

**Estudo de Métodos de Solução para o Problema da
Afetação Ótima de Unidades**

Gonçalo Francisco Correia Relvas

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Célia Maria Santos Cardoso de Jesus

Júri

Presidente: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro

Orientador: Prof. Célia Maria Santos Cardoso de Jesus

Vogais: Prof. Duarte de Mesquita e Sousa

Setembro 2018

Este trabalho é dedicado aos meus pais.

Declaração:

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

Nem sempre é fácil encontrar as palavras certas para expressar o quão agradecidos estamos a todas as pessoas que contribuíram para o desenvolvimento de um trabalho como este. Contudo, gostaria de exprimir o meu profundo agradecimento a todas as pessoas que, de uma forma ou outra, contribuíram para a realização desta dissertação.

Devo, em primeiro lugar, agradecer à minha orientadora, Prof. Célia de Jesus, por me ter concedido uma direção de pesquisa bem definida, e auxílio ao longo do desenvolvimento deste trabalho. A sua experiência e conhecimento aliados às suas opiniões e ideias fundamentais foram uma contribuição importantíssima para o desenvolvimento deste trabalho. A sua simpatia e disponibilidade, com os seus comentários e palavras de encorajamento, facilitaram também esta experiência que se tornou bastante satisfatória.

Queria também manifestar o meu apreço e admiração pelos diversos professores que tive a honra de conhecer ao longo de todo o meu percurso académico, pela inspiração e conhecimentos que me transmitiram. Cedo, no meu percurso escolar, vários professores me cativaram a estudar as áreas das ciências e tecnologia fazendo-me ganhar um especial interesse pela engenharia. Foi com naturalidade que decidi seguir os meus estudos no Instituto Superior Técnico, pela exigência e excelência que caracteriza esta escola. Quero, portanto, tecer os mais sinceros agradecimentos a todos os professores com quem tive o privilégio de trabalhar, por todo o conhecimento que adquiri aqui no IST.

Gostaria ainda de dirigir uma palavra de agradecimento aos meus colegas e amigos que permitiram criar um ambiente de amizade e companheirismo, tornando todos estes anos numa jornada que ficará para sempre na minha memória.

Por fim, resta-me agradecer do fundo do meu coração à minha família, em especial aos meus pais, que sempre me apoiaram e me deram condições para que pudesse estudar e seguir os meus sonhos. Sem o apoio dos meus pais, este trabalho não teria sido possível. Portanto, esta dissertação é dedicada à minha mãe e ao meu pai.

Resumo

O problema de Afetação de Unidades (UC) é uma aplicação típica de métodos de otimização para garantir uma operação eficiente, segura e económica de sistemas de energia. O seu principal objetivo é agendar e determinar os níveis de produção de unidades geradoras, com base na minimização dos custos operacionais, garantindo que a produção de energia atenda a demanda em todos os momentos. O processo de encontrar um cronograma ótimo de geradores, sujeito a várias restrições técnicas, tem sido resolvido por um conjunto diversificado de técnicas. As formulações do problema variam com diversas considerações económicas, técnicas e ambientais.

Esta dissertação aborda principalmente o problema determinístico de objetivo único de UC térmicas. É discutida a formulação do problema, sendo a sua solução obtida por métodos exatos e heurísticos. São estudados e desenvolvidos três dos métodos mais referenciados na otimização de sistemas de energia: Programação Dinâmica (DP), Relaxação Lagrangeana (LR) e Otimização por Enxame de Partículas (PSO). Ambos DP e LR são métodos clássicos que se mostraram muito eficazes no processo de agendamento operacional de produção. O PSO é um algoritmo evolutivo mais recente que tem sido também aplicado ao problema de UC. A eficácia dos algoritmos desenvolvidos é testada num caso de estudo com um sistema de 10 unidades. Os resultados evidenciam a melhor adequação de PSO, equilibrando uma solução satisfatória com um tempo de computação decente.

Também é proposto um modelo que integra unidades hidrotérmicas e renováveis numa tentativa de apresentar a verdadeira realidade do problema de UC na atualidade.

Palavras-Chave: Afetação de Unidades, Programação Dinâmica, Relaxação Lagrangeana, Otimização por Enxame de Partículas.

Abstract

The Unit Commitment (UC) problem is a typical application of optimization methods to ensure an efficient, secure and economic operation of power systems. Its main objective is to determine online schedules and production levels for generating units, based on the minimization of operational costs, ensuring supply meets demand at all times. The process of finding an optimal schedule of generating units, subject to several technical constraints, given a planning horizon, has been solved by a diverse set of techniques. The formulations of the UC problem vary with energy systems characteristics, as well as with other economical, technical and environmental factors.

This dissertation mainly addresses the deterministic, single-objective Thermal UC problem. The formulation of the problem is discussed, and its solution is obtained by both exact and heuristic methods. Are studied and developed three of the most referenced methods in energy systems optimization: Dynamic Programming, Lagrangian Relaxation and Particle Swarm Optimization. Both DP and LR are classical methods that have been shown to be very effective in the operational scheduling process. PSO is a more recent population based evolutionary algorithm that has been applied to various optimization problems, including UC. The effectiveness of the developed algorithms is tested on a 10-unit system case study. The obtained results show the better suitability of PSO, balancing a satisfactory solution with a decent computing time.

It is also proposed a model that integrates hydro-thermal and renewable units in an attempt show a glimpse of the real UC problem in the present day.

Keywords: Unit Commitment, Dynamic Programming, Lagrangian Relaxation, Particle Swarm Optimization.

Conteúdos

Agradecimentos	vi	
Resumo	vii	
Abstract	viii	
Lista de Tabelas	xiv	
Lista de Figuras	xv	
Nomenclatura	xviii	
Acrónimos	xxiii	
1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Visão Geral	2
1.3	Objetivos	4
1.4	Estrutura do Trabalho	5
2	O Problema de Afetação de Unidades	6
2.1	Introdução	6
2.2	Revisão de Literatura	7
2.2.1	Introdução	7
2.2.2	Problema Clássico de Afetação de Unidades	8
2.2.2.1	Programação Dinâmica	8
2.2.2.2	Relaxação Lagrangeana	8
2.2.2.3	Programação Inteira Mista	9
2.2.2.4	Algoritmos Genéticos	9
2.2.2.5	<i>Simulated Annealing</i>	10
2.2.2.6	Pesquisa Tabu	10

2.2.2.7	Otimização de Colónias de Formigas	10
2.2.2.8	Otimização por Enxame de Partículas	11
2.2.2.9	Métodos Híbridos	11
2.2.3	Problema Estocástico de Afetação de Unidades	12
2.2.4	Afetação de Unidades com Restrições de Segurança	12
2.2.5	Afetação de Unidades com Base na Maximização do Lucro	13
2.2.6	Afetação de Unidades com Considerações Ambientais	13
2.2.7	Afetação de Unidades de Diferentes Tecnologias	14
2.2.8	Conclusões	15
2.3	Descrição do Problema	16
2.3.1	Objetivo	16
2.3.1.1	Função Objetivo	17
2.3.1.2	Custos de Produção	17
2.3.1.3	Custos de Inicialização	18
2.3.2	Restrições	19
2.3.2.1	Restrições do Sistema	19
2.3.2.2	Restrições das Unidades Térmicas de Geração	19
2.3.2.3	Outras Restrições	20
2.4	Afetação de Unidades <i>Versus</i> Despacho Económico	20
2.5	Exemplos	21
2.5.1	Exemplo 2.1	21
2.5.2	Exemplo 2.2	22
2.6	Método de Lista de Prioridades	23
2.6.1	Exemplo 2.3	24
3	Programação Dinâmica	26
3.1	Considerações Iniciais	26
3.2	O Algoritmo	28
3.2.1	Algoritmo Geral	30
3.2.2	Função Objetivo	31
3.2.3	Incorporação de Restrições no Algoritmo	32

	3.2.3.1	Tempos Mínimos de Funcionamento e Paragem	33
	3.2.3.2	Restrições de Carga	33
	3.2.3.3	Limites Máximo e Mínimo de Produção	34
3.3		Exemplo 3.1	34
4		Relaxação Lagrangeana	38
4.1		Considerações Iniciais	38
4.2		O Algoritmo	39
	4.2.1	Problema Dual	39
	4.2.2	Problema Primal	42
	4.2.3	Algoritmo Geral	43
	4.2.4	Intervalo de Dualidade	44
	4.2.5	Ajustar Lambda	44
4.3		Exemplo 4.1	45
5		Otimização por Enxame de Partículas	47
5.1		Considerações Iniciais	47
	5.1.1	Topologia Totalmente Conectada	48
	5.1.2	Topologia Anel	48
5.2		O Algoritmo	48
	5.2.1	Parâmetros do Algoritmo	50
5.3		Aplicação ao Problema de Afetação de Unidades	51
	5.3.1	Considerações Iniciais	51
	5.3.2	Otimização por Enxame de Partículas Binárias	51
	5.3.3	Representação da Afetação de Unidades como um Problema de BPSO	52
	5.3.4	Implementação	52
	5.3.4.1	Criação da População Inicial	52
	5.3.4.2	Avaliação e Atualização das Partículas	53
	5.3.4.3	Procedimentos Gerais	54
5.4		Exemplo 5.1	56

6	Caso de Estudo	57
6.1	Descrição	57
6.2	Aplicação de Programação Dinâmica	57
6.2.1	Análise de Resultados	58
6.3	Aplicação de Relaxação Lagrangeana	58
6.3.1	Análise de Resultados	59
6.4	Aplicação de Otimização por Enxame de Partículas	60
6.4.1	Análise de Resultados	60
6.5	Comparação dos Métodos Estudados	61
6.5.1	Conclusões	61
7	Novos Desafios no Problema de Afetação de Unidades	62
7.1	Introdução	62
7.2	Problema de Afetação de Unidades Térmicas e Hídricas	64
7.2.1	Unidades Hidroelétricas	64
7.2.2	Disponibilidade dos Recursos Hídricos	65
7.2.3	Resolução do Problema	65
7.2.3.1	Relaxação Lagrangeana	66
7.2.3.2	Afetação Sequencial de Unidades	67
7.2.3.3	Desafetação de Unidades	68
7.2.3.4	Algoritmo Geral	68
7.2.4	Restrições	69
7.2.4.1	Restrições de Demanda	69
7.2.4.2	Restrições de Unidades Hídricas de Fio de Água	70
7.2.4.3	Restrições de Unidades Hídricas Reversíveis	70
7.3	Inclusão da Energia Eólica no Problema Conjunto de Afetação de Unidades Térmicas e Hídricas.	71
7.3.1	Energia Eólica	71
7.3.2	Disponibilidade dos Recursos Eólicos	72
7.3.2.1	Variabilidade e Incerteza do Vento	72
7.3.2.2	Previsão da Geração Eólica	73

7.3.3	Resolução do Problema	74
7.3.4	Restrições	75
7.3.5	Exemplo 7.1	75
7.4	Conclusões	76
8	Conclusões	77
8.1	Sumário	77
8.1.1	Programação Dinâmica	77
8.1.2	Relaxação Lagrangeana	78
8.1.3	Otimização por Enxame de Partículas	78
8.1.4	Novos Desafios	79
8.2	Contribuições	79
8.3	Trabalho Futuro	80
	Referências Bibliográficas	82
	Apêndice A Dados do Caso de Estudo	89
A.1	Unidades Geradoras	89
A.2	Demanda de Carga	90
	Apêndice B Resultados do Caso de Estudo	91
B.1	Programação Dinâmica	91
B.2	Relaxação Lagrangeana	93
B.3	Otimização por Enxame de Partículas	94
	Apêndice C Código dos Algoritmos Desenvolvidos	95
C.1	Programação Dinâmica	93
C.2	Relaxação Lagrangeana	94
C.2.1	Função Principal	94
C.2.2	Função de Programação Dinâmica	95
C.3	Otimização por Enxame de Partículas	97
C.4	Despacho Económico por Programação Quadrática	98

Lista de Tabelas

2.1	Dados das unidades usadas no Exemplo 2.1.	21
2.2	Combinações e despacho para uma demanda de 350 MW do Exemplo 2.1	22
2.3	Estado das unidades para uma certa demanda do Exemplo 2.2	23
2.4	Lista de unidades não ordenada do Exemplo 2.3	24
2.5	Lista de unidades ordenada por custo de produção do Exemplo 2.3.	24
2.6	Lista de prioridades das combinações possíveis do Exemplo 2.3	24
3.1	Número de combinações diárias para N geradores	27
3.2	Dados das unidades utilizadas no Exemplo 3.1	34
3.3	Geração e custos de cada estado para uma dada carga do Exemplo 3.1	36
4.1	Especificações das 3 unidades do Exemplo 4.1	45
4.2	Solução final da Relaxação Lagrangeana, após 24 iterações, para Exemplo 4.1 .	46
5.1	Resultados finais obtidos pelo algoritmo de PSO para o Exemplo 5.1	56
6.1	Dados comparativos entre todos os algoritmos	61
A.1	Dados característicos das unidades geradoras de energia, usadas no Caso de Estudo	87
A.2	Demanda de Carga [MW] diária para o Caso de Estudo	88
B.1.1	Resultados finais obtidos por DP da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo, (1h até 12h)	89
B.1.2	Resultados finais obtidos por DP da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo, (13h até 24h)	90
B.2	Resultados finais obtidos por LR da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo	91
B.3	Resultados finais obtidos por PSO da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo	92

Lista de Figuras

1.1	Produção líquida de eletricidade mundial, por regiões 1990-2016 (TWh)	1
1.2	Cadeia de valor do setor de Energia em Portugal	3
1.3	Peso de cada tecnologia na geração de energia em Portugal, janeiro de 2013	4
2.1	Demanda no inverno e no verão de 2017, de semana e no fim de semana, em Portugal	16
2.2	Função quadrática do custo de combustível	17
2.3	Projeção do LCOE (US\$/MWh) para o ano 2020, nos EUA, de 2015	17
2.4	Custo de arranque a frio de um gerador com turbina a vapor	18
2.5	Afetação de Unidades para um perfil de energia <i>pico-vale</i> do Exemplo 2.2	22
2.6	Estado das unidades para um perfil de demanda pico-vale do Exemplo 2.3	25
3.1	Pesquisa restrita de caminhos no algoritmo de Programação Dinâmica ($m=3$ e $n=5$)	28
3.2	Gráfico de um exemplo da memória usada pelo algoritmo de Programação Dinâmica	29
3.3	Fluxograma do algoritmo de Programação Dinâmica na resolução do problema de UC	30
3.4	Exemplo de transições de estado com restrições de tempos mínimos ($HON_{min}=3h$ e $HOFF_{min}=3h$)	33
3.5	Demanda horária para o Exemplo 3.1	34
3.6	Todas as combinações possíveis de unidades e as que satisfazem a demanda do Exemplo 3.1.	35
3.7	Diagrama de transições horárias de estado que satisfazem a demanda do Exemplo 3.1	35

3.8	Diagrama de transições que satisfazem a demanda e tempos mínimos do Exemplo 3.1	36
3.9	Diagrama de transição de estados com respectivos custos e caminho ótimo do Exemplo 3.1	37
4.1	Maximizando a função de Lagrange (\mathcal{L}) variando o multiplicador (λ)	40
4.2	Representação dos estados de uma unidade j ao longo do tempo	41
4.3	Fluxograma do algoritmo de Relaxação Lagrangeana na resolução do problema de UC	43
4.4	Representação da otimização dual com a evolução de λ , para um exemplo genérico	45
4.5	Evolução de λ_t (em cima) e do valor dual $q(\lambda)$ (em baixo), para as 24 iterações do Exemplo 4.1	46
5.1	Topologia Totalmente Conectada	48
5.2	Topologia Anel	48
5.3	Movimento esquemático de uma partícula baseado nas equações (5.4) e (5.5)	49
5.4	Evolução genérica das partículas da 1ª iteração para a final	50
5.5	Função <i>sigmoid</i> logística	51
5.6	Diagrama de blocos do algoritmo de PSO aplicado ao problema de Afetação de Unidades	55
6.1	Custo Horário de Produção e Demanda vs. Potência Máxima Combinada no Caso de Estudo por DP	57
6.2	Custo Horário de Produção e Demanda vs. Potência Máxima Combinada no Caso de Estudo por LR	58
6.3	Evolução iterativa da otimização dual no Caso de Estudo por LR	59
6.4	Evolução iterativa de λ_t no Caso de Estudo por LR	59
6.5	Custo de Produção e Demanda vs. Potência Máxima Combinada no Caso de Estudo por PSO	60
6.6	Evolução iterativa de $gbest^t$, no Caso de Estudo por PSO	60
6.7	Comparação dos Custos Horários para cada método na resolução do Caso de Estudo	61

7.1	Curva de <i>Pareto</i> para um exemplo genérico do custo de produção <i>versus</i> emissões poluentes.	62
7.2	Evolução da produção de energia elétrica por fonte, em Portugal, de 2000 a 2017.	63
7.3	Central Hidroelétrica de Fio de Água.	64
7.4	Central Hidroelétrica Reversível	64
7.5	Produção total de energia e bombagem de água das Centrais Hídricas em agosto de 2017 e fevereiro de 2018	65
7.6	Fluxograma do método para obtenção da solução dual hidrotérmica	67
7.7	Diagrama de blocos do algoritmo geral de afetação de unidades térmicas e hídricas	69
7.8	Parque Eólico <i>Offshore</i> no Mar do Norte	71
7.9	Parque Eólico <i>Onshore</i> em Fafe, Portugal	71
7.10	Altas do Vento na Europa (Esquerda: <i>Offshore</i> , Direita: <i>Onshore</i>)	73
7.11	Previsão teórica da potência eólica gerada e a potência que foi realmente gerada ao longo de cinco dias, para um caso genérico	74
7.12	Diagramas de produção das unidades de cada tecnologia, na satisfação da demanda em Portugal (Esquerda: 11/5/2018; Direita: 2/8/2017).	75
A.1	Perfil de Carga [MW] diária para o Caso de Estudo	88

Nomenclatura

Gerais

α	Coeficiente de custo de inicialização fixo
β	Coeficiente de custo de inicialização a frio
γ	Coeficiente de custo de inicialização a quente
$\Delta Down$	Taxa de rampa decrescente
ΔUp	Taxa de rampa crescente
η	Eficiência de bombagem
τ	Constante de arrefecimento
ϕ_{hf}	Disponibilidade de uma unidade hídrica de fio de água
ϕ_w	Disponibilidade de geração eólica
a	Coeficiente quadrático da função de custo de produção
b	Coeficiente linear da função de custo de produção
c	Coeficiente constante da função de custo de produção
C	Custo de produção de energia térmica
C^{avg}	Custo médio de produção de energia com carga total
Ch	Custo de produção de energia hídrica
C_{Total}	Custo total de operação ao longo do horizonte temporal considerado
D	Demanda de energia
h	Determinada unidade hídrica
H	Conjunto total de unidades hídricas
$HOFF$	Horas consecutivas de inatividade
$HOFFmin$	Horas mínimas consecutivas de inatividade
HON	Horas consecutivas de atividade
$HONmin$	Horas mínimas consecutivas de atividade

i	Número de iterações
i_{max}	Número máximo de iterações
$Inflow$	Fluxo hídrico de entrada
$InitialHOFF$	Horas consecutivas de inatividade no estado inicial
$InitialHON$	Horas consecutivas de atividade no estado inicial
j	Determinada unidade geradora térmica
N	Número total de unidades geradoras térmicas
P	Energia térmica produzida
Ph	Energia hídrica produzida
Phf	Energia hídrica de fio de água
$PhfMax$	Produção máxima de energia hídrica de fio de água
$PhMax$	Produção hídrica máxima
Phr	Energia hídrica reversível
$PhrMax$	Produção máxima de energia hídrica reversível
$Pmax$	Produção máxima de energia térmica
$Pmin$	Produção mínima de energia térmica
$Ppump$	Energia de bombagem de água
$PrevHOFF$	Horas consecutivas de inatividade na hora anterior
$PrevHON$	Horas consecutivas de atividade na hora anterior
$Pwind$	Potência eólica
$Pwind_{Max}$	Potência eólica total instalada
R	Reserva girante térmica
$RLevel$	Nível do reservatório
$RLevelMax$	Nível máximo do reservatório
$RLevelMin$	Nível mínimo do reservatório
R^{Req}	Reserva total hidrotérmica requerida
SC	Custo de inicialização a frio de uma unidade diesel
$SCost$	Custo de inicialização
SH	Custo de inicialização a quente de uma unidade diesel
t	Determinado instante temporal ou hora

T	Horizonte temporal de agendamento de produção
T_c	Períodos de tempo adicionais de inatividade mínima de arrefecimento
t_{comp}	Tempo computacional
$TOFF$	Períodos de tempo consecutivos de inatividade
$TOFF_{min}$	Períodos de tempo mínimos consecutivos de inatividade
TON	Períodos de tempo consecutivos de atividade
TON_{min}	Períodos de tempo mínimos consecutivos de atividade
U	Estado de funcionamento da unidade geradora

Programação Dinâmica

F_{Cost}	Menor custo acumulado até a um determinado estado e período
k	Determinado estado horário do sistema
L	Número de estados horários possíveis
m	Número de caminhos a guardar em cada etapa
n	Número de estados a pesquisar em cada período
S	Determinado estado geral do sistema

Relaxação Lagrangeana

Δ	Intervalo relativo de dualidade
ε	Fator de ajuste iterativo do Multiplicador de Lagrange
λ	Multiplicador de Lagrange de custo de produção de energia
μ	Multiplicador de Lagrange de custo de reserva girante
dl	Solução dual total hidrotérmica
dlh	Solução dual hídrica
dlr	Solução dual de reserva do problema UC hidrotérmico
$dltm$	Solução dual térmica do problema UC hidrotérmico
J^*	Solução primal do problema UC térmico
\mathcal{L}	Lagrangeano
P_{opt}	Produção minimizada de energia
q^*	Solução dual do problema UC térmico

Otimização por Enxame de Partículas

E	Número total de partículas num enxame
$fitness$	Valor de aptidão de custo operacional de produção total
$gbest$	Melhor valor global de aptidão no enxame
p_k	Determinada partícula do enxame
$pbest$	Melhor valor de aptidão individual de uma partícula
$rand$	Variável aleatória
sig	Valor da função <i>sigmoid</i> logística
v_k	Velocidade de uma partícula
v_{max}	Velocidade máxima
vz	Número de vizinhos conectados numa topologia
w	Peso de inércia
w_{max}	Peso de inércia máximo
w_{min}	Peso de inércia mínimo
X_{gbest}	Posição correspondente ao melhor valor global de aptidão
x_k	Posição de uma partícula

Programação Quadrática

Aeq	Estados horários de atividade de cada unidade do conjunto
Beq	Demanda de energia
f	Vetor dos coeficientes lineares da função de custo de produção
H	Matriz diagonal do dobro dos coeficientes quadráticos da função de custo de produção
lb	Limite mínimo de produção de energia
ub	Limite máximo de produção de energia
$x0$	Ponto inicial de otimização

Afetação Sequencial de Unidades

$asrc_j$	Custo médio de reserva ao ligar uma determinada unidade
dsp	Défice de reserva
j^-	Unidades desligadas nos períodos temporais com défice de reserva
t^-	Período temporal com défice de reserva
usr_j	Valor incremental de reserva ao ligar uma determinada unidade

Desafetação de Unidades

$asrdc_j$	Custo médio de reserva ao desligar uma determinada unidade
$dusr_j$	Redução de reserva ao desligar uma determinada unidade
esp	Excesso de reserva
j^+	Unidades ligadas nos períodos temporais com excesso de reserva
t^+	Período temporal com excesso de reserva

Acrónimos

ACO	Otimização de Colónias de Formigas (<i>Ant Colony Optimization</i>)
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BPSO	Otimização por Enxame de Partículas Binárias (<i>Binary Particle Swarm Optimization</i>)
CIS	Comunidade dos Estados Independentes
DP	Programação Dinâmica (<i>Dynamic Programming</i>)
ED	Despacho Económico (<i>Economic Dispatch</i>)
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
GA	Algoritmo Genético (<i>Genetic Algorithm</i>)
LCOE	Custo Nivelado de Eletricidade (<i>Levelized Cost of Electricity</i>)
LR	Relaxação Lagrangeana (<i>Lagrangian Relaxation</i>)
MILP	Programação Linear Inteira Mista (<i>Mixed Integer Linear Programming</i>)
MIP	Programação Inteira Mista (<i>Mixed Integer Programming</i>)
PRE	Produção em Regime Especial
PSO	Otimização por Enxame de Partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
REN	Redes Energéticas Nacionais
SA	<i>Simulated Annealing</i>
SCUC	Afetação de Unidades com Restrições de Segurança (<i>Security Constrained Unit Commitment</i>)
SEN	Sector Eléctrico Nacional
SUC	Afetação Sequencial de Unidades (<i>Sequential Unit Commitment</i>)
TS	Pesquisa Tabu (<i>Tabu Search</i>)
UC	Afetação de Unidades (<i>Unit Commitment</i>)
UD	Desafetação de Unidades (<i>Unit Decommitment</i>)

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

Os sistemas de energia são umas das infraestruturas mais importantes e uns dos motores económicos de um país, permitindo o seu desenvolvimento e proporcionando qualidade de vida aos seus cidadãos. A energia é, portanto, um bem essencial para a vida quotidiana das sociedades modernas, sendo de uma importância capital para muitas empresas, indústria e para o cidadão comum. Para que a energia elétrica esteja sempre disponível, é indispensável que a operação do sistema de produção seja constantemente planeada. A demanda de carga mundial tem aumentando a um ritmo que a expansão, planeamento e gestão dos sistemas de energia se tornaram em problemas complexos e desafiadores. A indústria de produção de energia tem conhecido um progresso considerável devido ao crescimento da economia e da produtividade na maioria dos países do mundo. Como se pode ver na Figura 1.1, a produção de energia tem crescido muito ao longo das últimas décadas, com os países asiáticos a contribuir consideravelmente para tal, com a sua produção a crescer sistematicamente. Tem havido também um aumento de produção noutras zonas do globo de mercados emergentes, enquanto que na Europa e na América do Norte a produção de energia tem estabilizado. Porém, os países dessas regiões têm conhecido grandes progressos na implementação de novas tecnologias de produção de eletricidade através de energias renováveis e na otimização inteligente dos seus sistemas de energia.

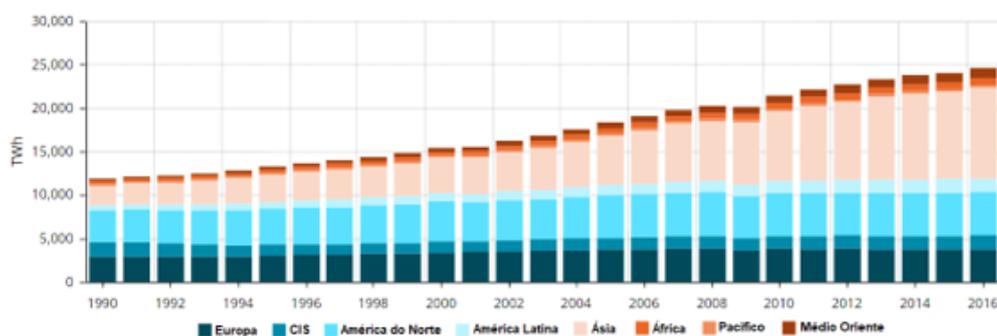


Figura 1.1: Produção líquida de eletricidade mundial, por regiões 1990-2016 (TWh). [Fonte: Enerdata]

Com a cada vez maior importância do setor energético na sociedade, tem sido posto um grande esforço no desenvolvimento e planeamento de um sistema de energia que seja confiável, seguro e economicamente prolífico. O problema de Afetação de Unidades desempenha um papel fundamental nesse âmbito de otimização, planeamento e operação dos sistemas de energia. A indústria de energia elétrica recorre a algoritmos computacionais para realizar o agendamento de geração, determinando quais unidades devem produzir energia para um certo perfil de demanda de carga, a um custo de produção mínimo. Uma alocação ótima das unidades geradoras tem o potencial de economizar milhões de euros, permitindo a prática de preços mais competitivos ao consumidor final. O problema de Afetação de Unidades é fulcral para alcançar esse objetivo, portanto, a resolução e qualidade da sua solução é da maior importância.

1.2 Visão Geral

As atividades de operação e planeamento do setor energético são realizadas num procedimento hierárquico e sequencial que busca determinar uma oferta económica, confiável e ambientalmente sustentável. Este procedimento complexo de tomada de decisão inclui a Afetação de Unidades (UC), que tem uma grande relevância na gestão de sistemas de energia. O problema de Afetação de Unidades começou por ser resolvido, há mais de meio século, ainda sem grandes recursos computacionais. A partir da década de 60, começaram a ser estudadas diversas estratégias de otimização, tendo sido propostos alguns métodos mais vantajosos em relação às técnicas rudimentares usadas até então para a resolução do problema.

O objetivo do problema de UC é decidir, num catálogo de unidades, as que devem ser afetadas a produzir energia em cada instante temporal considerado, assim como a quantidade de energia que cada uma deve gerar. Ao otimizar tais decisões, pode-se produzir energia a um custo menor, ao mesmo tempo que se satisfaz a demanda e certas restrições. Estas restrições podem ser do sistema em si, que são usadas para garantir a segurança e confiabilidade do fornecimento de energia, ou podem ser tecnológicas, reduzindo a liberdade de escolha na ligação ou encerramento de unidades e a gama de valores possíveis de produção.

O planeamento operacional de unidades geradoras pode conter um horizonte temporal desde horas até anos. Para um horizonte temporal longo, o agendamento baseia-se na manutenção das unidades e nos contratos de transação de energia, com o intuito de minimizar os custos operacionais relacionados com a segurança do serviço. No caso de um horizonte temporal curto, o agendamento operacional baseia-se na minimização dos custos de operação de todo o sistema, cumprindo todos os requisitos tecnológicos de geração e de capacidade em cada instante temporal.

A complexidade do problema depende da diversidade das características tecnológicas dos sistemas de energia e das unidades geradoras em consideração. O problema de UC pode ser computacionalmente desafiante devido ao elevado número de unidades que compõem um sistema de energia real e às várias restrições que cada tecnologia apresenta. Por este motivo, a obtenção de uma solução ótima pode ser um desafio.

O contexto do problema pode variar de um mercado para outro. Num sistema de energia elétrica de monopólio regulado, a decisão é feita pela utilidade onde o objetivo é a minimização de custos, sujeita à demanda e à satisfação de diversas restrições. Num ambiente competitivo, cada empresa produtora decide quais as unidades que devem ser alocadas, de modo a que o seu lucro esperado seja maximizado, dadas as demandas, custos, preços e restrições. Neste caso, cada empresa otimiza a afetação das suas unidades de geração, considerando o preço de mercado.

O setor de energia elétrica tem sido sujeito a novos desafios e evoluções globais, com a crescente demanda de eletricidade e introdução de novas tecnologias de produção, requerendo novas medidas de segurança e de sustentabilidade ambiental e económica. A liberalização dos mercados de energia elétrica, que tem ocorrido em vários países, promove também novas necessidades de otimização no setor. A liberalização dos mercados de energia tem o intuito de criar concorrência no setor, melhorando a qualidade do serviço e baixando o preço ao consumidor final.

No caso português, o Sector Elétrico Nacional (SEN), cuja cadeia de valor é apresentada na Figura 1.2, sofreu profundas mudanças no sentido de criar concorrência no sector, que era considerado um monopólio natural. A transformação do SEN teve início com a criação do Sistema Elétrico Não Vinculado, coexistindo com o Sistema Elétrico Público, sendo ambos regulados por uma entidade independente: a Entidade Reguladora do Sector Elétrico (ERSE). O SEN evoluiu de uma única empresa pública monopolista (EDP) e verticalmente integrada para a existência de várias empresas nas diversas áreas do mercado de energia. A EDP sofreu conseqüentemente uma reestruturação, desagregando as áreas de produção, transporte e distribuição de energia. As atividades de geração, distribuição e comercialização de eletricidade no mercado de energia estão agora inteiramente abertas à concorrência.

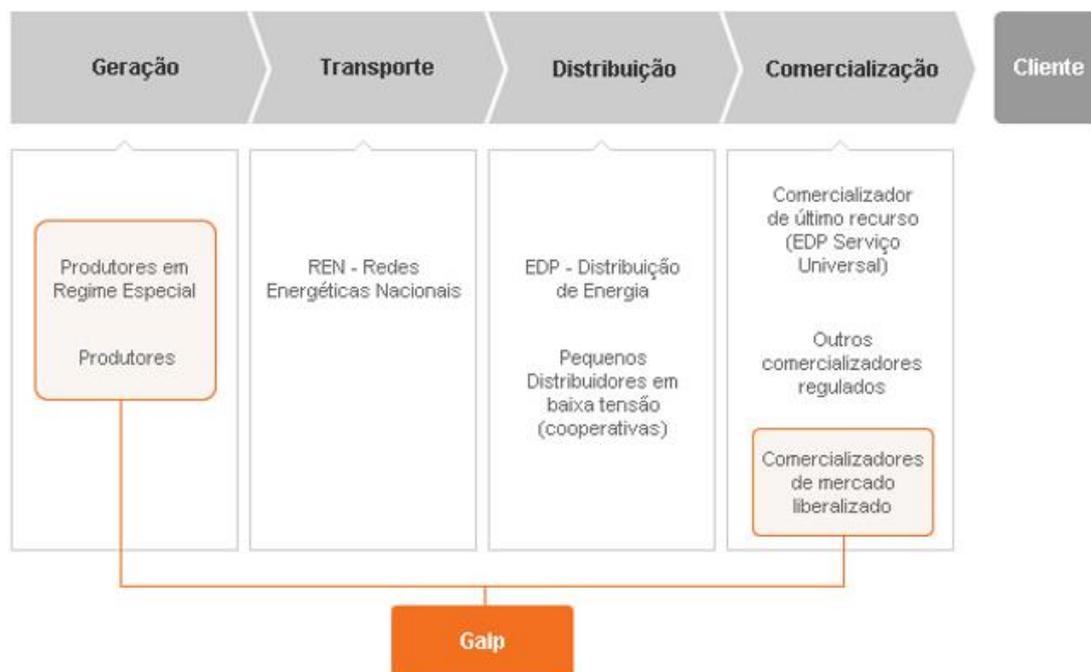


Figura 1.2: Cadeia de valor do setor de Energia em Portugal. [Fonte: Galp]

1.3 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação será o estudo e análise de alguns dos métodos mais populares aplicados à resolução do Problema de Afetação de Unidades, com principal ênfase nos seguintes: Programação Dinâmica (DP) e Relaxação Lagrangeana (LR). Serão analisados os princípios teóricos em que estes métodos se baseiam, sendo também apresentados exemplos de simples aplicação, que demonstram o processo de obtenção de uma solução. Para além disso, serão desenvolvidos para ambos, algoritmos em MATLAB® que servirão para, posteriormente, aplicar a um caso de estudo.

As técnicas referidas têm sido usadas na indústria há décadas com excelentes resultados, mas com o aumento da complexidade dos sistemas de energia (aumento em número de unidades, tecnologias e restrições), estas têm vindo a perder alguma eficácia. Com o desenvolvimento das ciências da computação e dos recursos computacionais surgiram novas formas de resolver o problema de Afetação de Unidades. Os novos métodos que têm sido aplicados à resolução do problema obtêm uma solução com maior eficácia do que os anteriores métodos, lidando com várias variáveis e restrições. Será estudado e analisado um dos novos métodos que têm sido propostos, que pertencem à família dos Algoritmos Evolutivos: Otimização por Enxame de Partículas (PSO). Desenvolver-se-á o algoritmo de PSO em MATLAB® aplicado à resolução do Problema de Afetação de Unidades, sendo subsequentemente testado para o mesmo caso de estudo aplicado aos algoritmos de DP e LR.

Ao longo deste trabalho, será aplicado um único caso de estudo a todos os algoritmos desenvolvidos. A razão pela qual se considerará o mesmo caso de estudo é a de verificar a consistência (ou inconsistência) de resultados obtidos pelos métodos estudados. Uma análise e comparação das soluções obtidas por cada método, permitirá inferir acerca da eficácia da aplicação de cada um à resolução do Problema de Afetação de Unidades. A comparação entre algoritmos possibilitará avaliar a eventual evolução da performance dos métodos mais recentes em relação aos mais antigos.

Finalmente, sabe-se também que os sistemas de energia são compostos por unidades geradoras de diversas tecnologias que tornam o problema bem mais complexo. Portanto, é também objetivo desta dissertação a formulação da Afetação de Unidades de diversas tecnologias, com o intuito de provar o aumento de complexidade no problema. A Figura 1.3 apresenta a quota de mercado de cada tecnologia na produção de energia em Portugal, no ano de 2013.

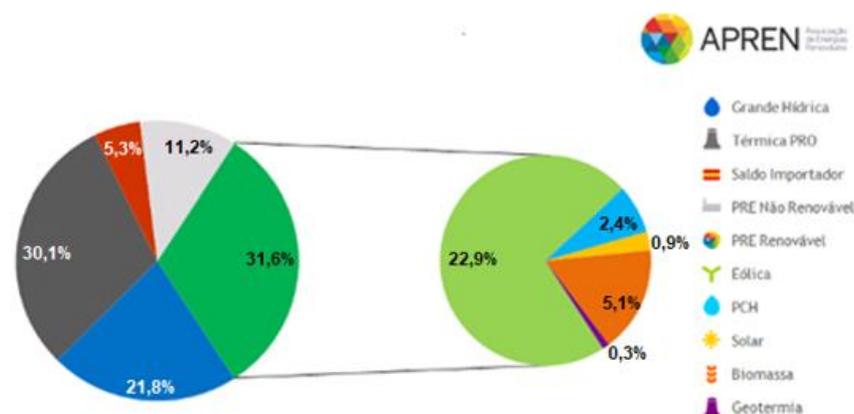


Figura 1.3: Peso de cada tecnologia na geração de energia em Portugal, janeiro de 2013. [Fonte: APREN]

1.4 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação encontra-se estruturada da seguinte forma:

- Capítulo 2: Apresenta a generalidade do Problema Clássico de Afetação de Unidades térmicas. É realizada uma introdução pormenorizada do problema, começando com uma síntese bibliográfica de vários métodos sugeridos à sua resolução, assim como de diferentes abordagens ao agendamento de produção. O problema é formulado, considerando os principais objetivos, variáveis e restrições que afetam a sua resolução, sendo expostos alguns exemplos que evidenciam diversas nuances que o caracterizam. É também demonstrada uma possível aplicação do método de Lista de Prioridades a um exemplo de simples compreensão.
- Capítulo 3: Aborda a aplicação do método de Programação Dinâmica ao Problema de UC. São analisados alguns procedimentos característicos do algoritmo computacional de DP, incluindo a sua função objetivo e uma forma possível de incorporar certas restrições do problema na sua estrutura. É resolvido, passo a passo, um exemplo de fácil compreensão que demonstra o processo de resolução do problema através de Programação Dinâmica.
- Capítulo 4: Apresenta a resolução do Problema de Afetação de Unidades através do método de Relaxação Lagrangeana. São estudados os princípios teóricos que permitem o potencial sucesso deste método na otimização do agendamento de unidades geradoras. O algoritmo desenvolvido é, posteriormente, aplicado a um exemplo ilustrativo do problema.
- Capítulo 5: Introduce o algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas na aplicação ao planeamento de produção de energia. São demonstrados, primeiramente, os processos lógicos do algoritmo que permitem uma otimização iterativa da solução de agendamento operacional, sendo depois demonstrada a obtenção de uma solução para um exemplo de pouca complexidade.
- Capítulo 6: Os algoritmos desenvolvidos de DP, LR e PSO são aplicados a um caso de estudo, comum a todos eles. A análise e comparação dos resultados obtidos por todos os algoritmos permitem avaliar a competência e identificar as vantagens e desvantagens de cada um, na resolução do Problema de UC em sistemas reais.
- Capítulo 7: Expõe alguns dos maiores desafios na atualidade do agendamento operacional de unidades produtoras de energia. É proposto um modelo simplificado de Afetação de Unidades que incorpora as principais tecnologias de geração de energia.
- Capítulo 8: Identifica as diversas contribuições do trabalho desenvolvido, para além de apontar novas possíveis direções de pesquisa no âmbito da otimização dos sistemas de energia.

Capítulo 2

O Problema de Afetação de Unidades

2.1 Introdução

Ao longo dos anos, os sistemas de energia evoluíram de sistemas isolados para um complexo aglomerado de sistemas interconectados que trouxe muitos desafios à sua operação, do ponto de vista económico e de segurança. Os sistemas de energia podem ser divididos em três subsistemas principais: Geração, Transmissão e Distribuição de energia. Cada um dos subsistemas tem as suas próprias características comportamentais e restrições que governam a operação do sistema geral. A necessidade de fornecer eletricidade aos consumidores com a máxima segurança e confiabilidade, obriga as empresas produtoras a planear, a todos os níveis, os processos de fornecimento de energia. Desde a fase de geração até ao fornecimento de energia ao consumidor final, existem muitas considerações económicas a ter em conta. Assim, as etapas de planeamento devem permitir uma operação confiável do sistema, sendo ao mesmo tempo, economicamente sustentável.

É, portanto, muito importante que a operação dos sistemas de energia tenha retorno financeiro sobre o capital nele investido, para subsidiar uma parte do próprio investimento através de um planeamento adequado. É também fulcral do ponto de vista da conservação dos combustíveis fósseis e na redução das emissões de gases de efeito de estufa, considerações que são cada vez mais importantes. A gestão económica dos sistemas resulta em maximizar de uma forma eficiente todos os seus processos operacionais que, por sua vez, minimizam o LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). A carga total no sistema de energia varia a cada instante, logo, as empresas produtoras de energia elétrica devem planear a geração de energia para atender antecipadamente a essa carga variável. Para tal, precisam decidir entre os geradores disponíveis, os que devem ser ligados e quando sincronizá-los à rede, bem como a sequência na qual as unidades operacionais devem ser desligadas. Este processo de tomada de decisão é conhecido como Afetação de Unidades. O problema tradicional de Afetação de Unidades é um problema de otimização de objetivo único determinista. O seu objetivo é o agendamento operacional das unidades geradoras usando um critério de minimização dos custos de produção totais durante o horizonte temporal considerado, que poderá ser de várias horas até várias semanas ou anos.

2.2 Revisão de Literatura

2.2.1 Introdução

A Afetação de Unidades é identificada como um tema de enorme relevância económica e tecnológica nos finais dos anos 50, início dos anos 60. Até então, o agendamento de unidades termoelétricas era realizado através de técnicas empíricas, tipicamente com listas de prioridades. Estes métodos estavam longe de ser ótimos em termos económicos, que se traduziam em elevados custos de produção e à prática de preços elevados de energia ao consumidor final. É nesta década que surgem os primeiros estudos com a formulação do problema, identificação de variáveis, parâmetros e restrições que conferem uma certa complexidade à sua resolução.

Num dos primeiros estudos, elaborado por Kerr *et al.* [1], concluiu-se sobre a necessidade da Afetação de Unidades nos sistemas de energia no ponto de vista económico. Discutem-se diversos aspetos do agendamento e procedimentos para formular o problema e a sua resolução.

Hara *et al.* [2] descreveram um método de agendamento e operação integrada de um sistema de energia térmica. É definida uma função de custo em que não é apenas considerado o custo de operação das unidades geradoras, mas também a confiabilidade do sistema. O critério de operação económica definido para minimizar o valor esperado da função de custo pode ser obtido através de uma constante análise periódica de uma equação que obtém a melhor combinação de unidades a alocar.

Lowery, estudou [3] a viabilidade em usar Programação Dinâmica na resolução do problema de Afetação de Unidades. Os resultados do estudo mostraram que restrições simples e diretas são adequadas para produzir uma política operacional ótima. Além disso, o tempo de computação necessário para produzir uma solução é relativamente reduzido, comparando com outros métodos.

Guy, publicou [4] o estudo de uma técnica de busca restrita utilizada para determinar quais unidades iniciam ou desligam em horas futuras para minimizar custos do sistema, incluindo custos de inicialização. Concluiu-se que a técnica poderia efetivamente diminuir os custos de produção.

No início da década de 70, nomeadamente, em 1973, surge uma crise económica, que deu origem a certas preocupações com aspetos económico-financeiros. O preço da energia aumentou tornando-se impraticável operar sob as condições exercidas até então. Foi, portanto, necessário reunir esforços no sentido de diminuir custos nos domínios da geração, transmissão e distribuição de energia, implementando-se novas estratégias de otimização nos sistemas de energia. É nesta década que as técnicas estudadas na década anterior começam a ser implementadas, e a ser desenvolvidos novos métodos para a resolução do problema clássico de Afetação de Unidades, no sentido de otimizar os sistemas de energia.

De seguida apresenta-se uma revisão de vários métodos que têm sido sugeridos para resolver o problema clássico de Afetação de Unidades térmicas, assim como de outras abordagens ao problema que implicam outras considerações, tais como: o carácter aleatório de certas variáveis do problema, a segurança do sistema, objetivo de maximização do lucro financeiro em mercados liberalizados, diminuição de emissões poluentes e inclusão de diferentes tecnologias de produção de energia elétrica.

2.2.2 Problema Clássico de Afetação de Unidades

2.2.2.1 Programação Dinâmica

Depois de ter sido introduzida por Lowery [3], a aplicação de Programação Dinâmica ao problema de UC tem sido estudada por diversos autores, existindo várias referências na literatura sobre a sua aplicação ao problema. Na publicação [5], por Pang *et al.*, é apresentado um método de Programação Dinâmica destinado à Afetação de Unidades térmicas para um período até 48 horas. O agendamento de unidades térmicas é realizada de forma a minimizar o custo total, que inclui o custo de produção e os custos de arranque e paragem. São estudadas algumas restrições como a reserva girante e limitações nas operações de arranque e paragem das unidades. A operação dos geradores deve também satisfazer as especificações de tempos mínimos de serviço e paragem das unidades. A análise dos resultados obtidos revelou que o método é eficaz, permitindo uma poupança nos custos de produção de energia.

Noutro estudo [6], foram comparados vários tipos de Programação Dinâmica e o método de Lista de Prioridades. Esta comparação demonstrou que diferentes versões de Programação Dinâmica permitem atingir reduções significativas nos custos, mas que não garantem a obtenção de um planeamento ótimo. Conclui-se que o melhor método, até à altura, para a resolução do problema de Afetação de Unidades era um misto de Programação Dinâmica com Lista de Prioridades.

É proposto no artigo [7] um método baseado em Programação Dinâmica *Fuzzy*. Este método tem como benefício incluir a incerteza na previsão horária dos consumos e outros fatores não precisos, tais como as necessidades de reserva. Outras restrições são tratadas convencionalmente como na Programação Dinâmica. Verificou-se que o método é muito eficiente, mas necessita de mais recursos computacionais do que os métodos de tradicionais de DP.

Na publicação [8], C. Li, R. B. Johnson e A. J. Svoboda, sugerem uma forma alternativa para resolver o planeamento de unidades termoelétricas, abordando o problema de forma inversa à convencional, baseada na Desafetação de Unidades. Parte-se da situação inicial onde todas as unidades disponíveis estão ligadas, sendo realizada a desafetação de uma unidade de cada vez, recorrendo a Programação Dinâmica. O processo de desafetação continua até que não seja possível uma maior redução do custo total.

Em [9] Joon Hyung Park *et al.* abordam as desvantagens ao usar Lista de Prioridades, Relaxação Lagrangeana ou Programação Linear Inteira Mista (MILP) em conjunto com DP. Uma abordagem de DP modificada é ilustrada, podendo ser aplicada a sistemas de energia de larga escala.

2.2.2.2 Relaxação Lagrangeana

A. Merlin e P. Sandri analisam [10] um novo método que havia surgido poucos anos antes, a Relaxação Lagrangeana, que já era utilizado na altura, mas de uma forma algo limitada. Foi demonstrado que implementando novos desenvolvimentos propostos pelos autores, este método pode resolver problemas de Afetação de Unidades de grande escala mais rapidamente do que a DP.

É proposta uma nova abordagem ao algoritmo de LR [11], resolvendo o problema dual de uma forma aproximada, ignorando as restrições de carga ou reserva. Um processo iterativo encontra a solução dual de reserva possível, ajustando adequadamente os multiplicadores de Lagrange. Por fim, para a dada solução dual viável de reserva, é obtida uma solução global viável ao executar um Despacho Económico (*Economic Dispatch*) para satisfazer as equações de equilíbrio de energia.

A publicação [12] fornece uma melhor compreensão dos aspetos práticos da Relaxação Lagrangeana na resolução do problema de Afetação de Unidades. O método envolve a decomposição do problema principal em subproblemas fáceis, sendo aplicado a um sistema realista.

Este método foi usado durante décadas na resolução do problema de UC e ainda hoje tem importância de destaque no auxílio a outros métodos mais avançados [13] e [14].

2.2.2.3 Programação Inteira Mista

John A. Muckstadt *et al.* [15] apresentam um modelo de Programação Inteira Mista (MIP) para a resolução simultânea do problema de Afetação de Unidades e do Despacho Económico (ED) de unidades termoelétricas. Para incorporar a natureza probabilística do problema, a previsão de demanda é caracterizada como uma função discreta no modelo considerado.

A.I. Cohen *et al.* [16] apresentam um algoritmo de *Branch and Bound*, que é um método de otimização combinatoria que descarta soluções inviáveis através de limites inferiores e superiores. A abordagem considerada incorpora custos de arranque e diversas restrições, baseando-se na suposição que as unidades com custos de arranque terão apenas um único arranque num período de 24 horas e unidades com custos de arranque desprezáveis poderão ter vários.

É proposta em [17], uma técnica de Programação Linear Inteira Mista que pode ser usada para mercados regulados ou desregulados. O método não resolve apenas o agendamento das unidades, mas também o despacho económico. Para além disso, o algoritmo fornece também o preço marginal de energia de acordo com as restrições do sistema.

2.2.2.4 Algoritmos Genéticos

D. Dasgupta e D. R. McGregor [18] discutem a aplicabilidade de Algoritmos Genéticos (GA) à resolução do problema de UC. GA são uma classe particular dos Algoritmos Evolutivos que usam técnicas inspiradas pela biologia evolutiva como a hereditariedade, mutação, seleção natural e *crossover*. O algoritmo avalia dinamicamente a ordem de prioridade das unidades, considerando os parâmetros e restrições do sistema para cada período temporal. Foi demonstrando, que um Algoritmo Genético pode ser eficiente para pequenos sistemas de energia, chegando a uma solução quase ótima.

S. A. Kazarlis *et al.* [19] apresentam um GA que permite obter soluções próximas da ótima. Segundo o autor, os Algoritmos Genéticos têm como vantagem a facilidade em lidar com as restrições. As principais desvantagens destes métodos são a não garantia da obtenção da solução ótima e o elevado tempo de execução. Os autores realizam também uma comparação entre de GA com DP e LR.

É desenvolvido e apresentado [20] um algoritmo que chega a uma solução estável, quase ideal, com base no Algoritmo Genético, com novos operadores de pesquisa. São introduzidas mutações que tornam a probabilidade de mudança de bit dependente da demanda de carga, produção e custos de inicialização das unidades. O método incorpora algoritmos de reparo ou fatores de penalidade na função objetivo para soluções inviáveis.

2.2.2.5 Simulated Annealing

Simulated Annealing (SA) foi aplicado em [21] ao problema UC de larga escala e testado em sistemas de 100 unidades. SA gera soluções viáveis aleatoriamente, movendo-se entre essas soluções usando uma estratégia que leva a um mínimo global com altas probabilidades. Esse método gerou soluções próximas da ótima, sendo mais rápido do que a Programação Dinâmica e outros métodos.

A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid e S. Z. Seliin, publicam também um estudo [22] sobre a aplicação do algoritmo de *Simulated Annealing* na resolução do problema de Afetação de Unidades. Este tipo de algoritmo tem a vantagem de convergir para a solução ótima não necessitando de grandes recursos computacionais nem depender fortemente da escolha da solução inicial para a obter.

2.2.2.6 Pesquisa Tabu

No final da década de 90, A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid e S. Z. Seliin [23] sugerem um método de Pesquisa *Tabu* (TS) no planejamento de Afetação de Unidades. Este método meta-heurístico é um procedimento adaptativo auxiliar, que guia um algoritmo de busca local na exploração contínua dentro de um espaço de busca. Foi provado que a sua aplicação ao problema de Afetação de Unidades obtém uma solução de boa qualidade, que não depende da escolha da solução inicial e não necessita de um modelo matemático complexo.

C. Christoper Asir Rajan *et al.* [24] apresentaram um método baseado em TS evolutiva para a resolução do problema de UC. Os processos essenciais do algoritmo são a mutação, competição e seleção. A competição e a seleção são aplicadas para selecionar os elementos que levam às melhores soluções para formar a base da geração de elementos subsequente.

2.2.2.7 Otimização de Colônias de Formigas

É demonstrada em [25], uma abordagem de Otimização de Colônias de Formigas (ACO) para resolução de UC que usa formigas artificiais (ou agentes). A ACO é uma nova abordagem de agentes cooperativos, que se inspira na observação dos comportamentos de colônias de formigas reais. As regras de atualização de estado são também introduzidas para garantir a otimização da solução. A eficácia do método é demonstrada num sistema de teste de 10 unidades.

Sum-im. *et al.* [26] discutiram também a viabilidade do algoritmo ACO na resolução do problema de UC termoeletrônicas. Esta abordagem proposta é testada e comparada à LR, ao GA, e outros.

2.2.2.8 Otimização por Enxame de Partículas

Na classe dos algoritmos evolutivos, o método de Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization*) binário discreto é apresentado [27] para resolver o problema de Afetação de Unidades. O problema de agendamento que minimiza o custo de transição é resolvido usando PSO binário e o Problema de Despacho Económico é tratado pelo Método de Iteração Lambda. A viabilidade do método proposto é demonstrada para sistemas com mais de 20 unidades.

Sriyanyong *et al.* [14] propuseram PSO combinado com a Relaxação Lagrangeana para resolver o problema de Afetação de Unidades. A abordagem proposta emprega o algoritmo PSO na obtenção de configurações ótimas dos multiplicadores Lagrange.

Um método melhorado de PSO é proposto em [28], onde as partículas geradas são espalhadas uniformemente sobre o espaço de busca. O método usa informações das partículas para controlar a operação de mutação e é semelhante à sociedade civil na medida em que um grupo de “líderes” influenciam o resto da população na escolha de uma decisão melhor. É também proposta uma nova estratégia adaptativa para a escolha de parâmetros que garante a convergência do algoritmo.

No artigo [29], é adotada a versão discreta de PSO para resolver o problema de Afetação de Unidades e o PSO de valor real é empregue na resolução do problema de Despacho Económico (ED). Ambos são executados de forma independente, ajustando simultaneamente as suas soluções para alcançar um ótimo.

2.2.2.9 Métodos Híbridos

A. H. Mantawy *et al.* integram vários métodos já conhecidos num único algoritmo na esperança de se beneficiar das vantagens de cada um e assim melhorar a eficácia da resolução do problema de Afetação de Unidades. O algoritmo é baseado nos Algoritmos Genéticos, utilizando-se a técnica de *pesquisa tabu* para gerar novos membros da população e a técnica de *Simulated Annealing* para acelerar a convergência do GA. Os resultados, publicados no artigo [30], confirmaram que a utilização de um algoritmo misto alcança resultados, em certos casos, com maior eficiência do que métodos únicos utilizados até então.

C.P. Cheng *et al.* [13] apresentam também uma nova combinação de metodologias, neste caso de Algoritmos Genéticos com Relaxação Lagrangeana. O método proposto incorpora GA, na atualização dos multiplicadores de Lagrange, melhorando o seu desempenho na resolução de problemas de otimização de Afetação de Unidades. Foi comprovado, para sistemas de grande dimensão (mais de 100 unidades geradoras), que a aplicação deste método que combina as duas técnicas referidas obtém resultados muito interessantes, com uma maior velocidade de convergência quando comparado com outras técnicas.

2.2.3 Problema Estocástico de Afetação de Unidades

A reserva tem uma grande importância no planejamento da produção de energia, tendo como finalidade a compensação de aumentos não previstos na carga ou paragens das unidades de produção. Até meados dos anos 90, o principal critério para determinar o valor de reserva era o facto de que este deveria ser maior ou igual à capacidade da maior unidade em funcionamento. Algumas empresas fornecedoras de energia operavam os seus sistemas próximos do limite, com baixos valores de reserva, o que constituía um risco para todo o sistema. Para se tomar uma decisão fundamentada neste compromisso é necessário determinar o risco associado a um certo valor de reserva. Foram então desenvolvidos métodos estocásticos para produzir índices quantitativos do risco. D. Zhai *et al.* [31] apresentam um modelo probabilístico para analisar o risco resultante da incerteza da carga, que se traduz na probabilidade de se afetar uma capacidade insuficiente para compensar falhas nas unidades e variações não previstas na carga. O método descrito permite definir o valor da reserva para não se ultrapassar um risco máximo pré-determinado, função das características de falha das unidades e da incerteza da variação da carga.

Foi considerada outra abordagem ao problema de Afetação de Unidades, estudada na publicação [32], em que se considera aspetos aleatórios dos sistemas de energia. O método usado foi a programação *Chance Constrained*, que é um método usado na resolução de problemas de otimização de sistemas com parâmetros aleatórios. A solução final é obtida através da resolução determinística do problema que irá eventualmente convergir para essa solução desejada que considera a existência de incerteza na carga. Desde modo poder-se-á ignorar a restrição de reserva porque a mesma é tida em conta na resolução estocástica do problema.

L. Wu, M. Shahidehpour e T. Li [33] apresentam, em 2007, um modelo baseado em otimização estocástica de Afetação de Unidades com restrições de segurança para calcular o custo da fiabilidade de um sistema. O modelo apresentado resolve o problema de Afetação de Unidades tendo em conta o carácter aleatório das paragens das centrais, dos problemas nas linhas de transmissão assim como da incerteza na previsão da carga.

É também apresentado um artigo [34] por F. Aminifar, M. F. Firuzabad e M. Shahidehpour sobre o problema de Afetação de Unidades com otimização estocástica, considerando reserva probabilística e perdas de carga. A solução deste problema de Afetação de Unidades com restrições de fiabilidade foi obtida através do método de Programação Inteira Mista (MIP).

2.2.4 Afetação de Unidades com Restrições de Segurança

A segurança deve ser sempre um dos aspetos mais importantes dos sistemas de energia. O objetivo de minimizar os custos de produção de energia entra em conflito direto com a necessidade de garantir a operação segura de um sistema de energia. Na tentativa de alcançar um compromisso entre esses dois objetivos opostos, surgiu uma abordagem ao problema de Afetação de Unidades com restrições de segurança: *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC).

O objetivo de SCUC é minimizar o custo total operacional do sistema, ao mesmo tempo em que satisfaz as restrições de segurança da rede, como limites no fluxo de energia nas linhas de transmissão e restrições de tensão de barramento. Se o conjunto comprometido de unidades não satisfizer essas restrições, a análise envolverá a coordenação do estado das unidades assim como a potência de saída de cada uma, ao mesmo tempo em que reforça as restrições operacionais do sistema, o que resulta num problema de otimização tremendamente complexo.

Têm sido apresentados vários modelos e métodos no sentido de resolver o agendamento de unidades considerando restrições de segurança nos sistemas de energia. Em [35], John J. Shaw propôs uma nova técnica para resolver SCUC, incluindo requisitos de reserva e restrições de fluxo de energia nas linhas de transmissão para garantir a segurança do sistema. Essas restrições de segurança são incorporadas na função objetivo de otimização no início, contrastando com outros métodos que omitem as restrições de segurança. As restrições são acrescentadas à função objetivo usando multiplicadores de Lagrange. O multiplicador de Lagrange associado a uma linha sobrecarregada desestimulará a geração das unidades que contribuam para o excesso de fluxo nas linhas e incentivará a geração de unidades que possam diminuir a sobrecarga. O método estabelece um mecanismo para distribuir a geração pelo sistema todo, atendendo à demanda de carga e satisfazendo os requisitos de segurança.

2.2.5 Afetação de Unidades com Base na Maximização do Lucro

A reestruturação do mercado da energia elétrica, que se iniciou em vários países nos finais dos anos 90, fez com que as empresas produtoras de energia deixassem de ter a garantia de serem as únicas no mercado. Com a liberalização dos mercados de energia, deixou de fazer total sentido o objetivo de produzir energia a um custo mínimo quando existem outras empresas concorrentes no mercado. Numa publicação [36], é apresentada a formulação do problema de Afetação de Unidades numa perspectiva baseada na nova realidade dos mercados, onde não se procura minimizar o custo, mas sim maximizar o lucro, o que faz sentido em mercados não monopolizados.

2.2.6 Afetação de Unidades com Considerações Ambientais

A principal motivação dos produtores de energia, até meados dos anos 90, era a redução de custos de forma a terem a maior margem de lucro possível. Devido a novas considerações ambientais, os produtores foram obrigados a cumprir certos limites de emissões, consequência da nova legislação imposta nos países signatários do Protocolo de Quioto, assinado em 1997. As empresas produtoras de energia tiveram, então, de adotar estratégias para manter custo de operação em valores que garantisse a sustentabilidade económica da sua atividade. Foi realizado um estudo [37] que avaliou o impacto de restrições ambientais, impondo limites nas emissões de SO_2 e NO_x geradas pelas unidades térmicas no processo de geração de energia. Os autores apresentam uma formulação do despacho económico baseada em Relaxação Lagrangeana que cumpre as restrições ambientais em cada intervalo de tempo, de forma a garantir que os valores limite de emissões não sejam ultrapassados.

Em meados dos anos 2000, J. Catalão *et al.* [38] [39] estudam também o problema de UC pretendendo considerar o custo de combustível e o impacto ambiental resultante das emissões de substâncias poluentes para a atmosfera. A minimização do custo de combustível e das emissões são objetivos contraditórios, tornando o problema numa otimização multiobjectivo cuja solução é representada por curvas *de Pareto*: curvas de compromisso entre as emissões poluentes e o custo do combustível. Cabe ao utilizador escolher a solução para uma certa taxa de emissões poluentes, sabendo que a melhoria num objetivo só pode ser alcançada à custa da degradação do outro.

2.2.7 Afetação de Unidades de Diferentes Tecnologias

Há cerca de duas décadas, aumentaram consideravelmente as preocupações ambientais, fator particularmente importante no problema de Afetação de Unidades, devido às emissões de poluentes. Concluiu-se que para diminuir as emissões dessas substâncias, seria necessário implementar novas formas de introduzir as tecnologias de produção de energia renovável, que têm pequeno impacto ambiental. A produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável permite a diminuição do uso de combustíveis fósseis, reduzindo as emissões de poluentes para a atmosfera, embora aumente a complexidade do planeamento e otimização dos sistemas de energia.

M. Castro *et al.* apresentaram [40] o planeamento semanal para uma grande rede elétrica espanhola com a integração de unidades de energia solar. O agendamento semanal é feito usando todas as unidades presentes no sistema de energia espanhol. São incluídas unidades hidroelétricas e unidades de armazenamento com capacidade de bombagem, estudando a introdução de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos. O algoritmo desenvolvido permite um planeamento semanal das diversas unidades e define o custo máximo de operação de uma unidade solar que permite substituir unidades térmicas.

C. Palanichamy *et al.* [41] abordaram o problema, tendo proposto uma perspetiva onde se minimiza o custo total de geração tendo em consideração restrições ambientais, incluindo tecnologias de energias renováveis. O modelo utilizado integra as fontes de energia renovável e os sistemas de armazenagem com as centrais termoelétricas para responder à demanda diária. As fontes de energia renovável permitem gerar energia com reduzido impacto ambiental e as tecnologias de armazenagem reduzem a necessidade de utilizar centrais termoelétricas. A energia armazenada pode substituir as unidades termoelétricas de baixo rendimento, sendo que para carregar os sistemas de armazenagem podem ser utilizadas turbinas eólicas, obtendo-se uma redução substancial no consumo de combustível e das emissões para a atmosfera.

A geração de energia renovável, traz novos desafios ao Problema de Afetação de Unidades numa perspetiva de segurança, devido à incerteza causada pela sua previsão imprecisa. É difícil prever e controlar a produção de geração renovável devido à sua intermitência e à capacidade de reserva necessária para lidar com a sua incerteza. Na última década, este tema tem sido estudado, no sentido de integrar o estudo de Afetação de Unidades Hidrotérmicas com fontes de energias renováveis, tendo em conta as complexas e diversas nuances que caracterizam este problema, como por exemplo [42].

É apresentada [43], por Senjyu *et al.*, uma estratégia de UC térmicas de curto prazo integrada com energia solar e eólica, usando GA em auxílio de PSO. É incorporado um sistema de baterias com painéis fotovoltaicos para fornecer energia em caso de pico de carga e também para facilitar o seu nivelamento, otimizando o cronograma de carga/descarga da bateria. Isso pressupõe uma previsão precisa da velocidade do vento e da radiação solar. Em [44], os autores estenderam o trabalho para UC térmicas com um sistema de energia eólica, considerando desvios de carga inesperados. O método rastreia o desvio de carga numa determinada hora e, usando uma sofisticada técnica de previsão de carga, prevê novamente a demanda para as horas que estão por vir. Desta forma, é alcançada uma previsão de carga relativamente precisa, o que eventualmente reduzirá os custos totais de operação.

2.2.8 Conclusões

Os estudos publicados ao longo dos últimos 50 anos evidenciam um aumento da complexidade do problema de Afetação de Unidades, devido ao número crescente de restrições que envolvem toda a sua problemática. A crescente complexidade do problema foi acompanhada pela constante evolução das técnicas utilizadas na sua resolução. Para além dos diversos métodos propostos, têm sido também desenvolvidos métodos que combinam várias técnicas, com o intuito de tirar partido das vantagens que cada uma apresenta. Contudo, nem todos os métodos tiveram impacto na indústria devido a diversos fatores, como a difícil implementação ou plena ineficácia para sistemas reais, de certas técnicas propostas.

Inicialmente, o problema de Afetação de Unidades era abordado utilizando listas de prioridades, obtidas de forma empírica. O problema foi resolvido, durante décadas, através de métodos de Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica, sendo que nos últimos 20 anos foram desenvolvidas novas técnicas baseadas em inteligência artificial que superaram o desempenho destes. Estas técnicas baseadas em Algoritmos Evolutivos, assim como métodos de Programação Linear Inteira Mista, são o novo *standard* na resolução do problema de Afetação de Unidades [45].

Verificou-se também a inclusão de novas restrições no problema, não diretamente relacionadas com a operação das unidades térmicas. Estas considerações podem ser do sistema de energia em si, tais como as restrições de segurança nas redes de energia, de ordem económica, com a mudança do objetivo para a maximização do lucro financeiro, ou de ordem ambiental, com a introdução de limites nas emissões poluentes e incorporação de tecnologias alternativas de produção.

Concluindo, os métodos de otimização aplicados à resolução do problema de Afetação de Unidades que se podem considerar mais importantes e referenciados na literatura são os seguintes:

- Programação Dinâmica;
- Relaxação Lagrangeana;
- Programação Linear Inteira Mista;
- Algoritmos Evolutivos.

2.3 Descrição do Problema

O problema de Afetação de Unidades consiste em decidir, num conjunto de N unidades de geração, quando cada unidade $j \in N$ deve fornecer ou não energia ao longo de um horizonte temporal predefinido T . Além disso, é decidido, para cada unidade em funcionamento no instante $t \in$ ao horizonte temporal T , qual a energia P que esta deve produzir. Portanto, o problema inclui dois tipos de decisões, que são limitadas por restrições de carga e restrições tecnológicas. Para um grupo de N unidades geradoras e um horizonte de tempo T o número total de combinações possíveis são $(2^N - 1)^T$ (por exemplo, para 10 unidades e 24 horas, são possíveis $1,73 \times 10^{72}$). Uma vez que, muitas das vezes, existem várias soluções que satisfazem a demanda e certas restrições, é necessário definir uma medida de desempenho na escolha da melhor solução. Na abordagem clássica do problema, o agendamento operacional é realizado com o objetivo de minimizar dos custos totais de funcionamento das unidades geradoras na produção de energia.

A demanda energética a que as unidades têm de corresponder varia bastante ao longo do dia e ao longo do ano. Num sistema de energia elétrica, a carga total no sistema é geralmente maior durante o dia e início da noite, quando as cargas industriais são altas, e a maioria das pessoas estão acordadas. A carga baixa então durante o final da noite e início da manhã, quando a maioria da população está a dormir. Além disso, o uso de energia elétrica tem um ciclo semanal, sendo a carga menor nos dias de fim de semana do que nos dias da semana e um ciclo estacional, com o consumo energético a ser maior no inverno do que no verão. Tudo isso pode ser verificado na Figura 2.1.

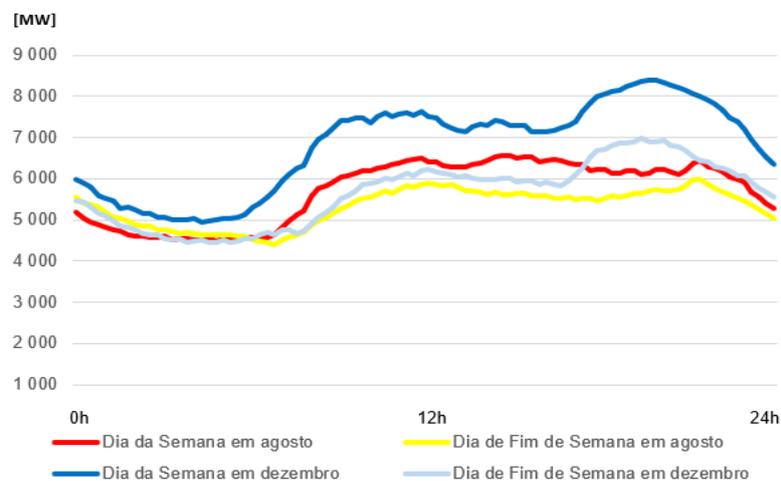


Figura 2.1: Demanda no inverno e no verão de 2017, de semana e no fim de semana, em Portugal. [Fonte: REN]

2.3.1 Objetivo

Como já foi dito, o problema clássico de Afetação de unidades é realizado com o objetivo de minimizar os custos totais de operação. Existem 3 tipos de custos: custos de geração $C_j(P)$, custos de inicialização $SCost$ e custos de encerramento das unidades, que normalmente são incluídos nos custos de arranque. O custo envolvido num agendamento ótimo é dado pela minimização dos custos totais para todos os períodos de planeamento, com $U_{i,j}$ sendo o estado (1- ligado e 0- desligado) do gerador j no período t .

2.3.1.1 Função Objetivo

A função objetivo do problema clássico de Afetação de Unidades térmicas corresponde simplesmente à minimização dos custos totais envolvidos na geração de energia. Matematicamente falando:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [C_j(P_{t,j}) \times U_{t,j} + SCost_{t,j} \times (1 - U_{t-1,j}) \times U_{t,j}] \quad (2.1)$$

2.3.1.2 Custos de Produção

Geralmente os custos de produção são modelados como uma função quadrática em relação ao nível de produção. A ilustração da função de custo de geração é fornecida na Figura 2.2 e a sua expressão é a seguinte:

$$C_j(P_{t,j}) = a_j P_{t,j}^2 + b_j P_{t,j} + c_j \quad (2.2)$$

Onde a_j [€/MWh²], b_j [€/MWh] e c_j [€/h] são os coeficientes da unidade j .

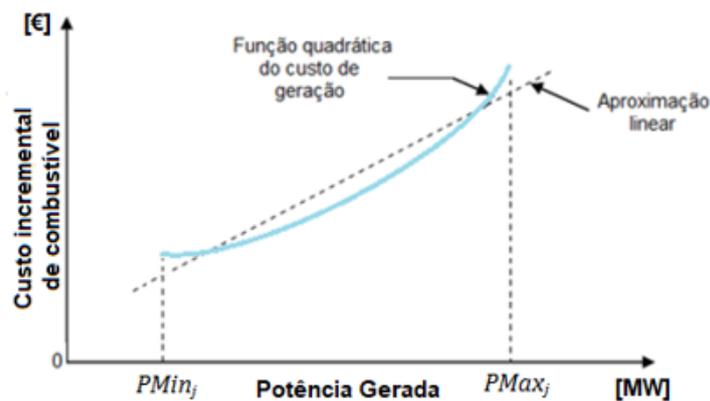


Figura 2.2: Função quadrática do custo de combustível

São apresentados na Figura 2.3 a projeção dos custos de produção de diferentes tipos de tecnologias para o ano de 2020.

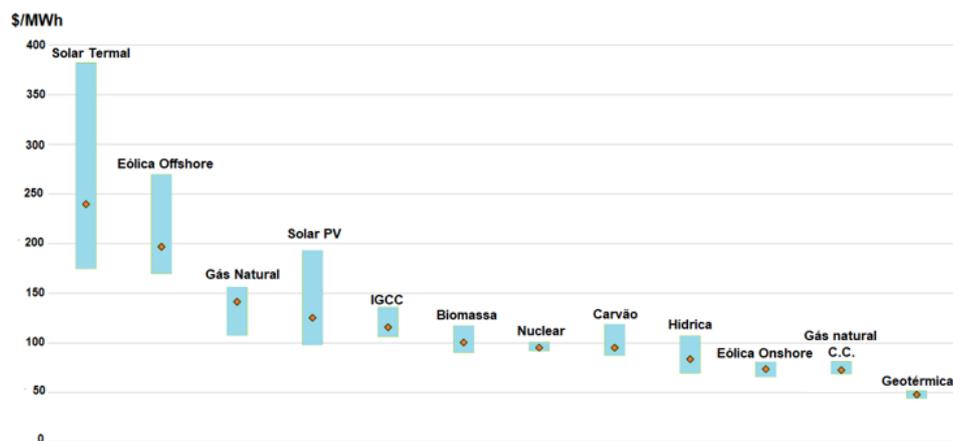


Figura 2.3: Projeção do LCOE (US\$/MWh) para o ano 2020, nos EUA, de 2015. [Fonte: U.S. EIA]

2.3.1.3 Custos de Inicialização

Os custos de inicialização são contabilizados sempre que uma unidade geradora é iniciada e muitas vezes são considerados constantes. No entanto, no caso das unidades com turbina a vapor, os custos de inicialização não devem ser considerados constantes, porque dependem do tempo que a unidade tem estado desligada e também do estado da caldeira, que pode estar quente ou fria. Se a caldeira for mantida quente durante o período de inatividade, os custos de inicialização são geralmente modelados como uma função linear no tempo:

$$SCost_j(t) = \alpha_j + \gamma_j \times TOFF_j(t) \quad (2.3)$$

Onde $TOFF$ é o número de períodos que a unidade tem estado continuamente desligada até ao período t , α_j [€] é o custo de inicialização fixo e γ_j [€/h] é o coeficiente de custo associado ao consumo de combustível para manter a temperatura necessária.

No entanto, se a caldeira for deixada a arrefecer os custos de inicialização são tipicamente considerados como exponencialmente dependentes do tempo, como na seguinte expressão e na Figura 2.4:

$$SCost(t) = \alpha + \beta \times (1 - e^{-TOFF(t)/\tau}) \quad (2.4)$$

Onde β (€) é o custo de arranque a frio e τ é a constante de arrefecimento.

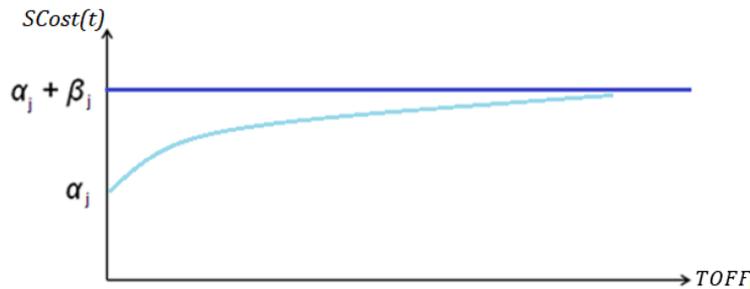


Figura 2.4: Custo de arranque a frio de um gerador com turbina a vapor

No caso dos grupos a diesel, os custos de arranque são mais difíceis de modelar, uma vez que podem assumir níveis intermédios de aquecimento e trocas de combustível. Geralmente, são utilizadas funções de custo simplificado que se podem representar por:

$$SCost(t) = \begin{cases} SH, & \text{se } TOFF_{min} \leq TOFF(t) \leq TOFF_{min} + Tc \\ SC, & \text{se } TOFF(t) > TOFF_{min} + Tc \end{cases} \quad (2.5)$$

Onde $TOFF_{min}$ é o tempo de inatividade mínimo exigido da unidade dada, SH e SC são os custos de arranque a quente e frio, respetivamente, e Tc é um parâmetro unitário tal que $TOFF_{min} + Tc$ indica o número de horas que a caldeira precisa de arrefecer.

2.3.2 Restrições

2.3.2.1 Restrições do Sistema

Os sistemas de energia devem satisfazer a demanda do cliente em todos os momentos. Além disso, é preciso garantir a capacidade de gerar rapidamente energia adicional.

- Restrições de Demanda de Carga: A potência total gerada deve ser igual à demanda horária, D_t , para o sistema estar equilibrado:

$$\sum_{j=1}^N P_j \times U_j = D_t \quad (2.6)$$

- Restrições de Demanda de Reserva: Impõe-se que a potência máxima possível em cada instante seja maior ou igual à demanda a atender e que a potência mínima não seja superior à demanda, para não ocorrerem desperdícios de energia. As unidades geradoras devem ter também uma certa quantidade de reserva, isto é, capacidade de produção não utilizada, em cada período de tempo. Em caso de uma falha de demanda ou falha no equipamento, os geradores não serão completamente utilizados e, assim, terão alguma capacidade de acelerar para produzir a energia extra necessária:

$$\sum_{j=1}^N P_{Min_j} \times U_{t,j} \leq D_t + R_t \leq \sum_{j=1}^N P_{Max_j} \times U_{t,j} \quad (2.7)$$

2.3.2.2 Restrições das Unidades Térmicas de Geração

As unidades geradoras impõem outras restrições quanto às suas características e restrições físicas. Isso inclui a capacidade e variação de produção da unidade ou o número mínimo de períodos de tempo que a unidade deve estar em cada estado: 1 - ligada ou 0 - desligada.

- Restrições de Alcance de Produção: Asseguram que a produção de cada gerador $P_{t,j}$ seja limitada pela capacidade de produção mínima P_{Min_j} e máxima P_{Max_j} da unidade. Os limites das unidades podem ser devido a razões económicas ou técnico-mecânicas.

$$P_{Min_j} \times U_{t,j} \leq P_{t,j} \leq P_{Max_j} \times U_{t,j} \quad (2.8)$$

- Restrições de Rampa: Garantem que as variações de produção em períodos consecutivos sejam limitadas. Devido às limitações térmicas e a algumas características mecânicas das unidades geradoras, não é possível obter rápidas variações na produção de energia elétrica. A variação do nível de geração de saída entre dois períodos consecutivos é limitada pelas taxas de rampa crescente, ΔUp e decrescente, $\Delta Down$.

$$-\Delta Down_j \leq P_{t,j} - P_{t-1,j} \leq \Delta Up_j \quad (2.9)$$

- Restrições de Tempo de Atividade e Tempo de Inatividade Mínimas: Asseguram que as unidades permaneçam em cada estado durante um valor mínimo de períodos consecutivos de tempo especificado. Com TON sendo o tempo de funcionamento consecutivo de uma unidade, $TOFF$ sendo o tempo de paragem consecutiva, $TONmin$ e $TOFFmin$ correspondendo respetivamente aos tempos mínimos consecutivos de funcionamento e inatividade.

$$TON_j(t) \geq TONmin_j \text{ e } TOFF_j(t) \geq TOFFmin_j \quad (2.10)$$

2.3.2.3 Outras restrições

Podem ser ainda consideradas restrições adicionais no problema de Afetação de Unidades, tais como:

- Restrição *Must Run*: Algumas unidades recebem *status* de execução obrigatória durante certas épocas do ano por motivos de suporte de tensão na rede de transmissão ou para outros fins como o fornecimento de vapor que pode ser aproveitado para outras aplicações.
- Restrições de Combustível: Algumas unidades poderão ter combustível limitado, ou restrições que exigem a queima de uma quantidade especificada de combustível em certos períodos.
- Restrições Hídricas: A Afetação de Unidades termoelétricas não pode ser completamente separada do agendamento das unidades hidroelétricas.

2.4 Afetação de Unidades *Versus* Despacho Económico

Devido às semelhanças dos seus objetivos, poderá ser importante destacar as principais diferenças entre o problema de Afetação de Unidades e o problema de Despacho Económico.

O problema de ED considera um certo número de unidades já conectadas ao sistema, sendo o seu objetivo encontrar a produção ótima ideal de cada uma das unidades do conjunto P_j . O Problema de Despacho Económico pode ser resolvido pelo método dos multiplicadores de Lagrange [46]:

$$\mathcal{L} = \sum_{j=1}^N C_j(P_j) + \lambda \times [D - \sum_{j=1}^N P_j] \quad (2.11)$$

A determinação das potências ótimas de saída de cada unidade é calculada através das derivadas parciais do Lagrangeano em relação à potência de cada unidade, P_j ,

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_j} = \frac{\partial C_j(P_j)}{\partial P_j} - \lambda = 0 \quad (2.12)$$

Sujeito à igualdade:

$$\sum_{j=1}^N P_j = D \quad (2.13)$$

Existem vários métodos que têm sido sugeridos para a resolução computacional do Problema de Despacho Económico, tais como [46]:

- Método de Iteração Lambda;
- Método de Gradiente;
- Método de Newton.

Por outro lado, a Afetação de Unidades é, um problema de maior complexidade, que depende de mais variáveis e restrições, envolvendo o Problema de Despacho Económico como subproblema:

Sabe-se que há N unidades disponíveis que têm de atender a um certo perfil de energia, onde se assume que existe um subconjunto do conjunto total de unidades que pode satisfazer a demanda. É decidido quais as unidades que devem produzir energia a um custo operacional mínimo, respeitando certas restrições, sendo depois realizado o seu despacho, calculando a quantidade de energia que cada unidade afetada deverá gerar.

2.5 Exemplos

De seguida analisar-se-ão alguns exemplos, que ilustram de uma forma simples diversas nuances que caracterizam o problema de Afetação de Unidades.

2.5.1 Exemplo 2.1

Neste exemplo mostra-se que o problema de agendar unidades suficientes e deixá-las ligadas é uma questão económica. Pode poupar-se muito dinheiro, desativando certas unidades quando não forem necessárias. Considere-se, por exemplo, as 3 unidades seguintes e uma demanda de carga de 350MW:

Unidade j	PMin [MW]	PMax [MW]	C(P _{j}) [€]
1	100	300	$400 + 7P_1 + 0.0015P_1^2$
2	70	200	$250 + 8P_2 + 0.002P_2^2$
3	50	100	$60 + 8P_3 + 0.005P_3^2$

Tabela 2.1: Dados das unidades usadas no Exemplo 2.1

A forma mais simples de determinar qual a combinação mais económica para atender a carga, consiste em testar todas as combinações das três unidades. Algumas possibilidades serão inviáveis se a soma total das potências máximas de cada unidade comprometida for menor do que a carga ou se a soma de total das potências mínimas das unidades comprometidas for superior à demanda. Isso é o caso das 5 primeiras combinações, como se pode verificar nos resultados apresentados na Tabela 2.2.

Unidade	Unidade	Unidade	PMin	PMax	P ₁	P ₂	P ₃	C ₁	C ₂	C ₃	C _{Total}
1	2	3	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€]	[€]	[€]	[€]
OFF	OFF	OFF	0	0	-	-	-	-	-	-	-
OFF	OFF	ON	50	100	-	-	-	-	-	-	-
OFF	ON	OFF	70	200	-	-	-	-	-	-	-
OFF	ON	ON	120	300	-	-	-	-	-	-	-
ON	OFF	OFF	100	300	-	-	-	-	-	-	-
ON	OFF	ON	150	400	300	0	50	2635	0	472.5	3107.5
ON	ON	OFF	170	500	280	70	0	2477.6	819.8	0	3297.4
ON	ON	ON	220	600	230	70	50	2089.35	819.8	472.5	3381.65

Tabela 2.2: Combinações e despacho para uma demanda de 350 MW do Exemplo 2.1

Verifica-se que a combinação menos dispendiosa de atender à demanda de 350 MW não é com as três unidades em execução, mas sim com a Unidade 1 e 3 ligadas, com um custo de produção: 3107.5€.

2.5.2 Exemplo 2.2

Suponha-se que se deseja determinar quais unidades devem ser desligadas em função da carga em demanda, que segue um perfil de *pico-vale* (Figura 2.5), considerando que para a carga de pico todas as unidades deverão estar ligadas. Sejam os custos de produção e limites de produção das unidades iguais aos do Exemplo 2.1, com a carga variando de um pico de 600 MW até um vale de 250 MW, subindo novamente.

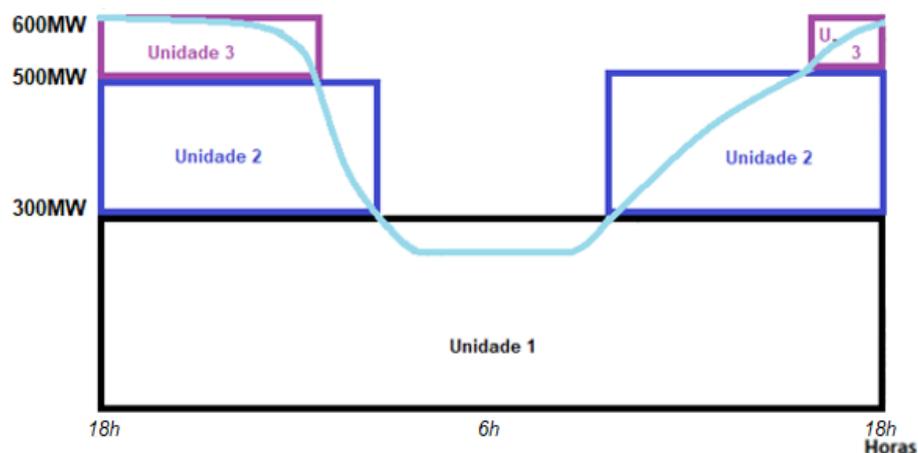


Figura 2.5: Afetação de Unidades para um perfil de energia *pico-vale* do Exemplo 2.2

Pretende-se determinar os níveis de carga para os quais devem ser desligadas unidades, à medida que a demanda baixa. Para tal, basta usar uma técnica de “força bruta” onde todas as combinações de unidades são testadas, para cada valor da demanda, tomando um passo de 50 MW, de 600 MW a 250 MW. A regra utilizada neste exemplo que considera todas as possibilidades, denominada de *Shutdown Rule*, baseada na ordem numérica das unidades (Unidade 1 → Unidade 2 → Unidade 3), é a seguinte:

- Quando a demanda está acima de 500 MW, todas as unidades ficam ligadas.
- Entre 500 MW e 300 MW ligam-se as unidades 1 e 2.
- Com 300 MW ou menos, apenas a unidade 1 deverá estar ligada.

Os resultados da aplicação desta técnica são apresentados na Tabela 2.3:

Carga [MW]	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3
600	ON	ON	ON
550	ON	ON	ON
500	ON	ON	OFF
450	ON	ON	OFF
400	ON	ON	OFF
350	ON	ON	OFF
300	ON	OFF	OFF
250	ON	OFF	OFF

Tabela 2.3: Estado das unidades para uma certa demanda do Exemplo 2.2

2.6 Método de Lista de Prioridades

Um dos métodos de mais simples implementação para a resolução do problema de UC, baseia-se na criação de uma lista de prioridades das unidades. Como se viu no Exemplo 2.2, pode determinar-se o nível de carga adequado para se desligar certas unidades, após uma enumeração completa de todas as combinações possíveis. Uma lista de prioridades como a do Exemplo 2.2 poderia ser obtida de forma mais trivial, observando o custo médio de produção com carga total de cada unidade, que, considerando os coeficientes da função quadrática do custo de produção, pode ser calculado:

$$C_j^{avg} = \frac{c_j}{PMax_j} + b_j + a_j \times PMax_j \quad (2.11)$$

2.6.1 Exemplo 2.3

Primeiramente, o custo médio de produção com carga total deverá ser calculado para cada unidade:

Unidade j	C_j^{avg} [€/MWh]
1	8.33
2	9.25
3	8.6

Tabela 2.4: Lista de unidades não ordenada do Exemplo 2.3

A lista de prioridade para estas unidades, baseada no custo médio de produção com carga total, ordenará as unidades da seguinte forma:

Unidade j	C_j^{avg} [€/MWh]	PMin [MW]	PMax [MW]
1	8.33	100	300
3	8.6	50	100
2	9.25	70	200

Tabela 2.5: Lista de unidades ordenada por custo de produção do Exemplo 2.3

O esquema de afetação de unidades usaria agora apenas as seguintes combinações:

Combinação	Total PMin [MW]	Total PMax [MW]
1 + 3 + 2	220	600
1 + 3	150	400
1	100	300

Tabela 2.6: Lista de prioridades das combinações possíveis do Exemplo 2.3

Apresentam-se então na Figura 2.6 os resultados da aplicação de uma lista de prioridades, baseada no custo médio de produção com carga total, para um perfil de carga *pico-vale*:

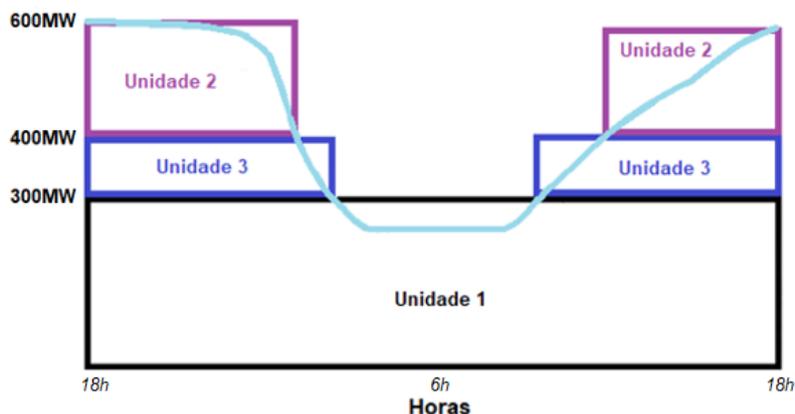


Figura 2.6: Estado das unidades para um perfil de demanda pico-vale do Exemplo 2.3

Analisando as Figuras 2.5 e 2.6, são claras as diferenças entre o uso de uma regra baseada na ordem numérica das unidades, do Exemplo 2.2 e da implementação de uma lista de prioridades baseada no custo médio de produção de cada unidade, deste exemplo. Confirma-se que a aplicação de uma lista de prioridades oferece soluções mais económicas do que uma simples regra empírica, como a aplicada no Exemplo 2.2. Também se confirmam os resultados obtidos no Exemplo 2.1: utilizando uma lista de prioridades baseadas no C_j^{avg} , a forma mais económica de fornecer 350 MW de potência é, efetivamente, ligando as Unidades 1 e 3.

A maioria das listas de prioridades baseiam-se no *Shutdown Algorithm*, que funciona do seguinte modo:

1. Em cada momento que a carga está a diminuir, há que avaliar se o encerramento da próxima unidade na lista de prioridades permitirá uma geração suficiente a atender à carga e aos requisitos de reserva. Se for possível, segue-se para o próximo passo. Em caso de não ser possível, continua-se a operar nas mesmas condições;
2. Determina-se o número de períodos temporais, t , até que a unidade seja necessária novamente, assumindo que a carga está a diminuir e que voltará a aumentar depois;
3. Se t for menor do que o tempo mínimo de inatividade da unidade, a mesma mantém-se afetada, seguindo-se para o último passo. Se não for, vai-se para o próximo passo;
4. Calcula-se a soma dos custos de produção por período, para os próximos t períodos com a unidade ligada. De seguida, recalcula-se a mesma soma para a unidade desligada adicionando o seu custo de inicialização. Se desligar a unidade não for benéfico economicamente, a mesma mantém-se ligada, caso contrário, desliga-se a unidade;
5. Repete-se todo este procedimento para a próxima unidade na lista de prioridade. Se esta for também desligada, vai-se para a próxima e assim sucessivamente.

Podem ser implementadas várias melhorias no esquema de lista de prioridades, como agrupar unidades para garantir que várias restrições sejam atendidas. Geralmente, os esquemas de listas de prioridades são utilizados no auxílio a outros métodos, como a Programação Dinâmica que será estudada de seguida, facilitando o processo de busca exaustiva que caracteriza esta técnica.

Capítulo 3

Programação Dinâmica

3.1 Considerações Iniciais

Analisou-se no capítulo anterior, através de um simples exemplo, o método de lista de prioridades, que é de fácil compreensão e implementação. Este método foi um dos primeiros a ser aplicado a sistemas de energia reais, mas cedo se verificou que o mesmo não obtém uma solução globalmente otimizada. Esta técnica só é totalmente eficaz apenas em certos casos específicos, com as seguintes condições:

- As características de entrada/saída das unidades são lineares, entre zero e a carga total.
- Nenhum custo de carga é zero.
- Os custos de arranque são um montante fixo.
- Não existem outras restrições.

Dado os aspetos não-lineares, não contínuos e dependentes do tempo do problema de Afetação de Unidades, poder-se-ia supor que a única técnica que poderia obter uma solução globalmente otimizada, para qualquer caso, seria aquela em que todas as combinações seriam enumeradas e comparadas.

Considere-se um exemplo do sistema mais simples que mantém a generalidade do problema: apenas dois geradores, onde apenas um deles ou ambos podem atender aos requisitos de carga e reserva do sistema em todos os períodos de tempo. Há assim, três combinações possíveis de compromisso para cada período, duas das quais consideram cada unidade sozinha e a terceira que considera ambas ligadas. Se todas as combinações devem ser examinadas, então, os três estados no período t devem ser compostos por todas as sequências possíveis de eventos até $t-1$. Mesmo para o período de agendamento prático mais curto de 24 horas, haveriam 3^{24} sequências a serem enumeradas e comparadas, o que pode ser uma tarefa computacionalmente complicada.

Para um problema de N geradores de duração $T=24$ horas, com a base de tempo sendo $t=1$ hora, o número de sequências possíveis seriam:

N	Combinações Possíveis: $(2^N - 1)^{24}$
5	6.2×10^{35}
10	1.73×10^{72}
20	3.12×10^{144}
40	Muito grande!

Tabela 3.1: Número de combinações diárias para N geradores [46]

Como se pode ver na Tabela 3.1, para sistemas de energia reais, o número de combinações possíveis são valores elevados, atribuindo uma dimensão colossal ao problema. Neste caso, o problema poderá ser de difícil resolução através de uma técnica de completa enumeração e comparação de todas as possibilidades. Deparando-se com as questões de dimensionalidade no problema de Afetação de Unidades e a ineficácia do método de Lista de Prioridades, *per si*, na resolução do problema para a maioria dos casos, diversos autores propuseram a aplicação de Programação Dinâmica à sua resolução.

A Programação Dinâmica tem muitas vantagens em relação a técnicas de *Brute Force* de completa enumeração, sendo a principal uma possível redução na dimensionalidade do problema. Essa vantagem reside na possibilidade de pesquisar sobre um número restrito de combinações, embora não haja completa garantia de obtenção de uma solução ótima. No caso em que se pretende total garantia da obtenção de uma solução globalmente otimizada, a Programação Dinâmica também permite uma completa enumeração e pesquisa entre todas as combinações possíveis.

De uma forma geral, a Programação Dinâmica é um método recursivo de otimização na tomada de uma sequência de decisões interligadas, consistindo essencialmente:

1. Define uma pequena parte do problema, encontrando uma solução ótima para esta parte;
2. Expande ligeiramente esta pequena parte do problema, encontrando a solução ótima para o novo problema utilizando a solução ótima encontrada previamente;
3. Continua o processo 2 até que a expansão do problema conduza a um problema que englobe a plenitude do problema original. Com este problema resolvido, estão satisfeitas as condições de paragem;
4. A solução do problema é construída a partir das soluções ótimas encontradas para os pequenos problemas resolvidos ao longo do processo.

Um dos objetivos deste trabalho é provar que a Programação Dinâmica pode reduzir o esforço computacional envolvido, mantendo-se completa generalidade e garantindo uma solução globalmente otimizada, no agendamento de unidades geradoras de energia.

3.2 O Algoritmo

Pode-se configurar o algoritmo de Programação Dinâmica a correr para trás no tempo, a partir do instante final até ao inicial, que pode apresentar certas vantagens para algumas aplicações. Por outro lado, pode-se conceber o algoritmo para avançar no tempo desde o período inicial até ao final, e será essa configuração que se considerará: a chamada *Forward Dynamic Programming*. Esta abordagem tem diversas vantagens na aplicação à resolução do problema de Afetação de Unidades. Por exemplo, esta abordagem é conveniente se o custo de inicialização de uma unidade for função do tempo que esta esteve desligada, uma vez que o histórico anterior da unidade pode ser calculado em cada etapa. As condições iniciais são mais facilmente especificadas e os cálculos podem avançar no tempo, até que seja necessário.

Considere-se um estado $S_{t,k}$ como sendo o estado número k no período t . Na Programação Dinâmica, define-se uma estratégia como a transição de um estado, num dado período de tempo, para outro estado no próximo período. Para evitar uma completa enumeração de todos os estados, podem adicionar-se duas variáveis ao algoritmo, n e m :

- n = número de estados a pesquisar em cada período.
- m = número de estratégias ou caminhos a guardar em cada etapa.

Apresenta-se a ilustração do uso destas variáveis introduzidas no algoritmo de Programação Dinâmica:

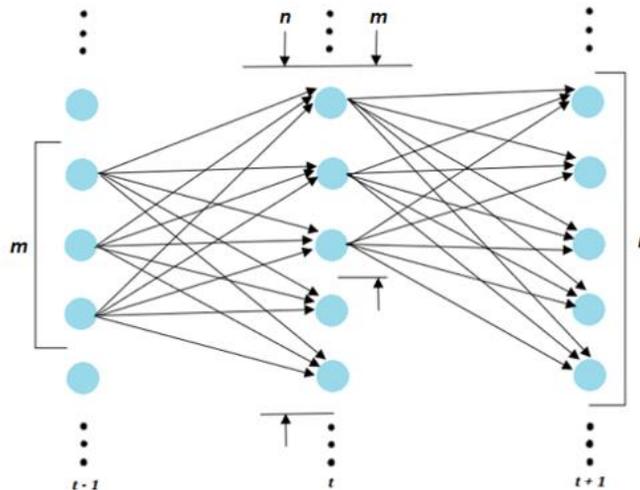


Figura 3.1: Pesquisa restrita de caminhos no algoritmo de Programação Dinâmica ($m=3$ e $n=5$) [46]

Estas variáveis permitem um controlo do esforço computacional. Para uma enumeração completa de todas as possibilidades, o valor máximo de n ou m é 2^N-1 . Por exemplo, numa lista de prioridades, o limite superior de n é N , o número de unidades. Reduzir o valor de m significa que se está a descartar os horários de custo mais alto em cada intervalo de tempo e a guardar apenas as m estratégias de custo mais baixo. Resta ressaltar que em teoria, não há total garantia de que o agendamento ótimo seja encontrado usando um número reduzido de estratégias e alcance de pesquisa, de valor n .

Geralmente, independentemente do número de combinações no instante $t-1$, há apenas uma solução ótima em t . Se as decisões ótimas foram tomadas até ao período $t-1$, as decisões para t devem conter a solução ótima global. Essa solução ótima global deve ser obtida através do leque de soluções ótimas (para cada instante), que são calculadas no período final.

Se for pretendida apenas a solução ótima, não há necessidade em guardar todos os caminhos que não o caminho ótimo, o que, em princípio, não requer muita memória computacional num problema de grandes dimensões. A memória de computação requerida em qualquer período temporal t é destinada aos custos ótimos dos períodos $t-1$ e t . À medida que os cálculos avançam para $t+1$, os custos do período $t-1$ já não são necessários, podendo esta memória ser usada para o período $t+1$. A quantidade máxima de memória necessária é igual ao número máximo de estados em quaisquer horas adjacentes.

Se for necessário o caminho ótimo, como na maioria dos casos, é ainda necessária memória para o caminho ótimo, além da memória dos custos. A memória do caminho requerido pode ser considerada como uma matriz bidimensional: as linhas t representando os períodos temporais e as colunas k , representando cada estado possível. Cada entrada $S_{t,k}$, indica que por se estar no estado k no período t , o caminho ideal é aquele em que o sistema estava no estado k no instante $t-1$.

No algoritmo de Programação Dinâmica, é permitido que cada período tenha diferentes números de estados. Como se considerará a abordagem de *Forward Dynamic Programming*, os períodos temporais devem ser sequenciais, bastando descrever o estado anterior do sistema com uma variável S . Em geral, se houver L estados no instante t , a quantidade de memória necessária para os caminhos ótimos de S é $t \times L$. Conclui-se com esta observação que as dimensões do problema aumentam linearmente em relação ao número de períodos, bem como ao número de estados dentro de cada período. Contudo, a memória aumentará exponencialmente com o aumento do número de unidades, como se pode verificar na Figura 3.2:

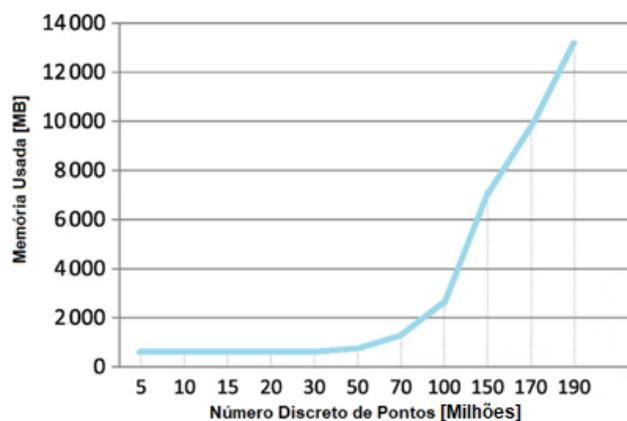


Figura 3.2: Gráfico de um exemplo da memória usada pelo algoritmo de Programação Dinâmica [47]

A sequência temporal de eventos é de fundamental importância no problema de Afetação de Unidades. Embora as unidades geradoras possam ser programadas para qualquer minuto, ou mesmo segundo, é prático agendá-los em períodos de meia hora, e mais comumente, de uma hora. Também é habitual registar a carga em demanda em períodos de uma hora.

Neste trabalho, será, portanto, usado um incremento de tempo de uma hora. Durante esse incremento de tempo, o estado do sistema (definido como a carga de sistema, estado das unidades, o despacho económico de cada unidade e as horas de mudança de estado) permanecerá constante. O sistema só está autorizado a mudar estados com uma mudança de hora. Por isso, e como o tempo é sequencial, os incrementos de hora em hora do problema de Afetação de Unidades podem ser identificados como estados de um problema de Programação Dinâmica.

3.2.1 Algoritmo Geral

Apresenta-se então o diagrama de blocos do algoritmo de Programação Dinâmica com a sequência lógica das operações a efetuar para a obtenção de um agendamento ótimo das unidades que deverão ser alocadas no fornecimento de energia, para um certo perfil de demanda:

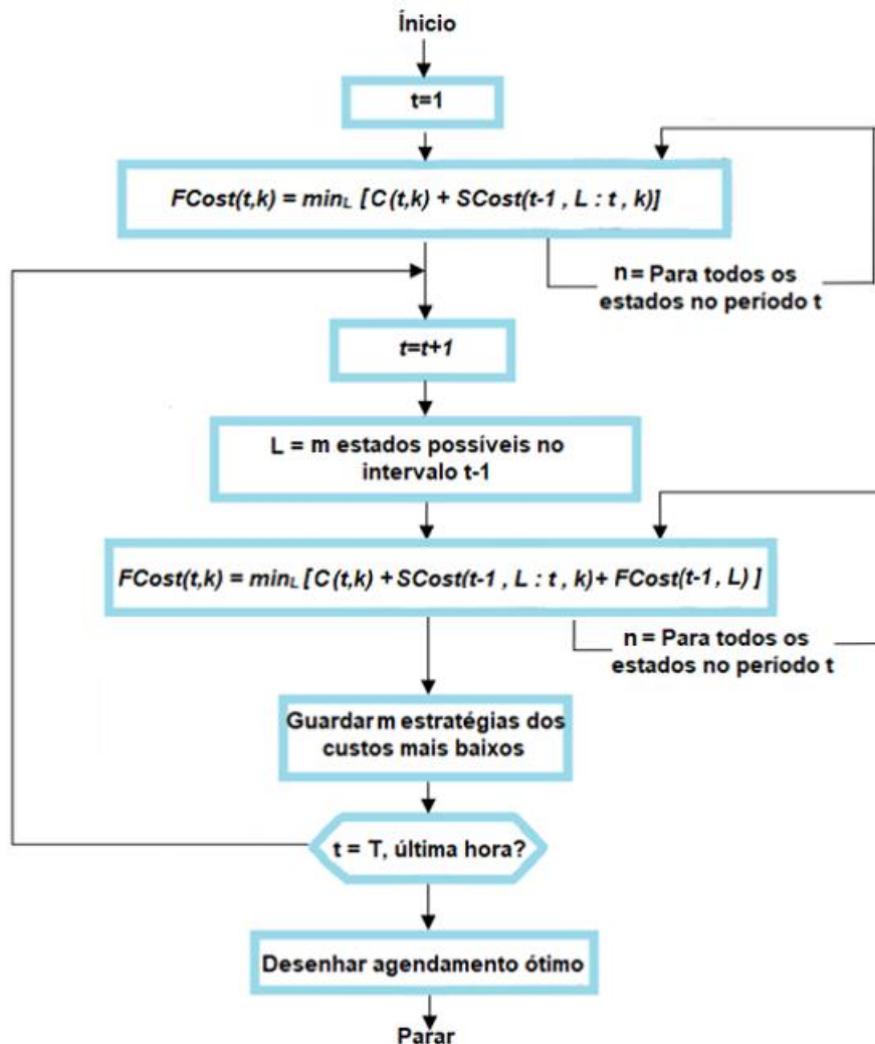


Figura 3.3: Fluxograma do algoritmo de Programação Dinâmica na resolução do problema de UC

3.2.2 Função Objetivo

A Programação Dinâmica é uma técnica de otimização matemática que transporta o processo de tomada de decisão de forma dinâmica, ao invés de esperar que todos os cálculos sejam feitos antes de compará-los. A equação recursiva de Programação Dinâmica aplicada ao problema de Afetação de Unidades, na hora t para um estado k , pode ser definida:

$$FCost(t,k) = \min_L [C(t,k) + SCost(t-1, L:t, k) + FCost(t-1, L)] \quad (3.1)$$

Onde: $FCost$ é o menor custo acumulado até ao estado (t,k) ; $SCost(t-1,L:t,k)$ é o custo de inicialização das unidades da transição do estado $(t-1, L)$ para (t,k) ; C é o custo de produção do estado (t,k) .

Quando o problema de Afetação de Unidades está num determinado estado, pode ser calculado um único custo para o mesmo. Dada a carga do sistema e o compromisso das unidades, pode ser calculado um despacho económico, o que determina a geração das unidades térmicas. O despacho económico pode ser determinado de forma tão complexa ou tão simples quanto desejada. Poderá incluir perdas de transmissão e custos incrementais de unidades operacionais que não estão relacionadas com o combustível. O ponto mais importante a realçar é que pode ser determinado um custo exclusivo para cada estado do sistema. Dado que a função de custos de produção de energia considerada neste trabalho é quadrática, o despacho económico sem perdas será realizado através de programação quadrática, pela função do MATLAB®, *quadprog*. Tal como o nome indica, esta função “especial” minimiza a função quadrática de custos de produção, analisando diferentes variáveis do sistema e das unidades. A função *quadprog* fornece a produção ótima que cada unidade deve gerar para corresponder à demanda, para uma dada combinação. Portanto, o problema ED é resolvido de forma a se minimizar o custo de produção. A função referida é representada da seguinte forma [48]:

$$[P]_t = \text{quadprog}(H, f, A, B, Aeq, beq, lb, ub, x0) = \min_{\frac{1}{2}} [P]^T [H] [P] + [f]^T [P], \text{ aonde } \begin{cases} A \cdot P \leq B \\ Aeq \cdot P = Beq \\ lb \leq P \leq ub \end{cases} \quad (3.2)$$

Onde $[P]$ é um vetor com a geração ótima de cada unidade para um dado período; H é uma matriz diagonal com os coeficientes quadráticos $2 \times a_j$; f é um vetor com os coeficientes lineares b_j ; A e B não serão usados para esta aplicação; Aeq é um vetor com os termos lineares que multiplicam $[P]$, ou seja, são os estados (0 ou 1) de cada unidade numa dada combinação a testar; Beq é o vetor que corresponde à demanda pretendida; lb (*lower bounds*) e ub (*upper bounds*) correspondem respetivamente ao limite mínimo e ao limite máximo de produção de uma certa unidade; $x0$ é um ponto inicial para iniciar o algoritmo de minimização.

Após ser obtida a produção ótima de cada unidade para uma certa combinação e demanda horária, o custo mínimo de produção, de uma certa combinação de unidades, é obtido através da soma das funções quadráticas de custo de produção, para P_j , de todas as unidades alocadas.

Para uma certa demanda horária, o processo de encontrar a combinação com o menor custo de produção pode ser uma tarefa complicada devido às muitas variáveis de que este depende e às várias combinações de estados possíveis existentes. Esse processo de escolha será realizado através de uma função de ordenação crescente, com o primeiro elemento a ser a combinação de menor custo.

Tal como se viu no Capítulo 2, os custos que conectam os estados do sistema de um incremento de tempo para outro, são custos relacionados com a arranque dos geradores. Tal como acontece com o despacho económico, o custo de arranque pode ser complexo ou simples. Cada unidade pode ter um custo constante de arranque ou uma função de custo que relaciona o custo arranque com o tempo decorrido desde que a unidade foi desligada. Uma vez que a solução de Programação Dinâmica prossegue numa ordem sequencial rigorosa, não haverá problema em determinar o tempo de inatividade de cada unidade que estão desligadas em cada estado. Portanto, o custo total de transição de uma hora para a próxima, para cada par de estados, é a soma dos custos de arranque para a transição que esses dois estados representam. Se o estado de uma dada unidade, de uma hora para a próxima, permanecer o mesmo, o custo da transição será zero, mesmo que outros parâmetros do sistema mudem. De forma a simplificar o problema, o caso de estudo que será estudado ao longo deste trabalho considerará custos de inicialização constantes, sem depender do arranque a frio ou a quente das unidades geradoras. Para incorporar os custos de arranque no algoritmo de DP, quando uma unidade passa do “estado 0”, para o “estado 1” basta, em cada período de tempo, guardar em memória o estado anterior da unidade e compará-lo com o estado atual da combinação a ser considerada:

- Se a diferença entre o estado atual e o estado anterior for maior do que zero, significa que a unidade foi ligada no período atual devendo-se adicionar o custo de arranque da unidade em questão.
- Caso contrário a unidade está desligada ou já está ligada há pelo menos duas horas consecutivas, não havendo custos adicionais.

Os custos incorridos ao desligar uma unidade serão adicionados automaticamente aos custos de arranque de forma a simplificar o problema.

A estrutura de custos do problema de Afetação de Unidades mostrou ser comparável à estrutura de custos dada na função objetivo da Programação Dinâmica.

3.2.3 Incorporação de Restrições no Algoritmo

Como foi discutido no Capítulo 2, existem certas limitações do sistema e das unidades em si que são um problema acrescido na resolução da sua afetação, que não foram consideradas até ao momento. De seguida, discutir-se-á como incluir determinadas restrições no algoritmo de Programação Dinâmica desenvolvido. De referir que algumas restrições, como a restrição de reserva e de rampa não serão consideradas para esta aplicação, no sentido de simplificar o problema.

3.2.3.1 Tempos Mínimos de Funcionamento e Paragem

São definidas variáveis que armazenam o número de horas consecutivas de funcionamento (HON) e de paragem ($HOFF$) de cada unidade, à medida que o algoritmo avança no tempo. São também definidos parâmetros para o estado inicial de cada unidade, onde se indica o número de horas que esta tem estado a funcionar ($InitialHON$) ou desligada ($InitialHOFF$). São ainda definidas mais duas variáveis que armazenam o número de horas de funcionamento consecutivo ($PrevHON$) ou de paragem ($PrevHOFF$) na hora anterior. Sempre que uma unidade é ligada ($PrevHOFF > 0$) a variável $HON=1$ e incrementa $HON=HON + 1$ sempre que continue ligada. O processo é análogo se a unidade for desligada. O cumprimento das restrições é assegurado pela comparação em cada hora, de HON com $HONmin$, e $HOFF$ com $HOFFmin$. É verificado se as unidades já estão ligadas há tempo suficiente podendo ser desligadas, se necessário, ou se estão paradas há tempo suficiente, podendo ser inicializadas. No caso de as unidades ainda não estarem paradas/ligadas há tempo suficiente, as mesmas são “obrigadas” a permanecerem nesse estado. A próxima figura ilustra o cumprimento desta restrição.

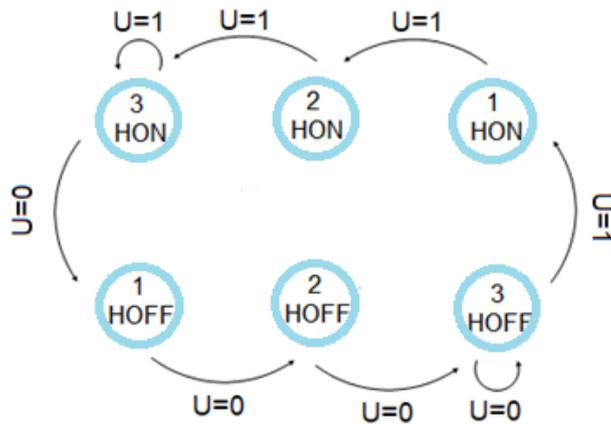


Figura 3.4: Exemplo de transições de estado com restrições de tempos mínimos ($HONmin=3h$ e $HOFFmin=3h$)

3.2.3.2 Restrições de Carga

Um dos primeiros procedimentos a efetuar no algoritmo de Programação Dinâmica é verificar para cada hora se existem combinações possíveis para fornecer a demanda pretendida D_t . Uma forma fácil de apurar se a carga pode ser atendida é comparando a soma das potências máximas de unidades afetadas com a carga, para além de comparar a soma das potências mínimas de produção de unidades alocadas com o valor da carga em demanda: se a soma das potências máximas de produção for superior ou igual à carga e a soma das potências mínimas não exceder o valor da carga, as restrições podem ser respeitadas. Para o caso de a combinação em questão não respeitar a restrição, a mesma será desde logo descartada. Se não houver nenhuma combinação viável possível, o programa termina informando que horas não foram possíveis atender.

3.2.3.3 Limites Máximo e Mínimo de Produção

Na resolução do Despacho Económico através da função *quadprog* (ver secção 3.2.2) são fornecidos como parâmetros de entrada o limite mínimo P_{Min_j} e o limite máximo P_{Max_j} de produção de cada unidade. Logo, a geração de cada unidade nunca é menos que o seu limite mínimo ou mais do que o seu limite máximo.

3.3 Exemplo 3.1

De seguida apresentar-se-á de uma forma gráfica, de fácil compreensão, a aplicação do algoritmo de DP a um pequeno exemplo com 3 unidades geradoras, que têm de sustentar uma certa carga num período temporal de 3 horas. Ter-se-á em conta algumas restrições do sistema, como a potência máxima e mínima que cada gerador pode gerar, os períodos mínimos de funcionamento e paragem consecutivos, assim como o custo de inicialização das unidades, que se tomam por um certo valor constante. As especificações e restrições de cada unidade estão expostas na Tabela 3.2 e a demanda horária a que as unidades têm de atender é representada pela Figura 3.5.

Unidade j	PMin [MW]	PMax [MW]	C_j [€/MWh]	SCost [€]	HONmin [h]	HOFFmin [h]	Estado Inicial [h]
1	150	250	$312.5 + 8P_1 + 0.003P_1^2$	1000	3	3	1 HON
2	50	100	$275 + 9P_2 + 0.0025P_2^2$	600	2	1	1 HOFF
3	10	50	$290 + 14P_3 + 0.004P_3^2$	100	1	1	1 HOFF

Tabela 3.2: Dados das unidades utilizadas no Exemplo 3.1

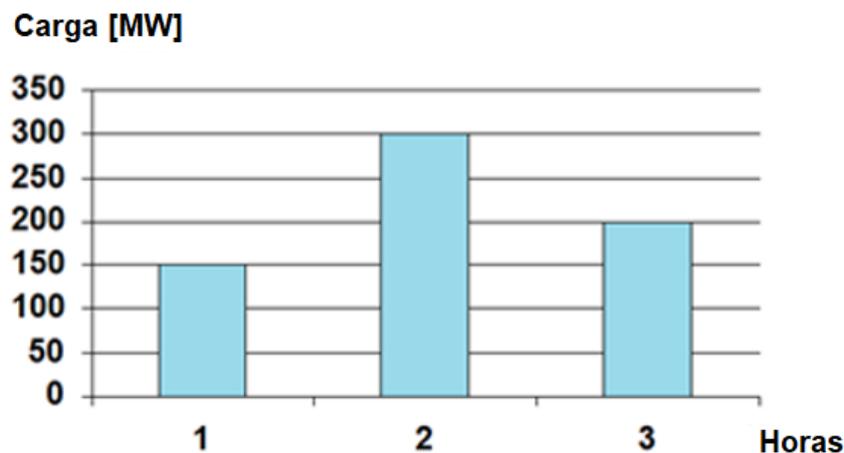


Figura 3.5: Demanda horária para o Exemplo 3.1

Sendo este sistema discreto, o mesmo terá de ser analisado por uma técnica de busca exaustiva. Esta é a forma mais direta de enumerar todos os caminhos possíveis, calculando os custos associados e compará-los, selecionando o mais económico. São apresentadas de seguida todas as combinações possíveis de unidades e as que satisfazem a demanda da figura anterior:

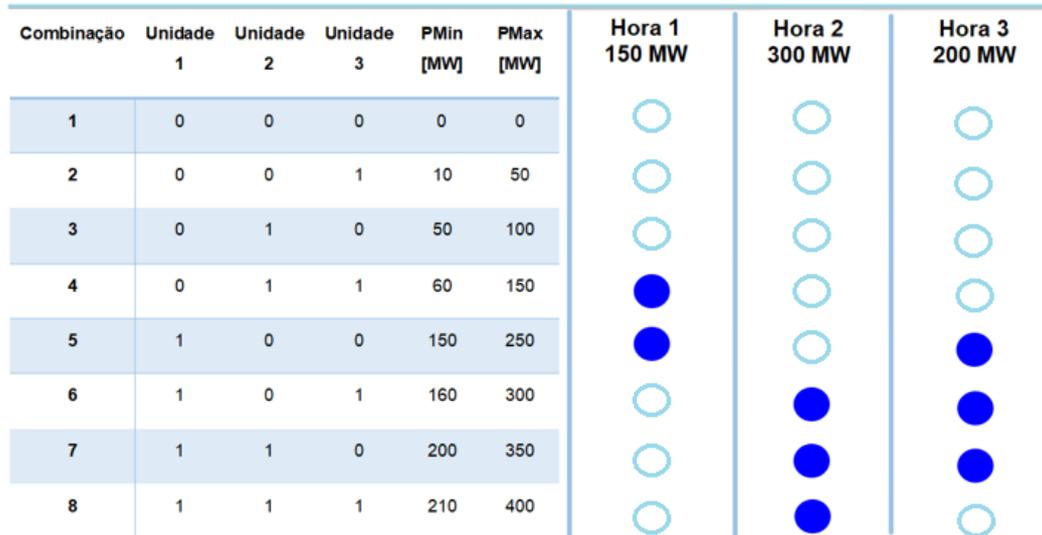


Figura 3.6: Todas as combinações possíveis de unidades e as que satisfazem a demanda do Exemplo 3.1

Verifica-se que na hora 1, onde é necessário fornecer 150 MW, as únicas combinações possíveis são a combinação 4 (Unidades 2 e 3 ligadas) e a combinação 5 (com apenas a Unidade 1 ligada) porque a potência mínima combinada não excede a demanda necessária e a potência máxima combinada é igual ou superior a 150 MW. Na hora 2 é necessário produzir 300 MW, pelo que as únicas combinações que cumprem as normas anteriormente referidas são as combinações 6 (Unidades 1 e 3 ligadas), 7 (Unidades 1 e 2 ligadas) e 8 (todas as Unidades ligadas). Na hora 3, com demanda igual a 200 MW, as combinações possíveis são a 5 (Unidade 1 ligada), a 6 (Unidade 1 e 3 ligadas) e 7 (Unidades 1 e 2 ligadas). De notar, por exemplo, que na hora 3, a combinação 8 não é possível porque a potência mínima combinada é 210 MW, sendo superior aos 200 MW pretendidos. Apresentam-se então apenas as transições possíveis de hora para hora:

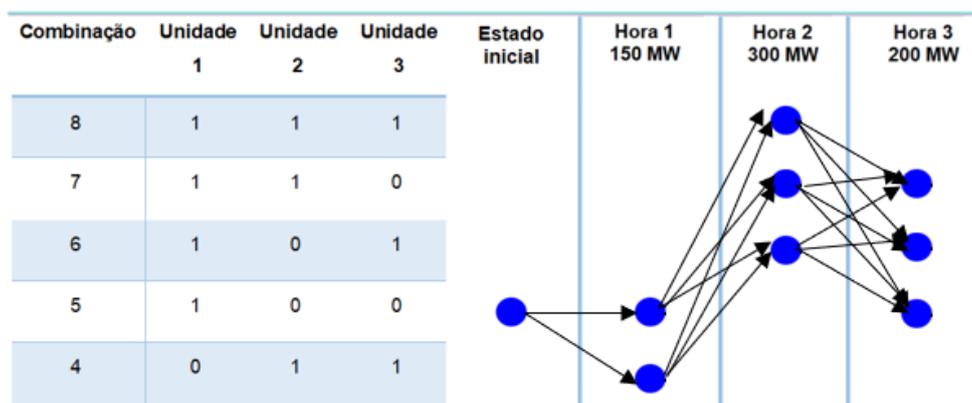


Figura 3.7: Diagrama de transições horárias de estado que satisfazem a demanda do Exemplo 3.1

Até aqui, foram ignorados os tempos mínimos de funcionamento e de paragem, mas estas restrições devem de ser respeitadas. A Unidade 1 apresenta um tempo mínimo de funcionamento consecutivo de três horas (sendo ligada no estado inicial) pelo que a transição, do estado inicial “1 0 0” para o estado “0 1 1” na hora 1 não é possível, uma vez que esta unidade só estaria uma hora em funcionamento. Portanto, chega-se à conclusão que o estado “0 1 1”, na hora 1, nunca será usado neste agendamento. Analogamente, a Unidade 2 tem um tempo mínimo de funcionamento de duas horas pelo que, na hora 2 para a hora 3, a transição do estado “1 1 1” para os estados “1 0 1” e “1 0 0”, assim como a transição do estado “1 1 0” para os estados “1 0 1” e “1 0 0” não são possíveis. Nestes casos, a Unidade 2 só funcionaria durante uma hora, não respeitando as suas especificações próprias de funcionamento. Fica-se então com o seguinte diagrama de transições de estado possíveis:

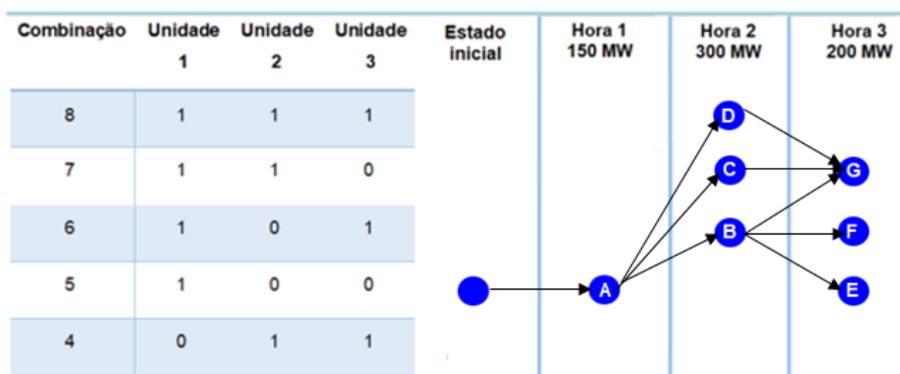


Figura 3.8: Diagrama de transições que satisfazem a demanda e tempos mínimos do Exemplo 3.1

Optou-se por nomear alfabeticamente cada estado em cada hora de forma a simplificar a apresentação dos custos económicos que cada um representa, e a determinar qual será caminho ótimo (o mais barato). Esses custos podem ser vistos na Tabela 3.3, já contando com os custos de inicialização:

Estado	Carga [MW]	P ₁ [MW]	P ₂ [MW]	P ₃ [MW]	S _{Cost} [€]	Custo Horário [€]	Custo Acumulado [€]
A	150	150.085	.0	0	0	1581	1581
B	300	250	0	50	100	3500	5181
C	300	227.3	72.76	0	600	3230	5411
D	300	222.74	67.29	10	700	3566	5847
E	200	200.08	0	0	0	2033	7214
F	200	190.1	0	10	0	2372	7553
G	200	150.07	50	0	0	2312	7723

Tabela 3.3: Geração e custos de cada estado para uma dada carga do Exemplo 3.1

O diagrama de transição de estados, assim como todos os custos envolvidos e o caminho ótimo são apresentados na seguinte figura:

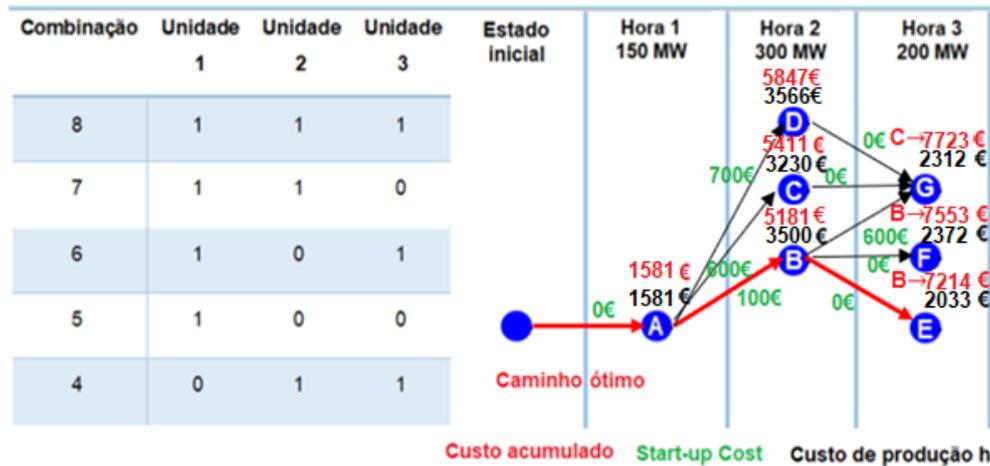


Figura 3.9: Diagrama de transição de estados com respectivos custos e caminho ótimo do Exemplo 3.1

O caminho ótimo pode ser encontrado através de uma análise da Figura 3.9 e da Tabela 3.3, determinando a forma mais económica para chegar à hora 3. O caminho até à hora final pode ser abordado, começando na transição da hora 1 para a hora 2, porque como foi referido anteriormente, só existe uma combinação possível na hora 1 ("1 0 0") devido às restrições consideradas. Na hora 1, o custo acumulado é de 1500 €, que corresponde apenas ao custo de produção da energia, visto não ocorrer a inicialização de unidades. A transição da hora 1 para a hora 2 pode ser feita através de três caminhos diferentes: A-B, A-C e A-D. O custo acumulado de A-B é 5181 €; o custo acumulado de A-C é 5411 €; o custo acumulado de A-D é 5847 €. Portanto, a transição ótima será a A-B. O mesmo processo pode ser efetuado para a transição da hora 2 para a hora 3, para se depreender que a transição A-B-E é a mais económica (7214 €): é este então o caminho ótimo.

Pelo exemplo, pode concluir-se que a Programação Dinâmica pode diminuir o esforço computacional, comparando alternativas em cada etapa e eliminando aquelas que não poderiam estar num caminho ideal. De acordo com a teoria em que esta técnica se baseia, não há razão para guardar todos os caminhos, podendo chegar-se a uma solução ótima guardando apenas alguns caminhos de menor custo. Os cálculos prosseguem a cada momento, combinando todos os custos até o estado em questão. Porém, uma pesquisa restrita de um número reduzido de possibilidades não garante uma solução final globalmente otimizada, para problemas mais complexos.

Resta então, aplicar o algoritmo de Programação Dinâmica a um caso de estudo com várias unidades geradoras e restrições, num horizonte extenso de tempo, e comprovar a sua eficácia na resolução de problemas de Afetação de Unidades. No Capítulo 6, aplicar-se-á este método, e os que estudaremos de seguida, a um caso de estudo mais complexo que permitirá avaliar as suas capacidades na resolução do Problema de UC.

Capítulo 4

Relaxação Lagrangeana

4.1 Considerações Iniciais

O método de Programação Dinâmica, estudado no capítulo anterior, apresenta diversas contrariedades na resolução do problema de Afetação de Unidades, para sistemas de energia de grandes dimensões, com muitas unidades geradoras. O aumento da complexidade dos sistemas de energia em meados dos anos 70, assim como os poucos recursos computacionais ainda disponíveis, evidenciaram as dificuldades da Programação Dinâmica na obtenção de uma boa solução de compromisso e despacho económico. O elevado tempo de computação envolvido para alcançar uma solução ótima, obriga a que se implemente um algoritmo de Programação Dinâmica de pesquisa restrita, que não garante uma solução final razoável em termos económicos.

As dificuldades em lidar com os inconvenientes da DP na resolução do problema levaram ao estudo de formas alternativas de agendar unidades geradoras de energia, com base na minimização dos custos de produção. Foram sugeridos diversos métodos alternativos para a resolução do problema de Afetação de Unidades, entre eles, a Relaxação Lagrangeana, que começou a ser aplicado à otimização dos sistemas de energia na década de 80. A Relaxação Lagrangeana tem a vantagem de ser facilmente modificada para modelar características de utilidades específicas. O método de LR é mais vantajoso devido à sua capacidade em lidar com diferentes tipos de restrições, sendo flexível na adição de restrições de unidade ao problema. O único requisito é que as restrições devem ser aditivamente separáveis entre unidades. A Relaxação Lagrangeana apresenta também uma flexibilidade na incorporação de restrições adicionais de acoplamento, como por exemplo, restrições de reserva. Para incorporar esse tipo de restrições na estrutura da Relaxação Lagrangeana, é definido um multiplicador de Lagrange para cada restrição e para cada período de tempo, sendo associadas à função objetivo do problema relaxado. O método LR tem também a vantagem de não serem impostas ordens de prioridade, ao contrário da Programação Dinâmica. A quantidade de cálculos varia linearmente com o número de unidades, sendo por isso, computacionalmente mais atraente para grandes sistemas.

Os grandes benefícios resultantes da utilização da Relaxação Lagrangeana consistem, portanto, na decomposição do problema onde cada unidade passa a constituir uma entidade única, sendo otimizada de forma individual. Assim, a afetação de cada unidade é feita de forma ótima, mas independente das outras. A principal vantagem deste método é conseguida devido à relaxação das restrições de carga, não obrigando a que a potência gerada seja igual à demanda em todas as iterações. É obtida uma eventual solução pela atualização iterativa de multiplicadores de Lagrange, que vai aproximando a solução relaxada, denominada de solução dual, da solução que respeita as restrições de carga: a chamada solução primal. Para este trabalho serão consideradas, para além das restrições de carga, as restrições de alcance máximo e mínimo de produção e de tempo de atividade e inatividade mínimas, que podem ser resolvidas individualmente para cada unidade. No Capítulo 2, onde se definiu a generalidade do problema de Afetação de Unidades, foram estudadas e apresentadas as expressões matemáticas que representam cada restrição referida anteriormente, assim como a função objetivo que caracteriza o problema, sendo a seguinte:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [C_j(P_{t,j}) \times U_{t,j} + SCost_{t,j} \times (1 - U_{t-1,j}) \times U_{t,j}] = C(P_{t,j}, U_{t,j}) \quad (4.1)$$

A função de Lagrange forma-se de forma análoga à como se efetua na resolução do problema de Despacho Económico [46]:

$$\mathcal{L}(P, U, \lambda) = C(P_{t,j}, U_{t,j}) + \sum_{t=1}^T \lambda_t (D_t - \sum_{j=1}^N (P_{t,j} U_{t,j})) \quad (4.2)$$

O problema de Afetação de Unidades requiere a minimização da função de Lagrange (4.2), sujeita às restrições referidas, que podem ser aplicadas a cada unidade separadamente. De notar o seguinte:

- A função de custo $C(P_{t,j}, U_{t,j})$, assim como as restrições de limite máximo e mínimo de produção e de tempos mínimos de funcionamento e paragem são independentes para cada unidade geradora. Isso significa que o que acontece com uma unidade não afeta outras unidades no que toca aos seus custos de produção, tempos de funcionamento e inatividade e limites de produção.
- As restrições de carga em demanda e de reserva (que não será considerada neste trabalho) são denominadas de restrições de acoplamento. Ou seja, o que acontece com uma unidade depende do que acontece com as outras e poderá também ter influência nas mesmas.

4.2 O Algoritmo

4.2.1 Problema Dual

O método de Relaxação Lagrangeana resolve o problema de Afetação de Unidades ao "relaxar" ou ignorando temporariamente as restrições de acoplamento, resolvendo o problema como se as mesmas não existissem. Isso é feito através do procedimento de otimização dual, que tenta alcançar o ótimo ao maximizar o Lagrangeano em relação aos multiplicadores de Lagrange (4.3), ao mesmo tempo em que o minimiza em relação às demais variáveis no problema (4.4).

O processo de otimização dual pode ser formulado matematicamente da seguinte forma:

$$q^*(\lambda) = \max_{\lambda_t} q(\lambda) \quad (4.3)$$

Aonde se tem:

$$q(\lambda) = \min_{P_{tj}, U_{tj}} \mathcal{L}(P, U, \lambda) \quad (4.4)$$

Este objetivo pode ser alcançado através da seguinte sequência de processos:

1. Encontrar um valor para cada λ_t que aproxime $q(\lambda)$ de um valor mais elevado;
2. Assumindo agora que o valor de λ_t é fixo, há que encontrar o mínimo de \mathcal{L} , ajustando os valores de P_t e de U_t .

Considerando que \mathcal{L} pode também ser representado matematicamente da seguinte forma:

$$\mathcal{L} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [C_j(P_{tj}) + SCost_{tj}] \times U_{tj} + \sum_{t=1}^T \lambda_t D_t - \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \lambda_t P_{tj} U_{tj} \quad (4.5)$$

Deve procurar-se minimizar o Lagrangeano, supondo que um valor foi escolhido para todos os λ_t , e que eles agora devem ser tratados como valores fixos. O segundo termo da expressão acima é constante, podendo ser retirado porque λ_t está fixado. A função de Lagrange evolui de acordo com a Figura 4.1 e fica representada da seguinte forma:

$$\mathcal{L} = \sum_{t=1}^T (\sum_{j=1}^N \{ [C_j(P_{tj}) + SCost_{tj}] \times U_{tj} - \lambda_t P_{tj} U_{tj} \}) \quad (4.6)$$

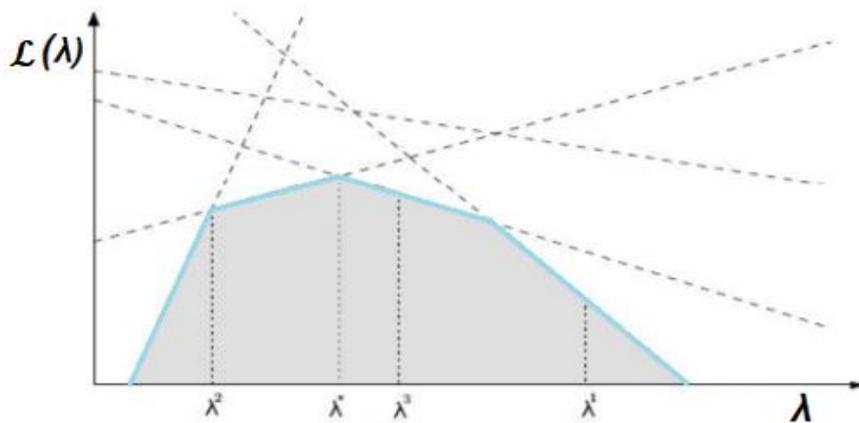


Figura 4.1: Maximizando a função de Lagrange (\mathcal{L}) variando o multiplicador (λ) [49]

Devido à independência existente entre unidades, o problema dual pode ser resolvido separadamente para cada unidade, sem considerar o que está a acontecer nas outras. O mínimo de Lagrange é encontrado resolvendo para o mínimo de cada unidade geradora, para todos os períodos considerados. Isto é:

$$\min q(\lambda) = \sum_{j=1}^N \min \sum_{t=1}^T \{ [C_j(P_{tj}) + SCost_{tj}] \times U_{tj} - \lambda_t P_{tj} U_{tj} \} \quad (4.7)$$

Este problema é pode ser resolvido com Programação Dinâmica, tal como apresentado na Figura 4.2.

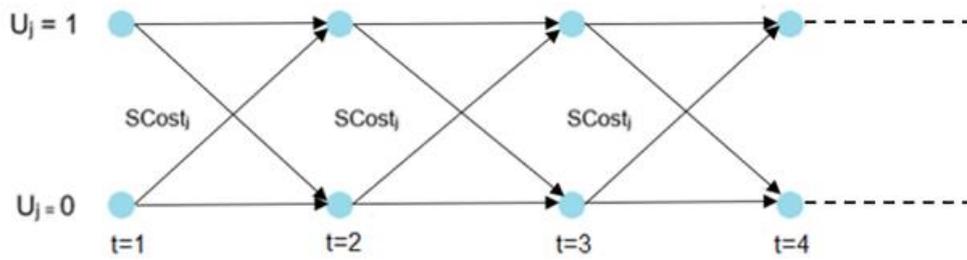


Figura 4.2: Representação dos estados de uma unidade j ao longo do tempo [46]

Aonde $U_{t,j}$ são os dois estados possíveis para cada unidade ($U_{t,j}=0$, se estiver desligada ou $U_{t,j}=1$, se estiver ligada) e $SCost_j$ sendo o custo de inicialização da unidade j . Para o estado $U_{t,j}=0$, o valor da função a ser minimizada é igual a zero, enquanto que para o estado $U_{t,j}=1$, a função a ser minimizada é (sabendo que o custo de inicialização não entra na minimização em respeito a $P_{t,j}$):

$$\min [C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}] \quad (4.8)$$

O mínimo da função referida é encontrado através da sua primeira derivada:

$$(d/dP_{t,j}) [C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}] = (d/dP_{t,j}) C_j(P_j) - \lambda_t = 0 \quad (4.9)$$

Cuja solução é:

$$(d/dP_{t,j}) \times C_j(P_{opt_j}) = \lambda_t \quad (4.10)$$

Existem três casos distintos a ter em atenção, dependendo da relação de P_{opt_j} com os limites das unidades geradoras:

1. Se $P_{opt_j} \leq P_{Min_j}$, então:

$$\min [C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}] = C_j(P_{Min_j}) - \lambda_t P_{Min_j} \quad (4.11a)$$

2. Se $P_{Min_j} \leq P_{opt_j} \leq P_{Max_j}$, então:

$$\min [C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}] = C_j(P_{opt_j}) - \lambda_t P_{opt_j} \quad (4.11b)$$

3. Se $P_{opt_j} \geq P_{Max_j}$, então:

$$\min [C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}] = C_j(P_{Max_j}) - \lambda_t P_{Max_j} \quad (4.11c)$$

A solução deste problema de Programação Dinâmica de dois estados procede tal como foi sugerido no Capítulo 2 onde se usou a DP para resolver o problema de Afetação de Unidades.

De notar que, como se pretende minimizar $[C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}]$ em cada estado e que quando o estado $U_{t,j}=0$ esse valor é igual a zero, então, a única forma de se obter um valor mais baixo é tendo:

$$[C_j(P_j) - \lambda_t P_{t,j}] < 0$$

O programa dinâmico deve ter em conta todos os custos de inicialização, $SCost_t$, que serão incluídos no problema tal como no algoritmo de DP (ver secção 3.2.2). Os tempos mínimos de inatividade e de funcionamento do gerador serão também tidos em conta, tal como demonstrado na secção 3.2.3 do capítulo anterior. Uma vez que se está a resolver o problema de cada gerador de forma independente, evitam-se os problemas de dimensionalidade que afetam a solução de Programação Dinâmica, estudada anteriormente.

4.2.2 Problema Primal

O primeiro processo a efetuar em cada iteração do algoritmo de Relaxação Lagrangeana, é a resolução do problema dual, tal como foi discutido anteriormente. Após a resolução do problema dual relaxado, é obtido um agendamento das unidades, para cada hora, com os estados $U_{t,j}$ de cada uma delas (podendo ser 1-ligada ou 0-desligada). As primeiras iterações do problema dual fornecerão, provavelmente, combinações de estados ainda longe de uma combinação próxima da solução ótima, sendo que, com a atualização de λ_t , estas combinações evoluirão eventualmente para melhores soluções.

Como se verá mais adiante, o critério de paragem do algoritmo baseia-se na obtenção de uma diferença relativa suficientemente pequena entre a solução não relaxada (solução primal) e a solução relaxada (solução dual). O problema primal é resolvido, em cada iteração, a partir das combinações obtidas através da resolução do problema dual, sendo essencialmente, um problema de Despacho Económico. Como se viu na secção 2.4, no problema de Despacho Económico já se assume saber quais as unidades que estão alocadas a fornecer energia, sendo o seu objetivo a determinação da potência que cada unidade afetada terá de gerar. É exatamente através dessa geração ótima de cada gerador alocado que se calcula a solução primal. Sabendo a geração ótima de cada gerador em cada período, a solução primal J^* é obtida através da soma das funções quadráticas de custo de produção das unidades alocadas na combinação considerada, para essa geração ótima.

O problema primal pode ser resolvido através de diversas técnicas, tendo sido sugeridos na literatura o Método de Newton, o Método de Gradiente ou o Método de Iteração Lambda [46]. No desenvolvimento do algoritmo de Relaxação Lagrangeana, tentou-se a implementação do Método de Iteração Lambda para a resolução deste problema, verificando-se certas limitações neste método, nomeadamente, a incapacidade de resolução do Problema de Despacho Económico para várias unidades geradoras (por exemplo, 10 unidades). Posto isto, optou-se pela implementação da técnica de programação quadrática, através da função *quadprog* (ver secção 3.2.2), que já havia sido utilizada anteriormente na Programação Dinâmica.

4.2.3 Algoritmo Geral

Discutidos os dois processos principais do algoritmo de Relaxação Lagrangeana, o Problema Dual e o Problema Primal, o seu algoritmo geral na resolução do problema de UC pode ser representado da seguinte forma:

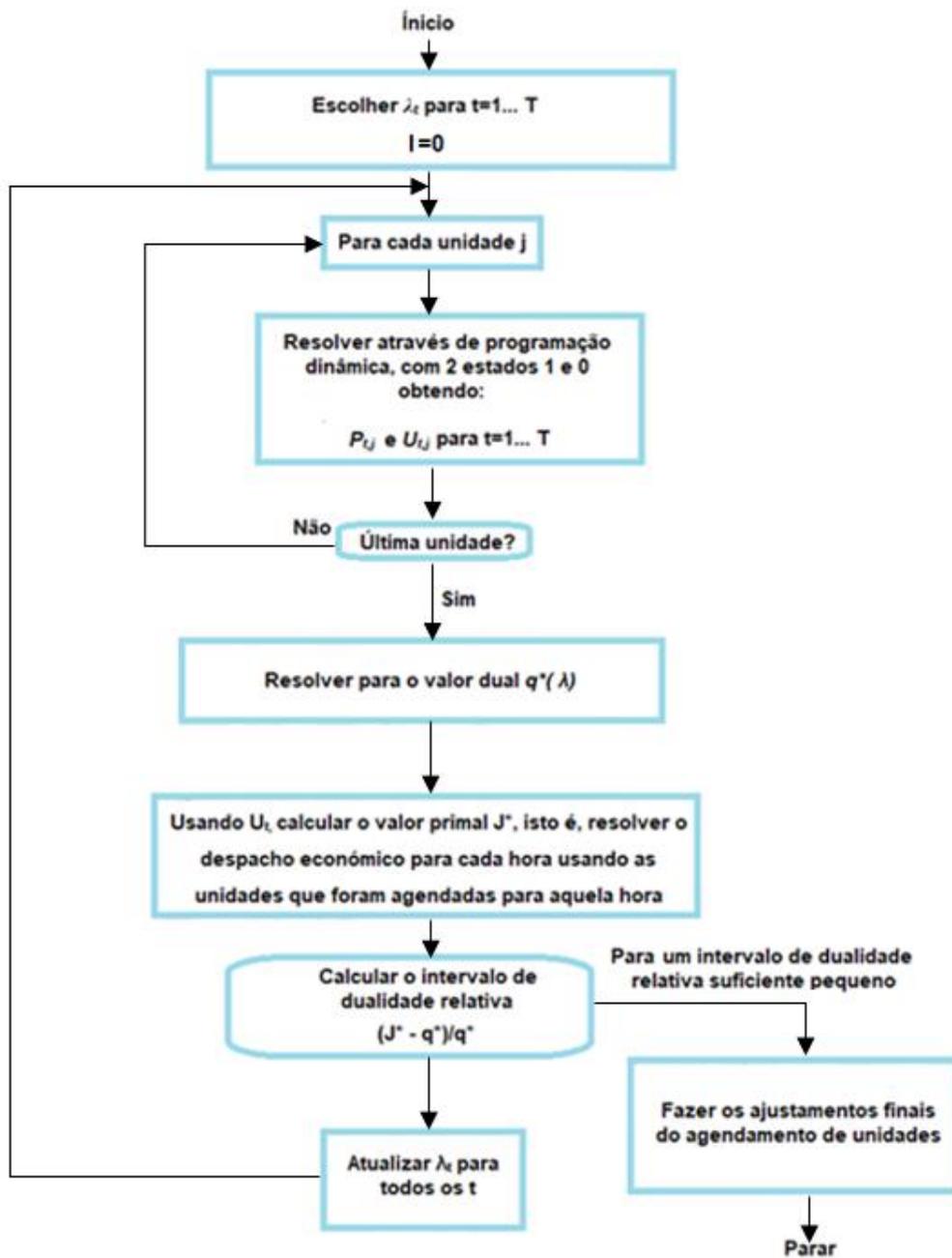


Figura 4.3: Fluxograma do algoritmo de Relaxação Lagrangeana na resolução do problema de UC

4.2.4 Intervalo de Dualidade

A diferença entre a solução primal e a solução dual é chamada de intervalo de dualidade, que deve ser minimizado, aproximando o valor dual do valor primal. O valor da função primal é sempre maior ou igual ao valor dual, sendo que a diferença entre essas duas funções produz o intervalo de dualidade, fornecendo uma medida da quase otimização da solução. Como se mostrará, para sistemas de energia de grande escala, o intervalo de dualidade torna-se bastante pequeno à medida que a otimização dual prossegue. Normalmente, quanto maior for o sistema no que diz respeito ao número de unidades geradoras, menor será o intervalo de dualidade relativa.

O intervalo entre a maximização das funções de custo dual (q^*) e a minimização das funções de custo primal (J^*), denominado de intervalo relativo de dualidade (Δ), pode ser usado como critério de paragem no método de Relaxação Lagrangeana. Por isso, a diferença de dualidade é usada como medida de convergência deste método, sendo dada pela seguinte expressão:

$$\Delta = \frac{J^* - q^*}{q^*} \quad (4.12)$$

Se Δ entre a solução primal e dual for inferior a um valor limiar específico, considera-se que a solução ideal foi alcançada. Quando a função do problema a ser otimizada é convexa e as variáveis são contínuas, a maximização de q^* dá um resultado idêntico ao minimizar J^* . Portanto, o intervalo de dualidade relativa torna-se zero no final do processo de iteração. O intervalo de dualidade é grande no início, tornando-se progressivamente menor à medida que as iterações progredem. Tal se deve à maximização iterativa de q^* pela atualização de λ , aproximando-se do valor minimizado de J^* .

4.2.5 Ajustar Lambda

Mostrou-se como agendar as unidades geradoras com valores fixos de λ_t para cada período de tempo. O ajuste de λ_t deve ser feito cuidadosamente para maximizar $q(\lambda)$, sendo que a maioria das referências que estudaram o método de LR usam pesquisas de gradiente, algoritmos evolutivos ou várias heurísticas para alcançar uma solução viável. Muitos estudos foram feitos no sentido de se encontrar formas de acelerar a busca de valores corretos de λ_t . Ao longo deste trabalho, o ajuste dos multiplicadores de Lagrange será feita da seguinte forma, como proposto em [46]:

$$\lambda_{t+1} = \lambda_t + \left[\frac{d}{d\lambda} q(\lambda) \right] \varepsilon \quad (4.13)$$

Com: $\varepsilon = 0.01$ quando $\frac{d}{d\lambda} q(\lambda) > 0$ (4.14)

Ou: $\varepsilon = 0.002$ quando $\frac{d}{d\lambda} q(\lambda) < 0$ (4.15)

Importa realçar que existem diversas formas mais eficientes de ajustar o valor dos λ_t , a cada iteração, do que a usada neste trabalho.

O processo de otimização dual, que caracteriza a Relaxação Lagrangeana, com a evolução dos multiplicadores de Lagrange, pode ser verificado na Figura 4.4.

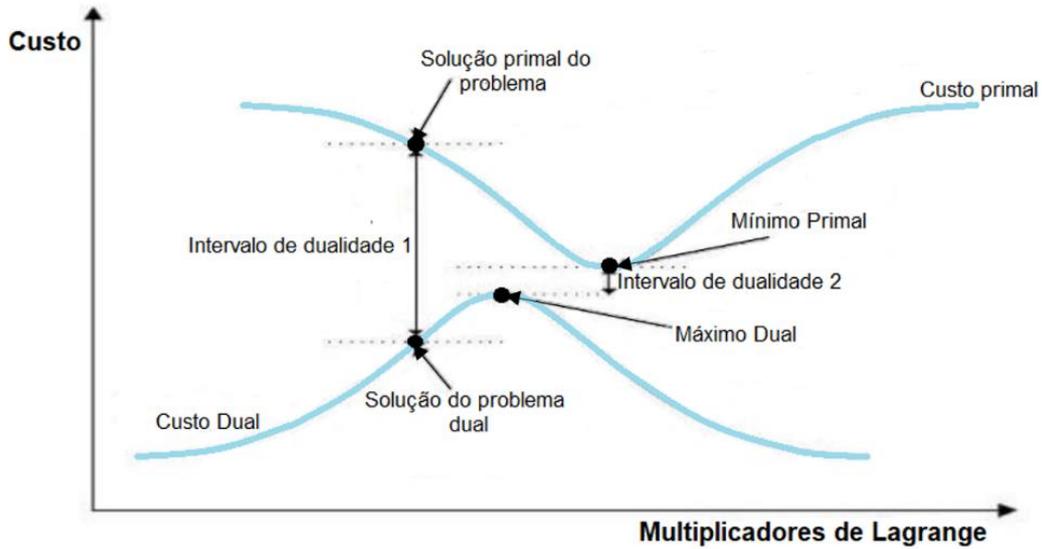


Figura 4.4: Representação da otimização dual com a evolução de λ , para um exemplo genérico [49]

4.3 Exemplo 4.1

O exemplo que será usado para ilustrar a obtenção de uma solução do problema de UC pelo algoritmo de Relaxação Lagrangeana é, na sua essência, o mesmo que foi apresentado no Exemplo 3.1. Assim sendo, a carga em demanda será exatamente a mesma do Exemplo 3.1 (ver Figura 3.5), tal como os limites de produção e tempos de funcionamento e paragem. A única diferença em relação ao exemplo referido é que não serão considerados os custos de inicialização, de forma a se verificar as diferenças na solução final, considerando estes custos ou não. Serão utilizadas funções quadráticas de custo de produção que se traduzem em custos marginais similares aos utilizados no Exemplo 3.1. Os dados de cada unidade são apresentados na Tabela 4.1:

Unidade j	PMin [MW]	PMax [MW]	C(P) [€]	HONmin [h]	HOFFmin [h]	Estado Inicial [h]
1	150	250	$312.5 + 8P_1 + 0.003P_1^2$	3	3	1 HON
2	50	100	$275 + 9P_2 + 0.0025P_2^2$	2	1	1 HOFF
3	10	50	$290 + 14P_3 + 0.004P_3^2$	1	1	1 HOFF

Tabela 4.1: Especificações das 3 unidades do Exemplo 4.1

Como o algoritmo começa com $\lambda_t=0$ para todas as unidades e para cada hora, isso resulta em todas as unidades ficarem desligadas na 1ª iteração. Para as restantes iterações, λ_t começam a ter valores não nulos e assim começam a surgir soluções não ótimas que vão convergindo até que o Δ seja suficientemente pequeno. Neste exemplo, foi considerada uma tolerância de 0.1, sendo a solução final obtida ao fim de 24 iterações, para $\Delta < 0.1$. Na Tabela 4.2 é apresentada a solução final deste exemplo e a Figura 4.5 ilustra a evolução iterativa das soluções dual e primal, assim como de λ_t .

Hora t	λ_t	$U_{t,1}$	$U_{t,2}$	$U_{t,3}$	$P_{t,1}$ [MW]	$P_{t,2}$ [MW]	$P_{t,3}$ [MW]	$C(P_{t,1})$ [€]	$C(P_{t,2})$ [€]	$C(P_{t,3})$ [€]
1	0	1	0	0	150.0846	0	0	1580.75	0	0
2	18.3	1	1	0	227.3034	72.7640	0	2285.93	943.1	0
3	10.3	1	1	0	150.0694	50	0	1580.7	731.25	0

$$q(\lambda) = 7118.333 \text{ €} \quad J^* = 7121.66 \text{ €} \quad \Delta = 0.000467$$

Tabela 4.2: Solução final da Relaxação Lagrangeana, após 24 iterações, para Exemplo 4.1

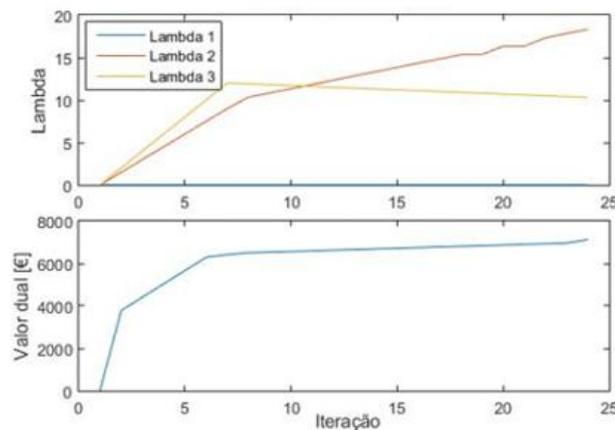


Figura 4.5: Evolução de λ_t (em cima) e do valor dual $q(\lambda)$ (em baixo), para as 24 iterações do Exemplo 4.1

Verifica-se que solução final obtida é significativamente diferente da obtida no Exemplo 3.1, a isso devendo-se o facto de não se ter considerado $SCost$, que foram considerados no exemplo do Capítulo 3. A principal diferença na solução final deste exemplo, comparada com a do Exemplo 3.1, reside na combinação da hora 2, que sendo “1 0 1” no exemplo anterior, é “1 1 0” no atual. Não havendo custos de inicialização envolvidos nos cálculos deste exemplo, o algoritmo escolhe simplesmente a unidade mais económica em termos de custos de produção, que é efetivamente a Unidade 2. Na hora 3 é obrigatório o uso da Unidade 2 devido ao seu tempo mínimo de funcionamento, que é de duas horas. É também obrigatório o uso da Unidade 1 porque as Unidades 2 e 3 em conjunto ($100+50=150$ MW) não têm capacidade de atender a 200 MW.

No Capítulo 6, o algoritmo será aplicado a um caso de estudo mais complexo que o exemplo presente.

Capítulo 5

Otimização por Enxame de Partículas

5.1 Considerações Iniciais

A Otimização por Enxame de Partículas (PSO), introduzido por Kennedy e Eberhart em 1995, é um algoritmo de busca inspirado no comportamento social dos pássaros dentro de um bando. A intenção inicial deste conceito era simular graficamente a coreografia graciosa e imprevisível de um bando de pássaros. O objetivo era descobrir padrões que governam a habilidade das aves em voar de forma síncrona, mudando repentinamente de direção com um reagrupamento numa formação ótima. A partir desse objetivo inicial, o conceito evoluiu para um algoritmo de busca e otimização simples e eficiente.

O enxame de partículas simula um tipo de otimização social onde cada solução (indivíduo) proposta é avaliada através de uma função de elegibilidade, com a melhor a liderar as restantes ao longo do processo iterativo. É definida uma estrutura de comunicação, permitindo a cada indivíduo interagir com uma população de indivíduos adjacentes, definidos aleatoriamente à medida que as soluções do problema são inicializadas. Esses indivíduos são soluções candidatas, sendo também denominadas de partículas. É iniciado um processo iterativo para melhorar essas soluções candidatas, com as partículas a avaliarem iterativamente a adequação dessas soluções, lembrando-se da localização onde tiveram o melhor sucesso. Cada partícula disponibiliza essa localização às partículas adjacentes, que também têm acesso à localização onde os seus vizinhos obtiveram melhor sucesso. Os movimentos através do espaço de busca são guiados por esses sucessos, com a população a convergir, geralmente, para a melhor solução do problema (ou próxima dela), no final do processo iterativo.

Inicialmente, as partículas podem mover-se no espaço de busca com velocidades iniciais aleatórias, deslocando-se de acordo com as velocidades derivadas da posição atual do indivíduo e de outras partículas no enxame. A função objetivo do problema é resolvida usando cada partícula, sendo o respectivo valor avaliado apelidado de *fitness* (aptidão). As partículas atravessam todo o espaço de busca com a sua experiência própria e com a das outras, com experiência a significar o melhor valor físico obtido até ao momento.

O melhor valor de aptidão individual é armazenado como *pbest* (*personal best*) e o melhor entre todas as partículas é armazenado como *gbest* (*global best*). A interação social entre partículas faz com que elas aprendam umas com as outras e as motive a se mover para melhores posições. Assim, o próximo movimento de uma partícula, numa certa iteração, é motivado pela experiência, com a sua nova velocidade a ser influenciada pela sua melhor aptidão física e a dos seus vizinhos. O nível de interação social entre partículas depende do design da topologia considerada. Duas dessas topologias amplamente utilizadas serão discutidas de seguida.

5.1.1 Topologia Totalmente Conectada

Nesta topologia, cada partícula pode interagir com todas as restantes partículas do enxame como ilustrado na Figura 5.1. Isso permite às partículas atraírem-se para a melhor partícula do grupo. A partícula com melhor valor de *fitness* no grupo é chamada de *global best* ou *gbest*. Esta será a topologia considerada neste trabalho.

5.1.2 Topologia Anel

Esta topologia permite que uma partícula comunique com os seus vizinhos imediatos. Por exemplo, se $vz=2$, uma partícula pode comunicar com os seus vizinhos adjacentes, tal como representado na Figura 5.2. Esta topologia ajuda a partícula a mover-se para o melhor da sua vizinhança.

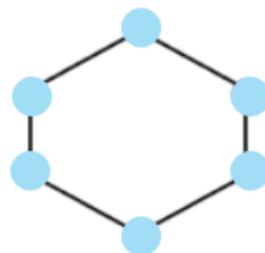
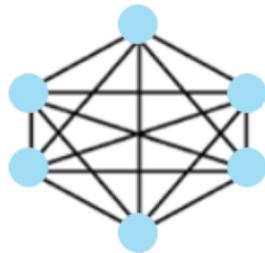


Figura 5.1: Topologia Totalmente Conectada **Figura 5.2:** Topologia Anel

5.2 O Algoritmo

É sabido que uma partícula do enxame deriva no espaço de busca e altera iterativamente a sua posição ao longo do tempo, de acordo com a sua própria experiência e a dos seus vizinhos. A sua velocidade é o principal fator responsável por isso, refletindo a sua interação social.

Se x^i representa a posição da partícula x na iteração i , a mesma desloca-se para uma nova localização na próxima iteração como definido em (5.1), onde v^{i+1} é o termo de velocidade na iteração $i+1$.

$$x^{i+1} = x^i + v^{i+1} \tag{5.1}$$

As etapas do algoritmo de PSO baseado numa rede totalmente conectada serão discutidas de seguida:

1. Inicializar aleatoriamente o enxame de dimensão igual a E partículas, com uma partícula p_k e encontrar-se posição x_k^1 do espaço de busca, na iteração 1;
2. Calcular o valor *fitness* de cada partícula $fitness(x^i)$;
3. Comparar *fitness* de cada partícula com o seu melhor valor próprio $pbest$ até ao momento. Este processo pode ser definido da seguinte forma:

$$\text{Se } fitness(x_k^i) < pbest_k^i, \text{ então: } \begin{cases} pbest_k^i = fitness(x_k^i) \\ x_{k,pbest}^i = x_k^i \end{cases} \quad (5.2)$$

4. Comparar *fitness* de todas as partículas para encontrar $gbest$, de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Se } fitness(x_k^i) < gbest^i, \text{ então: } \begin{cases} gbest^i = fitness(x_k^i) \\ x_{gbest}^i = x_k^i \end{cases} \quad (5.3)$$

5. Mudar a velocidade de cada partícula para a próxima iteração, aonde w é o peso de inércia, c_1 e c_2 são constantes e $rand$ é uma variável aleatória que assume valores entre 0 e 1 de uma forma uniformemente distribuída:

$$v_k^{i+1} = w \times v_k^i + c_1 \times rand \times (x_{k,pbest}^i - x_k^i) + c_2 \times rand \times (x_{k,pbest}^i - x_k^i) \quad (5.4)$$

6. Mover cada partícula para uma nova posição:

$$x_k^{i+1} = x_k^i + v_k^{i+1} \quad (5.5)$$

7. Repetir desde o passo 2 até se obter a convergência pretendida.

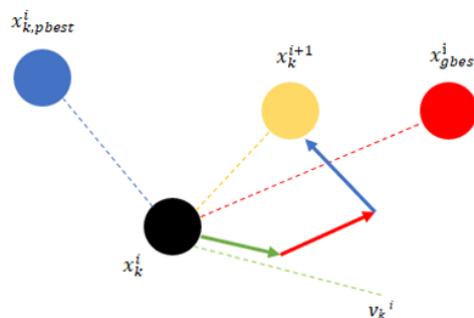


Figura 5.3: Movimento esquemático de uma partícula baseado nas equações (5.4) e (5.5)

O algoritmo continua até que seja atingida convergência. Normalmente, um algoritmo de PSO é executado um número fixo de iterações ou avaliações da função de *fitness*. Alternativamente, o algoritmo pode ser terminado se as mudanças de velocidade forem próximas de zero para todas as partículas, caso em que não haverá mais mudanças nas suas posições. A Figura 5.4 mostra uma possível evolução iterativa do enxame de partículas na procura da solução ótima do problema.

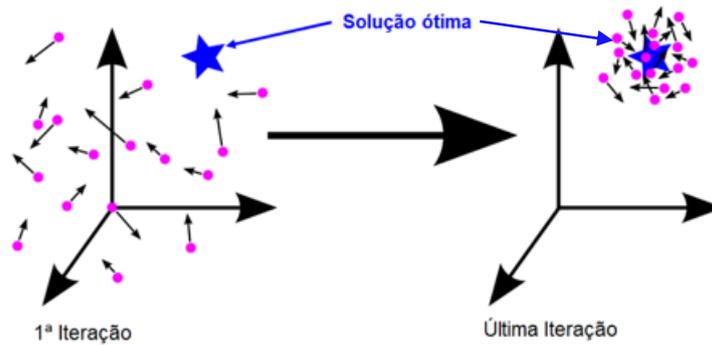


Figura 5.4: Evolução genérica das partículas da 1ª iteração para a final. [Fonte: medium.com/@iamterryclark]

5.2.1 Parâmetros do Algoritmo

De seguida, discutir-se-á cada um dos parâmetros que influenciam o algoritmo de PSO:

- Número de Partículas: O número de partículas (indivíduos) refere-se à dimensão da população (enxame) que depende da dimensão do problema.
- Alcance da partícula: Quanto maior for o limite superior da partícula, maior será a oscilação da sua trajetória. Valores menores de alcance garantem trajetórias mais suaves. O alcance da posição é estabelecido como sendo igual a 1. Todos os valores são gerados aleatoriamente entre 0 e 1.
- Velocidade Máxima: É definido um limite superior na velocidade em todas as dimensões. Este limite superior impede que as partículas se movam rapidamente de uma região do espaço de busca para outra.

$$\text{Se } v_k(t) > v_{max}, \quad \text{então } v_k(t) = v_{max} \quad (5.6a)$$

$$\text{Se } v_k(t) < -v_{max}, \quad \text{então } v_k(t) = -v_{max} \quad (5.6b)$$

- Peso de Inércia: O peso de inércia, w , controla a influência da velocidade anterior na nova velocidade. Valores elevados de w causam maior exploração do espaço de busca. Um algoritmo típico de PSO começa com w_{max} de peso de inércia, que vai diminuindo com as iterações até ao seu valor mínimo w_{min} , como definido na seguinte expressão:

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{i_{max}} \times i \quad (5.7)$$

Onde i representa a iteração atual e i_{max} é o máximo de iterações. Os valores típicos que têm sido sugeridos do peso máximo e mínimo de inércia são respetivamente: $w_{max}=0.9$ e $w_{min}=0.4$.

5.3 Aplicação ao Problema de Afetação de Unidades

5.3.1 Considerações Iniciais

Ao resolver um problema usando qualquer tipo de técnica, é muito importante representar o problema na forma que a técnica adota. Este processo de conversão do problema para a forma correspondente pode adicionar muitas complicações no procedimento de implementação. Por vezes, embora o método seja pouco complexo e computacionalmente pouco exigente, o esforço necessário para expressar o problema no formato requerido pode superar a sua vantagem. PSO é uma técnica psicológico-social robusta na resolução de problemas com não-linearidades, através de adaptação. É um método que pode ser facilmente implementado e possui uma solução de alta qualidade, com características de convergência estável. Contudo, um algoritmo PSO convencional, tal como apresentado anteriormente, não pode ser implementado na resolução do problema de UC devido a uma desigualdade na representação das variáveis. O problema de UC usa uma representação de variável discreta para o estado ON (1)/OFF(0) (ligada/desligada) das unidades, enquanto que PSO usa variáveis reais.

5.3.2 Otimização por Enxame de Partículas Binárias

Na versão binária do PSO, chamada Otimização por Enxame de Partículas Binárias (BPSO), as partículas do espaço de busca tomam valores binários de 0/1, podendo esta variante do algoritmo ser aplicada ao problema de UC. A principal semelhança nas duas versões distintas de PSO reside na atualização similar de $gbest$ e $pbest$. Por outro lado, a principal diferença consiste na definição das velocidades das partículas que são estabelecidas em função de probabilidades, determinando se um bit toma o valor 1/0. Portanto, a natureza probabilística da velocidade deve ser restrita ao intervalo [0,1]. Inicialmente, as velocidades são encontradas como na PSO convencional, mas é introduzida uma função chamada *sigmoid* logística (Figura 5.5), para mapear esses valores reais de velocidade para o intervalo [0,1]. A atualização das partículas é representada matematicamente pela expressão (5.9).

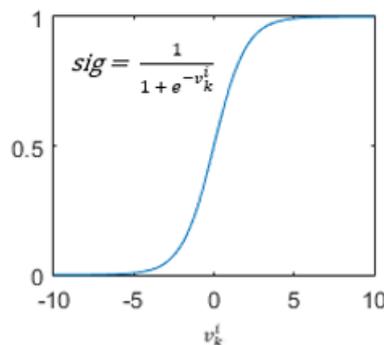


Figura 5.5: Função *sigmoid* logística

$$x_k^i = \begin{cases} 0 & \text{se } rand() \geq sig \\ 1 & \text{se } rand() < sig \end{cases} \quad (5.9)$$

Aonde x_k^i representa a partícula k na iteração i cuja velocidade correspondente é v_k^i .

5.3.3 Representação da Afetação de Unidades como um Problema de BPSO

Para aplicar BPSO na resolução do problema de UC, devem ser introduzidas algumas definições antes:

- Estado ON/OFF da Unidade: 1 binário representa ON, com a unidade estando ligada e 0 binário representa OFF, com a unidade estando desligada.
- Combinação Horária: Representa o estado ON/OFF de todas as unidades numa hora particular.
- Partícula: Cada partícula representa uma solução candidata ao problema UC num horizonte temporal de 24 horas. É, portanto, um conjunto de 24 combinações horárias.
- População: O grupo (enxame) de partículas é chamado de população.

Considere-se um exemplo onde existem $N=10$ unidades geradoras a serem agendadas por 24 horas, com uma população de 50 partículas. Como tal, uma combinação horária consistirá um vetor de tamanho (1×10) com 0 ou 1 como entradas, representando o estado individual de cada unidade. Neste caso, um exemplo de combinação horária pode ser: "1011000111". Uma partícula é um conjunto de todas essas combinações de 24 horas mantendo, portanto, a dimensão (24×10) . A dimensão da população total a ser inicializada e submetida ao algoritmo BPSO é $(24 \times 10 \times 50)$.

5.3.4 Implementação

A aplicação de PSO à resolução de qualquer tipo de problema requer uma boa população inicial que seja viável em todos os aspetos. Como tal, cada partícula deverá respeitar todas as restrições consideradas num determinado problema. Além disso, é também necessário lidar cuidadosamente com a atualização da população durante o processo iterativo. O esforço de aplicar o BPSO ao problema de Afetação de Unidades exige que se obedecem a todas as restrições operacionais das unidades e do sistema, que foram discutidas no Capítulo 2, Secção 2.3.2. Irão ser consideradas as restrições de demanda de carga, restrições de alcance de produção e restrições de tempo mínimo de atividade e inatividade. No algoritmo desenvolvido, o cumprimento de cada restrição será tratado de forma análoga à que foi feita nos outros métodos estudados (ver Capítulo 3, Secção 3.2.3).

5.3.4.1 Criação da População Inicial

A população inicial é criada aleatoriamente com um número desejado de partículas. Nas verificações de viabilidade de uma solução candidata, devem ser consideradas todas as restrições que reduzem a liberdade das soluções no espaço de busca. A criação da população é aleatória, mas reservada apenas a partículas que cumpram todas as restrições do problema. Podem haver inúmeras soluções viáveis para o problema que satisfaçam todas as restrições, mas apenas uma será a solução ótima.

Diz-se que uma partícula está em conformidade com todas as restrições apenas quando satisfaz todas essas, durante todas as horas do horizonte de compromisso. Isso implica que uma partícula deva ser construída hora a hora cumprindo todas as limitações consideradas. Todas as restrições são examinadas uma após outra para a combinação de cada hora.

Num primeiro passo de criação da população, a geração mínima a ser comprometida em cada hora deve ser determinada considerando todas as restrições destacadas acima. Embora a geração determinada não seja realmente a geração necessária, será potencialmente um valor mais razoável, semelhante ao valor pretendido. Em primeiro lugar, é realizado um despacho económico para uma determinada hora considerando que todas as unidades estão ligadas. Isto é:

$$\text{Geração horária requerida} = \sum_{j=1}^N P_j \quad (5.10)$$

Inicialmente, é criada aleatoriamente uma combinação que se adequa à geração requerida da primeira hora, de acordo com o estado inicial das unidades e os tempos mínimos de paragem e funcionamento consecutivo. Esta combinação é um vetor com 1/0 como entradas para todas as unidades, indicando o seu estado ON/OFF. Como mencionado anteriormente, esta combinação passa por uma verificação de viabilidade de geração mínima possível. A geração mínima possível permite averiguar se a combinação horária pode atender à demanda de carga líquida. A combinação só será viável se satisfizer a demanda de carga de uma determinada hora. O teste de viabilidade é realizado somando as saídas de potência máxima para as unidades cujo estado é "1", ou seja, que estão ligadas. Se esta soma for maior ou igual à demanda de carga, a combinação é tratada como viável:

$$\sum_{j=1}^N P_{Max_j} \times U_j \geq \text{Geração horária requerida} \quad (5.11)$$

O processo acima é repetido para cada hora do horizonte temporal pretendido. Se o horizonte temporal de afetação for T horas, para N geradores e o tamanho da população escolhido for E , as dimensões de cada partícula serão $(T \times N)$, e $(T \times N \times E)$ para toda a população. O processo de inicialização só estará completo após atribuir uma velocidade a cada partícula da população, facilitando o seu movimento no espaço de busca. Portanto, é necessária uma matriz de velocidade do mesmo tamanho que o da população a ser inicializada: $(T \times N \times E)$.

5.3.4.2 Avaliação e Atualização das Partículas

O processo iterativo é crucial no progresso do algoritmo, na convergência para a melhor solução e depende puramente nos valores de $pbest$ e $gbest$. Para encontrar estes valores em cada iteração, é necessário que uma função de avaliação seja resolvida, para que todas as partículas encontrem valores de aptidão correspondentes. A função de avaliação é a função objetivo do problema de Afetação de Unidades discutida anteriormente no Capítulo 2, representada pela expressão (2.1), que minimiza o custo total envolvido na geração de energia.

O valor da aptidão (*fitness*) das partículas será a soma dos custos de produção de energia em T horas e dos custos de arranque das unidades. O custo de arranque de uma unidade é adicionado ao valor de aptidão se a mesma estiver a ser inicializada, sendo tratado de forma análoga à que tem sido feita ao longo deste trabalho. O valor de aptidão assim obtido é usado para encontrar *pbest* e *gbest*. Se for a primeira iteração, os valores de aptidão avaliados tornam-se automaticamente os melhores para cada partícula. Ao ser encontrado um valor *pbest*, o seu compromisso correspondente (combinação de unidades) é também armazenado.

O melhor valor de *pbest* é escolhido como *gbest*, sendo o seu compromisso correspondente também armazenado. Depois de encontrar os melhores valores de todas as partículas e o melhor global, o algoritmo PSO move todas as partículas das posições atuais para novas posições no espaço de busca, através da atualização das velocidades. Este processo deverá ser efetuado novamente até que os critérios de convergência especificados sejam atendidos.

Uma partícula passa por todas as verificações de viabilidade assim que é atualizada. Se uma das partículas não corresponder a alguma das verificações de viabilidade, a partícula atualizada será considerada inviável do ponto de vista operacional do sistema. Nesses casos, a partícula inviável deve ser reinicializada e reintroduzida no espaço de busca.

5.3.4.3 Procedimentos Gerais

De seguida apresentar-se-á, passo a passo, as operações lógicas do algoritmo de PSO aplicado ao problema de Afetação de Unidades, considerando tudo o que foi discutido anteriormente. O algoritmo desenvolve-se da seguinte forma:

1. É criada uma população inicial aleatória de tamanho desejado E . Este valor representa o número de combinações de compromisso diárias das unidades consideradas. Cada partícula da população corresponde a uma matriz ($24h \times N$). Cria-se cada partícula, hora a hora, verificando se a combinação é viável, devendo satisfazer o requisito de demanda da hora considerada e as restrições, como os tempos mínimos e alcance de produção das unidades. Caso contrário, é gerada uma nova combinação até que esta seja viável operacionalmente;
2. É realizado o Despacho Económico para cada partícula e para cada hora através de programação quadrática, pela função *quadprog*, que foi já utilizada anteriormente no Capítulo 3 (ver Secção 3.2.2). A referida função do MATLAB® realiza um despacho económico ótimo, minimizando o custo de produção de cada unidade. No processo, são tidos em conta os coeficientes da função quadrática de custo de produção, os limites máximo e mínimo de produção de cada unidade e a carga horária em demanda;
3. O custo mínimo de produção (soma das funções quadráticas de cada unidade) de cada partícula é armazenado como valor *pbest*, sendo o melhor destes, armazenado como *gbest*;
4. Cada partícula é atualizada, tal como foi discutido anteriormente;
5. São repetidos os passos 2, 3 e 4 até que seja atingida convergência ou se tenha realizado um determinado número de iterações.

De acordo com os procedimentos anteriormente analisados, o diagrama de blocos do algoritmo de PSO aplicado ao problema de Afetação de Unidades pode ser representado por:

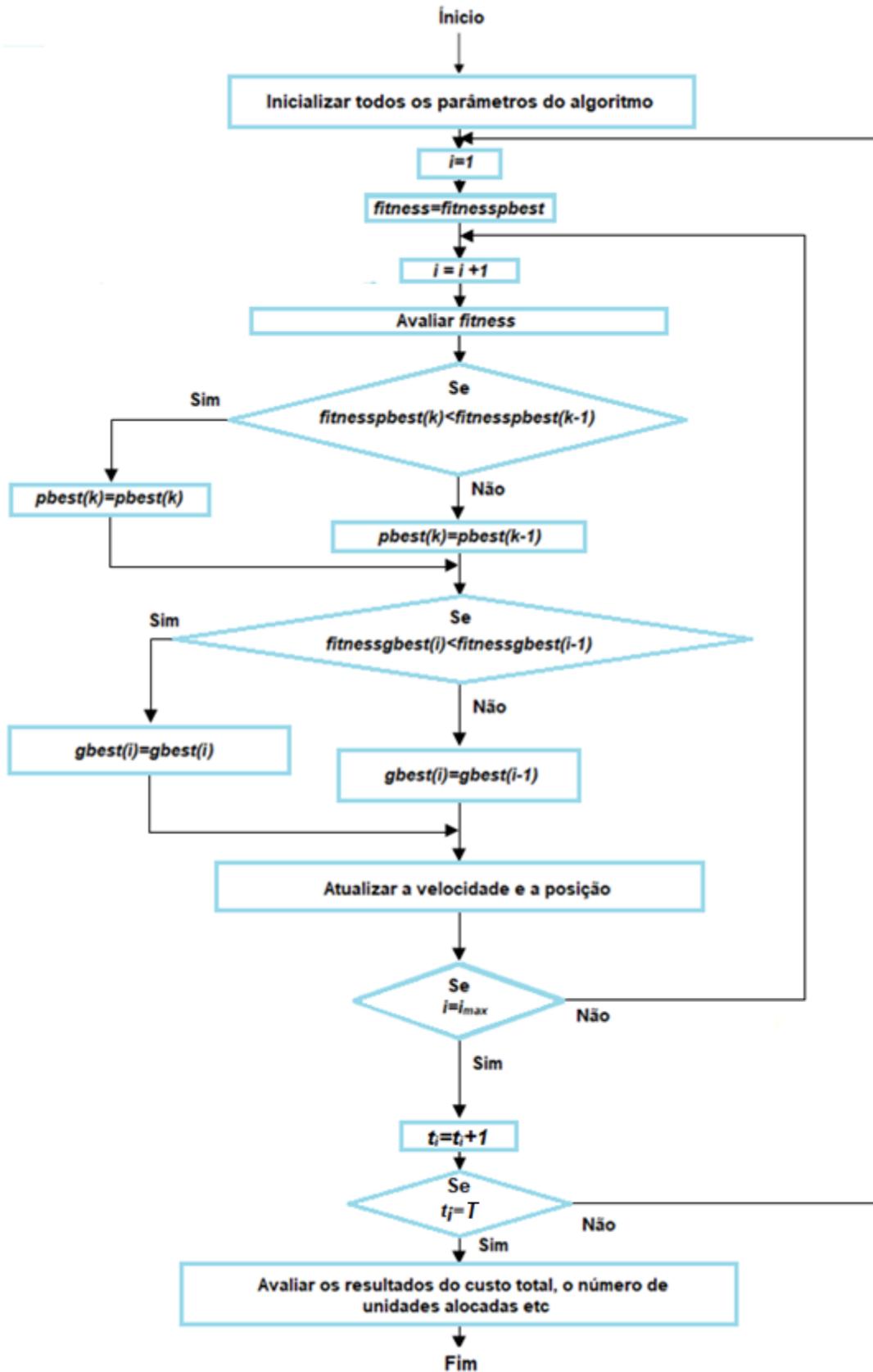


Figura 5.6: Diagrama de blocos do algoritmo de PSO aplicado ao problema de Afetação de Unidades [50]

5.4 Exemplo 5.1

De seguida, aplicar-se-á o algoritmo de PSO a um simples exemplo de forma a apurar sua a competência na obtenção de um agendamento de unidades geradoras na produção de energia elétrica, dado um certo perfil de carga. O exemplo considerado será exatamente o mesmo que foi utilizado no Capítulo 4, o Exemplo 4.1. Este exemplo de afetação de unidades considerará, portanto, os mesmos geradores e condições iniciais do Exemplo 4.1 (ver Tabela 4.1), que devem atender a uma demanda de energia no horizonte de três horas. A demanda energética será também a mesma que se considerou no Exemplo 3.1 e no Exemplo 4.1, que está ilustrada na Figura 3.5.

Em relação aos parâmetros característicos do algoritmo de PSO, será considerada uma população com 50 elementos, um número máximo de iterações $i_{max}=10$ e os valores máximo e mínimo do peso da inércia serão $w_{max}=0.9$ e $w_{min}=0.4$, respetivamente. Apresentam-se na Tabela 5.1 os resultados finais obtidos pelo algoritmo de PSO:

Hora t	U _{t,1}	U _{t,2}	U _{t,3}	P _{t,1} [MW]	P _{t,2} [MW]	P _{t,3} [MW]	C(P _{t,1}) [€]	C(P _{t,2}) [€]	C(P _{t,3}) [€]
1	1	0	0	150.0000	0	0	1580.0000	0	0
2	1	1	0	227.2727	72.7273	0	2285.6402	942.7688	0
3	1	1	0	150.0000	50.0000	0	1580.0000	731.2500	0

Tabela 5.1: Resultados finais obtidos pelo algoritmo de PSO para o Exemplo 5.1

Analisando os dados fornecidos na Tabela 5.1, facilmente se conclui que os resultados finais obtidos pelo algoritmo de PSO estão em conformidade com os resultados alcançados pelo algoritmo de Relaxação Lagrangeana, no Exemplo 4.1. É obtido o mesmo agendamento horário de unidades por ambos os métodos e um despacho económico similar, salvo umas pequenas diferenças na ordem das décimas de [MW]. Como foi visto anteriormente, no algoritmo de PSO o menor custo total de operação de todas as partículas, é denominado de *gbest*. O valor *gbest* obtido por PSO ao fim de 10 iterações, é 7119.7€, enquanto que no Exemplo 4.1 foi 7118.333 €, sendo valores relativamente próximos.

A solução final foi alcançada logo na primeira iteração, com o valor de *gbest* a permanecer o mesmo para as restantes iterações. Na criação aleatória das partículas, cada uma é obrigada a representar uma solução possível que respeite todas as restrições. Sendo este exemplo muito simples, apenas para efeitos demonstrativos da obtenção de uma solução por PSO, são muito poucas as combinações possíveis que respeitam todas as restrições do problema. Portanto, não será difícil que em 50 partículas, não haja pelo menos uma que represente a melhor solução logo na primeira iteração.

De seguida, os algoritmos desenvolvidos serão aplicados a um caso de estudo que representa um agendamento diário de unidades de produção. Os resultados correspondentes a cada método serão analisados e comparados, permitindo concluir acerca da sua eficácia na aplicação ao problema de UC.

Capítulo 6

Caso de Estudo

6.1 Descrição

O caso de estudo que servirá de teste aos algoritmos desenvolvidos, consiste num agendamento diário (24 horas) de 10 unidades, cujas características se encontram no Apêndice A, Tabela A.1. A demanda a que as unidades geradoras devem atender segue um perfil de carga diário típico (similar aos perfis da Figura 2.1) ilustrada na Figura A.1, e cujos valores são apresentados na Tabela A.2.

6.2 Aplicação de Programação Dinâmica

Para este caso, o algoritmo demora 1760 segundos (cerca de 30 minutos) a atingir a solução final, com um custo total de 451251€. No Apêndice B.1, estão apresentados em detalhe os resultados finais, obtidos por Programação Dinâmica. A Figura 6.1 demonstra a evolução horária dos custos de produção assim como da carga em demanda e da potência máxima combinada, $\sum_j^N PMax_j \times U_j$.

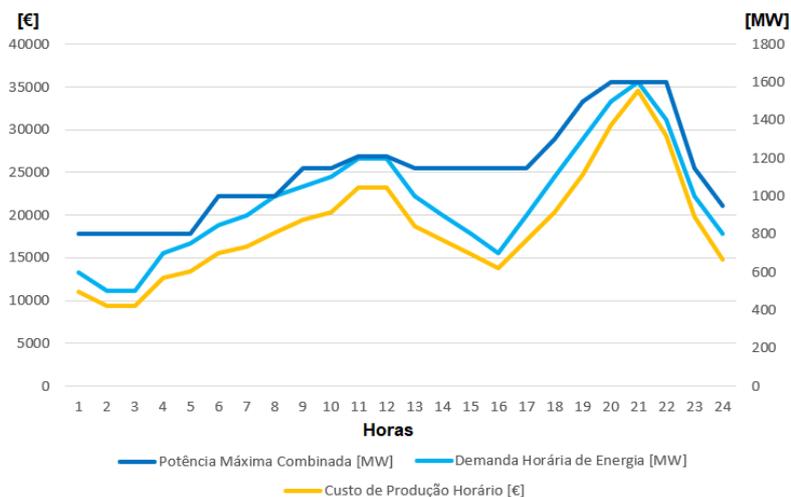


Figura 6.1: Custo Horário de Produção e Demanda vs. Potência Máxima Combinada no Caso de Estudo por DP

6.2.1 Análise de Resultados

Avaliando ao pormenor os resultados obtidos, constata-se que as combinações obtidas pelo algoritmo estão de acordo com as restrições consideradas. Verifica-se que nas primeiras horas, sendo mínima a demanda, apenas as unidades base fornecem energia, uma vez que têm maior capacidade de geração e um custo de produção menor. Essencialmente, as unidades base ficam ligadas à rede durante todo o agendamento porque têm o menor custo de produção e porque devem estar obrigatoriamente ligadas durante muitas horas. À medida que a demanda aumenta, vão sendo inicializadas as unidades disponíveis mais económicas, que deverão permanecer ligadas durante algumas horas. Porém, em certos casos é conveniente, num pequeno pico momentâneo de energia, inicializar uma unidade mais dispendiosa em detrimento de uma mais económica, se esta unidade mais “cara” não apresentar restrições de tempo de funcionamento e tiver um custo de inicialização baixo. Isso acontece nas horas 11 e 12, com o algoritmo a optar pela unidade 8 por 2 horas, em detrimento de várias unidades mais económicas que estavam disponíveis a ser inicializadas, mas que apresentam condições mais restritas.

A Figura 6.1 realça também a importância da reserva girante na otimização dos sistemas de energia e no agendamento operacional de unidades geradoras. As restrições de reserva foram desconsideradas neste caso de estudo de forma a simplificar o problema, mas as condições de segurança seriam postas em causa se um sistema de energia real operasse desta forma. Observando a figura acima percebe-se que em certas horas, o sistema estaria a operar perto dos limites máximos de produção. Isso é o que acontece, por exemplo, no pico máximo noturno (20h a 22h) onde quase todas as unidades estão ligadas. Em caso de ocorrência de uma avaria num gerador em funcionamento ou um desvio de carga não previsto, o sistema poderia colapsar por completo, causando falhas no fornecimento de energia.

6.3 Aplicação de Relaxação Lagrangeana

O algoritmo alcança as condições de paragem, $\Delta < 0.06$, ao fim de 17 iterações, com cerca de 4 segundos de tempo de computação. Os resultados finais detalhados, após 17 iterações, são apresentados na Tabela B.2. A Figura 6.2 apresenta a evolução horária dos custos de produção assim como da carga em demanda e da potência máxima combinada das unidades afetadas.

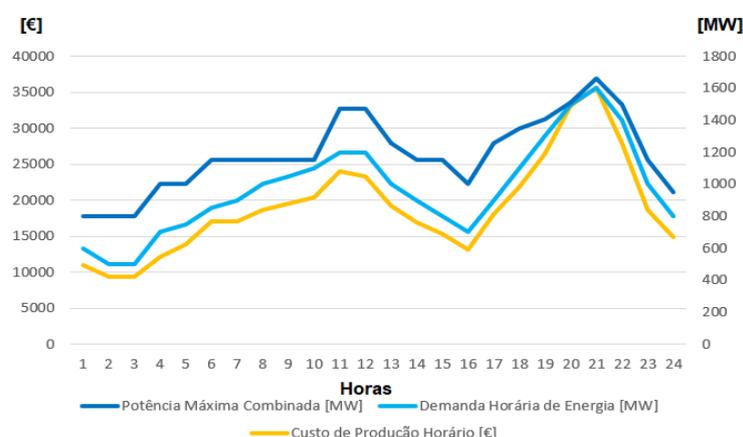


Figura 6.2: Custo Horário de Produção e Demanda vs. Potência Máxima Combinada no Caso de Estudo por LR

A evolução iterativa das soluções primal J^* e dual q^* , assim como de Δ pode ser verificada na Figura 6.3. A evolução iterativa de λ_t é representada pela Figura 6.4.

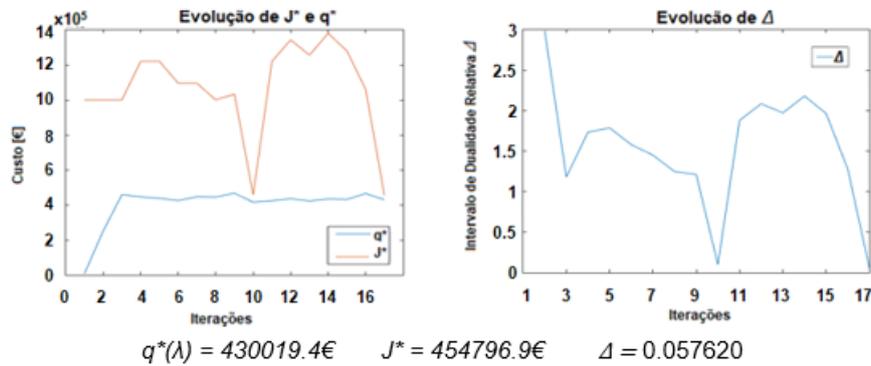


Figura 6.3: Evolução iterativa da otimização dual no Caso de Estudo por LR

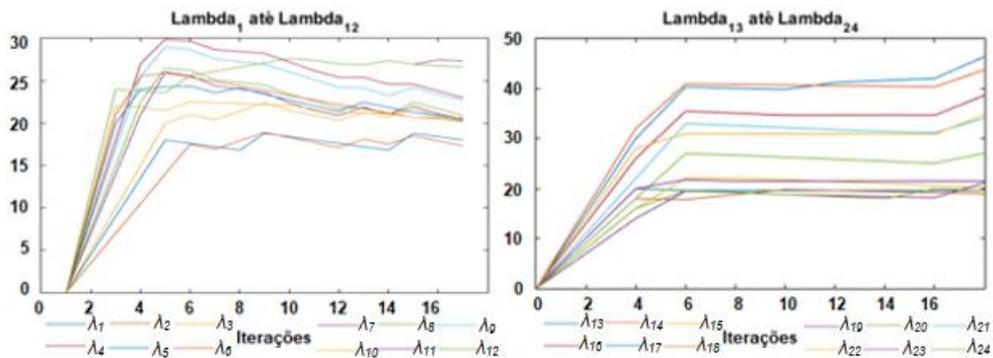


Figura 6.4: Evolução iterativa de λ_t no Caso de Estudo por LR

6.3.1 Análise de Resultados

- A solução final apresenta excesso de reserva em algumas horas o que contrasta com a solução obtida por Programação Dinâmica, sendo, por essa razão, o custo total bastante superior.
- Como pode ser visto na Figura 6.3, o intervalo de dualidade torna-se bastante pequeno à medida que a otimização dual prossegue, podendo ser usado um valor suficientemente pequeno de Δ como critério de paragem. Quanto for maior o problema, menor será Δ .
- Analisando a evolução iterativa de λ_t (Figura 6.4), estes valores aumentam muito nas primeiras 3 ou 4 iterações, o que se traduz num crescimento rápido da solução q^* (que se pode ser visto na Figura 6.3). A partir da quinta iteração, λ_t estabilizam o que provoca a estabilização de q^* .
- A convergência é instável perto das iterações 10/11, o que significa que algumas unidades vão sendo “ligadas” e “desligadas”, o que causa instabilidade na solução final.
- A solução primal J^* é definida inicialmente como um valor muito mais elevado (1 Milhão de €) do que o valor da solução esperada e só é minimizada quando a solução dual fornece um agendamento que atenda à demanda em todas horas e restrições.
- O algoritmo termina quando as condições de paragem são alcançadas $\Delta < 0.06$, ao fim de 17 iterações para $\Delta = 0.057620$ e com um custo mínimo total operacional de 459996€ ($J^* + SCost$).

6.4 Aplicação de Otimização por Enxame de Partículas

Os parâmetros característicos de PSO usados neste problema serão $E=50$, $i_{max}=10$, $w_{max}=0.9$ e $w_{min}=0.4$. A execução computacional das dez iterações demorou 50 segundos, sendo a sua solução final detalhada apresentada no Apêndice B.3, Tabela B.3. A Figura 6.5 representa a evolução horária dos custos de produção assim como da carga em demanda e da potência máxima combinada das unidades alocadas. A Figura 6.6 apresenta a evolução iterativa do custo total de operação, g_{best} .

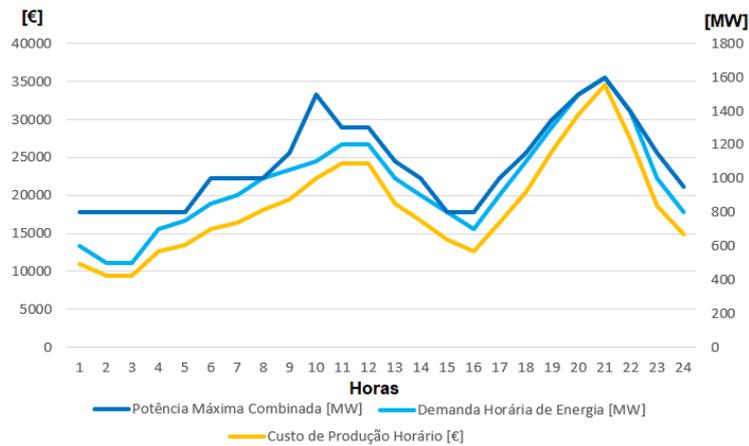


Figura 6.5: Custo de Produção e Demanda vs. Potência Máxima Combinada no Caso de Estudo por PSO

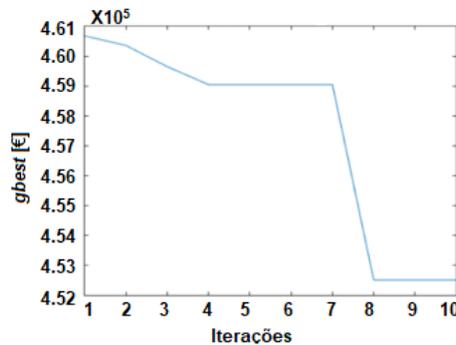


Figura 6.6: Evolução iterativa de g_{best} , no Caso de Estudo por PSO

6.4.1 Análise de Resultados

Na Figura 6.6, pode observar-se que para um caso de estudo relativamente complexo como o presente, a obtenção de uma boa solução não é tão rápida (iterativamente) como foi para o Exemplo 5.1. Em casos com muitas unidades (≥ 10 geradores), existem, eventualmente, muitas soluções que respeitam todas as restrições do problema. No processo aleatório de criação das partículas, dificilmente existirá uma que represente a solução ótima, logo na primeira iteração. Em teoria, os mecanismos que governam a natureza de PSO potenciam uma melhoria iterativa da solução, traduzindo-se numa diminuição do valor g_{best} até à iteração final. Para este caso, a solução obtida pelo algoritmo de PSO, g_{best} , vai sendo melhorada até à iteração 8, à medida que as partículas se deslocam para soluções mais económicas. O custo mínimo total diário envolvido na geração de energia obtido é: 452510 €.

6.5 Comparação dos Métodos Estudados

Resta agora realizar uma síntese comparativa entre os métodos algorítmicos estudados neste trabalho. A Figura 6.7 compara os custos horários da solução final obtida por cada método e a Tabela 6.1 apresenta, para cada método, o tempo de computação, o custo total e a diferença relativa percentual do custo total em relação ao custo da solução ótima.

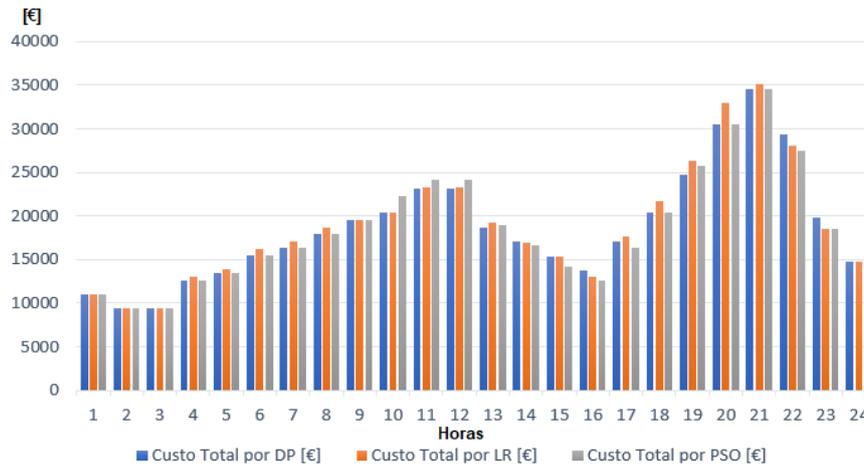


Figura 6.7: Comparação dos Custos Horários para cada método na resolução do Caso de Estudo

	DP	LR	PSO
t_{comp}	1766s	4.29s	49.7s
C_{Total}	451251€	459996€	452510€
$(C_{Total} - C_{Total}^{Opt})/C_{Total}^{Opt} \times 100$	0	1.94%	0.28%

Tabela 6.1: Dados comparativos entre todos os algoritmos

6.5.1 Conclusões

Pode ser concluído que todos os algoritmos desenvolvidos resolvem o Problema de UC com sucesso. Cada um dos métodos estudados apresenta vantagens e desvantagens na aplicação a este problema:

- Programação Dinâmica: Tem a vantagem de atingir uma solução ótima. Contudo, apresenta problemas de dimensionalidade que se manifestam no elevado tempo de computação.
- Relaxação Lagrangeana: Atinge uma solução viável muito rapidamente, mesmo para sistemas complexos. Tem a desvantagem de obter uma solução economicamente distante da ótima.
- Otimização por Enxame de Partículas: É o método que melhor equilibra uma solução próxima da económica, com um bom tempo de computação. Porém, raramente alcança a solução ótima.

Capítulo 7

Novos Desafios no Problema de Afetação de Unidades

7.1 Introdução

Tem sido mostrado ao longo deste trabalho que a Afetação de Unidades é um dos processos de maior importância no planeamento dos sistemas de energia. Os diversos processos de planeamento e otimização dos sistemas de energia eléctrica têm conhecido novos desafios nas últimas décadas devido a preocupações ambientais. As questões ambientais provocaram uma mudança de paradigma no que diz respeito à otimização dos sistemas de energia, resultado da imposição de limites na emissão de poluentes atmosféricos. As emissões de poluentes, provenientes principalmente de unidades térmicas, degradam a qualidade do ar e potenciam o efeito de estufa. No que diz respeito à Afetação de Unidades, têm sido propostas novas abordagens ao problema considerando duas funções objetivo: a primeira sendo o custo total de operação e a segunda sendo as emissões das unidades geradoras. A solução do problema é normalmente apresentada na forma de curvas de *Pareto*, representando o compromisso entre o custo total e as emissões de poluentes [51]. Sendo estes dois objetivos contraditórios (a diminuição das emissões leva ao aumento do custo total), há que ajustar o custo para uma certa taxa de emissões poluentes, como se pode verificar para um exemplo genérico, apresentado na Figura 7.1.

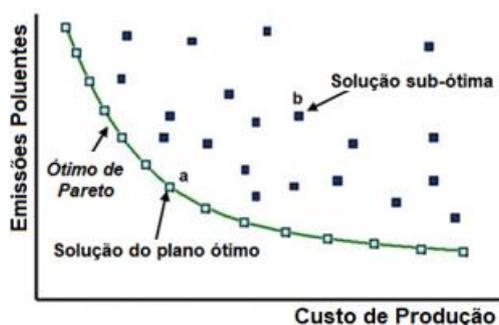


Figura 7.1: Curva de *Pareto* para um exemplo genérico do custo de produção *versus* emissões poluentes

O aumento das considerações ambientais levou também à introdução de novas tecnologias de energia renovável nos sistemas de produção. O uso de energia renovável, como a energia eólica (através de turbinas eólicas), assim como a energia hídrica (através de centrais hidroelétricas), tem a grande vantagem de ter um pequeno impacto ambiental, quando comparado com as tecnologias de produção de energia térmica. Se por um lado, a energia hidroelétrica já é usada há mais de um século e é uma tecnologia que está relativamente desenvolvida, tendo a sua quota de mercado estabilizada (salvo as oscilações inerentes aos diferentes níveis de precipitação em cada ano), o uso de energias renováveis na produção de eletricidade tem vindo a ser cada vez mais implementado. Nas últimas duas décadas, estas fontes alternativas de produção de energia têm ganho uma importância de destaque no mercado em diversos países do mundo, tendência que se acentuará ainda mais no futuro próximo. A Figura 7.2, prova o grande desenvolvimento na produção de energia elétrica em Portugal através de energia renovável. De referir ainda um facto curioso de nos últimos dois anos, Portugal ter produzido mais energia do que aquela que consumiu.

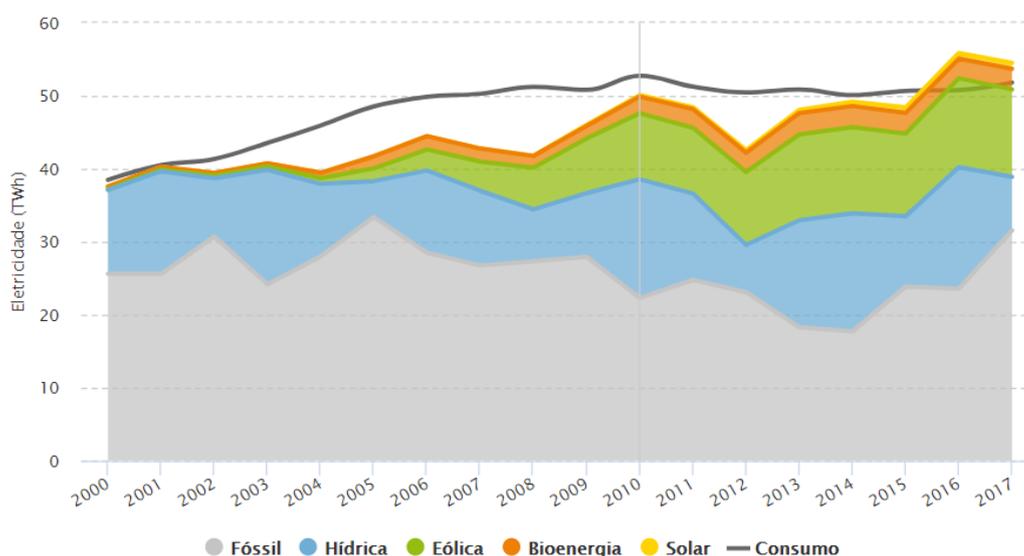


Figura 7.2: Evolução da produção de energia elétrica por fonte, em Portugal, de 2000 a 2017. [Fonte: APREN]

A crescente aposta nas tecnologias de produção de energia renovável, caracterizada por uma geração variável de energia, não sujeita a despacho, que beneficia de tarifas *feed-in*, cria novos desafios na gestão dos sistemas de energia. As características da curva de energia eólica adicionam variabilidade e imprevisibilidade nos sistemas de energia, o que provoca um aumento no número inicializações e paragens nas unidades termoelétricas, tornando o Problema de UC ainda mais desafiante.

A Afetação de Unidades ganhou, portanto, uma maior complexidade devido aos desafios que a introdução de diferentes tecnologias de produção traz ao problema. O planeamento operacional de geração de unidades térmicas, hídricas e de energias renováveis é um problema complexo, não só pelas diversas restrições que apresenta, mas também pela grande variabilidade e imprevisibilidade que caracterizam os recursos naturais renováveis. Será o objetivo deste capítulo, o estudo e possível formulação do Problema Conjunto de Afetação de Unidades Hidrotérmicas e de Energia Renovável (nomeadamente, energia eólica).

7.2 Problema de Afetação de Unidades Térmicas e Hídricas

7.2.1 Unidades Hidroelétricas

As unidades hidroelétricas produzem energia elétrica através da conversão da energia potencial e cinética dos rios e ribeiras. Esta energia provoca o movimento das pás das turbinas hídricas permitindo ao gerador de corrente elétrica a produção de eletricidade.

Algumas centrais hidroelétricas usam apenas a energia cinética associada ao caudal do rio para produzir eletricidade, sendo a água encaminhada de volta para o rio - Central Hidroelétrica de Fio de Água. A Figura 7.3 ilustra o funcionamento deste tipo de central hidroelétrica.

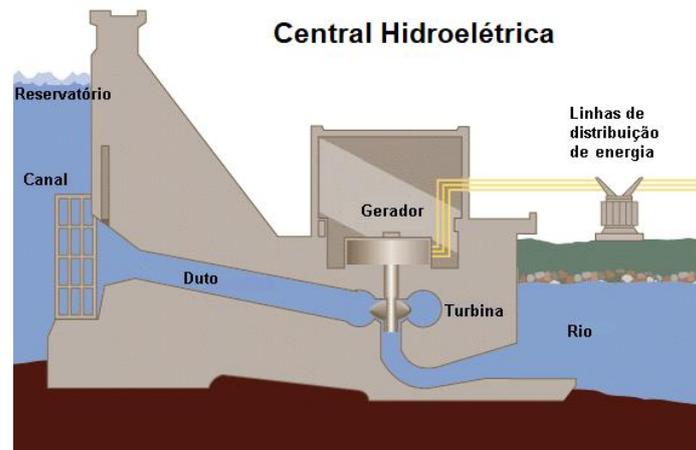


Figura 7.3: Central Hidroelétrica de Fio de Água. [Fonte: Tennessee Valley Authority]

Outro tipo de central hidroelétrica, chamada de Central Reversível, pode até armazenar energia potencial devido à sua capacidade de bombagem de água. Os geradores elétricos, consumindo energia da rede, bombeiam água do rio ou reservatório inferior para um reservatório superior, onde a energia é armazenada. Para se produzir energia elétrica, a água é libertada do reservatório superior de volta ao rio ou ao reservatório inferior. Esse processo gira as turbinas, ativando os geradores a produzir eletricidade. A Figura 7.4 ilustra o funcionamento das centrais hidroelétricas reversíveis.

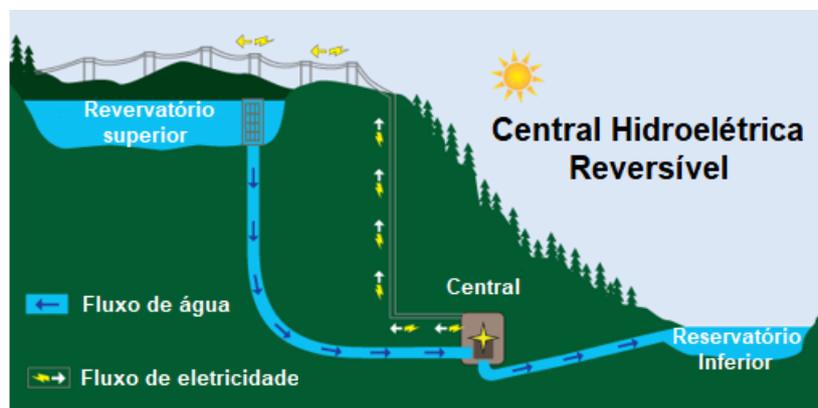


Figura 7.4: Central Hidroelétrica Reversível. [Fonte: Clean Balance Power]

7.2.2 Disponibilidade dos Recursos Hídricos

A disponibilidade do uso de unidades hidroelétricas está fortemente dependente de vários fatores, tendo impacto direto na resolução do problema de Afetação de Unidades. Usualmente, no inverno há uma maior disponibilidade devido aos maiores níveis de precipitação, o que permite a utilização de uma maior quantidade de água do que no verão. Por outro lado, existem períodos de seca extrema, como aquele que se tem verificado ultimamente em Portugal, em 2017 e início de 2018, onde a produção de energia através de unidades hidroelétricas tem de ser tratada cuidadosamente. Sendo a água um recurso importantíssimo para a produção de energia, é também fundamental para abastecimento de populações, para a agricultura, entre outras. Num caso ideal, cada barragem, albufeira ou reservatório deve apresentar uma certa reserva hídrica para atender a certas situações de emergência. Na Figura 7.5 apresenta-se a produção de energia hidroelétrica em Portugal Continental para a terceira semana (5 dias) de agosto de 2017 e para a segunda semana de fevereiro de 2018.

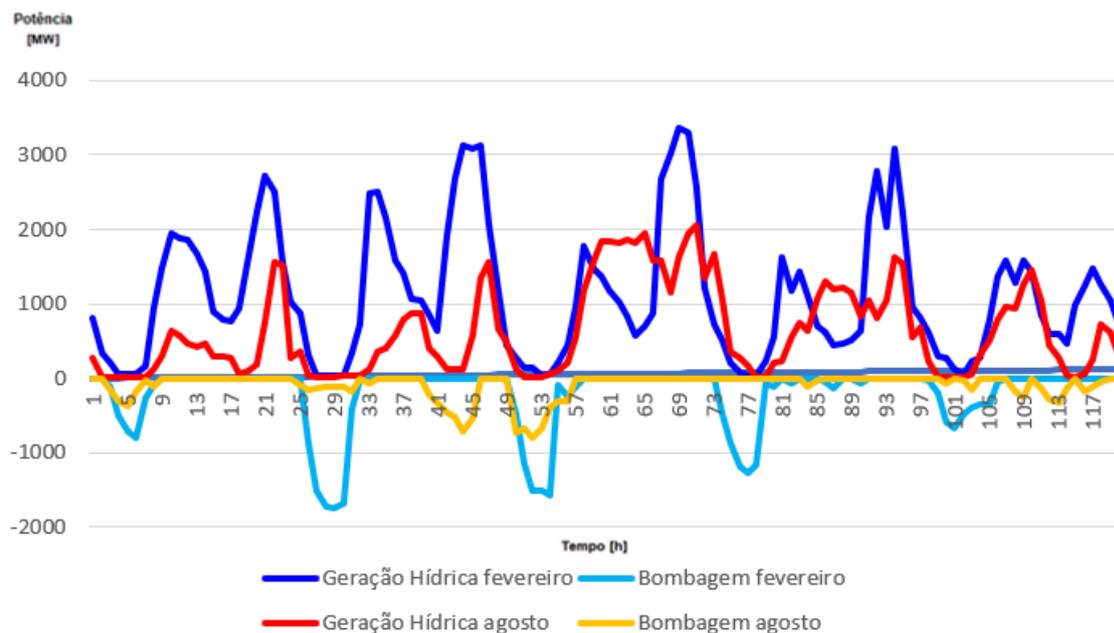


Figura 7.5: Produção total de energia e bombagem de água das Centrais Hídricas em agosto de 2017 e fevereiro de 2018. [Fonte: REN]

7.2.3 Resolução do Problema

Escolher o modelo certo e encontrar um agendamento ótimo do uso de água na produção de energia depende do horizonte de planeamento. Geralmente, no agendamento de curto prazo, a maioria dos parâmetros são considerados como conhecidos, sendo os modelos resultantes determinísticos [52]. Também é possível usar modelos estocásticos no agendamento de curto prazo [53], embora sejam mais úteis em planeamentos de longo prazo [54]. Normalmente, a afetação de unidades hidroelétricas de curto prazo considera as relações entre os níveis dos reservatórios associados, a água descarregada e a potência gerada [55]. Um modelo descrevendo estas relações é introduzido em [56].

A modelagem de unidades hidroelétricas reversíveis requer um esforço extra [57], [58]. Esses tipos de unidades hidroelétricas precisam de um reservatório inferior e superior, sendo o ciclo de conversão de energia ineficiente, portanto, o seu objetivo principal é produzir benefícios financeiros. Na Figura 7.5 também se pode ver a energia gasta na bombagem de água nas duas semanas consideradas. Verifica-se que usualmente as unidades hídras reversíveis transferem energia das horas com menores preços de eletricidade para horas com preços de eletricidade mais altos. No entanto, deve ser ressaltado que a produção de energia através destas unidades está também dependente de outros fatores.

Sendo a água um recurso escasso com disponibilidade incerta, a obtenção de um agendamento conjunto de produção ideal para unidades hidrotérmicas torna-se numa tarefa complexa, onde é necessário equilibrar cuidadosamente o momento de uso da água. O problema tradicional de objetivo único de afetação conjunta de unidades térmicas e hidroelétricas tem sido resolvido através de técnicas combinadas de Relaxação Lagrangeana com outros métodos, como o apresentado por Chao-an Li *et al.* [59]. O método proposto considera as restrições usuais nas unidades térmicas, assim como algumas restrições das unidades hídras: restrições de conservação de água, limites hídricos máximos e mínimos dos reservatórios, limites máximos e mínimos de produção, restrições de derrame e perdas de água, entre outras. Esse método, que será analisado de seguida, consiste na combinação de diversos métodos: a Relaxação Lagrangeana, Afetação Sequencial de Unidades (SUC) e Desafetação de Unidades (UD).

7.2.3.1 Relaxação Lagrangeana

São realizados, individualmente, o problema termoelétrico e o problema hidroelétrico, iterativamente, pela atualização dos multiplicadores de Lagrange (como se estudou no Capítulo 4), sendo depois aferida a solução ótima conjunta. As equações que representam matematicamente a solução dual do método mencionado são apresentadas nas seguintes expressões:

$$dl(\lambda, \mu) = dltm(\lambda, \mu) + dlh(\lambda, \mu) + dlr(\lambda, \mu) \quad (7.1)$$

$$dltm(\lambda, \mu) = \min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \{ [C_j (P_{t,j}) + SCost_{t,j}] \times U_{t,j} - \lambda_t P_{t,j} U_{t,j} - \mu_t R_{t,j} U_{t,j} \} \quad (7.2)$$

$$dlh(\lambda, \mu) = \min \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^H [Ch_h (Ph_{t,h}) - \lambda_t Ph_{t,h} U_{t,h} - \mu_t R_{t,h} U_{t,h}] \quad (7.3)$$

$$dlr(\lambda, \mu) = \min \sum_{t=1}^T \lambda_t D_t + \mu_t R_t^{Req} \quad (7.4)$$

Sendo dl a função dual total, $dltm$ a função dual térmica, dlh a função dual hídrica e dlr a função dual da reserva requerida. P_j sendo a produção da unidade térmica j pertencente a N . Ph_h sendo a produção da unidade hídrica h pertencente ao grupo de H unidades hídras, e Ch_h o seu custo de operação. λ e μ são os multiplicadores de Lagrange e R_t^{Req} a reserva total requerida numa certa hora.

De uma forma resumida, a parte de Relaxação Lagrangeana, que resolve o problema dual pode ser representado pelo seguinte diagrama de blocos:

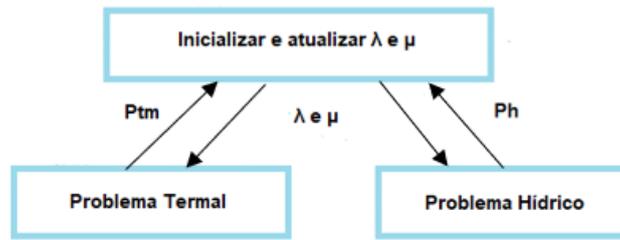


Figura 7.6: Fluxograma do método para obtenção da solução dual hidrotérmica [56]

7.2.3.2 Afetação Sequencial de Unidades

Supondo que uma solução inicial obtida na resolução do problema dual apresenta déficit de reserva no subconjunto $t_i \in T$, terá de se relaxar todas as unidades nesse subconjunto para as tornar agendáveis. O objetivo é selecionar as unidades mais económicas do subconjunto j_i a ser agendadas para baixar o déficit de reserva, dsp_i^i , nesse subconjunto. Ou seja, o objetivo do processo SUC é que o déficit de reserva seja menor na iteração i do que era na iteração $i-1$. O problema é formulado como um processo de pesquisa para encontrar as unidades a ser ligadas de acordo com o custo médio de reserva, $asrc$. A unidade com o menor $asrc$ é encontrada resolvendo os problemas duais no subconjunto j_i :

$$dltm_j(\lambda, \mu) = \min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \{ [C_j(P_{t,j}) + SCost_{t,j}] \times U_{t,j} - \lambda_t P_{t,j} U_{t,j} - \mu_t R_{t,j} U_{t,j} \} \text{ com } j \in j_i \quad (7.5)$$

O déficit de reserva na hora t , na iteração i é definida como:

$$dsp_t^i = R_t^{Req} - \sum_{j=1}^{j_i} R_{t,j} U_{t,j} \text{ com } t \in t_i \quad (7.6)$$

Há que determinar o aumento total de reserva depois de afetar a unidade j na iteração i :

$$usr_j^i = \sum_{t=1}^{t_i} R_{t,j} U_{t,j} \quad (7.7)$$

O custo médio de reserva depois de afetar a unidade j na iteração i é:

$$asrc_j^i = (dltm_j^i - dltm_j^{i-1}) / usr_j^i \quad (7.8)$$

Sempre haja déficit de reserva, preenche-se o subconjunto t_i com a hora t em déficit e o subconjunto j_i com as unidades que estão desligadas no subconjunto t_i . O problema dual é resolvido para esse subconjunto através de programação dinâmica, obtendo um novo agendamento na iteração i . É calculado o custo médio de reserva (7.8) para cada unidade, selecionando-se a unidade com o menor valor deste a ser afetada. De seguida, retira-se essa unidade do subconjunto j_i , subtraindo a reserva dessa unidade do valor da iteração anterior. Este processo é resolvido sucessivamente, sendo removidas todas as horas já sem déficit de reserva do subgrupo t_i , até não haverem horas no subgrupo t_i . Por fim, resolve-se o despacho económico e o problema dual das soluções melhoradas até que se atinja um valor suficientemente pequeno.

7.2.3.3 Desafetação de Unidades

Supondo agora que a solução fornecida por SUC tem um certo excesso de reserva na iteração $i-1$, deve-se estudar a hipótese de desligar algumas unidades que não sejam realmente necessárias na iteração i . O excesso de reserva do processo de SUC ou de LR é calculado da seguinte forma:

$$esp^i = \sum_{t=1}^T R_{tj} U_{tj} - R^{Req} \quad (7.9)$$

O objetivo é selecionar a unidade menos económica do subconjunto j_i^+ e desligá-la, para assim reduzir o custo total na corrente iteração i . Neste processo ignoram-se os multiplicadores de Lagrange relacionados com as restrições de reserva, μ , porque estes são observados em todos os momentos pela solução dual de UD sem ajustar os multiplicadores:

$$dltm_j(\lambda) = \min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \{ [C_j(P_{tj}) + SCost_{tj}] \times U_{tj} - \lambda_t P_{tj} U_{tj} \} \text{ com } j \in j_i^+ \quad (7.10)$$

No processo de Desafetação de Unidades, todas as unidades pertencentes ao subconjunto j_i^+ são relaxadas, podendo ser desligáveis. Ao contrário do que sucede com SUC, UD desafeta as unidades com o custo médio de reserva mais elevado. Através de (7.10), determina-se o valor dual da unidade j na iteração i . De seguida, determina-se a diminuição total de reserva da unidade j na iteração i , após a desafetação da unidade, através da seguinte expressão:

$$dusr^j = \sum_{t=1}^T R_{tj} U_{tj}^{i-1} - \sum_{t=1}^T R_{tj} U_{tj}^i \text{ com } t \in t_i^+ \quad (7.11)$$

O custo médio de reserva é então calculado através da seguinte equação:

$$asrdc^j = (dltm^{j-1} - dltm^j) / dusr^j \quad (7.12)$$

A desafetação de unidades é efetuada calculando o excesso de reserva (7.9), verificando se existem unidades ligadas a mais. Se o excesso de reserva em todas as horas for menor do que a reserva da unidade de menor capacidade do subconjunto j_i^+ , isso irá resultar em défice de reserva, devendo-se sair do processo de UD. Para cada unidade de j_i^+ , resolve-se (7.10) por programação dinâmica, encontrando um novo agendamento de unidades. É calculado o custo médio de reserva (7.12), desligando-se a unidade do conjunto j_i^+ com o maior valor deste pertencente ao subconjunto t_i^+ . De seguida, é realizado o despacho económico do sistema para verificar se ainda existe potência em excesso. Se duas iterações resultam em soluções iguais, não será possível desligar mais unidades. O processo de UD fica, assim, concluído.

7.2.3.4 Algoritmo Geral

Discutidos cada um dos processos específicos do algoritmo de afetação de unidades térmicas e hídricas, apresenta-se na Figura 7.7 o diagrama de blocos com as operações lógicas a efetuar ao longo do mesmo:

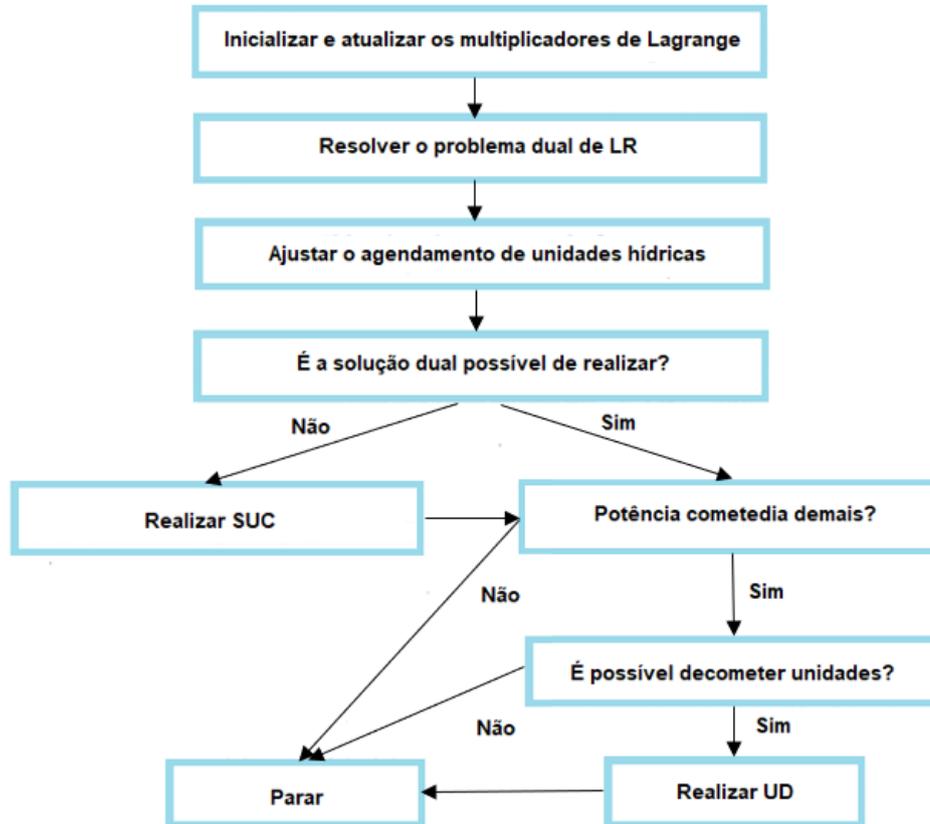


Figura 7.7: Diagrama de blocos do algoritmo geral de afetação de unidades térmicas e hídricas [56]

7.2.4 Restrições

O conjunto de restrições adotadas para o problema conjunto de afetação unidades térmicas e hídricas inclui restrições derivadas de processos físicos, requisitos de demanda e limitações de capacidade. As restrições das unidades térmicas continuam a ser definidas da mesma forma como se definiu na Secção 2.3.2.2. Porém, há restrições que necessitam de ser redefinidas e outras que serão introduzidas no problema, nomeadamente, as restrições das unidades hídricas.

7.2.4.1 Restrições de Demanda

A produção total de eletricidade das unidades deve atender à demanda total do sistema em cada hora do período de planeamento. Assim, a potência total da demanda tem que ser igual à potência total produzida por todas unidades afetadas, menos o consumo de bombagem de água, P_{pump} . A formulação matemática dessa restrição é:

$$\sum_{j=1}^N P_{t,j} \times U_{t,j} + \sum_{h=1}^H Ph_{t,h} \times U_{t,h} - P_{pump,t,h} = D_t \quad (7.13)$$

Com a potência hidroelétrica, Ph , podendo ser igual à potência de uma central reversível, Phr , ou da potência de uma central de fio de água, Phf .

7.2.4.2 Restrições de Unidades Hídricas de Fio de Água

As unidades de fio de água são caracterizadas por uma capacidade reduzida de armazenamento de água. A próxima restrição torna a produção deste tipo de unidades igual à potência instalada, levando em consideração a disponibilidade dessas unidades ϕhf , que está fortemente dependente da sazonalidade:

$$Phf_{t,h} = \phi hf_{t,h} \times PhfMax_h \quad (7.14)$$

Com ϕhf sendo a [%] da disponibilidade das unidades de fio de água e $PhfMax$ sendo a produção máxima da unidade deste tipo.

7.2.4.3 Restrições de Unidades Hídricas Reversíveis

No que diz respeito às unidades hidroelétricas com capacidade de bombagem, devem ser levados em consideração dois reservatórios para uma formulação matemática adequada da sua operação. O reservatório de nível superior armazena água a partir do fluxo de água e da própria bombagem, enquanto que o reservatório de nível inferior armazena a água já utilizada para geração de eletricidade. A água pode ser bombeada do armazenamento de nível inferior para o armazenamento de nível superior, a fim de aproveitar a produção de eletricidade excedente do sistema.

Para as grandes centrais hidroelétricas com reservatório, são consideradas restrições no armazenamento esperado e na capacidade de produção. As equações seguintes permitem relacionar o nível do reservatório na hora t com o nível na hora $t-1$, com o fluxo hídrico de entrada e com a potência hidrelétrica de saída. São considerados dois conjuntos de restrições, uma vez que devem também ser usados limites superiores e inferiores para definir os níveis máximos e mínimos permitidos do reservatório, respectivamente.

$$RLevel_{t,h} = Inflow_{t,h} + (\eta_p \times Ppump_{t,h}) - Phr_{t,h} + RLevel_{t-1,h} \quad (7.15)$$

$$RLevelMin_h \leq RLevel_{t,h} \leq RLevelMax_h \quad (7.16)$$

Com $RLevel$ sendo o nível do reservatório, $Inflow$ sendo o fluxo hídrico de entrada, η_p sendo a eficiência de bombagem e $RLevelMin$ e $RLevelMax$ sendo, respectivamente, os valores mínimos e máximos permitidos dos reservatórios.

Também deve ser considerado um limite superior na saída de energia da unidade:

$$Phr_{t,h} \leq PhrMax_h \quad (7.17)$$

Aonde $PhrMax$ corresponde ao limite máximo de produção elétrica das unidades hidroelétricas reversíveis.

7.3 Inclusão da Energia Eólica no Problema Conjunto de Afetação de Unidades Térmicas e Hídricas

7.3.1 Energia Eólica

A energia eólica consiste no uso do fluxo de ar através de turbinas eólicas para gerar mecanicamente energia elétrica. A energia eólica, como alternativa à queima de combustíveis fósseis, é abundante, amplamente distribuída e limpa, não produzindo emissões de gases de efeito estufa durante a operação. Os efeitos sobre o meio ambiente são muito menos problemáticos do que os das fontes de energia não renováveis.

O vento terrestre é uma fonte barata de energia elétrica, competitiva e, muitas vezes, mais barata do que a das centrais térmicas (ver Figura 2.3). A energia eólica marítima é mais constante e mais forte do que em terra, para além dos parques eólicos *Offshore* (Figura 7.8) terem menos impacto visual nas paisagens. Por outro lado, os parques eólicos *Onshore* (Figura 7.9) apresentam menores custos de construção e manutenção.

A energia eólica fornece energia variável que é muito consistente de ano para ano, mas que tem variação significativa em curtos períodos de tempo. É, portanto, usada em conjunto com outras fontes de energia elétrica num abastecimento confiável e seguro. À medida que a proporção de energia eólica numa região aumenta, pode haver a necessidade de atualizar a rede, embora as técnicas de gestão dos sistemas de energia possam superar muitos desses problemas. Como se verá de seguida, a previsão do tempo e da velocidade do vento permite que a rede de energia elétrica esteja preparada para variações previsíveis na produção que ocorram.



Figura 7.8: Parque Eólico *Offshore* no Mar do Norte.

[Fonte: evwind.es]



Figura 7.9: Parque Eólico *Onshore* em Fafe, Portugal.

[Fonte: rd9centralelectrica.webnode.pt]

7.3.2 Disponibilidade dos Recursos Eólicos

7.3.2.1 Variabilidade e Incerteza do Vento

A produção de energia eólica não pode ser despachada de uma forma tradicional devido à sua aleatoriedade inerente causada pela natureza caótica do clima. O vento é considerado um recurso intermitente devido à sua variabilidade e incerteza. Como tal, a geração eólica constitui uma fonte de incerteza na gestão e operação de sistemas de energia. Os sistemas podem acomodar alguma quantidade de geração intermitente com as práticas atuais de planeamento e operação. No entanto, os altos níveis de penetração dessa geração podem alterar consideravelmente as condições normais dos mesmos, comprometendo fortemente a segurança do fornecimento de energia. Portanto, são necessários novos procedimentos para planear e operar os sistemas de energia para lidar com altos níveis de penetração de geração intermitente, mantendo a segurança e a confiabilidade dos sistemas. A imprevisibilidade do vento afeta os sistemas de energia de diferentes formas, dependendo do período de tempo [60]:

- Longo prazo (anos a décadas): A imprevisibilidade do vento influencia os investimentos na capacidade de geração e, conseqüentemente, na capacidade e expansão da rede de transmissão. A capacidade financeira do sistema é o principal fator que determina o nível de adequação do sistema. A energia eólica tem sido considerada como uma fonte de energia e não como uma fonte de capacidade. O crédito de capacidade das unidades eólicas é diretamente afetado pela sua imprevisibilidade.
- Médio prazo (meses a anos): A imprevisibilidade da energia eólica influencia a gestão, coordenação e manutenção de componentes nos sistemas de energia [61].
- Curto prazo (horas a dias): A previsibilidade do vento influencia a decisão de quais unidades precisam estar comprometidas a fornecer energia e capacidade extra para responder a mudanças imprevistas na produção de energia eólica (problema de UC) [62].
- Tempo real (segundos a minutos): Em tempo real, é sempre necessário um equilíbrio perfeito entre oferta e demanda para evitar que o sistema de energia entre em colapso. Para evitar conseqüências devastadoras e custosas, qualquer desvio entre a produção eólica prevista e real deve ser absorvida pelos recursos do sistema de energia (reservas). Para tal, devem estar disponíveis recursos suficientes para enfrentar adequadamente a incerteza do vento em tempo real. Esses recursos do sistema devem ser programados e confirmados antecipadamente, porque uma parte significativa dos mesmos pode levar algumas horas (ou até mesmo dias) a ser inicializados [63].

A energia eólica é variável e, durante períodos onde a velocidade do vento é baixa (a Figura 7.10 apresenta um atlas do vento na Europa), deve ser substituída por outras fontes de energia. Atualmente, os sistemas de energia lidam com as interrupções de outras unidades geradoras e as mudanças diárias na demanda elétrica, mas a variabilidade das unidades de fontes de energia intermitentes é mais frequente do que a das unidades térmicas. Os sistemas de energia com grande penetração de energia eólica exigem um pequeno aumento na frequência de uso de unidades térmicas de reserva (como por exemplo de gás natural) para evitar a perda de energia elétrica no caso de não haver vento.

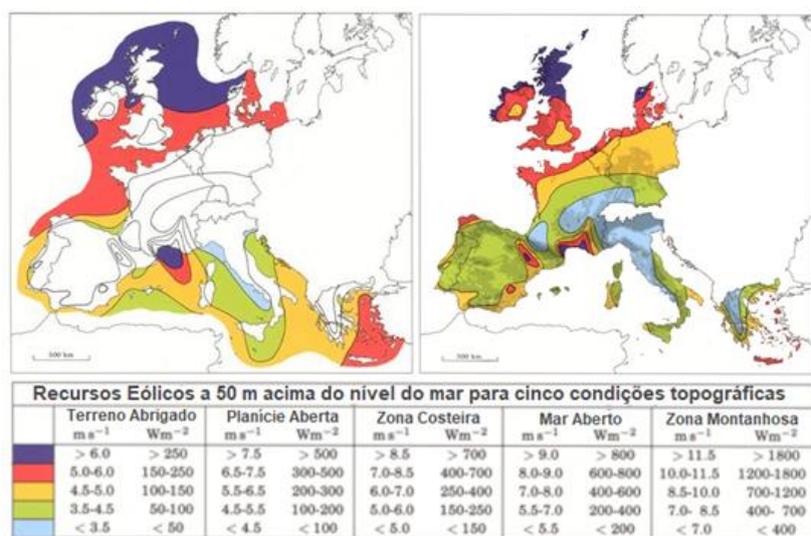


Figura 7.10: Atlas do Vento na Europa (Esquerda: *Offshore*, Direita: *Onshore*). [Fonte: *Risø National Laboratory*]

7.3.2.2 Previsão da Geração Eólica

No que diz respeito ao planeamento operacional das unidades de geração, a previsão da energia eólica pode ser considerada em diferentes escalas de tempo, dependendo da aplicação pretendida:

- **Curto prazo (horas a dias):** A afetação das unidades é realizada horas a dias antes da operação real, onde as mesmas são comprometidas a atender uma demanda esperada de energia para cada hora, com base nos custos e restrições. São usados diversos métodos para a previsão de curto prazo da geração de vento. Os métodos mais simples são baseados em climatologia ou médias de valores de produção anteriores. Estes podem ser considerados como métodos de referência para avaliar abordagens mais avançadas, sendo fáceis de implementar. O mais popular desses métodos de referência é o de *persistência*, que assume que a futura geração eólica será igual ao último valor medido. Apesar da sua aparente simplicidade, esse método “ingênuo” pode ser difícil de superar em tempos de antecipação até algumas horas.
- **Tempo real (segundos a minutos):** Após a incerteza de vento ter sido verificada, a geração de energia das unidades comprometidas é decidida para atender a carga em tempo real. Essas decisões de despacho ocorrem entre minutos a segundos antes do instante de fornecimento de energia. As previsões podem, portanto, ser usadas para o controlo ativo da turbina eólica.

Abordagens mais avançadas na previsão de energia eólica de curto prazo exigem uma antevisão de variáveis meteorológicas de entrada. Esses métodos diferem na forma como as variáveis meteorológicas são convertidas em previsões de produção de energia eólica, através da curva de potência. Esses métodos são tradicionalmente subdivididos em dois grupos:

- Abordagem Física: Concentra-se na descrição do fluxo de vento em redor e dentro do parque eólico e usa a curva de potência do fabricante para propor uma estimativa da potência eólica;
- Abordagem Estatística: Concentra-se em registar a relação entre previsões meteorológicas (e possivelmente medições históricas) e a produção de energia através de modelos estatísticos. Os parâmetros devem ser estimados a partir de dados, sem fazer qualquer suposição sobre os fenómenos físicos.

A Figura 7.11 apresenta uma previsão teórica da potência eólica gerada, com uma certa margem de confiança e a potência que foi realmente gerada ao longo de cinco dias, num caso genérico.

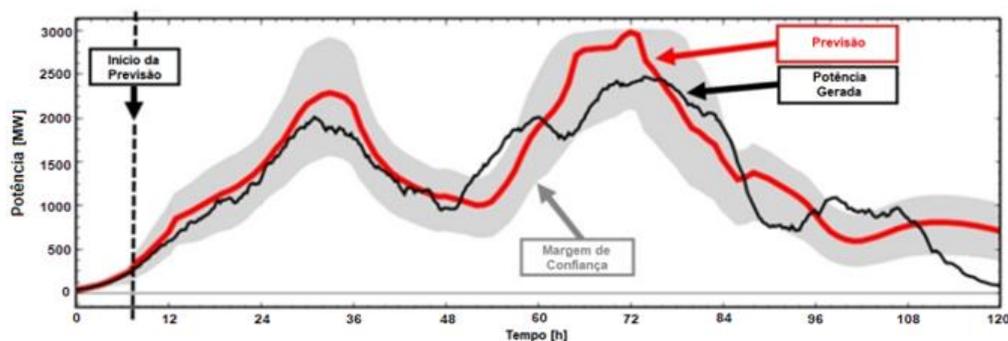


Figura 7.11: Previsão teórica da potência eólica gerada e a potência que foi realmente gerada ao longo de cinco dias, para um caso genérico. [Fonte: *Energy & Meteo Systems*]

7.3.3 Resolução do Problema

O problema conjunto de Afetação de Unidades térmicas, hídricas e eólicas pode ser resolvido recorrendo ao método que combina Relaxação Lagrangeana, com Afetação Sequencial e Desafetação de Unidades (ver Secção 7.2.3). Para tal, pode ser assumido que a energia eólica numa certa hora t , P_{wind_t} , não está sujeita a despacho, tendo acesso prioritário à rede. P_{wind_t} corresponde à potência total instalada, levando em consideração a disponibilidade do vento na hora t , que é calculada através de complexos métodos de previsão meteorológica, discutidos anteriormente. Admitindo conhecer a geração horária de energia proveniente das unidades eólicas, basta efetuar a afetação das unidades hídricas e térmicas, tal como discutido na Secção 7.2.3. As unidades hidrotérmicas terão apenas de atender a uma carga igual à demanda horária menos a geração que as unidades eólicas fornecerão. Esta simplificação pode ser feita porque, se as unidades eólicas tiverem condições de gerar energia (isto é, a velocidade do vento é suficiente para ser rentável produzir energia), toda essa energia terá prioridade, sendo definitivamente fornecida à rede (salvo as perdas de energia).

7.3.4 Restrições

Este método simplificado de resolução do problema conjunto de afetação de unidades térmicas, hídricas e eólicas é basicamente o mesmo que foi introduzido anteriormente para a resolução do problema UC para unidades térmicas e hídricas. Existe apenas uma ligeira mudança nas restrições de demanda e de reserva:

$$\sum_{j=1}^N P_{t,j} \times U_{t,j} + \sum_{h=1}^H (Ph_{t,h} \times U_{t,h} - P_{pump_{t,h}}) + P_{wind_t} = D_t \quad (7.18)$$

$$\sum_{j=1}^N P_{Max_j} \times U_{t,j} + \sum_{h=1}^H (Ph_{Max_h} \times U_{t,h} - P_{pump_{t,h}}) \geq D_t + R_t - P_{wind_t} \quad (7.19)$$

Com:

$$P_{wind_t} = \varphi w_t \times P_{wind_{Max}} \quad (7.20)$$

$P_{wind_{Max}}$ sendo a potência eólica total instalada e φw_t a [%] disponibilidade do vento na hora t , Ph_{Max_h} pode ser a produção máxima de uma unidade hídrica reversível, Phr_{Max_h} , ou a produção possível de uma unidade hídrica de fio de água, Phf_h , dependendo do tipo de unidade hídrica que h seja.

7.3.5 Exemplo 7.1

Embora não seja objetivo deste trabalho o desenvolvimento de um algoritmo de aplicação ao problema de agendamento de unidades hidrotérmicas e de energias renováveis, pode ser pertinente analisar um exemplo real de produção diária de energia através de diversas tecnologias. Será adequado comparar diagramas reais de produção em diferentes alturas do ano porque, tal como se viu neste capítulo, a produção de energia está fortemente dependente da disponibilidade dos recursos naturais, que varia ao longo do dia, da semana e do ano. Serão então apresentados dois diagramas de produção de múltiplas tecnologias na satisfação da demanda em Portugal, em duas alturas diferentes do ano, nomeadamente, em agosto e em abril. Os diagramas da Figura 7.12 serão analisados de seguida.

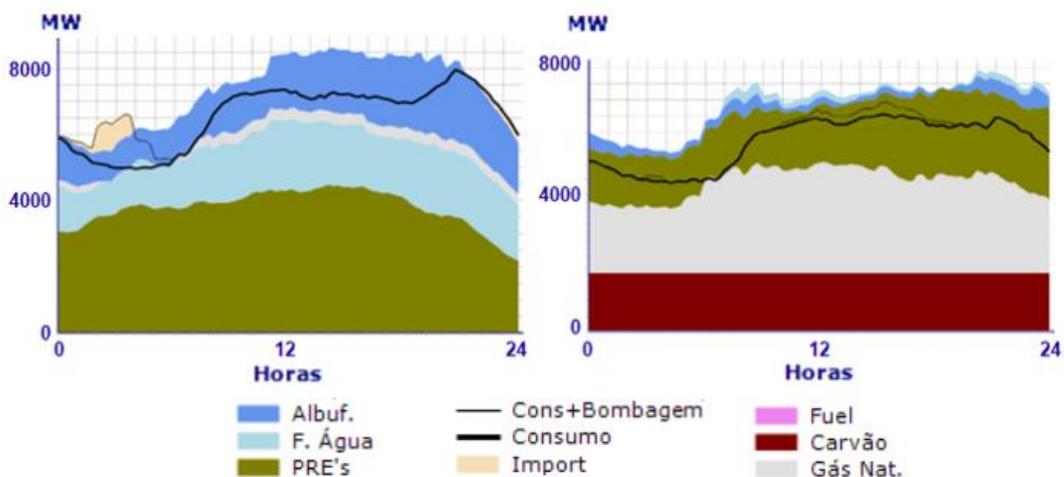


Figura 7.12: Diagramas de produção das unidades de cada tecnologia, na satisfação da demanda em Portugal (Esquerda: 11/5/2018; Direita: 2/8/2017). Fonte: [REN]

Uma análise e comparação de ambos os diagramas permitem que sejam tiradas ilações que provam a grande complexidade do agendamento de unidades geradoras na atualidade. São evidentes as várias diferenças entre os diagramas de produção, que se devem a diversas particularidades que caracterizam o Problema de Afetação de Unidades de diversas tecnologias.

A primeira grande diferença que salta à vista é o facto de no diagrama de abril não ser praticamente produzida energia proveniente de unidades térmicas (apenas uma pequena quantidade vinda das unidades de gás natural). Isso deve-se, em parte, à grande disponibilidade da produção em regime especial (PRE), que é maioritariamente originária das unidades eólicas, e da disponibilidade dos recursos hídricos. A não inicialização de unidades térmicas (de carvão, por exemplo), só é possível se houver a garantia que a PRE e as unidades hídricas têm condições de atender à maioria da carga em demanda ao longo de todo o dia. Essa hipótese é apurada com dias de avanço através dos complexos métodos de previsão eólica, tal como vimos anteriormente. Se as previsões da energia eólica e hídrica forem tais que, permitirão atender à grande parte da previsão de carga, as unidades térmicas de gás natural e as unidades hídricas reversíveis ficarão em serviços mínimos, fornecendo reserva girante (caso haja falhas na previsão eólica ou desvios de carga).

Quando a reserva hídrica e a disponibilidade eólica são reduzidas, as unidades termoelétricas fornecem a base de energia ao longo do dia, uma vez que usualmente, estas são mais rentáveis se funcionarem durante várias horas consecutivas. São essas algumas das razões pelas quais as unidades de carvão e de gás natural fornecem a maioria da energia no diagrama de agosto.

O diagrama de abril exemplifica de uma forma clara o uso das unidades hídricas reversíveis, confirmando que estas são utilizadas principalmente em picos de energia ou para produzir benefícios económicos. Estas unidades consomem energia para bombear água nas horas de menor consumo (consequentemente de menor preço de energia) e produzem nas horas de maior consumo e preços mais elevados de energia. Verifica-se que por vezes, até é benéfico importar energia a um preço menor para bombear água que será aproveitada mais tarde para atender a picos de energia e para exportar, com retorno financeiro.

7.4 Conclusões

Este capítulo permitiu apresentar a verdadeira realidade e complexidade da otimização dos sistemas de produção de energia nos dias de hoje. O crescimento da produção através de energia renovável aumentou a incerteza no planeamento operacional dos sistemas de energia devido à grande imprevisibilidade que estas fontes de energia apresentam. A variabilidade associada à energia renovável influencia significativamente o modo como as unidades hidrotérmicas são usadas, porque a produção e o consumo de energia devem ser balanceados em todos os momentos para que o sistema opere com segurança. As unidades hidrotérmicas devem ser notificadas dias antes de estarem disponíveis para gerar eletricidade, sendo, para além disso, necessário que estejam unidades em funcionamento parcial para que possam compensar uma eventual perda repentina e inesperada de geração eólica.

Capítulo 8

Conclusões

8.1 Sumário

A energia elétrica é um bem essencial em todos os setores da sociedade, sendo a sua disponibilidade, preço e segurança no seu abastecimento fundamental para a economia dos países e para os seus cidadãos. É, portanto, da maior importância minimizar o custo envolvido na geração de energia, sendo esse um dos principais objetivos aquando da realização do agendamento das unidades de produção. O Problema de Afetação de Unidades foi então proposto no sentido de otimizar economicamente a produção energética, tornando-se num dos procedimentos mais importantes da atividade funcional dos sistemas de energia.

8.1.1 Programação Dinâmica

A Programação Dinâmica foi uma das primeiras técnicas a serem propostas na literatura no agendamento e planeamento dos sistemas de energia elétrica, tendo sido amplamente utilizada na indústria desde a década de 70. Até à altura, os métodos mais populares aplicados ao agendamento de produção de energia elétrica eram métodos pouco eficientes em termos económicos ou eram métodos de completa enumeração, de difícil resolução computacional. A Programação Dinâmica apresentava vantagens quando comparada com as abordagens referidas, sendo a principal, uma redução no tempo de computação, sem sacrificar a obtenção de uma solução ótima. Foi demonstrado que o método pode, efetivamente, resolver o Problema de Afetação de Unidades, obtendo uma solução ótima do ponto de vista económico, no agendamento de unidades de produção de energia. No entanto, ficaram também patentes os problemas de dimensionalidade que a Programação Dinâmica sofre, na sua aplicação ao agendamento operacional de produção num pequeno sistema de energia. A solução final para o caso estudado foi atingida com tempo de computação elevado, podendo-se assim pressupor que nos dias de hoje, o algoritmo só por si, terá dificuldades em resolver o problema num período de tempo razoável, para um sistema real de média a grandes dimensões.

8.1.2 Relaxação Lagrangeana

O crescimento da complexidade dos sistemas de energia nos anos 80, devido ao aumento geral do número de unidades e ao surgimento de novas considerações técnicas, evidenciou as limitações computacionais da Programação Dinâmica. Várias metodologias alternativas foram, conseqüentemente, estudadas e sugeridas, sendo a Relaxação Lagrangeana uma das que teve maior impacto imediato na otimização econômica dos sistemas de produção.

Foi comprovado através deste trabalho que a Relaxação Lagrangeana é um método extremamente eficaz na aplicação à Afetação de Unidades. É impressionante verificar a rápida velocidade de convergência desta técnica, alcançando uma solução viável mesmo para um sistema relativamente complexo. Contudo, este método sofre também de algumas limitações, uma vez que a otimização dual raramente satisfaz as restrições de acoplamento, uma vez relaxadas. Outro inconveniente consiste num problema de sensibilidade que pode causar a afetação desnecessária de algumas unidades. Portanto, poderá ser apenas alcançada, por vezes, uma solução próxima da ótima. A solução final obtida no caso de estudo confirma este problema, dado que a mesma ainda poderia ser melhorada. A melhoria da solução pode ser efetuada se houver a possibilidade de desafetar unidades que estejam a fornecer reserva em excesso. Este fenómeno é frequente, podendo ser resolvido através de heurísticas ou Programação Dinâmica restrita, chegando assim a uma solução ainda mais próxima da ótima [55].

8.1.3 Otimização por Enxame de Partículas

A Relaxação Lagrangeana tem sido utilizada na indústria há mais de trinta anos, contudo, nas últimas duas décadas este método tem vindo a perder eficácia devido a alguns dos seus inconvenientes. Com o desenvolvimento da Inteligência Artificial (ramo das Ciências da Computação) e dos recursos tecnológicos, surgiram novos métodos, mais sofisticados, que permitem resolver o Problema de UC de uma forma mais eficaz, atendendo a todas as restrições. Entre esses métodos, estão os Algoritmos Evolutivos que são baseados numa gama de mecanismos da evolução biológica, que são estado de arte na resolução de problemas de otimização. A Otimização por Enxame de Partículas pertence à família dos Algoritmos Evolutivos, tendo sido proposto na década de 90 e mais tarde aplicado ao Problema de Afetação de Unidades.

A PSO é uma técnica de otimização estocástica onde os seus mecanismos afetam a evolução das suas partículas, no movimento em direção à solução ideal. As partículas derivam no espaço de busca, movendo-se para novas posições com base nas suas experiências passadas e nas dos seus vizinhos. Foi provado que o algoritmo de PSO pode resolver o Problema de Afetação de Unidades com extrema eficácia e tempo de computação reduzido, sendo por esta razão, uma das técnicas recentes mais referenciadas e empregues na otimização econômica dos sistemas de energia. O agendamento de unidades é obtido pela criação de uma população inicial, em que cada indivíduo representa uma solução candidata que vai sendo iterativamente melhorada. Deve, no entanto, ser salientado que as partículas raramente alcançam a solução ótima devido aos processos aleatórios que caracterizam este método, sendo esta a sua maior contrariedade.

8.1.4 Novos Desafios

A constante evolução dos sistemas e mercados de energia elétrica resultou numa transformação nos objetivos que influenciam o agendamento das unidades geradoras. Foram, assim, sugeridas novas abordagens ao Problema de Afetação de Unidades considerando restrições de segurança ou diversos fatores económicos e ambientais.

O agendamento e despacho económico de unidades geradoras é um problema que tem um grande impacto na segurança dos sistemas de energia. Como tal, a Afetação de Unidades deve respeitar certas restrições do sistema para que o transporte e distribuição de energia sejam processos seguros. Por outro lado, o planeamento operacional de geração de energia foi influenciado pela liberalização dos mercados, passando a fazer sentido agendar unidades com base na maximização do lucro financeiro.

Atualmente, são muitos os desafios que enfrentamos nos domínios da geração de energia elétrica, devido à crescente aposta nas energias renováveis, que apresentam grandes vantagens ecológicas. Têm por isso, ocorrido grandes mudanças nos sistemas de energia, alterando os seus paradigmas operacionais. O compromisso de aumentar a produção de eletricidade proveniente de energias renováveis, caracterizada por uma grande variabilidade (e imprevisibilidade), deve ser incorporado no Problema de Afetação de Unidades, aumentando, no entanto, a sua complexidade de resolução.

8.2 Contribuições

As principais contribuições do trabalho desenvolvido são, sucintamente, as seguintes:

- É efetuada uma síntese de diversos métodos propostos na literatura para a resolução do Problema Clássico de Afetação de Unidades térmicas, assim como de diferentes abordagens técnicas, económicas, ambientais e de segurança ao problema.
- É apresentada a generalidade do Problema de Afetação de Unidades térmicas, considerando os parâmetros, variáveis e restrições que afetam a sua resolução. São utilizados exemplos de simples compreensão que demonstram certas nuances que caracterizam o problema, incluindo um exemplo de aplicação de um esquema de Lista de Prioridades.
- São analisados os princípios teóricos dos métodos de Programação Dinâmica, Relaxação Lagrangeana e Otimização por Enxame de Partículas, sendo desenvolvidos os seus respetivos algoritmos computacionais. Os diferentes métodos são aplicados a um simples caso exemplificativo da obtenção de uma solução.
- É, posteriormente, realizada uma análise comparativa do sucesso de cada um dos métodos na sua aplicação a um caso de estudo mais complexo.
- É formulado o Problema de Afetação de Unidades de diversas tecnologias, com o intuito de demonstrar a complexidade do agendamento de unidades de produção na atualidade.

8.3 Trabalho Futuro

Esta dissertação procurou discutir o Problema de Afetação de Unidades a diversos níveis. Contudo, o trabalho produzido levanta novas direções de pesquisa, sendo, as mais pertinentes de referir, as seguintes:

- Considerar o Problema de Afetação de Unidades com restrições de reserva e de rampa.
- Formular e implementar o problema com restrições de segurança, por exemplo, restrições de fluxo de energia nas linhas de transmissão ou na tensão dos barramentos, de forma a ser aplicado a redes de energia reais.
- Otimizar os algoritmos de forma a melhorar a sua performance computacional. Implementar, por exemplo, Programação Dinâmica com um esquema de Lista de Prioridades ou integrar PSO com Relaxação Lagrangeana, o que pode, potencialmente, melhorar os seus desempenhos.
- Implementar a formulação proposta do Problema de Afetação de Unidades Térmicas, Hídricas e Eólicas.
- Reformular o objetivo do Problema de Afetação de Unidades no sentido de maximizar o lucro financeiro, considerando as dinâmicas de mercado nos preços de energia e reserva.

Referências Bibliográficas

- [1] R. H. Kerr, J. L. Scheidt, A. J. Fontana and J. K. Wiley, "Unit Commitment", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-85, No. 5, pp. 417-421. May 1966.
- [2] K. Hara, M. Kimura and N. Honda, "A Method for Planning Economic Unit Commitment and Maintenance of Thermal Power Systems", *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-85, No.5, pp.421-436. May 1966
- [3] P. G. Lowery, "Generating Unit Commitment by Dynamic Programming", *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-85, No. 5, pp. 422-426. May 1966.
- [4] J. D. Guy. "Security Constrained Unit Commitment". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 90, pp. 1385-1389, May/June 1971.
- [5] C. K. Pang, H. C. Chen, "Optimal short-term thermal unit commitment", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-95, No 4, July/August 1976.
- [6] C. K. Pang, G. B. Sheble, F. Albuyeh, "Evaluation of dynamic programming based methods and multiple area representation for thermal unit commitments", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No 3, March 1981.
- [7] C. C. Su, Y. Y. Hsu, "Fuzzy Dynamic Programming: an application to unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No 3, August 1991.
- [8] C. Li, R. B. Johnson, A. J. Svoboda, "A new unit commitment method", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [9] Joon-Hyung Park, Sun-Kyo Kim, Geun-Pyo Park, Yong-Tae Yoon, Sang-Seung Lee, "Modified dynamic programming based unit commitment technique", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-7, July 2010.
- [10] A. Merlin, P. Sandrin, "A new method for unit commitment at Electricite de France", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No 5, May 1983.

- [11] Fulin Zhuang, F.D. Galiana, "Towards a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian Relaxation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.3, no.2, pp.763-773, May 1988.
- [12] Virmani S, Adrian E.C, Imhof K and Mukherjee S, "Implementation of a Lagrangian relaxation based unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, no.4, pp.1373-1380, Nov 1989.
- [13] C. P. Cheng, C. W. Liu, C. C. Liu, "Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000.
- [14] P. Sriyanyong, Y.H. Song, "Unit commitment using particle swarm optimization combined with Lagrange relaxation", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 3, pp.2752-2759, June. 2005.
- [15] John A. Muckstadt and Richard C. Wilson, "An application of mixed-integer programming duality to scheduling thermal generating systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-87, no.12, pp.1968-1978, Dec. 1968.
- [16] A. I. Cohen, M. Yoshimura, "A branch-and-bound algorithm for unit commitment", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No 2, February 1983.
- [17] Chang G.W, Tsai Y.D, Lai C.Y and Chung J.S, "A practical mixed integer linear programming based approach for unit commitment", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol.1, pp. 221- 225, June 2004.
- [18] D. Dasgupta, D. R. McGregor, "Thermal unit commitment using genetic algorithms", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 141, No 5, September 1994.
- [19] S. A. Kazarlis, A. G. Bakirtzis, V. Petridis, "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February 1996.
- [20] Grzegorz Dudek, "Unit commitment by genetic algorithm with specialized search operators." *Electric Power Systems Research*, vol. 72, Issue 3, pp. 299-308, Dec. 2004.
- [21] F. Zhuang and F.D. Galiana, "Unit commitment by simulated annealing", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, no.1, pp.311-318, Feb. 1990.
- [22] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, S. Z. Seliin, "A simulated annealing algorithm for unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 1, February 1998.
- [23] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, S.Z. Selim, "Unit commitment by tabu search", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 145, No. 1, January 1998.

- [24] Rajan, C.C.A, "An evolutionary programming based tabu search method for solving the unit commitment problem in utility system," *IEEE TENCON*, vol.3, pp. 472- 475, Nov. 2004.
- [25] Sisworahardjo N.S and El-Keib A.A, "Unit commitment using the ant colony search algorithm", *Proceedings of Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, pp. 2- 6, 2002.
- [26] T. Sum-im. and W. Ongsakul, "Ant colony search algorithm for unit commitment", *Industrial Technology, IEEE International Conference*, Vol 1, p p.72 -77, Dec. 2003.
- [27] Zwe-Lee Gaing, "Discrete Particle Swarm Optimization Algorithm for Unit Commitment", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol.1, pp. 418-424, July 2003.
- [28] B. Zhao, C.X. Guo, B.R. Bai and Y.J. Cao, "An improved particle swarm optimization algorithm for unit commitment", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 28, pp 482-490, Sep. 2006.
- [29] A.Y. Saber, T. Senjyu, A. Yona and T. Funabashi, "Unit commitment computation by fuzzy adaptive particle swarm optimization", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol.1, No.3, pp.456-465, May 2007.
- [30] A.H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, S.Z. Selim, "Integrating genetic algorithms, tabu search, and simulated annealing for the unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, August 1999.
- [31] D. Zhai, A. M. Breipohl, F.N. Lee, R. Adapa, "The effect of load uncertainty on unit commitment risk", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No 1, February 1994.
- [32] U. A. Ozturk, M. Mazumdar, B. A. Norman, "A solution to the stochastic unit commitment problem using chance constrained programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February 2004.
- [33] L. Wu, M. Shahidehpour, T. Li, "Cost of reliability analysis based on stochastic unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 3, August 2008.
- [34] F. Aminifar, M. F. Firuzabad, M. Shahidehpour, "Unit commitment with probabilistic spinning reserve and interruptible load considerations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 1, February 2009.
- [35] John J. Shaw, "A direct method for security constrained unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.3, pp. 1329-1342, Aug. 1995.

- [36] C. W. Richter, G. B. Sheblé, "A profit-based unit commitment GA for the competitive environment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000.
- [37] A. A. El-Keib, H. Ma, J. L. Hart, "Economic dispatch in view of the clean air act of 1990", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [38] J. Catalão, S. Mariano, V. Mendes, L. Ferreira, "Unit commitment with environmental considerations: a practical approach", *15th PSCC*, Liege, 22-26 August 2005.
- [39] J. Catalão, S. Mariano, V. Mendes, L. Ferreira, "Optimização da exploração de recursos térmicos considerando a restrição de emissões", *Investigação Operacional*, 26 (2006) 147161.
- [40] Castro M, Peire J, Carpio J, Valcarcel M and Aldana F, "Large Grid Solar Energy Integration Analysis", *Proceedings of Annual Conference of Industrial Electronics Society*, vol.3, pp.575-580, Oct 1988.
- [41] C. Palanichamy, Natarajan Sundar Babu, "Day–night weather-based economic power dispatch", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, May 2002.
- [42] Ezzati S. M, Yousefi G. R, Pedram M. M, "Security-constrained unit commitment considering wind farms", *IEEE International Energy Conference and Exhibition (EnergyCon)*, pp.808-813, Dec. 2010.
- [43] T. Senjyu, S. Chakraborty, A.Y. Saber, H. Toyama, A. Yona and T. Funabashi, "Thermal unit commitment strategy with solar and wind energy systems using genetic algorithm operated particle swarm optimization", *IEEE Power and Energy Conference*, pp.866-871, Dec. 2008.
- [44] T. Senjyu, S. Chakraborty, A.Y. Saber, H. Toyama, A. Yona and T. Funabashi, "Generation scheduling methodology for thermal units with wind energy system considering unexpected load deviation", *IEEE Power and Energy Conference*, pp.860-865, Dec. 2008.
- [45] Champion, J. (2014). "Short Term Unit Commitment as a Planning Problem", MSc. Thesis, Durham University, England.
- [46] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", *Wiley & Sons*, USA, 1996.
- [47] J. Changming, J. Zhiqiang, S. Ping, Z. Yanke, W. Liping, "Research and Application of Multidimensional Dynamic Programming in Cascade Reservoirs Based on Multilayer Nested Structure", *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2015/07/01.

- [48] <https://courses.csail.mit.edu/6.867/wiki/images/e/ef/Qp-quadprog.pdf>
- [49] http://shodhganga.inflibnet.ac.in/bitstream/10603/49423/8/08_chapter%203.pdf
- [50] Puri, V. (2009). "Unit Commitment Using Particle Swarm Optimization", MSc. Thesis, Thapar University, India.
- [51] Roque, L.A.C. (2014). "Optimization Methods for the Unit Commitment Problem in Electric Power Systems", PhD. Thesis, Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Portugal.
- [52] J. Garcia-Gonzalez, E. Parrilla, A. Mateo, "Risk-averse profit-based optimal scheduling of a hydro-chain in the day-ahead electricity market", *Eur. J. Oper. Res.* 2007, 181, 1354–1369.
- [53] S.E. Fleten, T.K. Kristoffersen, "Stochastic programming for optimizing bidding strategies of a Nordic hydropower producer", *Eur. J. Oper. Res.* 2007, 181, 916–928.
- [54] I. Wangesteen, "Power System Economics: The Nordic Electricity Market", *Tapir Academic Press*: Trondheim, Norway, 2007.
- [55] E. Luiz da Silva, E.C. Finardi, "Parallel processing applied to the planning of hydrothermal systems", *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.* 2003, 14, 721–729.
- [56] S.J.P. Mariano, J.P.S. Catalão, V.M.F. Mendes, L.A.F.M. Ferreira, "Profit-Based Short-Term Hydro Scheduling Considering Head-Dependent Power Generation", *Proceedings of the 2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1–5 July 2007; pp. 1362–1367.
- [57] S.J. Kazempour, M. Hosseinpour, M.P. Moghaddam, "Self-Scheduling of a Joint Hydro and Pumped-Storage Plants in Energy, Spinning Reserve and Regulation Markets", *Proceedings of the 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES '09)*, Calgary, Canada, 26–30 July 2009, pp. 1–8.
- [58] H.M. Gao, C. Wang, "A Detailed Pumped Storage Station Model for Power System Analysis", *Proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canada, 18–22 June 2006.
- [59] Chao-An Li, R. B. Johnson, A. J. Svoboda, Chung-Li Tseng and E. Hsu, "A robust unit commitment algorithm for hydro-thermal optimization", *Proceedings of the 20th International Conference on Power Industry Computer Applications*, Columbus, OH, 1997, pp. 186-191.

- [60] Morales-España, G.A. (2014). "Unit Commitment: Computational Performance, System Representation and Wind Uncertainty Management", PhD Thesis, Universidad Pontificia Comillas, Kungliga Tekniska Högskolan, and Technische Universiteit Delft.
- [61] L. Xie, P. Carvalho, L. Ferreira, J. Liu, B. Krogh, N. Popli, and M. Ilic, "Wind integration in power systems: Operational challenges and possible solutions", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 99, No. 1, pp. 214–232, 2011.
- [62] J. Smith, M. Milligan, E. DeMeo, and B. Parsons, "Utility wind integration and operating impact state of the art", *Power Systems, IEEE Transactions*, Vol. 22, No. 3, pp. 900–908, 2007.
- [63] M. Tahanan, W. van Ackooij, A. Frangioni, and F. Lacalandra, "Large-scale unit commitment under uncertainty: a literature survey", *Technical Report TR-14-01*, University of Pisa, Pisa, Italy, Jan. 2014.

Apêndice A

Dados do Caso de Estudo

A.1 Unidades Geradoras

Unidade j	PMin _j [MW]	PMax _j [MW]	a _j [€/MWh ²]	b _j [€/MWh]	c _j [€/h]	SCost _j [€]	HONmin _j [h]	HOFFmin _j [h]	Estado Inicial [h]
1	150	400	0.0005	15	800	4000	7	7	8 HON
2	150	400	0.0003	16	900	3500	7	7	5 HON
3	50	200	0.002	16	500	1000	5	5	2 HOFF
4	40	150	0.002	17	650	800	5	4	5 HOFF
5	40	150	0.003	20	450	500	5	5	6 HOFF
6	35	110	0.007	23	350	200	3	3	5 HOFF
7	30	90	0.008	26	440	200	3	3	5 HOFF
8	20	60	0.005	25	660	150	1	1	5 HOFF
9	10	50	0.002	27	650	100	1	1	6 HOFF
10	10	50	0.0015	28	600	100	1	1	6 HOFF

Tabela A.1: Dados característicos das unidades geradoras de energia usadas no Caso de Estudo

A.2 Demanda de Carga

Hora t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
D _t [MW]	600	500	500	700	750	850	900	1000	1050	1100	1200	1200
Hora t	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
D _t [MW]	1000	900	800	700	900	1100	1300	1500	1600	1400	1000	800

Tabela A.2: Demanda de Carga [MW] diária para o Caso de Estudo

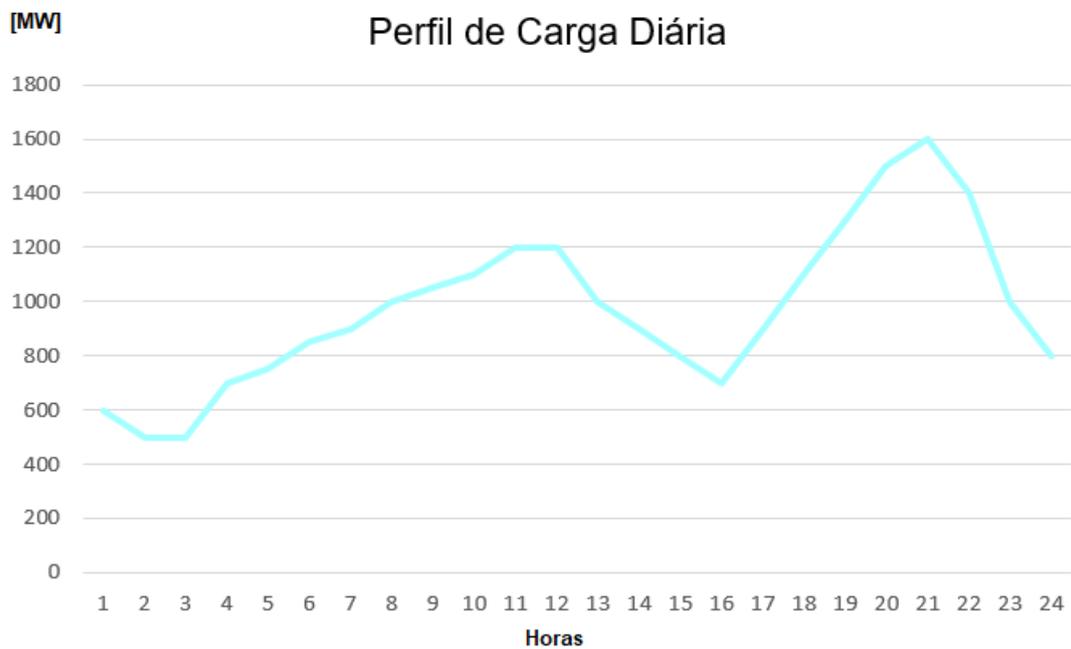


Figura A.1: Perfil de Carga [MW] diária para o Caso de Estudo

Apêndice B

Resultados do Caso de Estudo

B.1 Programação Dinâmica

Hora t	P _{t,1} [MW]	P _{t,2} [MW]	P _{t,3} [MW]	P _{t,4} [MW]	P _{t,5} [MW]	P _{t,6} [MW]	P _{t,7} [MW]	P _{t,8} [MW]	P _{t,9} [MW]	P _{t,10} [MW]	$\sum_j^N C_t(P_{t,j})$ [€]	$\sum_j^N SCost_t(P_{t,j})$ [€]
1	400	200	0	0	0	0	0	0	0	0	10992	0
2	350	150	0	0	0	0	0	0	0	0	9418	0
3	350	150	0	0	0	0	0	0	0	0	9418	0
4	400	300	0	0	0	0	0	0	0	0	12607	0
5	400	350	0	0	0	0	0	0	0	0	13417	0
6	400	391.3	58.7	0	0	0	0	0	0	0	15533	1000
7	400	400	100	0	0	0	0	0	0	0	16348	0
8	400	400	200	0	0	0	0	0	0	0	18008	0
9	400	400	200	50	0	0	0	0	0	0	19513	800
10	400	400	200	100	0	0	0	0	0	0	20378	0
11	400	400	200	150	0	0	0	50	0	0	23176	150
12	400	400	200	150	0	0	0	50	0	0	23176	0

Tabela B.1.1: Resultados finais obtidos por DP da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo, (1h até 12h)

Hora t	P _{t,1} [MW]	P _{t,2} [MW]	P _{t,3} [MW]	P _{t,4} [MW]	P _{t,5} [MW]	P _{t,6} [MW]	P _{t,7} [MW]	P _{t,8} [MW]	P _{t,9} [MW]	P _{t,10} [MW]	$\sum_j^N C_t(P_{t,j})$ [€]	$\sum_j^N SCost_t(P_{t,j})$ [€]
13	400	400	160	40	0	0	0	0	0	0	18672	0
14	400	400	60	40	0	0	0	0	0	0	17028	0
15	400	310	50	40	0	0	0	0	0	0	15407	0
16	400	400	60	40	0	0	0	0	0	0	13791	0
17	400	400	200	100	0	0	0	0	0	0	17028	0
18	400	400	200	150	150	0	0	0	0	0	20378	500
19	400	400	200	150	150	110	90	0	0	0	24771	400
20	400	400	200	150	150	110	90	0	50	50	30580	200
21	400	400	200	150	150	50	30	0	10	10	34589	0
22	400	400	200	150	150	50	30	0	10	10	29316	0
23	400	400	0	0	135	35	30	0	0	0	19823	0
24	400	360	0	0	40	0	0	0	0	0	14834	0
C_{Total}: 451251 €												

Tabela B.1.2: Resultados finais obtidos por DP da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo, (13h até 24h)

B.2 Relaxação Lagrangeana

Hora t	λ_t	$P_{t,1}$ [MW]	$P_{t,2}$ [MW]	$P_{t,3}$ [MW]	$P_{t,4}$ [MW]	$P_{t,5}$ [MW]	$P_{t,6}$ [MW]	$P_{t,7}$ [MW]	$P_{t,8}$ [MW]	$P_{t,9}$ [MW]	$P_{t,10}$ [MW]	$\sum_j^N C_t(P_{t,j})$ [€]	$\sum_j^N SCost_t(P_{t,j})$ [€]
1	18.0	400	200	0	0	0	0	0	0	0	0	10992	0
2	17.3	350	150	0	0	0	0	0	0	0	0	9418	0
3	20.2	350	150	0	0	0	0	0	0	0	0	9418	0
4	20.5	400	250	50	0	0	0	0	0	0	0	13104	1000
5	20.9	400	300	50	0	0	0	0	0	0	0	13912	0
6	22.7	400	356	53.5	40	0	0	0	0	0	0	16217	800
7	23	400	400	60	40	0	0	0	0	0	0	17028	0
8	20.4	400	400	160	40	0	0	0	0	0	0	18672	0
9	20.2	400	400	200	50	0	0	0	0	0	0	19513	0
10	20.6	400	400	200	100	0	0	0	0	0	0	20378	0
11	27.3	400	400	200	125	40	35	0	50	0	0	23233	850
12	26.6	400	400	200	125	40	35	0	50	0	0	23233	0
13	19	400	400	125	0	40	35	0	0	0	0	19178	0
14	19.7	400	400	60	0	40	0	0	0	0	0	16950	0
15	22.3	400	310	50	0	40	0	0	0	0	0	15329	0
16	21.1	400	250	50	0	0	0	0	0	0	0	13104	0
17	28.2	400	369.6	55.4	40	0	35	0	0	0	0	17624	1500
18	33.4	400	400	195	40	0	35	30	0	0	0	21648	200
19	38.1	400	400	200	150	0	100	30	20	0	0	26362	150
20	46.9	400	400	200	150	0	110	90	60	50	40	32968	200
21	46.5	400	400	200	150	150	110	74	60	46	10	35097	500
22	33.4	400	400	200	150	150	70	30	0	0	0	27992	0
23	21.5	400	400	160	0	40	0	0	0	0	0	18594	0
24	18.4	400	360	0	0	40	0	0	0	0	0	14834	0
C_{Total}: 459996€													

Tabela B.2: Resultados finais obtidos por LR da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo

B.3 Otimização por Enxame de Partículas

Hora t	$P_{t,1}$ [MW]	$P_{t,2}$ [MW]	$P_{t,3}$ [MW]	$P_{t,4}$ [MW]	$P_{t,5}$ [MW]	$P_{t,6}$ [MW]	$P_{t,7}$ [MW]	$P_{t,8}$ [MW]	$P_{t,9}$ [MW]	$P_{t,10}$ [MW]	$\sum_j^N C_t(P_{t,j})$ [€]	$\sum_j^N SCost_t(P_{t,j})$ [€]
1	400	200	0	0	0	0	0	0	0	0	10992	0
2	350	150	0	0	0	0	0	0	0	0	9418	0
3	350	150	0	0	0	0	0	0	0	0	9418	0
4	400	300	0	0	0	0	0	0	0	0	12607	0
5	400	350	0	0	0	0	0	0	0	0	13417	0
6	400	391.3	58.7	0	0	0	0	0	0	0	15533	1000
7	400	400	100	0	0	0	0	0	0	0	16348	0
8	400	400	200	0	0	0	0	0	0	0	18008	0
9	400	400	200	50	0	0	0	0	0	0	19513	800
10	400	400	155	40	40	35	30	0	0	0	22235	900
11	400	400	0	150	150	70	30	0	0	0	24212	0
12	400	400	0	150	150	70	30	0	0	0	24212	0
13	400	400	0	150	50	0	0	0	0	0	18931	0
14	400	400	0	0	100	0	0	0	0	0	16708	0
15	400	400	0	0	0	0	0	0	0	0	14228	0
16	400	300	0	0	0	0	0	0	0	0	12607	0
17	400	400	100	0	0	0	0	0	0	0	16348	1000
18	400	400	200	100	0	0	0	0	0	0	20378	800
19	400	400	200	150	0	110	40	0	0	0	25711	400
20	400	400	200	150	150	110	90	0	0	0	30580	500
21	400	400	200	150	150	110	90	0	50	50	34589	200
22	400	400	200	150	150	100	0	0	0	0	27491	0
23	400	400	160	0	40	0	0	0	0	0	18594	0
24	400	360	0	0	40	0	0	0	0	0	14834	0
											C_{Total}: 452510€	

Tabela B.3: Resultados finais obtidos por PSO da energia gerada e custos horários, para o Caso de Estudo

Apêndice C

Código dos Algoritmos Desenvolvidos

C.1 Programação Dinâmica

```
TotalStates=dec2bin(0:2^N-1);
TotalStates=logical(sscanf(TotalStates,'%1d',size(TotalStates)));
TotalPmin=TotalStates*Pmin';
TotalPMax=TotalStates*PMax';
[~,NInitialState]=ismember(InitialState,TotalStates,'rows');

for t=1:T
NPossibleSates=find((TotalPmin<=PLoad(t))&(PLoad(t)+SReserve(t)<=TotalPMax));
L=length(NPossibleSates);
l=0;
l=length(PrevNSates);
for K=1:L
State=TotalStates(NPossibleSates(K),:);

for k=1:l
if t==1;
PrevState=InitialState;
else
PrevState=TotalStates(PrevNSates(k),:);
end
[HON_out,HOFF_out,flag_out]=Time_Constraints(State,PrevState,PrevHON(k,:),
PrevHOFF(k,:),TMinUp,TminDown,N);

if flag_out==0
StartupCost(k,:)=Inf;
minCost_out=ones(1,N)*Inf;
Power_out=ones(1,N)*NaN;
else
StartupCost(k,:)=((State-PrevState)>0).*SCost;
[Power_out,minCost_out]= ED_Quadprog(State,PrevState,Pmin,PMax,PLoad,t,N,a,b,c);
end

if t==1
TotalCost(k)=sum(minCost_out)+sum(StartupCost(k,:));
else
TotalCost(k)=sum(minCost_out)+sum(StartupCost(k,:))+PrevCumulativeCost(k);
end
end

[mCost,Index]=sort(TotalCost(TotalCost~=0));
```

```

l=l+1;
MininumCost(1,l)=mCost(1);
Transition(l,1:t)=PrevTransition(Index(1),:);
Transition(l,end)=NPossibleSates(K)
Power_out(l,:)=Power_aux(Index(1),:);
end
end

[~,Index2]=min(MininumCost(1:l));
Optimum=Transition(Index2,:).'
```

C.2 Relaxação Lagrangeana

C.2.1 Função Principal

```

while(abs(DGap)>=tol)

    for j=1:N
        [minCost(j),P(j,:),U(j,:),StartUPCost(j)]=Dynamic_Programming_Function(c(j),b(j),a(j),
            Pmin(j),PMax(j),T,lambda,IniState(j),IniHON(j),IniHOFF(j),TminUp(j),TminDown(j),SCost(j));
    end

    sumPower=zeros(1,T);
    for t=1:T
        Lambda_t(iter,t)=lambda(t);
        for j=1:N
            sumPower(t)=sumPower(t)+U(j,t)*P(j,t);
        end
    end

    LackingPower=PLoad-sumPower;
    q=0;
    for j=1:N
        q=q+minCost(j);
    end
    for t=1:T
        q=q+lambda(t)*LackingPower(t);
    end

    for t=1:T
        for j=1:N
            if U(j,t)==1
                [MininumCost(t),Pt(:,t)]=ED_Quaprog(c,b,a,Pmin,PMax,U(:,t),PLoad(t));
            end
        end
    end

    J=0;
    for t=1:T
        if(sum(Pt(:,t))>0)
            J=J+MininumCost(t);
        else
            J=3000000;
        end
    end

    if q~=0
        DGap=(J-q)/q;
    end
end
```

```

if (abs(DGgap)>=tol)
    MinimumCost=zeros(1,T);
    Pt=zeros(N,T);
    for t=1:T
        if LackingPower(t)>0
            alpha=0.01;
        elseif LackingPower(t)<0
            alpha=0.002;
        end
        lambda(t)=lambda(t)+LackingPower(t)*alpha;
    end
    iter=iter+1;
end
end
end
end

```

C.2.2 Função de Programação Dinâmica

function

```

[minCost,P,U,Startup]=Dynamic_Programming_Function(c,b,a,Pmin,PMax,T,lambda,IniState,IniHON,IniHOFF,TminUp,TminDown,SCost)

```

```

for t=1:T
    P(t)=(lambda(t)-b)/(2*c);
    if P(t)<=Pmin
        P(t)=Pmin;
    elseif P(t)>=PMax
        P(t)=PMax;
    end

    HON(t)=HON(t-1);
    HOFF(t)=HOFF(t-1);
    optCost(t)=c*P(t)*P(t)+b*P(t)+a-lambda(t)*P(t);

    flg=(((HOFF(t)>0&&HOFF(t)<TminDown)||((t==1&&IniHOFF>0&&IniHOFF<TminDown))))|
        (((HON(t)>0&&HON(t)<TminUp)||((t==1&&IniHON>0&&IniHON<TminUp)))));
    if flg==1
        if (HOFF(t)>0&&HOFF(t)<TminDown)||((t==1&&IniHOFF>0&&IniHOFF<TminDown))
            U(t)=0;
            P(t)=0;
            HON(t)=0;
            if t==1
                HOFF(t)=IniHOFF+1;
            else
                HOFF(t)=HOFF(t-1)+1;
            end
        end
        if (HON(t)>0&&HON(t)<TminUp)||((t==1&&IniHON>0&&IniHON<TminUp))
            U(t)=1;
            HOFF(t)=0;
            if t==1
                HON(t)=IniHON+1;
            else
                HON(t)=HON(t-1)+1;
            end
        end
    end
else
    if optCost(t)<0
        U(t)=1;
    end
end

```

```

HOFF(t)=0;
if t==1
    HON(t)=IniHON+1;
else
    HON(t)=HON(t-1)+1;
end
else
    U(t)=0;
    P(t)=0;
    HON(t)=0;
    if t==1
        HOFF(t)=IniHOFF+1;
    else
        HOFF(t)=HOFF(t)+1;
    end
end
end
end

if t==1
    if U(t)-IniState>0
        minCost=U(t)*(c*P(t)^2+b*P(t)+a);
        Startup=SCost;
    else
        minCost=U(t)*(c*P(t)^2+b*P(t)+a);
    end
else
    if U(t)-U(t-1)>0
        minCost=minCost+U(t)*(c*P(t)^2+b*P(t)+a);
        Startup=SCost+Startup;
    else
        minCost=minCost+U(t)*(c*P(t)^2+b*P(t)+a);
    end
end
end
end
end

```

C.3 Otimização por Enxame de Partículas

```
v=ones(2,N*T);
IniPopulation=randi([0 1],1,N*T);

for p=1:NP
    [Population(p,:)] = Dynamic_Programming_Function (IniPopulation,N,T,IniState,
        HminUp,HminDown,IniHON,IniHOFF,PMax,PLoad,SReserve);
    [fitness(p)] = ED_Quadprog (Population(p,:),N,T,IniState,PMax,Pmin,PLoad,a,b,c,Scost);
end
Gbest=Population(1,:);
Gfitness=fitness(1);
for p=1:NP
    Pbest(p,:)=Population(p,:);
    Pfitness(p)=fitness(p);
    if Gfitness>Pfitness(p)
        Gbest=Pbest(p,:);
        Gfitness=Pfitness(p);
    end
end

for i=1:imax
    vNP= repmat(v,1,1,NP);
    for p=1:NP
        [Population(p,:),vNP(:, :, p)] = Update_Function(Population(p,:),N,T,Pbest(p,:),Gbest,fitness(p),
            Pfitness(p),Gfitness,WMax,Wmin,i,imax,vNP(:, :, p));
        [Population(p,:)] = Dynamic_Programming_Function(Population(p,:),N,T,IniState,
            HminUp,HminDown,IniHON,IniHOFF,PMax,PLoad,SReserve);
        [fitness(p)] = ED_Quadprog(Population(p,:),N,T,IniState,PMax,Pmin,PLoad,a,b,c,Scost);
        if Pfitness(p) >= fitness(p)
            Pbest(p,:)=Population(p,:);
            Pfitness(p)=fitness(p);
        end
        if Gfitness>Pfitness(p)
            Gbest=Pbest(p,:);
            Gfitness=Pfitness(p);
        end
    end
end
end
```

C.4 Despacho Económico por Programação Quadrática

```
function [MinimumCost,Pt]=ED_Quadprog(c,b,a,Pmin,PMax,U,PLoad)

for j=1:N
    maxPower=maxPower+U(j)*PMax(j);
end

if(PLoad<=maxPower)
    H=2*diag(c.*U');
    f=b.*U';
    Aeq=ones(1,N).*U';
    lb=Pmin;
    ub=PMax;
    beq=PLoad;
    P=quadprog(H,f,[],[],Aeq,beq,lb,ub,x0,options);
    Pt=P'.*U';

    for j=1:N
        MinimumCost=MinimumCost+U(j)*(c(j)*Pt(j)^2+b(j)*Pt(j)+a(j));
    end
end
end
```