, 42, 6, 8].

No algoritmo original com M partículas, cada partícula é representada como uma potencial solução do problema no espaço D -dimensional e suas posições na i -ésima iteração é denotada como $X_i^t = [x_{i,1}^t, \dots, x_{i,j}^t, \dots, x_{i,D}^t]$. Cada partícula recorda sua melhor posição prévia e suas velocidades ao longo de cada dimensão é $V_i^t = [V_{i,1}^t, \dots, V_{i,j}^t, \dots, V_{i,D}^t]$. A velocidade e a posição da partícula i na $(t + 1)$ -ésima iteração são atualizados pelas seguintes equações [1, 42, 6, 8]:

$$V_{i,j}^{t+1} = w \cdot V_{i,j}^t + c_1 \cdot r_{i,j}^t (P_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot R_{i,j}^t (G_j^t - x_{i,j}^t) \quad (2.6)$$

$$x_{i,j}^{t+1} = x_{i,j}^t + V_{i,j}^{t+1} \quad (2.7)$$

onde c_1 e c_2 são duas constantes conhecidas como coeficientes de aceleração; $r_{i,j}^t$ e $R_{i,j}^t$ são dois números aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo $(0, 1)$ para a j -ésima dimensão da partícula i . O vetor $P_i^t = [P_{i,1}^t, \dots, P_{i,j}^t, \dots, P_{i,D}^t]$ contém as melhores posições da i -ésima partícula; o vetor $G^t = [G_1^t, \dots, G_j^t, \dots, G_D^t]$ guarda as melhores posições de todo o conjunto

de partículas, isto é, as melhores posições globais. $x_{i,j}^t$, $V_{i,j}^t$ e $P_{i,j}^t$ são as j -ésimas dimensões dos vetores X_i^t , V_i^t e P_i^t , respectivamente. O parâmetro w é o fator de inércia usado para balancear as buscas local e global. Frequentemente, w decresce linearmente com o número de iterações, conforme descrito a seguir:

$$w = w_{max} - t \cdot \frac{w_{max} - w_{min}}{T} \quad (2.8)$$

onde w_{max} e w_{min} são o máximo e mínimo fator de ponderação, normalmente definidos como 0.9 e 0.4, respectivamente. T é o número máximo de iterações predefinido, e t representa a iteração corrente. Seja f a função-objetivo a ser minimizada. O algoritmo PSO pode ser descrito pelo pseudocódigo mostrado a seguir [1, 42, 6, 8]:

Algoritmo 1: Pseudocódigo para o PSO.

```

1  início
2  Gere aleatoriamente uma população inicial com posições e velocidades
3  repita
4      para  $i = 1$  até tamanho da população faça
5          se  $f(X_i) < f(P_i)$  então
6               $P_i = X_i$ 
7          fim
8           $G = \arg \min (f(P_i))$ 
9          para  $j = 1$  até  $D$  faça
10             Atualize a velocidade de acordo com a Equação 2.6
11             Atualize a posição de acordo com a Equação 2.7
12         fim
13     fim
14 até o critério de parada ser alcançado;
15 fim

```

A adequação do PSO ao problema de pré-despacho ocorre de forma que as partículas representam os geradores, que por sua vez são formados por dois estados lógicos: 1 para o estado ativado, e 0 quando esse elemento estiver desconectado da rede elétrica em cada período de programação T . Assim, N geradores correspondem a 2^N estados possíveis. O número de estados varia de acordo com o tempo mínimo em estado ativado ou desativado de cada gerador. f é a função-objetivo, isto é, o custo de geração das unidades térmicas e X é o vetor formado pelas potências dos geradores. [1, 42, 6, 8].

Quantum-behaved particle swarm optimization (QPSO)

Após o surgimento do algoritmo PSO, muitas melhorias foram propostas, desde o uso de diferentes funções de probabilidade até alterações e inserção de características expressivas de outros algoritmos, como os Algoritmos Genéticos. Dentre essas melhorias de desempenho, destaca-se uma que foi inspirada dos conceitos de Mecânica Quântica e observação da análise de trajetória do PSO. Mais especificamente, propôs-se uma estratégia baseada no modelo quântico δ para elaborar amostras em torno dos melhores pontos prévios. Pouco tempo depois, introduziu-se no algoritmo o cálculo da melhor posição média. Assim, propôs-se um novo algoritmo PSO, denominado *Otimização por enxame de partículas baseado em quantum*. A equação iterativa do QPSO é muito diferente do PSO; além disso, não necessita de vetores velocidade para as partículas, bem como tem poucos parâmetros ajustáveis, sendo de mais fácil implementação. Este algoritmo tem-se mostrado capaz de resolver muitos problemas de otimização [1].

A análise das trajetórias das partículas no algoritmo PSO mostra que a convergência pode ser alcançada se cada partícula converge para o ponto local $p_i^t = [p_{i,j}^t, \dots, p_{i,D}^t]$ com coordenadas [1]

$$p_{i,j}^t = \varphi P_{i,j}^t + (1 - \varphi) G_j^t \quad (2.9)$$

$$\varphi = \frac{c_1 r_{i,j}^t}{c_1 r_{i,j}^t + c_2 R_{i,j}^t} \quad (2.10)$$

Assume-se que o PSO é um sistema quântico, e cada partícula tem um comportamento quântico cujo estado pode ser formulado pela função de onda ψ . $|\psi|^2$ é a função densidade de probabilidade da partícula. Inspirado na análise de convergência do PSO original, assume-se que na iteração t , a partícula i move no espaço D -dimensional com um potencial δ bem centrado em $p_{i,j}^t$ na j -ésima posição. Assim, a função de onda na iteração $t + 1$ é [1]:

$$\varphi(X_{i,j}^{t+1}) = \frac{1}{\sqrt{L_{i,j}^t}} \cdot \exp\left(-\frac{|X_{i,j}^t - p_{i,j}^t|}{L_{i,j}^t}\right) \quad (2.11)$$

onde $L_{i,j}^t$ é o desvio-padrão da distribuição exponencial dupla, variando com o número de iterações t . Assim, a função densidade de probabilidade Q é uma distribuição exponencial dupla como segue [1]:

$$Q(X_{i,j}^{t+1}) = |\varphi(X_{i,j}^t)|^2 = \frac{1}{L_{i,j}^t} \cdot \exp\left(-2 \frac{|X_{i,j}^t - p_{i,j}^t|}{L_{i,j}^t}\right) \quad (2.12)$$

e então a função densidade de probabilidade F é

$$F(X_{i,j}^{t+1}) = 1 - \exp\left(-2 \frac{|X_{i,j}^t - p_{i,j}^t|}{L_{i,j}^t}\right) \quad (2.13)$$

Usando o Método de Monte Carlo, obtém-se a j -ésima componente da posição X_i na iteração $t + 1$:

$$X_{i,j}^{t+1} = p_{i,j}^t \pm \frac{1}{2} L_{i,j}^t \ln\left(\frac{1}{u_{i,j}^{t+1}}\right) \quad (2.14)$$

onde $u_{i,j}^{t+1}$ é um número aleatório uniformemente distribuído entre $(0, 1)$. O valor de $L_{i,j}^t$ é calculado como:

$$L_{i,j}^t = 2\alpha |C_j^t - X_{i,j}^t| \quad (2.15)$$

onde C^t é conhecido como a melhor posição média das posições de todas as partículas. Isto é,

$$\begin{aligned} C^t &= (C_1^t, C_2^t, \dots, C_D^t) \\ &= \left(\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,1}^t, \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,2}^t, \dots, \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,j}^t, \dots, \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,D}^t \right) \end{aligned} \quad (2.16)$$

onde M é o tamanho da população e P_i^t é a melhor posição de cada partícula. Assim, a posição atualizada desses elementos segue a seguinte equação:

$$X_{i,j}^{t+1} = p_{i,j}^t \pm \alpha |C_j^t - X_{i,j}^t| \cdot \ln\left(\frac{1}{u_{i,j}^{t+1}}\right) \quad (2.17)$$

onde o parâmetro α é conhecido como coeficiente de compressão-expansão (CE), que pode ser usado para controlar a velocidade de convergência do algoritmo. O algoritmo PSO que contém a Equação 2.17 é conhecido como *Otimização por enxame de partículas baseado em quantum* (QPSO), onde $\alpha < 1.781$ para garantir a convergência da partícula. Quando usado em aplicações práticas, o coeficiente CE deve ser regulado adequadamente.

Em linhas gerais, há dois métodos de controle. Um deles afirma fixar este parâmetro durante o processo de busca; entretanto, o ato de fixar α é sensível ao tamanho da população

e o número máximo de iterações: se estes parâmetros são alterados, o coeficiente CE deve ser diferente. O outro método sugere reduzir o coeficiente de α_1 para α_0 ($\alpha_0 < \alpha_1$), de modo que o processo de busca seja mais simples, mas mais eficiente. Nesta abordagem, o valor de α é determinado como [1]:

$$\alpha = \alpha_0 + (T - t) \cdot \frac{\alpha_1 - \alpha_0}{T} \quad (2.18)$$

onde α_1 e α_0 são, respectivamente, os valores final e inicial de α . T é o número máximo de iterações, t é a iteração corrente. A literatura a respeito de QPSO recomenda que reduzindo α_0 de 1.0 para 0.5 pode fazer com que este algoritmo tenha uma boa performance em geral [1].

O QPSO contém algumas características que diferem-no do PSO. Primeiro, a distribuição exponencial das posições torna-o globalmente convergente; segundo, a introdução do conceito de melhor posição média é uma inovação em relação ao algoritmo raiz. Enquanto que no PSO, cada partícula converge para a melhor posição global de forma independente, o QPSO faz com que cada partícula seja incapaz de convergir para a posição global sem consideração dos parâmetros dos seus pares. Logo, o QPSO nunca abandona as partículas que estão mais distantes da posição global [1].

A Figura 2.1 ilustra o fenômeno entre as partículas no QPSO. Nela, o círculo central G representa a posição global desejada; os círculos menores com fundo branco e pontilhado representam as demais partículas, e os círculos com fundo branco com linhas verticais representam as partículas mais distantes da solução. As setas representam as possíveis direções de cada partícula. No algoritmo PSO, cada partícula converge para a posição global de forma independente e sem receber qualquer influência dos colegas, como evidenciado na Figura 2.1(a); por outro lado, no QPSO, as partículas mais distantes exercem influência maior sobre as demais partículas através da melhor posição média, e então as partículas mais próximas da melhor posição global podem mover em qualquer direção, conforme mostrado na Figura 2.1(b). Adiante, mostra-se também o pseudocódigo para a implementação do QPSO. Mais informações a respeito deste algoritmo podem ser encontrados em [1].

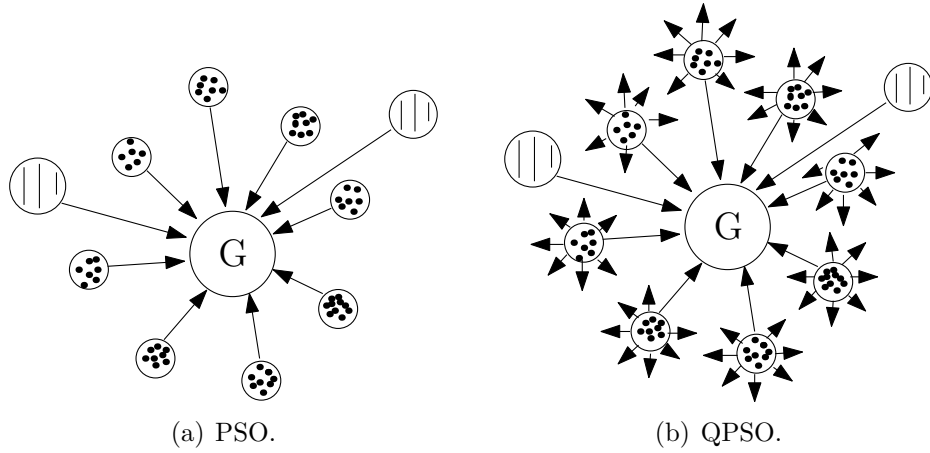


Figura 2.1: Movimento das partículas no PSO e QPSO. Adaptado de [1].

Algoritmo 2: Pseudocódigo para o QPSO.

```

1 início
2   Inicialize o tamanho da população ( $M$ ), as posições e dimensões das partículas;
3   para  $t=1$  até o número máximo de iterações  $T$  faça
4     Determine a melhor posição  $C$  segundo a Equação 2.16;
5     Determine  $\alpha$  segundo a Equação 2.18;
6     para  $i=1$  até o tamanho da população  $M$  faça
7       se  $f(X_i) < f(P_i)$  então
8          $P_i = X_i$ ;
9       fim
10       $G = \arg \min (f(P_i))$ ;
11      para  $j=1$  até  $D$  faça
12         $\varphi = \text{rand}(0, 1)$ ;
13         $u = \text{rand}(0, 1)$ ;
14         $p_{ij} = \varphi \cdot P_{ij} + (1 - \varphi) \cdot G_j$ ;
15        se  $\text{rand}(0, 1) > 0.5$  então
16           $X_{ij} = p_{ij} + \alpha \cdot \text{abs}(C_j - X_{ij}) \cdot \log(1/u)$ ;
17        fim
18        senão
19           $X_{ij} = p_{ij} - \alpha \cdot \text{abs}(C_j - X_{ij}) \cdot \log(1/u)$ ;
20        fim
21      fim
22    fim
23  fim
24 fim

```

2.2.2 Programação Dinâmica

A Programação Dinâmica é um procedimento que avalia sistematicamente uma grande quantidade de decisões possíveis associado a cada subproblema, de modo que uma única decisão deve ser tomada para cada subproblema. Há um custo associado a cada decisão que, por sua vez, afetará as tomadas de decisão subsequentes. Custos adicionais denominados *custos de transição* são inseridos na passagem de uma subproblema para outro, nos chamados “caminhos de transição”. O objetivo é tomar uma decisão em cada passo que torne possível minimizar o custo total para todas as decisões tomadas [43, 2]. A Figura 2.2 mostra um fluxograma para a solução usando Programação Dinâmica. O algoritmo recursivo para determinar o custo mínimo da K -ésima hora e I -ésima combinação é [2, 38, 43]:

$$R(K, I) = \min [P_{custo}(K, I) + S_{custo}(K - 1, L : K, I) + R(K - 1, L)] \quad (2.19)$$

onde

- $R(K, I)$ - é a função de retorno, isto é, o menor custo para chegar ao estado (K, I) ;
- $P_{custo}(K, I)$ - é o custo de produção para o estado (K, I) ;
- $S_{custo}(K - 1, L : K, I)$ - é o custo de transição do estado $(K - 1, L)$ para o estado (K, I) ;
- (K, I) - é o estado da I -ésima combinação na K -ésima hora.

Nas simulações efetuadas, o método da programação dinâmica usará a enumeração completa, isto é, serão listados todos os possíveis estados em cada período, como informado na Equação 2.4. Logo, aumentando o número de geradores analisados, a quantidade de combinações possíveis aumenta exponencialmente. Além disso, em razão das limitações de custo computacional, serão levadas em consideração apenas as 10 (dez) melhores estratégias possíveis em cada iteração. Este método também pode ser utilizado para determinar a melhor solução em problemas de coordenação hidrotérmica, cuja definição será mostrada nas próximas seções [2, 38, 43].

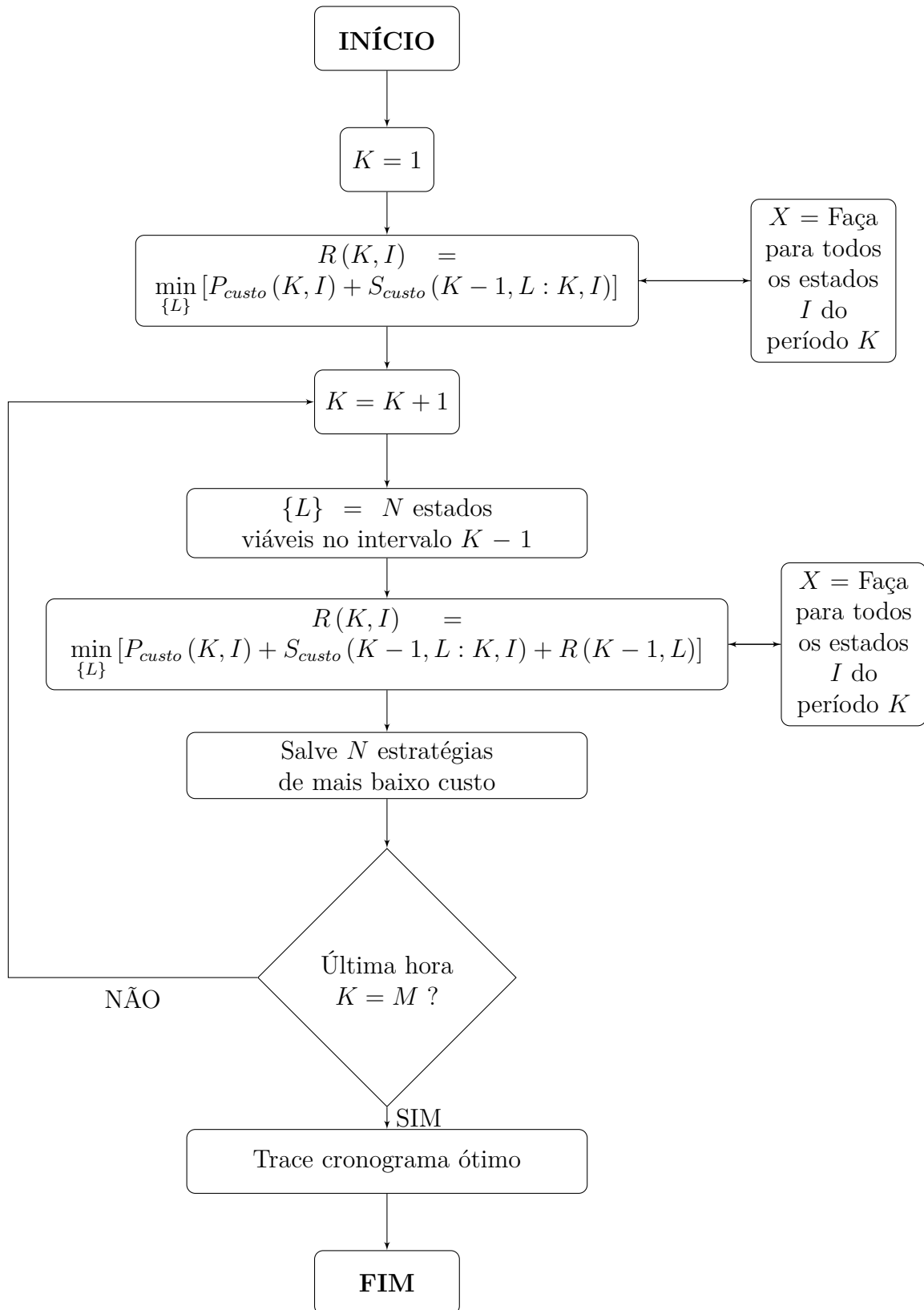


Figura 2.2: Fluxograma para a solução via programação dinâmica.

2.3 Coordenação Hidrotérmica

Os atuais sistemas de potência são formados pela combinação de diferentes formas de geração, cuja ideia básica é a busca pela utilização de todos os modelos de forma mais econômica, bem como forneça energia aos consumidores de forma ininterrupta. Enquanto que as plantas hidrelétricas têm custo operacional baixo, custo de capital elevado, elevada confiabilidade e velocidade de resposta, as plantas térmicas têm custo operacional alto, baixo custo de capital e respondem mais lentamente ao sistema. Diante deste cenário, é preferível que as usinas térmicas atendam cargas básicas, ao passo que as usinas hidrelétricas fiquem encarregadas de atender cargas em horários de ponta [2, 10].

O emprego de sistemas hidrotérmicos indica ser fundamental o uso integral do volume de água disponibilizado pelos reservatórios. Isso acontece porque os custos fixos permanecem independentemente da quantidade de energia gerada, assim como não há custo de combustível associado às hidrelétricas. A grande maioria desses geradores atendem a múltiplos propósitos. Em alguns casos, é necessário incorporar algumas obrigações que vão além da geração, e estão associados à navegação ou riscos de inundação. Outras distinções entre sistemas hidrelétricos envolvem o número de estações, localização e características operacionais. Também há casos de plantas que cuja operação depende do reservatório à montante, à jusante ou a ambos. Independente das distinções, pode-se afirmar que as usinas hidrelétricas diferem entre si em algum aspecto [2, 10].

Devido ao insignificante custo incremental associado à geração das usinas hidrelétricas, o problema de minimização do custo operacional dos sistemas hidrotérmicos podem ser reduzidos essencialmente à minimização do custo de combustível de plantas térmicas sob restrições de água incidentes sobre a geração hidráulica em um dado período de tempo. A natureza cíclica dos fluxos de água e demanda das cargas, assim como a validade dos modelos assumidos, sugerem dividir o problema em períodos de curto ou longo prazo [2, 10].

O principal objetivo da operação hidrotérmica é minimizar o custo total de operação do sistema, representado pelo custo de combustível requisitado pela geração térmica do sistema ao longo do intervalo de otimização. Cada planta hidráulica é limitada pelo volume de água disponível para uso no horizonte de planejamento. Assume-se que a demanda futura e o fornecimento de água são conhecidos no problema de otimização [2, 10].

Vários pesquisadores investigaram a complexidade do problema de coordenação hidrotérmica em diferentes níveis. Cronologicamente, a evolução desses estudos iniciou com a descrição computacional e impactos econômicos, passando pelo uso das equações de coordenação que posteriormente foram aperfeiçoadas para incluir múltiplas plantas hidrelétricas, variações nos reservatórios superiores e inclusão das perdas na transmissão. Também foram inclusos vários

métodos de otimização para solução deste problema, bem como diferentes modelos de desempenho das plantas hidrelétricas. Esses algoritmos foram implementados considerando como parâmetros avaliativos a velocidade, eficiência e confiabilidade da convergência. Mais detalhes podem ser encontrados em [10].

2.3.1 Planejamento hidrotérmico de curto prazo

O problema básico envolve a operação econômica de curto prazo (1 dia ou 1 semana) de um sistema elétrico de potência formado tanto por usinas térmicas quanto por usinas hidrelétricas, cujo modelo esquemático é mostrado na Figura 2.3. O objetivo é minimizar o custo total de operação, que por sua vez é representado pelo custo de combustível requisitado pelos geradores térmicos ao longo do intervalo de otimização. Um sistema elétrico formado por N_s geradores térmicos e N_h plantas hidrelétricas terá $N_s + N_h$ geradores avaliados pelo problema de otimização. O objetivo é determinar a potência ativa de cada gerador do sistema ao longo de um intervalo avaliado compreendido entre 0 e T [2, 10].

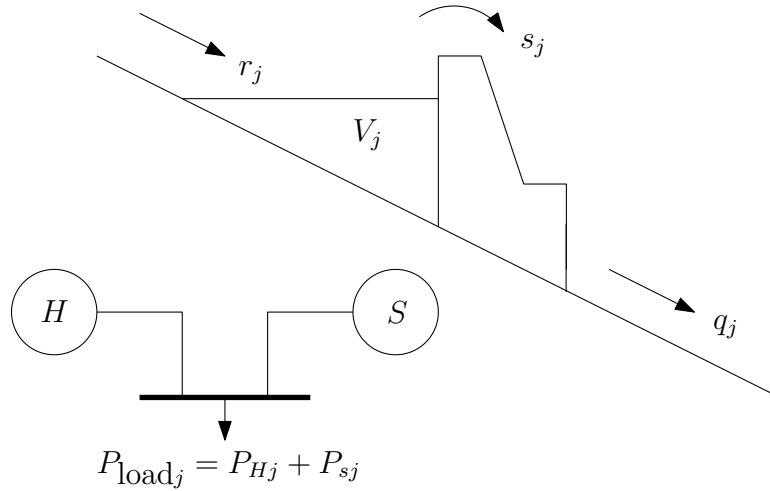


Figura 2.3: Sistema hidrotérmico com restrições de usinas hidrelétricas. Adaptado de [2].

Considere um sistema elétrico cuja modelagem pode ser representada pela conexão de um gerador térmico e outro hidrelétrico. A planta hidrelétrica pode fornecer toda a potência demandada pelas cargas por um tempo limitado. Assim, para um período de tempo j [2],

$$P_{Hj}^{\max} \geq P_{\text{load } j} \quad j = 1, \dots, j_{\max} \quad (2.20)$$

Entretanto, a energia disponível pelas hidrelétricas é insuficiente para atender a carga

em todos os períodos [2]:

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Hj} n_j \leq \sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{\text{load } j} n_j \quad (2.21)$$

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j = T_{\max} \quad (2.22)$$

Deseja-se que toda a potência entregue pelas hidrelétricas seja uma quantidade necessária para minimizar o custo de operação das plantas térmicas. Então, a energia fornecida pelo conjunto de geradores é definida como [2]:

$$\underbrace{\sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{\text{load } j} n_j}_{\text{Energia das cargas}} - \underbrace{\sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Hj} n_j}_{\text{Energia das hidrelétricas}} = \underbrace{E}_{\text{Energia das térmicas}} \quad (2.23)$$

Não é desejável que as unidades térmicas operem em todo o horizonte de planejamento. Portanto [2],

$$\sum_{j=1}^{N_s} P_{sj} n_j = E \quad (2.24)$$

$$\sum_{j=1}^{N_s} n_j \leq T_{\max} \quad (2.25)$$

O problema de otimização envolvendo coordenação hidrotérmica pode ser escrito resumidamente da seguinte maneira [2]:

$$\text{Minimizar } F_T = \sum_{j=1}^{N_s} F(P_{sj}) n_j \quad (2.26)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^{N_s} P_{sj} n_j - E = 0 \quad (2.27)$$

e a função lagrangeana é descrita como:

$$\mathcal{L} = \sum_{j=1}^{N_s} F(P_{sj}) n_j + \alpha \left[E - \sum_{j=1}^{N_s} F(P_{sj}) n_j \right] \quad (2.28)$$

A Equação 2.28 mostra que a planta térmica opera com um custo incremental enquanto estiver ativo no sistema elétrico. Na referência [2], prova-se que o valor ótimo de potência gerado pelas usinas térmicas está em função dos coeficientes de custo.

2.3.2 Plantas hidrelétricas com restrições de armazenamento

Um problema de coordenação hidrotérmica generalizado exige que uma certa quantidade de água armazenada seja utilizado para que o custo de operação das unidades térmicas seja minimizado. Assume-se também que a curva característica de entrada-saída da hidrelétrica é contante com função $q = q(P_H)$, as cargas são constantes, o gerador hidrelétrico não é capaz de suprir toda a demanda durante o período analisado, há uma quantidade máxima de volume de água a descarregar ao longo de todo o horizonte $T_{\max}$, onde é integralmente direcionado para a geração de potência. Define-se como P_s a potência das usinas térmicas e P_H como a potência da usina hidrelétrica. A única restrição imposta é o volume de água descarregado ser um valor bem definido. Nessas condições, a formulação matemática do problema é descrita como segue [2]:

$$\text{Minimizar } F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j F_j \quad (2.29)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j = q_{\text{TOT}} \rightarrow \text{Quantidade total de água descarregada} \quad (2.30)$$

$$P_{\text{load}j} - P_{Hj} - P_{sj} = 0 \rightarrow \text{Balanço de carga para } j = 1, \dots, j_{\max} \quad (2.31)$$

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j = T_{\max} \quad (2.32)$$

$$V_j|_{j=0} = V_s \rightarrow \text{Volume inicial de água} \quad (2.33)$$

$$V_j|_{j=j_{\max}} = V_E \rightarrow \text{Volume final de água} \quad (2.34)$$

$$q_{\min} \leq q_j \leq q_{\max} \rightarrow \text{Limites de fluxo para } j = 1, \dots, j_{\max} \quad (2.35)$$

$$q_j = Q_j \rightarrow \text{Descarga fixa de água para uma hora particular} \quad (2.36)$$

Tem-se um problema similar ao problema de combustível *take-or-pay*. A função lagran-

geana para este problema é definida como [2]:

$$\mathcal{L} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} [n_j F(P_{sj}) + \lambda_j (P_{\text{load } j} - P_{Hj} - P_{sj})] + \gamma \left[\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j (P_{Hj}) - q_{\text{TOT}} \right] \quad (2.37)$$

A adição de perdas do sistema de transmissão é feita modificando a equação do balanço de carga e, conseqüentemente, a função lagrangeana. Descreve a seguir [2]:

$$P_{\text{load } j} + P_{\text{loss } j} - P_{Hj} - P_{sj} = 0 \quad (2.38)$$

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \sum_{j=1}^{j_{\max}} [n_j F(P_{sj}) + \lambda_j (P_{\text{load } j} + P_{\text{loss } j} - P_{Hj} - P_{sj})] + \\ & + \gamma \left[\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j (P_{Hj}) - q_{\text{TOT}} \right] \end{aligned} \quad (2.39)$$

Este problema ignora as restrições de volume e taxa de descarga horária. Assim, o valor de γ será constante em todo o período, desde que as unidades permaneçam dentro de seus limites. Esta variável mudaria sempre que uma restrição é encontrada (exemplo: $V_j = V_{\max}$). Isto levaria a uma mudança do valor de γ para que a variável restrita continue a se comportar dentro das restrições impostas pelo problema de otimização. O fluxograma para a solução do problema de coordenação hidrotérmica pode ser visualizado em [2].

2.3.3 Unidades hidrelétricas em série

Os sistemas hidrelétricos em série são caracterizados pela conexão hidráulica de pelo menos três reservatórios em série, de modo que a descarga oriunda do reservatório superior é o fluxo que alimentará um reservatório à jusante sem qualquer atraso, conforme mostrado na Figura 2.4:

Dessa forma, baseado nas equações de coordenação hidrotérmica da Seção 2.3.2, elaboram-se as equações de continuidade [2]:

$$V_{1j} = V_{1j-1} + (r_{1j} - s_{1j} - q_{1j}) n_j \quad (2.40)$$

$$V_{2j} = V_{2j-1} + (q_{1j} + s_{1j} - s_{2j} - q_{2j}) n_j \quad (2.41)$$

$$V_{2j} = V_{3j-1} + (q_{2j} + s_{2j} - s_{3j} - q_{3j}) n_j \quad (2.42)$$

onde

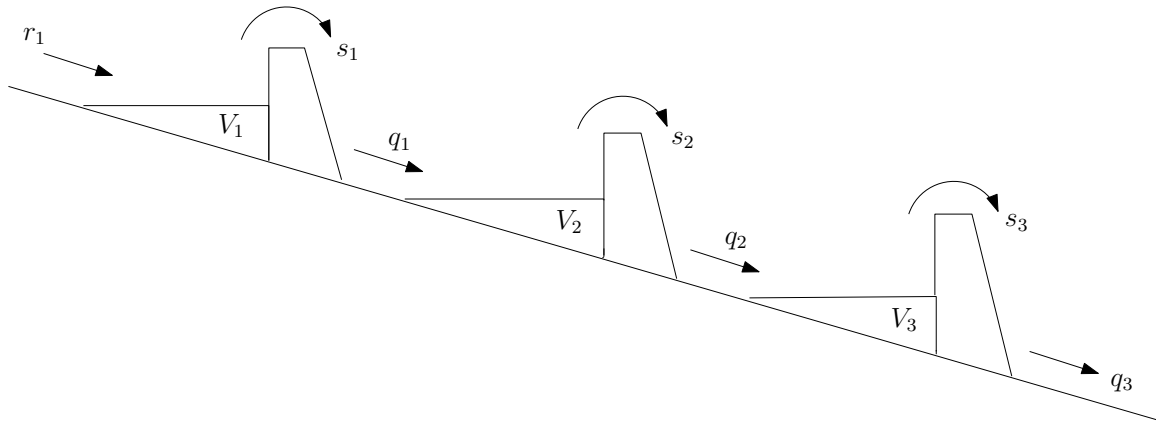


Figura 2.4: Sistemas hidrelétricos acoplados. Adaptado de [2].

- r_j é o fluxo de alimentação do reservatório no tempo j ;
- V_j é o volume do reservatório no tempo j ;
- s_j é a taxa de transbordamento da água do reservatório no tempo j ;
- q_j é a taxa de descarga da hidrelétrica no tempo j ;
- n_j é o número de horas de cada período de planejamento no tempo j ;

A seguir, descreve-se o problema de otimização para o caso de hidrelétricas acopladas, seguido da sua função lagrangeana [2]:

$$\text{Minimizar } F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j F(P_{sj}) \quad (2.43)$$

sujeito a

$$P_{\text{load}j} - P_{sj} - P_{H1j} - P_{H2j} - P_{H3j} = 0 \quad (2.44)$$

$$V_{1j} - V_{1j-1} - (r_{1j} - s_{1j} - q_{1j}) n_j = 0 \quad (2.45)$$

$$V_{2j} - V_{2j-1} - (q_{1j} + s_{1j} - s_{2j} - q_{2j}) n_j = 0 \quad (2.46)$$

$$V_{3j} - V_{3j-1} - (q_{2j} + s_{2j} - s_{3j} - q_{3j}) n_j = 0 \quad (2.47)$$

para $j = 1, \dots, j_{\max}$.

$$\begin{aligned}
\mathcal{L} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} \bigg\{ & [n_j F(P_{sj}) - \lambda_j (P_{\text{load}j} - P_{sj} - P_{H1j} - P_{H2j} - P_{H3j})] + \\
& + \gamma_{1j} [V_{1j} - V_{1j-1} - (r_{1j} - s_{1j} - q_{1j}) n_j] \\
& + \gamma_{2j} [V_{2j} - V_{2j-1} - (q_{1j} + s_{1j} - s_{2j} - q_{2j}) n_j] \\
& + \gamma_{3j} [V_{3j} - V_{3j-1} - (q_{2j} + s_{2j} - s_{3j} - q_{3j}) n_j] \bigg\} \quad (2.48)
\end{aligned}$$

Observa-se que mais restrições foram inseridas, sendo associadas aos limites de volume dos reservatórios. O problema de otimização das unidades hidrelétricas em série pode ser resolvido usando os métodos como Iteração Lambda-gama ou Método do Gradiente; todavia, a convergência lenta destes procedimentos faz com que o Método de Programação Linear ou Programação Dinâmica sejam preferíveis para a obtenção da solução [2].

2.4 Usinas hidrelétricas reversíveis (UHR)

O sistema de usinas hidrelétricas reversíveis é atualmente a única tecnologia de armazenamento de energia em larga escala (superior a 100 MW) com elevada aplicação comercial, a ponto de existirem pelo menos 300 usinas instaladas no mundo e capacidade total instalada de 95 GW. Nos últimos anos, ocorre um aumento de interesse nessas usinas, com projetos e novas construções na Europa e Japão. Plantas também podem ser encontradas na Austrália, Rússia e países da Ásia; entretanto, as maiores usinas estão presentes na China, Japão e EUA. Embora essas usinas foram desenvolvidas anteriormente para facilitar a integração de cargas de grande porte, atualmente há um interesse em conectá-las com as fontes de energia renovável, tal como a geração eólica [3, 44].

O princípio fundamental das usinas hidrelétricas reversíveis é armazenar energia elétrica na forma de energia potencial hidráulica. O bombeamento da água normalmente ocorre em períodos fora de pico, quando a demanda e os preços da eletricidade são baixos. A geração ocorre durante os períodos de pico, quando a demanda é elevada. Dependendo da escolha do operador de sistemas, tanto o bombeamento quanto a geração podem seguir um ciclo diário, semanal ou sazonal. Diferente das usinas hidrelétricas tradicionais, as plantas reversíveis dependem inteiramente da água que foi bombeada para um reservatório superior, um rio ou um mar. Essas usinas também são conhecidas como *Usinas de circuito fechado* ou *Usinas fora de linha*. A Figura 2.5 mostra um esquema simplificado da usina hidrelétrica reversível [3].

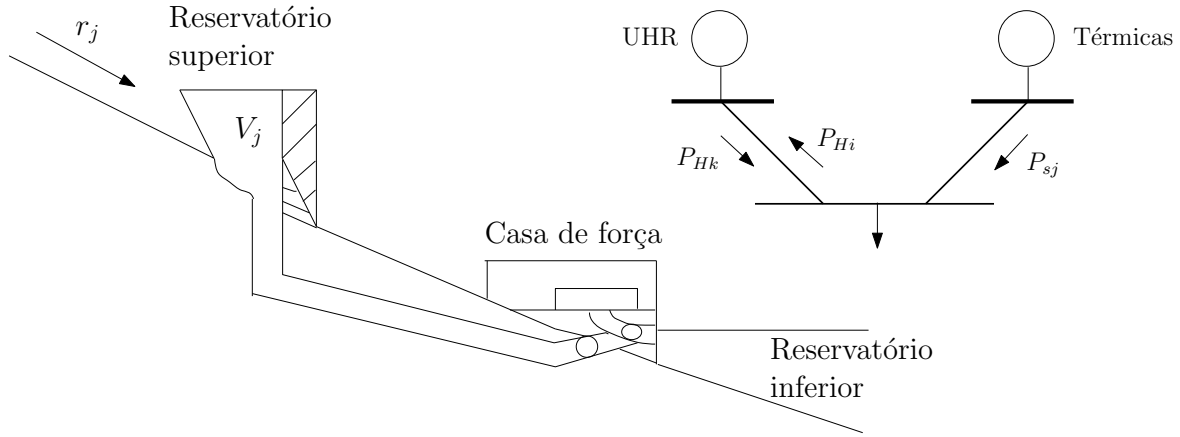


Figura 2.5: Modelo simplificado de uma usina hidrelétrica reversível e o fluxo equivalente no sistema elétrico de potência. Adaptado de [3, 2]

As usinas hidrelétricas reversíveis possuem várias vantagens já documentadas na literatura. Em [16], mostra-se que essas usinas fornecem aos geradores tempos de acionamento e desligamento mais reduzidos, bem como suavização dos picos de carga e reserva girante mais atrativas. Em [18], descreve-se que a combinação dessas usinas com os sistemas fotovoltaicos tem potencial para elevados ganhos na geração de eletricidade, redução dos desequilíbrios de energia, aumenta a geração sem afetar a confiabilidade da rede e aumenta a eficiência dos modelos de pré-despacho. Quando combinados com sistemas de geração eólica, [17] mostra que as usinas reversíveis resolvem os problemas de volatilidade desta geração renovável, tornando toda a geração mais eficiente.

2.5 Modelo de coordenação hidrotérmica com inserção de UHR

O procedimento básico para obter a coordenação hidrotérmica contendo usinas reversíveis é executar ambos os procedimentos iterativamente. Um algoritmo de despacho econômico é usado para determinar o custo térmico. Um algoritmo geral, cujo esquema é mostrado na Figura 2.6, é descrito a seguir [4]:

1. Execute o despacho econômico para obter o custo térmico do sistema de cada gerador, que por sua vez, fornecem o custo térmico do sistema;
2. Determine a configuração da UHR que minimize o custo térmico e satisfaz as restrições de operação do sistema;
3. Resolva o problema de coordenação hidrotérmica onde a geração térmica requerida (isto

é, a geração suprida pelas usinas térmicas) é a diferença entre a demanda e a potência fornecida pela UHR; assim, a contribuição da UHR é acoplada ao problema de pré-despacho.

Os passos 2 e 3 são repetidos a fim de que se obtenha soluções cada vez mais refinadas. Como o custo tende a diminuir a cada iteração, o procedimento descrito acima garante a convergência. Entretanto, a solução final pode não ser ideal em virtude de características dos geradores, como a curva não-convexa das unidades térmicas, ou mesmo por faltas de garantias por parte do operador [4].

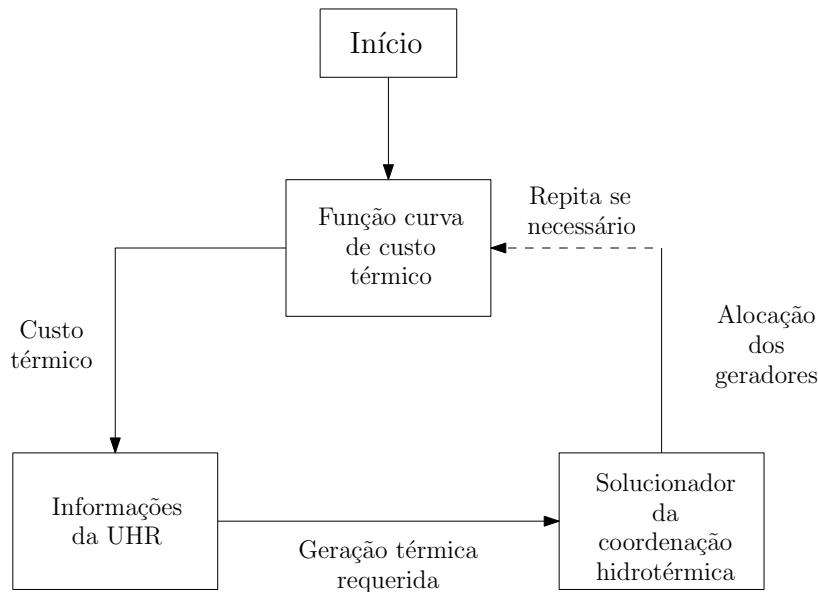


Figura 2.6: Esquema genérico para inserção da UHR no problema de coordenação hidrotérmica. Adaptado de [4].

2.6 Restrições da coordenação hidrotérmica

As subseções a seguir mostram algumas das principais restrições técnicas associadas aos geradores dos sistemas de potência considerados na formulação da metodologia de coordenação hidrotérmica para um horizonte de planejamento.

2.6.1 Reserva girante

A reserva girante é definida como a diferença a quantidade total de geração disponível e a soma da demanda das cargas com as potências de perda do sistema elétrico. É importante para que a frequência do sistema não sofra alterações significativas caso ocorra algum desequilíbrio entre carga e geração, como por exemplo, a perda de uma ou mais unidades geradoras. Em

termos técnicos, é definida como um percentual da carga máxima ou a quantidade mínima suficiente para compensar a ausência da unidade geradora de maior potência. Matematicamente, é definida como [2, 9]:

$$\sum_{i=1}^N P_j^{\max} \geq P_D + P_S \quad (2.49)$$

onde

- $P_j^{\max}$ é a potência máxima gerada pela unidade j ;
- P_D é a demanda total do sistema;
- P_S é a reserva girante requisitada.

2.6.2 Tempo mínimo em estado ativado

O tempo mínimo em estado ativado T_j^{UP} é o tempo mínimo que uma unidade geradora deve permanecer conectada à rede assim que é inserida pelo operador do sistema. Isso significa que é imposta a condição de que não se deve desconectar o gerador em um tempo inferior a T_j^{UP} . Matematicamente, é expressa como [2, 9]:

$$T_j^{\text{ON}} \geq T_j^{\text{UP}} \quad (2.50)$$

onde

- T_j^{ON} é o tempo que o gerador j está conectado à rede;
- T_j^{UP} é o tempo mínimo que o gerador j deve permanecer conectado à rede.

2.6.3 Tempo mínimo em estado desativado

O tempo mínimo em estado desativado T_j^{DOWN} é o tempo mínimo que uma unidade geradora deve permanecer desconectada da rede assim que é retirada pelo operador do sistema. Isso significa que é imposta a condição de que não se deve conectar o gerador em um tempo inferior a T_j^{DOWN} . Matematicamente, é expressa como [2, 9]:

$$T_j^{\text{OFF}} \geq T_j^{\text{DOWN}} \quad (2.51)$$

onde

- T_j^{OFF} é o tempo que o gerador j está desconectado da rede;
- T_j^{DOWN} é o tempo mínimo que o gerador j deve permanecer desconectado da rede.

2.6.4 Limite de rampa de geradores

O limite de rampa de geradores é definido como a variação do nível de geração entre dois intervalos de tempo consecutivos. Trata-se uma restrição que pode ser inerente à máquina elétrica e acontece em caso de alívio de carga ou limitação de geração, como também pode existir por razões associadas a restrições ambientais. Entre dois intervalos consecutivos, pode acontecer aumento ou redução de potência gerada; assim, cada um dos casos deve ser descrito conforme mostrado a seguir [2, 9]:

$$P_{j, t+1} - P_{j, t} \leq \text{UR}_j \quad (2.52)$$

$$P_{j, t} - P_{j, t+1} \leq \text{DR}_j \quad (2.53)$$

onde

- UR_j é o limite de rampa de descida (“*up ramp*”) do gerador j ;
- DR_j é o limite de rampa de subida (“*down ramp*”) do gerador j ;
- $P_{j, t}$ é a potência do gerador j no instante t ;
- $P_{j, t+1}$ é a potência do gerador j no instante $t + 1$.

2.6.5 Restrição do balanço de potência ativa

A restrição do balanço de potência ativa afirma que toda a geração oriunda de unidades térmicas P_j e usinas hidrelétricas reversíveis P_i^{UHE} deve ser igual à demanda das cargas em cada intervalo de tempo do horizonte de planejamento. Matematicamente, é expresso por:

$$\sum_{j=1}^{N_T} P_j + \sum_{i=1}^{N_A} P_i^{\text{UHE}} = P_D \quad (2.54)$$

2.6.6 Restrição do limite de potência dos geradores

As unidades geradoras de qualquer natureza possuem a restrição inerente de potência mínima e máxima capazes de fornecer em cada intervalo do horizonte de planejamento. Matematicamente, esta restrição é expressa na forma de inequações dispostas a seguir:

$$P_j^{\min} \leq P_j \leq P_j^{\max} \text{ para } j = 1, 2, \dots, N_T \text{ unidades térmicas} \quad (2.55)$$

$$P_{k,\min}^{\text{UHE}} \leq P_k^{\text{UHE}} \leq P_{k,\max}^{\text{UHE}} \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_A \text{ reversíveis} \quad (2.56)$$

Capítulo 3

Métodos de solução propostos para resolver a coordenação hidrotérmica com inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis

3.1 Métodos convencionais de coordenação hidrotérmica com inserção de UHR

3.1.1 Método iterativo lambda-gamma

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) são projetadas para reduzir o custo de geração atendendo a demanda em horários de ponta, cujos custos são mais elevados, e bombeando a água de volta ao reservatório superior em horários fora de ponta, onde os custos são mais baixos. Estas plantas envolvem turbinas e reservatórios separados ou, mais recentemente, turbinas de bombeamento reversíveis. Sua operação é mostrada na Figura 3.1: a curva superior é característica de entrada e saída dos geradores térmicos, enquanto que a curva inferior é o ciclo de carga [2].

A UHR é operada até que o seu custo de bombeamento exceda os custos das usinas térmicas devido à operação nos horários de ponta. Seja e_g a energia gerada em MW h e e_p a energia bombeada pelo reservatório em MW h, ambos para o mesmo volume de água. Então,

a eficiência do ciclo é definida como [2]:

$$\eta = \frac{e_g}{e_p} \quad (\eta \text{ é tipicamente } 0.67) \quad (3.1)$$

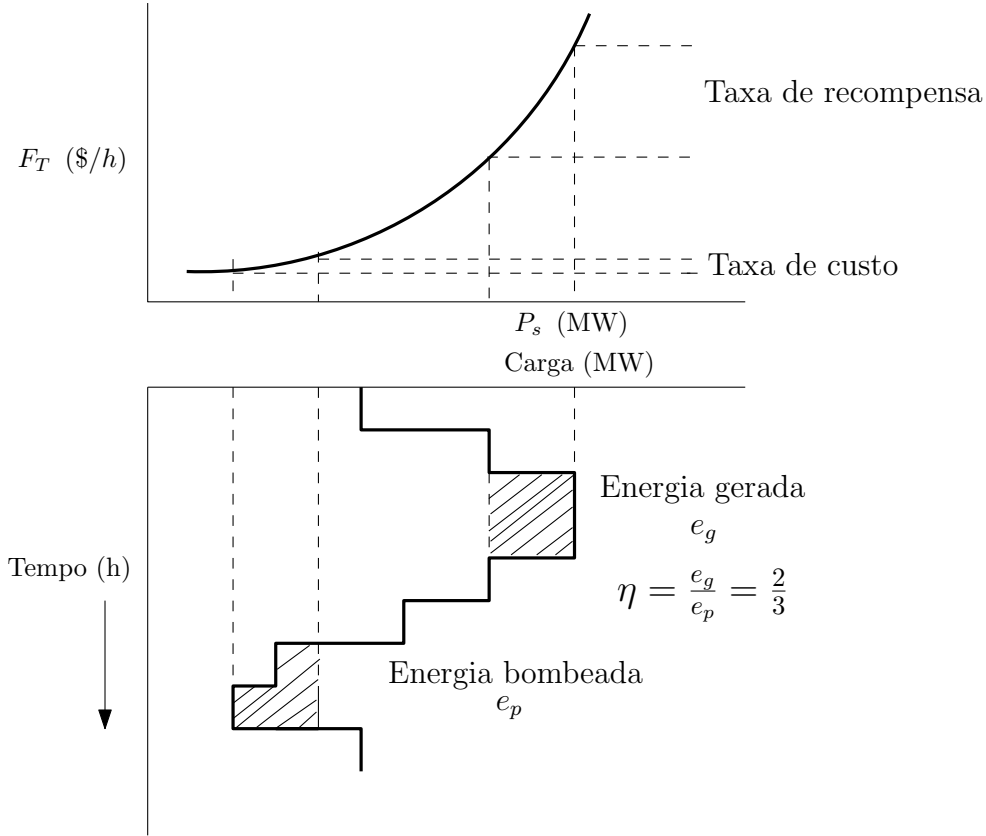


Figura 3.1: Curvas de entrada-saída e ciclo diário típico de uma UHR. Adaptado de [2].

Os reservatórios de armazenamento têm capacidade de armazenamento limitada e tipicamente fornece 4 – 8 ou 10 h de geração contínua. As UHR devem ser operadas em ciclos diários ou semanais. Quando operado com ciclo semanal, as UHR iniciam a semana com o reservatório cheio e são programadas de tal maneira que atue como gerador durante os períodos de elevada demanda e realimentar parcial ou completamente os reservatórios durante os períodos de baixa demanda [2].

Frequentemente, conexões especiais podem facilitar as operações de bombeamento se forem efetuados para armazenar energia em períodos de baixo custo. Em alguns casos, o operador de sistemas exigirá um reabastecimento diário completo caso existam preocupações com a disponibilidade de reserva. Nestes casos, os parâmetros econômicos tornam-se secundários em relação à confiabilidade [2].

Modelagem de coordenação hidrotérmica com UHR utilizando o Método Iteração $\lambda - \gamma$

O problema é configurado ignorando as restrições dos reservatórios para mostrar que as mesmas equações resultam em um caso de coordenação hidrotérmica convencional. A seguir, lista-se algumas condições impostas:

1. Operação hidráulica superior constante;
2. Inserção de uma unidade térmica equivalente, com curva de entrada-saída convexa;
3. Operação do sistema seguindo um cronograma de operação diário, com 24 intervalos de 1 h cada;
4. Em cada intervalo, a planta está gerando, bombeando ou ocioso; este último é definido como um caso-limite de geração ou bombeamento;
5. Os volumes dos reservatórios no início e no fim da operação são especificados;
6. O bombeamento pode ser efetuado continuamente acima da capacidade de bombeamento;
7. As taxas de geração e bombeamento são iguais;
8. A eficiência do ciclo (η) é um valor constante.

Em um intervalo j , define-se as seguintes variáveis:

- r_j - Fluxo, em acre-pé/h;
- V_j - Volume do reservatório ao fim do intervalo, em acre-pé/h;
- q_j - Taxa de descarga, se ocorrer geração, em acre-pé/h; ou
- w_j - Taxa de bombeamento se ocorrer bombeamento, em acre-pé/h;

Os intervalos diários são classificados em dois conjuntos:

$\{k\}$ = intervalos de geração

$\{i\}$ = intervalos de bombeamento

As restrições dos reservatórios são monitorados em um procedimento computacional. Os volumes inicial e final são:

$$V_0 = V_s$$

$$V_{24} = V_e$$

O problema consiste em minimizar a soma dos custos horários para a geração térmica ao longo do dia, ao mesmo tempo em que se observa as restrições. Este custo total de combustível diário é

$$F_T = \sum_{j=1}^{24} F_j(P_{sj})$$

São considerados dois conjuntos de intervalos de tempo:

Conjunto 1: $\{k\}$: **Intervalos de geração:** As restrições hidráulicas e elétricas são

$$\begin{aligned} P_{load\ k} + P_{loss\ k} - P_{sk} - P_{Hk} &= 0 \\ V_k - V_{k-1} - r_k + q_k &= 0 \end{aligned} \quad (3.2)$$

A função lagrangeana durante os horários de geração é:

$$E_k = F_k + \lambda_k (P_{load\ k} + P_{loss\ k} - P_{sk} - P_{Hk}) + \gamma_k (V_k - V_{k-1} - r_k + q_k) \quad (3.3)$$

Conjunto 2: $\{i\}$: **Intervalos de bombeamento:** Similarmente, para um intervalo de bombeamento i ,

$$P_{load\ i} + P_{loss\ i} - P_{si} + P_{Hi} = 0 \quad (3.4)$$

$$V_i - V_{i-1} - r_i - w_i = 0 \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} E_i &= F_i + \lambda_i (P_{load\ i} + P_{loss\ i} - P_{si} + P_{Hi}) \\ &\quad + \gamma_i (V_i - V_{i-1} - r_i - w_i) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Portanto, a função lagrangeana total é

$$E = \sum_{\{k\}} E_k + \sum_{\{i\}} E_i + \varepsilon_s (V_0 - V_s) + \varepsilon_e (V_{24} - V_e) \quad (3.7)$$

onde as restrições de ponto final sobre o armazenamento são inseridas. Nesta formulação, as horas em que não há atividade da UHR considera que os intervalos de geração (ou bombeamento) sejam nulos:

$$P_{Hi} = P_{Hk} = 0$$

Para determinar o mínimo valor da função custo $F_T = \sum F_j$, torna-se nulas as derivadas primeiras da função lagrangeana.

Conjunto 1: $\{k\}$: **Intervalos de geração:**

$$\frac{\partial E}{\partial P_{sk}} = 0 = -\lambda_k \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{sk}} \right) + \frac{dF_k}{dP_{sk}} \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial E}{\partial P_{Hk}} = 0 = -\lambda_k \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Hk}} \right) + \gamma_k \frac{dq_k}{dP_{Hk}} \quad (3.9)$$

Conjunto 2: $\{i\}$: **Intervalos de bombeamento:**

$$\frac{\partial E}{\partial P_{si}} = 0 = -\lambda_i \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{si}} \right) + \frac{dF_i}{dP_{si}} \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial E}{\partial P_{Hi}} = 0 = +\lambda_i \left(1 + \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Hi}} \right) - \gamma_i \frac{dw_i}{dP_{Hi}} \quad (3.11)$$

A determinação da derivada $\partial E / \partial V$ é feita considerando qualquer intervalo do dia, isto é, o ℓ -ésimo intervalo, exceto o primeiro ou o último horário:

$$\frac{\partial E}{\partial V_\ell} = 0 = \gamma_\ell - \gamma_{\ell+1} + 1$$

e para $\ell = 0$ e $\ell = 24$:

$$\frac{\partial E}{\partial V_0} = 0 = -\gamma_1 + \varepsilon_s \text{ e } \frac{\partial E}{\partial V_{24}} = 0 = \gamma_{24} + \varepsilon_e \quad (3.12)$$

Da Equação 3.12, observa-se que γ é constante. Logo, é possível resolver o problema de coordenação hidrotérmica por um método iteração $\lambda - \gamma$ sobre os intervalos de tempo. É necessário monitorar os cálculos para prevenir as violações nas restrições dos reservatórios, ou incorporá-los na formulação. É possível também modificar este problema de modo que use

programação linear [2].

3.1.2 Método baseado em programação quadrática

Dentre os métodos computacionais de otimização mais estudados, utilizados na resolução de problemas de minimização com restrições envolvendo funções não-lineares, encontra-se o Método de Programação Quadrática. Estes métodos baseiam-se na estratégia de encontrar a solução para um problema complexo através da resolução de uma sequência de problemas mais simples, cujas soluções converjam para a procurada. Assim, a função-objetivo é substituída por uma aproximação quadrática e as restrições são substituídas por aproximações lineares. Dada uma aproximação x^k para a solução, constrói-se o subproblema quadrático a partir deste iterando, que pelo menos numa vizinhança de x^k , aproxima bem o problema original, e toma-se x^{k+1} como um ponto que resolve este subproblema, gerando assim uma sequência de iterandos que deve convergir para uma solução [45, 46, 47].

Trata-se de um método com a capacidade de caminhar por pontos infactíveis, não sendo necessário que a aproximação inicial pertença ao conjunto de restrições. Além disso, subproblemas quadráticos são fáceis de resolver e suas soluções resumem-se a um sistema linear, quando consideradas apenas as restrições ativas no iterando atual. Por fim, os métodos de programação quadrática possuem boa velocidade de convergência [45, 46, 47].

Um problema de otimização a ser resolvido usando este método é modelado como [46]:

$$\min_x \frac{1}{2}x^T Hx + f^T x \quad (3.13)$$

tal que

$$\begin{cases} A \cdot x \leq b \\ A_{\text{eq}} \cdot x = b_{\text{eq}} \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (3.14)$$

Os métodos de programação quadrática foram implementados em ambientes numéricos bem conhecidos como MATLAB e GNU Octave. Também existem inúmeras bibliotecas de software, incluindo código aberto, em linguagens como Python, Julia, FORTRAN, LabVIEW e Java. Neste trabalho, será utilizado o algoritmo disponível em MATLAB [48].

3.2 Métodos de solução propostos de coordenação hidrotérmica com inserção de UHR

3.2.1 Método baseado em programação dinâmica

A Programação Dinâmica pode ser utilizada para solução de problemas de coordenação hidrotérmica e suas variações, uma vez que oferece vantagens computacionais em relação aos métodos convencionais. Tomando como base o modelo hidrotérmico simplificado mostrado na Figura 2.3, descreve-se a seguir a modelagem do problema [2, 10].

A planta térmica equivalente tem função-custo definida como na Equação 2.2. A planta hidrelétrica contém um volume de armazenamento constante no início e fim do problema, denotados por V_0 e V_{jmax} , respectivamente; além disso, tem a taxa de uso da água definida como [2, 10]:

$$q_j = \begin{cases} d + gP_{Hj} + hP_{Hj}^2 & \text{acre.pé/h , se } P_{Hj} > 0 \\ 0 & \text{acre.pé/h , se } P_{Hj} = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

Os coeficientes a a h são constantes. Em cada intervalo j , de período n_j , o volume do reservatório muda conforme a seguinte equação [2, 10]:

$$V_j = V_{j-1} + n_j (r_j - q_j - s_j) \quad (3.16)$$

Admite-se que não ocorrem transbordamentos; logo, $s_j = 0$. Se V_i e V_k denotam dois estados diferentes para o volume, e $V_{j-1} = V_i$ e $V_j = V_k$, então a taxa de fluxo de água no intervalo j é [2, 10]:

$$q_j = \frac{V_i - V_k}{n_j} + r_j \quad (3.17)$$

onde q_j é positivo e limitado até um fluxo máximo q_{max} , que corresponde à máxima potência de saída da hidrelétrica. O problema envolve determinar a trajetória de mínimo custo (isto é, volume em cada estágio). Há vários casos possíveis de serem executados [2, 10].

O algoritmo de programação dinâmica segue uma ideia similar àquela explicada na Seção 2.2.2. Considere as seguintes definições [2, 10]:

- $\{i\}$ - o volume do reservatório no início do período j ;

- $\{k\}$ - o estado no fim do período j ;
- $TC_k(j)$ - o custo total do início do problema até o período j para o reservatório com volume V_k ;
- $PC(i, j-1 : k, j)$ - o custo de produção do sistema térmico no período j para ir de um volume inicial V_i para o volume final V_k .

Assim, as equações de programação dinâmica são definidas como:

$$TC_k(j) = \begin{cases} 0 & , \text{ se } j = 0 \\ \min_{\{i\}} [TC_i(j-1) + PC(i, j-1 : k, j)] & , \text{ se } j > 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

As cargas, fluxos de água são constantes. Por outro lado, a taxa de descarga de água é fixada em valores inicial e final, onde ambos estabelecerão os valores de potência fornecidos por ambos os geradores. O cálculo do custo das unidades térmicas é feito de forma direta usando a Equação 2.2 [2, 10].

O uso dos níveis de volume como variáveis de estado restringe o número de níveis de produção de potência das usinas hidrelétricas que são considerados em cada estágio, haja vista a taxa de descarga tornar constante em cada período o valor de potência. Se uma planta de níveis variáveis for considerada, torna-se mais complexo o cálculo das potências, pois uma carga média deve ser usada para estabelecer o valor de P_H . A UHR pode ser inserida de duas formas: ora se comportando como carga, cujo bombeamento nos horários fora de ponta é suprido pelas unidades térmicas, para que a potência seja utilizada nos horários de ponta; ora inserindo uma equação de taxa de descarga de água com valores negativos nos horários de ponta, indicando que a água bombeada produzirá um valor de potência capaz de suprir parte das cargas. Em ambos os casos, é esperado que o custo das usinas térmicas seja reduzido nos horários de pico de carga [2, 10].

3.2.2 Método baseado na metaheurística QPSO

A modelagem da coordenação hidrotérmica utilizando o algoritmo QPSO segue as regras estabelecidas na Seção 2.2.1. Nela, as partículas são as potências dos geradores e a função-custo é o custo de geração das usinas hidrotérmicas. Os parâmetros internos deste algoritmo de otimização como o tamanho da população, o coeficiente α , entre outros são definidos de acordo com as recomendações das principais referências bibliográficas associadas.

A modelagem empregada para usina hidrelétrica reversível é conhecida como modelo de carga; nela, a UHR é vista como uma carga horários fora de ponta, onde a energia necessária para bombear água para os reservatórios superiores é oriunda dos geradores térmicos. Por outro lado, a UHR apresenta comportamento de geração nos horários de ponta, onde a água é escoada para o reservatório inferior. Então, como parte da geração é oriunda da UHR, uma quantidade menor de potência é gerada pelas usinas térmicas, e conseqüentemente, ocorre redução do custo de geração. Do ponto de vista de modelagem, a UHR apresenta valores positivos em horários fora de ponta, e negativos em horários de ponta. Assume-se que a UHR fornece valores de potência fixos em todos os horários.

O algoritmo a seguir descreve o uso do QPSO para a formulação da coordenação hidrotérmica com UHR.

Algoritmo 3: Pseudocódigo para a coordenação hidrotérmica com UHR utilizando QPSO.

```

1 início
2   Leia os dados dos geradores envolvidos no processo de otimização;
3   para  $i = 1$  até  $N$  períodos de geração faça
4     Elabore a função custo;
5     Destaque as restrições dos geradores;
6     Chame o algoritmo QPSO elaborado conforme descrito na Seção 2.2.1;
7   fim
8   Calcule o custo total de geração;
9   Imprima os resultados;
10 fim

```

A função-objetivo da coordenação hidrotérmica é expressa pela Equação 3.19, onde a , b e c são os coeficientes de custo, e $\Delta\epsilon$ é o *mismatch* associado ao balanço de potência, e este é definido pela Equação 3.20, onde P_i , P_i^D e P_i^{UHR} são, respectivamente, as potências dos geradores, de demanda e da UHR na i -ésima hora. Esta variável indica que, em caso de variações entre as potências gerada e consumida, inserir-se-á uma penalidade no custo de geração. Em caso de estudos com perdas do sistema de potência, P_{LOSS} é a perda na transmissão, que é expressa como uma função das potências dos geradores e dos coeficientes B . Este método usa o fato de

que, sob condições normais de operação, as perdas na transmissão são o quadrado da potência injetada pelos geradores. A expressão geral da fórmula de perdas usando os coeficientes B é expressa na Equação 3.21, onde P_i e P_j são, respectivamente, as potências dos geradores i e j ; B_{ij} são os coeficientes de perdas, cujos valores são constantes e assumidos sob condições prévias; N_G é o número de geradores. A Equação 3.22 é a restrição de desigualdade, e informa que os geradores térmicos são bem definidos nos valores máximo ($P_i^{\max}$) e mínimo ($P_i^{\min}$) de potência gerada. A Equação 3.23 é a restrição de desigualdade definida como o balanço de potência: nela, define-se que todos os geradores térmicos devem suprir a demanda, as perdas e a UHR, dependendo do seu modo de operação. Assume-se que todos os geradores estão disponíveis em todos os horários.

$$C_{th} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_G} [a_j \cdot P_j^2 + b_j \cdot P_j + c_j] + 10^5 \cdot \Delta\varepsilon \quad (3.19)$$

$$\Delta\varepsilon = \left| \sum_{i=1}^{N_G} P_i - P_i^D - P_i^{\text{UHR}} - P_{\text{LOSS}} \right| \quad (3.20)$$

$$P_{\text{LOSS}} = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{N_G} P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j \quad (3.21)$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad ; \quad 1 \leq i \leq N_G \quad (3.22)$$

$$\sum_{i=1}^T P_i = \sum_{i=1}^T P_i^D + \sum_{i=1}^T P_i^{\text{UHR}} + P_{\text{LOSS}} \quad (3.23)$$

Capítulo 4

Simulações computacionais

4.1 Introdução

Os capítulos anteriores abordaram algumas das etapas deste trabalho, com destaque para a definição da coordenação hidrotérmica, seus métodos de solução, e incorporação da UHR. O presente capítulo apresenta e descreve as simulações computacionais no ambiente computacional MATLAB, com a abordagem de diferentes sistemas-teste.

4.2 Sistemas-teste

4.2.1 Sistema equivalente hidrotérmico 01

O sistema de geração hidrotérmico 01 é formado por um equivalente hidráulico e um equivalente térmico cujas informações estão mostradas nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente. Os volumes são dados em acres-pé/h e as potências em MW. A equação do fluxo de água para a planta hidrelétrica é definida como

$$q = 260 + 10P_H \quad \text{acres-pé/h} \quad (4.1)$$

Tabela 4.1: Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].

Fluxo	Passo	Volume Inicial	Volume Final	Períodos por hora	P_{Hmin}	P_{Hmax}	Volume mínimo	Volume máximo
1000	2000	10000	10000	2	0	200	6000	18000

Tabela 4.2: Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].

P_{smin}	P_{smin}	c (\$)	b (\$/MW)	a (\$/MW ²)
200	1200	700	5.28	0.55×10^{-3}

4.2.2 Sistema equivalente hidrotérmico 02

O sistema de geração hidrotérmico 02 é formado por um equivalente hidráulico e um equivalente térmico cujas informações estão mostradas nas Tabelas 4.3 e 4.4, respectivamente. Os volumes são dados em acres-pé/h e as potências em MW. A equação do fluxo de água para a planta hidrelétrica é definida como

$$q = 300 + 15P_H \quad \text{acres-pé/h} \quad (4.2)$$

Tabela 4.3: Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].

Fluxo	Passo	Volume Inicial	Volume Final	Períodos por hora	P_{Hmin}	P_{Hmax}	Volume mínimo	Volume máximo
1000	2000	10000	10000	2	0	300	6000	18000

Tabela 4.4: Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].

P_{smin}	P_{smax}	c (\$)	b (\$/MW)	a (\$/MW ²)
150	1000	650	5.15	0.40×10^{-3}

4.2.3 Sistema equivalente hidrotérmico 03

O sistema de geração hidrotérmico 03 é formado por um equivalente hidráulico e um equivalente térmico cujas informações estão mostradas nas Tabelas 4.5 e 4.6, respectivamente. Os volumes são dados em acres-pé/h e as potências em MW. A equação do fluxo de água para a planta hidrelétrica é definida como

$$q = 280 + 12P_H \quad \text{acres-pé/h} \quad (4.3)$$

Tabela 4.5: Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].

Fluxo	Passo	Volume Inicial	Volume Final	Períodos por hora	P_{Hmin}	P_{Hmax}	Volume mínimo	Volume máximo
2000	2000	6000	18000	2	0	200	6000	18000

Tabela 4.6: Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].

P_{smin}	P_{smin}	c (\$)	b (\$/MW)	a (\$/MW ²)
100	900	700	5.50	0.75×10^{-3}

4.2.4 Sistema equivalente hidrotérmico 04

O sistema de geração hidrotérmico 04 é formado por um equivalente hidráulico e um equivalente térmico cujas informações estão mostradas nas Tabelas 4.7 e 4.8, respectivamente. Os volumes são dados em acres-pé/h e as potências em MW. A equação do fluxo de água para a planta hidrelétrica é definida como

$$q = 200 + 2P_H \quad \text{acres-pé/h} \quad (4.4)$$

Tabela 4.7: Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].

Fluxo	Passo	Volume Inicial	Volume Final	Períodos por hora	P_{Hmin}	P_{Hmax}	Volume mínimo	Volume máximo
2000	2000	8000	8000	4	0	200	6000	18000

Tabela 4.8: Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].

P_{smin}	P_{smin}	c (\$)	b (\$/MW)	a (\$/MW ²)
200	2500	3877.5	3.9795	0.00204

4.2.5 Sistema equivalente hidrotérmico 05

O sistema de geração hidrotérmico 05 é formado por um equivalente hidráulico e um equivalente térmico cujas informações estão mostradas nas Tabelas 4.9 e 4.10, respectivamente. Os volumes são dados em acres-pé/h e as potências em MW. A equação do fluxo de água para a planta hidrelétrica é definida como

$$q = 260 + 7P_H \quad \text{acres-pé/h} \quad (4.5)$$

Tabela 4.9: Informações do sistema hidrelétrico - Sistema equivalente 5.

Fluxo	Passo	Volume Inicial	Volume Final	Períodos por hora	P_{Hmin}	P_{Hmax}	Volume mínimo	Volume máximo
1000	2000	18000	18000	1	0	200	6000	18000

Tabela 4.10: Informações do sistema térmico - Sistema equivalente 5.

P_{smin}	P_{smax}	c (\$)	b (\$/MW)	a (\$/MW ²)
150	455	970	17.26	0.00031

4.2.6 Sistema 01 de 10 geradores

Este sistema é formado por 10 geradores térmicos cujas informações são mostradas na Tabela 4.11 [6].

Tabela 4.11: Informações do sistema térmico - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [5, 6].

P_{smin}	P_{smax}	$\mathbf{c}$ (\$)	$\mathbf{b}$ (\$/MW)	$\mathbf{a}$ (\$/MW ²)
150	455	1000	16.19	0.00048
150	455	970	17.26	0.00031
20	130	700	16.60	0.00200
20	130	680	16.50	0.00211
25	162	450	19.70	0.00398
20	80	370	22.26	0.00712
25	85	480	27.74	0.00079
10	55	660	25.92	0.00413
10	55	665	27.27	0.00222
10	55	670	27.79	0.00173

4.2.7 Sistema 02 de 10 geradores

Este sistema é formado por 10 geradores térmicos cujas informações são mostradas na Tabela 4.12. Em seguida, a Tabela 4.13 mostra as informações de potência UHR por período, que será vinculada a esse sistema a fim de reduzir o custo de geração. Posteriormente, a Tabela 4.14 mostra as informações de demanda em cada período.

Tabela 4.12: Informações do sistema térmico - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].

P_{smin}	P_{smax}	$\mathbf{c}$ (\$)	$\mathbf{b}$ (\$/MW)	$\mathbf{a}$ (\$/MW ²)
30	100	820	9.023	0.00113
130	400	400	7.654	0.00160
165	600	600	8.752	0.00147
130	420	420	8.431	0.00150
225	700	540	9.223	0.00234
50	200	175	7.054	0.00515
250	750	600	9.121	0.00131
110	375	400	7.762	0.00171
275	850	725	8.162	0.00128
75	250	200	8.149	0.00452

Tabela 4.13: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].

Hora	Demanda	Hora	Demanda
1	100	13	-100
2	100	14	-100
3	100	15	-100
4	100	16	-100
5	100	17	-100
6	100	18	-100
7	100	19	-100
8	-100	20	100
9	-100	21	100
10	-100	22	100
11	-100	23	100
12	-100	24	100

Tabela 4.14: Demanda expressa em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	1025	13	3275
2	1000	14	2950
3	900	15	2700
4	850	16	2550
5	1025	17	2725
6	1400	18	3200
7	1970	19	3300
8	2400	20	2900
9	2850	21	2125
10	3150	22	1650
11	3300	23	1300
12	3400	24	1150

4.2.8 Sistema 03 de 10 geradores

Este sistema é formado por 10 geradores térmicos cujas informações são mostradas na Tabela 4.15. Em seguida, a Tabela 4.16 mostra as informações de potência UHR por período, que será vinculada a esse sistema a fim de reduzir o custo de geração. Posteriormente, a Tabela 4.17 mostra as informações de demanda em cada período.

Tabela 4.15: Informações do sistema térmico - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

P_{smin}	P_{smax}	c (\$)	b (\$/MW)	a (\$/MW ²)
150	470	786.79880	38.53973	0.15241
135	470	451.32510	46.15916	0.10587
73	340	1049.99770	40.39655	0.02803
60	300	1243.53110	38.30553	0.03546
73	243	1658.56960	36.32782	0.02111
57	160	1356.65920	38.27041	0.01799
20	130	1450.70450	36.51045	0.01211
47	120	1450.70420	36.51045	0.01211
20	80	1455.60560	39.58042	0.10908
10	55	1469.40260	40.54074	0.12951

Tabela 4.16: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

Hora	Demanda	Hora	Demanda
1	180	13	-180
2	180	14	-180
3	180	15	-180
4	180	16	-180
5	180	17	-180
6	180	18	-180
7	180	19	-180
8	-180	20	180
9	-180	21	180
10	-180	22	180
11	-180	23	180
12	-180	24	180

Tabela 4.17: Demanda expressa em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	1036	13	2072
2	1110	14	1924
3	1258	15	1776
4	1406	16	1554
5	1480	17	1480
6	1628	18	1628
7	1702	19	1776
8	1776	20	1972
9	1924	21	1924
10	2072	22	1628
11	2106	23	1332
12	2150	24	1184

4.3 Coordenação hidrotérmica baseada no método iterativo lambda-gamma

4.3.1 Sistema equivalente hidrotérmico 01

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.1 para atender a uma demanda formada por 8 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.18. A Figura 4.1 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica após a execução de 26 iterações, e o custo total de geração é de \$ 62.560,36.

Tabela 4.18: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Demanda	350	400	550	600	580	510	470	450

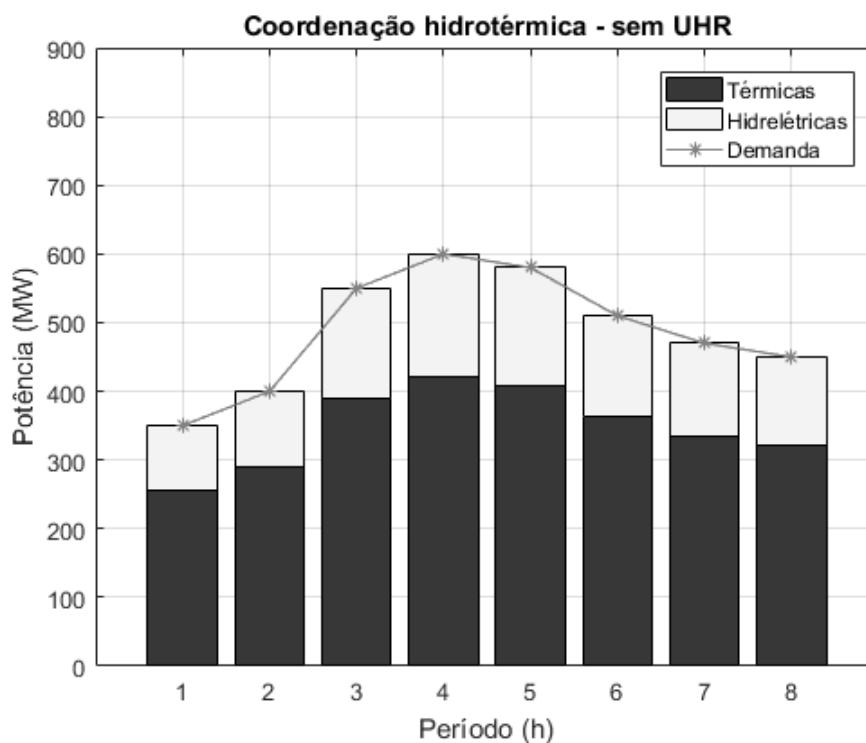


Figura 4.1: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, sem UHR. Custo: \$ 62.560,56.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.19 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos, em seguida, a Figura 4.2 mostra os resultados do processo de otimização após 18 iterações. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 9000.00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.19: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 1.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Potência	150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	150

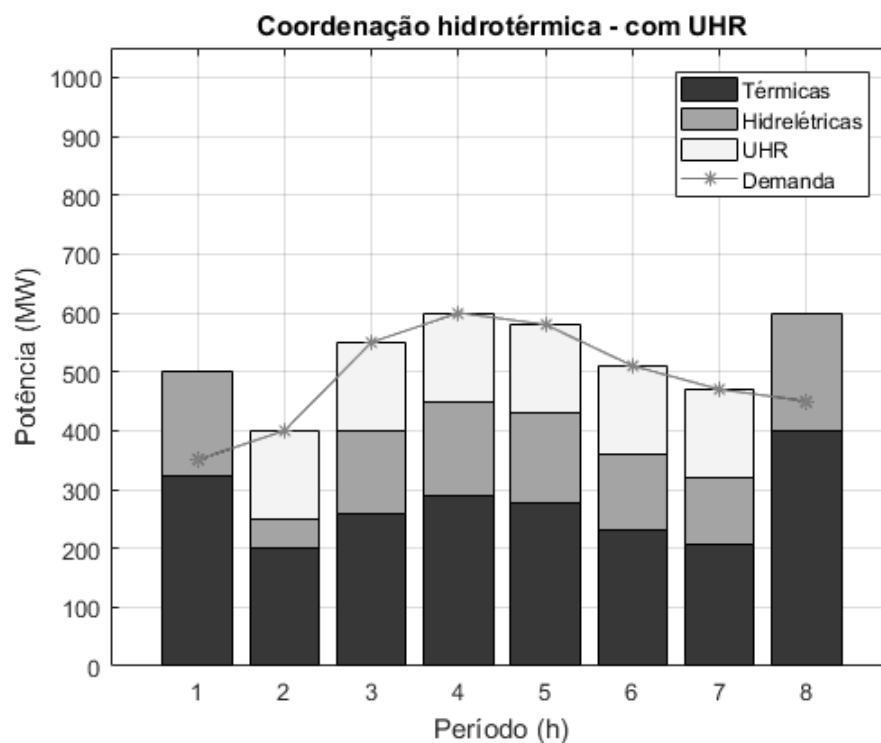


Figura 4.2: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, com UHR. Custo: \$ 52.479,30.

4.3.2 Sistema equivalente hidrotérmico 02

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.2 para atender a uma demanda formada por 8 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.20. A Figura 4.3 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica após a execução de 100 iterações, e o custo total de geração é de \$ 113.514,09.

Tabela 4.20: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Demanda	600	900	1000	1200	1100	850	750	700

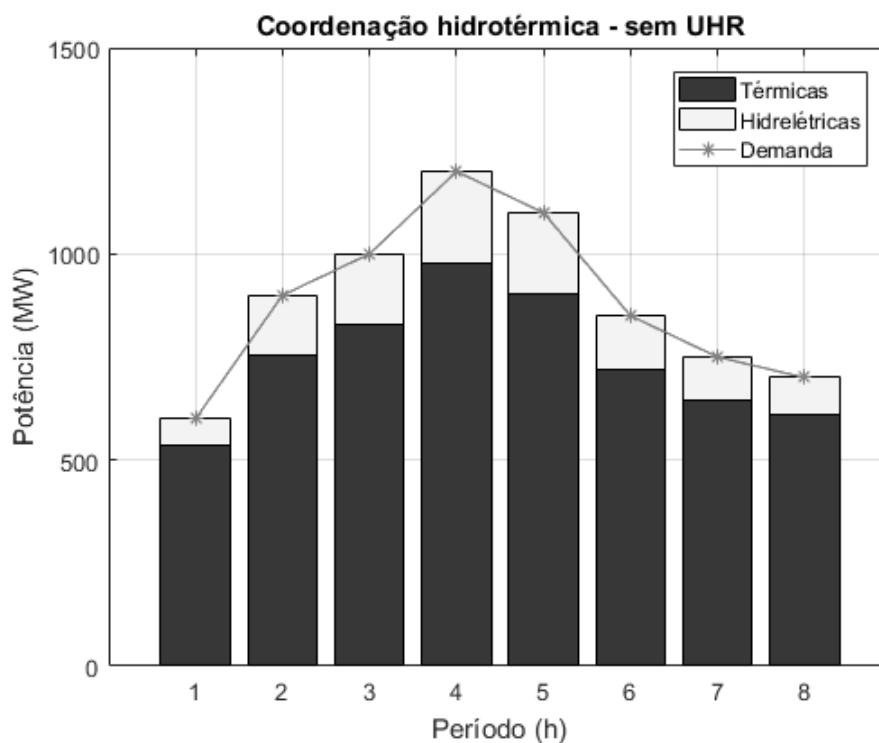


Figura 4.3: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, sem UHR. Custo: \$ 113.514,09.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.21 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos, em seguida, a Figura 4.4 mostra os resultados do processo de otimização após 127 iterações. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 6000.00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.21: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 2.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Potência	100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	100

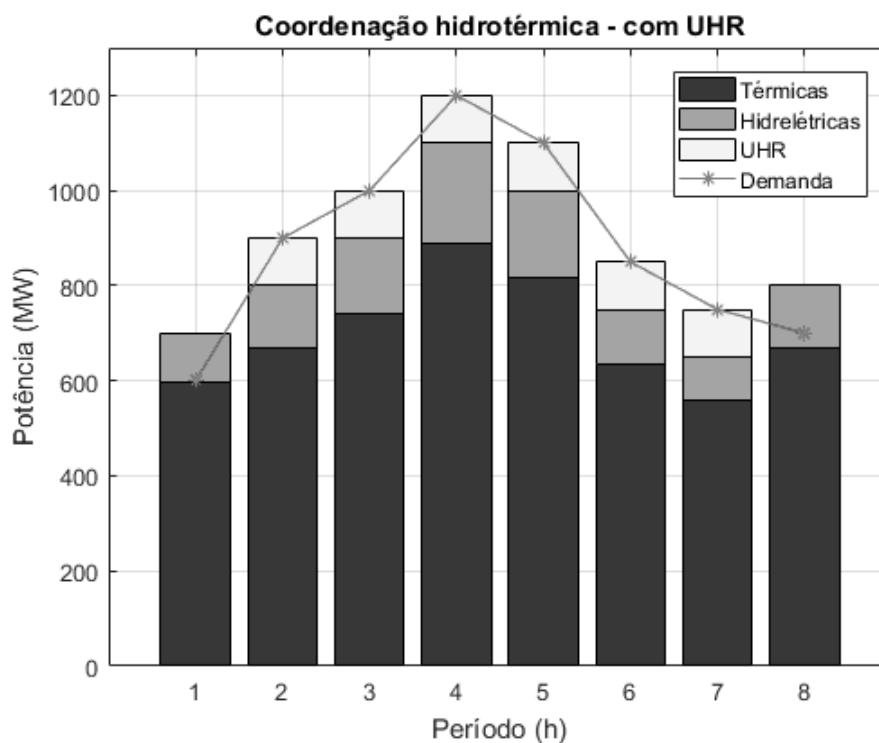


Figura 4.4: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, com UHR. Custo: \$ 106.526, 83.

4.3.3 Sistema equivalente hidrotérmico 03

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.3 para atender a uma demanda formada por 12 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.22.

Tabela 4.22: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	300	7	400
2	500	8	800
3	600	9	1000
4	1000	10	1400
5	1200	11	600
6	600	12	400

Diferente dos casos anteriores, este sistema não se revelou capaz de suprir a demanda exigida tanto em condições formadas somente pelos geradores equivalente, quanto à adição da UHR projetada inicialmente em 200 MW. Pode-se associar esta ocorrência ora ao processo de otimização, onde não encontrou soluções viáveis dentro do espaço-solução; ora às sensibilidades dos parâmetros dos geradores equivalentes; ora à lenta convergência do método de solução empregado.

4.3.4 Sistema equivalente hidrotérmico 04

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.4 para atender a uma demanda formada por 8 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.23. A Figura 4.5 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica após a execução de 56 iterações, e o custo total de geração é de \$ 136.804,36.

Tabela 4.23: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Demanda	300	450	600	700	750	620	480	250

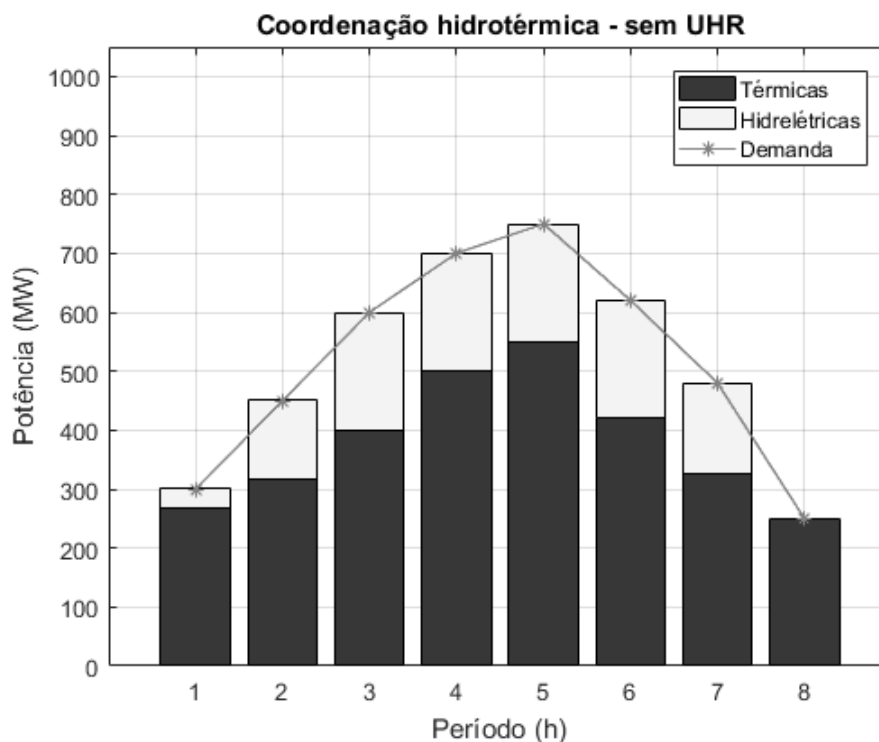


Figura 4.5: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, sem UHR. Custo: \$ 136.804,36.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.24 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos, em seguida, a Figura 4.6 mostra os resultados do processo de otimização após 26 iterações. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 400.00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.24: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 4.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Potência	150	150	-150	-150	-150	-150	150	150

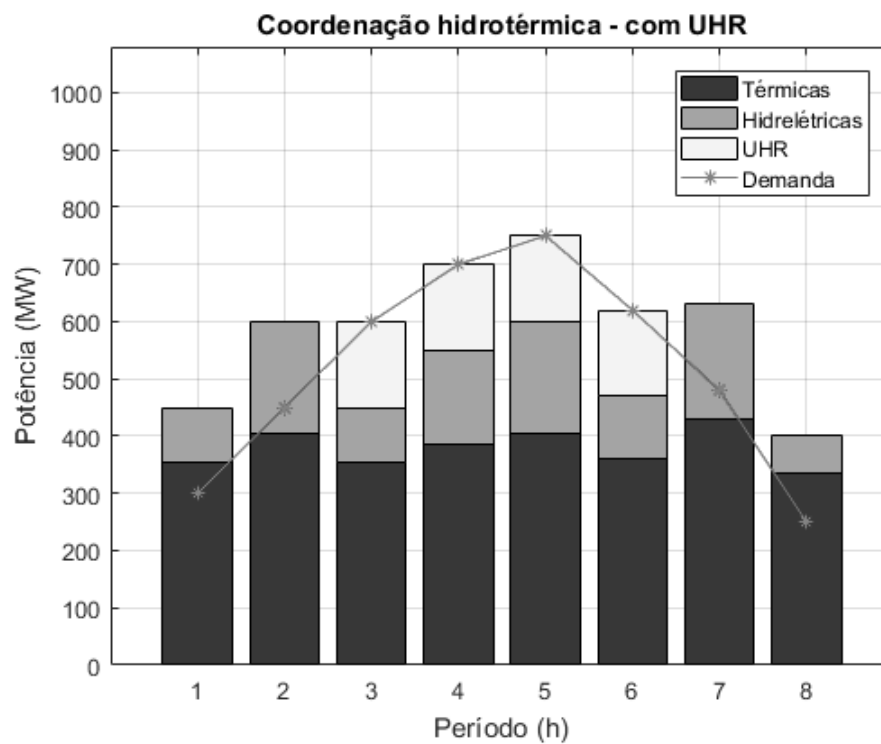


Figura 4.6: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, com UHR. Custo: \$ 136.273,05.

4.3.5 Sistema equivalente hidrotérmico 05

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.5 para atender a uma demanda formada por 6 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.25. Efetua-se uma mudança em relação aos dados originais: a potência máxima fornecida pelo gerador térmico é alterado para 1000 MW. A Figura 4.7 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica após a execução de 104 iterações, e o custo total de geração é de \$ 281.892,41.

Tabela 4.25: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 5. Adaptado de [2].

Período	1	2	3	4	5	6
Demanda	700	750	850	950	820	750

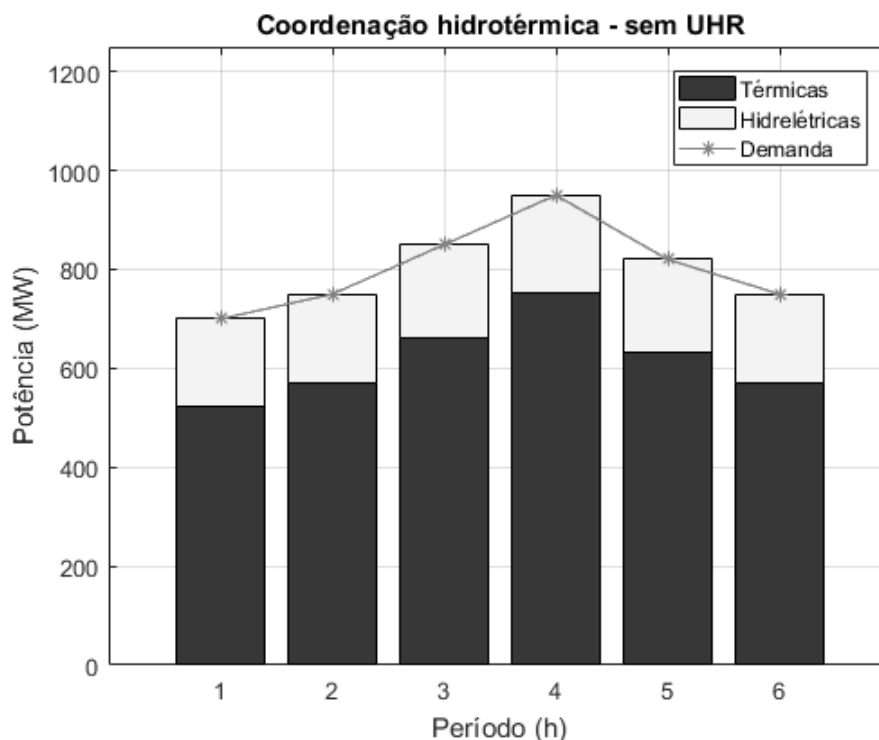


Figura 4.7: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, sem UHR. Custo: \$ 281.892,41.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.26 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos, em seguida, a Figura 4.8 mostra os resultados do processo de otimização após 106 iterações. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 20.000,00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.26: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 5.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Potência	150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	150

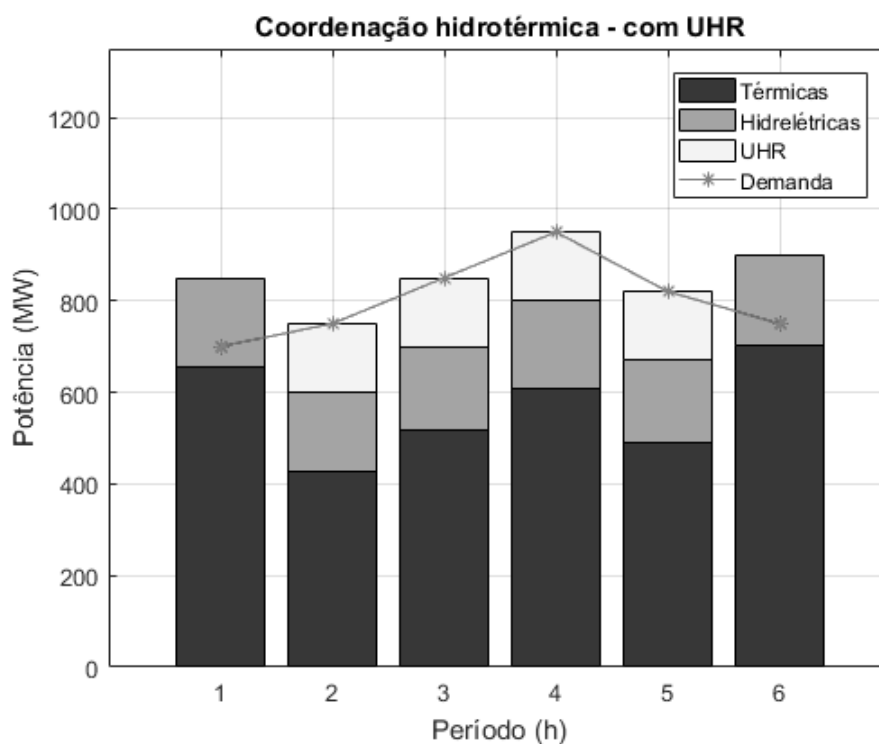


Figura 4.8: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, com UHR. Custo: \$ 260.769,14.

4.4 Coordenação hidrotérmica baseada na programação quadrática

4.4.1 Sistema 01 de 10 geradores

Aplica-se os dados do sistema térmico mostrado na Subseção 4.2.6 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.27. A Figura 4.9 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica. O custo total de geração é de \$ 636.862,75.

Tabela 4.27: Demanda expressa em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [5, 6].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	700	13	1400
2	750	14	1300
3	850	15	1200
4	950	16	1050
5	1000	17	1000
6	1100	18	1100
7	1150	19	1200
8	1200	20	1400
9	1300	21	1300
10	1400	22	1100
11	1450	23	900
12	1500	24	800

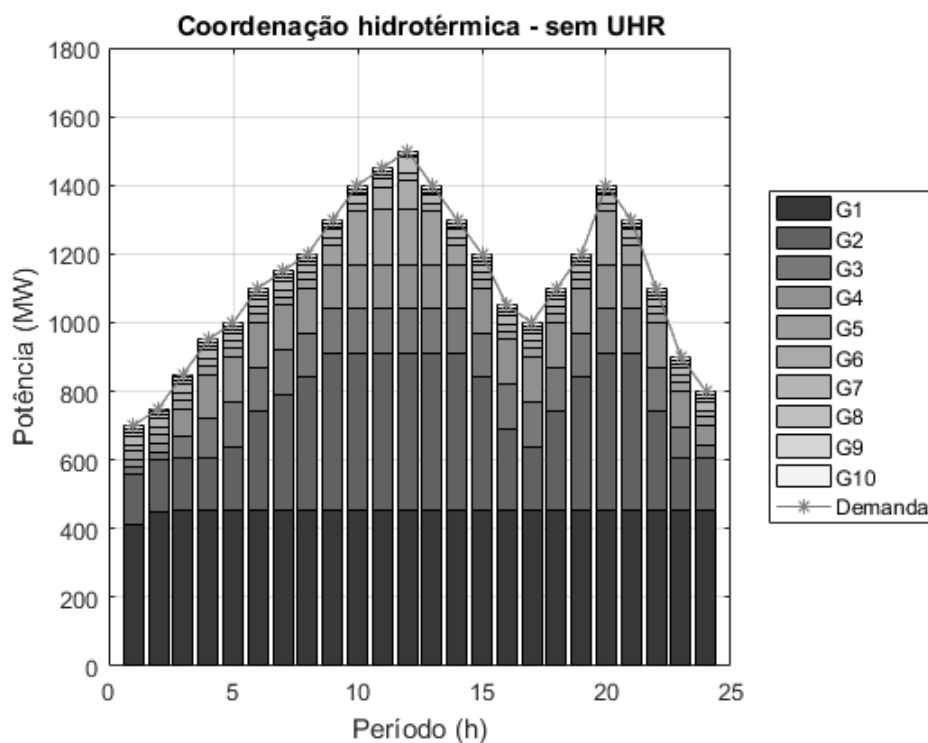


Figura 4.9: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 636.862,75.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga para os horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; desta forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzido, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.28 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.10 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 16.000,00 no custo da geração com o uso da UHR.

Tabela 4.28: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [5, 6].

Hora	Demanda	Hora	Demanda
1	200	13	-200
2	200	14	-200
3	200	15	-200
4	200	16	-200
5	200	17	-200
6	200	18	-200
7	200	19	-200
8	-200	20	200
9	-200	21	200
10	-200	22	200
11	-200	23	200
12	-200	24	200

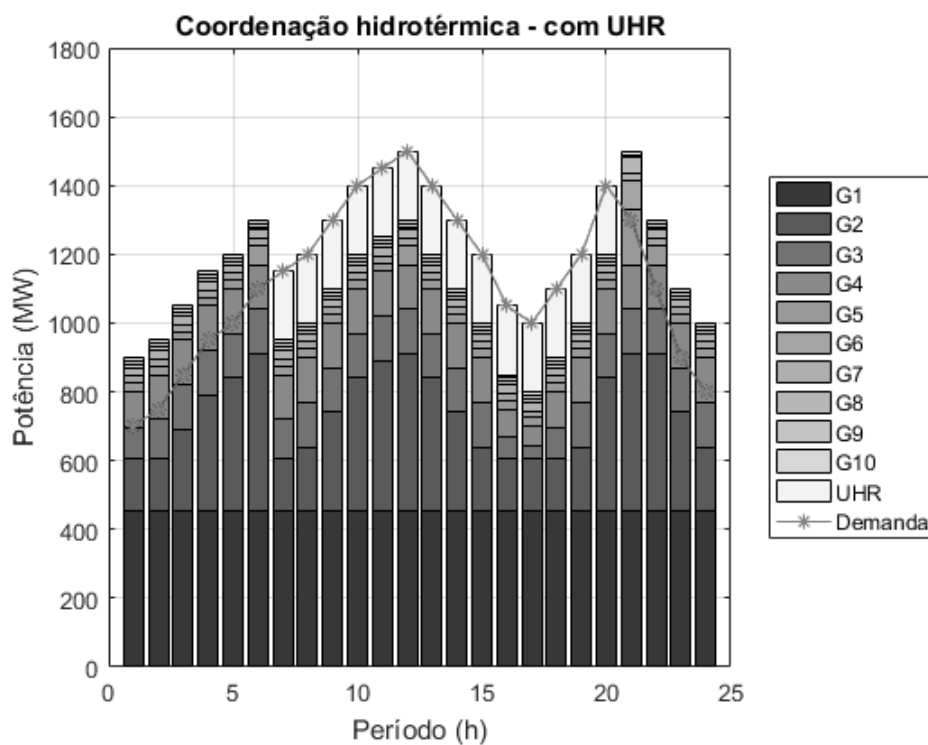


Figura 4.10: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 620.831,28.

4.4.2 Sistema 02 de 10 geradores

Aplica-se os dados do sistema térmico mostrado na Subseção 4.2.7 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.29.

Tabela 4.29: Demanda expressa em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	1025	13	3275
2	1000	14	2950
3	900	15	2700
4	850	16	2550
5	1025	17	2725
6	1400	18	3200
7	1970	19	3300
8	2400	20	2900
9	2850	21	2125
10	3150	22	1650
11	3300	23	1300
12	3400	24	1150

Diferente dos casos anteriores, este sistema não se revelou capaz de suprir a demanda exigida tanto em condições formadas apenas pelos geradores térmicos quando à adição da UHR projetada inicialmente em 100 MW. Pode-se associar esta ocorrência ora ao processo de otimização, onde não encontrou soluções viáveis dentro do espaço-solução; ora às sensibilidades dos parâmetros dos geradores.

4.4.3 Sistema 03 de 10 geradores

Aplica-se os dados do sistema térmico mostrado na Subseção 4.2.8 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.30. A Figura 4.11 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica. O custo total de geração é de \$ 2.308.489,81.

Tabela 4.30: Demanda expressa em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	1036	13	2072
2	1110	14	1924
3	1258	15	1776
4	1406	16	1554
5	1480	17	1480
6	1628	18	1628
7	1702	19	1776
8	1776	20	1972
9	1924	21	1924
10	2072	22	1628
11	2106	23	1332
12	2150	24	1184

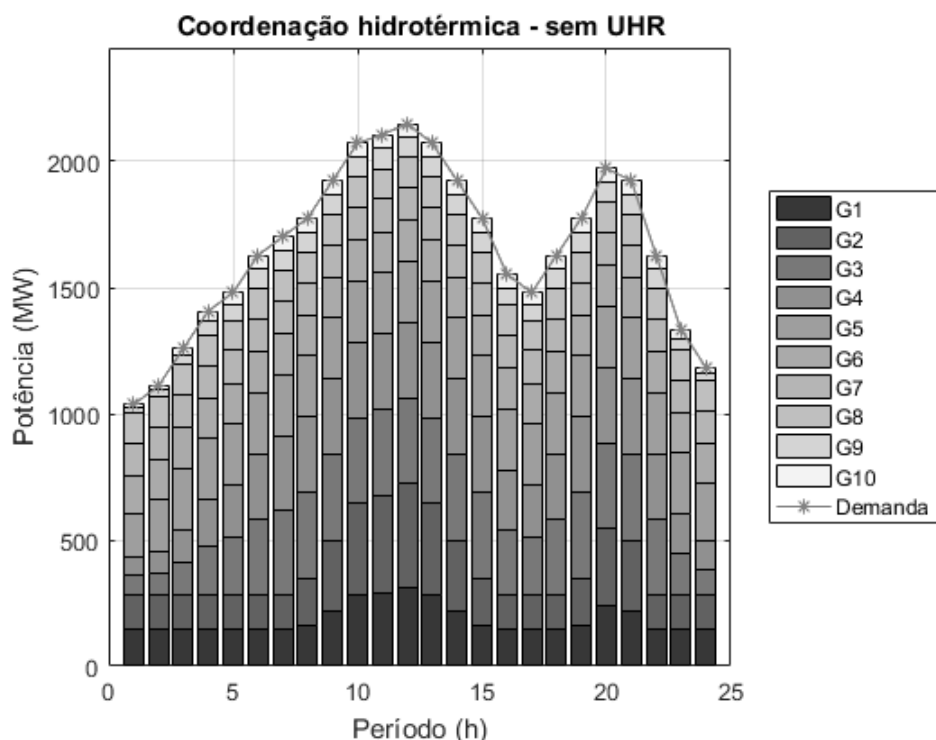


Figura 4.11: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 2.308.489,81.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga para os horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; desta forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzido, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.31 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.12 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 33.000,00 no custo da geração com o uso da UHR.

Tabela 4.31: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

Hora	Demanda	Hora	Demanda
1	180	13	-180
2	180	14	-180
3	180	15	-180
4	180	16	-180
5	180	17	-180
6	180	18	-180
7	180	19	-180
8	-180	20	180
9	-180	21	180
10	-180	22	180
11	-180	23	180
12	-180	24	180

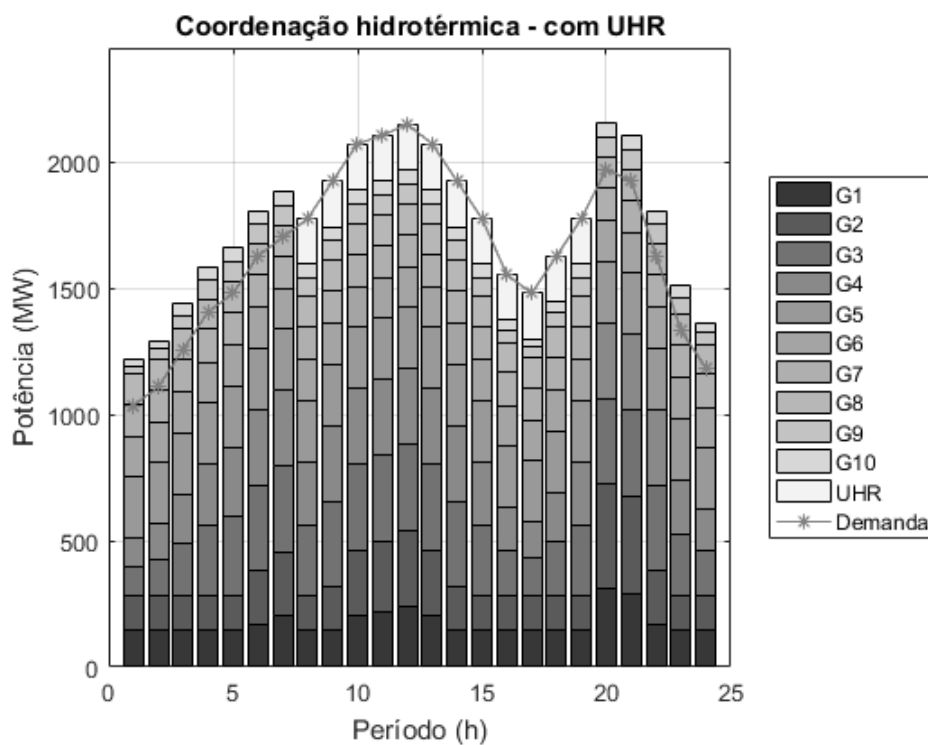


Figura 4.12: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 2.274.652, 81.

4.5 Coordenação hidrotérmica baseada na programação dinâmica

4.5.1 Sistema equivalente hidrotérmico 01

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.1 para atender a uma demanda formada por 6 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.32. A Figura 4.13 mostra os resultados obtidos. O custo total de geração é de \$ 49.884,56.

Tabela 4.32: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 1. Adaptado de [2].

Período	1	2	3	4	5	6
Demanda	500	800	1000	900	700	300

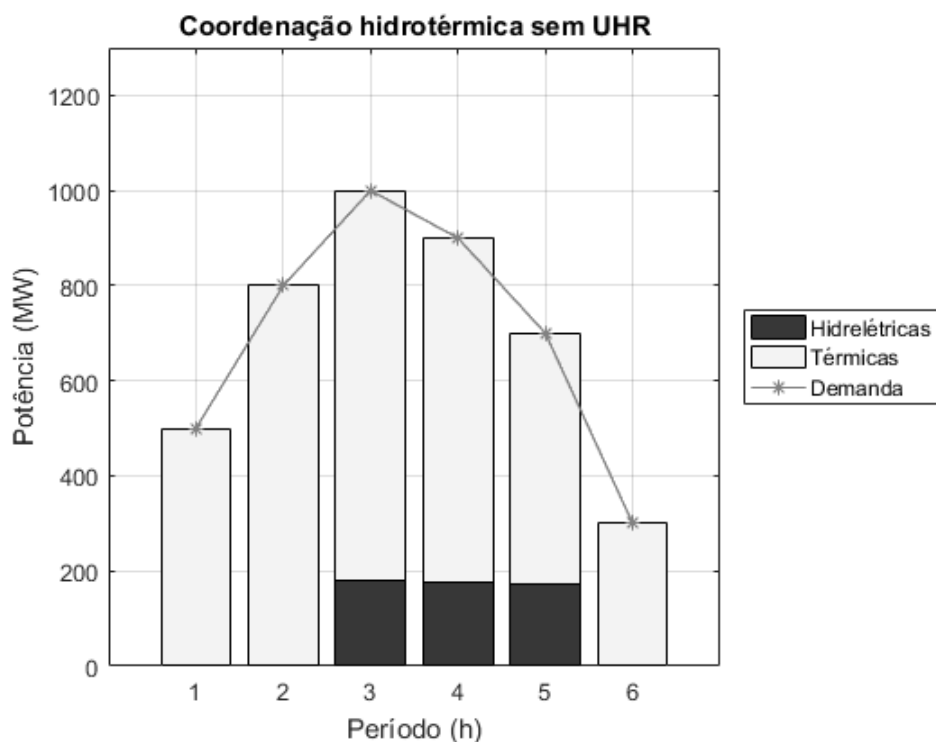


Figura 4.13: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, sem UHR. Custo: \$ 49.884,56.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.33 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos, em seguida, a Figura 4.14 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 4000.00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.33: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 1.

Período	1	2	3	4	5	6
Potência	200	-200	-200	-200	-200	200

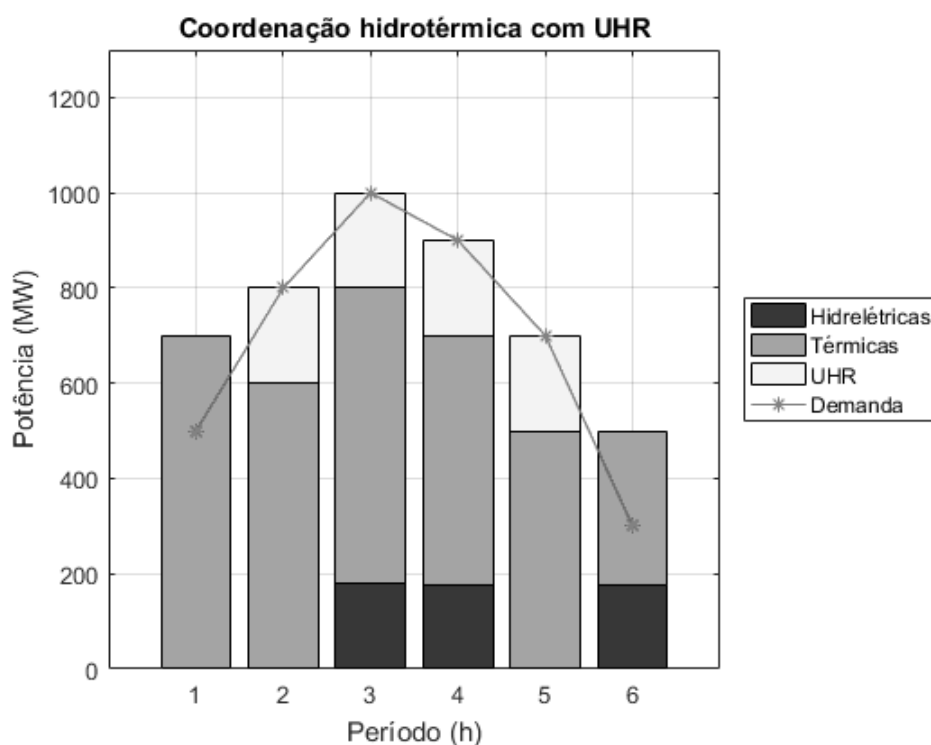


Figura 4.14: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 01, com UHR. Custo: \$ 44.973,38.

4.5.2 Sistema equivalente hidrotérmico 02

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.2 para atender a uma demanda formada por 12 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.34. A Figura 4.15 mostra os resultados obtidos. O custo total de geração é de \$ 122.134,81.

Tabela 4.34: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 2. Adaptado de [2].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	300	7	1200
2	500	8	1500
3	600	9	1300
4	900	10	900
5	1000	11	700
6	1100	12	400

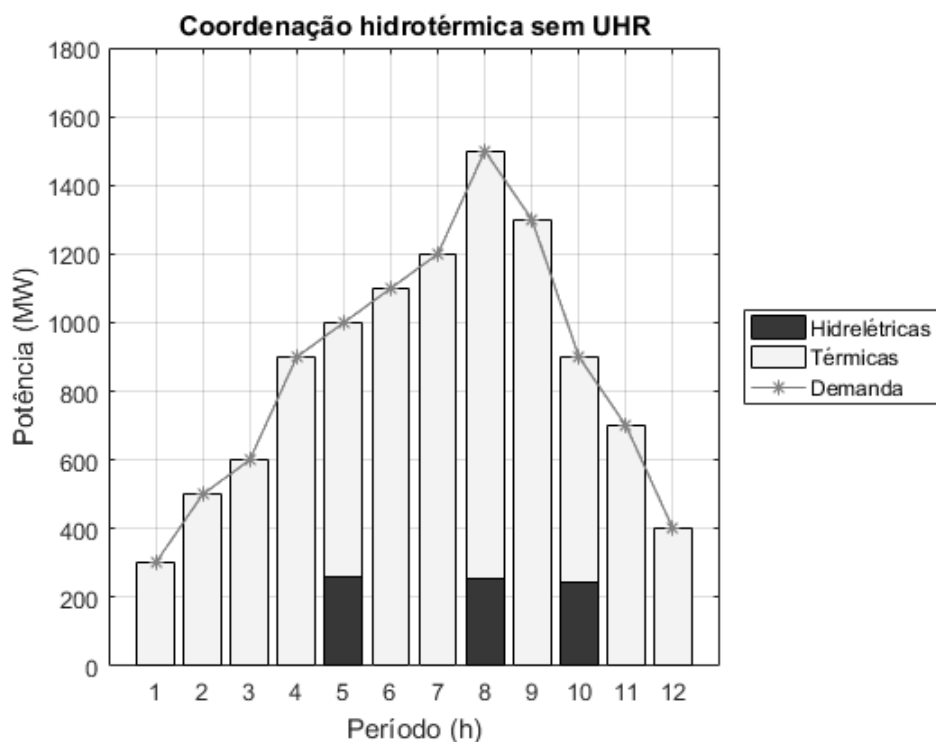


Figura 4.15: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, sem UHR. Custo: \$ 122.134,81.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.35 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos, em seguida, a Figura 4.16 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 1000.00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.35: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 2.

Hora	Potência	Hora	Potência
1	200	7	-200
2	200	8	-200
3	200	9	-200
4	-200	10	200
5	-200	11	200
6	-200	12	200

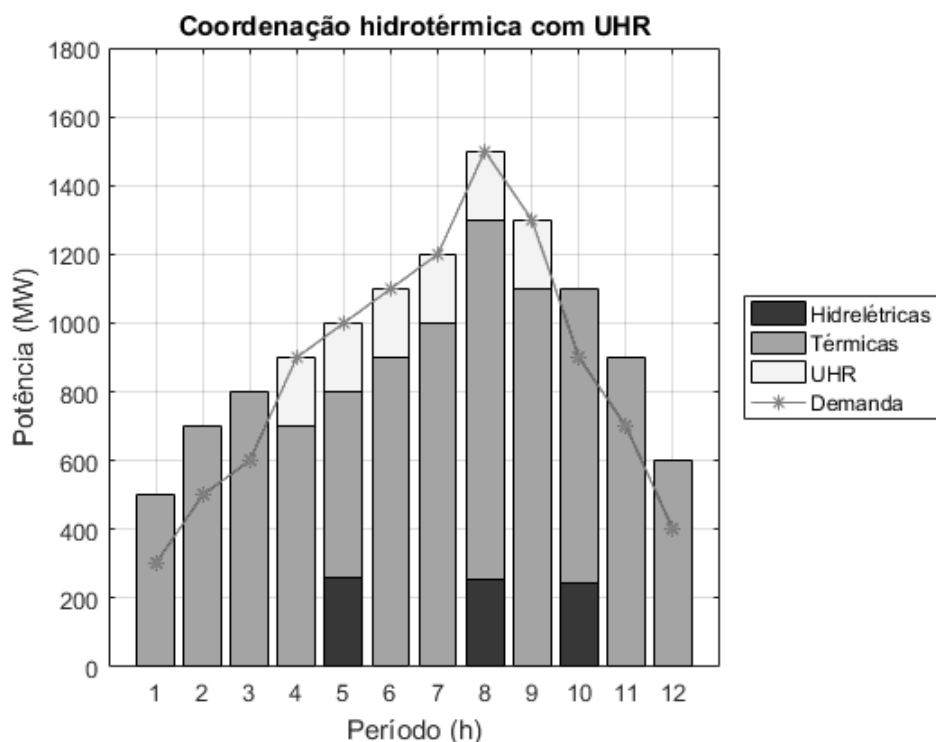


Figura 4.16: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 02, com UHR. Custo: \$ 121.453,12.

4.5.3 Sistema equivalente hidrotérmico 03

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.3 para atender a uma demanda formada por 12 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.36. A Figura 4.17 mostra os resultados obtidos. O custo total de geração é de \$ 114.412,03.

Tabela 4.36: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 3. Adaptado de [2].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	300	7	1400
2	400	8	1100
3	550	9	900
4	850	10	800
5	1000	11	500
6	1200	12	400

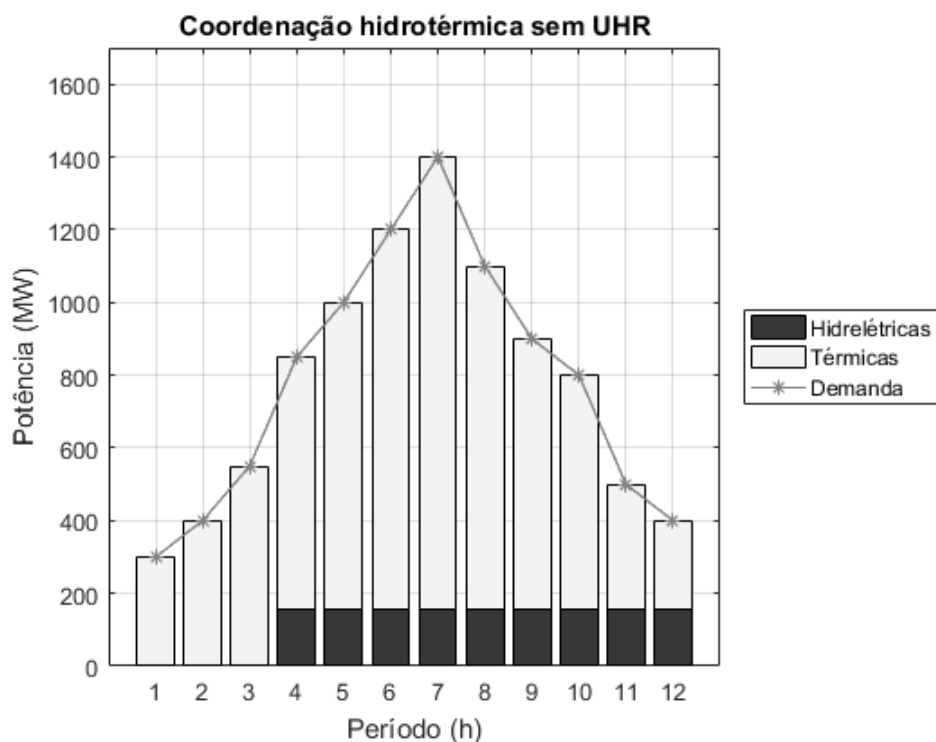


Figura 4.17: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 03, sem UHR. Custo: \$ 114.412,03.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.37 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.18 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 1000.00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.37: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 3.

Hora	Potência	Hora	Potência
1	300	7	-300
2	300	8	-300
3	300	9	-300
4	-300	10	300
5	-300	11	300
6	-300	12	300

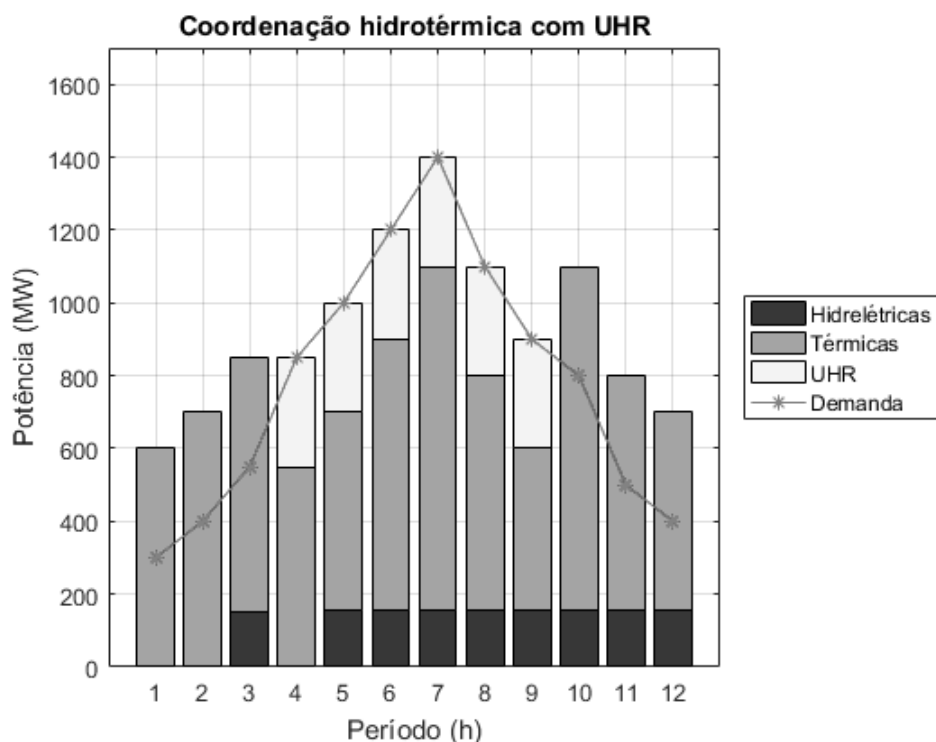


Figura 4.18: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 03, com UHR. Custo: \$ 113.247,45.

4.5.4 Sistema equivalente hidrotérmico 04

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.4 para atender a uma demanda formada por 6 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.38. A Figura 4.19 mostra os resultados obtidos. O custo total de geração é de \$ 170.083,96.

Tabela 4.38: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 4. Adaptado de [2].

Período	1	2	3	4	5	6
Demanda	400	800	1200	1100	700	600

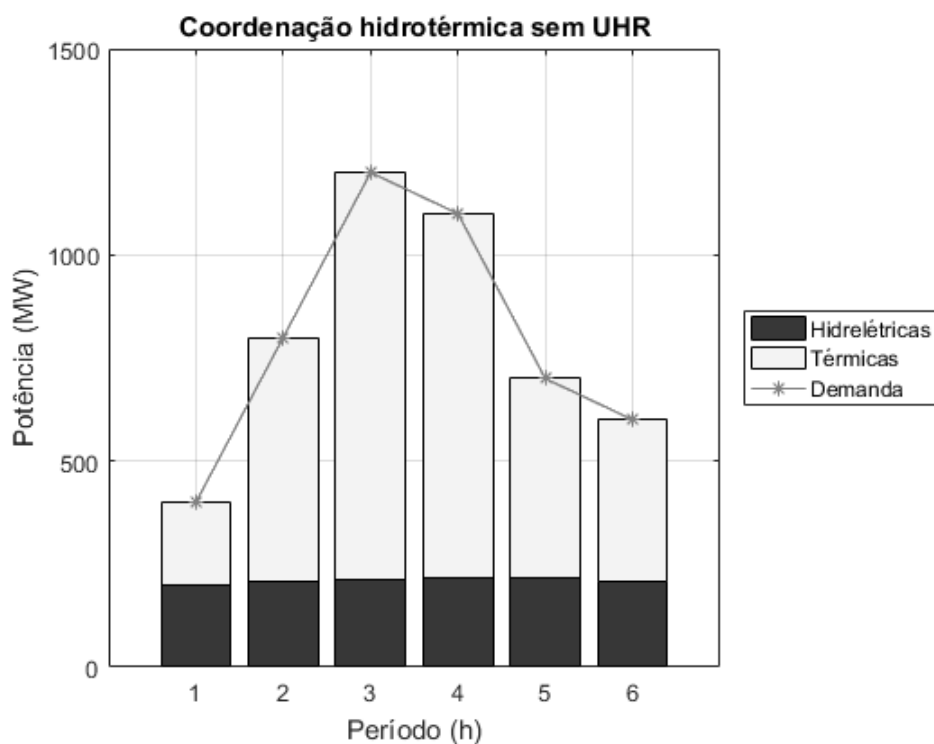


Figura 4.19: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, sem UHR. Custo: \$ 170.083,96.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.39 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.20 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução em mais de \$ 16.000,00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.39: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 4.

Período	1	2	3	4	5	6
Potência	300	-300	-300	-300	-300	300

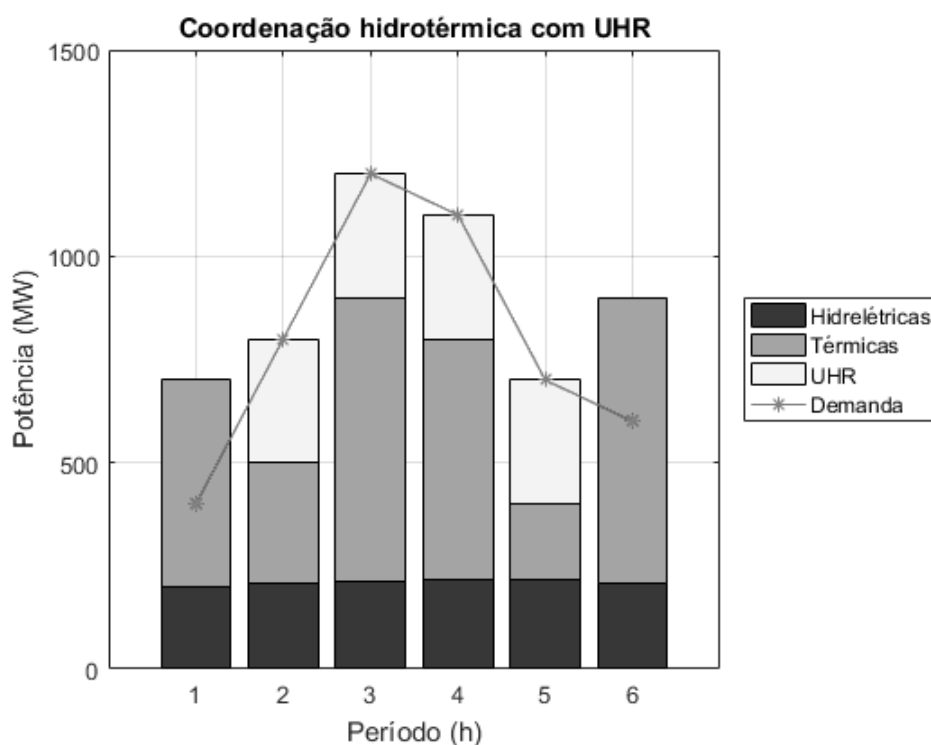


Figura 4.20: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 04, com UHR. Custo: \$ 153.424,17.

4.5.5 Sistema equivalente hidrotérmico 05

Aplica-se os dados do sistema equivalente hidrotérmico mostrado na Subseção 4.2.5 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.40. A Figura 4.21 mostra os resultados obtidos. O custo total de geração é de \$ 451.454,11.

Tabela 4.40: Demanda expressa em MW - Sistema equivalente 5. Adaptado de [5].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	700	13	1400
2	750	14	1300
3	850	15	1200
4	950	16	1050
5	1000	17	1000
6	1100	18	1100
7	1150	19	1200
8	1200	20	1400
9	1300	21	1300
10	1400	22	1100
11	1450	23	900
12	1500	24	800

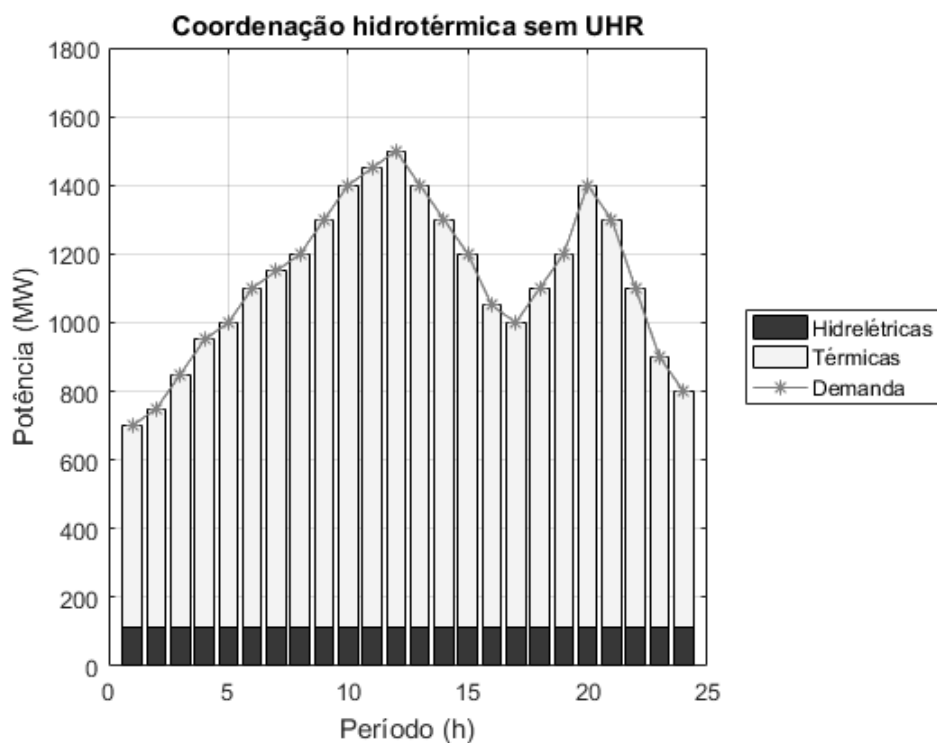


Figura 4.21: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, sem UHR. Custo: \$ 451.454,11.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga nos horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; dessa forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzida, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.41 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.22 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 100,00 na geração com uso da UHR.

Tabela 4.41: Valores de potência da UHR em MW - Sistema equivalente 5.

Período	Potência	Período	Potência
1	200	13	-200
2	200	14	-200
3	200	15	-200
4	200	16	-200
5	200	17	-200
6	200	18	-200
7	200	19	-200
8	-200	20	200
9	-200	21	200
10	-200	22	200
11	-200	23	200
12	-200	24	200

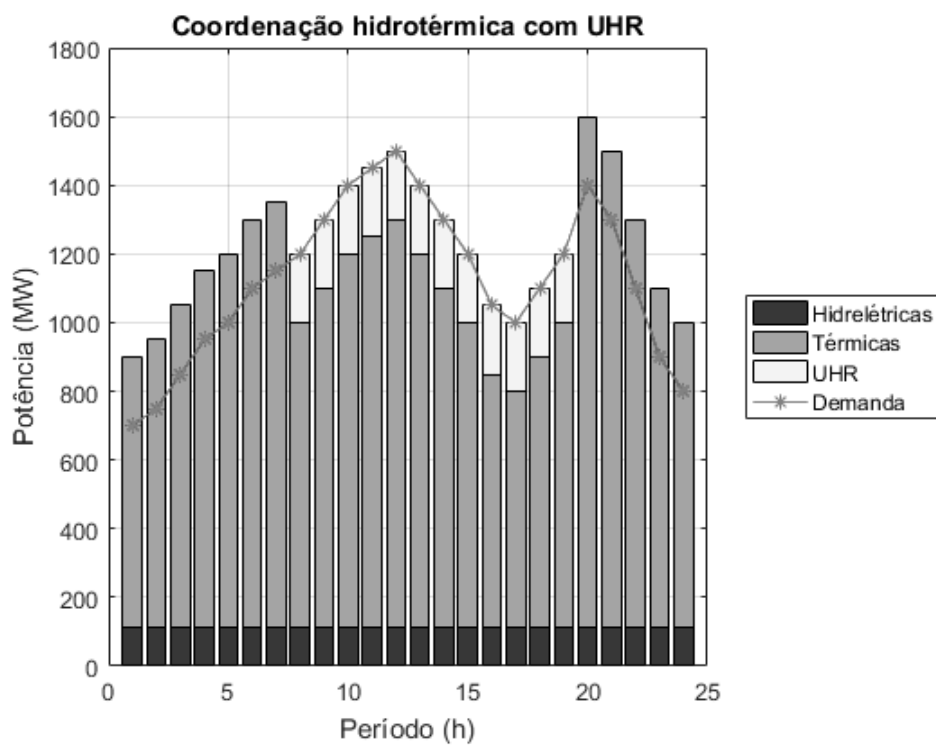


Figura 4.22: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema equivalente hidrotérmico 05, com UHR. Custo: \$ 451.367,31.

4.6 Coordenação hidrotérmica baseada na metaheurística QPSO

4.6.1 Introdução

As subseções a seguir mostram a modelagem da coordenação hidrotérmica para três sistemas térmicos de dez geradores, e efetua-se também uma comparação entre as circunstâncias sem e com UHR. Diferente dos casos anteriores, considerar-se-á a inclusão da matriz de perdas, cuja descrição é mostrada na Equação 4.6. Esses valores estão multiplicados por uma potência de 10^{-6} . Os parâmetros utilizados no algoritmo QPSO são descritos na Tabela 4.42.

$$B_{ij} = \begin{bmatrix} 49 & 14 & 15 & 15 & 16 & 17 & 17 & 18 & 19 & 20 \\ 14 & 45 & 16 & 16 & 17 & 15 & 15 & 16 & 18 & 18 \\ 15 & 16 & 39 & 10 & 12 & 12 & 14 & 14 & 16 & 16 \\ 15 & 16 & 10 & 40 & 14 & 10 & 11 & 12 & 14 & 15 \\ 16 & 17 & 12 & 14 & 35 & 11 & 13 & 13 & 15 & 16 \\ 17 & 15 & 12 & 10 & 11 & 36 & 12 & 12 & 14 & 15 \\ 17 & 15 & 14 & 11 & 13 & 12 & 38 & 16 & 16 & 18 \\ 18 & 16 & 14 & 12 & 13 & 12 & 16 & 40 & 15 & 16 \\ 19 & 18 & 16 & 14 & 15 & 14 & 16 & 15 & 42 & 19 \\ 20 & 18 & 16 & 15 & 16 & 15 & 18 & 16 & 19 & 44 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Tabela 4.42: Parâmetros do QPSO.

α_0	0.5
α_1	1.0
Tamanho da população	100
Número máximo de iterações	300

4.6.2 Sistema 01 de 10 geradores

Aplica-se os dados do sistema térmico mostrado na Subseção 4.2.6 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.43. A Figura 4.23 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica. O custo total de geração é de \$ 674.475, 29.

Tabela 4.43: Demanda expressa em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [6].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	700	13	1400
2	750	14	1300
3	850	15	1200
4	950	16	1050
5	1000	17	1000
6	1100	18	1100
7	1150	19	1200
8	1200	20	1400
9	1300	21	1300
10	1400	22	1100
11	1450	23	900
12	1500	24	800

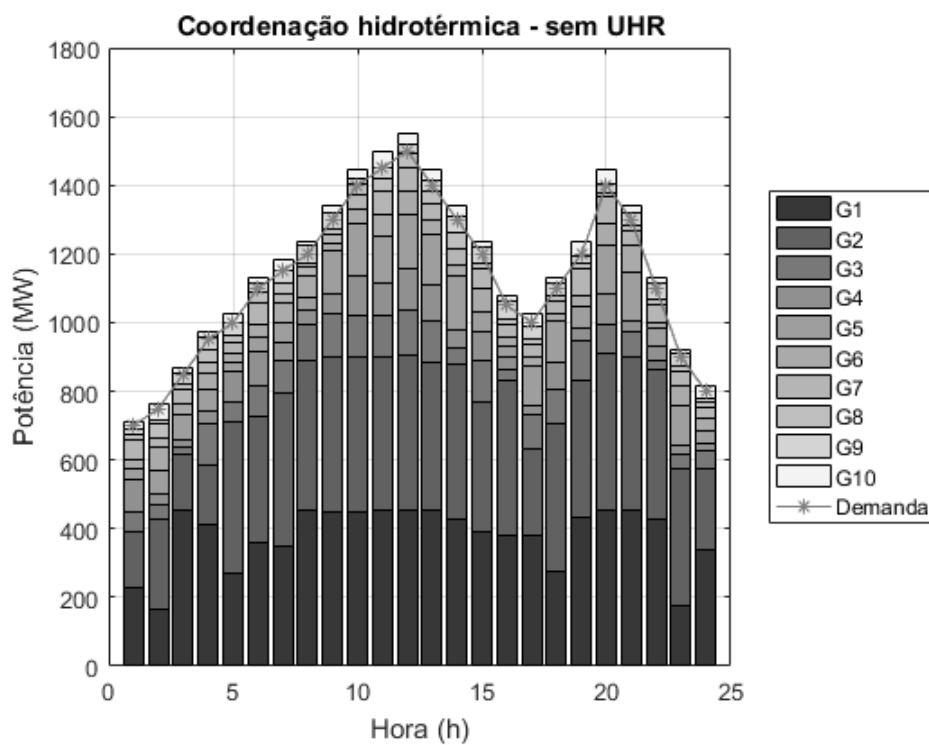


Figura 4.23: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 674.475,29.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga para os horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; desta forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzido, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.44 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.24 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 4.000,00 no custo da geração com o uso da UHR.

Tabela 4.44: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 01 de 10 geradores. Adaptado de [6].

Hora	Potência	Hora	Potência
1	180	13	-180
2	180	14	-180
3	180	15	-180
4	180	16	-180
5	180	17	-180
6	180	18	-180
7	180	19	-180
8	-180	20	180
9	-180	21	180
10	-180	22	180
11	-180	23	180
12	-180	24	180

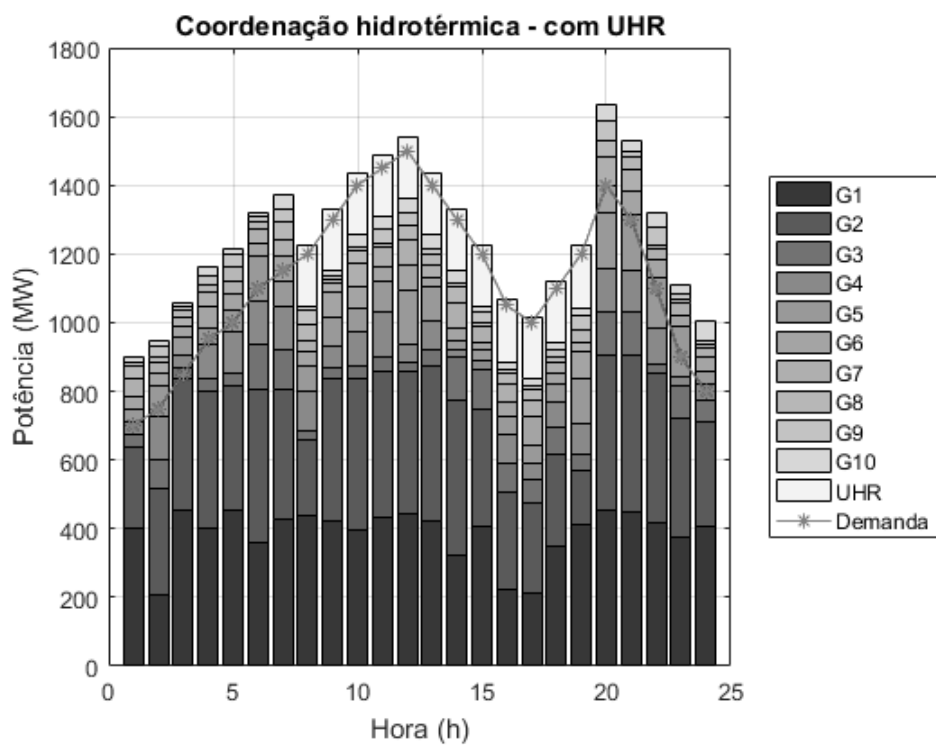


Figura 4.24: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 01 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 670.028,17.

4.6.3 Sistema 02 de 10 geradores

Aplica-se os dados do sistema térmico mostrado na Subseção 4.2.7 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.45. A Figura 4.25 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica. O custo total de geração é de \$ 654.026,53.

Tabela 4.45: Demanda expressa em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	1025	13	3275
2	1000	14	2950
3	900	15	2700
4	850	16	2550
5	1025	17	2725
6	1400	18	3200
7	1970	19	3300
8	2400	20	2900
9	2850	21	2125
10	3150	22	1650
11	3300	23	1300
12	3400	24	1150

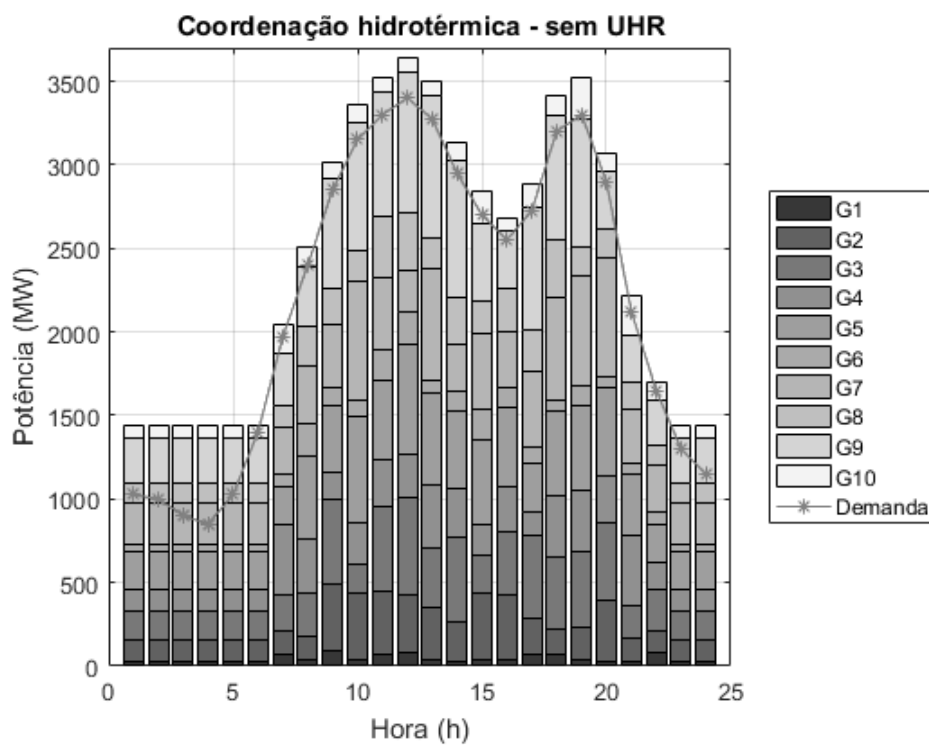


Figura 4.25: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 02 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 654.026, 53.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga para os horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; desta forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzido, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.46 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.26 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 9.000,00 no custo da geração com o uso da UHR.

Tabela 4.46: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 02 de 10 geradores. Adaptado de [7].

Hora	Potência	Hora	Potência
1	100	13	-100
2	100	14	-100
3	100	15	-100
4	100	16	-100
5	100	17	-100
6	100	18	-100
7	100	19	-100
8	-100	20	100
9	-100	21	100
10	-100	22	100
11	-100	23	100
12	-100	24	100

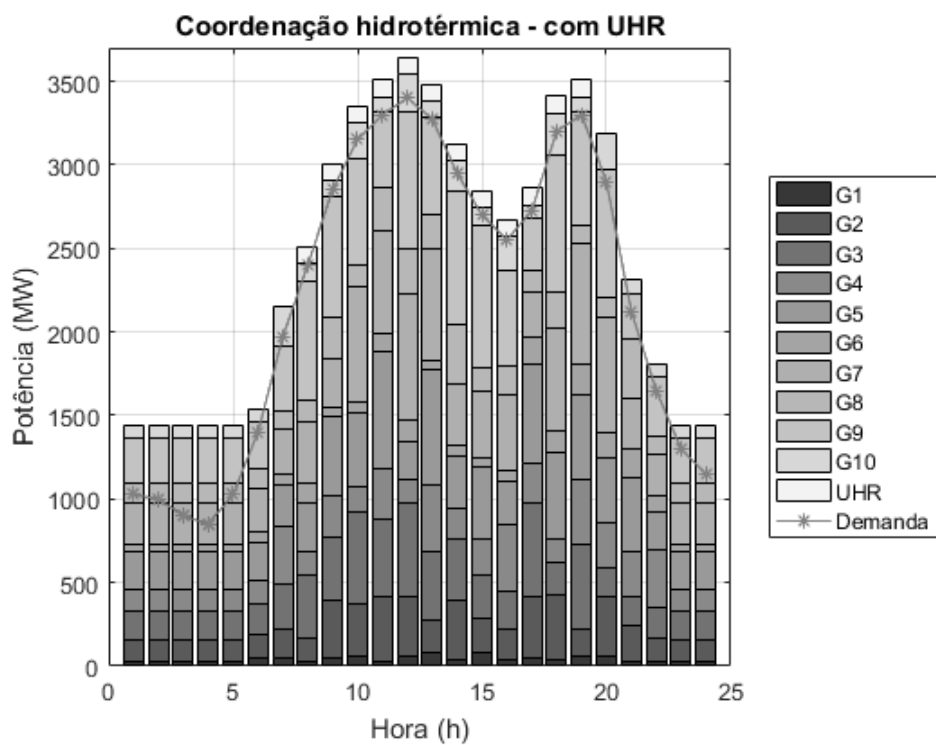


Figura 4.26: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 02 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 645.684,40.

4.6.4 Sistema 03 de 10 geradores

Aplica-se os dados do sistema térmico mostrado na Subseção 4.2.8 para atender a uma demanda formada por 24 períodos, cujos valores de potência estão evidenciados na Tabela 4.47. A Figura 4.27 mostra os resultados obtidos para a coordenação hidrotérmica. O custo total de geração é de \$ 2.911.139,73.

Tabela 4.47: Demanda expressa em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

Período	Demanda	Período	Demanda
1	1036	13	2072
2	1110	14	1924
3	1258	15	1776
4	1406	16	1554
5	1480	17	1480
6	1628	18	1628
7	1702	19	1776
8	1776	20	1972
9	1924	21	1924
10	2072	22	1628
11	2106	23	1332
12	2150	24	1184

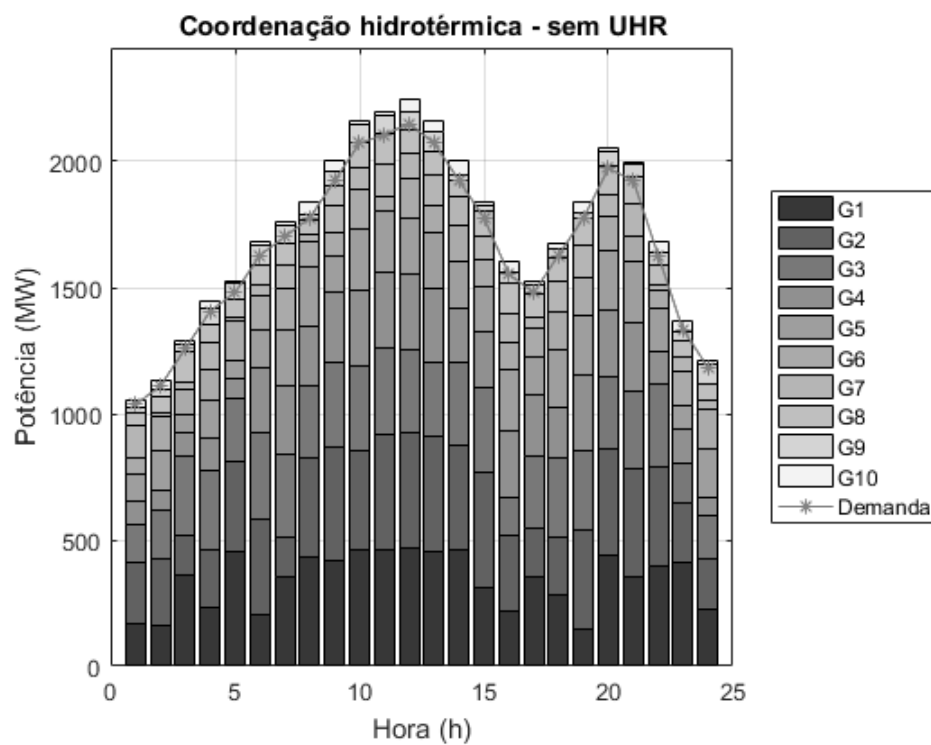


Figura 4.27: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, sem UHR. Custo: \$ 2.911.139,73.

Deseja-se conectar uma UHR para reduzir o custo de combustível das unidades térmicas. Esta geração é modelada como uma carga para os horários fora de ponta, e sua potência é entregue à demanda nos horários de ponta; desta forma, o uso das usinas térmicas nos horários críticos é reduzido, refletindo no custo total de geração. A Tabela 4.48 mostra os valores de potência da UHR ao longo dos períodos; em seguida, a Figura 4.28 mostra os resultados do processo de otimização. Admite-se que toda a potência gerada é entregue às cargas. Obtém-se uma redução da ordem de \$ 27.000,00 no custo da geração com o uso da UHR.

Tabela 4.48: Valores de potência da UHR em MW - Sistema 03 de 10 geradores. Adaptado de [8].

Hora	Potência	Hora	Potência
1	180	13	-180
2	180	14	-180
3	180	15	-180
4	180	16	-180
5	180	17	-180
6	180	18	-180
7	180	19	-180
8	-180	20	180
9	-180	21	180
10	-180	22	180
11	-180	23	180
12	-180	24	180

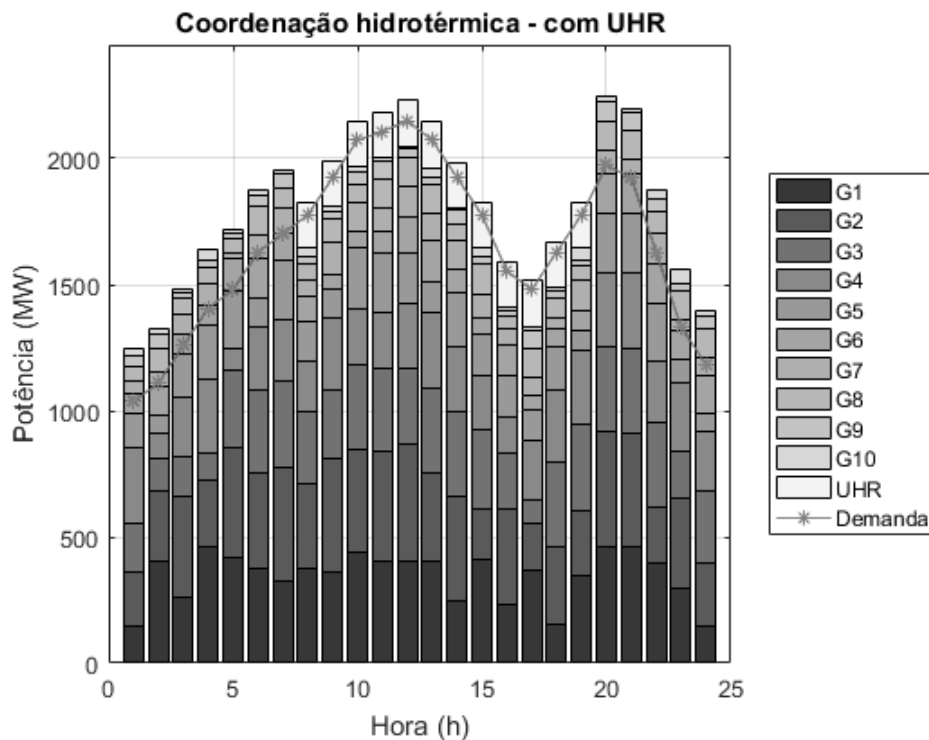


Figura 4.28: Resultado da coordenação hidrotérmica para o sistema 03 de 10 geradores, com UHR. Custo: \$ 2.883.919,14.

4.7 Resumo das simulações

A Tabela 4.49 mostra um resumo das informações extraídas das simulações computacionais mostradas nas seções anteriores. Embora todos alcancem o objetivo de reduzir os custos de geração, os métodos de solução apresentam comportamentos distintos. O método iterativo lambda-gamma apresentou os resultados em tempos reduzidos, mas é sensível à quantidade de períodos analisados, bem como apresenta convergência lenta. Já o método da programação quadrática apresenta bom desempenho em sistemas de grande porte, mas pode tornar-se sensível aos parâmetros dos geradores, e assim cair em pontos infactíveis. Por outro lado, o desempenho computacional do método da programação dinâmica é melhor em relação ao método lambda-gamma, tanto em termos de tempo de processamento quanto no número de períodos analisados. Por fim, a metaheurística QPSO apresenta robustez e eficiência a ponto de lidar com sistemas de grande porte e apresentar soluções viáveis, embora requer um tempo de processamento maior.

Tabela 4.49: Resumo das informações obtidas das simulações computacionais de coordenação hidrotérmica.

Método de solução	Sistema	Status da UHR	Número de períodos (h)	Custo (\$)	Tempo de processamento (s)
Método iteração lambda-gamma	Sistema equivalente hidrotérmico 01	sem UHR	8	62.560,36	0.66
		com UHR - 150 MW	8	52.479,30	0.08
	Sistema equivalente hidrotérmico 02	sem UHR	8	113.514,09	0.18
		com UHR - 100 MW	8	106.526,83	0.16
	Sistema equivalente hidrotérmico 03	sem UHR	12	NÃO CONVERGIU	
		com UHR - 200 MW	12	NÃO CONVERGIU	
	Sistema equivalente hidrotérmico 04	sem UHR	8	136.804,36	0.14
		com UHR - 150 MW	8	136.273,05	0.1
	Sistema equivalente hidrotérmico 05	sem UHR	6	281.892,41	0.06
		com UHR - 150 MW	6	260.769,14	0.03
Programação Quadrática	Sistema 01 de 10 geradores	sem UHR	24	636.862,75	0.17
		com UHR - 200 MW	24	620.831,28	0.3
	Sistema 02 de 10 geradores	sem UHR	24	NÃO CONVERGIU	
		com UHR - 100 MW	24	NÃO CONVERGIU	
	Sistema 03 de 10 geradores	sem UHR	24	2.308.489,81	0.11
		com UHR - 180 MW	24	2.274.652,81	0.16
Programação Dinâmica	Sistema equivalente hidrotérmico 01	sem UHR	6	49.884,56	0.07
		com UHR - 200 MW	6	44.973,38	0.05
	Sistema equivalente hidrotérmico 02	sem UHR	12	122.134,81	0.04
		com UHR - 200 MW	12	121.453,12	0.03
	Sistema equivalente hidrotérmico 03	sem UHR	12	114.412,03	0.06
		com UHR - 300 MW	12	113.247,45	0.05
	Sistema equivalente hidrotérmico 04	sem UHR	6	170.083,96	0.04
		com UHR - 300 MW	6	153.424,17	0.04
	Sistema equivalente hidrotérmico 05	sem UHR	24	451.454,11	0.07
		com UHR - 200 MW	24	451.367,31	0.05
Metaheurística QPSO	Sistema 01 de 10 geradores	sem UHR	24	674.475,29	155.25
		com UHR - 180 MW	24	670.028,17	155.22
	Sistema 02 de 10 geradores	sem UHR	24	654.026,53	150.56
		com UHR - 100 MW	24	645.684,40	174.75
	Sistema 03 de 10 geradores	sem UHR	24	2.911.139,73	168.59
		com UHR - 180 MW	24	2.883.919,14	169.34

Capítulo 5

Conclusão

5.1 Conclusões

A implementação de um modelo de usina hidrelétrica reversível em problema de coordenação hidrotérmica foi apresentada neste trabalho. Utilizou-se um modelo de carga, onde a UHR efetua o bombeamento para os reservatórios superiores em horários fora de ponta, e utiliza a água armazenada para gerar energia e reduzir o uso de usinas térmicas em horários de ponta.

A modelagem proposta empregou quatro diferentes métodos de solução para a coordenação hidrotérmica: Método Iteração Lambda-Gamma, Programação Quadrática, Programação Dinâmica e o QPSO. Dentro do conjunto de casos factíveis, todas as formas de solução ofereceram valores de custo menores em relação ao caso-base, alcançando o objetivo de reduzir o custo total de geração. No entanto, os métodos evidenciam comportamentos distintos: enquanto que os dois primeiros apresentaram circunstâncias infactíveis, os dois subsequentes não apenas apresentaram soluções para todos os casos, como também lidam melhor com circunstâncias mais exigentes do ponto de vista computacional, tais como a quantidade maior de períodos e geradores analisados. Este trabalho, portanto, resultou em uma nova modelagem de fonte de geração, de modo que pode ser utilizado para problemas de otimização futuros.

5.2 Trabalhos futuros

Ficam como sugestões para futuros trabalhos:

- a) Modelagem mais detalhada de UHR para problemas de coordenação hidrotérmica;

- b) Comparação entre outros métodos de solução para a coordenação hidrotérmica, de modo a identificar as opções mais eficientes.
- c) Solução de problema de coordenação hidrotérmica considerando usinas reversíveis, fontes térmicas, hidrelétricas e fontes renováveis.
- d) Aplicação de outros métodos de solução para o problema de coordenação hidrotérmica considerando as plantas hidrelétricas reversíveis.

5.3 Publicações decorrentes desta dissertação

O desenvolvimento deste trabalho resultou na publicação do artigo descrito a seguir, com apresentação de resultados parciais da pesquisa:

Clóvis C. M. Martins, V. Leonardo Paucar and Raimundo N. D. Costa Filho, “Solution of hydrothermal scheduling of power systems with inclusion of pumped-storage hydropower using QPSO algorithm,” *International Journal of Development Research - IJDR*, vol. 11, n. 11, pp. 51534-51538, November 2021, ISSN 2230-9926.
doi: <https://doi.org/10.37118/ijdr.23165.11.2021>

Referências

- [1] J. Sun, W. Fang, V. Palade, X. Wu, and W. Xu, “Quantum-behaved particle swarm optimization with gaussian distributed local attractor point,” *Applied Mathematics and Computation*, vol. 218, no. 7, pp. 3763–3775, 2011.
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation and Control, 3rd edition*. Wiley-Interscience, 2013.
- [3] J. Deane, B. Gallachoir, and E. McKeogh, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1293–1302, 2010.
- [4] A. Cohen and S. Wan, “An algorithm for scheduling a large pumped storage plant,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, pp. 2099–2104, 1985.
- [5] V. Pappala and I. Erlich, “A new approach for solving the unit commitment problem by adaptive particle swarm optimization,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–6, 2008.
- [6] G. Yehescale and M. Damodar Reddy, “A new strategy for solving unit commitment problem by pso algorithm,” in *2018 IEEE International Conference on Current Trends in Advanced Computing (ICCTAC)*, pp. 1–6, 2018.
- [7] M. Z. Kamh, A. Y. Abdelaziz, S. F. Mekhamer, and M. A. Badr, “Modified augmented hopfield neural network for optimal thermal unit commitment,” in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2009.
- [8] J. K. Pattanaik, M. Basu, and D. P. Dash, “Dynamic economic dispatch: a comparative study for differential evolution, particle swarm optimization, evolutionary programming, genetic algorithm, and simulated annealing,” *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 6, no. 1, pp. 1–18, 2019.
- [9] B. F. Hobbs, W. R. S. Jr., R. E. Bixby, M. H. R. (auth.), B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O’Neill, and H. po Chao (eds.), *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment*

- Models*. International Series in Operations Research and Management Science 36, Springer US, 1 ed., 2002.
- [10] D. Kothari and J. Dhillon, *Power System Optimization*, vol. 1 of 1. Prentice Hall of India, 1 ed., 2007.
 - [11] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. IEEE Press Series on Power Engineering, Wiley-IEEE Press, 2 ed., 2015.
 - [12] C. Uçkun, A. Botterud, and J. R. Birge, “An improved stochastic unit commitment formulation to accomodate wind uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 2507–2517, 2016.
 - [13] Y. Zhang, J. Wang, B. Zeng, and Z. Hu, “Chance-constrained two-stage unit commitment under uncertain load and wind power output using bilinear benders decomposition,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–10, 2017.
 - [14] N. K. Singh and S. S. Badge, “A novel two-layer constant power control strategy for renewable energy system with reversible pumped hydro storage,” in *2017 International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies (ICICICT)*, pp. 1647–1651, 2017.
 - [15] H. O. R. Howlader, M. Furukakoi, H. Matayoshi, and T. Senjyu, “Duck curve problem solving strategies with thermal unit commitment by introducing pumped storage hydroelectricity and renewable energy,” in *2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, pp. 502–506, 2017.
 - [16] Zhao Hongwei, Feng Yuzhao, Zhang Xiaoqing, and Ren Zhen, “Hydro-thermal unit commitment considering pumped storage stations,” in *POWERCON '98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.98EX151)*, vol. 1, pp. 576–580 vol.1, 1998.
 - [17] S. Sheng and X. Sun, “A new unit commitment model considering wind power and pumped storage power station,” in *2014 IEEE Workshop on Electronics, Computer and Applications*, pp. 743–746, 2014.
 - [18] L. Liu, Q. Sun, H. Li, H. Yin, X. Ren, and R. Wennersten, “Evaluating the benefits of integrating floating photovoltaic and pumped storage power system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 194, pp. 173–185, 2019.
 - [19] L. Sigrist, J. M. Fernández, E. Lobato, L. Rouco, I. Saboya, and L. Diez, “Modelling of a thermo-electric energy management system including heat pumps for an off-grid system,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 6, pp. 961–972, 2019.

- [20] P. Xia, C. Deng, Y. Chen, and W. Yao, “Milp based robust short-term scheduling for wind–thermal–hydro power system with pumped hydro energy storage,” *IEEE Access*, pp. 1–1, 2019.
- [21] Y. Singirankabo, N. Ijumba, and E. Ntagwirumugara, “Economic analysis for distributed energy supply wind-thermal pumped storage system and technical performance,” in *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 937–942, 2018.
- [22] E. Nobile, G. Sari, and A. Schwery, “Variable speed hydro pumped storage as flexible enabler of intermittent renewable penetration,” in *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2018.
- [23] A. Haque and M. A. Rahman, “Study of a solar pv-powered mini-grid pumped hydroelectric storage its comparison with battery storage,” in *2012 7th International Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 626–629, 2012.
- [24] S. Nag and K. Y. Lee, “Optimal scheduling and dispatch of pumped hydro — thermal — wind systems,” in *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1–6, 2017.
- [25] Z. Hasan and M. E. El-Hawary, “Unit commitment incorporating wind energy by bbo and ga,” in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pp. 1–7, 2016.
- [26] G. Morales-España, L. Ramírez-Elizondo, and B. F. Hobbs, “Hidden power system inflexibilities imposed by traditional unit commitment formulations,” *Applied Energy*, vol. 191, pp. 223–238, 2017.
- [27] D. A. Tejada-Arango, S. Lumbreras, P. Sánchez-Martín, and A. Ramos, “Which unit-commitment formulation is best? a comparison framework,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2926–2936, 2020.
- [28] B. Rampriya, K. Mahadevan, and S. Kannan, “Unit commitment in deregulated power system using lagrangian firefly algorithm,” in *2010 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMMUNICATION CONTROL AND COMPUTING TECHNOLOGIES*, pp. 389–393, 2010.
- [29] K. Chandrasekaran and S. P. Simon, “Demand response scheduling in scuc problem for solar integrated thermal system using firefly algorithm,” in *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, pp. 1–8, 2011.
- [30] Y. Yang, Y. Mao, P. Yang, and Y. Jiang, “The unit commitment problem based on an improved firefly and particle swarm optimization hybrid algorithm,” in *2013 Chinese Automation Congress*, pp. 718–722, 2013.

- [31] A. Rudolf and R. Bayrleithner, “A genetic algorithm for solving the unit commitment problem of a hydro-thermal power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1460–1468, 1999.
- [32] S. Jalilzadeh and Y. Pirhayati, “An improved genetic algorithm for unit commitment problem with lowest cost,” in *2009 IEEE International Conference on Intelligent Computing and Intelligent Systems*, vol. 1, pp. 571–575, 2009.
- [33] M. Nemati, M. Braun, and S. Tenbohlen, “Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming,” *Applied Energy*, pp. 1–20, 2017.
- [34] Y.-K. Wu, H.-Y. Chang, and S. M. Chang, “Analysis and comparison for the unit commitment problem in a large-scale power system by using three meta-heuristic algorithms,” *Energy Procedia*, vol. 141, pp. 423–427, 2017.
- [35] L. K. Panwar, S. Reddy K, A. Verma, B. Panigrahi, and R. Kumar, “Binary grey wolf optimizer for large scale unit commitment problem,” *Swarm and Evolutionary Computation*, pp. 1–16, 2017.
- [36] R. Nivedha R, J. Govind Singh, and W. Ongsakul, “Pso based unit commitment of a hybrid microgrid system,” in *2018 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*, pp. 1–6, 2018.
- [37] V. S. Borra and K. Debnath, “Solving unit commitment and security problems by particle swarm optimization technique,” in *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, pp. 735–740, 2019.
- [38] V. S. Borra and K. Debnath, “Comparison between the dynamic programming and particle swarm optimization for solving unit commitment problems,” in *2019 IEEE Jordan International Joint Conference on Electrical Engineering and Information Technology (JEEIT)*, pp. 395–400, 2019.
- [39] S. Marrouchi, M. Ben Hessine, and S. Chebbi, “Combined use of an improved pso and ga to solve the unit commitment problem,” in *2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*, pp. 1264–1270, 2018.
- [40] S. Liu and X. Li, “Hydroelectric unit commitment by enhanced pso,” in *2010 International Conference on E-Product E-Service and E-Entertainment*, pp. 1–4, 2010.
- [41] A. A. Khatibzadeh, G. A. Khanbeigi, M. M. Bamdadian, H. Naderi, and M. K. Sheikh-el-Eslami, “An improved tabu search algorithm and pso for unit commitment problem solving,” in *2011 19th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pp. 1–6, 2011.

- [42] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization,” in *Proceedings of ICNN’95 - International Conference on Neural Networks*, vol. 4, pp. 1942–1948 vol.4, 1995.
- [43] P. K. Singhal and R. N. Sharma, “Dynamic programming approach for solving power generating unit commitment problem,” in *2011 2nd International Conference on Computer and Communication Technology (ICCCCT-2011)*, pp. 298–303, 2011.
- [44] P. Breeze, *Power Generation Technologies*. Newnes, 3rd edition ed., 2019.
- [45] P. E. Gill, Murray, and M. H. Wright, *Practical optimization*. Academic Press, London, UK, 1981.
- [46] T. F. Coleman and Y. Li, “A reflective newton method for minimizing a quadratic function subject to bounds on some of the variables,” *SIAM Journal on Optimization*, vol. 6, pp. 1040–1058, 1996.
- [47] N. Gould and P. L. Toint, “Preprocessing for quadratic programming,” *Mathematical Programming*, vol. 100, pp. 95–132, 2004.
- [48] I. The Math Works, “Matlab, version 2016a.” <https://www.mathworks.com/>, 2020. [Online; acesso em 18-Agosto-2020].