



**Universidade de Évora - Instituto de Investigação e Formação Avançada**

Programa de Doutoramento em Engenharia Mecatrónica e Energia

Área de especialização | Energia

Tese de Doutoramento

**Microrrede no âmbito da Energia 4.0 face a incerteza e risco  
e ao mercado de eletricidade**

Isaías da Luz Ramos Gomes

Orientador(es) | Rui Melício

Victor Manuel Fernandes Mendes

Évora 2021

---

---

---

---





**Universidade de Évora - Instituto de Investigação e Formação Avançada**

Programa de Doutoramento em Engenharia Mecatrónica e Energia

Área de especialização | Energia

Tese de Doutoramento

**Microrrede no âmbito da Energia 4.0 face a incerteza e risco  
e ao mercado de eletricidade**

Isaías da Luz Ramos Gomes

Orientador(es) | Rui Melício

Victor Manuel Fernandes Mendes

Évora 2021

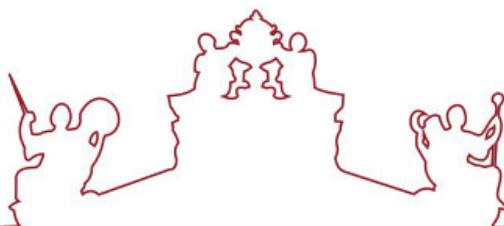
---

---

---

---





A tese de doutoramento foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor do Instituto de Investigação e Formação Avançada:

Presidente | António José Candeias (Universidade de Évora)

Vogais | Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira (Universidade do Porto)  
Duarte Pedro Mata de Oliveira Valério (Universidade de Lisboa)  
Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis (Universidade Nova de Lisboa)  
João Carlos da Palma Goes (Universidade Nova de Lisboa)  
M. P. Dos Santos (Universidade de Évora)  
Rui Melício (Universidade de Évora) (Orientador)



**Tese realizada em regime de coorientação sob orientação do**

**Doutor Mário Rui Melício da Conceição**

Professor Auxiliar com Agregação

Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia

**Universidade de Évora**

**e do**

**Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes**

Professor Catedrático Convidado

Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia

**Universidade de Évora**



*Aos meus Pais*



## **Resumo**

*Esta tese incide sobre o tema da gestão e planeamento de operação de uma microrrede no âmbito da Energia 4.0 por parte do novo agente de mercado, dito de agregador da microrrede. O agregador da microrrede tem como objetivo a maximização do lucro esperado, resultante da participação em mercado de eletricidade. A microrrede inclui fontes de produção distribuída, nomeadamente, microturbinas, eólica, fotovoltaica, armazenamento de energia, veículos elétricos, ditas de microfontes, e o uso de energia, dito de carga. O planeamento é fundamental não só para a microrrede ser um sistema sustentável de energia, mas também para a participação de fontes de energia renováveis integradas em microrrede numa matriz energética mais ampla. É necessário face à incerteza e risco e ao mercado de eletricidade a tomada de decisões apoiadas por um sistema de suporte e informação, que constitui o sistema de suporte de gestão da microrrede, que é vital para a sustentabilidade deste agente de mercado. O sistema de suporte de gestão da microrrede em estudo é baseado na formulação de um problema de programação estocástica linear inteira mista que depende do conhecimento dos processos estocásticos que descrevem os parâmetros incertos. Os parâmetros incertos são descritos por um conjunto de cenários plausíveis apropriados à representação dos eventos que ocorrem na microrrede. Atendendo ao elevado grau de incerteza e às limitações computacionais os cenários são reduzidos a um número razoável de cenários representativos. Ainda, o sistema de suporte de gestão da microrrede permite ao agregador da microrrede apresentar propostas de licitação confiáveis ao considerar o risco na tomada de decisão. Por fim, casos de estudo são simulados com intuito de avaliar o desempenho da microrrede e validar a metodologia em que é baseado o sistema de suporte de gestão da microrrede nesta tese.*



## **Palavras-chave**

*Microrrede*

*Agregador da microrrede*

*Sistema de suporte de gestão da microrrede*

*Programação estocástica*

*Fontes de produção distribuída*

*Armazenamento de energia*

*Ponderação do risco*

*Resposta da demanda*

*Integração de veículos elétricos*



## **Abstract**

### **Microgrid under the scope of Energy 4.0 facing uncertainty and risk and electricity markets**

*This thesis focuses on the management and operation planning of a microgrid within the scope of Energy 4.0 by the new market agent, said to be the microgrid aggregator. The microgrid aggregator's goal is to maximize the expected profit, resulting from the participation in the electricity market. The microgrid includes sources of distributed production, namely, microturbines, wind, photovoltaic, energy storage, electric vehicles, called micro-sources, and the use of energy, said to be the load. Planning is fundamental not only for the microgrid to be a sustainable energy system but also for the participation of renewable energy sources integrated into the microgrid in a broader energy matrix. It is necessary for the facing of uncertainty and risk and the electricity market to make decisions supported by a support and information system, which constitutes the microgrid support management system, which is vital for the sustainability of this market agent. The microgrid support management system under study is based on the formulation of a mixed-integer linear stochastic programming problem that depends on knowledge of the stochastic processes that describe the uncertain parameters. The uncertain parameters are described by a set of plausible scenarios suitable to represent the events that occur in the microgrid. Given the high degree of uncertainty and the computational limitations, the scenarios are reduced to a reasonable number of representative scenarios. Also, the microgrid support management system allows the microgrid aggregator to present reliable bidding proposals taking into account risk in decision making. Finally, case studies are simulated to assess the performance of the microgrid and validate the methodology on which the microgrid support management system in this thesis is based.*



## **Keywords**

*Microgrid*

*Microgrid aggregator*

*Support management system*

*Stochastic programming*

*Distributed generation*

*Energy storage*

*Risk management*

*Demand response*

*Electric vehicles integration*



## **Agradecimentos**

*Ao Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar com Agregação, no Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu profundo agradecimento por ter acreditado no projeto, pelas palavras de apoio, pela disponibilidade, pela amizade, pela exigência e rigor, e pela presença contínua e decisiva para a realização deste trabalho.*

*Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Catedrático Convidado, no Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, responsável como orientador em regime de coorientação científica, desejo expressar o meu profundo agradecimento por ter acreditado no projeto, pelas palavras de apoio, pela sua disponibilidade, pelos conselhos, pela competência e pela exigência e rigor impostos que revelaram decisivos para a realização deste trabalho.*

*Ao ICT, Universidade de Évora, os meus agradecimentos pela colaboração dada.*

*Ao IDMEC/LAETA, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, o meu profundo agradecimento pela colaboração, principalmente, pela disponibilidade financeira para a publicação de comunicações científicas decorrentes dos trabalhos de doutoramento.*

*Ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, os meus agradecimentos pela colaboração dada.*

*Agradecer também ao Centro de Geofísica de Évora (CGE), Universidade de Évora, pela disponibilização dos dados da radiação solar.*

*Ao Doutor Hugo Pousinho, o meu agradecimento pelos conselhos e pelas informações relevantes para as simulações.*

*Ao Doutor Rui Laia, o meu agradecimento pelas palavras de apoio e amizade e pelas informações relevantes para as simulações.*

*À Fundação Millennium BCP e ao Instituto Camões, desejo expressar o meu profundo agradecimento pela consideração e condições proporcionadas, nomeadamente, a concessão da bolsa, sem a qual a concretização deste trabalho não seria possível.*

*Um agradecimento especial ao meu pai José da Luz Gomes, à minha mãe Maria Rosalina Ramos Gomes e aos meus irmãos pelo apoio incondicional e pelas ótimas condições disponibilizadas para atingir todos os objetivos da minha vida.*

*Ao meu irmão Lindinho pela amizade e companheirismo.*

*À Delminda expresso um profundo agradecimento pela presença, pela força e pelo suporte nos bons e maus momentos e que espero retribuir da melhor forma os períodos de ausência durante a realização deste trabalho.*

*Aos meus tios e aos meus amigos um agradecimento pela amizade e preocupação durante este período. Em particular, aos meus tios Tio Veríssimo e Tia Bia o meu profundo agradecimento pelo excelente ambiente familiar proporcionado.*

*À Rosita, à Samira e à Tia Chala, expresso o meu profundo agradecimento pela amizade.*

*Ao Paulo, o meu agradecimento pelo apoio, pela amizade e pelas condições que me proporcionou para a realização das simulações.*

*Aos que não forma mencionados, mas que de uma forma ou de outra contribuíram para a realização deste trabalho, expresso o meu agradecimento.*

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de Siglas.....</b>	<b>xix</b>
<b>Lista de Símbolos .....</b>	<b>xxi</b>
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Enquadramento .....	3
1.2. Motivação.....	18
1.3. Mercado de Eletricidade .....	20
1.4. Estado da Arte .....	25
1.5. Organização do Texto .....	39
1.6. Notação .....	40
1.7. Conclusão de Capítulo .....	43
<b>2. Microrredes no Âmbito da Energia 4.0 .....</b>	<b>45</b>
2.1. Introdução .....	47
2.2. O Conceito de Microrrede .....	49
2.3. Microrredes no Âmbito da Energia 4.0.....	52
2.4. Modo de Operação de Microrredes.....	56
2.5. Modelos de Controlo de Microrredes .....	57
2.6. Controlo Hierárquico da Microrrede .....	62
2.7. Políticas de Mercado da Microrrede .....	65
2.8. Conclusão de Capítulo .....	69

<b>3. Metodologias de Otimização e Medidas de Gestão do Risco .....</b>	<b>71</b>
3.1. Introdução .....	73
3.2. Programação Linear Inteira Mista .....	76
3.3. Programação Estocástica Linear .....	78
3.4. Medidas de Gestão do Risco.....	85
3.5. Conclusão de Capítulo .....	95
<b>4. Modelação e Otimização da Microrrede .....</b>	<b>97</b>
4.1. Introdução .....	99
4.2. Modelação das Microfontes Renováveis .....	102
4.3. Modelação das Microfontes Despacháveis.....	103
4.4. Modelação dos Veículos Elétricos.....	110
4.5. Modelação do Sistema de Armazenamento.....	111
4.6. Modelação das Cargas e Gestão da Procura de Energia.....	112
4.7. Lucro/Custo Resultante da Participação em Mercado de Eletricidade.....	113
4.8. Formulação do Problema da Gestão da Microrrede .....	120
4.9. Representação da Incerteza por Cenários .....	128
4.10. Conclusão de Capítulo .....	137
<b>5. Análise do Desempenho da Microrrede.....</b>	<b>139</b>
5.1. Introdução .....	141
5.2. Caracterização dos Estudos por Simulações.....	142
5.3. Caso 1 – Análise de Desempenho da Microrrede, Arquitetura Base .....	147
5.4. Caso 2 – Efeito da Resposta da Demanda .....	152
5.5. Caso 3 – Efeito da Integração de Veículos Elétricos.....	159
5.6. Caso 4 – Efeito da Variação do Preço de Mercado Diário .....	162

5.7. Caso 5 – Efeito do Nível de Incerteza .....	164
5.8. Caso 6 – Efeito do Nível de Aversão ao Risco .....	165
5.9. Caso 7 – Caso Misto .....	168
5.10. Conclusão de Capítulo .....	173
<b>6. Conclusão.....</b>	<b>175</b>
6.1. Conclusões .....	177
6.2. Lista de Publicações.....	180
6.3. Direções de Investigação .....	183
<b>7. Referências Bibliográficas.....</b>	<b>185</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>211</b>
Anexo 1 –Índices de Validação de um Método de Agrupamento .....	211
Anexo 2 –Determinação do Número de Cenários dos Parâmetros .....	214



## Lista de Figuras

Figura 1.1 – Cadeia hipotética de aumento do preço de eletricidade [Mariam16].	5
Figura 3.1 – Árvore de cenários.	83
Figura 3.2 – Representação da curva de fronteira eficiente.	88
Figura 3.3 – Representação do conceito de $VaR$ .	92
Figura 3.4 – Representação do conceito de $CVaR$ .	94
Figura 4.1 – Linearização da função de custo.	106
Figura 5.1 – Configuração típica de uma microrrede.	141
Figura 5.2 – Cenários reduzidos de preços de mercado diário.	143
Figura 5.3 – Cenários preços de desequilíbrio: positivo (esquerda); negativo (direita).	143
Figura 5.4 – Cenários reduzidos de potência: eólica (esquerda); fotovoltaica (direita).	144
Figura 5.5 – Cenários reduzidos de potência: carga (esquerda); veículos (direita).	144
Figura 5.6 – Valor da função objetivo e tempo de cálculo em função do número de cenários.	147
Figura 5.7 – Oferta de energia média em função do número de cenários.	148
Figura 5.8 – Desvios de energia médios em função do número de cenários.	149

Figura 5.9 – Balanço de energia para valores médios.....	149
Figura 5.10 – Balanço de energia em cenários.....	151
Figura 5.11 – Efeito de deslastrar carga na oferta de energia em mercado diário. ....	153
Figura 5.12 – Efeito de deslastrar carga na resposta da demanda. ....	154
Figura 5.13 – Balanço de energia para valores médios com demanda controlável. ..	155
Figura 5.14 – Balanço de energia em cenários e níveis de controlo de demanda. ....	156
Figura 5.15 - Oferta de energia sem e com veículos elétricos. ....	159
Figura 5.16 – Valores médios de potência de carga, descarga, consumo e estado da carga de veículos elétricos.....	160
Figura 5.17 – Oferta horária em função do preço de mercado diário. ....	162
Figura 5.18 – Lucro esperado em função do preço de mercado diário. ....	163
Figura 5.19 – Lucro esperado em função da aversão ao risco. ....	165
Figura 5.20 – Lucro esperado em função do CVaR. ....	166
Figura 5.21 – Oferta diária em função da aversão ao risco.....	167
Figura 5.22 – Desvios positivo e negativo em função da aversão ao risco.....	167
Figura 5.23 – Lucro esperado em função da aversão ao risco para configurações da microrrede.....	168
Figura 5.24 – Lucro esperado em função do CVaR para configurações da microrrede. .....	169
Figura 5.25 – Oferta diária para configurações da microrrede e em função da aversão ao risco.....	170

## Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Contributo de Portugal para a meta vinculativa da UE .....	6
Tabela 1.2 - Energia renovável no consumo final por setores em Portugal .....	7
Tabela 1.3 - Capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal .....	7
Tabela 4.1 – Preços de desequilíbrios de energia.....	114
Tabela 5.1 – Parâmetros das microfones e das cargas da microrrede .....	145
Tabela 5.2 – Coeficientes de linearização das funções de custo de produção das microturbinas .....	145
Tabela 5.3 – Parâmetros dos sistemas de armazenamento de energia .....	146
Tabela 5.4 – Níveis de demanda controlável.....	152
Tabela 5.5 – Estados das microturbinas no cenário s95 com demanda controlável ..	157
Tabela 5.6 – Lucro esperado para níveis de demanda controlável.....	158
Tabela 5.7 – Estado dos veículos elétricos no cenário s95 .....	161
Tabela 5.8 – Estado dos veículos elétricos no cenário s11992 .....	161
Tabela 5.9 – Lucro esperado e CVaR para níveis de demanda controlável.....	171

Tabela 0.1 – Número hipotético de cenários, resultados e critério dos índices de validação para a potência eólica .....	214
Tabela 0.2 – Número ótimo de cenários para cada índice de validação e tomada de decisão .....	215

## Lista de Siglas

CGE	Centro de Geofísica de Évora
CVaR	Conditional Value at Risk
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EVPI	Expected Value of Perfect Information
GAMS	General Algebraic Modeling System
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
REN	Redes Energéticas Nacionais
REE	Red Eléctrica de España
SCENRED	Scenario Reduction
UE	União Europeia
VaR	Value at Risk
VSS	Value of Stochastic Solution



## Lista de Símbolos

### *Índices*

#### *Índices inferiores*

$s$	Índice do cenário
$t$	Índice da hora
$i$	Índice para microturbinas

#### *Índices superiores*

$l$	Índice para os segmentos de linearização do custo de operação das microturbinas
$W$	Índice para o sistema eólico
$PV$	Índice para o sistema fotovoltaico
$MT$	Índice para microturbinas
$D$	Índice para processo de descarga
$C$	Índice para processo de carga
$VE$	Índice para veículos elétricos
$B$	Índice para baterias
$MD$	Índice para mercado diário
$MB$	Índice para mercado de balanço

## Constantes e variáveis

$S$	Número total de cenários
$T$	Número total de horas do horizonte temporal
$I$	Número total de microturbinas
$L$	Número total de segmentos de linearização do custo de operação de microturbinas
$A$	Custo de operação à potência mínima das microturbinas
$b_{sti}^{MT}$	Custo variável das microturbinas
$C^{A,MT}$	Custo de arranque das microturbinas
$C^{P,MT}$	Custo de paragem das microturbinas
$\pi_s$	Probabilidade do cenário $s$
$\lambda_{st}^{MD}$	Preço do mercado diário no cenário $s$ para a hora $t$
$\lambda_t^{DN}$	Preço da energia a ser removida do sistema para a hora $t$
$\lambda_t^{UP}$	Preço da energia a ser adicionada ao sistema para a hora $t$
$\lambda_{st}^{MB+}$	Preço para desvio positivo no cenário $s$ para a hora $t$
$\lambda_{st}^{MB-}$	Preço para desvio negativo no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^W$	Potência eólica no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^{PV}$	Potência fotovoltaica no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^{Carga}$	Potência de carga no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{sti}^{MT}$	Potência da microturbina $i$ no cenário $s$ para a hora $t$
$E_{st}^{VE}$	Potência de consumo dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^{C,VE}$	Potência de carga dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^{D,VE}$	Potência de descarga dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^{C,B}$	Potência de carga das baterias no cenário $s$ para a hora $t$

$P_{st}^{D,B}$	Potência de descarga das baterias no cenário $s$ para a hora $t$
$P_{st}^{Demanda}$	Potência de carga ótima no cenário $s$ para a hora $t$
$desv_{st}$	Desvio de energia no cenário $s$ para a hora $t$
$desv_{st}^+$	Desvio de energia positivo no cenário $s$ para a hora $t$
$desv_{st}^-$	Desvio de energia negativo no cenário $s$ para a hora $t$
$\overline{p^{Contratada}}$	Potência máxima contratada na linha de transmissão
$\overline{p^{Microrede}}$	Potência máxima a que a microrrede vende à rede
$\epsilon_{sti}^l$	Potência do segmento $l$ de linearização do custo de operação da microturbina $i$
$F_i^l$	Declive do segmento $l$ de linearização do custo de operação da microturbina $i$
$P_i^{min}$	Potência mínima da microturbina $i$
$P_i^{max}$	Potência máxima da microturbina $i$
$p_{sit}^{max}$	Potência máxima disponível da microturbina $i$
$T_i^l$	Limite superior da potência do segmento $l$ de linearização do custo de operação da microturbina $i$
$N_i$	Número de horas de funcionamento da microturbina $i$
$J_i$	Número de horas de paragem da microturbina $i$
$DT_i$	Tempo mínimo de paragem da microturbina $i$
$UT_i$	Tempo mínimo de funcionamento da microturbina $i$
$RD_i$	Limite superior da taxa de decréscimo de potência da microturbina $i$
$RU_i$	Limite superior da taxa de aumento de potência da microturbina $i$
$SD_i$	Limite superior da potência da microturbina $i$ antes da paragem
$SU_i$	Limite superior da potência da microturbina $i$ no arranque
$u_{sti}$	Variável binária que simula o estado on/off da microturbina $i$
$y_{sti}$	Variável binária que simula o arranque da microturbina $i$

$z_{sti}$	Variável binária que simula a paragem da microturbina $i$
$SoC_{st}^{VE}$	Estado da carga dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$SoC_{st}^B$	Estado da carga das baterias no cenário $s$ para a hora $t$
$\sigma_{st}^{D,VE}$	Variável binária que simula o processo de descarga dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$\sigma_{st}^{C,VE}$	Variável binária que simula o processo de carga dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$\sigma_{st}^{D,B}$	Variável binária que simula o processo de descarga das baterias no cenário $s$ para a hora $t$
$\sigma_{st}^{C,B}$	Variável binária que simula o processo de carga das baterias no cenário $s$ para a hora $t$
$\sigma_{st}^{A,VE}$	Parâmetro 0/1 que simula a disponibilidade dos veículos elétricos no cenário $s$ para a hora $t$
$\Delta_{\max}$	Parâmetro que determina o nível de demanda controlável
$\beta$	Parâmetro de ponderação do risco
$\delta$	Nível de confiança
$\theta_s$	Variável binária auxiliar cálculo VaR no cenário $s$
$\eta_s$	Variável auxiliar cálculo CVaR no cenário $s$
$\zeta$	Variável auxiliar cálculo CVaR de valor igual ao VaR

#### *Vetores e matrizes*

$c$	Vetor dos coeficientes da função objetivo associado às variáveis do primeiro estado
$A$	Matriz dos coeficientes do primeiro estado

$b$	Vetor de dados para as restrições associadas ao problema do primeiro estado
$x$	Vetor que contém as variáveis de decisão que correspondem ao primeiro estado
$T_s$	Matriz dos coeficientes associada às variáveis do primeiro estado
$y_s$	Vetor que contém as variáveis de decisão que correspondem ao segundo estado
$q_s$	Vetor dos coeficientes da função objetivo associado às variáveis do segundo estado
$h$	Vetor de dados para as restrições associadas ao problema do segundo estado
$W_s$	Matriz dos coeficientes associada às variáveis do segundo estado



---

# CAPÍTULO

# 1

---

## **Introdução**

*Neste capítulo é apresentada uma introdução ao tema da gestão da microrrede em mercado de eletricidade pelo novo agente de mercado, o agregador da microrrede. É apresentado o enquadramento da investigação, os objetivos, a motivação, o mercado de eletricidade e o estado da arte. Ainda, é descrita a forma como o texto está organizado e a notação utilizada neste trabalho.*



## 1.1. Enquadramento

A energia elétrica é a forma de energia mais versátil e a mais requerida com uma procura que tende a crescer com o desenvolvimento das sociedades, mas a obtenção da energia nesta forma tem utilizado predominantemente recursos naturais escassos: petróleo, gás natural ou carvão. Estes recursos estão a ser utilizados em um ritmo mais rápido do que é oferecido pela regeneração natural o que significa que a disponibilidade do recurso é limitada no tempo. Ainda, acresce que esta utilização é uma fonte de emissões antropogénicas de gases de efeito de estufa com impacto significativo sobre o habitat terrestre [Melício10, Gomes19]. No entanto, não é espetável que haja forma de energia alternativa à eletricidade em que se possa basear o desenvolvimento das sociedades o que impõe que seja alterada a forma como tradicionalmente é obtida e transferida para os pontos de consumo via sistema elétrico. Este sistema permaneceu praticamente inalterado por mais de 60 anos como é referido em [Marinescu10], sendo nesse período caracterizado pelo paradigma de mercado regulado. Neste paradigma, predominam as grandes centrais que procedem à conversão de outras formas de energia para a forma de energia elétrica, i.e., procedem à produção de eletricidade. Essa eletricidade é transmitida através de uma rede de transmissão a grandes distâncias aos centros de utilização ditos de centros de consumo e nestes por rede elétrica de distribuição é entregue aos utilizadores ditos de consumidores finais [Marinescu10].

Os sistemas elétricos ficaram sujeitos a transpor um período de transição, que passa por “**D**escentralizar, **D**escarbonizar e **D**emocratizar”, e em muitos casos com iniciativas de baixo para cima [Green16, Hirsch18]. Essa transição, também apelidada de os “três **D**s”, é motivada pela necessidade de controlar os custos de eletricidade, a substituição da infraestrutura envelhecida, melhorar a resiliência e a confiabilidade. E, essencialmente, reduzir as emissões de gases de efeito de estufa e fornecer eletricidade para áreas geograficamente não favorecidas por condições económicas para o acesso à rede elétrica [Hirsch18]. Assim, a estrutura hierárquica que foi pensada para o sistema elétrico, i.e., uma estrutura essencialmente centralizada, não se adequa ao paradigma das necessidades futuras.

Consequentemente, este trabalho é uma contribuição para esta transição, nomeadamente ao apresentar a investigação e desenvolvimento de um sistema de gestão direcionado no âmbito da linha de políticas dos “três Ds”, i.e., uma gestão próxima dos centros, ao incluir fontes renováveis e ao permitir a apresentação de iniciativas inovadoras dos produtores e dos consumidores. O sistema de gestão é desenvolvido para uma área específica da rede elétrica dita de microrrede.

### **1.1.1. Objetivos**

Os objetivos deste trabalho são:

- O1. O desenvolvimento de um sistema de suporte de gestão avançado e sustentável para a gestão de uma microrrede em ambiente de mercado de eletricidade, baseado num problema de programação estocástica de forma a considerar o elevado nível de incerteza que caracteriza a operação de curto prazo da microrrede;
- O2. A identificação de medidas de risco apropriadas à tomada de decisão do agente agregador da microrrede, que tem como objetivo a maximização do lucro resultante da participação em mercado;
- O3. O desenvolvimento de um sistema de redução de cenários de dois níveis capaz de reduzir o tempo de computação de um problema complexo, permitindo obter uma decisão em tempo útil;
- O4. A integração de forma eficiente de veículos elétricos com capacidade de operar simultaneamente como uma carga e como uma microfonte na gestão da microrrede.
- O5. A análise do desempenho da microrrede para vários casos suscetíveis de acontecer na microrrede.

### **1.1.2. Enquadramento Geral**

O conceito inicial de sistema elétrico tende a sofrer uma reestruturação significativa que tende a incorporar os avanços tecnológicos a nível dos equipamentos e sistemas atualmente disponíveis e o uso mais intensivo do recurso às energias renováveis com uma tendência para uma significativa integração da produção distribuída

[Marinescu10]. No que respeita ao controlo dos custos de eletricidade, tradicionalmente, não é exercido em ambiente de monopólio natural o que permite que haja aumentos significativos relativos ao preço base da energia elétrica impostos exteriormente à cadeia de processos físicos envolvidos. Pelo que, numa estrutura centralizada, o custo de produção de eletricidade e o preço que o consumidor final paga pelo produto podem abusivamente diferir [Mariam16]. Por exemplo e como ordem de grandeza relativa, é possível que o preço de produção de eletricidade varie por hipótese entre os 0,02 €/kWh e os 0,05 €/kWh e o consumidor final pague um preço de 0,15 €/kWh pelo produto devido aos aumentos que são apresentados na Figura 1.1.

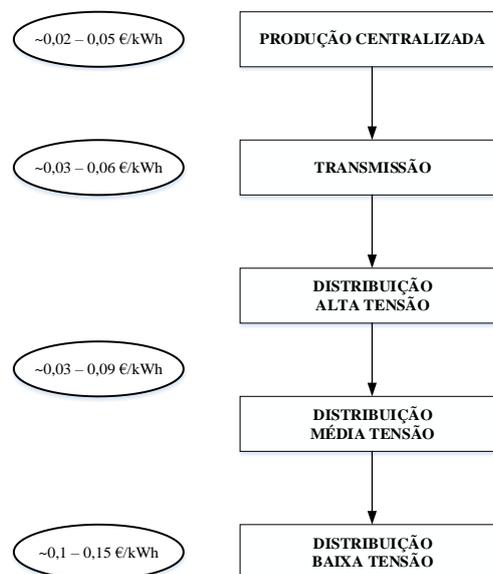


Figura 1.1 – Cadeia hipotética de aumento do preço de eletricidade [Mariam16].

Na Figura 1.1 a diferença de preços entre os centros de produção e os pontos de consumo está relacionada com todos os custos associados às tarifas de acesso às redes de transmissão e distribuição estabelecidas à margem do processo competitivo de oferta versus procura. Ainda acresce que no paradigma de mercado regulado existem perdas de energia na rede pelo facto de a produção geralmente não estar perto dos pontos de consumo o que diminui a eficiência do sistema. Estas perdas podem ser minoradas caso se recorra a fontes de produção distribuída localizadas na vizinhança dos pontos de consumo em detrimento de centrais de grande dimensão normalmente localizadas longe desses pontos. Assim se justifica que o sistema elétrico passe por um processo de reestruturação, abrindo espaço para a liberalização do setor. Esta liberalização com o paradigma de mercado desregulado, proporciona a entrada de novos produtores e a

constituição dos mercados de eletricidade, onde a energia pode ser transacionada em ambiente competitivo.

Um dos grandes desafios nas próximas décadas é como responder às necessidades decorrentes do aumento da população mundial que é também acompanhado de um aumento do consumo de energia. A Agência Internacional de Energia, “International Energy Agency” (IEA), prevê que o consumo global deve aumentar em 1 % todos os anos até 2040 [IEA19]. A aceleração da transição para uma economia competitiva de baixo carbono é, simultaneamente, uma urgente necessidade e uma oportunidade tremenda segundo a União Europeia [CE16]. Em Portugal em 2019, a energia proveniente de fontes não renováveis foi responsável pelo abastecimento de 42 % do consumo, repartida pela contribuição do gás natural com 32 % e pela contribuição do carvão com 10 %. Estas percentagens representam a quota mais baixa de carvão desde a entrada em serviço pleno da central de Sines em 1989 [REN20]. O contributo de Portugal para a descarbonização da economia Europeia é ambicioso, tendo em consideração os valores estimados do contributo de Portugal para a meta vinculativa da União Europeia de, pelo menos, 32 % de energia renovável em 2030. Estes valores em termos de quota de fontes de energia renováveis que integram a satisfação do consumo final bruto de energia em 2030 [DGEG19] são apresentados na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Contributo de Portugal para a meta vinculativa da UE

Ano	2020	2022	2025	2027	2030
Contributo renováveis (%)	31	34	38	41	47

Na Tabela 1.1 é observado que para o contributo esperado de Portugal para a meta vinculativa da União Europeia em termos de consumo bruto de energia até 2030 é assumida uma trajetória crescente. Pelo que, em 2030 é visionado que Portugal esteja bem acima do valor médio de pelo menos 32 % de fontes renováveis no consumo final bruto de energia. Embora os objetivos definidos por Portugal em relação ao contributo das fontes renováveis no consumo final bruto de energia sejam ambiciosos, existem grandes diferenças nos objetivos quando é feita a análise por setores da economia.

Esta análise para os sectores da eletricidade, do aquecimento e arrefecimento, e dos transportes no período 2020-2030 [DGEG19] é apresentada na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 - Energia renovável no consumo final por setores em Portugal

Setor	2020	2025	2030
Eletricidade (%)	60	69	80
Aquecimento e arrefecimento (%)	34	36	38
Transportes (%)	10	13	20

Na Tabela 1.2, embora com taxas de crescimento diferentes, os valores esperados para a quota de energia renovável no consumo final por setores 2030 assumem também uma trajetória crescente. Em 2030, o setor da eletricidade e dos transportes são os que têm maiores penetrações, tendo os transportes  $\frac{1}{4}$  do da eletricidade. Os valores estimados em capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no período 2020-2030 [DGEG19] são apresentados na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 - Capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal

Tecnologia	2020	2025	2030
Hídrica (GW)	7,0	8,2	8,2-8,7
Eólica (GW)	5,4	6,8	9,3
Solar Fotovoltaico (GW)	2,0	6,6	9,0
Solar Térmico Concentrado (GW)	0,0	0,1	0,3
Biomassa (GW)	0,4	0,4	0,5
Outras Renováveis (GW)	0,03	0,06	0,1
Carvão (GW)	1,8	0,0	0,0
Gás Natural (GW)	3,8	3,8	2,8-3,8
Fuel/Gasóleo (GW)	0,4	0,3	0,3
Total (GW)	20,8	26,3	30,5-32,0

Na Tabela 1.3 os valores para a capacidade instalada para a produção de eletricidade estão de acordo com a implementação de uma política sustentável de energia limpa, i.e., são crescentes para o uso das energias renováveis, enquanto para as fontes não-renováveis são decrescentes. Particularmente, a capacidade instalada em centrais a carvão é esperada ser nula com a eliminação definitiva da produção de energia a partir destas centrais antes de 2025. É também esperado que em 2030, 4/5 da eletricidade consumida seja produzida por fontes de energia renováveis.

Um dos problemas com grande impacto económico posto à gestão do setor elétrico é o problema de afetação de unidades para a operação de produção de eletricidade [Senjyu07], quer no âmbito do paradigma de mercado regulado quer no âmbito do paradigma de mercado desregulado. O objetivo fundamental de um problema de afetação de unidades é a definição dos estados de em operação ou fora de operação, “online/offline”, da forma o mais economicamente possível [Senjyu07]. Além de respeitar a um elevado número de restrições técnicas, a afetação de unidades deve igualar os valores estabelecidos para a produção e adicionalmente para a necessidade de reserva girante em cada intervalo de tempo de operação do sistema [Senjyu07]. O problema de afetação de unidades é formulado como um problema de otimização combinatoria com variáveis binárias 1/0 que representam os estados “online/offline”, e variáveis contínuas que representam a potência das unidades. O número de combinações das variáveis binárias tende a aumentar consideravelmente com o aumento do número de unidades [Senjyu07], visto que, para além da representação dos estados “online/offline” existem restrições técnicas que obrigam a introduzir mais variáveis binárias. Pelo que, o problema de afetação de unidades é considerado um dos problemas com difícil resolução [Senjyu07]. No âmbito do paradigma de mercado de eletricidade regulado, o problema de afetação de unidades é baseado num problema de otimização onde o objetivo é a minimização dos custos de operação, satisfazendo a demanda e sujeito a restrições [Ferreira89], quer locais, i.e., relativas aos centros produtores, quer envolvendo mais do que um centro produtor. Por exemplo, os limites de operação de potência de uma unidade são restrições locais, o valor da produção a satisfazer envolvendo todos os centros produtores é uma restrição global. Este problema de afetação de unidades é conhecido como um problema de afetação de unidade baseado

nos custos. No paradigma de mercado de eletricidade desregulado que traz novas oportunidades para os produtores de energia, o objetivo passa a ser a maximização do lucro do produtor [Fosso99]. O novo tipo de problema de afetação de unidades é então designado de problema de afetação de unidades baseado no lucro [Shahidehpour02]. Tradicionalmente, o problema de afetação de unidades é focado em unidades térmicas [Ming14] ou na coordenação da produção destas centrais com as centrais hídricas tradicionais. A integração de outras fontes de energia, nomeadamente centrais hídricas reversíveis, pequenas centrais hídricas e particularmente aproveitamentos eólicos e fotovoltaicos, leva a que o problema de afetação de unidades passe a ser um problema com maior nível de complexidade, visto que, novas questões têm de ser consideradas na formulação como é o caso das fontes de energia não-despacháveis [Ming14]. Em problemas de afetação de unidades que incluem aproveitamentos eólicos e fotovoltaicos, a operação das unidades térmicas tem de ser conduzida de forma a dar resposta às flutuações da carga e à variabilidade de potência que caracteriza estes aproveitamentos. Consequentemente, o planeamento, e a operação dos sistemas de energia tem de ser objeto de uma reflexão e consequente investigação, visto que, a formulação do problema precisa ser adequada à nova realidade [Ming14]. Esta realidade impõe que o problema de afetação de unidades tem de considerar uma formulação no âmbito da otimização estocástica em detrimento da otimização determinística, de forma a representar a incerteza introduzida pelos aproveitamentos baseados em fontes não-despacháveis [Pozo14].

A introdução de fontes de produção distribuída apresenta vantagens [Lopes07] a nível ambiental, da qualidade de serviço e dos mercados de eletricidade. A nível ambiental contribui: para o controlo das alterações climáticas através da redução dos gases de efeito de estufa; para a anulação da construção de novas linhas de transmissão e de centrais produtoras de grande dimensão que podem provocar poluição sonora e visual. A nível da qualidade de energia contribui: para a produção de energia próximo do ponto de consumo. A nível do mercado de eletricidade: para a redução do risco financeiro, visto que, os projetos são de pequena dimensão quando comparados com projetos de grande dimensão; para a redução do preço de energia e para o aumento da competitividade, pela introdução de um número crescente de agentes de mercado.

As projeções indicam para o sistema elétrico um aumento da integração de energia proveniente de fontes renováveis e de sistemas não-despacháveis. Como resultado, é expectável que o aumento de produção caracterizada por volatilidade exija que as centrais convencionais compensem a volatilidade da produção das fontes não-despacháveis. Contudo, o armazenamento de energia é uma alternativa para compensar alguma da volatilidade e melhorar a aquiescência para a integração destas fontes [Pozo14]. Os benefícios dos sistemas de armazenamento são os seguintes [Pozo14]:

- B1. Ausência de necessidade de importar energia para responder aos períodos com picos excessivos de demanda;
- B2. Elevada possibilidade para a integração dos aproveitamentos de fontes de energia renováveis sem a necessidade de reforço da rede;
- B3. Aumento de estabilidade do sistema elétrico, visto que, oferecerem serviços auxiliares que asseguram o balanço de energia em tempo real;
- B4. Diminuição da prestação de serviços auxiliares provenientes de unidades que utilizam combustíveis fósseis;
- B5. Implementação de sistemas isolados de forma confiável com elevada integração renovável;
- B6. Diminuição de situações de preços de mercado negativos, visto que, há capacidade para proceder a armazenamento de excessos de energia;
- B7. Diminuição dos “*shut-down*” ou “*start-up*” das centrais convencionais, visto que, podem operar em condições mais estáveis de carga.

Em [Guerrero11], é referido que a consideração de sistemas de armazenamento de energia é fundamental para compensar os desvios de energia das fontes de produção distribuída na implementação do novo paradigma, sendo particularmente importante em ambiente competitivo de mercado de eletricidade.

Ainda, no âmbito sistemas de armazenamento de energia, um dos grandes desafios dos sistemas elétricos do futuro é a integração em grande escala de veículos elétricos ou de veículos híbridos, i.e., uma carga adicional que o sistema elétrico deve estar preparado

para satisfazer, que, pode também funcionar como armazenamento de energia a ser integrado na rede. Contudo, os veículos elétricos devido ao comportamento aleatório da utilização por parte dos detentores podem constituir um elemento perturbador que estorva a gestão de energia. Assim, a gestão do sistema elétrico embora possa recorrer a este veículo como forma de armazenamento de energia tem de ponderar de forma conveniente os efeitos da integração do comportamento aleatório. Embora a utilização de veículos elétricos seja expectável crescer nos próximos anos, existe uma margem de dúvida no que diz respeito à promoção da venda de veículos. A política ambiental de cada país terá um papel crucial na definição da promoção da venda de veículos. Em [IEA18], é referido que os subsídios estatais contribuem em  $\frac{1}{4}$  no valor da compra de novos veículos elétricos. Os preços destes veículos elétricos devem continuar a diminuir, reduzindo assim os custos de apoios estatais, essencialmente devido aos avanços tecnológicos na produção das baterias. As baterias representam a maior fatia na compra de veículos elétricos, representando cerca de  $\frac{1}{3}$  do preço total de um veículo elétrico. No cenário base, a IEA antevê que haja cerca de 120 milhões de veículos elétricos até 2030, representando 7,4 % de todo o mercado global de veículos de passageiros [IEA18a]. Com políticas ambientais ambiciosas, a IEA projeta um valor de 300 milhões de veículos elétricos em 2030, representando 18,5 % de todo o mercado global de veículos de passageiros. Com políticas ambientais modestas, a IEA projeta um valor de apenas 57 milhões de veículos elétricos em 2030, representando 3,5 % de todo o mercado global de veículos de passageiros.

Com a liberalização dos mercados, a generalização do uso da Internet, os desenvolvimentos tecnológicos e as preocupações com a eficiência energética e o ambiente é facto afirmar que se está perante um novo paradigma no setor da energia que institui novos protagonistas. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) definiu o consumidor final como o protagonista para a mudança para o novo paradigma. Nesse sentido, a ERSE apresentou um conjunto de iniciativas que resultaram num conjunto de experiências e resultados em Portugal, que consistem na possibilidade de escolha do fornecedor de energia, na informação e formação do consumidor, na promoção de políticas de eficiência no uso de energia e no investimento inteligente baseado em novas tecnologias [Aguiar10].

A liberalização do mercado permitiu a possibilidade de transacionar eletricidade por meio de contratos bilaterais, realizados livremente entre produtores e consumidores, estabelecendo a quantidade a transacionar, o preço e os tempos para a liquidação física. Os contratos bilaterais fazem parte daquilo que é descrito como mercados não organizados. Ainda, o novo paradigma permitiu a possibilidade de os consumidores serem, simultaneamente, produtores de energia, sendo designados de prossumidores. Esta palavra é um neologismo com origem na palavra inglesa “prosumer” introduzida em 1980 no livro “The Third Wave” da autoria do escritor futurista Alvin Tofler. Os prossumidores surgiram no mercado em virtude das novas tecnologias, da revolução digital e das expectativas dos consumidores que ambicionam participar diretamente nos processos económicos [UE17]. Segundo a UE, os benefícios económicos decorrentes da produção de energia por prossumidores, nomeadamente, menores custos de transporte energia devido à redução das perdas nas linhas, melhor utilização de fontes de energia locais e estimulação profissional das comunidades locais, devem, a médio prazo, potenciar este tipo de produção sem recurso a mecanismos de apoio [UE17]. Uma possibilidade para intensificar o desenvolvimento da produção de energia por prossumidores é a criação de cooperativas de energia ou outras formas de associação dos prossumidores. É expectável que prossumidores sejam mais eficazes quando operam em grupo. Contribuem, nomeadamente, para a redução dos custos de produção de eletricidade, reforçam a sua posição no mercado de energia e participam diretamente na melhoria da segurança do aprovisionamento de energia local. Um grupo de prossumidores consegue adaptar melhor a sua produção de energia às suas necessidades, o que permite poupanças adicionais no transporte de energia, levando a uma redução dos custos de energia para os membros da associação. Devido à diminuição das flutuações da oferta e da procura, um grupo de prossumidores é melhor para a rede de distribuição e de transporte do que prossumidores individuais [UE17]. O amplo desenvolvimento da produção de energia por prossumidores oferece também oportunidades para fomentar o empreendedorismo local, podendo criar postos de trabalho no fabrico dos equipamentos e na prestação de serviços [Gomes20].

O aumento de fontes de produção distribuída a partir de fontes renováveis por prossumidores, nomeadamente a energia eólica e a energia fotovoltaica, a mobilidade elétrica e dispositivos de armazenamento de energia em coordenação com outras fontes

de produção distribuída não-renováveis aliadas à inovação tecnológica aplicada aos sistemas elétricos tendem a revolucionar os sistemas elétricos [Johan19, Peyghami19]. No entanto, a integração indiscriminada de fontes de produção distribuída apresenta alguns desafios no que à operação da rede de distribuição diz respeito [Pau18]. Nomeadamente, a flutuação da potência causada pela volatilidade, i.e., variabilidade e intermitência, das fontes de produção distribuída renováveis e a monitorização adequada dos dispositivos de controlo local precisam ser convenientemente geridas. Neste contexto, a melhor forma de aproveitar o potencial de fontes de produção distribuída é através da abordagem de um sistema de energia que considera a produção e um conjunto de cargas como um subsistema do próprio sistema elétrico. Assim, surge o conceito de microrrede [Lasseter02] que é descrita como um sistema elétrico delimitado por fronteiras dentro da própria rede de distribuição que controla e coordena de forma descentralizada, simultaneamente, fontes de produção distribuída, dispositivos de armazenamento de energia e cargas. O conceito de microrrede abrange o controlo de local de fontes de produção distribuída, reduzindo assim as dificuldades de integração das fontes renováveis e a necessidade de um despacho central. Os benefícios da microrrede são os seguintes [Ton12]:

- B1. Modernização da rede e a integração de tecnologias características de redes inteligentes;
- B2. Integração de produção distribuída, contribuindo para a redução de picos de carga e de perdas pela localização estratégica próxima do consumo;
- B3. Participação do consumidor nas decisões, através de programas de gestão da procura e de maior envolvimento no processo de produção de energia;
- B4. Simplificação da operação da rede de interligação, através da gestão local de cargas controláveis e de fontes de produção distribuída renováveis.

Uma microrrede pode operar numa área geográfica isolada, i.e., não tendo interligação com nenhuma rede [Lasseter07]. Caso opere numa área geográfica onde está associada a uma rede de distribuição, existe a possibilidade de operação em modo autónomo, ou também dito de modo isolado, em situações específicas, nomeadamente, por razões técnicas ou económicas, e em modo conectado à essa rede quando não autónomo, sendo

então também possível prestar serviços auxiliares de rede [Lasseter07]. A microrrede ao efetuar a sua própria gestão pode-se apresentar à rede de distribuição como uma entidade única, facilitando assim a gestão global do sistema elétrico. Em [GuidehouseInsights19], é referido que a potência instalada em microrredes a nível global deve crescer de 3,5 GW em 2019 para mais de 20 GW em 2028, i.e., um crescimento anual de cerca de 21,5%. O mercado global de microrredes que foi avaliado em 8 bilhões de dólares em 2019, é estimado a atingir o valor de 40 bilhões de dólares em 2028. Em [GuidehouseInsights20], é referido que a capacidade total de microrredes em operação e em projetos a serem desenvolvidos é estimada em cerca de 32 GW de potência. A liderança em microrredes pertence à América do Norte, seguida pela Ásia-Pacífico, América Latina, Médio Oriente e África. A Europa é o continente que menos influência tem no mercado de microrredes devido à sua aposta essencialmente centrada na promoção de fontes renováveis e não das microrredes.

A integração de fontes de produção distribuída tem sido caracterizada por uma expansão com aumentos sucessivos, sendo expectável que ainda seja mais incrementada esta expansão nos próximos anos com o desenvolvimento das microrredes. Neste contexto, a família de normas IEEE Standard 1547, iniciada em 2003, são uma referência para a introdução de fontes de produção distribuída no sistema elétrico [Basso14]. Estas normas têm influenciado a evolução tecnológica do sistema elétrico e a forma como a indústria do sistema elétrico se adapta ao mercado. Ainda, estas normas contribuíram para a modernização das infraestruturas do sistema elétrico através da criação de bases para a integração de fontes renováveis, de outras fontes de produção distribuída e de tecnologias de armazenamento de energia. Adicionalmente, estas normas apresentam especificações, requisitos, orientações e práticas recomendadas para a interconexão normalizada de microrredes. A norma IEEE Standard 1547.1 de 2005 estabelece as regras e os procedimentos de teste para a interligação de fontes de produção distribuída na rede elétrica conforme a norma IEEE Standard 1547. A norma IEEE Standard 1547.3 de 2007 detalha as técnicas de monitorização e comunicação das fontes de produção distribuída. A norma IEEE Standard 1547.2 de 2008 fornece descrições técnicas, esquemas e guias de aplicação para a compreensão da norma IEEE Standard 1547. A norma IEEE Standard 1547.4 de 2011 estabelece as boas práticas para o desenho,

operação e integração de microrredes ou de sistemas isolados de fontes de produção distribuída interligados com a rede de distribuição. Esta atualização é considerada fundamental na medida em que considera aspectos importantes relacionados com o planeamento e operação de microrredes, nomeadamente, esquemas de proteção, a tensão e a frequência. Ainda, esta norma estabelece um conjunto de práticas recomendadas para redes de distribuição secundárias. No entanto, e acompanhando a experiência vivida e adquirida, a norma IEEE Standard 1547.7 de 2013 propõe uma revisão completa da norma inicial IEEE Standard 1547 que é um passo significativo na normalização e universalização de microrredes e fontes de produção distribuída, pois aborda metodologias para determinar o impacto da integração de fontes de produção distribuída sobre as redes a que estão ligadas. A última atualização da norma IEEE Standard 1547 é a IEEE Standard 1547 de 2018 que estabelece as especificações técnicas e requisitos gerais da interligação de fontes de produção distribuída em sistemas elétricos, nomeadamente, a resposta a condições anormais, a qualidade de energia e a operação em modo isolado [IEEE18].

Em complemento ao conceito de microrredes, a inovação a nível das tecnologias de informação e comunicação, o aperfeiçoamento dos sensores e dos instrumentos de medição, o controlo inteligente dos dispositivos, essencialmente seguindo um rumo inspirado pelas metodologias da Internet, originaram uma linha de investigação e desenvolvimento relevante para o paradigma das redes futuras dito de redes inteligentes “*smart grids*” [Misra18]. Uma rede inteligente consegue através da tecnologia disponível na rede integrar de forma o mais racional possível todos os intervenientes que a constituem. Nomeadamente, esta rede tem de conseguir integrar os produtores, consumidores e prosumidores, assegurando de forma eficiente, sustentável, económica e segura a produção de eletricidade. Em [Marinescu10] é inferido que a rede do futuro é concebida por microrredes inteligentes. Nas redes inteligentes do futuro o processo de entrega de energia pelos produtores aos consumidores finais é realizado com recurso a tecnologia digital para o controlo de dispositivos nas residências dos consumidores de forma a atingir a melhor eficiência, permitindo reduzir os custos e aumentar a segurança e transparência na entrega de energia. Assim, é esperado que todo o sistema evolui para um sistema mais interativo, inteligente e com produção distribuída [Guerrero11]. Em

[Ton12] é referido que as microrredes têm sido apontadas como um elemento fundamental para a transição para a rede inteligente.

Uma das medidas para melhorar a eficiência no uso da eletricidade passa pela universalização da utilização de contadores inteligentes em clientes de baixa tensão [Pau18], embora com questões de privacidade a serem consideradas, por exemplo, o facto de se expor situações de uso de energia que denunciam os períodos em que não se está em casa, tornando a habitação vulnerável a assaltos. Esta medida para melhorar a eficiência no uso da eletricidade já é amplamente utilizada pelos consumidores de média e alta tensão abrangidos pelo sistema de telecontagem. Um contador inteligente é um contador que regista a eletricidade consumida em pequenos intervalos de tempo, geralmente, em intervalos de 1 hora até 15 minutos. Um contador inteligente em telecontagem oferece ao consumidor vantagens, nomeadamente, o envio automático de leitura e a faturação do consumo sem estimativas. Ainda, um contador inteligente permite ao consumidor um maior controlo sobre os seus consumos, a resolução de problemas técnicos e a alteração do perfil de potência ou tarifa remotamente. Estes comportamentos estimulam comportamentos mais eficientes, simultaneamente, garantindo a poupança de energia na fatura de energia.

Nos últimos anos, muitos países começaram a desenvolver infraestruturas de medição avançada, nomeadamente, os contadores inteligentes de forma a melhorar a eficiência da rede de distribuição [Pau18]. Por exemplo, em Portugal em 2019, 70 % do consumo de eletricidade já é medido por telecontagem, embora apenas um terço dos consumidores domésticos dispunham de contadores inteligentes [DN19]. No final de março de 2020 cerca de 43 % de famílias eram coletadas por contadores inteligentes, sendo estimado a cobertura atingir os 50 % até ao final do ano de 2020 [Expresso20]. Os países da UE estabeleceram um compromisso para instalar 223 milhões de contadores inteligentes até 2024, o que corresponde a uma taxa de penetração de 77 % e a um investimento global de 37 bilhões de euros [CE19]. Ainda, e até 2030, é esperado que sejam instalados 266 milhões de contadores inteligentes, o que corresponde a uma taxa de penetração de 92 % e a um investimento global de 46 bilhões de euros [CE19].

Nos últimos anos, muitas empresas do sector elétrico começam a implementar na sua operação tecnologias semelhantes às que servem de suporte para a quarta revolução

industrial, a chamada Indústria 4.0 [Alimkhan19]. A Indústria 4.0 é consequência dos avanços a nível da capacidade de processamento dos computadores e da capacidade de armazenamento de dados. Assim, técnicas de inteligência artificial, a análise de grandes volumes de dados, a Internet das Coisas (*Internet of Things* IoT) e a computação em nuvem estão entre as tecnologias que começam a ser utilizadas por empresas do setor elétrico para o controlo, a monitorização e a gestão de operação de fontes de produção distribuída. Esta nova tendência é designada por alguns autores de Energia 4.0 [Alimkhan19]. Neste contexto, o planeamento e a gestão de uma microrrede do futuro deve ser enquadrada no âmbito da Energia 4.0.

Obviamente que o conceito de microrrede tem de incluir um sistema de comunicação e uma estrutura de controlo responsável pela gestão e controlo da microrrede. Este controlo da microrrede é realizado em vários níveis: no nível mais baixo, são realizadas as funções básicas como o controlo de produção e consumo de energia e a gestão dos dispositivos de armazenamento de energia. Este nível satisfaz às instruções dos níveis superiores: no nível mais alto, é implantada a supervisão e controlo de toda a microrrede, originando o sistema de suporte de gestão da microrrede. O sistema de suporte de gestão da microrrede realiza as funções de controlo da qualidade de energia, a definição de valores ótimos de participação em mercado de eletricidade e a otimização da operação do sistema, aperfeiçoando assim o seu nível de racionalidade com que se realizam os processos, i.e., a inteligência com que se procede à operação da microrrede com base na tecnologia de suporte [Katiraei08]. No conceito de redes inteligentes, o novo agente de mercado responsável pela gestão de uma microrrede, o agregador, são referidos como agentes fundamentais [Carreiro17].

Este trabalho é realizado no âmbito da linha de investigação e desenvolvimento de sistema de suporte de gestão para as microrredes, com enfoque para a participação em mercado de eletricidade por parte do agregador. O sistema de suporte de gestão segue a orientação de investigação e desenvolvimento de forma a admitir que seja desejavelmente processado sem grandes requisitos de computação, mas em tempo útil para suporte das decisões do agregador. Pelo que, para o processamento desejado é realizada uma redução apropriada do número de cenários a utilizar na computação. A implementação deste sistema é baseada num problema de programação estocástica

reformulado como um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). A abordagem como um problema de programação estocástica tem como objetivo considerar a incerteza envolvida na gestão da microrrede, usando realizações plausíveis dos parâmetros incertos, que estão agrupadas em cenários. Além da consideração da incerteza das fontes de produção distribuída, o sistema de suporte de gestão da microrrede considera a incerteza nos preços de mercado de eletricidade, nas cargas e nos perfis de consumo de energia dos veículos elétricos. A adicionar à incerteza, a afetação das unidades faz com que o sistema a ser proposto seja de difícil resolução, i.e., eventualmente devido à incerteza não é atingida a decisão ótima, mas sim uma decisão próxima da ótima. Assim, no âmbito do agregador, este trabalho propõe a formulação matemática de um problema de afetação de unidades baseada no lucro considerando a integração de várias fontes de energia. A consideração de uma formulação do problema de afetação de unidades baseada no lucro é uma consideração essencial no novo paradigma de crescente competição em mercado de eletricidade e de integração de novos e complexos agentes em mercado. A função objetivo é a maximização do lucro esperado do agregador. Uma das valências do sistema de suporte de gestão da microrrede proposto é a ponderação do risco na tomada de decisão, o que permite ao agregador da microrrede apresentar ofertas de licitação confiáveis em mercado de eletricidade de forma a maximizar o lucro esperado.

## **1.2. Motivação**

A tese tem como motivação a contribuição para a definição de estratégias inovadoras capazes de melhorar a eficiência global do sistema elétrico, incidindo na linha de investigação de um sistema de suporte de gestão para uma microrrede em ambiente de mercado de eletricidade. A liberalização do mercado de eletricidade, as preocupações com o ambiente e desenvolvimento sustentável, o desenvolvimento de novas tecnologias, potenciaram o aparecimento de novas empresas e mais recente o aparecimento de novos agentes de mercado. Um desses novos agentes é o agregador que exerce a gestão e a participação da microrrede no mercado de eletricidade e para o qual se realiza a investigação neste trabalho. A investigação é realizada no âmbito da Energia 4.0, que é dita de ser a revolução digital do setor elétrico.

No ambiente urbano existem certas áreas onde edifícios comerciais e residenciais partilham a mesma rede de distribuição com edifícios chave como hospitais, escolas e bases militares, edifícios onde é obrigatório a manutenção da segurança do abastecimento de eletricidade. No entanto, existem situações onde é possível alguma flexibilidade na tomada de decisão do planeamento dos sistemas de energia, nomeadamente, na aplicação de estratégias de gestão do lado da procura. O sistema elétrico atual não foi projetado para lidar com este nível de complexidade na tomada de decisão. Neste contexto, uma microrrede permite a gestão de energia localmente, facilitando a tomada de um conjunto de decisões e, conseqüentemente, melhorar a operação de todo o sistema [Farhangi17].

Este trabalho tem também como motivação apresentar um sistema de suporte que sirva de base para a apresentação de iniciativas por parte de pequenos produtores e consumidores e que podem alterar o conceito inicial do sistema elétrico, caracterizado, essencialmente, pela produção de energia por grandes centrais. Assim, a gestão de uma microrrede por parte de um agregador abre boas perspectivas para o aumento do processo de democratização do sistema elétrico, abrindo espaço para maior poder de decisão de pequenos produtores, consumidores e prossumidores.

A democratização proporcionada por uma microrrede é acompanhada de descentralização e descarbonização do sistema elétrico. A descentralização e descarbonização é verificada na aposta em fontes de produção distribuída, essencialmente fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia, e na eficiência no uso de eletricidade. Simultaneamente, fontes despacháveis como microturbinas com baixas emissões com recurso a gás natural e a biocombustíveis como o biogás, podem ser incluídos no processo de descentralização da produção de energia e descarbonização da economia. Assim, aumentar a eficiência de exploração do sistema electroprodutor nacional no que respeita aos recursos endógenos, e aumentar a exploração dos recursos de origem renovável, é uma política energética que contribui para minorar a dependência externa dos combustíveis de origem fóssil [Melício10]. Contudo, a integração de fontes de produção distribuída, de cargas, de sistemas de armazenamento de energia e de veículos elétricos no sistema elétrico deve ser conduzida da forma mais eficiente possível. A associação de produtores, consumidores

e prossumidores de uma área geográfica específica, em detrimento da ação isolada de cada um, garante maior resiliência perante choques externos e a possibilidade para novos negócios, nomeadamente, a possibilidade de participação em mercados de eletricidade. A participação dos prossumidores em ambiente de mercado através do agregador da microrrede apresenta vantagens, nomeadamente, a gestão e controlo da energia local e por uma entidade de confiança dos prossumidores. Ainda, o agregador permite retirar todo o potencial das fontes de produção distribuída através de coordenação de produção mais benéfica e consequentemente aumentar o lucro dos prossumidores. O agregador concentra a informação, um grande volume de dados de produção, de consumo e de preços de mercado, e com recurso a uma plataforma IoT gere de forma adequada a operação da microrrede com as estratégias para a licitação em mercado de eletricidade. Assim, este trabalho apresenta como motivação uma contribuição para dar uma resposta a um processo de gestão no nível mais alto da hierarquia de controlo deste agregador para a participação em mercado de eletricidade.

### **1.3. Mercado de Eletricidade**

O objetivo global do sistema elétrico é a produção, transporte e distribuição de forma segura e eficiente da eletricidade necessária para satisfazer a demanda dos consumidores finais. Este objetivo é de acordo com o atual paradigma alcançado através da participação em competição em mercado de eletricidade [Heredia18]. Portugal está integrado no mercado ibérico operado pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). Este mercado é organizado em mercado diário, mercado intradiário de leilões e mercado intradiário contínuo. O mercado diário ou também dito de acoplamento único diário “Single Day-ahead Coupling” (SDAC) recebe as ofertas de venda e compra de energia elétrica por parte dos agentes do mercado para as vinte e quatro horas do dia seguinte e procede à determinação de preços e o nível de fecho proposto para as transações. Esta determinação é um modelo de fecho de mercado suportado pela lei da oferta e da procura aprovado por todos os mercados europeus. No caso da Península Ibérica, as ofertas são processadas pelo OMIE e realizado o encontro das ofertas em conjunto com os restantes operadores do mercado acoplado [OMIE14]. Seguidamente, o OMIE comunica os preços e a energia vendida e comprada para ser fisicamente

transacionada em cada uma das horas do dia seguinte [OMIE14]. O mercado acoplado é um dos grandes passos para o mercado de eletricidade europeu. Assim desde 2014 que o encontro de ofertas do mercado Ibérico é realizado por meio do algoritmo EUPHEMIA desenvolvido de forma conjunta pelos operadores de mercado europeus no projeto denominado PCR (price coupling of regions) [OMIE14]. O algoritmo EUPHEMIA calcula os preços em cada uma das áreas definidas no sistema europeu que participam no projeto e atribui os fluxos entre áreas. Cerca de 75% da procura de eletricidade na Europa está relacionada com o encontro conjunto de mercados diários processado por este algoritmo [OMIE14]. Embora a energia do mercado diário é transacionada em termos do mercado *spot*, uma parte também é transacionada através de contratos bilaterais. Em 2016, 74 % da eletricidade transacionada por dia no mercado diário advém do fecho do mercado *spot* e 26 % advém de contratos bilaterais [Sumper19].

Em geral, o conceito de mercado de eletricidade baseado em ambiente competitivo inclui também algumas entidades reguladas. Segundo [Heredia18], o mercado de eletricidade contempla as entidades:

- E1. Agentes que são as empresas autorizadas a participar no mercado como vendedores ou compradores de eletricidade. Exemplos de agentes de mercado inclui empresas produtoras de eletricidade, empresas comercializadoras de eletricidade a retalho e grandes consumidores de eletricidade;
- E2. Operadores que são as entidades públicas responsáveis pela coordenação das várias atividades do mercado, sendo caracterizados como o operador de mercado, responsável pela gestão económica do sistema, e operador independente do sistema, a entidade a quem compete garantir as condições do sistema de transmissão de eletricidade.

Em geral os chamados mercados organizados do mercado de eletricidade são constituídos por um conjunto de mercados que complementam a função do anterior, pelo que funcionam de forma combinada. O mercado organizado inclui um mercado a prazo e um mercado *spot*. Existe ainda um mercado que mantém o equilíbrio do sistema em tempo real, designado de mercado de balanço.

### 1.3.1. Mercado a Prazo

O primeiro mercado, tendo em conta o horizonte temporal, é o mercado a prazo. A negociação tem como objetivo o estabelecimento de contratos de compra e venda de energia a longo prazo, variando de contratos anuais até dois dias antes da entrega física da energia. É considerado um mercado secundário pelo facto dos produtores e consumidores negociarem um preço para uma determinada quantidade de energia com menor risco que os mercados a curto prazo [Sumper19]. Existem vários tipos de contratos de longo prazo, nomeadamente: Contratos Futuros, em que existe um compromisso de venda e compra de determinada quantidade em uma data futura e a um preço predeterminado; Contratos “*Forward*”, em que existe um compromisso negociado de modo bilateral para a venda e compra de determinada quantidade em uma data futura e a um preço predeterminado; Contratos “*SWAP*”, em que existe troca de posições quanto ao risco e à rentabilidade entre os contratantes. Os contratos Futuros admitem liquidação financeira ou física, enquanto que os contratos “*Forward*” têm natureza física e os contratos “*SWAP*” incidem sobre trocas de natureza financeira.

### 1.3.2. Mercado *Spot*

O mercado *spot* é um mercado onde a eletricidade é transacionada a curto prazo. Por um lado, é caracterizado por ser um mercado que opera próximo do período de entrega de energia. Por outro lado, é caracterizado pelo facto dos participantes estarem sujeitos a elevada volatilidade nos preços. As variações entre a demanda e a produção podem ter algum impacto no preço de mercado. Ainda, este mercado está segmentado em mercado diário e em intradiários. O mercado diário está presente na generalidade dos mercados de eletricidade mundiais e é no contexto dos mercados Europeus que surgem os intradiários [Sumper19].

#### 1.3.2.1. Mercado Diário

O mercado *spot* mais importante no que respeita ao volume de energia em leilão é o mercado diário. Por exemplo, cerca de 75 % da energia requerida na Península Ibérica advém da negociação em mercado [Sumper19]. Neste mercado, as ofertas de compra e venda de eletricidade são realizadas para as 24 horas do dia seguinte até à hora de encerramento da receção de ofertas às 12 horas do dia anterior. O preço marginal do

mercado é determinado por um balanço entre a produção e o consumo de energia baseado no cruzamento das ofertas de venda com as de compra. Este cruzamento é determinado pela interseção da curva ascendente das ofertas de venda de energia com a curva descendente de ofertas de compra de energia. No entanto, e para satisfação das restrições técnicas de interligações entre regiões e de ofertas complexas, pode haver alterações ao cruzamento inicialmente estabelecido. As alterações implicam na possibilidade de existirem preços marginais diferentes, por exemplo, se entre duas regiões não existe suficiente capacidade para proceder ao trânsito físico de energia não há razão para os preços serem forçosamente iguais. Na Europa, as restrições da rede são consideradas depois do leilão, sendo processadas em conformidade pelo operador independente do sistema. Nos Estados Unidos o leilão já toma em consideração as restrições da rede. Os principais fatores que influenciam os preços do mercado diário são os preços dos combustíveis fósseis, custos ambientais como os preços de carbono e o “*mix*” de energias. Por exemplo, em [REE16] é observado a tendência de que quanto menor a participação de fontes renováveis maior é o preço estabelecido no fecho do mercado diário.

### **1.3.2.2. Mercado Intradário**

Encerrado o mercado diário, são realizadas, no mercado Ibérico, seis sessões de mercado intradário, também denominado de mercado de ajustes. Este mercado permite que os compradores e vendedores de eletricidade que tenham submetido ofertas ao mercado diário, possam realizar novas ofertas de compra e de venda de eletricidade para ajustar os seus programas de produção e de consumo até quatro horas antes do tempo real. O ajuste pode ser ocasionado por terem conhecimento de melhores previsões no que respeita ao que possa acontecer em tempo real, como resultado de alterações na disponibilidade das fontes de energia ou de falhas técnicas. Em 2014, nos mercados intradiários foi negociada, em média, 16% da eletricidade total transacionada em mercado diário [OMIE14]. Tal como no mercado diário, são apresentadas ofertas horárias de compra e venda de eletricidade sendo o preço marginal determinado pelo cruzamento das curvas de oferta e de compra. O mercado intradiário engloba ainda um mercado contínuo transfronteiriço europeu, também denominado acoplamento único intradiário (SIDC) que permite o ajuste até uma hora antes da entrega física de energia.

### 1.3.2.3. Mercado de Balanço

O último mercado no que respeita ao horizonte temporal que abrange é o mercado de balanço. A justificação para a existência deste mercado é devida ao facto de a pouco tempo da operação em tempo real podem ainda existir desvios de energia. Pelo que, o operador independente do sistema em caso de defeito de produção tem de chamar unidades produtoras e em caso de excesso retirar essa produção ou encontrar utilizadores para essa produção com o intuito de manter o equilíbrio do sistema. O mercado de balanço é segmentado em [Sumper19]: 1) procura e ativação de reserva pelo operador independente do sistema; 2) procedimento de liquidação de desequilíbrios. Esta função de manter o equilíbrio do sistema é fundamental, visto que, caso contrário o sistema elétrico corre o risco ter a operação descontinuada. Por um lado, quando existe defeito de produção a energia cinética armazenada nas massas girantes, i.e., fundamentalmente nos rotores das máquinas síncronas, é requerida pelos centros de consumo, implicando numa perda na velocidade de rotação. Consequentemente a frequência do sistema diminuiu acentuadamente na vizinhança das linhas elétricas que sofrem maior impacto com esse desequilíbrio o que se não for atempadamente compensado leva a que se possa perder o sincronismo requerido para operação do sistema. Pelo que, a frequência tem de ser restabelecida pelo aumento da produção ou pela redução da demanda. Por outro lado, quando existe excesso de produção essa produção é armazenada na forma de energia cinética nas massas girantes e consequentemente aumenta a frequência do sistema, i.e., as massas girantes embalam e urge diminuir a frequência, através da diminuição da produção ou pelo aumento da demanda. O procedimento de liquidação de desequilíbrios é realizado pelo operador independente do sistema que aplica uma penalização financeira aos participantes de mercado que incorrem num desequilíbrio.

## 1.4. Estado da Arte

Em [Mendes94, Laia16] é afirmado que a otimização em sistemas de energia elétrica, designadamente o modo de operação eficiente e económico a curto prazo de recursos térmicos e de recursos hídricos, é um tema de permanente investigação desde a década de sessenta do século passado, devido à crescente complexidade dos problemas e aos benefícios resultantes do uso da melhor solução possível, i.e., solução ótima.

Em [Ferreira89] é exposto que em ambiente de monopólio com operação centralizada, paradigma anterior dos sistemas elétricos, o planeamento da operação dos sistemas elétricos é determinado pela minimização dos custos de produção, satisfazendo a demanda de energia e sujeito a restrições técnicas e económicas. Em [Fosso99] é exposto que em ambiente competitivo, paradigma atual para os sistemas elétricos, o planeamento de operação dos sistemas elétricos é determinado pela maximização do lucro para cada empresa do setor elétrico, considerando a incerteza nos preços de mercado, o que resulta da competição. O planeamento da operação de microrredes surge no contexto do paradigma atual para os sistemas elétricos e é, geralmente, um problema não-linear com um número significativo de restrições e de variáveis, quer contínuas, quer binárias. Pelo que, tem de ser investigado de forma a que se usem metodologias apropriadas que sejam processadas sem grandes requisitos de computação, mas em tempo de útil para suporte das decisões do agregador. Existem fatores decisivos no processo de planeamento de operação de microrredes, designadamente a participação em mercado de eletricidade e os preços de mercado, o modelo de controlo da microrrede, a consideração de fontes renováveis, geralmente não despacháveis, a interligação com a rede e a consideração de emissões de gases de efeito de estufa. Ainda, a consideração da incerteza e a consideração do risco quando em ambiente de mercado podem afetar economicamente o planeamento da microrrede. Consequentemente, a gestão de microrredes tem tido diversas linhas para abordagens em investigação e desenvolvimento, por exemplo, recorrendo a metodologias determinísticas, metodologias estocásticas, métodos heurísticos ou métodos híbridos. As metodologias determinísticas e estocásticas são, normalmente, incluídas no conjunto de métodos de programação matemática tradicionais [Zhang16]. Estes métodos de programação matemática tradicionais podem ser aplicados a problemas de otimização de larga escala,

e muitos têm um tempo de computação relativamente baixos [Zhang16]. Contudo, estes métodos não são adequados para problemas reais de planeamento ótimo de microrredes a curto prazo que são geralmente não-lineares e não-convexos [Zhang16]. Particularmente, com a reestruturação e desregulação do setor elétrico, a consideração de metodologias determinísticas podem comprometer a obtenção de um planeamento mais favorável, visto que, que não considera a incerteza. Os métodos heurísticos têm a vantagem de ser flexíveis e de permitir a descrição das restrições de forma mais apropriada à representação tecno-económica dos processos envolvidos. Ainda, conseguem obter soluções factíveis caso existem e apresentam desempenhos e tempos de computação aceitáveis. Contudo, não garantem que a solução obtida seja a melhor solução, i.e., seja um ótimo global, asseguram pelo contrário só soluções nas vizinhanças de ótimos que podem ser só locais. Em sistemas de energia elétrica, particularmente, em ambiente competitivo, estas diferenças podem ser significativas e a aplicação de metodologias de soluções mais satisfatórias têm de ser investigadas [Salam07]. Assim, surge que as metodologias estocásticas são recomendadas principalmente quando existe um elevado grau de incerteza no processo de tomada de decisão em planeamento de operação. Por exemplo, quando uma microrrede participa em mercado de eletricidade, a consideração de uma metodologia estocástica para lidar com a incerteza dos preços de mercado de eletricidade, da potência das fontes não-despacháveis e do uso de veículos elétricos revela ser de especial relevância. Adicionalmente, métodos híbridos têm sido apontados para o planeamento de operação de microrredes. A vantagem dos métodos híbridos reside na possibilidade de combinação de dois ou mais métodos, aproveitando as potencialidades de cada um, obtendo, conseqüentemente, soluções satisfatórias para o planeamento das microrredes. Embora o estado da arte apresentado tenha como enfoque a lógica de cargas elétricas, a gestão considerando cargas térmicas é uma linha de investigação importante no âmbito das microrredes. Contudo, a gestão de cargas térmicas não faz parte do âmbito da tese.

#### **1.4.1. Metodologias Determinísticas**

Em [Pudjianto11], é proposta uma abordagem ao planeamento ótimo de uma microrrede com um controlador central e que tem em consideração um mercado local. No entanto, o despacho das microfones é caracterizado pelo facto do controlador central somente influenciar a tomada de decisão sobre cada microfonte através de sinais de preços. O

objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede. A solução do problema de minimização é obtida através do Método de Ponto Interior Primal Dual para a resolução de problemas de Programação Não Linear. É concluído que a vantagem da abordagem proposta é a independência dos controladores locais e a capacidade do sistema em coordenar um número alargado de microfones.

Em [Daneshi12], é desenvolvido um sistema de gestão de uma microrrede participando em mercado diário e no mercado de balanço. O objetivo é a maximização do lucro da microrrede. A formulação do problema é baseada num problema de PLIM. O sistema de gestão proposto é analisado para modos de operação, em modo isolado ou em modo conectado à rede. É concluído que o modo de operação conectado à rede permite, se for convenientemente elaborado, obter um lucro superior à operação em modo isolado.

Em [Erdinc15], é desenvolvida uma estrutura de gestão de um edifício que inclui cargas, fontes renováveis, dispositivos de armazenamento de energia, e estratégias de resposta da demanda, incluindo, ainda, veículos elétricos com capacidade de fluxo de energia bidirecional. A interação com a rede para o prosumidor, i.e., o balanço do fluxo de energia, é tratado por medição líquida de energia “*net metering*” que é um incentivo à descentralização. A medição líquida de energia é uma forma de compensar a energia elétrica captada mas não utilizada, quer fotovoltaica ou eólica de pequenos portes, que é contabilizada como crédito ao consumo do prosumidor. O objetivo é a minimização do custo diário do consumo de energia. A formulação do problema é baseada num problema de PLIM. A proposta apresentada é comparada com uma estratégia sem a consideração de sistema de gestão do edifício, sendo demonstrada a vantagem de que medição líquida de energia permite reduzir os custos.

Em [Mesaric15], é desenvolvido um sistema de gestão de uma microrrede que inclui cargas e estratégias de gestão do lado da procura, incluindo, ainda, veículos elétricos com capacidade de fluxo de energia bidirecional. O objetivo é a minimização da utilização de unidades de produção de energia convencionais. A formulação do problema é baseada num problema de PLIM. É concluído que este sistema de gestão permite aumentar a utilização de fontes renováveis em detrimento de unidades de produção convencionais e reduzir a dependência da rede através do armazenamento do excesso de energia produzido por fontes renováveis em veículos elétricos.

Em [Hawkes09], é desenvolvido um modelo para o projeto e planeamento da operação de unidades e de sistemas de armazenamento de energia de uma microrrede. O objetivo é a minimização dos custos de forma a satisfazer a demanda de energia. A formulação do problema é baseada num problema de Programação Linear (PL). Os resultados do modelo proposto indicam a possibilidade de redução dos custos em comparação com uma abordagem que considera a energia a ser fornecida pela rede.

Em [Logenthiran09], é apresentado o planeamento de uma microrrede operando em modo isolado, constituída por fontes renováveis, unidades térmicas e um sistema de armazenamento de energia. O objetivo é minimização dos custos de operação. A formulação do problema é realizada no âmbito de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). Os resultados mostram que as fontes renováveis em combinação com o sistema de armazenamento podem contribuir para substituir as unidades convencionais de forma eficiente.

Em [Liu18], é apresentado o planeamento ótimo de uma microrrede, considerando cargas térmicas e elétricas, i.e., parte da energia produzida pelas microturbinas é aproveitada para fornecer calor. A função objetivo é constituída por duas partes que têm como objetivo, respetivamente, descrever o conforto térmico e descrever o comportamento económico para que seja considerada uma adequada formulação de custos mais favoráveis. O problema é formulado como um problema de PNLIM. É concluído pelos resultados do modelo proposto que mantendo o conforto térmico se obtém uma redução dos custos de operação.

Em [Jaramillo16], é apresentado o planeamento de uma microrrede constituída por um sistema fotovoltaico, uma célula de combustível, uma carga fixa e um veículo elétrico com fluxo de energia bidirecional. A microrrede funciona no modo conectada à rede. O objetivo é a minimização dos custos de operação e a redução do impacto ambiental da operação da microrrede. O problema é formulado como um problema de PLIM. Os resultados demonstram a capacidade de o modelo proposto em reduzir quer a importação de energia da rede quer os picos de demanda de energia.

Em [Lu15], é apresentado o planeamento de um edifício que inclui um sistema fotovoltaico e sistemas de armazenamento de energia térmica, tendo o edifício possibilidade de trocar energia com a rede. O objetivo é a redução dos custos de

operação. O problema é formulado como um problema de PNLIM. É concluído que o modelo proposto consegue reduzir significativamente os custos de operação.

Em [He19], é apresentado o planeamento de uma microrrede que tem de satisfazer a cargas térmicas e elétricas. Entre os componentes da microrrede estão uma microturbina, um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento de energia. O modelo proposto apresenta estratégias de resposta da demanda tanto a nível térmico como elétrico. O objetivo é a redução dos custos de operação. O problema é formulado como um problema de PLIM. É concluído que pelo caso de estudo apresentado que existe redução dos custos resultantes da estratégia de resposta da demanda.

Em [Costa14], é apresentado o projeto e planeamento de uma microrrede de um edifício hospitalar. A microrrede é conectada à rede e é composta por um sistema de cogeração e cargas elétricas e térmicas. O objetivo é a minimização dos custos de operação. O problema é formulado como um problema de PLIM. Os resultados demonstram que o modelo melhora o desempenho da microrrede e reduz os custos de produção.

Em [Li18], é desenvolvido uma abordagem para um sistema de gestão de uma microrrede constituída por fontes renováveis, fontes não-renováveis, células de combustível e sistemas de armazenamento de energia, designadamente, baterias, tanques de armazenamento de calor e de frio. A microrrede funciona quer em modo isolado quer em modo conectado com a rede. O objetivo é a minimização do custo de operação de forma a satisfazer a demanda de energia elétrica e térmica para os períodos de verão e de inverno. O problema é formulado como um problema de PLIM. É concluído que a abordagem proposta mostra ser eficiente.

#### **1.4.2. Métodos Heurísticos**

Em [Kim12] é apresentado o planeamento de uma microrrede constituída por geradores a diesel, células de combustível e geradores eólicos e cargas. O objetivo é a minimização dos custos de operação. Para a resolução do problema são aplicados três métodos heurísticos: o Algoritmo de Pesquisa Harmónica, Algoritmos Genéticos e a Otimização por Enxame de Partículas. A comparação entre os três métodos conclui que a Otimização por Enxame de partículas apresenta melhor resultado, i.e., consegue atingir um menor custo de operação em comparação com os restantes métodos propostos.

Em [Tan13] é apresentado o planeamento de operação de microrrede tendo em consideração a reconfiguração da rede. O carácter aleatório das fontes renováveis e das cargas é tido em consideração. O objetivo é a minimização dos custos de uma rede de distribuição com múltiplas microrredes. Os custos de operação incluem perdas na rede de transmissão e os custos de compra de energia na rede. Quatro métodos, incluindo Algoritmos Genéticos, Otimização por Enxame de Partículas, e duas versões recorrendo ao método de Sistema Imunológico Artificial são apresentadas para resolver o problema. É concluído que as duas versões do Sistema Imunológico Artificial apresentam os melhores resultados.

Em [Moghaddam11] é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede constituída por fontes renováveis, microturbinas, células de combustível e baterias. O problema é formulado como um problema de Programação Não Linear. O objetivo é a minimização dos custos de operação e a minimização das emissões antropogénicas de gases de efeito de estufa. Neste trabalho é apresentada uma versão modificada da Otimização por Enxame de Partículas. É concluído que a proposta apresentada apresenta melhores resultados que os Algoritmos Genéticos e que um método de Otimização por Enxame de Partículas convencional.

Em [Celli05], é desenvolvida uma metodologia para um sistema de gestão de energia de uma microrrede constituída por fontes renováveis, microturbinas e cargas. Parte do calor das microturbinas é aproveitado para satisfazer a demanda térmica para aquecimento. A microrrede está conectada à rede, i.e., pode haver fluxo de energia nas duas direções. O objetivo do problema é a minimização dos custos de operação da microrrede. Para resolver o problema é aplicado o modelo de Redes Neurais Artificiais. É concluído pelos resultados que esta metodologia permite reduzir significativamente os custos de operação.

Em [Niknam12], é apresentado um algoritmo para planeamento de uma microrrede constituída por fontes de produção distribuída como microturbinas, fontes renováveis, eólica e fotovoltaica e dispositivos de armazenamento de energia como células de combustível e uma bateria e cargas. A microrrede participa no mercado de eletricidade. É tido em consideração a incerteza nos preços de mercado, na produção e nas cargas. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede. O problema é

formulado como um problema de PNLIM. Para resolver o problema é aplicado uma versão modificada do Algoritmo de Busca Gravitacional. A versão modificada do Algoritmo de Busca Gravitacional é comparada com outros algoritmos como os Algoritmos Genéticos, a Otimização por Enxame de Partículas e o Algoritmo de Busca Gravitacional convencional. É concluído que o algoritmo proposto apresenta melhores resultados, permitindo assim uma maior redução dos custos de operação.

Em [Vahedi10], é apresentado o planeamento da operação de uma microrrede composta por geradores diesel, microturbinas, fontes renováveis e dispositivos de armazenamento de energia como baterias e células de combustível. O objetivo é a minimização dos custos de operação. A formulação do problema tem, ainda, em consideração a emissão de gases de efeito de estufa. A solução do problema é obtida com recurso ao Algoritmo de Evolução Diferencial. É concluído que as soluções ótimas de funcionamento das microfontes não-despacháveis que reduzem o custo de operação são obtidas com sucesso.

Em [Isa18], é desenvolvido um sistema de gestão de energia de uma microrrede constituída por um sistema híbrido, constituído por sistema fotovoltaico, uma bateria e uma célula de combustível. Parte do calor resultante da operação da célula de combustível é aproveitado para satisfação de cargas térmicas para aquecimento. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede. A solução do problema é obtida através do Algoritmo de Pesquisa Harmónica e os valores ótimos de cada fonte de produção distribuída são obtidos para as 24 horas.

Em [Yang12], é apresentado o projeto e planeamento de uma microrrede constituída por um sistema eólico, um sistema fotovoltaico, uma microturbina, uma caldeira e cargas elétricas e térmicas. O objetivo é a minimização do custo anual de operação da microrrede. A solução do problema é obtida através do Algoritmo de Arrefecimento Simulado. É concluído pelos resultados a complementaridade entre as fontes renováveis e as não-renováveis para uma operação ótima da microrrede.

Em [Dey19], é apresentada uma abordagem para o planeamento de operação de uma microrrede constituída por unidades térmicas, geradores eólicos e um sistema fotovoltaico. A microrrede está isolada da rede e o objetivo é a minimização dos custos da operação da microrrede e a redução das emissões antropogénicas de gases de efeito

de estufa. O problema é formulado como um problema de PNLIM. A solução do problema é obtida aplicando um novo modelo do Algoritmo de Otimização da Baleia “*Whale Optimization Algorithm*”. A abordagem proposta é comparada com outras técnicas, designadamente, a Otimização por Enxame de Partículas e a Evolução Diferencial. É concluído pelos resultados que a abordagem proposta permite uma redução em termos dos custos de operação e das emissões.

### **1.4.3. Metodologias Estocásticas**

Em [Shi14], é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede constituída por fontes renováveis, potência eólica e potencia fotovoltaica, fontes não renováveis, microturbinas e dispositivos de armazenamento de energia, células de combustível e baterias. O objetivo é a maximização do lucro da microrrede em mercado de eletricidade. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado num problema de PNLIM. A incerteza é modelada através de cenários que representam a incerteza dos parâmetros incertos, potência das cargas e potência das fontes renováveis. A diferença entre a produção e as cargas perfaz aquilo a que os autores designaram de cenário líquido de potência. A metodologia estocástica é comparada com a metodologia determinística. É concluído pelos resultados que a metodologia estocástica permite obter melhores resultados.

Em [Narayan17], é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede isolada, constituída por fontes de produção distribuída não renováveis, designadamente, geradores diesel, fontes renováveis, designadamente, um sistema fotovoltaico, geradores eólicos e dispositivos de armazenamento de energia, baterias e cargas. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede, tendo em consideração os investimentos iniciais e as emissões de gases de efeito de estufa. O problema é formulado como um problema de programação estocástica, reformulado como um problema de PNLIM. Ainda, a formulação do problema tem em consideração o risco, apresentado através da medida de risco Variância. Os parâmetros incertos são a demanda de energia e a potência das fontes renováveis. É concluído que a formulação estocástica com consideração do risco em comparação com a abordagem determinística apresenta melhores resultados.

Em [Shen16], é desenvolvida uma metodologia para um sistema de gestão de uma microrrede constituída por fontes não-despacháveis, nomeadamente, a potência eólica e a potência fotovoltaica, e fontes despacháveis, geradores *diesel* e dispositivos de armazenamento de energia. A microrrede tem como cargas um consumidor industrial, um consumidor comercial e consumidores residenciais. O objetivo é a maximização do lucro da microrrede em ambiente de mercado e o problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. A formulação considera o risco, utilizando a medida de risco Valor em Risco Condicional (CVaR). A incerteza é modelada considerando como parâmetros incertos o preço de mercado, a potência das fontes renováveis e potência das cargas. O número inicial de cenários é reduzido de 2000 para 200 cenários de forma a reduzir o tempo de computação. É concluído pelos resultados que a metodologia proposta é benéfica quer para a microrrede quer para os consumidores.

Em [Nguyen15], é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede constituída por geradores eólicos, microturbinas, células de combustível, um sistema de armazenamento de energia baseado numa bateria e cargas. A microrrede é proposta ser gerida por um agregador da microrrede que vende energia aos consumidores a um preço acordado. O objetivo é a maximização do lucro do agregador em ambiente de mercado de eletricidade. O problema é formulado com um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. A formulação inclui ainda a consideração resposta da demanda e a gestão do risco, através da medida de risco CVaR. Os parâmetros incertos são a potência eólica, os preços de mercado diário e a potência das cargas. O número inicial de cenários é reduzido para 100. É concluído que a consideração da resposta da demanda é favorável para o agregador.

Em [Jirdehi17], é apresentada uma metodologia para o planeamento de uma microrrede constituída por fontes renováveis e não-renováveis e cargas elétricas e térmicas. O objetivo é a minimização dos custos de operação e a redução das emissões antropogénicas de gases de efeito de estufa. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. Os parâmetros incertos são a potência eólica, a potência fotovoltaica e a potência das cargas. É realizada uma redução de cenários do número inicial para os 50 cenários de

maior probabilidade. A metodologia proposta é comparada com uma metodologia determinística e com os Algoritmos Genéticos. É concluído pelos resultados que a metodologia estocástica apresenta resultados superiores à metodologia determinística e aos Algoritmos Genéticos.

Em [Ayón15], é apresentado o planejamento de operação de uma rede de distribuição em média tensão. A gestão é proposta ser realizada por um agregador e considera apenas fontes renováveis, dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis e não controláveis. O objetivo é a maximização do lucro do agregador em mercado diário. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PL. Os parâmetros incertos são os preços de mercado diário, a potência eólica e fotovoltaica e a potência das cargas. O número inicial de cenários de  $10^6$  é reduzido para 200. A metodologia estocástica é comparada com uma metodologia determinística, sendo concluído que apresenta melhores resultados.

Em [Jianhui17], é apresentada uma metodologia para a abordagem do planejamento de operação de uma microrrede constituída por microturbinas, células de combustível, geradores diesel, um sistema fotovoltaico, geradores eólicos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas locais. A microrrede é conectada com a rede podendo haver troca de energia. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede e a redução das emissões de gases de efeito de estufa. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de Programação Não Linear. Os parâmetros incertos são a potência eólica e fotovoltaica e a potência das cargas. O número inicial de cenários é reduzido de forma a reduzir o tempo de computação. A metodologia estocástica é comparada com a metodologia determinística. É concluído que a metodologia estocástica apresenta melhores resultados.

Em [Wang15], é apresentada uma metodologia estocástica para um sistema de gestão de múltiplas microrredes por parte de um operador de uma rede de distribuição. As microrredes têm microturbinas, geradores eólicos e cargas. As microrredes podem comprar ou vender energia à rede. O objetivo é a minimização dos custos de operação das microrredes. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. Os parâmetros incertos são a

potência eólica e a potência das cargas. Os cenários iniciais são reduzidos para um conjunto de cenários representativos. É concluído que quando comparada com a metodologia determinística, a metodologia estocástica permite melhor redução dos custos de operação.

Em [Zakariazadeh14], é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede participando no mercado de eletricidade, no mercado diário e no mercado de reserva. A microrrede inclui diversas fontes de produção distribuída, nomeadamente, geradores diesel, geradores eólicos, um sistema fotovoltaico e uma bateria. As cargas incluem cargas residenciais, comerciais e industriais. O problema considera diversos tipos de programas de resposta da demanda. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede. O problema é formulado como um problema de programação estocástica. A função objetivo é dividida em duas partes, uma parte Linear e outra Não Linear. A incerteza do problema está relacionada com a potência eólica e com a potência fotovoltaica. É concluído pelos resultados que a aplicação de programas de resposta da demanda permite reduzir os custos de operação da microrrede e uma utilização mais eficiente da energia.

Em [Soares18], é apresentada uma metodologia estocástica para o planeamento da operação de uma rede de distribuição constituída por fontes renováveis e não-renováveis, dispositivos de armazenamento de energia, veículos elétricos e cargas com capacidade de aplicação de resposta da demanda. A rede de distribuição é gerida por um agregador e pode participar no mercado de eletricidade comprando ou vendendo energia. O objetivo é a minimização do custo de operação da microrrede. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. A incerteza do problema está relacionada com a potência fotovoltaica e eólica, com os veículos elétricos, com a carga e com os preços de mercado. É concluído que os resultados da aplicação da metodologia estocástica são melhores do que os de uma metodologia determinística.

Em [Marino18], é apresentada uma abordagem para o planeamento da operação de uma microrrede constituída por um sistema fotovoltaico, geradores diesel, dispositivos de armazenamento de energia e cargas. A microrrede está conectada com a rede e participa do mercado de eletricidade. O objetivo é a minimização dos custos de operação da

microrrede. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. O problema apenas considera a incerteza na potência das cargas. Ainda, a formulação do problema impõe restrições que forçam o uso da energia proveniente do sistema fotovoltaico em vários níveis. É concluído que os resultados mostram que a abordagem proposta permite a redução dos custos de operação da microrrede.

Em [Talari17], é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede constituída por microturbinas, geradores eólicos, um sistema eólico e dispositivos de armazenamento de energia, células de combustível. Ainda, a microrrede transaciona energia no mercado de eletricidade, considerando a resposta da demanda. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. A incerteza está relacionada com os preços de mercado e com a potência das fontes renováveis. O número inicial de cenários é reduzido para um número razoável de cenários. É concluído pelos resultados que a aplicação da resposta da demanda permite reduzir os custos de operação da microrrede.

#### **1.4.4. Métodos Híbridos**

Em [Garcia-Guarin19], é apresentada uma abordagem para o planeamento de operação de uma microrrede participando em mercado de eletricidade por meio do agregador da microrrede. A abordagem inclui um tratamento para a incerteza nos preços de mercado diário, na potência fotovoltaica, na demanda de energia de cargas e na demanda de energia de veículos elétricos. Os cenários que modelam a incerteza são 5000 e são gerados por Simulação de Monte Carlo e posteriormente por redução de cenários são selecionados 500. São também consideradas estratégias de gestão do lado da procura, designadamente a resposta da demanda. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede. O problema é formulado como um problema de programação estocástica. Para a solução do problema é aplicado um algoritmo que considera várias heurísticas, nomeadamente o *Variable Neighborhood Search*, a Evolução Diferencial e a Otimização por Enxame de Partículas. É concluído que a abordagem proposta tem vantagens em comparação com abordagens de outras heurísticas.

Em [Saber12], é apresentado o planeamento de uma rede inteligente que inclui unidades térmicas, fontes renováveis, cargas, dispositivos de armazenamento de energia e veículos elétricos com fluxo de energia bidirecional. A incerteza das fontes renováveis, das cargas e dos veículos elétricos é considerada por meio de um conjunto de cenários. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um Problema de Programação Não Linear. O objetivo é a minimização dos custos de operação e a redução das emissões. A solução do problema é obtida através da Otimização por Enxame de Partículas. É comparada a operação sem incerteza e com incerteza. É concluído que embora a última requeira maior tempo de computação, é mais favorável no que respeita a reduzir os custos de operação e as emissões de gases de efeito de estufa.

Em [Zhang16], é apresentada uma metodologia para o planeamento de operação de uma microrrede constituída por um sistema fotovoltaico, geradores eólicos, geradores a diesel e baterias, tendo em consideração restrições de transmissão na interligação com a rede. O objetivo é a minimização dos custos de operação através da formulação de um problema de PNLIM. Para a obtenção da solução do problema é usado um modelo híbrido que envolve Algoritmo de Busca Harmónica e o Algoritmo de Evolução Diferencial. A metodologia é aplicada a três sistemas de teste: IEEE 9-bus, IEEE 39-bus e IEEE 57-bus. É concluída adequação da metodologia proposta pela comparação dos resultados ótimos do modelo híbrido apresentado com os resultados de outros modelos híbridos, por exemplo, o modelo híbrido que envolve os Algoritmos Genéticos e o Algoritmo de Evolução Diferencial.

Em [Li19], é apresentada uma metodologia para o planeamento de operação de uma microrrede constituída por um sistema fotovoltaico, geradores eólicos, microturbinas, células de combustível, dispositivos de armazenamento de energia e cargas. A microrrede interage com a rede, podendo comprar ou vender energia à rede, tendo como objetivo é minimização dos custos de operação. A formulação inclui a consideração das emissões de gases poluentes. A metodologia híbrida envolve o Algoritmo de Arrefecimento Simulado e a Otimização por Enxame de Partículas. É concluído pelos resultados que a metodologia tem a vantagem de permitir uma redução dos custos de

operação mais acentuada e reduzir a dependência da rede em comparação com o modelo tradicional da Otimização por Enxame de Partículas.

Em [Sun19], é apresentada uma metodologia para a operação de uma microrrede constituída por fontes de produção distribuída, dispositivos de armazenamento de energia e cargas. A microrrede funciona em modo conectado com a rede, permitindo fluxo de energia bidirecional. A objetivo é a minimização dos custos de operação e a redução das emissões dos gases poluentes. A metodologia é baseada numa versão melhorada dos Algoritmos Genéticos que é um método híbrido envolvendo os Algoritmos Genéticos e o Algoritmo de Arrefecimento Simulado. É concluída a eficiência da metodologia com recurso a caso de estudo.

Em [Moradi14], é apresentado o projeto e planeamento de operação de uma microrrede constituído por geradores eólicos, um sistema fotovoltaico, geradores diesel, células de combustível e baterias. A microrrede é desenhada para operar conectada à rede. O objetivo é a maximização da função objetivo baseada no Valor Atual Líquido, i.e., o indicador de avaliação económica proposto para viabilização do projeto de microrrede. É tida em consideração a emissão de gases poluentes. Para a solução do problema é proposto um método híbrido que envolve a Programação Quadrática e a Otimização por Enxame de Partículas. O método híbrido é testado para várias configurações de modo a verificar a eficiência do método proposto.

Em [Li15], é apresentada uma metodologia para o sistema de gestão de uma microrrede, constituída por uma microturbina, uma célula de combustível, um gerador eólico, um sistema fotovoltaico e cargas. O objetivo é a minimização dos custos de operação da microrrede através da formulação de um problema PLIM. Para a obtenção da solução do problema é usado um modelo híbrido que envolve a Programação Quadrática e os Algoritmos Genéticos. A solução obtida pela metodologia híbrida proposta é comparada com a solução do solver CPLEX. É concluída pelos resultados que o modelo híbrido tem a vantagem de reduzir os custos de operação em comparação com o CPLEX.

Em [Bektas20], é apresentado o planeamento de operação de uma microrrede constituída por fontes renováveis, eólica e fotovoltaica, e cargas industriais. A microrrede está conectada a uma rede e o objetivo é a minimização dos custos de

operação e a redução da importação de energia da microrrede. Para a obtenção da solução do problema é usado um modelo híbrido que envolve os Algoritmos Genéticos e o Algoritmo de Arrefecimento Simulado. A metodologia apresentada não só leva à redução dos custos de operação da microrrede, mas também leva a concluir que a introdução de um sistema de armazenamento de energia pode contribuir ainda para um melhor desempenho da microrrede proposta.

## **1.5. Organização do Texto**

Ao escrever este trabalho houve o propósito de conseguir uma linguagem fácil, agradável e harmoniosa para que o tema seja entendido pelo leitor com precisão, ordem e propriedade. Este propósito determina a organização do texto deste trabalho, que para além deste capítulo está dividido nos capítulos: Capítulo 2, Microrredes no Âmbito da Energia 4.0. Capítulo 3, Metodologias de Otimização e Medidas de Gestão do Risco. Capítulo 4, Modelação e Otimização da Microrrede. Capítulo 5, Análise do Desempenho da Microrrede. Capítulo 6, Conclusão.

No capítulo 2, são apresentados os conceitos de Microrrede e de Energia 4.0. É apresentado como a revolução digital do sector elétrico pode influenciar como serão as redes do futuro. São apresentados os modos de operação e as políticas de mercado de uma microrrede. São também apresentados os fundamentos teóricos dos modelos de controlo de microrredes e do controlo hierárquico de microrredes.

No capítulo 3, são apresentadas as metodologias de otimização e as medidas de gestão de risco. As metodologias de otimização presentes neste trabalho são a programação estocástica e a programação linear inteira mista. São apresentados de forma genérica os fundamentos teóricos destas metodologias. São também apresentadas as principais medidas de gestão do risco, nomeadamente: os conceitos fundamentais das medidas de risco valor em risco e valor em risco condicional.

No capítulo 4, são apresentadas as microfontes presentes na microrrede. Ainda, é apresentada a modelação de cada uma das microfontes, a análise ao processo de participação em mercado de eletricidade por parte de um agente de mercado e a

formulação do problema da participação do agregador da microrrede em mercado de eletricidade. Finalmente, é apresentada a representação da incerteza através de cenários ou realizações. O número inicial de cenários é reduzido em dois níveis de forma a reduzir a dimensão do problema.

No capítulo 5, é apresentada a microrrede de teste e os casos de estudo para a análise do desempenho do microrrede com base no sistema de suporte para a gestão desenvolvido. Nomeadamente, são apresentados resultados provenientes da abordagem proposta neste trabalho, considerando a operação da microrrede na sua arquitetura base e considerando casos de estudo que compreendem os efeitos da incerteza, o efeito da resposta da demanda, o efeito da integração de veículos elétricos, o efeito do nível de aversão ao risco e o efeito da variação do preço de mercado. Também, é analisado o desempenho da microrrede para um caso de estudo misto.

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões sobre o tema da participação de um agregador de uma microrrede em mercado de eletricidade, considerando incerteza e risco. São indicadas as publicações científicas que resultam do trabalho de investigação desenvolvidos. E são indicadas as direções para futuros desenvolvimentos.

Nas referências bibliográficas, são apresentadas as referências que foram utilizadas e inseridas no texto deste trabalho.

## **1.6. Notação**

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de parênteses curvos ( ) e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos [ ]. Os símbolos a negrito são utilizados para referenciar as variáveis de decisão.

A notação está estruturada em siglas que derivam de síntese de nome provenientes da divulgação em textos em língua portuguesa com grande aceitação ao nível das comunicações técnico-científicas ou retiradas de textos anglo-saxónicos cujas siglas não foram ainda convenientemente convertidas para a língua portuguesa. Esta tese foi escrita conforme o novo acordo ortográfico da língua portuguesa.



## 1.7. Conclusão de Capítulo

A energia elétrica é a forma de energia mais versátil e mais utilizada com uma procura que tende a crescer com o desenvolvimento das sociedades, mas a obtenção da energia nesta forma tem sido uma fonte de emissões antropogénica de gases de efeito de estufa com um impacto significativo sobre o habitat terrestre. Para mitigar as consequências do impacto, i.e., alterações climáticas, a linha de investigação e desenvolvimento para a rede elétrica está a incutir uma mudança de paradigma suportada pelos avanços tecnológicos a nível das tecnologias de informação e comunicação. Estes avanços tendem na contemporaneidade a acelerar a mudança de paradigma da rede elétrica tradicional, essencialmente centralizada, unidirecional, para uma rede descentralizada, bidirecional e inteligente. Nesta mudança, é esperado que a Internet tenha um papel importante naquilo que já é designado de uma revolução digital no setor elétrico, a Energia 4.0. Assim, é esperado que seja facilitada a integração de produção de energia elétrica baseada em fontes de produção distribuída com baixas emissões em detrimento da produção baseada em grandes centrais. Esta integração dita de descentralização da produção é baseada em sistemas de pequeno porte, ditos de microfones e sistemas de armazenamento de energia que desempenham um papel importante no contexto da gestão da energia para a rede inteligente. Com a descentralização da produção e gestão da energia é pretendido que quer a produção quer a procura de energia elétrica sejam geridas de forma o mais sustentável, fiável e económica possível. Pelo que, se acredita que a rede inteligente está na senda do futuro.

No âmbito das microfones, as microfones baseadas em fontes de energia renováveis contribuem não só para mitigar as emissões antropogénica de gases de efeito de estufa, mas também para a sustentabilidade energética. Ainda, é esperado que os consumidores finais tenham maior poder de decisão nas questões sobre a gestão da própria rede, num movimento já apelidado de democratização da energia.



---

# CAPÍTULO

# 2

---

## **Microrredes no Âmbito da Energia 4.0**

*Neste capítulo são apresentados os conceitos de Microrrede e de Energia 4.0. É apresentado como a revolução digital do sector elétrico pode influenciar como serão as redes do futuro. São apresentados os modos de operação e as políticas de mercado de uma microrrede. São também apresentados os fundamentos teóricos dos modelos de controlo de microrredes e do controlo hierárquico de microrredes.*



## 2.1. Introdução

A utilização de fontes de energia distribuída na conversão para a forma de energia elétrica, vulgarmente designada por produção distribuída, nomeadamente, proveniente de geradores eólicos, sistemas fotovoltaicos, dispositivos de armazenamento de energia e mais recentemente os veículos elétricos tem sido um facto em expansão. Este facto que foi possível devido aos avanços no âmbito da eletrónica de potência juntamente com os avanços das tecnologias de informação e comunicação alterou o comportamento dos utilizadores de energia elétrica, vulgarmente designados por consumidores finais de energia. Assim, como manifestações deste comportamento, os consumidores finais de energia reivindicam poder de intervenção nas tomadas de decisão quer no processo de produção de energia quer no processo de utilização de energia, normalmente designada de consumo de energia. A concretização deste poder de intervenção determinou o surgimento da designação de prossumidores para identificar consumidores que têm capacidade de converter outras formas de energia para a forma de energia elétrica, capacidade vulgarmente designada por produção de energia elétrica, e simultaneamente consumirem energia elétrica.

A democratização da energia, como é designada a concretização do poder de intervenção de consumidores finais de energia no processo de tomada de decisão, surge no âmbito de uma alteração de paradigma na produção e transporte de energia elétrica. Esta alteração de paradigma levou à transição de um sistema de produção de energia elétrica essencialmente centralizado e baseado na utilização de combustíveis fósseis e da grande hídrica para um sistema mais descentralizado e com uma componente de utilização de fontes de energia, ditas de renováveis. Estas fontes usam como fontes primárias energia eólica, energia solar, energia hidroelétrica de pequenos aproveitamentos, energia oceânica, energia geotérmica, biomassa e biocombustíveis e são alternativas aos combustíveis fósseis. Alternativas que apresentam benefícios políticos, visto que, são mencionadas como favoráveis para a redução quer da emissão antropogénica de gases com efeito de estufa, quer da dependência em relação aos mercados de combustíveis fósseis cuja volatilidade é bastante acentuada.

No âmbito da democratização de energia surge o conceito de Energia Comunitária [Green16] associado com iniciativas localizadas em área geográfica determinando a região objetivo da conjuntura comunitária de energia. Em uma conjuntura comunitária de energia, quer consumidores quer produtores passam a ter poder de decisão na gestão de energia na região comunitária, enquanto os consumidores finais tradicionais assumem uma postura passiva no que respeita ao consumo de energia. Com este posicionamento, a conjuntura comunitária reivindica para si a gestão e os lucros de exploração da rede elétrica da sua área geográfica. Além disso, estas comunidades assumem preocupações com o ambiente, nomeadamente na definição de metas para a emissão antropogénica de gases de efeito de estufa e de percentagem de penetração de fontes de energia renováveis. Posteriormente, a decisão sobre o agente central que efetua a gestão em conjuntura comunitária de energia, gestão que tem de ser de forma coordenada de forma a ser uma operação segura da microrrede local, é acordada entre os membros da comunidade. Esta gestão é uma nova oportunidade de negócio em contexto de microrredes, nomeadamente, origina o aparecimento do conceito de agregador como agente central que atua em mercado de eletricidade como uma entidade única. Por exemplo, dentro de uma microrrede este agente deve coordenar as microfuentes e as cargas, apresentar ofertas de mercado e, se for o caso, distribuir o lucro entre os membros da conjuntura comunitária [Liu19].

Ainda, a democratização da energia veio introduzir a possibilidade de entre agentes existirem contratações preceituais de energia com penalizações caso haja incumprimento de clausula contratual. Penalizações ocorrem caso não seja possível satisfazer condições do contrato, por exemplo, por falta de disponibilidade da fonte de energia primária que utiliza. Ainda, por exemplo, para um prossumidor agregador de veículos elétricos, a produção, o consumo e o planeamento do carregamento ou descarga de veículos elétricos pode não apresentar em tempo útil suficiente flexibilidade e levar ao incumprimento de clausula contratual. No âmbito da democratização de energia, os agentes participantes têm de assumir uma atitude defensiva de forma a minorar o impacto negativo que pode advir de contratos que não conseguem satisfazer, implicando incorrer em perdas económicas que comprometem uma valorização plena da sua atividade e eventualmente podem levar a inviabilização de atividade [Liu19].

Uma microrrede, tal como o sistema elétrico no geral, é um sistema com complexidade, requerendo quer soluções de gestão quer de controlo sofisticadas. Estas soluções devem ser baseadas na infraestruturização do sistema com base, nomeadamente, na aplicação de tecnologias que permitem uma melhor exploração da microrrede e das capacidades dos contadores inteligentes [Pau18]. Consequentemente, a revolução digital do sector elétrico – Energia 4.0 – e o desenvolvimento da tecnologia da IoT vêm facilitar a criação de uma rede inteligente real, onde dispositivos IoT trabalham em coordenação de forma a beneficiar a operação da rede de distribuição. Um dos maiores desafios na implementação da rede inteligente é a criação de uma plataforma IoT. Por exemplo, uma plataforma em ambiente de computação nuvem, para a gestão dos dispositivos IoT, possibilitando o aparecimento de serviços inovadores na gestão da rede [Batista17, Pau18] ou até o uso da máquina de confiança *Blockchain* para transação de informações e contratações.

## 2.2. O Conceito de Microrrede

O conceito de microrrede deve ser enquadrado de acordo com a perspetiva que se pretende para abordar o assunto. Assim, um conceito na perspetiva de fontes de produção distribuída é diferente do conceito na perspetiva do controlo [Jiayi08, Ustun11, Basak12]. Pelo que, existem várias definições de microrrede na literatura como é constatado em [Olivares14]. Mas, a definição apresentada pelo Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos da América é referida de ser amplamente aceite e citada pela literatura em [Ton12]. Esta definição estabelece que: *“Uma microrrede é um conjunto de cargas e fontes de produção distribuída interconectadas dentro de fronteiras elétricas perfeitamente definidas que atuam como uma entidade controlável única em relação à rede. Ainda, uma microrrede pode operar tanto ligada à rede como em modo autónomo.”* Esta definição sugere alguns requisitos para o conceito de microrrede: a identificação de uma área geográfica da rede de distribuição como uma parte distinta da restante rede; que os componentes conectados a uma microrrede sejam controlados de forma coordenada entre si; que a microrrede seja capaz de funcionar independentemente de estar ligada ou não à rede. Embora a definição do DOE seja

amplamente aceite, esta definição não determina a capacidade das fontes de produção distribuídas, as tecnologias a serem utilizadas nem o conceito de microrrede completamente isolada da rede. Outra definição de microrrede é apresentada pelo *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS)* [Lasseter02]: “*Uma microrrede pressupõe uma agregação de cargas e microfontes que operam como um sistema único, fornecendo simultaneamente energia elétrica e calor. Parte significativa das microfontes deve ser baseado em eletrônica de potência, de forma a garantir a flexibilidade necessária para garantir a operação como um único sistema agregado. Esta flexibilidade permite que a microrrede se apresente à rede principal como um único sistema controlável que responde às necessidades locais de confiabilidade e segurança*”. Esta definição tem a particularidade de apresentar o fornecimento de calor também como um bem a ser gerido pela microrrede. Ainda, outra definição para microrrede é apresentada pelo *International Council on Large Electrical Systems (CIGRE)* [CIGRE15]: “*Microrredes são sistemas de distribuição de eletricidade compostas por cargas, fontes de produção distribuída (como geradores, dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis) que podem operar de forma controlada e coordenada, quer conectada à rede, quer em modo autónomo*”. Estas definições para o conceito de microrrede conduzem às características relevantes seguintes: 1) A microrrede é um sistema que agrega cargas e fontes de produção distribuída; 2) A microrrede é uma entidade controlável que pode operar quer conectada a uma rede quer em modo autónomo. Embora as definições descrevam o conceito de microrrede para um número significativo de casos reais de projetos para microrredes, acabam por não corresponder totalmente à realidade do uso do conceito e podem ser consideradas em último caso limitadas, já que nem todas as microrredes estão em condições de poderem operar conectadas à rede e em modo autónomo. Pelo que, a definição apresentada em [Mariam13] é mais abrangente e centrada nas fontes de produção distribuída: “*O termo microrrede refere ao conceito de subsistemas elétricos únicos associados a um pequeno número de fontes de produção distribuída, quer renováveis, quer convencionais, incluindo a energia eólica, a energia fotovoltaica, sistemas hídricos, motores de combustão interna, turbinas a gás e microturbinas coexistindo com um conjunto de cargas.*”. Esta definição não origina a controvérsia sobre a importância determinante da interligação ou não com a rede principal para

conceituar o que se deve entender por microrrede. Pelo que, é como se escreveu, anteriormente, uma definição mais abrangente. No que respeita à definição da DOE é de referir que posteriormente acrescentou uma adenda [Pesin17] à definição original de microrrede, introduzindo o conceito de microrrede remota, de forma a diferenciar uma microrrede com capacidade de interligação de uma microrrede completamente isolada da rede, cujo texto é o seguinte: “*Uma microrrede remota é uma variante de uma microrrede que opera completamente isolada.*”

As definições anteriores abordam o conceito de microrrede essencialmente a nível das fontes de produção distribuída e da demanda e sobre a sua capacidade de interligação. No paradigma de redes futuras e inteligentes estas definições são limitadas. Assim, com o sector elétrico a atingir níveis de avanço tecnológico sem precedentes, o conceito de microrrede que incorpora fontes de produção distribuída, a redução dos custos de operação, a participação em mercado e o aumento da fiabilidade e da resiliência, precisa ser reformulado. Como consequência, de acordo com [Ton17], o conceito de microrrede no novo paradigma é dito ser o conceito de uma *microrrede avançada*. Em comparação com as definições anteriormente apresentadas, em vez do foco ser nas capacidades de interligação com a rede e de operação em modo autónomo de forma a se proteger de choques externos, o conceito de microrrede avançada tem como foco principal a gestão da energia, nas suas vertentes de produção e consumo [Cheng18]. Uma microrrede avançada consegue fazer o balanço de energia entre a produção e o consumo de forma instantânea, definir os pontos ótimos de funcionamento das microfuentes, garantindo simultaneamente, altos níveis de fiabilidade e de resiliência. Com estas valências uma microrrede avançada tende a atingir níveis de operação global superiores. Assim, uma microrrede avançada consegue atingir vários objetivos durante a sua operação, nomeadamente, o aumento da fiabilidade, a redução dos custos e uma participação mais benéfica em mercados de eletricidade [Stadler16, Cheng18]. A visão de uma microrrede avançada é que estas redes são desenvolvidas nas redes de distribuição para servir consumidores finais e albergar fontes de produção distribuída. Com o aumento da produção distribuída é expectável que as microrredes avançadas sejam parte substancial do conceito de centrais elétricas virtuais (*virtual power plants*), cujo objetivo é injetar energia na rede de transmissão de forma a participarem nos mercados de eletricidade

[Cheng18]. Ainda, microrredes avançadas da mesma área de distribuição podem importar ou exportar energia entre elas de forma a aumentar a fiabilidade e a evitar grandes perdas por transmissão. O conceito de microrredes inteligentes tende a alterar de forma sem precedentes a interação transmissão-distribuição, alterando significativamente os modelos de negócios das empresas do setor elétrico e dos agregadores [Parhizi15]. Pela perspetiva da rede, a mais importante vantagem duma microrrede é que pode ser tratada como uma entidade controlada dentro da própria rede, com a particularidade de poder ser vista como uma grande carga. Pela perspetiva dos consumidores finais, uma microrrede é benéfica pois garante a satisfação das cargas elétricas e eventualmente de fornecimento de calor localmente, garantindo o controlo da tensão e o acesso à energia de forma segura e confiável.

### **2.3. Microrredes no Âmbito da Energia 4.0**

Os avanços tecnológicos no sector elétrico, a disseminação de microrredes e a evolução da Internet tendem a intersectar com dois conceitos importantes para o paradigma de sistema elétrico do futuro, o conceito de IoT e o conceito de Energia 4.0. O conceito de Energia 4.0 surge a partir de um conceito mais difundido – a Indústria 4.0 [Batista17]. Assim como a Indústria 4.0 é apresentada como uma revolução industrial, assim também, a Energia 4.0 é apresentada como a revolução digital no sector da energia [Alimkhan19]. A IoT é definida, de forma geral, como a comunicação entre objetos do mundo real através da Internet. Esta comunicação pode ser acompanhada da troca de dados entre os objetos de forma a atingir um objetivo final. A IoT confere inteligência aos dispositivos e equipamentos atuais, usando sensores e software conectados entre si pela Internet. A IoT pode ser aplicada em diversas áreas, nomeadamente, em transportes, em edifícios, no ambiente e na saúde [Sisinni18]. Contudo, a maior aplicação da IoT é no sistema elétrico, nomeadamente, em redes inteligentes [Raut16]. Um sistema elétrico em contexto de Energia 4.0 é um sistema em que é verificada uma mudança de paradigma, onde um sistema elétrico não-interativo e de controlo essencialmente manual passa a um sistema que combina o digital e a representação física de todos os níveis da rede [Faruque14]. Os sistemas que combinam a computação

com os processos físicos são normalmente designados de sistemas ciber-físicos [Lee16]. O conhecimento dos processos físicos é proporcionado através da IoT, permitindo o acesso remoto, a monitorização e a análise de um grande volume de dados em tempo real. Os sistemas de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA), que se antevê evoluírem para SCADA inteligentes, são apontados como exemplo de referência de sistemas ciber-físicos [Faria11]. Em contexto de redes inteligentes, a IoT e as tecnologias de informação e comunicação assumem um papel importante numa gestão mais eficiente da energia [Jin14, Pau18]. Nomeadamente, as tecnologias de informação e comunicação devem ser desenvolvidas a todos os níveis dos sistemas de energia de forma a coordenar a gestão e a operação, incluindo o controlo associado a estes sistemas. Assim, numa rede inteligente, desde a geração até ao consumidor, o sistema é equipado com dispositivos inteligentes conectados pela Internet com capacidade de troca de informação bidirecional, tais como sensores, atuadores e contadores inteligentes [Kotut16], de modo a servir de suporte a serviços inovadores [Pau18]. Estes dispositivos permitem uma análise, monitorização e controlo em tempo real com um elevado grau de precisão [Ahmed19].

A comunicação em uma microrrede inteligente é um dos pré-requisitos determinante do que se deve entender por microrrede inteligente [Pérez-Guzmán17]. De forma genérica, existem dois sistemas de tecnologias para a comunicação: sistema totalmente baseado em guias de onda por condutores elétricos para comunicar informação, ditos de sistema com fio; e sistema usando emissor e propagação de onda até aos recetores, dito de sistema sem fio (*wireless*). Por um lado, a tecnologia do sistema com fio é melhor em termos de largura de banda, custo, confiabilidade, segurança, manutenção e não inclui custos incorridos pelo uso do espectro de frequência [Pérez-Guzmán17]. Por outro lado, a tecnologia sem fio é a nova tendência, devido à escalabilidade, flexibilidade, mobilidade e custo de instalação mais baixo. Particularmente, a escalabilidade garante uma implementação rápida da rede em áreas onde não existem infraestruturas de comunicação [Batista13, Batista14, Pérez-Guzmán17]. O avanço tecnológico do sistema sem fio fazem com que este tipo de sistema seja tão eficaz como o sistema com fio, pelo que as empresas privilegiam o desenvolvimento de comunicação por esta tecnologia [Parikh10].

Embora sejam utilizados pelas empresas do setor elétrico sensores e outros dispositivos existentes há várias décadas com o intuito de monitorização dos equipamentos, recolhendo, por exemplo, dados sobre: os níveis de tensão, corrente e frequência, transito de energia e temperatura. Ainda, estes sensores e dispositivos recolhem informação e comunicam ao nível superior sobre falhas de funcionamento de um equipamento específico. Contudo, entre estes dispositivos e os propostos no contexto de Energia 4.0 existem as seguintes diferenças [EEonline20]:

D1. Os dispositivos IoT têm dimensões menores que os dispositivos utilizados pelas empresas do setor elétrico há várias décadas. A menor dimensão facilita a implementação em larga escala em qualquer equipamento ou em qualquer ponto da rede. Adicionalmente, os dispositivos IoT apresentam um custo menor e consomem menos energia que os dispositivos existentes. Como grande parte dos equipamentos existentes não têm sensores embebidos, os dispositivos IoT são a melhor solução para a aquisição de dados para o planeamento de operação e manutenção dos equipamentos. Ainda, estes dispositivos são a melhor solução para a monitorização de áreas da rede ainda não monitorizadas;

D2. O uso da IoT efetua a comunicação via Internet em detrimento da necessidade de rede privada para a troca de informação com os sensores. A comunicação pela Internet permite a implementação da comunicação de forma rápida e económica em toda a rede. A atualização dos sistemas de comunicação privados existentes para gestão do grande número de dados e de sensores exige investimento avultado. A comunicação pela Internet assegurada por uma empresa especializada em serviços através da Internet e de plataformas IoT garante uma melhor utilização de verbas que seriam despendidas na construção, manutenção ou atualização de uma rede de comunicação privada.

No futuro, a inteligência na forma de novos modelos computacionais, algoritmos e análise avançada devem permitir a tomada de melhores decisões [Harmon15], por exemplo a tomada de decisão sob incerteza. Assim, é expectável que as tecnologias IoT sejam a base para a definição de sistemas de suporte da tomada de decisão, nomeadamente em termos de computação em nuvem. Concretamente, as tecnologias IoT podem assumir um papel importante na implementação de um sistema de suporte

de gestão de uma microrrede por parte do agregador que participa em transações com um mercado de eletricidade. Exemplos de aplicação das tecnologias IoT no sector elétrico incluem [Satuyeva19]:

- A1. Monitorização em tempo real das linhas elétricas. Esta monitorização permite, por exemplo, informação antecipada sobre a eventualidade de incidentes, contribuindo para um melhor desempenho do sistema elétrico;
- A2. Contadores inteligentes. Estes contadores registam os dados de consumo ou produção que são enviados para uma plataforma IoT, por exemplo, uma nuvem e são utilizados para previsão de consumo e produção em tempo real;
- A3. Gestão do lado da procura. As tecnologias IoT registam os dados sobre o consumo de energia, permitindo a programas de gestão do lado da procura definir novos *setpoints* para as fontes de produção distribuída;
- A4. Integração de fontes de produção distribuída. As tecnologias IoT registam dados de produção das fontes de produção distribuída em tempo real, realizando a previsão localmente ou a um nível superior;
- A4. Integração de veículos elétricos. A análise em tempo real dos dados de consumo de energia dos veículos e o estado da bateria pelas tecnologias IoT permite melhor adequação e definição dos períodos de carga e descarga.

A capacidade de gestão do grande volume de dados que são gerados a partir da aplicação das tecnologias IoT será o principal impulsionador na evolução do conceito de redes inteligentes em direção a um paradigma digital de comunicação para a rede de energia, essencialmente focada em serviços [Moreno-Munoz19].

Mas, a adoção de um sistema elétrico baseado em tecnologias IoT levanta questões relevantes, nomeadamente, a da segurança [Gunduz20]. A implementação de redes inteligentes exige o controlo e comunicação confiáveis de forma a garantir o balanço entre a produção e o consumo. Se o controlo e a monitorização é realizado em protocolos com recurso à Internet, as redes inteligentes são um alvo para ataques informáticos, pois o sistema elétrico é uma infraestrutura crítica para a sociedade [Gunduz20]. Assim, por exemplo, o balanço entre a produção e o consumo pode ser comprometido pelo ataque a dispositivos eletrónicos com o objetivo de deturpar os

dados gerados pelos eletrodomésticos [Pérez-Guzmán17]. A segurança em sistemas elétricos do futuro está relacionada com a proteção e a garantia de confidencialidade do grande volume de dados que envolve todo o sistema. Particularmente, em contexto das redes do futuro, a segurança e a privacidade são elementos fundamentais na garantia de uma operação segura e na proteção dos dados que respeitam a utilizadores.

## **2.4. Modo de Operação de Microrredes**

Uma microrrede é uma rede de distribuição local em baixa tensão que agrega fontes de produção distribuída e cargas, tendo uma gestão própria que leva ao aparecimento de novas oportunidades de negócio quer para os consumidores quer para novos agentes de mercado. Na ótica do consumidor este pode assumir um papel mais ativo na gestão da microrrede, podendo assumir, simultaneamente, o papel de consumidor e de produtor, passando a ser designados de prosumidores, atingindo assim algum poder de decisão sobre o modo de operação da microrrede. Adicionalmente, a agregação de fontes de produção distribuída possibilita em certas ocasiões a autonomia da microrrede ou em outras ocasiões a interligação com uma rede principal, que pode ser originada por défice de produção ou por razões económicas. Pelo que, uma microrrede beneficia de poder operar em modo autónomo ou interligada a uma rede, i.e., em modo não autónomo.

### **2.4.1. Modo Autónomo**

Em modo autónomo, a microrrede funciona isolada da rede, pelo que não existe fluxo de energia entre a microrrede e a rede principal. O modo autónomo pode ocorrer de forma intencional, por iniciativa da própria microrrede, ou por fatores externos ao controlo da microrrede [Lasseter07]. Quando em modo autónomo, o balanço de energia entre a produção e o consumo de energia passa a ser a função principal do sistema de controlo da microrrede [Basak12]. Assim, além do equilíbrio entre a produção e o consumo, a microrrede agora é responsável pela estabilização da qualidade de energia, nomeadamente, através do controlo da frequência e da tensão [Basak12]. Em caso de défice de produção, as cargas prioritárias devem ser satisfeitas em detrimento de cargas não prioritárias.

### 2.4.2. Modo Não Autónomo

Em modo não autónomo, o fluxo de energia entre a microrrede e uma rede principal ocorre através de uma linha elétrica com possibilidade de trânsito de energia bidirecional [Basak12]. O fluxo de energia entre a microrrede e a rede de interligação é limitado pela capacidade desta linha. O ponto onde ocorre a interligação da microrrede com a rede principal é designado de ponto de conexão comum. Quando interligada, algumas variáveis associadas com aspetos técnicos da microrrede deixam de estar sobre o controlo da microrrede [Basak12]. Por exemplo, a frequência e a tensão, principalmente no ponto de conexão são essencialmente impostas pela gestão da rede principal. Este modo permite que caso exista excesso ou défice de energia, a microrrede possa não só licitar para comprar ou vender energia em mercado de eletricidade do próximo dia, mas também licitar para fornecer serviços auxiliares.

## 2.5. Modelos de Controlo de Microrredes

Em conformidade com a dimensão da microrrede e com as tecnologias de comunicação e informação, o controlo de uma microrrede pode ser dividido em: controlo centralizado [Meng16a, Yamashita20]; controlo descentralizado [Meng16a]; controlo distribuído [Meng16, Yamashita20]; e controlo híbrido [Yamashita20]. O nível de descentralização depende da quantidade de inteligência implementada nos controladores locais, determinando que possa ou não realizar procedimentos de ordens de um nível superior ou tomar decisões localmente.

### 2.5.1. Controlo Centralizado

O controlo centralizado é caracterizado pela existência de uma entidade de controlo central, *Master Control*, num nível superior, e por *Slave Controls* “escravos”, num nível inferior. A entidade de controlo central é aqui designada de controlador central da microrrede, enquanto os escravos são designados de controladores locais, localizados junto às microfuentes, às cargas e aos dispositivos de armazenamento. A comunicação é assumida ser realizada por dispositivos de comunicação avançados. O modelo de controlo centralizado é baseado na troca exaustiva de informação entre o nível superior e o nível inferior, sendo a decisão tomada no nível superior.

Um controlo centralizado para uma microrrede é esquematicamente apresentado na Figura 2.1.

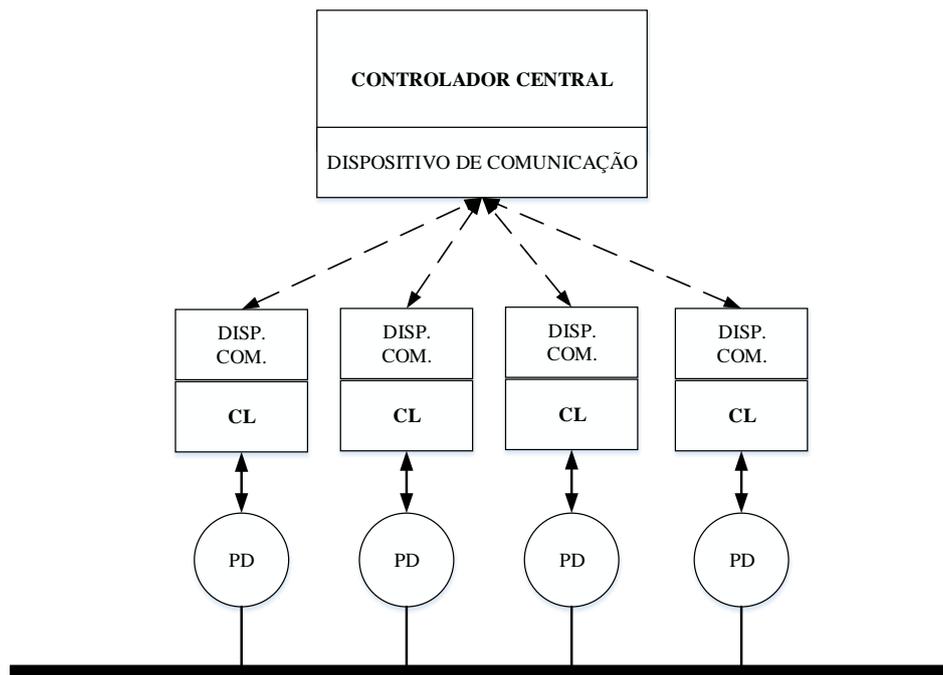


Figura 2.1 - Controlo centralizado [Yamashita20].

Como requisitos para o funcionamento ótimo do controlo centralizado são necessários sistemas de grande capacidade de armazenamento e computadores de alto desempenho para construir um controlador central dedicado que executa os cálculos e determina as ações de controlo para todos os componentes da microrrede. Este controlador tem de ser, igualmente, capaz de comunicar exaustivamente com os controladores locais. Assim, o controlo centralizado permite a utilização de algoritmos que exigem custos computacionais elevados [Yamashita20]. Segundo [Molina17, Chou19], o controlo de microrredes baseado num controlo centralizado requer a utilização de serviços em nuvem habilitados com técnicas de ciência de dados e com ferramentas de previsão. A principal vantagem do controlo centralizado reside no facto do sistema de controlo centralizado considerar a microrrede como um todo [Yamashita20]. Assim, o controlo centralizado tem a vantagem de não depender de algoritmos complexos que dependem de um consenso entre os controladores, tornando mais fácil a implementação do controlo centralizado em comparação com o controlo distribuído. Ainda, a implementação do controlo centralizado é mais fácil que o controlo descentralizado. A confidencialidade e privacidade dos dados de cada controlador é garantida num controlo

centralizado. O controlo centralizado apresenta também algumas desvantagens. Devido à quantidade de informação que é trocada entre os níveis superior e inferior e aos custos computacionais, o controlo centralizado pode ficar comprometido em microrredes que cobrem uma área geográfica considerável. O controlo centralizado pode entrar em colapso em caso de falhas num único ponto, o que num controlo distribuído permite a continuidade da operação [Bagahae18, Meng16]. De acordo com [Lidula11], o sistema de suporte da gestão para um microrrede, é normalmente implementado com recurso ao controlo centralizado.

### 2.5.2. Controlo Descentralizado

O controlo descentralizado, contrariamente ao controlo centralizado, é caracterizado pela ausência de um controlador central. Um controlo descentralizado para uma microrrede é esquematicamente apresentado na Figura 2.2.

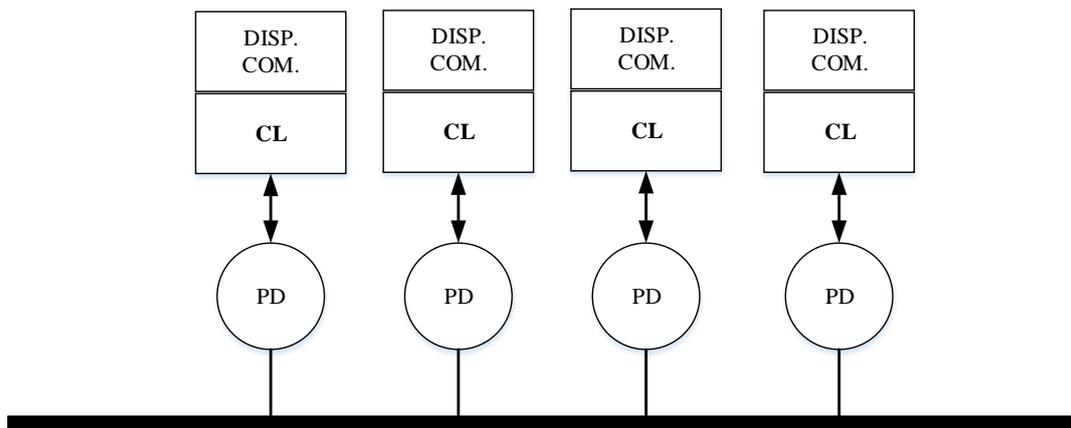


Figura 2.2 - Controlo descentralizado.

Os controladores locais são os responsáveis pela tomada de decisão sobre cada componente da microrrede [Meng16a], sem acesso a informação de outros controladores, i.e., a troca de informação entre controladores é inexistente. Os controladores locais em controlo descentralizado tendem a diminuir o desempenho da microrrede, estando, ainda, em risco a estabilidade da microrrede. No entanto, no controlo descentralizado os custos computacionais tendem a ser menores que no controlo centralizado, considerando que a tomada de decisão é processada localmente [Meng16a]. Outra vantagem do controlo descentralizado sobre o controlo centralizado é a capacidade da microrrede não entrar em colapso em caso de falha num único ponto

da microrrede. Como desvantagem, o controlo descentralizado requer um certo nível de sincronização entre os controladores, pelo facto de não existir uma visão global do estado da microrrede [Meng16a]. Ainda, dentro do controlo descentralizado pode existir um controlo intermédio que é o controlo parcialmente descentralizado, onde parte de informação pode ser trocada de forma a melhorar o funcionamento dos controladores.

### 2.5.3. Controlo Distribuído

O controlo distribuído, tal como o controlo descentralizado, é caracterizado pela ausência de uma entidade de controlo central. Um controlo distribuído para uma microrrede é esquematicamente apresentado na Figura 2.3.

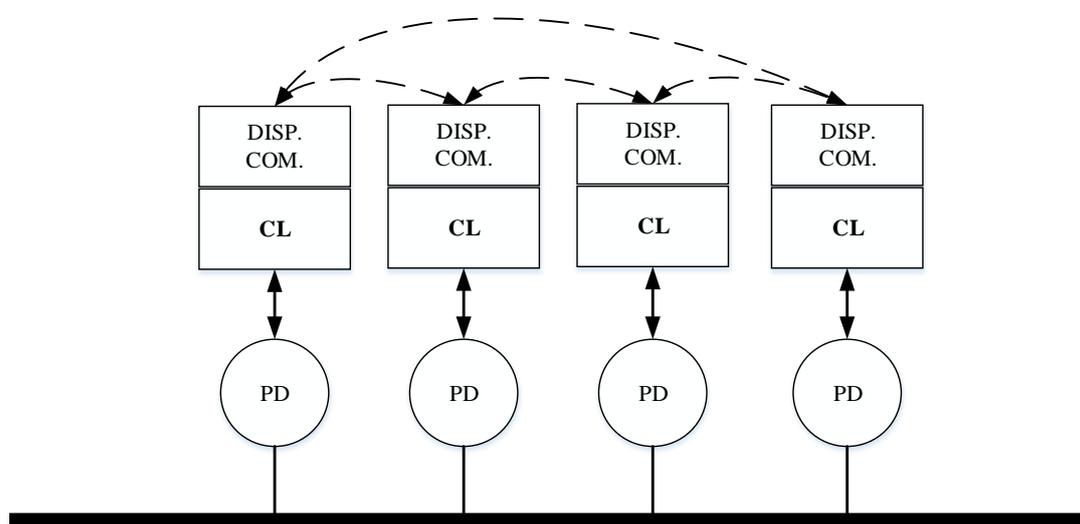


Figura 2.3 - Controlo distribuído [Yamashita20].

O modelo de controlo distribuído é baseado na troca de informação entre os controladores locais, de forma que cada controlador tem informação suficiente sobre a atuação do outro controlador [Yamashita20]. A troca de informação sobre a atuação de cada controlador local e as medições locais são determinantes para a tomada de decisão local. No controlo distribuído é esperado que o conhecimento global das variáveis de estado da microrrede seja baseado em algoritmos complexos que dependem do consenso entre os controladores [Yamashita20]. Consequentemente, uma das desvantagens do controlo distribuído em comparação com o controlo centralizado é uma menor performance, resultante de informação incompleta sobre o estado da microrrede e de uma comunicação mais lenta decorrente do consenso entre os controladores

[Feng17]. A privacidade dos dados pode ser posta em causa, como virtude do elevado fluxo de informação entre controladores.

#### 2.5.4. Controlo Híbrido

O controlo híbrido resulta da combinação entre o controlo centralizado e o controlo distribuído [Yamashita20]. Com resultado desta combinação a tomada de decisão não é realizada num único ponto. Assim, os controladores locais são organizados em grupos e coordenados por um controlador central de cada grupo. Um controlo híbrido para uma microrrede é esquematicamente apresentado na Figura 2.4.

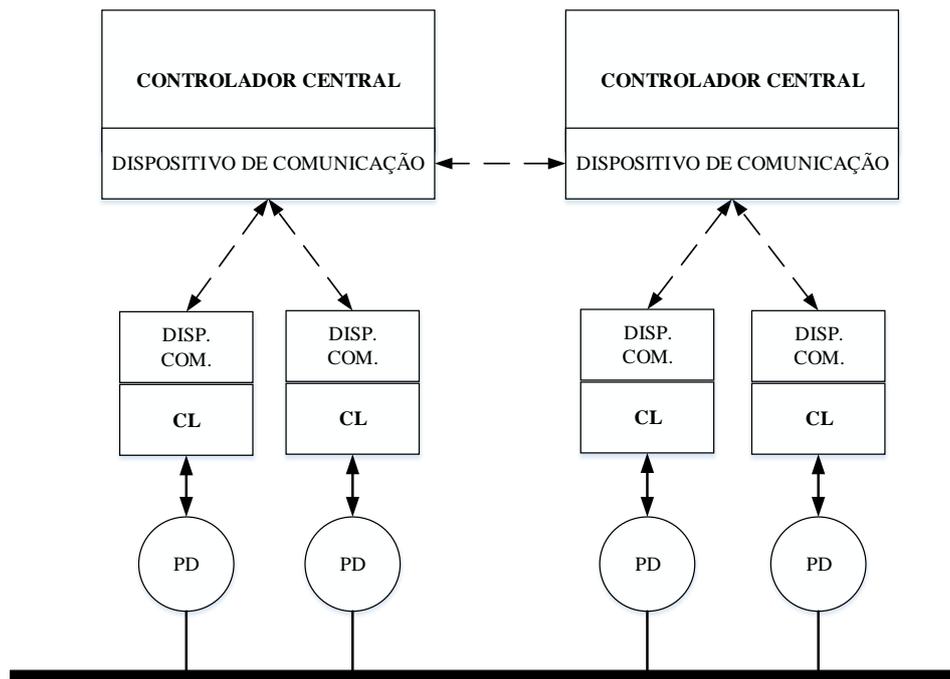


Figura 2.4 - Controlo híbrido [Yamashita20].

O controlador central de um grupo comunica com o controlador central do grupo seguinte, sendo a decisão global tomada através de um consenso entre os controladores centrais [Yamashita20]. Pelo facto de a decisão ser tomada entre controladores centrais, os algoritmos para a tomada de decisão num controlo híbrido são menos complexos que os algoritmos do controlo distribuído. Similarmente, devido à sua configuração, a comunicação é menos lenta num controlo híbrido do que num controlo distribuído [Yamashita20]. Contrariamente, com a decisão a ser tomada entre controladores, os algoritmos para a tomada de decisão global num controlo híbrido tendem a ser mais complexos que os algoritmos para a tomada de decisão num controlo centralizado. Tal

como o controlo distribuído, o controlo híbrido é mais eficiente que o controlo centralizado no que toca a casos de falha de um único ponto da microrrede. Esta melhor eficiência é devido ao facto de os controladores centrais poderem operar de forma independente em situações que coloquem em risco o funcionamento da microrrede como um todo. Assim, uma falha num grupo não compromete a operação da restante rede. Consequentemente, a escalabilidade, a flexibilidade, a robustez e os custos de investimento fazem com que o controlo híbrido seja mais vantajoso que o controlo centralizado e o controlo distribuído em redes de maior dimensão [Khan19]. A confidencialidade e privacidade dos dados é parcialmente posta em causa.

## **2.6. Controlo Hierárquico da Microrrede**

A gestão global da microrrede é considerada como sendo um complexo problema de controlo multiobjectivo, envolvendo problemas de diferentes áreas de investigação e de escalas temporais distintas, que garantem o funcionamento ótimo da microrrede como um todo. Por exemplo, o controlo da tensão e da corrente ocorre numa escala temporal mais reduzida, enquanto o despacho económico ocorre numa escala temporal mais alargada. O controlo hierárquico é considerado a configuração adequada para a gestão de microrredes, visto que, permite a operação ótima da microrrede, possibilitando, simultaneamente, uma operação quase que independente de cada nível, como resultado da segmentação do controlo em níveis hierárquicos [Meng16a]. A segmentação do controlo em níveis hierárquicos é amplamente utilizada em sistemas de energia elétrica. Particularmente, o controlo hierárquico tem sido aplicado em microrredes, pois são sistemas que envolvem um número significativo de processos de controlo que têm como objetivo de garantir uma operação mais eficiente [Hatziargyriou14]. O controlo hierárquico é comumente apresentado em forma de pirâmide, onde o nível hierárquico superior exerce o poder de supervisão sobre o nível inferior, sem prejuízo da independência de cada nível. Os níveis de controlo e as escalas temporais do controlo hierárquico são apresentados na Figura 2.5.

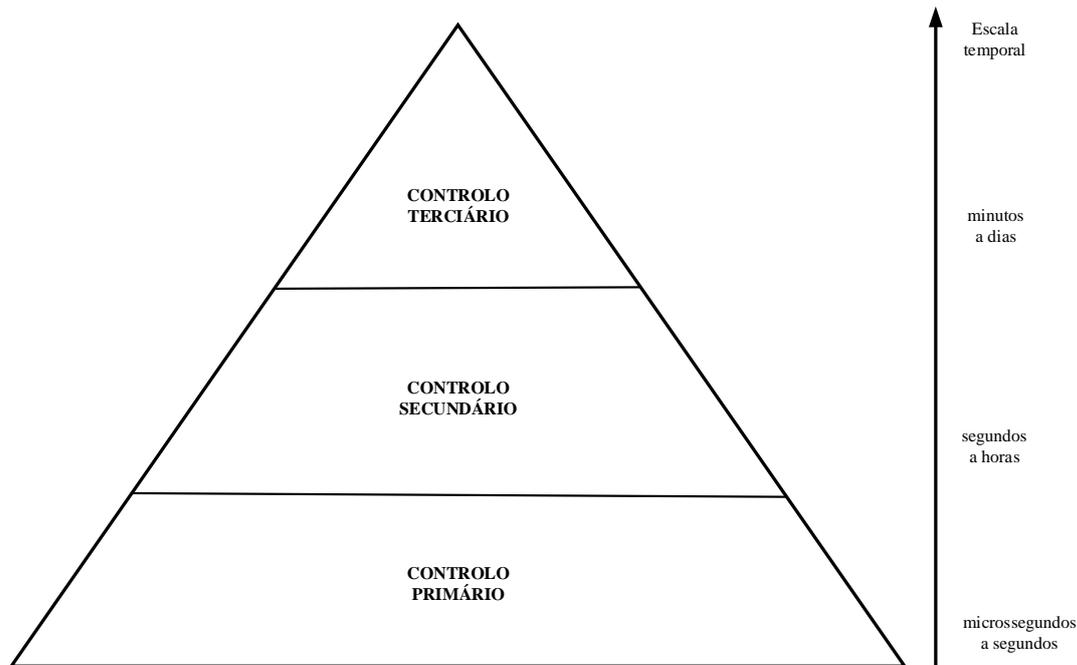


Figura 2.5 - Níveis de controlo e escalas temporais do controlo hierárquico.

Na Figura 2.5 o controlo hierárquico é dividido em 3 níveis de controlo: o controlo primário, o secundário e o terciário. Um nível adicional na base da pirâmide pode ser encontrado em alguns trabalhos, correspondendo ao controlo interno [Guerrero11]. Os níveis de controlo diferem na rapidez de resposta, no tempo de atuação e no tipo de infraestrutura de comunicação.

### 2.6.1. Controlo Primário

O controlo primário deve ser capaz de responder em tempo útil, tipicamente na ordem dos milissegundos, a qualquer variação que ocorra nas microfones e nas cargas [Palizban15]. Deve ainda ajustar a frequência e a amplitude da tensão [Seixas14] e reduzir as correntes de circulação. Este nível hierárquico deve ainda conseguir detetar situações de funcionamento em rede isolada e realizar a distribuição de energia entre as fontes de produção distribuída. Estando as fontes de produção distribuída dispersas pela microrrede e o controlo da microfones e das cargas realizado essencialmente através de medições locais, a comunicação tende a ser mínima ou mesmo inexistente [Yamashita20].

### **2.6.2. Controlo Secundário**

O controlo secundário é responsável pela supervisão e monitorização da microrrede, de forma a corrigir os desvios da tensão e da frequência que não foram resolvidos pelo controlo primário [Palizban15, Yamashita20]. Este nível hierárquico é considerado um intermediário entre o controlo primário e o controlo terciário, corrigindo qualquer diferença entre os valores de referência resultantes do problema de otimização do nível superior e os valores reais medidos localmente [Luna17]. Os valores de referência provenientes do nível superior podem não ser necessariamente compatíveis com os valores instantâneos medidos, devido à diferença de escalas temporais de atuação de cada nível. Consequentemente, o controlo secundário envia valores modificados de referência do nível superior para as fontes de produção distribuída de forma a manter uma operação eficiente quer a nível de segurança quer a nível económico [Yamashita20]. A sincronização da microrrede com a rede principal ou com outras microrredes é também assegurada pelo controlo secundário [Meng16a]. Ainda, o controlo secundário pode assumir algumas funções de gestão e de definição de pontos ótimos de funcionamento das microfontes e das cargas, função habitualmente assegurada pelo controlo terciário.

### **2.6.3. Controlo Terciário**

O controlo terciário está no topo da hierarquia do controlo hierárquico. É o nível de controlo mais lento, ao qual depende a definição dos valores ótimos de referência de cada microfonte, carga ou dispositivo de armazenamento [Yamashita20]. Neste nível hierárquico é definida a estratégia de participação em mercado de eletricidade, sendo determinadas as licitações para a quantidade de energia a comprar e/ou vender e a que preço, de forma a garantir o balanço entre a produção e o consumo de energia. Para definir os valores ótimos de operação e de participação em mercado de eletricidade este nível deve ter acesso a informação para proceder à previsão não só dos preços de mercado, mas também da produção e do consumo de energia das microfontes e das cargas, respetivamente. Tal como o controlo secundário, o controlo terciário faz a gestão de energia, embora em escala temporal mais lenta. Contudo, a maior diferença entre o controlo secundário e o controlo terciário é o foco da gestão de energia [Yamashita20]. Assim, no controlo terciário o foco é na operação em termos económicos,

nomeadamente, a participação em mercado de eletricidade e na definição de reserva girante. Enquanto no controlo secundário o foco é na qualidade de energia e na segurança da operação da microrrede. Basicamente, o controlo terciário da microrrede consiste no sistema de suporte de gestão da microrrede e este trabalho é uma contribuição para este controlo oferecendo uma aplicação informática que tem como objetivo a otimização das decisões em contexto de mercado de eletricidade.

## **2.7. Políticas de Mercado da Microrrede**

Para a definição da política de mercado da microrrede um conjunto de pressupostos devem ser discutidos e clarificados previamente entre o agente representante da microrrede, os microprodutores e os consumidores. Em conformidade, mediante um acordo entre as partes são definidos os modelos de operação da microrrede e eventuais acordos entre microprodutores, consumidores e o agente representante da microrrede. É assumido, assim, que o funcionamento da microrrede e a definição das políticas de mercado só são consideradas permanentes a partir do momento que exista acordo entre as partes. A consideração do número de microprodutores e de consumidores pode exigir que se estabeleça a figura de um agregador para agente representante da microrrede. Uma vez definida a política de mercado, o agente representante da microrrede assume a responsabilidade de toda a operação e gestão da microrrede no que à política de mercado diz respeito. Independentemente da política de mercado, o controlador central deve ser detentor de informação relevante de forma a obter uma operação tecnicamente e financeiramente viável da microrrede. Políticas de mercado podem ser encontradas em [Lasseter02] e em [Hatziargyriou05]. Numa operação mais centralizada podem ocorrer as duas políticas de mercado que a seguir se descrevem.

### **2.7.1. Política 1**

Em conformidade com esta política de mercado, o controlador central da microrrede tem como objetivo, quando tecnicamente e financeiramente viável, responder à totalidade da demanda local usando energia produzida na microrrede não havendo lugar à exportação de energia para a rede principal [Hatziargyriou05]. Esta resposta é dita ser um comportamento de “boa cidade”, de acordo com [Lasseter02]. Eventualmente, o

controlador central da microrrede pode ter necessidade de importar alguma energia da rede principal. Para a operação da rede de distribuição este comportamento de boa cidade é considerado benéfico em períodos de pico de consumo de energia. Este benefício advém do facto de em períodos de pico os preços de mercado serem elevados e conseqüentemente a microrrede alivia a rede, evitando congestionamentos na rede, através da satisfação parcial ou na totalidade das necessidades da microrrede. A nível da estratégia de operação e planeamento, do ponto de vista dos consumidores, o controlador central da microrrede minimiza os custos de operação da microrrede, tendo em consideração os preços de mercado, a demanda de energia das cargas e a produção de energia das microfóntes. Dependendo do acordo celebrado entre os detentores das microfóntes e os consumidores finais, o excedente é dividido entre as partes. O controlador central da microrrede tem como objetivo reduzir os custos para toda a microrrede para cada intervalo de 15 minutos sujeito a restrições técnicas, como os limites técnicos de cada microfóntes. Concludentemente, nesta política de mercado da microrrede não há participação em mercado de eletricidade, podendo, no entanto, comprar energia a preço de mercado de retalho. Nesta política de mercado o controlador central da microrrede deve ser detentor das seguintes informações: preços da energia em mercado de retalho; previsão da produção de energia das microfóntes, através de técnicas de previsão de produção energia a curto prazo; previsão da demanda de energia dos consumidores finais, através de técnicas de previsão de consumo de energia a curto prazo.

### **2.7.2. Política 2**

Em conformidade com esta política de mercado, a microrrede participa no mercado de eletricidade [Hatzargyriou05], i.e., pode vender energia no caso de excesso de produção das microfóntes ou comprar energia no caso de déficit de produção das microfóntes, que pode ser originado por um excesso de consumo das cargas. No que respeita ao mercado, a microrrede é considerada como uma grande carga ou uma grande fonte de produção, i.e., a microrrede assume o comportamento de um agente de mercado agregador. Nesta política de mercado, o controlador central da microrrede tem como objetivo maximizar o lucro do agregador da microrrede, através da troca de energia com

a rede principal, aplicando, em caso de acordo, medidas de otimização e de uso eficiente da energia pelos consumidores.

O preço a aplicar pelo agente agregador para a venda de energia para os consumidores finais depende maioritariamente no acordo celebrado entre as partes, podendo ser aplicado o preço de compra de mercado ou um preço de retalho acordado.

Embora possam existir restrições técnicas, a microrrede pode assumir o comportamento de um grande gerador e exportar energia para a rede principal para reduzir o impacto ocasionado em alguns períodos por défice de produção ou prestar serviços auxiliares, ou ainda assumir o comportamento de uma grande carga com possibilidade de aliviar o excesso de produção na rede principal. Este comportamento é dito ser um comportamento de uma “cidade modelo” [Lasseter02]. Além do alívio do congestionamento, os benefícios que podem ser extraídos desta política são a mudança do perfil de produção e aplicação de estratégias de gestão do lado da demanda.

Nesta política de mercado, o controlador central da microrrede deve ser detentor das seguintes informações: preços de mercado de compra e venda de energia; o preço a aplicar aos consumidores, que depende do acordo entre as partes; previsão da produção de energia das microfontes, através de técnicas de previsão de produção energia a curto prazo; previsão da demanda de energia dos consumidores finais, através de técnicas de previsão de consumo de energia a curto prazo; a capacidade máxima de interligação a nível económico com a rede principal, mediante acordo entre o agregador e a rede, ou determinada por restrição técnica da linha de interligação com a rede principal.



## 2.8. Conclusão de Capítulo

Neste capítulo é apresentado o conceito de microrrede e como pode ser enquadrado no âmbito da revolução digital do setor elétrico, a Energia 4.0. É constatado como uma microrrede é uma interface bem apropriada para a inclusão de fontes de produção distribuída, nomeadamente fontes renováveis, cargas e veículos elétricos. A funcionalidade da microrrede advém da capacidade de proporcionar uma gestão de energia bem direcionada ao nível local e pela apresentação perante a rede como uma entidade única e controlável. Esta entidade endereça e recebe informação da rede, tendo em consideração os indicadores que determinam quer as condições técnicas, quer económicas para se processar o trânsito na interligação com a rede. A gestão local de fontes de produção distribuída por uma microrrede é descrita no âmbito do contexto de uma oportunidade de negócio para novos agentes de mercado como, por exemplo, agregadores ou prossumidores locais, num contexto já apelidado de democratização da energia. É descrito como uma microrrede no âmbito da Energia 4.0 é uma rede inteligente, que deve incluir como pré-requisito um sistema de comunicação avançado com recurso à comunicação pela Internet. Assim, é esperado que uma microrrede no âmbito da Energia 4.0 permita a tomada de decisões apropriadas em tempo útil a realidade dos factos em ocorrência, nomeadamente, provenientes do ambiente de mercado competitivo e do contexto de incerteza.

Ainda, o modo de operação das microrredes é descrito, i.e., operação em modo autónomo ou em modo não autónomo. A operação em modo não autónomo tem interesse acrescido por permitir a participação em mercados de eletricidade e beneficiar das vantagens que daí possam surgir pelo recurso a sistemas de informação e processamento apropriados. Adicionalmente, modelos para o controlo de microrredes são descritos, sendo de particular interesse para este trabalho o modelo centralizado, por permitir observar a microrrede como um todo. Pelo que, é apresentado o controlo hierárquico da microrrede, que possibilita uma gestão direcionada para a toma de decisões ótimas. Finalmente, são discutidas as políticas de mercado de microrredes. A política de mercado de interesse para este trabalho é a política onde a microrrede participa no mercado, através de um agente agregador – o agregador da microrrede.



---

# CAPÍTULO

# 3

---

## **Metodologias de Otimização e Medidas de Gestão do Risco**

*Neste capítulo são apresentadas as metodologias de otimização e as medidas de gestão de risco. As metodologias de otimização presentes neste trabalho são a programação estocástica e a programação linear inteira mista. São apresentados de forma genérica os fundamentos teóricos destas metodologias. São também apresentadas as principais medidas de gestão do risco, nomeadamente: os conceitos fundamentais das medidas de risco valor em risco e valor em risco condicional.*



### 3.1. Introdução

A evolução da sociedade na temática dos procedimentos em atividades no âmbito técnico-económico requer na contemporaneidade atuação com racionalidade que pode não ser plenamente completível com a capacidade humana de tomada de decisão. Pelo que, os sistemas de apoio à decisão suportados por modelos matemáticos que descrevam de forma apropriada as condições a que obedecem os procedimentos são fundamentais para contribuir para atingir a racionalidade requerida. Os sistemas de apoio à decisão formulados no âmbito da programação matemática, incluindo a programação multiobjectivo, têm sido uma peça fundamental cada vez mais imprescindível no âmbito da competição entre empresas em mercados. Não basta ter capacidade de produção, tem de se produzir de forma a utilizar o melhor possível os recursos disponíveis e assim competir mais favoravelmente com outras empresas. Caso contrário, ao não se coadunarem com a racionalidade podem ocorrer circunstâncias que levam a perda de sustentabilidade, i.e., existe margem para inviabilização da atividade. Esta peça como ferramenta computacional é nos nossos dias e no futuro sem dúvida uma condição necessária para o sucesso, utilizando técnicas de otimização aplicadas a procedimentos que são imprescindíveis para a boa gestão. No âmbito deste trabalho, os procedimentos em estudo são processos industriais técnico-económicos no âmbito de aplicação aos subsistemas de geração e distribuição dos sistemas de energia elétrica, mas as aplicações da otimização são vastas indo desde as ciências fundamentais como as da Física passando pela Aprendizagem Máquina até às Ciências Humanas.

Além dos avanços a nível teórico em programação matemática, o avanço tecnológico do recurso informático é e será fundamental para que a sociedade possa beneficiar com maior abrangência de sistemas de suporte à decisão mais exigentes, quer no que respeita a memória, quer ao tempo de computação. Este avanço tecnológico dos recursos informáticos tem determinado e determinará, sem dúvida, não só o aumento da capacidade de simulação computacional, mas também avanço por permitirem o uso de técnicas de otimização capazes de atingir maior benefício no que respeita à disponibilização de sistemas mais complexos de apoio à decisão. Particularmente, nas técnicas aplicadas à resolução de problemas de grande escala, i.e., com um número considerável de variáveis de decisão e de restrições.

A computação quântica, alguma da qual já concretizada, promete sem dúvida um avanço significativo para contribuir com mais poder de computação capaz de permitir mais racionalidade nos procedimentos ou até viabilizar a computação de procedimentos que atualmente não é possível executar em tempo útil. Particularmente, nos que requerem multiprocessamento e não têm computação viável com a atual tecnologia.

Os problemas de programação matemática são modelos que descrevem procedimentos que requerem tomada de decisões [Eiselt07], requerendo a identificação do objetivo e das restrições através de funções determinadas pelos parâmetros e pelas variáveis apropriadas à determinação das decisões. Os parâmetros são dados, i.e., devem ser tomados como fixos no âmbito da otimização, excluindo o caso de análises de sensibilidade, enquanto as variáveis têm valores a serem determinados com o fim de se proceder às decisões. Pelo que, os parâmetros assumem valores de acordo com a realidade do procedimento, i.e., embora sujeitos a reavaliação não são objeto de ingerência no contexto da toma de decisão, enquanto as variáveis fundamentam o apoio à tomada de decisão e são da competência do decisor proceder a decisão final com base neste apoio. Na contemporaneidade, de entre as técnicas de programação matemática para a formulação de problemas em ambiente de mercados de energia, são requeridas neste trabalho a PL e a programação inteira mista (PIM), que estão amplamente em uso. Embora alguns procedimentos sejam formulados tipicamente com não linearidades, alguns podem admitir modelização como lineares, mesmo que para tal se tenha de recorrer a aproximações. Por exemplo, no âmbito da tese a função de custo horário de uma unidade térmica é tipicamente dada por uma função que é uma função convexa quadrática da potência. Esta função pode ser bem aproximada recorrendo a uma linearização por segmentos de retas, permitindo uma formulação como um problema de PLIM. Pelo que, é relevante apresentar alguns conceitos e conclusões relacionados com a PLIM que seguem em 3.2 e 3.3. A modelização apropriada de procedimentos através de descrições matemáticas nem sempre pode ser formalizada de forma determinística. Podem ocorrer parâmetros incertos que não são favoravelmente aproximados pelos valores médios, como é o caso da produção, da demanda, dos custos e dos preços em uma empresa de sistemas de energia elétrica. Na literatura são encontradas diversas metodologias para em ambientes não determinísticos incluir o tratamento da incerteza.

De acordo com [Govindan17] este tratamento é classificado relativamente ao ambiente em:

- C1. Tomada de decisão com parâmetros aleatórios em que a função de distribuição de probabilidade é conhecida;
- C2. Tomada de decisão com parâmetros em que não há informação sobre a função de distribuição de probabilidade;
- C3. Tomada de decisão baseado na teoria dos conjuntos vagos, sendo a incerteza nos parâmetros números vagos e nas restrições conjuntos vagos.

O âmbito deste trabalho decorre em ambiente para a descrição de procedimentos de tomada de decisão com parâmetros aleatórios em que a função de distribuição de probabilidade é conhecida. Neste ambiente o recurso às metodologias de otimização estocástica, ditas de programação estocástica, é possível, nomeadamente, a programação estocástica de dois estados e a programação estocástica multiestágio. E também é possível a inclusão de métodos para a consideração da aversão ao risco. Quando não há informação sobre a função de distribuição de probabilidade o recurso às metodologias de otimização robusta, ditas de programação robusta, é necessário. Na formulação de um problema em programação robusta os parâmetros que envolvem incerteza são explicados por intervalos de valores de incerteza. Ainda, no contexto competitivo da contemporaneidade o risco não deve ser descartado pelas instituições financeiras ou empresas, mas antes incluído como relevante no âmbito da racionalidade da tomada de decisão. Particularmente, para o caso do agente de mercado de eletricidade deve ser considerado que as decisões tomadas sobre um investimento ou um ativo financeiro estão associadas com situações de risco. Este risco está relacionado com o facto de que resultados menos favoráveis podem acontecer e convém ter a prudência suficiente considerando o nível de aversão ao risco adequado. Pelo que, a quantificação da aversão ao risco deve ser parte integrante do processo de tomada de decisão pelo agente decisor. O risco de um ativo financeiro só começou a ser tratado de forma matemática fundamentada após o trabalho de [Markowitz52] ao qual se seguiram medidas de variabilidade para introduzir o risco nos procedimentos de decisão, nomeadamente o recurso à determinação da Variância. Pelo que, é relevante apresentar

os conceitos relacionados com os fundamentos teóricos das medidas de risco no que respeita ao Valor em Risco e Valor em Risco Condicional correntemente mais utilizados que seguem em 3.4.

### 3.2. Programação Linear Inteira Mista

Um problema de PLIM possui uma função objetivo linear e está sujeito a restrições lineares tendo variáveis ditas mistas, i.e., discretas e contínuas. A PLIM combina a PL com a programação linear inteira (PLI), sendo considerado em [Schrijver99] como um problema cuja solução é bastante exigente. A formulação genérica para um problema de PLIM é dada por:

$$\min_{x,y} c^T \mathbf{x} + d^T \mathbf{y} \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$A\mathbf{x} + B\mathbf{y} = \mathbf{b} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{x} \geq 0 \quad (3.3)$$

$$\mathbf{x} \text{ variáveis discretas} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{y} \geq 0 \quad (3.5)$$

Em (3.1) a (3.5),  $A$  e  $B$  são matrizes de dados e  $\mathbf{b}$ ,  $\mathbf{c}$  e  $\mathbf{d}$  são vetores de dados,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  são os vetores das variáveis de decisão, discretas e contínuas, respetivamente. Um problema de PLIM pode também ser considerado uma combinação particular entre a PL e a PIM. Um problema de PL é caracterizado por ter variáveis de decisão contínuas e quer a função objetivo e restrições são funções lineares. Os problemas de PL apresentam como vantagens a simplicidade de descrição normalizada e a facilidade em resolver problemas de grande escala. Ainda, a resolução computacional destes problemas beneficia de algoritmos que de facto encontram a solução ótima num número finito de iteradas e no caso de não haver solução admissível, i.e., o problema não é factível pelo facto do conjunto das decisões admissíveis ser vazio, este caso é rápido e eficientemente identificado. As formulações por funções lineares são também vantajosas para a

simulação de não linearidades através de métodos de linearização, mas caso o problema tenha uma considerável não-linearidade a linearização pode não ser aconselhável. Como exemplo de vantagem da linearização, o problema de afetação de unidades térmicas caracterizado por ser um problema de PNLIM, mas com não linearidades que admitem uma boa descrição por aproximações lineares, quer por aproximação linear por segmentos de reta, quer por funções em escada. Pelo que, pode ser formulado como um problema de PLIM [Laia16a]. Assim, é obviado o facto da solução final obtida pelas aplicações informáticas para o PNLIM nem sempre garantir que se atinge a solução ótima global, quer devido à existência de ótimos locais do PNLIM, quer por se ter atingido um número máximo de iterações. Pelo que, uma das soluções para o problema de afetação de unidades térmicas referidas na literatura como bastante utilizada é a formulação como um PLIM [Laia16a].

A PIM é uma modificação do problema de programação inteira (PI), esta modificação permite o tratamento de variáveis contínuas e discretas, mas o tempo de computação de um problema de PIM é bastante dependente no número de variáveis discretas. Em geral, os recursos necessários no que respeita à ocupação de espaço de memória para armazenamento da informação durante o procedimento de computação baseado em PIM tendem a aumentar exponencialmente com o aumento do número de variáveis que descrevem o problema [Li05, Pousinho12]. Pelo que, é necessário examinar a formulação de forma a estabelecer um compromisso entre os recursos computacionais para o processamento da obtenção da solução e o número de variáveis de decisão necessárias para uma descrição aceitável do problema [Pousinho12].

As técnicas usadas em problemas de PIM são basicamente técnicas recursivas que usam aproximações e outros métodos como a decomposição e o método de *Branch-and-Bound* (B&B). Os métodos de decomposição são métodos que permitem a separação do problema inicial em dois problemas: um problema só com variáveis inteiras e o outro só com variáveis contínuas. Os métodos de decomposição melhoram a eficiência e diminuem o tempo de computação e a memória consumida. A melhoria na eficiência e a diminuição do tempo de computação está relacionada com a partição de problemas de grande escala em subproblemas de menor escala. Nos problemas baseados em PIM as aplicações computacionais para a otimização convergem, inicialmente, com suficiente

rapidez para uma vizinhança próxima da solução ótima, requerendo após esta convergência um tempo de computação que eventualmente poderá ser considerável para atingir a solução ótima [Pousinho12].

### **3.3. Programação Estocástica Linear**

A consideração de incerteza nos problemas de tomada de decisão em ambiente de mercado tem revelado ser importante à tomada de decisão. Particularmente, no que se refere à tomada de decisão para produtores que exploram fontes de energia renovável, nomeadamente a energia eólica e a energia fotovoltaica e que participam em mercados de energia. Ainda, devido à expansão do uso do veículo elétrico e à consequente não só integração como utilizador de energia na rede elétrica, mas também participação em agregações com outros recursos para viabilizar participações em mercados de eletricidade. Pelo que, a consideração de incerteza é inevitavelmente necessária e os sistemas de apoio à decisão têm de colmatar esta necessidade. Para lidar com problemas de otimização sob incerteza, i.e., problemas que envolvem parâmetros aleatórios, mas com função de distribuição de probabilidade conhecida, as metodologias estocásticas, ditas de programação estocástica, são referenciadas como uma das metodologias mais adequadas e mais utilizadas [Birge97, González08].

A programação determinística é distinta da programação estocástica quanto ao nível de aleatoriedade que é considerada durante a formulação do problema. Muitos problemas formulados com recurso à programação estocástica são inicialmente formulados recorrendo à programação determinística. Se algum dos parâmetros da formulação for incerto, i.e., apresentam um comportamento aleatório que não pode ser descartado, então, é adequada a consideração da programação estocástica para solução do problema [Sen99]. Por um lado, numa análise de cenários a programação determinística considera a ausência de aleatoriedade nos parâmetros, permitindo calcular a solução ótima para cada um dos cenários separadamente, ou por meio do cenário médio de entre os cenários. Por outro lado, a programação estocástica considera a aleatoriedade nos parâmetros através de um conjunto de cenários ou de realizações com a respetiva probabilidade de ocorrência. Como o cenário futuro não é conhecido, os problemas

formulados com recurso à programação estocástica tendem a apresentar uma solução mais adequada do que o problema formulado e resolvido como determinístico, visto que, a solução final tem a preeminência estocástica derivada de todos os cenários.

### 3.3.1. Programação Estocástica Linear de Dois Estados

Os métodos de programação estocástica mais utilizados correspondem aos problemas de recurso baseados em dois estados, denominados de programação estocástica de dois estados. No âmbito da tese a função objetivo é formulada como uma função linear, pelo que, em seguida é apresentada a formulação genérica linear de um problema de programação estocástica de dois estados de acordo com [Ruszczynski03] dada por:

$$\min_x c^T \mathbf{x} + E[Q(\mathbf{x}, \xi(s))] \quad (3.6)$$

sujeito a:

$$A\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{x} \geq 0 \quad (3.8)$$

em que  $[Q(\mathbf{x}, \xi)]$  é o valor ótimo do problema de segundo estado dado por:

$$\min_y q^T \mathbf{y} \quad (3.9)$$

sujeito a:

$$T\mathbf{x} + W\mathbf{y} = \mathbf{h} \quad (3.10)$$

$$\mathbf{y} \geq 0 \quad (3.11)$$

Em (3.6) a (3.8) são apresentadas a função objetivo e as restrições para o problema de primeiro estado do problema de recurso. Em (3.9) a (3.11) são apresentadas a função objetivo e as restrições para o problema de segundo estado do problema de recurso. Na formulação,  $\mathbf{x} \in R^{n_1}$  é o vetor das variáveis de decisão de primeiro estado e  $\mathbf{y} \in R^{n_2}$  o vetor das variáveis de decisão de segundo estado. O segundo estado depende de parâmetros genericamente referenciados como  $\xi = (q, h, T, W)$  e cada um dos parâmetros podem ou não ter carácter aleatório, sendo  $\xi = \xi(s)$  considerado o vetor aleatório que contém os parâmetros aleatórios do problema de segundo estado.  $c \in R^{n_1}$

é o vetor dos coeficientes da função objetivo associado com o vetor das variáveis de decisão do primeiro estado;  $A \in R^{n_1 \times m_1}$  é a matriz dos coeficientes do primeiro estado. As matrizes  $T$  e  $W$  são designadas de matriz *tecnológica* e de matriz de *recurso*, respetivamente. Se a matriz  $W$  é não aleatória, o problema de dois estados de (3.6) a (3.11) é chamado um problema com “recurso fixo” (*fixed recourse*) [Ruszczynski03]. De forma geral, o segundo termo da restrição (3.10) do problema de segundo estado é visto como um termo de penalização, sendo que daí advém a designação “com recurso”. Na programação estocástica de dois estados, o vetor das variáveis de decisão de primeiro estado é determinado antes da realização das variáveis aleatórias. Por este motivo, é comum atribuir a denominação de decisões “aqui-e-agora” (*here-and-now decisions*) às decisões do primeiro estágio. Portanto, no primeiro estado as decisões são tomadas com ausência de consideração de aleatoriedade. Após a realização das variáveis aleatórias, são determinadas as variáveis de decisão de segundo estado, que são decisões corretivas tomadas para adaptar ou finalizar as decisões feitas no primeiro estado, de acordo com a observação dos valores das variáveis aleatórias [Pousinho12]. As variáveis de segundo estado são comumente chamadas de decisões “espere-e-veja” (*wait-and-see decisions*) ou decisões de recurso. Pelo que, no segundo estado, a aleatoriedade presente influenciando o resultado final é tomada em consideração, uma decisão de recurso é então tomada para compensar as discrepâncias obtidas na solução do primeiro estado [Birge97]. O objetivo de um modelo de programação estocástica de dois estados é identificar uma solução de primeiro estado que seja equilibrada. Assim, é pretendido para esta solução que tenha em consideração as respetivas probabilidades de ocorrência diante de todas as possíveis realizações das variáveis aleatórias e satisfaça a um critério de otimização formalizado na descrição pela função objetivo.

### 3.3.2. Formulação por Cenários

Em aplicações da programação estocástica de dois estados como as que são objeto de aplicação neste trabalho é assumido que os parâmetros aleatórios e a distribuição de probabilidade são dados discretos e em número finito de ocorrências  $S$  das realizações em consideração, i.e.,  $\xi_s = (q_s, h_s, T_s, W_s)$ . Estas ocorrências são designadas de cenários. A consideração destas realizações para as quais é conhecido as respetivas

probabilidades permite que o segundo termo da função objetivo, relativo ao valor esperado, seja descrito pela formulação dada por [Ruszczynski03]:

$$E[Q(\mathbf{x}, s)] = \sum_{s=1}^S \pi_s q_s^T \mathbf{y}_s \quad (3.12)$$

Em (3.12)  $\pi_s$  é a probabilidade do cenário  $s$ ,  $q_s$  é o vetor dos coeficientes da função objetivo associado às variáveis do segundo estado,  $\mathbf{y}_s$  é o vetor que contém as variáveis de decisão que correspondem ao segundo estado. Pelo que, o problema de programação estocástica em (3.6) a (3.11) pode ser escrito na formulação equivalente determinística, que resulta, em geral num problema PL de grande escala, sendo dado por:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{y}_s} c^T \mathbf{x} + \sum_{s=1}^S \pi_s q_s^T \mathbf{y}_s \quad (3.13)$$

sujeito a:

$$A\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (3.14)$$

$$T_s \mathbf{x} + W_s \mathbf{y}_s = \mathbf{h}_s, \forall s \in S \quad (3.15)$$

$$\mathbf{x} \geq 0, \mathbf{y}_s \geq 0, \forall s \in S \quad (3.16)$$

Em (3.15)  $T_s$  é a matriz dos coeficientes associada às variáveis de primeiro estado e  $W_s$  é a matriz dos coeficientes associada às restrições do segundo estado. Resumidamente, num problema de programação estocástica de dois estados, a decisão de primeiro estado é tomada na ausência do conhecimento dos valores futuros que caracterizam a incerteza; em seguida a decisão de recurso é tomada em função da realização obtida [Ruszczynski03]. No segundo estado, as realizações  $\xi_s$  tornam-se conhecidas e as ações corretivas  $\mathbf{y}_s$  podem ser tomadas para remediar as decisões do primeiro estado [Gomes16]. De acordo com a função objetivo indicada em (3.13), o primeiro estado consiste em minimizar o termo  $c^T \mathbf{x}$  mais o valor esperado associado ao problema de segundo estado. A decisão obtida no problema de segundo estado reflete o comportamento ótimo no momento em que a incerteza é revelada, compensando qualquer decisão inadequada que seja obtida no primeiro estado [Gomes16].

A sequência de acontecimentos num problema de programação estocástica linear de dois estados é esquematicamente dada por:

decidir sobre  $\mathbf{x}$   $\rightarrow$  observar  $q_s, h_s, T_s, W_s \rightarrow$  decidir sobre  $\mathbf{y}_s$ .

### 3.3.3. Formulação-cenário e Não Antecipação

Se for necessário para análises de apoio à decisão, o conhecimento dos valores ótimos da variável de decisão para cada cenário, a formulação em (3.13) a (3.16) é facilmente reformulada para que seja possível obter este conhecimento. A reformulação consiste na substituição do vetor das variáveis de decisão de primeiro estado por  $S$  vetores  $\mathbf{x}_s$  cada um associado com as decisões dos respetivos cenários. Pelo que, a reformulação é dada por [Ruszczynski03]:

$$\min_{\mathbf{x}_s, \mathbf{y}_s} \sum_{s=1}^S \pi_s (c^T \mathbf{x}_s + q_s^T \mathbf{y}_s) \quad (3.17)$$

sujeito a:

$$A\mathbf{x}_s = b \quad (3.18)$$

$$T_s \mathbf{x}_s + W_s \mathbf{y}_s = h_s, \forall s \in S \quad (3.19)$$

$$\mathbf{x}_s \geq 0, \mathbf{y}_s \geq 0, \forall s \in S \quad (3.20)$$

Em (3.17) a (3.20) o problema é decomponível no sentido em que pode ser dividido em  $S$  problemas, um para cada cenário, consequentemente de mais fácil solução em termos computacionais. Contudo, (3.17) a (3.20) não é adequado para modelação em problemas de dois estados. A não adequação está relacionada com as variáveis de primeiro estado  $\mathbf{x}_s$  em (3.17) a (3.20), sendo nesta formulação permitida a sua dependência na realização dos parâmetros do segundo estado para o respetivo cenário. A adequação é garantida adicionando a restrição dada por [Ruszczynski03]:

$$\mathbf{x}_s = \mathbf{x}_j, \quad \text{para } 1 \leq s < j \leq S \quad (3.21)$$

Em (3.21) as restrições são chamadas de “restrições não antecipativas” (*nonantecipativity constraints*). As restrições não antecipativas garantem que as variáveis de primeiro estado não dependam da realização dos parâmetros do segundo

estado. As restrições não antecipativas apresentam especial importância nos problemas multiestágio [Ruszczynski03]. Juntamente com as restrições (3.21), o problema (3.17) a (3.20) é considerado equivalente ao problema original de (3.13) a (3.16).

Uma forma de representar as incertezas consiste em utilizar uma árvore de cenários que ramifica para cada possibilidade de realização de uma variável aleatória [Gomes16]. Assim, esta árvore de cenários constitui uma forma representativa de mostrar o comportamento das incertezas ao longo do tempo [Domenica07, Pousinho12]. Para os problemas de programação estocástica, um nó da árvore é um ponto onde as decisões são tomadas; os arcos são as realizações das variáveis aleatórias [Pousinho12, Gomes16]. Uma representação para um problema de programação estocástica de dois estados de descrição de cenários por uma árvore é ilustrada na Figura 3.1.

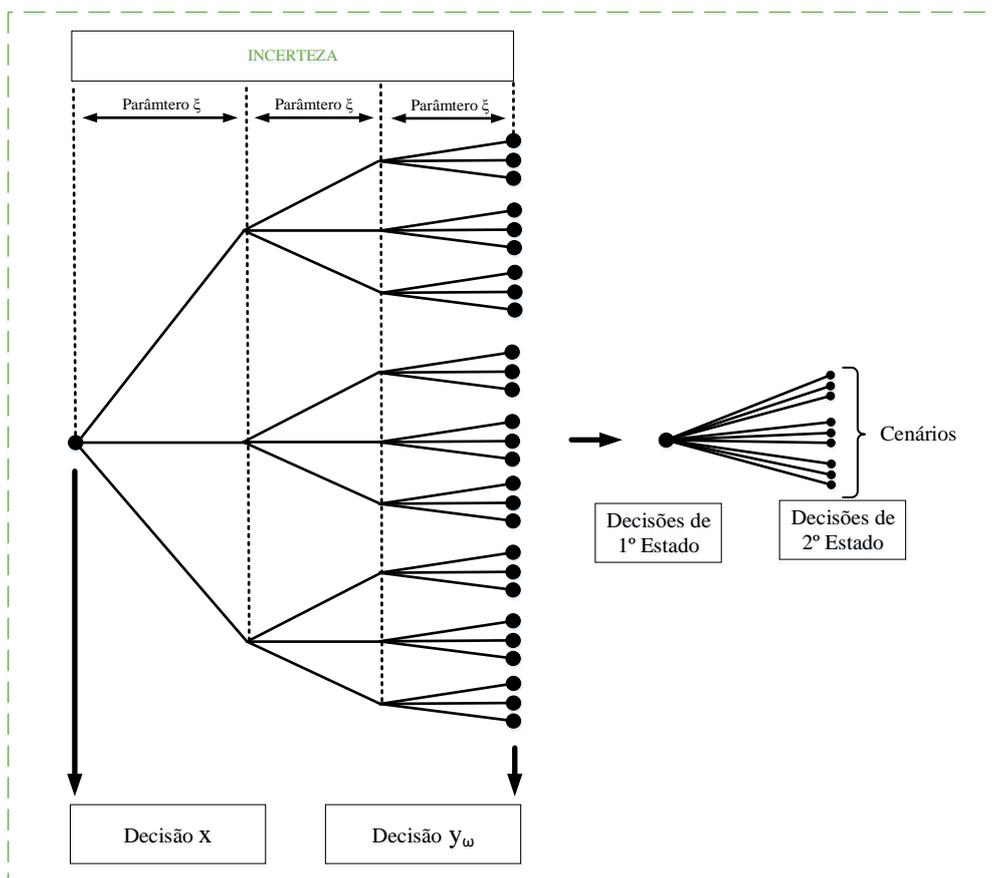


Figura 3.1 – Árvore de cenários.

Na Figura 3.1 o primeiro nó é dito de raiz e corresponde ao início do horizonte temporal considerado no processo de decisão e um caminho na árvore é um cenário que consiste nas realizações de todas as variáveis aleatórias em todos os estados [Gomes16].

### 3.3.4. Métricas de Qualidade: O Valor Esperado da Informação Perfeita e o Valor da Solução Estocástica

A análise sobre a formulação mais adequada a usar na descrição de um procedimento, i.e., formulação determinística ou estocástica, requer um tratamento apropriado e na literatura esta consideração ou não consideração de aleatoriedade é realizada pela medida de “Valor Esperado de Informação Perfeita” (*Expected Value of Perfect Information*, EVPI) e de “Valor da Solução Estocástica” (*Value of the Stochastic Solution*, VSS) [Conejo10]. O EVPI é resultado da diferença entre o valor ótimo da função objetivo de um problema de programação estocástica de dois estados usando a formulação cenário (3.17) a (3.20),  $Z^{EV}$ , e o valor ótimo da função objetivo do problema de programação estocástica (3.13) a (3.16),  $Z^{PE}$ , i.e., o valor esperado de um problema que considera todos os cenários [Conejo10].  $Z^{EV}$  é usualmente referido como o valor esperado das soluções espere e veja (*wait-and-see*). Assim,  $Z^{EV}$  é dito ser determinado considerando informação perfeita sobre as variáveis aleatórias. Consequentemente, num problema de maximização, o EVPI é dado por [Conejo10]:

$$EVPI = Z^{EV} - Z^{PE} \quad (3.22)$$

Em (3.22) o EVPI é uma medida do valor de quanto se espera ganhar se fosse possível determinar de antemão o valor das variáveis aleatórias [Birge97]. Pelo que, o EVPI pode ser interpretado como indicando quanto um agente decisor estaria disposto a pagar em troca de informação perfeita e precisa sobre o futuro [Kall95]. O VSS é resultado da diferença entre o valor ótimo da função objetivo do problema de programação estocástica (3.13) a (3.16),  $Z^{PE}$ , i.e., o valor esperado com a consideração de todos os cenários, e o valor ótimo da função objetivo do problema determinístico  $Z^{PD}$ , i.e., o valor ótimo da função objetivo do problema onde as variáveis aleatórias do problema de programação estocástico são substituídas pelos respetivos valores esperados [Conejo10]. Consequentemente, num problema de maximização, o VSS é dado por [Conejo10]:

$$VSS = Z^{PE} - Z^{PD} \quad (3.23)$$

Em (3.23) valores elevados de VSS indicam que é aconselhável considerar o problema de programação estocástica de dois estados em detrimento do problema determinístico.

Caso contrário, o valor de VSS indica que não é tão importante a consideração de aleatoriedade, sendo possível a consideração de formulação do problema como um problema determinístico. Uma vez determinados os valores ótimos das variáveis de decisão do problema determinístico, os valores das variáveis de decisão de primeiro estado do problema de programação estocástica são fixados com os valores ótimos do problema determinístico. Com a determinação prévia dos valores das variáveis de decisão de primeiro estado o problema em estudo é de fácil resolução. O resultado deste problema permite saber como as variáveis de decisão de segundo estado são escolhidas otimamente em função das variáveis de primeiro estado do problema determinístico. Em [Birge97] o VSS é considerado como o ganho de considerar aleatoriedade na formulação de um problema programação matemática.

### **3.4. Medidas de Gestão do Risco**

Uma empresa produtora de energia como agente em mercados de eletricidade tem, face à reestruturação dos mercados de energia, de considerar a quantificação do risco de participação nesses mercados como importante para o suporte da tomada de decisões. A quantificação do risco de participação nos mercados de eletricidade permite quer evitar que ocorram prejuízos avultados para o agente de mercado, quer suportar que as decisões sejam mais conformes e favoráveis ao agente em ambiente competitivo. Os mercados de eletricidade são caracterizados por envolver um nível considerável de incerteza. Particularmente, os preços de energia elétrica apresentam elevada volatilidade [Pousinho12]. Consequentemente, de forma a minimizar perdas inesperadas, a compreensão, avaliação e previsão do risco da participação nos mercados de energia elétrica tem de ser considerada relevante para o apoio à tomada de decisão. Um agente de mercado em mercados de eletricidade está perante incerteza quer no que respeita à própria produção de energia, quer nos preços de fecho de mercado. Pelo que, o lucro de um agente de mercado é uma variável aleatória, que pode admitir uma caracterização por distribuição de probabilidade. Assim, num problema de otimização envolvendo uma função objetivo aleatória é importante otimizar a função que caracteriza a distribuição desta variável aleatória, i.e., o valor esperado. Pelo que, o problema de

maximização do lucro obtido por um agente de mercado resulta na maximização do lucro esperado [Conejo10]. Apesar das vantagens da representação de variáveis aleatórias através do valor esperado, a desvantagem é devido ao facto de que os restantes parâmetros que caracterizam a distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias são negligenciados o que acarreta que a solução não esteja em sintonia com o que se pretende [Conejo10]. Consequentemente, uma variável aleatória que representa o lucro com um valor esperado aceitável para o decisor pode apresentar uma probabilidade não negligenciável de ocorrência de perdas inesperadas, i.e., de lucros negativos. Pelo que, surge a necessidade de existirem metodologias capazes de avaliar o risco associado em ambientes caracterizados por incerteza, i.e., a gestão do risco. A forma mais utilizada de gestão do risco é incluindo na formulação do problema um termo que mede o risco associado com a distribuição de probabilidade do lucro. Este termo é designado de “medida de risco”. As principais medidas de risco utilizadas em problemas de programação estocástica em mercados de energia são o “Valor em Risco” (*Value-at-Risk*, VaR) e o “Valor em Risco Condicional” (*Conditional Value-at-Risk*, CVaR) [Conejo10]. Normalmente, o recurso a problemas de programação estocástica de dois estados tem como formalismo explícito a maximização do lucro esperado,  $E[f(\mathbf{x}, s)]$ . Pelo que, o problema é abordado para que os vetores  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  sejam obtidos a partir da maximização do lucro esperado  $E[f(\mathbf{x}, s)]$  sem considerar o risco na formulação do problema. Os problemas formulados sem consideração do risco são designados “problemas neutros ao risco”. Os problemas neutros ao risco, cujo objetivo é a maximização do lucro esperado  $E[f(\mathbf{x}, s)]$ , são formulados de forma idêntica à formulação de (3.13) a (3.16).

A necessidade de se precaver a possibilidade de ocorrerem lucros baixos devido aos cenários desfavoráveis leva à inclusão na formulação do problema de um termo para ponderar o risco da variabilidade associada com o lucro  $f(\mathbf{x}, s)$ . Consequentemente, é introduzida uma função que é a medida de risco  $r_s[f(\mathbf{x}, s)]$  que está associada à variável aleatória  $f(\mathbf{x}, s)$ ,  $\forall s \in S$ . A medida de risco  $r_s[f(\mathbf{x}, s)]$  é um valor que caracteriza o risco associado com o lucro  $f(\mathbf{x}, s)$  a que o agente está sujeito. As medidas de risco podem ser incorporadas quer pela função objetivo quer pelas restrições na formulação ao problema [Conejo10].

Um problema de otimização incluindo uma medida de risco pela função objetivo tem a formulação geral dada por [Conejo10]:

$$\max_{x, y_s} E[f(x, s)] - \beta r_s[f(x, s)] \quad (3.24)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (3.25)$$

Em (3.24)  $\beta \in [0, \infty]$  é um parâmetro de ponderação entre o lucro esperado e a aversão ao risco que pode ser interpretado como uma indicação do nível de aversão ao risco.

Dois situações podem ocorrer:

- S1. Se  $\beta = 0$ , o termo do risco na função objetivo apresenta um valor nulo, pelo que, o problema é um problema neutro ao risco.
- S2. Se  $\beta \neq 0$ , o termo do risco na função objetivo é ponderado por valor não nulo, pelo que o problema é designado “problema avesso ao risco.”

Ainda, em correspondência com o aumento do valor de  $\beta$ , o termo do lucro esperado em (3.24) é menos determinante da solução do problema em relação ao termo que pondera o risco, i.e., o problema corresponde a uma maior aversão ao risco. Como referido, o risco pode ser incorporado nas restrições, mas pela explicitação da incidência máxima assumida para a exposição ao risco. Um problema de otimização incluindo uma medida de risco por restrição adicional tem a formulação geral dada por [Conejo10]:

$$\max_{x, y_s} E[f(x, s)] \quad (3.26)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (3.27)$$

$$r_s[f(x, s)] \leq \delta \quad (3.28)$$

Em (3.28)  $\delta$  é um indicador do risco máximo a que o agente está disposto a estar sujeito. A solução ótima obtida das formulações (3.24) a (3.25) e de (3.26) a (3.28) estão dependentes dos valores de  $\beta$  e de  $\delta$ , respetivamente. A solução ótima em termos do lucro esperado e do risco para um dado valor dos parâmetros  $\beta$  e  $\delta$  definem um ponto designado de ponto eficiente. O ponto eficiente é definido por pares lucro esperado e

risco tais que não é possível encontrar um conjunto de variáveis de decisão que permitem garantir simultaneamente um lucro esperado mais elevado e risco mais baixo [Conejo10]. Pelo que, uma solução com um lucro esperado superior ao do ponto eficiente pode apenas ser esperada de ocorrer com um risco superior. A curva de pontos eficientes é designada de “fronteira eficiente” ou “fronteira de Pareto”, visto que, no essencial o problema (3.24) a (3.25) é um problema de programação biobjetivo na formulação de resolução pelo método da soma ponderada. Neste problema de programação biobjetivo as funções objetivo são o lucro esperado, a maximizar, e o risco, a minimizar. Pelo que, a função objetivo do problema (3.24) a (3.25) também pode ser formulada como a combinação convexa entre o lucro esperado e o valor simétrico do risco incorrido quando se opta a favor da possibilidade de obter esse lucro. Nesta formulação o coeficiente que determina a combinação convexa, tomando valores no intervalo  $[0, 1]$ , pode ser interpretado como uma indicação do nível de aversão ao risco como é explicitamente apresentado em (3.4.2) e (3.4.3). Um exemplo de fronteira eficiente para a formulação (3.24) a (3.25) é apresentado [Pousinho12] na Figura 3.2.

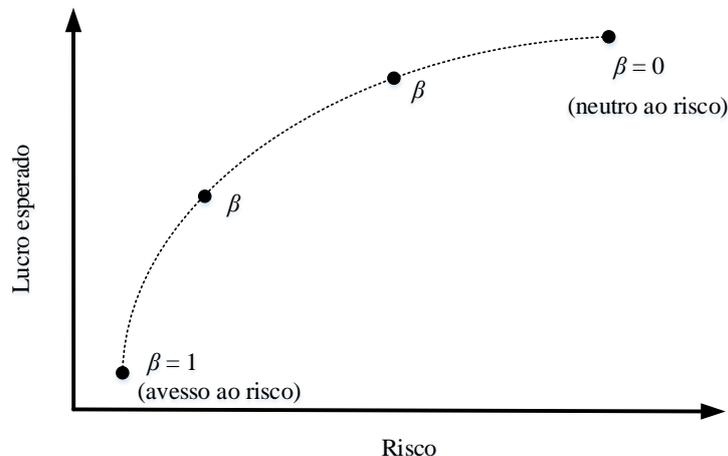


Figura 3.2 – Representação da curva de fronteira eficiente.

Na Figura 3.2 um valor baixo de  $\beta$  origina uma solução com um lucro esperado elevado, mas com elevada incidência de risco. O caso de  $\beta$  ser nulo corresponde a assumir a atitude de neutro ao risco. O caso limite contrário corresponde a assumir a atitude de totalmente avesso ao risco, i.e., a formulação (3.24) a (3.25) corresponde à obtenção da solução com menor risco. A fronteira eficiente permite obter informação importante

para apoiar o agente de forma a estabelecer um compromisso “*trade-off*” entre o lucro esperado e o risco em que incorre. Pelo que, um agente avesso ao risco tem de ter uma atitude de relutância consentânea com decisões com lucro esperado inferior em vez de optar por ter lucro esperado mais elevado, mas com maior possibilidade de incidência de perdas.

### 3.4.1. Propriedades das Medidas de risco

Uma medida de risco é definida como um mapeamento de um conjunto de variáveis aleatórias para o conjunto dos números reais [Artzner99]. Na literatura especializada é definida uma classe especial de medidas de risco, designadas de “medidas de risco coerentes” [Artzner99]. Com o objetivo de descrever o que é uma medida de risco coerente são apresentados seguidamente alguns conceitos. Seja  $F$  o conjunto de resultados aleatórios definido num espaço de probabilidade e  $f_1(s), f_2(s) \in F$  os resultados aleatórios de um ativo ou portfólio. Uma medida de risco é uma função  $r_s$  do conjunto  $F$  no conjunto dos números reais e é dita de coerente se satisfazer ao seguinte sistema de axiomas [Artzner99] dados por:

A1. Axioma 1: Invariância de translação

Para todo  $f_1(s) \in F$  e  $a \in R$   $r_s[f_1(s) + a] = r_s[f_1(s)] - a$ ;

A2. Axioma 2: Subaditividade

Para todo  $f_1(s), f_2(s) \in F$   $r_s[f_1(s) + f_2(s)] \leq r_s[f_1(s)] + r_s[f_2(s)]$ ;

A3. Axioma 3: Homogeneidade positiva

Para todo  $f_1(s) \in F$  e  $a \geq 0$   $r_s[af_1(s)] = ar_s[f_1(s)]$ ;

A4. Axioma 4: Monotonicidade

Para todo  $f_1(s), f_2(s) \in F$ , se  $f_1(s) \leq f_2(s)$ , então  $r_s[f_2(s)] \leq r_s[f_1(s)]$ .

O axioma 1 estabelece que se um ativo for incrementado por uma certa quantidade determinística garantida de ganho, o risco do mesmo diminui pela mesma quantidade. O axioma 2 estabelece que o risco de um ativo combinado não é pior que a soma dos riscos individuais, i.e., segue o princípio da diversificação. O axioma 3 estabelece que o risco de um ativo é proporcional à quantidade de ativo detido. O axioma 4 estabelece que se um ativo tem resultados não superiores a outro, então o risco do primeiro não

pode ser superior ao do segundo. Ainda, existem outros axiomas que são relevantes para a caracterização de classes de risco por sistemas axiomáticos. Como é o caso do axioma [Frittelli02] para medidas de risco que estabelece que o risco proveniente da combinação convexa dos resultados aleatórios de dois ativos nunca seja superior à combinação convexa dos riscos dos ativos. Este axioma é dado por:

A5. Axioma 5: Convexidade

Para todo  $f_1(s), f_2(s) \in F$  e  $\gamma \in [0,1]$

$$r_s[\gamma f_1(s) + (1 - \gamma)f_2(s)] \leq \gamma r_s[f_1(s)] + (1 - \gamma)r_s[f_2(s)].$$

O axioma 5 também pode ser interpretado como estabelecendo que para um ativo que é combinação convexa de dois ativos a interpolação linear da medida de risco pelos pontos dos resultados aleatórios dos dois ativos nunca sobrestima a medida de risco do ativo combinado. Ainda, em geral, permite concluir que a medida de risco de um ativo diversificado que seja a combinação convexa dos resultados aleatórios de vários ativos, é menor ou igual que a combinação convexa das medidas dos riscos individuais dos ativos. Esta conclusão deriva do facto de uma combinação convexa de funções ser uma função convexa.

Em [Dhaene03] é caracterizado o conceito de medida de risco pura que visa medir a “distância” entre a situação de risco e a correspondente situação livre de risco, e são introduzidos os conceitos de “medida de risco bilateral” e de “medida de risco unilateral” dados por:

C1. Medida de risco bilateral

Uma medida de risco é bilateral quando determina quão perto está uma situação de risco da correspondente situação livre de risco quando as discrepâncias favoráveis e desfavoráveis contribuem simultaneamente para o risco.

C2. Medida de risco unilateral

Uma medida de risco é unilateral quando determina quão perto está uma situação de risco da correspondente situação livre de risco quando apenas as discrepâncias desfavoráveis contribuem para o risco.

Enquanto a medida de risco bilateral tem informação da situação de risco sujeita a todas as discrepâncias, quer às favoráveis quer às desfavoráveis. A unilateral está apenas sujeita às desfavoráveis. A variância é um exemplo de uma medida de risco bilateral. O  $VaR$  e o  $CVaR$  são dois exemplos de medidas de risco unilateral. Estas duas medidas são utilizadas no contexto da análise realizada neste trabalho, visto que, o objetivo desse contexto é o de adquirir conhecimento sobre a influência isolada das discrepâncias desfavoráveis que determinam perdas.

### 3.4.2. Valor em Risco

Para um dado nível de confiança  $\delta \in [0,1[$ , a medida de risco  $VaR$ , representa o maior valor de lucro  $\zeta$  tal que a probabilidade de obter um lucro menor que  $\zeta$  é menor do que  $1 - \delta$ , i.e., o  $VaR(\delta, \mathbf{x})$  corresponde ao máximo lucro associado com o cenário que apresenta o menor lucro, para um determinado intervalo de confiança  $\delta$ . Formalmente o  $VaR(\delta, \mathbf{x})$  é dado por [Conejo10]:

$$VaR(\delta, \mathbf{x}) = \max\{\zeta: P(s|f(\mathbf{x}, s) < \zeta) \leq 1 - \delta\}, \forall \delta \in [0,1[ \quad (3.29)$$

O  $VaR$  pode ser incluído no problema de programação estocástica de dois estados de neutro ao risco apresentada de (3.13) a (3.16) pela reformulação no contexto dada por:

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}_s, \zeta, \theta_s} (1 - \beta)(c^T \mathbf{x} + \sum_{s=1}^S \pi_s q_s^T \mathbf{y}_s) + \beta \zeta \quad (3.30)$$

sujeito a:

$$A\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (3.31)$$

$$T_s \mathbf{x} + W_s \mathbf{y}_s = \mathbf{h}_s, \forall s \in S \quad (3.32)$$

$$\sum_{s=1}^S \pi_s \theta_s \leq 1 - \delta \quad (3.33)$$

$$\zeta - \left( c^T \mathbf{x} + \sum_{s=1}^S \pi_s q_s^T \mathbf{y}_s \right) \leq M \theta_s, \forall s \in S \quad (3.34)$$

$$\theta_s \in \{0,1\}, \forall s \in S \quad (3.35)$$

$$\mathbf{x} \in X, \mathbf{y}_s \in Y, \forall s \in S \quad (3.36)$$

Em (3.30)  $\zeta$  é uma variável cujo valor ótimo é igual ao  $VaR(\delta, \mathbf{x})$ ;  $\theta_s$  é uma variável binária, assumido o valor, 1 se o lucro num determinado cenário  $s$  é menor do que  $\zeta$ , ou igual a 0 em caso contrário; e  $M$  é uma constante com valor suficientemente elevado. O conceito de  $VaR$  é seguidamente ilustrado através de uma função de distribuição de probabilidade normal para o lucro na Figura 3.3.

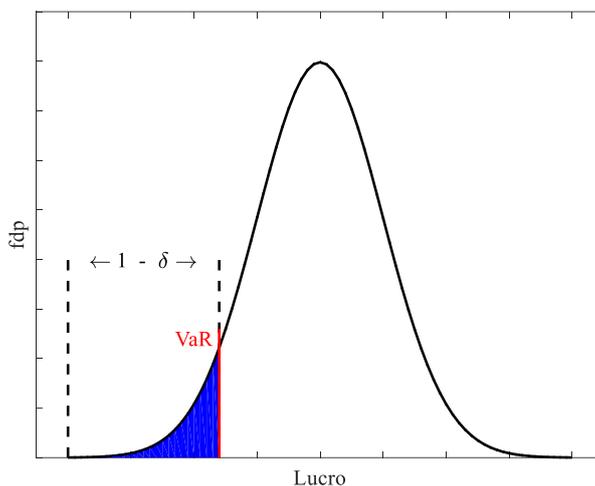


Figura 3.3 – Representação do conceito de  $VaR$ .

Na Figura 3.3 a área indicada a azul é indicada na cota como sendo  $1 - \delta$ , e o  $VaR$  é valor do lucro tal que a probabilidade de ocorrerem valores inferiores é  $1 - \delta$ , pelo que, a probabilidade de ocorrerem superiores é  $\delta$ . A principal desvantagem da utilização do  $VaR$  é de não considerar a distribuição probabilística do lucro para valores inferiores ao  $VaR$ , i.e., o  $VaR$  ignora, na sua totalidade, a amplitude das perdas presentes na cauda da distribuição à sua esquerda. Ainda, o  $VaR$  não é uma medida de risco coerente, pois não satisfaz ao axioma 2 que estabelece a subaditividade para as medidas de risco coerentes [Conejo10]. Ainda, o  $VaR$  não satisfaz o axioma 5, i.e., não é uma função convexa e também não é uma função bem-comportada, visto que, não é diferenciável.

### 3.4.3. Valor em Risco Condicional

Para um dado nível de confiança  $\delta \in [0,1[$ , a medida de risco  $CVaR$ , é definida como sendo a média dos quantis dos piores cenários, para um dado nível de confiança  $\delta$ . Se todos os cenários do lucro são equiprováveis, o  $CVaR$  é calculado como sendo o lucro esperado dos  $(1 - \delta) \times 100\%$  piores cenários, i.e., o  $CVaR$  dá uma indicação que tem

em consideração as perdas extremas, que são imputadas aos valores associados com o lucro não superior ao  $VaR$ , implicando que o  $CVaR$  nunca é superior ao  $VaR$ . Formalmente o  $CVaR(\delta, \mathbf{x})$  foi introduzido em [Rockafellar02] como uma medida de risco coerente e convexa dada por:

$$CVaR(\delta, \mathbf{x}) = \max \left\{ \zeta - \frac{1}{1-\delta} E[\max\{\zeta - f(\mathbf{x}, s), 0\}] \right\}, \forall \delta \in [0, 1[ \quad (3.37)$$

O  $CVaR$  é uma medida de risco unilateral coerente, sendo uma função convexa diferenciável [Rockafellar02, Rockafellar07]. O  $CVaR$  pode ser incluído no problema de programação estocástica de dois estados de neutro ao risco apresentada de (3.13) a (3.16) pela reformulação dada por [Conejo10]:

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}_s, \zeta, \boldsymbol{\eta}_s} (1 - \beta)(c^T \mathbf{x} + \sum_{s=1}^S \pi_s q_s^T \mathbf{y}_s) + \beta \left( \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{s=1}^S \pi_s \boldsymbol{\eta}_s \right) \quad (3.38)$$

sujeito a:

$$A\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (3.39)$$

$$T_s \mathbf{x} + W_s \mathbf{y}_s = h_s, \forall s \in S \quad (3.40)$$

$$\zeta - (c^T \mathbf{x} + q_s^T \mathbf{y}_s) \leq \boldsymbol{\eta}_s, \forall s \in S \quad (3.41)$$

$$\boldsymbol{\eta}_s \geq 0, \forall s \in S \quad (3.42)$$

$$\mathbf{x} \in X, \mathbf{y}_s \in Y, \forall s \in S \quad (3.43)$$

Em (3.38) a função objetivo é a combinação convexa de duas expressões. Após o processamento computacional para a obtenção do ótimo, a primeira expressão tem como valor o lucro esperado, enquanto o segundo é o valor  $CVaR$  associado com esse lucro;  $\zeta$  é uma variável auxiliar cujo valor no ótimo é o respetivo  $VaR$ ; e  $\boldsymbol{\eta}_s$  [Topaloglou04] é uma variável contínua não-negativa dada por:

$$\boldsymbol{\eta}_s = \max\{\zeta - (c^T \mathbf{x} + q_s^T \mathbf{y}_s), 0\} \quad (3.44)$$

Em (3.41) e (3.42) são impostas as condições para a determinação das variáveis auxiliares do  $CVaR$ . A principal vantagem do  $CVaR$  corresponde à possibilidade de quantificar o lucro para valores inferiores ao  $VaR$ , i.e., a cauda presente na curva da distribuição do lucro é ponderada, visto que, embora com pequena probabilidade pode

ocorrer. Ainda, a computação do  $CVaR$  não exige a introdução de variáveis binárias. O conceito de  $CVaR$  é seguidamente ilustrado através de uma função de distribuição de probabilidade normal para o lucro na Figura 3.4.

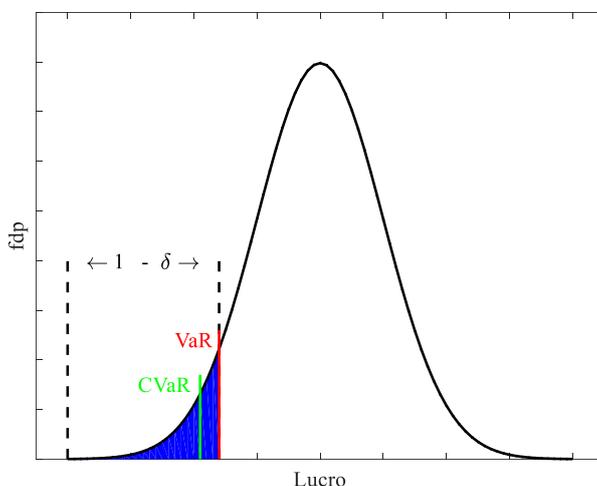


Figura 3.4 – Representação do conceito de  $CVaR$ .

Na Figura 3.4 o  $CVaR$  é o valor esperado para os lucros da cauda esquerda da distribuição cuja probabilidade de ocorrência é de  $(1 - \delta) \times 100\%$ . O  $CVaR$  é entendido como a média ponderada dos piores cenários, i.e., com valor de lucro não superior ao  $VaR$ . Ainda, pela Figura 3.4 é perceptível que para um mesmo nível de confiança a desigualdade  $CVaR \leq VaR \leq L^*$  em que  $L^*$  é o lucro esperado é satisfeita.

Em resumo a comparação quanto às propriedades e quanto à implementação computacional do  $VaR$  e  $CVaR$  leva a concluir que:

C1. Considerando as propriedades mencionadas, o  $VaR$  não é uma medida coerente, não é subaditiva, significando que o  $VaR$  não favorece a diversificação de portfólios [Krokhmal02]. Enquanto o  $CVaR$  é uma medida de risco coerente.

C2. Considerando o desempenho do processamento computacional, o  $VaR$  é uma função não convexa e não diferenciável [Meucci05], implicando pela não convexidade que a otimização pode convergir para mínimos locais. Enquanto o  $CVaR$  por ser uma função convexa garante a obtenção de ótimos globais. Além disso, o  $CVaR$  é diferenciável e pode ser descrito por uma formulação linear [Conejo10].

### 3.5. Conclusão de Capítulo

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos das metodologias de otimização PLIM, programação estocástica linear e programação estocástica linear de dois estados, e das principais medidas de gestão do risco. O objetivo é apresentar a formulação de um problema de programação estocástica que serve de base para a formulação do sistema de suporte de gestão da microrrede apresentado neste trabalho. Em particular, é dada especial atenção à programação estocástica de dois estados que tem sido aplicado de forma adequada no planeamento operação de curto prazo de sistemas de energia, designadamente na participação de produtores detentores de fontes renováveis em mercado de eletricidade. A aplicação da programação estocástica é considerada relevante na tomada de decisão em contexto de incerteza, como é o caso de gestão de uma microrrede em ambiente de mercado de eletricidade, pois permite a descrição de processos estocásticos de forma conveniente através de um conjunto de cenários. Mas é facto que a representação de processos estocásticos requer normalmente um número de cenários elevado. Pelo que, os problemas de programação estocástica tendem a ser problemas que requerem elevados recursos computacionais, como é o caso do problema em estudo nesta tese. Assim, no trabalho que é apresentado, a base de cenários para o problema de programação estocástica é sujeita a técnicas de redução de cenários, que processam de forma adequada a manter a informação mais relevante dos cenários originais. Esta redução tem como intuito que seja possível que se aja de forma a que haja uma computação em tempo útil e com um uso de recursos computacionais não demasiado exigentes.

Ainda, são apresentadas as métricas de qualidade Valor Esperado da Informação Perfeita (*EVPI*) e o Valor da Solução Estocástica (*VSS*) que relevam o interesse da aplicação da programação estocástica. E é discutida a necessidade de quantificação do risco de participação em mercado de eletricidade. As medidas de gestão do risco discutidas são o Valor em Risco (*VaR*) e o Valor em Risco Condicional (*CVaR*). Da comparação e análise das medidas de risco é optado pelo *CVaR* devido às suas propriedades, nomeadamente por ser uma medida de risco coerente e por ser descrita por uma formulação linear.



---

# CAPÍTULO

# 4

---

## **Modelação e Otimização da Microrrede**

*Neste capítulo são apresentadas as microfontes presentes na microrrede. Ainda, é apresentada a modelação de cada uma das microfontes, a análise ao processo de participação em mercado de eletricidade por parte de um agente de mercado e a formulação do problema da participação do agregador da microrrede em mercado de eletricidade. Finalmente, é apresentada a representação da incerteza através de cenários ou realizações. O número inicial de cenários é reduzido em dois níveis de forma a reduzir a dimensão do problema.*



## 4.1. Introdução

A evolução histórica dos sistemas de energia elétrica que originou a transição do paradigma de monopólio natural para o de mercado foi orientada pelo objetivo da liberalização, livre acesso à rede e desregulação. Embora esta alteração de paradigma tenha tido implicações técnicas e económicas na gestão das redes, ainda é facto que se destaca a componente de produção centralizada através de grandes centrais, geralmente ligadas aos grandes aglomerados populacionais por extensas redes de transmissão de energia. Pelo que, se espera que se verifique no futuro um papel mais ativo da rede de distribuição, que permanece como uma oportunidade a ser explorada, visto que, tem exercido essencialmente uma atitude passiva [Pau18]. Uma atitude mais ativa da rede de distribuição é esperada com a presença de fontes de produção distribuída que localmente devem tender para um contexto de assegurar a sustentabilidade energética local, incluído a eventualidade de exportar energia. Ainda neste contexto, cargas flexíveis, passíveis de aplicação de estratégias de gestão do lado da procura podem ter, igualmente, um papel importante para que as redes de distribuição assumam plenamente as oportunidades que o novo paradigma oferece. Embora, o nível de complexidade para a gestão destas redes tenda a aumentar, é julgado que com a disponibilidade das tecnologias de informação e comunicação, inteligência artificial, algoritmos e análise avançada que se fará face à complexidade. Pelo que, a investigação tem de contribuir e dar um suporte para que esta gestão possa beneficiar de sistemas de apoio à decisão adequados. E este trabalho é uma contribuição no âmbito desses sistemas de apoio à decisão no que respeita à operação coordenada de fontes de produção distribuída, cargas e sistemas de armazenamento de energia de uma área da rede de distribuição devidamente circunscrita, i.e., em microrrede. O novo agente de mercado, dito de agregador, deve exercer a gestão da microrrede com maior racionalidade possível, mitigando a incerteza quer com origem interna à microrrede quer com origem exterior proveniente da participação como prossumidor em mercado de energia. Assim, esta gestão de energia para a microrrede a nível local é uma gestão em contexto de mercado. Neste contexto, para que se aja de forma a que haja uma gestão benéfica há que fazer face ao ambiente competitivo de mercado, designadamente, o agregador deve ter em consideração a incerteza e o risco resultante da participação em ambiente competitivo.

Assim, o agregador deve ser portador de um sistema de suporte à decisão, constituindo aquilo que é designado como o sistema de suporte de gestão da microrrede. O sistema de suporte de gestão da microrrede é considerado um elemento vital para a sustentabilidade deste agente de mercado. O sistema de suporte de gestão da microrrede desenvolvido no âmbito do trabalho usa uma formulação baseada num problema de programação estocástica de dois estados, reformulado como um problema de PLIM. O uso deste suporte de gestão da microrrede é realizado de acordo com a seguinte possível prática: o agregador da microrrede localizado na central de controlo da microrrede recebe os dados plausíveis relacionados com a produção de energia das microfontes e com o consumo das cargas; os dados inseridos no sistema de suporte de gestão da microrrede depois de serem sujeitos ao conveniente processamento dão informação necessária sobre os pontos ótimos aconselháveis que suportam a informação a ser enviada aos controladores locais das microfontes e aos controladores locais das cargas. O agregador da microrrede é também responsável pela apresentação de ofertas de compra e de venda de forma a participar no mercado diário. Ainda, a formulação do problema deve considerar no planeamento da operação da microrrede eventuais desvios resultantes da sua participação em mercado diário por estar sujeito a um nível superior de incerteza. O agregador da microrrede tem como objetivo a maximização do lucro, resultante da operação da microrrede e da participação com o mercado diário. Ainda, caso o agregador considere que deve atentar ao risco de participação em mercado, então uma metodologia para a gestão adequada de risco tem de ser incluída na formulação do problema. Consequentemente, a investigação para o desenvolvimento do sistema de suporte de gestão da microrrede deve proceder à modelação dos componentes da microrrede. Os componentes da microrrede podem ser divididos em microfontes renováveis, microfontes despacháveis, sistemas de armazenamento de energia, cargas e veículos elétricos. Os veículos elétricos podem assumir o comportamento de cargas quando consomem energia ou de microfontes quando injetam energia na rede. As microfontes renováveis são as microfontes que produzem energia a partir de recursos endógenos em geral com um comportamento variável. Neste trabalho, como microfontes renováveis são considerados geradores eólicos e sistemas para aproveitamento da radiação solar.

Como mencionado nos capítulos 2. e 3., a produção das microfontes renováveis envolve incerteza, que leva a que sejam consideradas microfontes não-despacháveis, i.e., o comportamento variável faz antever que a produção obtida através da energia captada às microfontes renováveis pode não corresponder com a produção prevista. Pelo que, existe a possibilidade de haver desvios no trânsito de energia no período estabelecido via fecho de mercado para o trânsito físico de energia. As microfontes consideradas despacháveis são as microfontes que usam combustíveis fósseis como o gás natural ou biogás e com conveniente gestão de armazenamento/uso e, por isso, são designadas de despacháveis pelo facto do seu planeamento ser realizado sem incerteza.

O uso do gás natural ou do biogás como fonte de energia começa a ter algum impacto no *mix* energético. Pelo que, a investigação tem de considerar as particularidades para estas microfontes despacháveis. No âmbito do trabalho, as microfontes consideradas despacháveis têm os condicionalismos técnicos típicos para as microturbinas a gás. São designadas de microfontes despacháveis pelo facto do seu planeamento ser realizado com grau de certeza face ao não conhecimento pleno da energia captada pelas microfontes não-despacháveis. Os sistemas de armazenamento de energia são dispositivos com a função de armazenar energia num período favorável para com benefício ser utilizada no futuro. Assim, os sistemas de armazenamento de energia permitem arbitragem ao possibilitar que o agregador da microrrede transfira energia de um período para outro de forma a obter benefício na operação quer tecnicamente quer economicamente.

As cargas podem ser classificadas em cargas residenciais ou industriais e estas subclassificadas em cargas críticas ou flexíveis. Numa microrrede existem também cargas para as quais parte do consumo é flexível o que permite ao agregador da microrrede propor estratégias de gestão do lado da procura como a resposta de demanda. Neste processo, perante sinais enviados pelo agregador, as cargas que são flexíveis podem ser transferidas de um período de pico ou de preços de mercado elevado para satisfação em períodos mais favoráveis. Os veículos elétricos podem assumir o comportamento de cargas quando requerem ser carregados ou de microfonte quando injetam energia na rede. A modelação dos veículos elétricos por parte do agregador é fortemente condicionada pelo comportamento dos detentores dos veículos elétricos, que

podem optar por ser totalmente inflexíveis ou admitirem alguma intervenção do agregador na condução do respetivo armazenamento, incluindo nesta condução a possibilidade de uso como microfonte. Assim, o comportamento dos veículos elétricos envolve algum grau de incerteza que deve ser considerado na modelação.

## 4.2. Modelação das Microfontes Renováveis

Um dos desafios da gestão das tecnologias consideradas benéficas no que respeita à mitigação da emissão antropogénica de gases de efeito de estufa é a falta de flexibilidade que deriva da incapacidade de prever de forma plena a quantidade de energia que podem captar num determinado período, em comparação com as fontes de energia convencionais que armazenam a fonte primária de energia. Particularmente, a energia eólica e a energia fotovoltaica apresentam um comportamento dito de intermitente e variável. Contudo, devido aos custos de operação baixos e aos benefícios ambientais, restringir a utilização destas fontes não é uma opção viável no que respeita à sustentabilidade energética. Portanto, a nível técnico o importante é garantir que não contribuam negativamente para uma perda de qualidade da produção, i.e., levem a violar os valores predefinidos de qualidade de energia elétrica no que respeita à tensão e à frequência. Em geral, estas fontes são modeladas tendo em consideração que não existem custos de operação relevantes no que respeita à operação coordenada de fontes de produção distribuída, cargas e sistemas de armazenamento de energia em microrrede. A potência eólica e fotovoltaica são, principalmente, determinadas pelas condições no local da microfonte previstas para o estado de tempo em curto prazo, designadamente, o vento e a irradiância solar, respetivamente. Consequentemente, são consideradas microfontes não despacháveis. Se se considerar que a potência de uma microfonte renovável  $P_t^{MR}$  num determinado horizonte temporal  $T$  é dada por uma variável aleatória  $\{P_t^{MR} = P_1^{MR}, P_2^{MR} \dots P_T^{MR}\}$ , com distribuição conhecida, a informação necessária para a gestão, em contexto de uma microrrede, pode ser obtida de acordo com descrições dadas por [Morales14]:

C1. Determinação do valor esperado (*point forecasting*) da variável aleatória  $P_t^{MR}$  em cada período  $\widehat{P}_t^{MR} = E[P_t^{MR}]$ , i.e.,  $\{\widehat{P}_t^{MR} = \widehat{P}_1^{MR}, \widehat{P}_2^{MR}, \widehat{P}_2^{MR} \dots \widehat{P}_T^{MR}\}$  da variável aleatória  $P_t^{MR}$ ;

C2. Identificação da série de intervalos para variável aleatória  $P_t^{MR}$  que limitam a potência  $\left\{ \left[ \underline{P}_t^{MR}, \overline{P}_t^{MR} \right] = \left[ \underline{P}_1^{MR}, \overline{P}_1^{MR} \right], \left[ \underline{P}_2^{MR}, \overline{P}_2^{MR} \right] \dots \left[ \underline{P}_T^{MR}, \overline{P}_T^{MR} \right] \right\}$ . Os valores  $\underline{P}_t^{MR}$  e  $\overline{P}_t^{MR}$  são respetivamente o mínimo e o máximo;

C3. Determinação de um conjunto de cenários  $\{P_{ts}^{MR} = P_{1s}^{MR}, P_{2s}^{MR} \dots P_{Ts}^{MR}\}$ , onde em cada período  $s$  é uma realização ou cenário, e tendo em consideração a probabilidade de cada cenário  $\pi_s$ .

Em C1 o valor esperado pode ser o obtido pela média aritmética dos valores históricos de potência realizados; em C3 existem várias possibilidades de potência para o mesmo período. Mas obviamente que a obtenção das descrições C1 e C2 podem ser realizadas através do conjunto de cenários da descrição C3, permitindo concluir que a informação por conjunto de cenários tem maior informação que as duas categorias anteriores. Pelo que, se optou pela descrição C3 de conjunto de cenários, por ter precisamente maior informação o que permite obter maior fiabilidade na gestão em contexto de microrrede.

### 4.3. Modelação das Microfontes Despacháveis

As microfontes não-renováveis, ditas de microfontes despacháveis, têm operação com ausência de incerteza, excetuando casos de falha de equipamento que não fazem parte do âmbito da aplicação desenvolvida. As microfontes consideradas são microturbinas a gás natural ou a biogás. Os custos de operação destas microfontes, contrariamente às renováveis, não podem ser negligenciados. O custo total de operação é dado por [Gomes18, Gomes18a, Gomes20a, Gomes21]:

$$CTO^{MT} = Custo^{OperaçãoMT} + Custo^{ArranqueMT} + Custo^{ParagemMT} \quad (4.1)$$

Em (4.1)  $Custo^{OperaçãoMT}$  é o custo de operação da unidade,  $Custo^{ParagemMT}$  é o custo de paragem da unidade e  $Custo^{ArranqueMT}$  é o custo de arranque da unidade.

Em (4.1) a expressão para o custo de operação é geralmente não-linear e é normalmente uma função quadrática [Wood96, Carrión06] dada por:

$$Custo^{OperaçãoMT} = c_c(aP^2 + bP + c) \quad (4.2)$$

Em (4.2)  $P$  é a potência da unidade,  $c_c$  é o custo de combustível por unidade de volume,  $a, b, c$  os coeficientes quadrático, linear e constante da função de consumo de volume de combustível por unidade de tempo, respetivamente. A (4.2) é normalmente apresentada na literatura na forma simplificada que é descrita só pela expressão apresentada entre parenteses, i.e., os coeficientes  $a, b, c$  passam a incluir o custo de combustível  $c_c$ , passando a ser designados de coeficientes do custo. A constante  $c$  é equivalente ao consumo de combustível em operação, mas na ausência de produção de energia. Os coeficientes da função de consumo de combustível podem ser determinados por métodos [Zhu90] que recorrem a informação dada por:

- M1. Dados experimentais relativos à eficiência;
- M2. Dados históricos provenientes da operação;
- M3. Dados de referência fornecidos pelo fabricante.

É evidente que o método M2 é preferível dado que permite ter em consideração que ao longo da utilização existem envelhecimentos ou manutenções que vão determinar alteração nos coeficientes e que se forem consideradas correspondem à computação de uma gestão mais fiel. Mas caso não haja suficientes dados históricos, então M1 ou M3 são métodos a seguir. No que respeita a M3, que é fiel no caso de a aquisição ser recente, os fabricantes fornecem, por exemplo, valores de referência de consumo de combustível para potências de 25%, 50% e 75% da potência nominal das microturbinas.

Pelo que, usando estes três pares de valores de consumo de combustível/potência  $(F_k, P_k)$  se tem a informação mínima necessária para determinar os coeficientes  $a, b, c$ , por exemplo, pelo método dos mínimos quadrados. A aplicação do método dos mínimos quadrados tem também interesse para a atualização dos coeficientes. O método dos mínimos quadrados consiste em usar os pares  $(F_k, P_k)$  com  $k = 1, 2, \dots, n$ , obtidos, por exemplo, a partir dos dados fornecidos pelo fabricante ou provenientes de registos de observação dos consumos associados com a operação da unidade. Adicionalmente, tem

de se escolher qual o formalismo para a curva normalmente dada por (4.2). A identificação dos coeficientes  $a, b, c$ , requer os passos dados por:

P1. Formular a expressão para o erro em função das variáveis de decisão, i.e., os coeficientes  $a, b, c$ , para cada par  $(F_k, P_k)$ :

$$\Delta F_k = (aP_k^2 + bP_k + c) - F_k \quad (4.3)$$

P2. Formular a função objetivo como a soma dos quadrados dos erros:

$$J = (\Delta F_k)^2 = \sum_{k=1}^n (aP_k^2 + bP_k + c - F_k)^2 \quad (4.4)$$

P3. Determinar as condições necessárias e suficientes para o mínimo da função objetivo (4.4), i.e., o gradiente de  $J$  e igualar a zero:

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{k=1}^n 2P_k^2 (aP_k^2 + bP_k + c - F_k) = 0 \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = \sum_{k=1}^n 2P_k (aP_k^2 + bP_k + c - F_k) = 0 \quad (4.6)$$

$$\frac{\partial J}{\partial c} = \sum_{k=1}^n 2(aP_k^2 + bP_k + c - F_k) = 0 \quad (4.7)$$

P4. Resolver o sistema de equações (4.5) a (4.7) que pode ser reescritos na formulação de um sistema de três equações a três incógnitas dado por:

$$\left( \sum_{k=1}^n P_k^2 \right) a + \left( \sum_{k=1}^n P_k \right) b + nc = \sum_{k=1}^n F_k \quad (4.8)$$

$$\left( \sum_{k=1}^n P_k^3 \right) a + \left( \sum_{k=1}^n P_k^2 \right) b + \left( \sum_{k=1}^n P_k \right) c = \sum_{k=1}^n (F_k P_k) \quad (4.9)$$

$$\left( \sum_{k=1}^n P_k^4 \right) a + \left( \sum_{k=1}^n P_k^3 \right) b + \left( \sum_{k=1}^n P_k^2 \right) c = \sum_{k=1}^n (F_k P_k^2) \quad (4.10)$$

Com o objetivo de satisfazer os requisitos da formulação PLIM, uma função quadrática é tipicamente aproximada por um conjunto finito de segmentos lineares [Bradley77, Laia16]. Em [Carrión06] é observado que as funções quadráticas que modelizam o custo de operação de unidades térmicas têm sido descritas por 4 segmentos. O mesmo pode ser aplicado a microturbinas a gás natural ou a biogás. As funções convexas não-diferenciáveis dadas por segmentos de funções quadráticas, também podem ser utilizadas para quantificar o custo variável de unidades térmicas e igualmente podem ser aproximadas por troços de segmentos lineares [Carrión06]. Estas aproximações são requeridas de forma a ser possível utilizar a PLIM. Em termos práticos, o conjunto de segmentos lineares é uma boa aproximação do modelo não-linear se forem usados um número adequado de segmentos lineares [Carrión06]. Uma ilustração do processo de linearização da função de custo é apresentada [Soroudi17] na Figura 4.1.

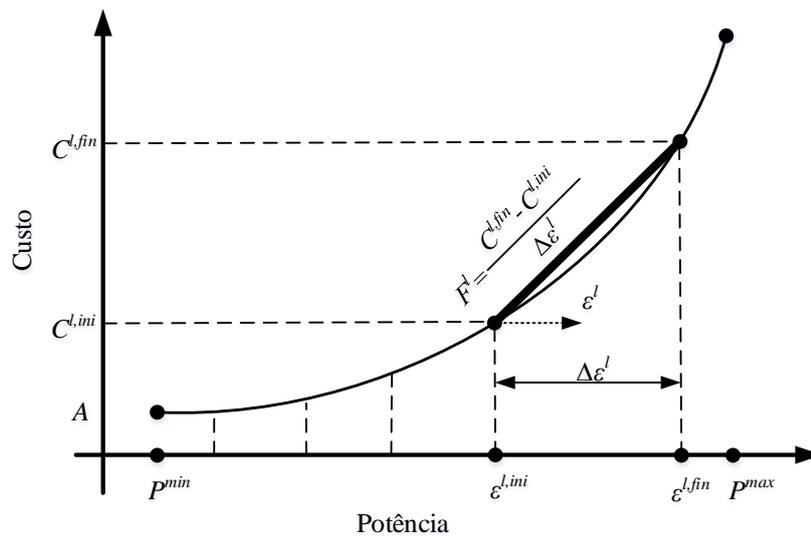


Figura 4.1 – Linearização da função de custo.

Na Figura 4.1  $P^{min}$  e  $P^{max}$  são respetivamente os valores para a potência mínima e máxima que a unidade pode operar em condições técnicas admissíveis para operação. Uma linearização possível para esta função [Carrión06] é dado por:

$$Custo^{OperaçãoMT} = c_c \left( A + \sum_{l=1}^L F^l \epsilon^l \right) \quad (4.11)$$

Em (4.11)  $L$  é o número de segmentos considerados na linearização,  $A$  é o consumo de combustível em operação à potência mínima e  $F^l$  e  $\epsilon^l$  são o declive e a amplitude de

potência preenchida no segmento  $l$ , respetivamente. O consumo de combustível em operação à potência mínima  $A$  é dado por:

$$A = a (P^{min})^2 + bP^{min} + c \quad (4.12)$$

O processo para a determinação dos parâmetros da linearização da função do custo de operação é dado por [Soroudi17]:

$$\Delta \boldsymbol{\varepsilon}^l = \frac{P^{max} - P^{min}}{L} \quad (4.13)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}^{l,ini} = (l - 1)\Delta \boldsymbol{\varepsilon}^l + P^{min} \quad (4.14)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}^{l,fin} = \Delta \boldsymbol{\varepsilon}^l + \boldsymbol{\varepsilon}^{l,ini} \quad (4.15)$$

$$C^{l,ini} = c_c(a\boldsymbol{\varepsilon}^{l,ini^2} + b\boldsymbol{\varepsilon}^{l,ini} + c) \quad (4.16)$$

$$C^{l,fin} = c_c(a\boldsymbol{\varepsilon}^{l,fin^2} + b\boldsymbol{\varepsilon}^{l,fin} + c) \quad (4.17)$$

$$F^l = \frac{C^{l,fin} - C^{l,ini}}{\Delta \boldsymbol{\varepsilon}^l} \quad (4.18)$$

A determinação dos segmentos ativos e do último segmento é dada por [Laia16a]:

$$P^{MT} = P^{min}u + \sum_{l=1}^L \boldsymbol{\varepsilon}^l \quad (4.19)$$

$$(T^1 - P^{min})t^1 \leq \boldsymbol{\varepsilon}^1 \quad (4.20)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}^1 \leq (T^1 - P^{min})u \quad (4.21)$$

$$(T^l - T^{l-1})t^l \leq \boldsymbol{\varepsilon}^l \quad (4.22)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}^l \leq (T^l - T^{l-1})t^{l-1} \quad (4.23)$$

$$0 \leq \boldsymbol{\varepsilon}^L \leq (P^{max} - T^{L-1})t^{L-1} \quad (4.24)$$

Em (4.19) é estabelecido que a potência gerada pela unidade é dada pela soma da potência mínima da unidade com a potência gerada em cada segmento. Em (4.20)-(4.24) é estabelecido o limite da potência gerada em cada segmento. Esta potência deve ser

maior que zero e menor do que o “comprimento de potência” de cada segmento. Isto é garantido através da variável binária  $t^l$  que é igual a 1 se a potência da unidade excedeu o segmento  $l$ .

A potência da unidade na hora  $t$  tem de estar dentro dos limites dados por [Laia16a]:

$$P^{min}u_t \leq P_t^{MT} \leq p_t^{max} \quad (4.25)$$

Em (4.25) a potência gerada  $P_t^{MT}$  é limitada pela potência máxima disponível  $p_t^{max}$ . A potência máxima disponível  $p_t^{max}$  considera o limite da taxa de aumento da potência gerada e o limite de potência gerada antes da paragem e o limite de potência de arranque.  $p_t^{max}$  deve respeitar aos limites técnicos dados por [Laia16a, Gomes18, Gomes21]:

$$p_t^{max} \leq P^{max}(u_t - z_{t+1}) + SDz_{t+1} \quad (4.26)$$

$$p_t^{max} \leq p_{t-1}^{max} + RUu_{t-1} + SUy_t \quad (4.27)$$

$$p_t^{max} \geq 0 \quad (4.28)$$

Em (4.26)-(4.28)  $SD$ ,  $RU$  e  $SU$  são o limite superior da potência da unidade antes da paragem, o limite superior da taxa de aumento da potência da unidade e o limite superior da potência gerada pela unidade no arranque, respetivamente.  $z_t$  e  $y_t$  são as variáveis binárias de paragem e arranque da unidade, respetivamente. Em (4.26) se a unidade está desligada na hora  $t$ ,  $u_t = 0$ , e em conjunto com (4.28) a potência máxima disponível é igual a 0. Em (4.26)-(4.27) e em conjunto com (4.28) se a unidade está ligada na hora  $t$ ,  $u_t = 1$ ,  $p_t^{max}$  assume um valor: menor do que a capacidade da unidade  $P^{max}$ ; menor do que a potência disponível no período anterior mais o limite superior da taxa de aumento da potência da unidade; menor do que o limite superior da potência gerada pela unidade no arranque no caso em que a unidade arranca no início da hora  $t$ ; e menor do que o limite superior da potência da unidade antes da paragem, no caso em que a unidade é desligada no início da hora  $t+1$ . A potência disponível tem de ter em conta o limite superior da taxa de decréscimo da potência e o limite superior da potência da unidade antes da paragem dado por [Laia16a, Gomes18, Gomes18a, Gomes20a]:

$$P_{t-1}^{MT} - P_t^{MT} \leq RDu_t + SDz_t \quad (4.29)$$

De acordo com uma formulação linear [Carrión06, Laia16a, Gomes20a] o tempo mínimo de funcionamento de uma unidade é dado por:

$$\sum_{t=1}^N (1 - \mathbf{u}_t) = 0 \quad (4.30)$$

$$\sum_{t=k}^{k+UT-1} \mathbf{u}_t \geq UT \mathbf{y}_t \quad \forall k = N + 1 \dots T - UT + 1 \quad (4.31)$$

$$\sum_{t=k}^T (\mathbf{u}_t - \mathbf{z}_t) \geq 0 \quad \forall k = T - UT + 2 \dots T \quad (4.32)$$

$$N = \min[T, (UT - U_0)u_0] \quad (4.33)$$

Em (4.30) é estabelecido que a unidade é mantida em funcionamento na hora 0 caso o tempo mínimo de funcionamento não tenha sido atingido. Em (4.31) é estabelecido que a unidade cumpra o tempo mínimo de funcionamento para todos os possíveis conjuntos de horas consecutivas de dimensão  $UT$ . Em (4.32) é estabelecido que a unidade cumpra o tempo mínimo de funcionamento para os últimos  $UT - 1$  períodos [Laia16]. Analogamente, o tempo mínimo de paragem é dado por [Laia16a, Gomes20a]:

$$\sum_{t=1}^J \mathbf{u}_t = 0 \quad (4.34)$$

$$\sum_{t=k}^{k+DT-1} (1 - \mathbf{u}_t) \geq DT \mathbf{z}_t \quad \forall k = J + 1 \dots T - DT + 1 \quad (4.35)$$

$$\sum_{t=k}^T (1 - \mathbf{u}_t - \mathbf{z}_t) \geq 0 \quad \forall k = T - DT + 2 \dots T \quad (4.36)$$

$$J = \min[T, (DT - s_0)(1 - u_0)] \quad (4.37)$$

Em (4.34) é estabelecido que a unidade não será ligada na hora 0 caso o tempo mínimo de paragem não tenha sido atingido. Em (4.35) é estabelecido que a unidade cumpra o tempo mínimo de paragem para todos os possíveis conjuntos de horas consecutivas de

dimensão  $DT$ . Em (4.36) é estabelecido que a unidade cumpra o tempo mínimo de paragem para os últimos  $DT - 1$  períodos. As relações entre as variáveis binárias que modelizam o estado online/offline, o arranque e a paragem, são dados por [Laia16a]:

$$\mathbf{y}_t - \mathbf{z}_t = \mathbf{u}_t - \mathbf{u}_{t-1} \quad (4.38)$$

A relação entre as variáveis de arranque e de paragem é dado por [Laia16a]:

$$\mathbf{y}_t + \mathbf{z}_t \leq 1 \quad (4.39)$$

Em (4.39) é estabelecido que os estados de arranque e de paragem não podem ocorrer em simultâneo.

#### 4.4. Modelação dos Veículos Elétricos

Os aspetos a considerar para a modelação dos veículos elétricos são relativos ao desempenho da bateria, necessidades energéticas dos detentores dos veículos e a disponibilidade dos veículos. Neste trabalho, é considerado que os veículos têm a possibilidade de funcionar como uma carga e como uma microfonte de energia. O modelo dos veículos elétricos é dado por [Gomes19a, Gomes19b, Gomes21]:

$$\underline{P^{D,VE}} \sigma_t^{D,VE} \leq P_t^{D,VE} \leq \overline{P^{D,VE}} \sigma_t^{D,VE} \quad (4.40)$$

$$\underline{P^{C,VE}} \sigma_t^{C,VE} \leq P_t^{C,VE} \leq \overline{P^{C,VE}} \sigma_t^{C,VE} \quad (4.41)$$

$$0 \leq \sigma_t^{D,VE} \leq \sigma_t^{A,VE} \quad (4.42)$$

$$0 \leq \sigma_t^{C,VE} \leq \sigma_t^{A,VE} \quad (4.43)$$

$$\sigma_t^{D,VE} + \sigma_t^{C,VE} \leq \sigma_t^{A,VE} \quad (4.44)$$

$$SoC_t^{VE} = SoC_{t-1}^{VE} + \frac{\eta^{C,VE} P_t^{C,VE}}{E^{VE}} - \frac{P_t^{D,VE}}{E^{VE} \eta^{D,VE}} - \frac{E_t^{VE}}{E^{VE}} \quad (4.45)$$

$$\underline{SoC^{VE}} \leq SoC_t^{VE} \leq \overline{SoC^{VE}} \quad (4.46)$$

$$SoC_0^{VE} = 0.5 \quad (4.47)$$

Em (4.40) são definidos os limites mínimo e máximo da potência de descarga  $P_t^{D,VE}$  do veículo elétrico, respetivamente  $\underline{P^{D,VE}}$  e  $\overline{P^{D,VE}}$ . Em (4.41) são definidos os limites mínimo e máximo da potência de carga  $P_t^{C,VE}$ , respetivamente  $\underline{P^{C,VE}}$  e  $\overline{P^{C,VE}}$ . Os estados de carga e descarga são modelados pelas equações (4.42)-(4.44), sendo  $\sigma_t^{D,VE}$ ,  $\sigma_t^{C,VE}$  e  $\sigma_t^{A,VE}$  a variável binária de descarga, a variável binária de carga e o parâmetro de disponibilidade dos veículos elétricos, respetivamente. Em (4.45) é definido o balanço de energia da bateria do veículo elétrico, sendo  $SoC_t^{VE}$  e  $SoC_{t-1}^{VE}$  o estado da carga (abreviado *SoC*, do inglês *state of charge*) na hora  $t$  e *SoC* na hora  $t-1$ , respetivamente. Ainda, em (4.45)  $\eta^{D,VE}$ ,  $\eta^{C,VE}$ ,  $E_t^{VE}$  e  $\overline{E^{VE}}$  são a eficiência de descarga, a eficiência de carga, o consumo de energia do veículo e a energia máxima da bateria, respetivamente. Em (4.46) são estabelecidas as restrições que impõem os limites mínimo e máximo do  $SoC_t^{VE}$  do veículo elétrico, respetivamente  $\underline{SoC^{VE}}$  e  $\overline{SoC^{VE}}$ .

#### 4.5. Modelação do Sistema de Armazenamento

O armazenamento de energia é visto como vital para a integração de fontes renováveis na rede elétrica. Mais recentemente, em ambiente de mercado de energia, o armazenamento de energia é visto como uma oportunidade para valorizar a energia renovável por arbitragem, armazenando energia em horas economicamente favoráveis e usando em períodos mais benéficos [Gomes17, Gomes17a, Gomes20b]. A otimização é fundamental para retirar o maior proveito da arbitragem. O modelo para o armazenamento de energia é dado por [Gomes17, Gomes17b, Gomes21]:

$$\underline{P^{D,B}} \sigma_t^{D,B} \leq P_t^{D,B} \leq \overline{P^{D,B}} \sigma_t^{D,B} \quad (4.48)$$

$$\underline{P^{C,B}} \sigma_t^{C,B} \leq P_t^{C,B} \leq \overline{P^{C,B}} \sigma_t^{C,B} \quad (4.49)$$

$$\sigma_t^{D,B} + \sigma_t^{C,B} \leq 1 \quad (4.50)$$

$$SoC_t^B = SoC_{t-1}^B + \frac{\eta^{C,B} P_t^{C,B}}{E^B} - \frac{P_t^{D,B}}{E^B \eta^{D,B}} \quad (4.51)$$

$$\underline{SoC^B} \leq SoC_t^B \leq \overline{SoC^B} \quad (4.52)$$

$$SoC_0^B = 0.5 \quad (4.53)$$

Em (4.48) são definidos os limites mínimo e máximo da potência de descarga  $P_t^{D,B}$  do armazenamento de energia  $i$ , respetivamente  $\underline{P^{D,B}}$  e  $\overline{P^{D,B}}$ , indicando o “rácio temporal” de descarga do dispositivo. Em (4.49) são definidos os limites mínimo e máximo da potência de descarga  $P_t^{C,B}$  do dispositivo de armazenamento de energia, respetivamente  $\underline{P^{C,B}}$  e  $\overline{P^{C,B}}$ , indicando o “rácio temporal” de carregamento do dispositivo. Em (4.50) são modelados os estados de carga e de descarga. Em (4.51) é definido o balanço de energia do dispositivo de armazenamento, sendo  $SoC_t^B$  e  $SoC_{t-1}^B$  o  $SoC$  na hora  $t$  e  $SoC$  na hora  $t-1$ , respetivamente. Ainda, em (4.51)  $\eta^{D,B}$ ,  $\eta^{C,B}$ ,  $\overline{E^B}$  são a eficiência de descarga, a eficiência de carga e a energia máxima da bateria, respetivamente. Em (4.52) são definidos os limites mínimo e máximo do  $SoC_t^B$  do dispositivo de armazenamento, respetivamente  $\underline{SoC^B}$  e  $\overline{SoC^B}$ .

#### 4.6. Modelação das Cargas e Gestão da Procura de Energia

A consideração de dados históricos da demanda de energia permite a obtenção de informação importante na previsão da demanda de energia. Contudo, a demanda de energia, tal como a produção renovável, é considerada uma das principais fontes de incerteza no sistema elétrico, pela variabilidade que apresenta a cada instante. Qualquer alteração da demanda afeta a distribuição de energia instantaneamente, o que requer uma resposta imediata das unidades ditas em reserva girante ou do armazenamento de energia. Fatores que podem alterar significativamente a demanda de energia incluem os preços de energia elétrica, condições meteorológicas, a produção renovável e grandes eventos. Assim, uma área com elevado potencial de crescimento em ambiente de mercados de eletricidade é a resposta da demanda baseada em estímulos, nomeadamente dos preços de mercados de eletricidade. A resposta da demanda, *demand response*, é um programa que encoraja os consumidores a reduzir o consumo de energia em horas de pico e aumentar o consumo em períodos fora de horas de pico ou em períodos de elevada produção de energia. A resposta da demanda permite a redução dos custos da fatura de eletricidade e o aumento da eficiência de operação de todo o sistema elétrico, quer a nível técnico quer a nível económico. Normalmente, os programas de

resposta da demanda são baseados em tarifas bonificadas, pela flexibilidade que garantem à rede elétrica. O agregador da microrrede como parte integrante da mudança de paradigma no que diz respeito à eficiência elétrica e tendo como objetivo a maximização do lucro, requer que se apresente um modelo matemático que se ajuste a esta possibilidade em mercados de eletricidade. Assim, neste trabalho é considerado que parte da energia que é requerida na microrrede numa determinada hora possa ser consumida numa hora economicamente mais favorável. Pelo que, a procura de energia satisfaz às restrições dadas por [Gomes19c, Gomes21]:

$$(1 - \Delta_{\max})P_t^{Carga} \leq P_t^{Demanda} \leq (1 + \Delta_{\max})P_t^{Carga} \quad (4.54)$$

$$\sum_{t=1}^T P_t^{Demanda} = \sum_{t=1}^T P_t^{Carga} \quad (4.55)$$

Em (4.54)  $P_t^{Carga}$  é a demanda de energia prevista para a hora  $t$ ,  $P_t^{Demanda}$  é a demanda de energia ótima, resultante da aplicação de um programa de resposta da demanda, e  $\Delta_{\max}$  é o fator que determina a quantidade de energia requerida que pode ser transferida: um  $\Delta_{\max}$  de 10% é considerado aceitável. Em (4.55) é estabelecido que embora a demanda de energia prevista possa ser transferida para uma hora diferente, a totalidade de energia requerida ao longo do horizonte temporal considerado tem de ser satisfeita.

#### 4.7. Lucro/Custo Resultante da Participação em Mercado de Eletricidade

A integração de fontes renováveis, de sistemas de armazenamento e de veículos elétricos resulta no aumento de questões técnicas no planeamento, operação e controlo das microrredes. A aleatoriedade da geração renovável e a aleatoriedade do perfil de consumo de energia deve ser considerada na tomada de decisões quer na capacidade de autonomia da microrrede quer num contexto de ambiente de mercado de energia. Adicionalmente, o desempenho da bateria no que respeita ao não conhecimento antecipado das necessidades energéticas dos detentores dos veículos e a disponibilidade para operarem como microfones, aumenta o nível de aleatoriedade do consumo de energia e da capacidade de injeção de energia na microrrede. Devido ao carácter aleatório das microfones e da demanda de energia, a microrrede incorre no risco de produzir ou

ter de consumir um valor superior ou inferior àquele que foi acordado no fecho do mercado diário. Desta forma, é necessário corrigir os desequilíbrios de energia fazendo ofertas de venda ou de compra no mercado de balanço [Gomes16]. Estes desequilíbrios podem ser positivos ou negativos e são denominados de desvios [Gomes16]. O agregador da microrrede pode participar no mercado de balanço para vender ou comprar, respetivamente, o seu excesso ou défice de produção como resultado de eventuais desvios, a um preço designado de preço de desequilíbrio.

Um agente de mercado que participa no mercado de balanço pode comprar energia, visto que, não produziu a quantidade acordada, desequilíbrio negativo, ou vender energia caso produza em excesso, desequilíbrio positivo [Gomes16]. Os preços de desequilíbrios resultantes do mercado de balanço são gerados com base em dados e processamentos cujo objetivo é a correção dos desvios. Como resultado de um desvio a cada hora  $t$  podem existir dois preços. No caso de se verificar um desvio negativo para uma determinada hora  $t$  é atribuído um preço de desequilíbrio negativo,  $\lambda_t^{MB-}$ . No caso de se verificar um desvio positivo em uma hora  $t$  é atribuído um preço de desequilíbrio positivo,  $\lambda_t^{MB+}$  [Gomes16]. A perda da receita de um agente de mercado que tenha um défice de energia corresponde à diferença entre a energia que é efetivamente entregue no momento e a oferta de energia submetida no mercado diário afetado pelo preço  $\lambda_t^{MB-}$ . A receita de um agente de mercado que tenha um excesso de energia corresponde à diferença entre a energia que é efetivamente entregue no momento e a oferta de energia submetida no mercado diário afetado pelo preço  $\lambda_t^{MB+}$ . Os desequilíbrios de energia são caracterizados de acordo com o desequilíbrio positivo ou negativo do sistema e de acordo com o desequilíbrio positivo ou negativo do agente de mercado. Uma atribuição de preços de desequilíbrios de energia é apresentada [Gomes17] na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Preços de desequilíbrios de energia

		Desequilíbrio do sistema	
		Negativo	Positivo
Desequilíbrio do agente de mercado	Negativo	$\lambda_t^{MB-} = \max(\lambda_t^{MD}, \lambda_t^{UP})$	$\lambda_t^{MB-} = \lambda_t^{MD}$
	Positivo	$\lambda_t^{MB+} = \lambda_t^{MD}$	$\lambda_t^{MB+} = \min(\lambda_t^{MD}, \lambda_t^{DN})$

Na Tabela 4.1 é indicado que se no momento de balanço de energia o consumo de energia excede a quantidade de energia transacionada a produzir determinada no fecho de mercado, existe uma situação de excesso de procura de energia, em conformidade o desequilíbrio do sistema é negativo.

Se o desequilíbrio do sistema é negativo,  $\lambda_t^{MB+} = \lambda_t^{MD}$  e  $\lambda_t^{MB-} = \max(\lambda_t^{MD}, \lambda_t^{UP})$ . Em conformidade com o facto de o desequilíbrio do sistema ser negativo são possíveis as seguintes situações [Morales14]:

S1. Se o agente de mercado tiver um desvio de produção, produzindo abaixo da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve comprar energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB-} < 0 \quad (4.56)$$

Em (4.56) o valor do lado esquerdo da desigualdade é uma receita negativa, i.e., um pagamento incorrido, como resultado da compra de energia no mercado de balanço. A energia adicional é comprada a um preço superior ao preço do mercado diário, significando uma perda adicional extra de receita para o agente.

S2. Se o agente de mercado tiver um desvio de produção, produzindo acima da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve vender energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB+} > 0 \quad (4.57)$$

Em (4.57) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa a receita obtida, como resultado da venda de energia no mercado de balanço. A energia adicional é vendida a um preço igual ao preço do mercado diário, significando uma receita adicional. Este valor é pago porque o agente de mercado, ainda que involuntariamente, contribui para restabelecer o equilíbrio do sistema.

S3. Se o agente de mercado tiver um desvio de procura de energia, consumindo acima da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve comprar energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB-} > 0 \quad (4.58)$$

Em (4.58) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa o pagamento incorrido pelo agente de mercado, como resultado da compra de energia no mercado de balanço. A energia adicional é comprada a um preço superior ao preço do mercado diário, significando um custo adicional.

S4. Se o agente de mercado tiver um desvio de procura de energia, consumindo abaixo da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve vender energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB+} < 0 \quad (4.59)$$

Em (4.59) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa um pagamento negativo, i.e., uma receita, como resultado da venda do excesso de energia. O excesso de energia é vendido a um preço igual ao preço do mercado diário, significando uma receita adicional. É pago este preço porque, ainda que involuntariamente, o agente contribui para restabelecer o equilíbrio do sistema.

Se no momento de balanço de energia a quantidade de energia transacionada a produzir exceda o consumo de energia, existe uma situação de excesso de produção de energia, i.e., o desequilíbrio do sistema é positivo. Se o desequilíbrio do sistema é positivo,  $\lambda_t^{MB+} = \min(\lambda_t^{MD}, \lambda_t^{DN})$  e  $\lambda_t^{MB-} = \lambda_t^{MD}$ . Em conformidade com o facto de o desequilíbrio do sistema ser positivo, são possíveis as seguintes situações [Morales14]:

S1. Se o agente de mercado tiver um desvio de produção, produzindo abaixo da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve comprar energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB-} < 0 \quad (4.60)$$

Em (4.60) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa uma receita negativa, i.e., um pagamento incorrido pelo agente de mercado, como resultado da compra de energia. A energia adicional é comprada a um preço igual ao preço do mercado diário, significando uma receita extra para o agente. É pago este preço porque, ainda que involuntariamente, o agente contribui para restabelecer o equilíbrio do sistema.

S2. Se o agente de mercado tiver um desvio de produção, produzindo acima da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve vender energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB+} > 0 \quad (4.61)$$

Em (4.61) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa a receita obtida pelo agente de mercado, como resultado da venda de energia. A energia adicional é vendida a um preço inferior ao do mercado diário, significando que a oportunidade vender a energia a um preço superior não foi aproveitada.

S3. Se o agente de mercado tiver um desvio de procura de energia, consumindo acima da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve comprar energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB-} > 0 \quad (4.62)$$

Em (4.62) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa o pagamento incorrido pelo agente, como resultado da compra de energia. A energia adicional é comprada a um preço igual ao preço do mercado diário, significando uma receita adicional para o agente. É pago este preço porque, ainda que involuntariamente, o agente contribui para restabelecer o equilíbrio do sistema.

S4. Se o agente de mercado tiver um desvio de procura de energia, consumindo abaixo da quantidade de energia transacionada no mercado diário, deve vender energia, pelo que, se verifica a expressão dada por:

$$(P_{\omega t} - P_t)\lambda_t^{MB+} < 0 \quad (4.63)$$

Em (4.63) o valor do lado esquerdo da desigualdade representa um pagamento negativo, i.e., uma receita, como resultado da venda do excesso de energia. O excesso de energia é vendido a um preço inferior ao preço do mercado diário, significando uma perda de receita para o agente de mercado.

As funções que determinam os desvios positivo e negativo incorridos pelo agente são dadas por [Morales14]:

$$[P_{\omega t} - P_t]^+ = \max(P_{\omega t} - P_t, 0) \quad (4.64)$$

$$[P_{\omega t} - P_t]^- = -\min(P_{\omega t} - P_t, 0) \quad (4.65)$$

Em (4.64) e (4.65) são determinados o desequilíbrio positivo e o desequilíbrio negativo, respetivamente,  $[P_{\omega t} - P_t]^+$  e  $[P_{\omega t} - P_t]^-$ . Em conformidade, a receita possível obtida pelo agente de mercado quando procede à venda energia no mercado diário depende do que for o desequilíbrio de energia. Pelo que, esta receita é obtida tendo em consideração as seguintes situações:

R1. Se  $P_{\omega t} < P_t$ , a receita obtida é dada por:

$$R_t = \lambda_t^{MD} P_t - [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MB-} \quad (4.66)$$

Em (4.66) a receita da venda no mercado diário é reduzida de  $[P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MB-}$ , dependendo do sinal do desequilíbrio do sistema, (4.66) é dada por:

$$R_t = \lambda_t^{MD} P_t - \begin{cases} [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MD}, & \text{DesvioSistema} \geq 0 \\ [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{UP}, & \text{DesvioSistema} < 0 \end{cases} \quad (4.67)$$

R2. Se  $P_{\omega t} > P_t$ , a receita obtida é dada por:

$$R_t = \lambda_t^{MD} P_t + [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MB+} \quad (4.68)$$

Em (4.68) a receita da venda no mercado diário é acrescida de  $[P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MB+}$ , dependendo do sinal do desequilíbrio do sistema, (4.68) é dada por:

$$R_t = \lambda_t^{MD} P_t + \begin{cases} [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{DN}, & \text{DesvioSistema} \geq 0 \\ [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MD}, & \text{DesvioSistema} < 0 \end{cases} \quad (4.69)$$

O pagamento feito pelo agente de mercado pela compra de energia no mercado diário depende do desequilíbrio de energia. Pelo que, este pagamento tem em consideração as seguintes situações:

P1. Se  $P_{\omega t} < P_t$ , o custo de compra de energia é dado por:

$$C_t = \lambda_t^{MD} P_t - [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MB+} \quad (4.70)$$

Em (4.70) a compra no mercado diário é atenuada em  $[P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MB+}$ , dependendo do sinal do desequilíbrio do sistema, (4.70) é dada por:

$$C_t = \lambda_t^{MD} P_t - \begin{cases} [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{DN}, & \text{DesvioSistema} \geq 0 \\ [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MD}, & \text{DesvioSistema} < 0 \end{cases} \quad (4.71)$$

P2. Se  $P_{\omega t} > P_t$ , o custo de compra de energia é dado por:

$$C_t = \lambda_t^{MD} P_t + [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MB-} \quad (4.72)$$

Em (4.72) o custo de compra de energia no mercado diário é acrescido em  $[P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MB-}$ , como resultado da compra do excesso de energia, dependendo o sinal do desequilíbrio do sistema, (4.72) é dada por:

$$C_t = \lambda_t^{MD} P_t + \begin{cases} [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MD}, & \text{DesvioSistema} \geq 0 \\ [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{UP}, & \text{DesvioSistema} < 0 \end{cases} \quad (4.73)$$

Os desvios de energia dos agentes de mercado são liquidados, aplicando: o preço de mercado diário, caso os desvios dos agentes não estejam em sintonia com os desvios do sistema; um preço menos favorável que o preço de mercado diário, caso os desvios dos agentes estejam em sintonia com os desvios do sistema. O mercado ibérico tem apresentado os preços de desequilíbrio positivo e negativo na forma de rácios [Conejo10] dados por:

$$r_t^{MB+} = \frac{\lambda_t^{MB+}}{\lambda_t^{MD}}, r_t^{MB+} \leq 1 \quad (4.74)$$

$$r_t^{MB-} = \frac{\lambda_t^{MB-}}{\lambda_t^{MD}}, r_t^{MB-} \geq 1 \quad (4.75)$$

Em (4.74) o rácio positivo é definido como o rácio entre o preço de desequilíbrio positivo e o preço de mercado diário. Em (4.75) o rácio negativo é definido como o rácio entre o preço de desequilíbrio negativo e o preço de mercado diário. Sucintamente, as expressões (4.66) e (4.68) e (4.70) e (4.72) podem ser dadas por:

$$R_t = \lambda_t^{MD} P_t + [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MD} r_t^{MB+} - [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MD} r_t^{MB-} \quad (4.76)$$

$$C_t = \lambda_t^{MD} P_t - [P_{\omega t} - P_t]^- \lambda_t^{MD} r_t^{MB+} + [P_{\omega t} - P_t]^+ \lambda_t^{MD} r_t^{MB-} \quad (4.77)$$

Em (4.76) e (4.77) apenas um dos desvios pode ser considerado a cada hora como determina as equações (4.64) e (4.65).

## 4.8. Formulação do Problema da Gestão da Microrrede

O sistema de suporte de gestão da microrrede deve ser capaz de otimizar e definir pontos ótimos de operação, tendo como objetivo a maximização do lucro do agregador. O problema é formulado como um problema de programação estocástica reformulado como um problema de PLIM. A consideração da programação estocástica permite uma forma conveniente para modelizar a incerteza na gestão da microrrede. Ainda, na formulação do problema, o agregador da microrrede, através da análise do mercado, tem a decisão de considerar o problema sem a ponderação do risco, agregador neutro ao risco, ou com a ponderação do risco, agregador avesso ao risco.

### 4.8.1. Formulação Neutra ao Risco

A formulação sem a ponderação de risco consiste no problema de programação matemática dado por [Gomes21]:

$$\begin{aligned} \max \text{Lucro} = & \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \pi_s ( \text{CustoReceita}_{st}^{MD} + \text{Receita}_{st}^{MB} - \text{Custo}_{st}^{MB} \\ & - \text{Custo}_{st}^W - \text{Custo}_{st}^{PV} - \text{Custo}_{st}^{\text{OperaçãoMT}} \\ & - \text{Custo}_{st}^{\text{ArranqueMT}} - \text{Custo}_{st}^{\text{ParagemMT}} + \text{Receita}_{st}^{\text{ConsumoVE}} \\ & + \text{Receita}_{st}^{\text{ConsumoCarga}} - \text{Custo}_{st}^{\text{DegradaçãoVE}} ) \end{aligned} \quad (4.78)$$

sujeito a

$$\text{CustoReceita}_{st}^{MD} = \lambda_{st}^{MD} \mathbf{P}_t^{MD} \quad (4.79)$$

$$\text{Receita}_{st}^{MB} = \text{desv}_{st}^+ \lambda_{st}^{MB+} \quad (4.80)$$

$$\text{Custo}_{st}^{MB} = \text{desv}_{st}^- \lambda_{st}^{MB-} \quad (4.81)$$

$$\text{Custo}_{st}^W = \lambda_t^W P_{st}^W \quad (4.82)$$

$$\text{Custo}_{st}^{PV} = \lambda_t^{PV} P_{st}^{PV} \quad (4.83)$$

$$\text{Custo}_{st}^{\text{OperaçãoMT}} = \sum_{i=1}^I (A \mathbf{u}_{sti} + \mathbf{b}_{sti}^{MT}) \quad (4.84)$$

$$\text{Custo}_{st}^{\text{ArranqueMT}} = \sum_{i=1}^I (C^{A,MT} \mathbf{y}_{sti}) \quad (4.85)$$

$$Custo_{st}^{ParagemMT} = \sum_{i=1}^I (C^{P,MT} z_{sti}) \quad (4.86)$$

$$Receita_{st}^{ConsumoVE} = \lambda_t^{VE} E_{st}^{VE} \quad (4.87)$$

$$Receita_{st}^{ConsumoCarga} = \lambda_t^{carga} P_{st}^{Demanda} \quad (4.88)$$

$$Custo_{st}^{DegradaçãoVE} = \left| \frac{m}{100} \right| \left( \frac{P_{st}^{C,E_i} + P_{st}^{D,E_i} - E_{st}^{VE_i}}{E^{E_i}} \right) C^{BVE} \quad (4.89)$$

Em (4.78) *Lucro*,  $CustoReceita_{st}^{MD}$ ,  $Receita_{st}^{MB}$ ,  $Custo_{st}^{MB}$ ,  $Custo_{st}^W$ ,  $Custo_{st}^{PV}$ ,  $Custo_{st}^{OperaçãoMT}$ ,  $Custo_{st}^{ArranqueMT}$ ,  $Custo_{st}^{ParagemMT}$ ,  $Receita_{st}^{ConsumoVE}$ ,  $Receita_{st}^{ConsumoCarga}$ ,  $Custo_{st}^{DegradaçãoVE}$  são o lucro esperado, o custo ou receita resultante da compra ou venda de energia em mercado diário, a receita de venda de excesso de produção no mercado de balanço, custo de défice de produção no mercado de balanço, custo da energia eólica, custo da energia fotovoltaica, custo de operação das microturbinas, custo do arranque das microturbinas, custo de paragem das microturbinas, receita do consumo de energia dos veículos elétricos, receita do consumo das cargas, custo de degradação das baterias dos veículos elétricos no cenário  $s$  e na hora  $t$ , respetivamente.

#### 4.8.2. Formulação Aversa ao Risco

A formulação com a ponderação de risco consiste no problema de programação matemática dado por [Gomes19d, Gomes21]:

$$\max(1 - \beta)Lucro + \beta F_{\delta} \quad (4.90)$$

onde

$$F_{\delta} = \zeta - \frac{1}{1 - \delta} \sum_{s=1}^S \pi_s \eta_s \quad (4.91)$$

Em (4.90)  $\beta \in ]0,1]$  é o parâmetro de aversão ao risco e  $F_{\delta}$  é no ótimo o *CVaR* a um nível de confiança  $\delta$ . Em (4.90) quando  $\beta \rightarrow 0$ , o agregador tende a ser neutro ao risco. Em (4.91),  $\zeta$  é o *VaR*,  $\delta$  é o nível de confiança e  $\eta_s$  é uma variável auxiliar. Quando  $\beta$  aumenta, o agregador assume um comportamento mais avesso ao risco, o lucro esperado diminui e o *CVaR* aumenta.

### 4.8.3. Restrições do Problema

A formulação da função objetivo em 4.8.1. e 4.8.2 é sujeita a um conjunto de restrições dadas por:

– *Restrição da oferta em mercado diário*

$$-\overline{P^{Contratada}} \leq P_t^{MD} \leq \overline{P^{Microrrede}}, \forall t \quad (4.92)$$

Em (4.92) são definidos os valores mínimo e máximo da oferta de compra/venda da microrrede  $P_t^{MD}$ . Se  $P_t^{MD}$  for negativo a microrrede está em fase de compra de energia em mercado diário, se  $P_t^{MD}$  for positivo a microrrede está em fase de venda de energia em mercado diário. O valor máximo que a microrrede pode comprar à rede é igual à potência máxima contratada na linha de transmissão entre a microrrede e a rede. O valor máximo que a microrrede pode vender à rede é igual à potência máxima da microrrede.

– *Restrições de balanço de energia da microrrede*

$$\begin{aligned} P_{st}^W + P_{st}^{PV} + \sum_{i=1}^I P_{sti}^{MT} + P_{st}^{D,B} + P_{st}^{D,VE} \\ = P_{st}^{C,VE} + P_{st}^{C,B} + P_{st}^{Demanda} + E_{st}^{VE} + P_t^{MD} + desv_{st}, \forall s, \forall t \end{aligned} \quad (4.93)$$

$$\begin{aligned} P_{st}^W + P_{st}^{PV} + \sum_{i=1}^I P_{sti}^{MT} + P_{st}^{D,B} + P_{st}^{D,VE} + desv_{st}^- \\ = P_{st}^{C,VE} + P_{st}^{C,B} + P_{st}^{Demanda} + E_{st}^{VE} + P_t^{MD} + desv_{st}^+, \forall s, \forall t \end{aligned} \quad (4.94)$$

Em (4.93) e (4.94) são apresentadas as equações de balanço de energia. Em (4.93) o lado esquerdo da equação corresponde à potência total disponível, onde  $P_{st}^W$  é a potência eólica,  $P_{st}^{PV}$  é a potência fotovoltaica,  $\sum_{i=1}^I P_{sti}^{MT}$  é a potência total das microturbinas,  $P_{st}^{D,B}$  é a potência de descarga do sistema de armazenamento,  $P_{st}^{D,VE}$  é a descarga da bateria dos veículos elétricos. Em (4.93) o lado direito da expressão corresponde à potência total retirada da microrrede, onde  $P_{st}^{C,VE}$  é a potência de carga dos veículos elétricos,  $P_{st}^{C,B}$  é a potência de carga do sistema de armazenamento de energia,  $P_{st}^{Demanda}$  é a potência das cargas,  $E_{st}^{VE}$  é o consumo de energia dos veículos elétricos necessária para deslocação,  $P_t^{MD}$  é a oferta de compra/venda.

– Restrições dos desvios de energia

$$\mathbf{desv}_{st} = \mathbf{desv}_{st}^+ - \mathbf{desv}_{st}^-, \quad \forall s, \forall t \quad (4.95)$$

$$0 \leq \mathbf{desv}_{st}^+ \leq BV, BV = \overline{P^{Contratada}} + \overline{P^{Microrrede}}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.96)$$

$$0 \leq \mathbf{desv}_{st}^- \leq BV, \quad \forall s, \forall t \quad (4.97)$$

Em (4.95) a formulação garante que exista apenas um desvio, positivo ou negativo, sendo que o outro tem um valor nulo. Em (4.96) e (4.97) são definidos os valores máximo e mínimo dos desvios positivo e negativo, respetivamente.

– Restrições das Microturbinas

*Restrições do Custo Variável*

$$\mathbf{b}_{sti}^{MT} = \sum_{l=1}^L F_i^l \boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^l, \quad \forall s, \forall t \quad (4.98)$$

$$\mathbf{P}_{sti}^{MT} = P_i^{min} \mathbf{u}_{sti} + \sum_{l=1}^L \boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^l, \quad \forall s, \forall t \quad (4.99)$$

$$(T_i^1 - P_i^{min}) \mathbf{t}_{sti}^1 \leq \boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^1, \quad \forall s, \forall t \quad (4.100)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^1 \leq (T_i^1 - P_i^{min}) \mathbf{u}_{sti}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.101)$$

$$(T_i^l - T_i^{l-1}) \mathbf{t}_{sti}^l \leq \boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^l, \quad \forall s, \forall t \quad (4.102)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^l \leq (T_i^l - T_i^{l-1}) \mathbf{t}_{sti}^{l-1}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.103)$$

$$0 \leq \boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^L \leq (P_i^{max} - T_i^{L-1}) \mathbf{t}_{sti}^{L-1}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.104)$$

Em (4.98) é apresentado o valor do custo variável dado pela soma do produto entre o declive  $F_i^l$  e a potência preenchida do segmento  $\boldsymbol{\varepsilon}_{sti}^l$ . Em (4.99) a potência da microturbina  $i$  é dada pela soma da potência mínima com a soma dos segmentos. A variável binária  $\mathbf{u}_{sti}$  garante que se a unidade estiver no estado offline a potência é nula. Em (4.100)-(4.104) são definidos os limites de potência dos segmentos.

– Restrições de potência

$$P_i^{\min} \mathbf{u}_{sit} \leq \mathbf{P}_{sti}^{MT} \leq \mathbf{p}_{sit}^{\max}, \forall s, \forall t \quad (4.105)$$

$$\mathbf{p}_{sti}^{\max} \leq P_i^{\max} (\mathbf{u}_{sti} - \mathbf{z}_{st+1i}) + SD_i \mathbf{z}_{st+1i}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.106)$$

$$\mathbf{p}_{sti}^{\max} \leq \mathbf{p}_{st-1i}^{\max} + RU \mathbf{u}_{st-1i} + SU_i \mathbf{y}_{sti}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.107)$$

$$\mathbf{P}_{st-1i}^{MT} - \mathbf{P}_{sti}^{MT} \leq RD \mathbf{u}_{sti} + SD_i \mathbf{z}_{sti} \quad \forall s, \forall t \quad (4.108)$$

Em (4.105) são definidos os valores mínimo e máximo da potência da microturbina  $i$ . Em (4.106)-(4.108) são definidos os valores máximos da potência máxima disponível da microturbina, considerando os limites da potência gerada no arranque e na paragem e os limites de decréscimo e aumento de potência.

– Restrições de tempo mínimo de funcionamento

$$\sum_{t=1}^{N_i} (1 - \mathbf{u}_{sti}) = 0, \forall s, \forall t \quad (4.109)$$

$$N_i = \min\{T, (UT_i - U_{soi}) \mathbf{u}_{sti}\}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.110)$$

$$\sum_{t=k}^{k+UT_i-1} \mathbf{u}_{sti} \geq UT_i \mathbf{y}_{sti} \quad \forall k = N_i + 1 \dots T - UT_i + 1, \quad \forall s, \forall t \quad (4.111)$$

$$\sum_{t=k}^T (\mathbf{u}_{sti} - \mathbf{z}_{sti}) \geq 0 \quad \forall k = T - UT_i + 2 \dots T, \quad \forall s, \forall t \quad (4.112)$$

Em (4.109) é a igualdade que impõe que a microturbina  $i$  deve permanecer no estado online por um período mínimo de funcionamento em relação ao seu estado inicial. Em (4.111) é a desigualdade que impõe que um arranque implica estar online por pelo menos  $UT_i$  horas. Em (4.112) é a desigualdade que impõe a satisfação do tempo mínimo de funcionamento para os últimos  $UT_i - 1$  períodos.

– Restrições de tempo mínimo de paragem

$$\sum_{t=1}^{J_i} \mathbf{u}_{sti} = 0, \forall s, \forall t \quad (4.113)$$

$$J_i = \min\{T, (DT_i - s_{s0i})(1 - \mathbf{u}_{sti})\}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.114)$$

$$\sum_{t=k}^{k+DT_i-1} (1 - \mathbf{u}_{sti}) \geq DT_i \mathbf{z}_{sti} \quad \forall k = J_i + 1 \dots T - DT_i + 1, \quad \forall s, \forall t \quad (4.115)$$

$$\sum_{t=k}^T (1 - \mathbf{u}_{sti} - \mathbf{z}_{sti}) \geq 0, \quad \forall k = T - DT_i + 2 \dots T \quad \forall s, \forall t \quad (4.116)$$

Em (4.113)-(4.115) são apresentadas as restrições que determinam a satisfação dos requisitos de tempo mínimo de funcionamento. Em (4.116) o tempo mínimo de paragem é satisfeito para os últimos  $DT_i - 1$  períodos.

– Restrições das variáveis binárias

$$\mathbf{y}_{sti} - \mathbf{z}_{sti} = \mathbf{u}_{sti} - \mathbf{u}_{sti-1}, \forall s, \forall t \quad (4.117)$$

$$\mathbf{y}_{sti} + \mathbf{z}_{sti} \leq 1, \quad \forall s, \forall t \quad (4.118)$$

Em (4.117) e (4.118) são apresentadas as relações entre as variáveis de estado online/offline, de arranque e de paragem das microturbinas.

– Restrições do sistema de armazenamento de energia

$$\underline{P}^{D,B} \sigma_{st}^{D,B} \leq \mathbf{P}_{st}^{D,B} \leq \overline{P}^{D,B} \sigma_{st}^{D,B} \quad (4.119)$$

$$\underline{P}^{C,B} \sigma_{st}^{C,B} \leq \mathbf{P}_{st}^{C,B} \leq \overline{P}^{C,B} \sigma_{st}^{C,B} \quad (4.120)$$

$$\sigma_{st}^{D,B} + \sigma_{st}^{C,B} \leq 1 \quad (4.121)$$

$$\mathbf{SoC}_{st}^B = \mathbf{SoC}_{st-1}^B + \frac{\eta^{C,B} \mathbf{P}_{st}^{C,B}}{E^B} - \frac{\mathbf{P}_{st}^{D,B}}{E^B \eta^{D,B}} \quad (4.122)$$

$$\underline{\mathbf{SoC}}^B \leq \mathbf{SoC}_{st}^B \leq \overline{\mathbf{SoC}}^B \quad (4.123)$$

$$\mathbf{SoC}_{s0}^B = 0.5 \quad (4.124)$$

Em (4.19) e (4.120) são apresentados valores mínimo e máximo para a potência de descarga e de carga da bateria, respetivamente. Em (4.121) é imposto que a bateria não pode carregar e descarregar simultaneamente. Em (4.122) é apresentada a equação de estado da carga da bateria. Em (4.123) são definidos os valores mínimo e máximo da variável de estado da carga. Em (4.124) é definido o valor inicial da bateria na hora 0.

– *Restrições dos veículos elétricos*

Estas restrições respeitam aos valores mínimo e máximo para a potência de descarga e carga das baterias dos veículos elétricos e requerem informação sobre a disponibilidade dos veículos elétricos. Ainda, requerem variáveis binárias para modelizar os processos de carga/descarga. Estas restrições são dadas por:

$$\underline{P^{D,VE}} \sigma_{st}^{D,VE} \leq P_{st}^{D,VE} \leq \overline{P^{D,VE}} \sigma_{st}^{D,VE} \quad (4.125)$$

$$\underline{P^{C,VE}} \sigma_{st}^{C,VE} \leq P_{st}^{C,VE} \leq \overline{P^{C,VE}} \sigma_{st}^{C,VE} \quad (4.126)$$

$$0 \leq \sigma_{st}^{D,VE} \leq \sigma_{st}^{A,VE} \quad (4.127)$$

$$0 \leq \sigma_{st}^{C,VE} \leq \sigma_{st}^{A,VE} \quad (4.128)$$

$$\sigma_{st}^{D,VE} + \sigma_{st}^{C,VE} \leq \sigma_{st}^{A,VE} \quad (4.129)$$

$$SoC_{st}^{VE} = SoC_{st-1}^{VE} + \frac{\eta^{C,VE} P_{st}^{C,VE}}{E^{VE}} - \frac{P_{st}^{D,VE}}{E^{VE} \eta^{D,VE}} - \frac{E_{st}^{VE}}{E^{VE}} \quad (4.130)$$

$$\underline{SoC^{VE}} \leq SoC_{st}^{VE} \leq \overline{SoC^{VE}} \quad (4.131)$$

$$SoC_{s0}^{VE} = 0.5 \quad (4.132)$$

Em (4.125) e (4.126) são apresentados valores mínimo e máximo para a potência de descarga e carga das baterias dos veículos elétricos, respetivamente. Em (4.127) e (4.128) é imposto que as variáveis binárias dos processos de carga e descarga têm como valor máximo o parâmetro 0/1 da disponibilidade dos veículos elétricos. Este valor é um valor de entrada do problema. Em (4.129) é imposto que a bateria dos veículos elétricos não pode carregar e descarregar simultaneamente. Em (4.130) é apresentada a expressão de estado da carga da bateria dos veículos elétricos.

Em (4.131) são definidos os valores mínimo e máximo da variável de estado da carga da bateria dos veículos elétricos. Em (4.132) é definido o valor inicial da bateria dos veículos na hora 0.

– *Restrições da carga/resposta da demanda*

$$(1 - \Delta_{\max})P_{ts}^{Carga} \leq \mathbf{P}^{Demanda} \leq (1 + \Delta_{\max})P_{ts}^{Carga} \quad (4.133)$$

$$\sum_{t=1}^T \mathbf{P}_{ts}^{Demanda} = \sum_{t=1}^T P_{ts}^{Carga} \quad (4.134)$$

Em (4.133) são definidos os valores mínimo e máximo da demanda de energia. Se for verificado que  $\Delta_{\max} = 0$ , i.e., não há a aplicação de resposta da demanda, o valor da potência da demanda é igual ao valor dos cenários de entrada. Se  $\Delta_{\max} \neq 0$ , i.e., há a aplicação de resposta da demanda, o valor ótimo da demanda pode assumir um valor menor ou maior do que o cenário de carga, permitindo a mudança da demanda para um período com maior benefício económico. Em (4.134) é imposto que no final do horizonte temporal, o valor ótimo da demanda deve ser igual ao valor total da carga num cenário específico.

– *Restrições da gestão do risco*

$$\begin{aligned} \zeta - \sum_{t=1}^T & (CustoReceita_{st}^{MD} + Receita_{st}^{MB} - Custo_{st}^{MB} - Custo_{st}^W - Custo_{st}^{PV} \\ & - Custo_{st}^{OperaçãoMT} - Custo_{st}^{ArranqueMT} - Custo_{st}^{ParagemMT} \\ & + Receita_{st}^{ConsumoVE} + Receita_{st}^{ConsumoCarga} \\ & - Custo_{st}^{DegradaçãoVE}) \leq \eta_s \end{aligned} \quad (4.135)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad (4.136)$$

Em (4.135) e (4.136) são apresentadas formulações típicas da implementação do *CVaR*.

Do problema de otimização acima apresentado, em que é baseado o sistema de suporte de gestão da microrrede, são apresentados dois conjuntos de variáveis dados por:

C1.  $\Omega^1 = \{P_t^{MD}\}$ , que inclui todas as decisões que devem ser tomadas antes dos cenários de potência das fontes de incerteza da microrrede serem revelados. Consequentemente, estas decisões são tomadas de forma independente dos parâmetros aleatórios, pelo que, são escritas sem o índice de cenário  $s$ . Num problema de programação estocástica, as variáveis do conjunto  $\Omega^1$  são designadas de decisões de primeiro estado ou decisões “aqui e agora” [Morales14]. Neste trabalho, as decisões de primeiro estado são as ofertas horárias em mercado diário, quer sejam ofertas de compra quer sejam ofertas de venda.

$$C2. \Omega^2 = \left\{ \begin{array}{l} desv_{st}^+, desv_{st}^-, u_{sti}, y_{sti}, z_{sti}, P_{sti}^{MT}, P_{st}^{D,B}, P_{st}^{D,VE}, P_{st}^{C,VE}, P_{st}^{C,B}, \\ P_{st}^{Demanda}, b_{sti}^{MT}, \varepsilon_{sti}^l, p_{sit}^{max}, \sigma_{st}^{D,B}, \sigma_{st}^{D,VE}, \sigma_{st}^{C,B}, \sigma_{st}^{C,VE}, SoC_{st}^B, \eta_s, \zeta \end{array} \right\},$$

que inclui todas as decisões que são tomadas após os cenários de potência das fontes de incerteza da microrrede serem revelados. Consequentemente, estas decisões são tomadas tendo em consideração a realização dos parâmetros aleatórios, pelo que são escritas com o índice de cenário  $s$ . Num problema de programação estocástica, as variáveis do conjunto  $\Omega^2$  são designadas de variáveis de segundo estado, variáveis “espere e veja” ou decisões de recurso [Morales14]. Neste trabalho, as decisões de segundo estado são as variáveis que definem a operação da microrrede, que devem ser determinadas quando um cenário específico ocorre.

#### 4.9. Representação da Incerteza por Cenários

A tomada de decisões em contexto de incerteza é um procedimento recorrente na contemporaneidade das situações ao qual o decisor tem de fazer face, pelo que, têm de proceder à averiguação de quão determinísticas podem ser consideradas ou quão estocásticas devem ser conjeturadas. Nomeadamente, esta averiguação é relevante para o planeamento das atividades que envolvem risco económico também dito de risco

empresarial ou de mercado. Este risco está associado com contextos que indesejavelmente afetam os resultados de exploração, implicando que não se possa assegurar em pleno a estabilidade dos resultados económicos. Como é o caso da participação no mercado de energia elétrica liberalizado, onde os agentes de mercado têm de fazer um planeamento dos recursos que gerem e definir o nível de produção ou de compra que pretendem apresentar ao operador de mercado. Enquanto que o planeamento tem como objetivo maximizar o lucro no caso de um produtor, no caso de um agente agregador de cargas, i.e., ser um utilizador de energia, tem como objetivo a minimização do custo. Mas, o preço de mercado e a quantidade de energia a ser entregue ou a ser comprada no mercado só é explícita no momento dito de fecho de mercado em que são estabelecidos pelo operador de mercado os preços e as quantidades de energia a transacionar. Consequentemente, a participação em mercado envolve incerteza e o agente de mercado para fazer face ao não conhecimento pleno, determinístico, sobre como vai fechar o mercado tem de antecipar os acontecimentos que poderão ocorrer e julgar em conformidade. Além da incerteza proveniente da participação no mercado, no caso do agregador da microrrede como um agente agregador de diversas fontes de energia, incluindo fontes renováveis, e de cargas, controláveis e não-controláveis, deverá antecipar um conjunto de cenários de produção e de consumo suscetíveis de incerteza, i.e., fontes de incerteza, de forma a não incorrer em decisões economicamente desfavoráveis por omissão de uma atitude mais racional.

A metodologia recorrida neste trabalho para a caracterização da incerteza consiste na geração de cenários para cada parâmetro do problema de otimização que exponha ocorrência de variabilidade com base em dados históricos de um período selecionado para a fonte de incerteza. Posteriormente, os cenários são processados por técnicas de redução de forma a viabilizar uma computação mais expedita no que respeita ao recurso computacional requerido para suporte do processamento. Os cenários reduzidos devem ter a informação suficiente para representar a respetiva fonte de incerteza.

Para o agente agregador da microrrede as fontes de incerteza consideradas são:

- P1. Os preços do mercado diário;
- P2. Os preços de desequilíbrio de energia: positivo e negativo;
- P3. A potência eólica;
- P4. A potência fotovoltaica;
- P4. O consumo das cargas;
- P6. O consumo/A disponibilidade dos veículos elétricos.

Estas fontes de incerteza expõem ocorrências de variabilidade que o agente de mercado deve guardar cronologicamente, visto que, detêm um valor económico potencial para o suporte de decisões mais favoráveis. Este valor económico deriva de possibilitarem a atualização do comportamento estocástico que tem de ser tida em consideração de forma a sintonizar o sistema de apoio à decisão com a alteração dos comportamentos aleatórios das ocorrências no tempo.

#### **4.9.1. Geração de cenários**

Um problema de programação estocástica é baseado na representação dos parâmetros incertos por variáveis aleatórias organizadas em cenários [Birge97]. Para o agente agregador da microrrede em estudo neste trabalho, o número de parâmetros e o horizonte temporal a considerar que constituem variáveis aleatórias implica que se recorra a uma redução de cenários. O comportamento não-Gaussiano e variável para as variáveis aleatórias consideradas justifica a consideração de técnicas de estimativa de densidades de probabilidade não-paramétricas. A estimativa de densidade não-paramétrica tem sido objeto de utilização em investigação aplicada à gestão de microrredes, tendo em consideração a utilização com sucesso que tem tido na análise estatística de dados [Hastie09]. Pelo que, se optou no caso da aplicação desenvolvida no âmbito deste trabalho pela técnica de estimativa de densidade de probabilidade não-paramétrica baseada na Estimativa de Densidade de Kernel (*Kernel Density Estimation*, KDE). Portanto, a distribuição dos dados é capturada através da KDE o que permite obter a curva de KDE que é posteriormente utilizada para gerar um conjunto de

cenários. No entanto, outras técnicas de estimativa de densidade de probabilidade não-paramétrica também estão em utilização como é o caso de histogramas e polígonos de frequência [Martinez16].

#### 4.9.2. Estimativa de Densidade de Kernel (KDE)

Uma distribuição de Kernel é uma representação não-paramétrica da função densidade de probabilidade (FDP) do parâmetro com comportamento de variável aleatória. A distribuição de Kernel é usada quando a distribuição paramétrica não descreve corretamente os dados ou se se quiser evitar suposições sobre a distribuição dos dados. Para uma descrição da KDE, seja considerada a amostra  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  escolhida a partir de uma distribuição com uma densidade  $f$  desconhecida, então o estimador de densidade de Kernel [Martinez16] é dado por:

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - x_i}{h}\right) \quad (4.137)$$

Em (4.137),  $n$  é o tamanho da amostra,  $x_i$  são os elementos da amostra da distribuição de densidade desconhecida,  $h$  é o comprimento do intervalo, também designado de parâmetro de suavização e  $K(\cdot)$  é a função de suavização de Kernel, que satisfaz a condição de normalização, i.e.,  $\int_{-\infty}^{\infty} K(x)dx = 1$ .

Os estudos iniciais descrevendo a representação não-paramétrica da FDP foram realizados por [Rosenblatt56], e mais tarde por [Parzen62]. O estimador de densidade de Kernel pode também ser apresentado na forma [Martinez16] dado por:

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_h(x - x_i) \quad (4.138)$$

Em (4.138) a função  $K_h(\cdot)$  está relacionada com a função  $K(\cdot)$  de (4.137) pela relação  $K_h(\cdot) = \frac{1}{h} K\left(\frac{\cdot}{h}\right)$ . A função de suavização de Kernel  $K(\cdot)$  define a forma da curva usada para a determinação da FDP. A distribuição de Kernel, tal como um histograma, utiliza os valores da amostra para determinação da distribuição de probabilidade. Contudo, o procedimento de um histograma é diferente do procedimento de uma distribuição de Kernel. Num histograma o procedimento é organizar os valores em intervalos, enquanto

numa distribuição de Kernel o procedimento é somar as funções de suavização de cada elemento da amostra para produzir uma suave e contínua curva de estimativa de densidade de probabilidade.

Normalmente, a função de suavização de Kernel é uma função densidade de probabilidade simétrica, por exemplo, a função densidade de probabilidade normal. As funções de suavização de Kernel mais utilizadas são as funções: uniforme, triangular, biweight, triweight, e em particular as funções de Epanechnikov e a função normal [Martinez16]. A função de suavização de Kernel normal é dada por:

$$K(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}} \quad (4.139)$$

O procedimento para aplicação do KDE é constituído por uma sequência de processamentos [Martinez16] dados por:

- P1. Escolher um Kernel, um parâmetro de suavização  $h$  e o conjunto de valores  $x$  sobre o qual é avaliado  $\hat{f}_h(x)$ ;
- P2. Avaliar para cada  $x_i$  da amostra ( $x_1, x_2, \dots, x_n$ ) o valor do Kernel para os  $x$  pertencentes ao domínio, usando a expressão dada por:

$$K_i\left(\frac{x - x_i}{h}\right), \quad i = 1, \dots, n$$

O resultado é um conjunto de  $n$  curvas, associadas com o respetivo  $x_i$ ;

- P3. Ponderar as curvas por  $\frac{1}{h}$ ;
- P4. Calcular para cada  $x$ , a média das curvas ponderadas.

Uma vez obtida a curva de KDE são gerados um conjunto de dados aleatórios que constituem o conjunto de cenários iniciais para cada parâmetro incerto do problema.

### 4.9.3. Redução de Cenários de Dois Níveis

Na secção anterior foi descrita a geração de cenários, sendo a curva da FDP capturada por KDE. Embora se possa julgar que um aumento no número de cenários seja favorável

para uma descrição mais aproximada da incerteza de um parâmetro, se o número atingir ordens significativas existem desvantagens que impedem que se possa obter benefício com este aumento. Estas desvantagens derivam do facto que para as aplicações computacionais a inclusão de um número elevado de cenários torna o processamento da resolução do problema mais exigente em termos de recursos computacionais. Particularmente, o tempo de computação de um problema de programação estocástica cresce com o aumento do número de cenários. Este facto motiva a investigação sobre a redução de cenários que tem recebido a atenção da comunidade científica. Assim, a técnica de redução de cenários ou também dita de mineração de dados é aconselhável quando após processamentos de teste se pretende atingir o objetivo de reduzir o uso dos recursos computacionais, mas com manutenção adequada da informação relevante dos cenários originais submetidos a redução. Na mineração de dados estão incluídos todos os processos que identificam padrões relevantes consistentes sobre a informação em base de dados, identificando relacionamentos sistemáticos entre os dados por uso de métodos de estatística ou de inteligência artificial revelando semelhanças.

#### **4.9.3.1. Redução de Primeiro Nível - Método de Agrupamento de K-means**

O método de agrupamento (*clustering*) de K-means [MacQueen67] é um algoritmo dito de aprendizagem não supervisionada muito utilizado na identificação de agrupamentos de dados provenientes de amostragens. Em geral o objetivo dos métodos de agrupamento é encontrar grupos (*clusters*) de dados com grande similaridade em comparação com os dados dos outros grupos. No do método K-means este objetivo consiste em dividir os dados da amostra em  $K$  grupos [Wagstaff01, Kanungo02]. O método K-means é conhecido por apresentar simplicidade, eficiência escalabilidade [Viegas16]. Para uma descrição desta metodologia, seja considerada uma amostra dada pelo conjunto de pontos  $X$ , o método K-means começa pela determinação aleatória de  $K$  pontos deste conjunto designados de centróides  $c_k$  para os agrupamentos dos  $K$  grupos. Seguidamente, optando por uma métrica, é computada uma medida de distância entre os restantes pontos da amostra e os  $c_k$  e associa cada um desses pontos ao conjunto  $S_k$  pela condição da distância ao respetivo centróide ser mínima. Pelo que, fica determinado o grupo  $S_k = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  o que permite atualizar o centróide pela expressão dada por [Viegas16]:

$$c_k = \frac{1}{|S_k|} \sum_{x_i \in S_k} x_i \quad (4.140)$$

Em (4.140)  $x_i$  é o  $i$ -ésimo elemento do grupo  $S_k$  pertencente ao conjunto de grupos  $S = \{S_1, \dots, S_K\}$ , e  $n$  o número de elementos de cada grupo  $S_k$ . Os  $c_k$  são atualizados até que se satisfaz um critério de paragem, conseqüentemente, o método encontra novos centróides até que a soma de uma medida das distâncias entre os pontos e o centróide mais próximo é minimizada, sendo a função objetivo para o problema dada por [Viegas16]:

$$\min \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in S_k} dist(x_i, c_k)^2 \quad (4.141)$$

Em (4.141)  $dist(x_i, c_k)^2$  é a medida de distância entre o elemento  $x_i$  e o centróide  $c_k$ . Neste trabalho é considerado o quadrado da métrica Euclidiana como a medida de distância.

Após a aplicação do método de agrupamento de K-means é obtido o conjunto final de cenários para cada parâmetro incerto.

#### 4.9.3.2. Redução de Cenários de Segundo Nível – Aplicação da Ferramenta GAMS/SCENRED

A redução de cenários apresentada na subsecção anterior reflete a redução de cenários sobre cada parâmetro incerto. A redução de cenários de segundo nível é realizada sobre todas as combinações possíveis entre os parâmetros incertos, i.e., sobre a árvore de cenários do problema. A árvore sem redução de cenários é designada de árvore original ou árvore inicial, enquanto a árvore com redução de cenários é designada de árvore reduzida ou árvore final.

Num problema de programação estocástica de dois estados, o valor ótimo do problema que considera uma árvore reduzida é próximo do valor ótimo da solução com a árvore original caso as distâncias sejam próximas [Gomes20c]. Esta estabilidade não é mais válida para problemas de programação estocástica multi-estados que requerem um

tratamento adicional que mede o quão próximo estão as estruturas de duas árvores de cenários [Heitsch09].

A ferramenta selecionada para a redução do número de cenários da árvore original é o GAMS/SCENRED, que inclui métodos desenvolvidos por [Dupacova03] e [Heitsch03] e que foram adicionados ao pacote do software de otimização matemática *General Algebraic Modeling System* (GAMS) [Rosenthal07].

Os métodos disponíveis no GAMS/SCENRED são:

M1. *Fast Backward method*;

M2. *Mix of Fast Backward/Forward methods*;

M3. *Mix of Fast Backward/Backward methods*.

Os métodos desenvolvidos por [Dupacova03] e [Heitsch03] determinam um subconjunto de cenários e atribuem novas probabilidades aos cenários preservados, tal que, a probabilidade reduzida  $P'$  é a mais próxima possível da probabilidade original  $P$  em termos de uma distância de probabilidade  $Dist$ . A distância de probabilidade  $Dist$  pondera a probabilidade dos cenários e a distância entre cenários. A distância de probabilidade mais utilizada em problemas de programação estocástica é a distância de Kantorovich  $Dist_K$ . A  $Dist_K$  para problemas de dois estados pode ser dada por [Conejo10]:

$$Dist_K(P, P') = \sum_{s \in S \setminus S'} \pi_s \min_{s' \in S'} c(\xi_s, \xi_{s'}) \quad (4.142)$$

Em (4.142)  $\pi_s$  é a probabilidade do cenário  $s$ ,  $S' \subset S$  é um subconjunto do conjunto original de cenários  $S$  e  $c(\xi_s, \xi_{s'})$  é a função de custo baseado na norma entre dois vetores. A seguir à redução dos cenários da árvore de cenários, é aplicada a designada regra de redistribuição ótima. Este procedimento atribui a probabilidade de um cenário eliminado ao cenário mais próximo, tendo em consideração a função de custo  $c(\xi_s, \xi_{s'})$ .

De forma geral, o comportamento computacional, relação precisão/tempo de cálculo, difere de método para método. Para árvores com elevado número de cenários, o *Fast Backward method* tem o melhor comportamento esperado com respeito ao tempo de

cálculo. Os resultados dos métodos *Backward method* e *Forward method* são mais precisos, exigindo, no entanto, um tempo de cálculo maior. Dentre os métodos, o *Forward method* exhibe os melhores resultados em termos de precisão, mas só é recomendado se o número de cenários reduzidos é pequeno. A combinação dos métodos permite melhorar os resultados do *Fast Backward method*, se os métodos *Backward method* e *Forward method* forem passíveis de finalizar no tempo útil definido pelo utilizador. No GAMS/SCENRED, se nenhum método for seleccionado, o método com a melhor performance esperada com respeito ao tempo é seleccionado pelo programa.

Neste trabalho, o método seleccionado é o *Fast Backward method*, pelo facto do problema de gestão da microrrede ser um problema que envolve um número elevado de cenários e, conseqüentemente, a árvore tem um elevado número de cenários. A cada iteração, o *Fast Backward method* é baseado na eliminação de cenários do conjunto original de cenários, tendo em consideração a distância de Kantorovich. O método para o processo quando um número de cenários reduzidos pré-definido pelo utilizador é atingido ou quando um certo valor de  $Dist_K$  é atingido. Aos cenários descartados é atribuída a probabilidade zero.

## 4.10. Conclusão de Capítulo

Neste capítulo é desenvolvido o sistema de suporte de gestão da microrrede através do qual o agregador da microrrede pode fazer a gestão da microrrede e definir estratégias ótimas de participação em mercado de eletricidade. Para o desenvolvimento do sistema de suporte de gestão da microrrede, são modelados os componentes da microrrede, incluindo as microfuentes renováveis, as microfuentes despacháveis, os veículos elétricos, os sistemas de armazenamento de energia e as cargas.

O processo de apresentação de ofertas de venda e de compra de energia em mercado diário requer uma abordagem adequada à incerteza e risco, visto que, face às incertezas não é expectável que a concretização do trânsito físico de energia esteja de acordo com o estabelecido aquando do fecho do mercado. A abordagem apresentada neste capítulo é uma solução que dá uma resposta cabal à consideração de que é expectável que a produção renovável e a incerteza das cargas originem desvios imputados quer a excesso ou défice de produção, quer a excesso ou défice de consumo. Assim, um problema de programação estocástica de dois estados é desenvolvido para simular o sistema de suporte de gestão da microrrede, de forma a antecipar o impacto da realização de eventos aleatórios, permitindo ao agregador tomar melhores decisões face aos eventos aleatórios, de forma a maximizar o lucro esperado. No que respeita à consideração do risco, é usada uma ponderação de risco com uma abrangência de atitude de agregador neutro até à de avesso ao risco. Esta ponderação de risco é introduzida por uma formulação em problema de programação matemática biobjetivo, que permite uma resposta adequada ao ambiente competitivo, i.e., aceder com maiores níveis de racionalidade ao mercado de eletricidade.

Ainda, para reduzir a cardinalidade do conjunto de cenários é usado o sistema de redução de cenários de dois níveis sobre os cenários gerados pela Estimativa de Densidade de Kernel. No primeiro nível, os cenários de cada fonte de incerteza são reduzidos pela técnica de agrupamento K-means; e no segundo nível, é usado o método de redução de cenários *Fast Backward scenario reduction*, GAMS/SCENRED.



---

# CAPÍTULO

# 5

---

## **Análise de Desempenho da Microrrede**

*Neste capítulo é apresentada a microrrede de teste e os casos de estudo para a análise do desempenho do microrrede com base no sistema de suporte para a gestão desenvolvido. Nomeadamente, são apresentados resultados provenientes da abordagem proposta neste trabalho, considerando a operação da microrrede na sua arquitetura base e considerando casos de estudo que compreendem os efeitos da incerteza, o efeito da resposta da demanda, o efeito da integração de veículos elétricos, o efeito do nível de aversão ao risco e o efeito da variação do preço de mercado. Também, é analisado o desempenho da microrrede para um caso de estudo misto.*



## 5.1. Introdução

Em comparação com a investigação envolvida no desenvolvimento da rede elétrica dita de tradicional, a contemporânea visão para a microrrede constitui uma linha de investigação e desenvolvimento que envolve o âmbito das redes inteligentes. Esta visão ao contrário da rede anterior envolve a bidirecionalidade de energia ao nível da rede de distribuição. Uma configuração típica de uma microrrede, onde a bidirecionalidade permite que as cargas possam ser operadas como microfones, é apresentada na Figura 5.1.

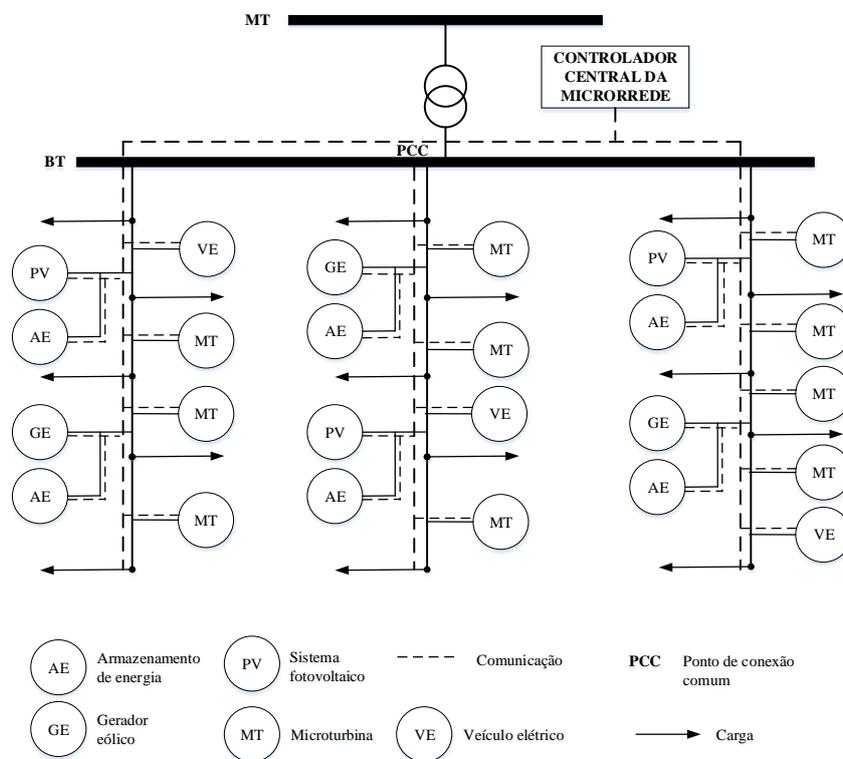


Figura 5.1 – Configuração típica de uma microrrede.

Na Figura 5.1 a microrrede é constituída pelas microfones seguintes: 10 microturbinas (MT); 3 geradores eólicos (GE); 3 sistemas fotovoltaicos (PV); 6 baterias (AE); e 3 veículos elétricos (VE). Entre as linhas de investigação que abordam a microrrede, a linha sobre o planeamento da operação é relevante e a investigação tem de dar uma resposta cabal nas próximas décadas às questões levantadas por esta operação [Liang14]. Caso contrário, a plenitude da funcionalidade da microrrede não é cumprida. Enquanto o planeamento para o projeto da microrrede é realizado com antecedência

num horizonte temporal não constrangido, o planeamento da operação é realizado num horizonte temporal constrangido a ser relativamente mais limitado. Enquanto o planeamento para o projeto tem como objetivo encontrar a solução adequada às previsões locais das potências captadas pelas microfones e das requeridas pelas cargas, o planeamento da operação tem como objetivo adequar a captação física de energia das microfones em conformidade com a satisfação das cargas. E ainda caso haja interligação com outras redes tem de ter em consideração o balanço entre importação e exportação de energia. Acresce que o planeamento de operação em curto prazo tem maior impacto quando a operação da microrrede é realizada simultaneamente em contexto de ambiente competitivo. Este impacto é uma oportunidade que apresenta benefícios, mas tem de ser convenientemente adequada para que não seja contraproducente. Ainda, numa microrrede tal como na rede elétrica anterior, as cargas podem ser as tradicionais, cargas domésticas, comerciais ou industriais, mas existe a possibilidade de parte da carga por acordo com os utilizadores ser controlada. Pelo que, o planeamento da operação em contexto de ambiente competitivo e com controlo de cargas é relevante e este trabalho é uma contribuição para a investigação das questões levantadas por esta operação.

## **5.2. Caracterização dos Estudos por Simulações**

Nos casos de estudo neste trabalho é considerado que as perdas nas linhas elétricas da microrrede são negligenciáveis, a potência total de geração é de 12 400 kW e carga total é de 8 120 kW, sendo 8 000 kW de cargas tradicionais e 120 kW de uso em veículos elétricos. A potência de máxima de compra de energia em mercado de eletricidade é de 5 000 kW e a potência máxima de venda de energia em mercado de eletricidade é igual à potência total de geração da microrrede. Os cenários dos parâmetros incertos são de 6 cenários para o preço de mercado diário, 10 cenários para os preços de desequilíbrio positivo/negativo, 8 cenários para a potência eólica, 5 cenários para a potência fotovoltaica, constam em [REE15], [REN15], [CGE15], respetivamente, sendo em número de 5 os cenários para a demanda e de 10 para os cenários de consumo de energia para os veículos elétricos. Os cenários de consumo de energia dos veículos elétricos são perfis de condução dos condutores do espaço Europeus adaptados de [Pasaoglu12]. Os

veículos elétricos são em número de 40 e têm baterias de 25 kWh, aproximadamente correspondente ao valor de energia armazenado nas baterias dos veículos elétricos Nissan Leaf, perfazendo o total de 1 000 kWh. Os donos dos veículos elétricos são inflexíveis, i.e., o agregador não tem poder de decisão no período em que os veículos estão a carregar ou descarregar e o comportamento de todos os veículos é assumido ser o mesmo. O custo de cada bateria dos veículos elétricos é de 250 €/kWh, tendo em conformidade com [Sarker16] o parâmetro associado com a degradação das baterias  $m$  de -0,0013 [Gomes20d]. O rácio associado com distância/consumo dos veículos elétricos é de 6 km/kWh.

Os cenários reduzidos de preços de mercado diário são apresentados [Gomes21] na Figura 5.2.

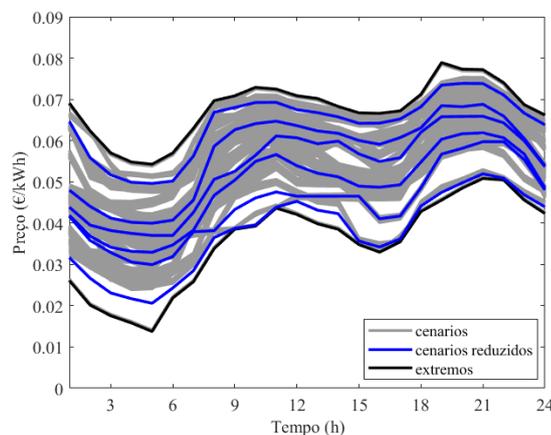


Figura 5.2 – Cenários reduzidos de preços de mercado diário.

Os cenários reduzidos de preços de desequilíbrio positivo/negativo são apresentados [Gomes21] na Figura 5.3.

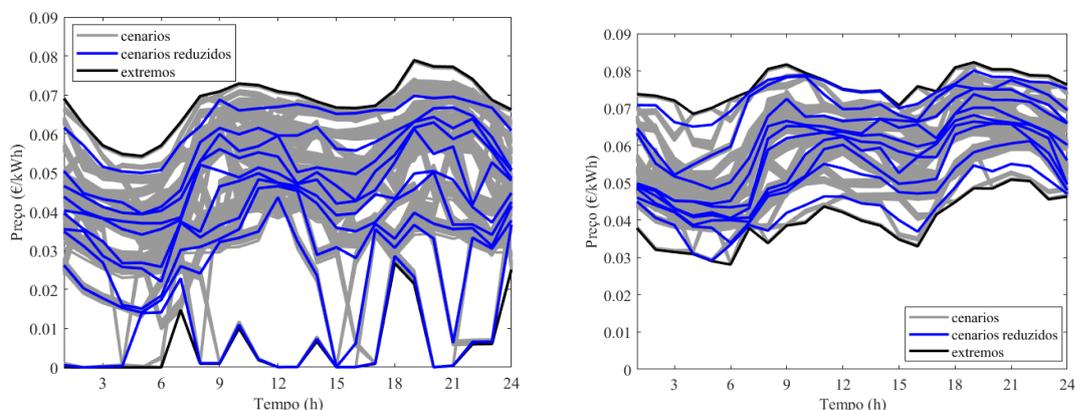


Figura 5.3 – Cenários preços de desequilíbrio: positivo (esquerda); negativo (direita).

Os cenários reduzidos de potência eólica e fotovoltaica são apresentados [Gomes21] na Figura 5.4.

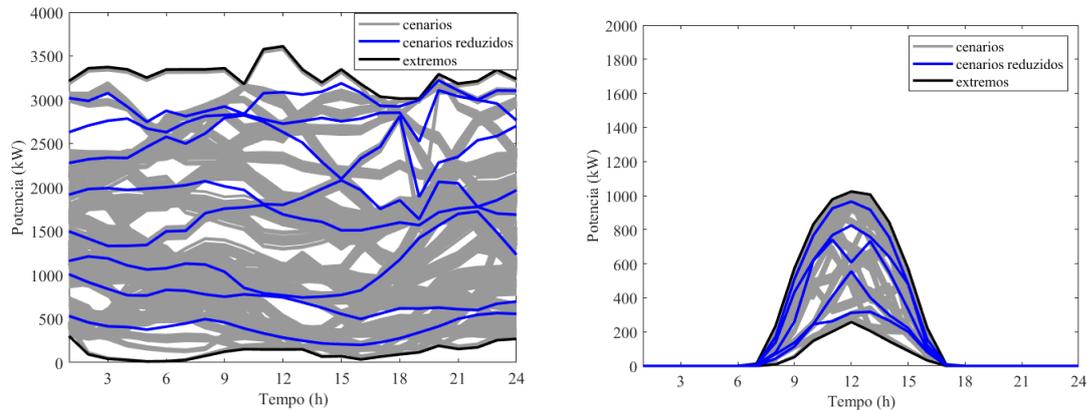


Figura 5.4 – Cenários reduzidos de potência: eólica (esquerda); fotovoltaica (direita).

Os cenários reduzidos de potência das cargas e do consumo de energia dos veículos elétricos são apresentados [Gomes21] na Figura 5.5.

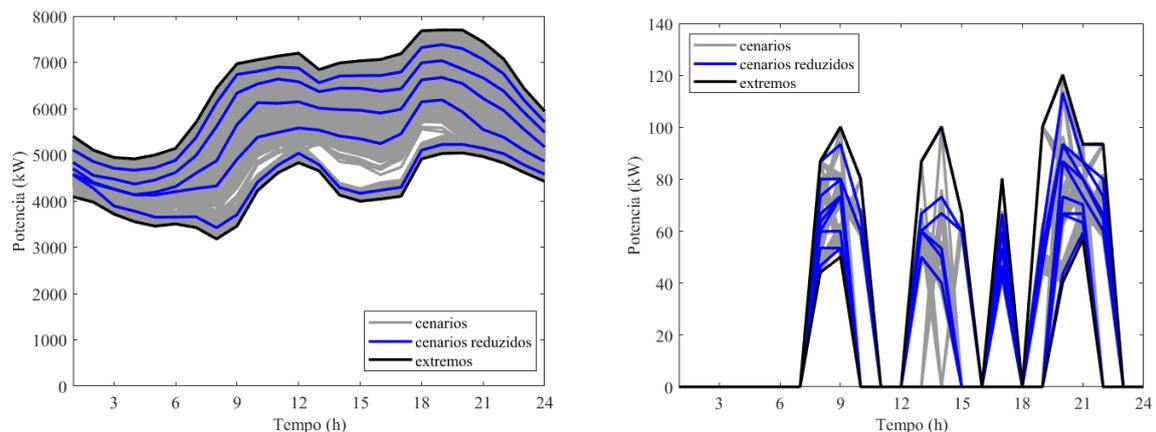


Figura 5.5 – Cenários reduzidos de potência: carga (esquerda); veículos (direita).

Na Figura 5.2 a Figura 5.5 são apresentados os cenários de potência de todas as fontes de incerteza presentes na microrrede, i.e., os cenários dos parâmetros incertos do problema. Em cada figura são apresentados os cenários iniciais, os cenários reduzidos e os valores extremos de cada parâmetro incerto. Como descrito no Capítulo 4, os cenários iniciais são gerados com o KDE. A seguir, devido à dimensão do problema, o número inicial de cenários de cada parâmetro é reduzido pelo método de agrupamento de K-means. Os cenários reduzidos são os que serão utilizados para iniciar o programa.

Os parâmetros das microfones e das cargas são apresentados [Gomes21] na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Parâmetros das microfones e das cargas da microrrede

Microfonte/ Carga	$P^{min}$ (kW)	$P^{max}$ (kW)	$C^{A,MT}$ (€)	$C^{P,MT}$ (€)	$DT_i$ (h)	$UT_i$ (h)	$RD_i$ (kW)	$RU_i$ (kW)	$SD_i$ (kW)	$SU_i$ (kW)
MT1	15	200	0,7	0,5	2	2	45	40	90	90
MT2	45	600	1,8	1,2	4	4	80	90	400	400
MT3	45	600	1,8	1,2	3	5	80	90	400	400
MT4	45	600	1,8	1,2	3	5	80	90	400	400
MT5	100	200	0,7	0,5	3	3	45	50	50	50
MT6	100	200	0,7	0,5	3	3	45	50	70	70
MT7	15	200	0,7	0,5	2	2	45	40	90	90
MT8	45	600	1,8	1,2	4	4	80	90	400	400
MT9	45	600	1,8	1,2	3	5	80	90	400	400
MT10	45	600	1,8	1,2	4	4	80	90	400	400
MT11	100	200	0,7	0,5	3	3	45	50	50	50
MT12	100	200	0,7	0,5	3	3	45	50	70	70
WT	0	4000	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
Carga	0	8000	-	-	-	-	-	-	-	-

Os coeficientes dos segmentos de linearização das funções quadráticas do custo de produção das microturbinas são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Coeficientes de linearização das funções de custo de produção das microturbinas

Microturbina	$TC1$ (kW)	$TC2$ (kW)	$f1$ (€/kW)	$f2$ (€/kW)	$f3$ (€/kW)	$A$ (€/h)
MT1	76,67	138,33	0,039	0,042	0,045	1,74
MT2	230,00	415	0,039	0,042	0,045	5,21
MT3	230,00	415	0,039	0,042	0,045	5,21
MT4	230,00	415	0,039	0,042	0,045	5,21
MT5	133,33	166,67	0,040	0,045	0,048	5,10
MT6	133,33	166,67	0,040	0,045	0,048	5,10
MT7	76,67	138,33	0,039	0,042	0,045	1,74
MT8	230,00	415	0,039	0,042	0,045	5,21
MT9	230,00	415	0,039	0,042	0,045	5,21
MT10	230,00	415	0,039	0,042	0,045	5,21
MT11	133,33	166,67	0,040	0,045	0,048	5,10
MT12	133,33	166,67	0,040	0,045	0,048	5,10

Os parâmetros para os sistemas de armazenamento de energia são apresentados [Gomes21] na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Parâmetros dos sistemas de armazenamento de energia

Sistema de armazenamento	$\overline{P^C}$ (kW)	$\overline{P^D}$ (kW)	$\eta^C / \eta^D$	$\overline{E}$ (kWh)	$\underline{SoC}$	$\overline{SoC}$	$Custo^{B,VE}$ (€)	$m$
Bateria	2500	1500	0.9	4000	0.2	0.8	-	-
Veículo elétrico	300	100	0.9	1000	0.2	0.8	490000	-0.0013

O agregador compra a produção eólica e fotovoltaica aos prossumidores mediante contratos *take-or-pay*, a um valor contratual de 0,03 €/kWh e 0,032 €/kWh, respetivamente. O preço a cobrar pelo agregador aos consumidores de energia é de 0,045 €/kWh [Gomes21]. O mesmo preço é aplicado aos detentores de veículos elétricos. Este valor é cerca de 12% menor do que o preço médio do mercado diário do dia em estudo que é de 0,051 €/kWh. A análise do desempenho da microrrede é realizada considerando os seguintes casos de estudo:

- C1. Caso 1 – Análise de Desempenho da Microrrede, Arquitetura Base;
- C2. Caso 2 – Efeito da Resposta da Demanda;
- C3. Caso 3 – Efeito da Integração de Veículos Elétricos;
- C4. Caso 4 – Efeito da Variação do Preço de Mercado;
- C5. Caso 5 – Efeito do Nível de Incerteza;
- C6. Caso 6 – Efeito do Nível de Aversão ao Risco;
- C7. Caso 7 – Caso Misto.

O planeamento da operação da microrrede é de curto prazo por parte do agente agregador, i.e., tem como horizonte temporal as 24 horas que correspondem ao ciclo normal de funcionamento do mercado para o próximo dia. Este planeamento tem como visão de execução uma gestão centralizada pelo agregador, de forma a realizar uma prática o mais racionalmente possível de todos os componentes da microrrede, incluindo a participação em mercado de eletricidade. As simulações recorrem ao uso da

codificação em GAMS e é utilizado o pacote de otimização “solver” CPLEX 12.1 com computação num processador de 4 GHz com 16 GB de RAM. A redução de cenários de segundo nível é a realizada pelo pacote *Fast Backward reduction method* do GAMS/SCENRED no início da execução do programa.

### 5.3. Caso 1 – Análise de Desempenho da Microrrede, Arquitetura Base

Este caso de estudo tem como objetivo analisar o desempenho de acordo com a arquitetura base da microrrede e serve de referência para os seguintes. Em que se entende por arquitetura base da microrrede a consideração do desempenho das microturbinas, geradores eólicos, sistemas fotovoltaicos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas, mas sem veículos elétricos e resposta da demanda. O número de cenários originais é de 12 000. Embora computacionalmente possível, a computação com este número de cenários não é viável tem termos práticos de requisitos computacionais que normalmente possam ser utilizados pelo agregador. Para ultrapassar esta impossibilidade é usada uma redução adequada de cenários, utilizando GAMS/SCENRED e um estudo sobre esta adequação entre o número de cenários a considerar, o valor da função objetivo e o tempo de cálculo como apresentado na Figura 5.6.

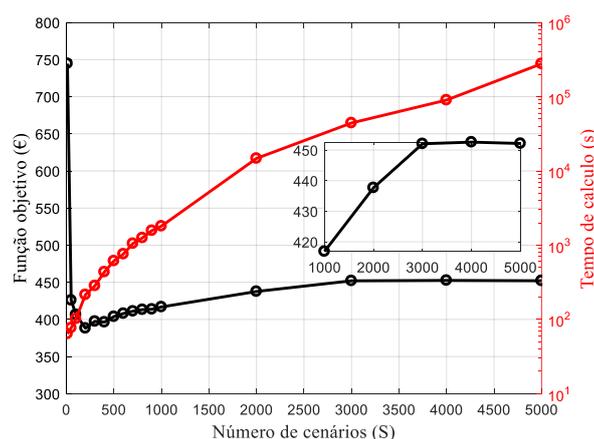


Figura 5.6 – Valor da função objetivo e tempo de cálculo em função do número de cenários.

Na Figura 5.6 é apresentado o valor da função objetivo, a traço negro, em função do número de cenários, bem como o tempo de cálculo, a traço vermelho, em escala logarítmica em função do número de cenários até 5 000 cenários. Com número de 10

cenários reduzidos, o valor da função objetivo é de 745 € e o tempo requerido para a computação é de 64 s. Com 500 cenários, a função objetivo é de 404 € e 10 minutos e 14 segundos em computação. Com 1 000 cenários, a função objetivo é de 417 € e 30 minutos e 6 segundos em computação. Com 5 000, a função objetivo é de 452 € e de 3 dias e 5 horas em computação. Pelo que, de 1 000 cenários para 5 000 cenários, i.e., com um aumento em 5 vezes no número de cenários, o tempo requerido para computação é de cerca de 154 vezes superior. Este aumento de processamento requerido pelo problema de otimização estocástica reflete o comportamento com o aumento do número de cenários. Pelo que, com a computação realizada num processador de 4 GHz com 16 GB de RAM não é possível ter solução viável em termos práticos para um número superior a cerca de 1 500 cenários. Assim, a decisão do número de cenários a considerar é realizada de acordo com os recursos computacionais disponíveis, obedecendo a um compromisso entre uma solução com fidelidade adequada ao problema e um tempo de computação que não comprometa a tomada de decisão em tempo útil.

A oferta média de energia em função do número de cenários é apresentada na Figura 5.7.

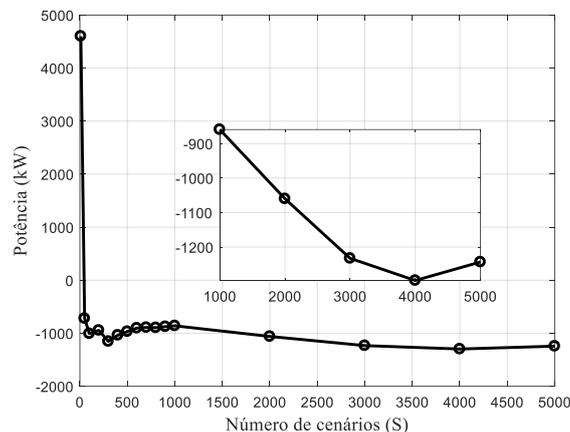


Figura 5.7 – Oferta de energia média em função do número de cenários.

Na Figura 5.7 é observado que a oferta de energia média em função do número de cenários no intervalo [1 000, 5 000] apresenta uma variação não superior a 31 % relativamente ao valor máximo obtido neste intervalo. E para solução anteriormente viável em termos práticos de 1 500 cenários a variação é não superior a 27 %.

Os desvios de energia médios no intervalo [1 000, 5 000] de cenários são apresentados na Figura 5.8.

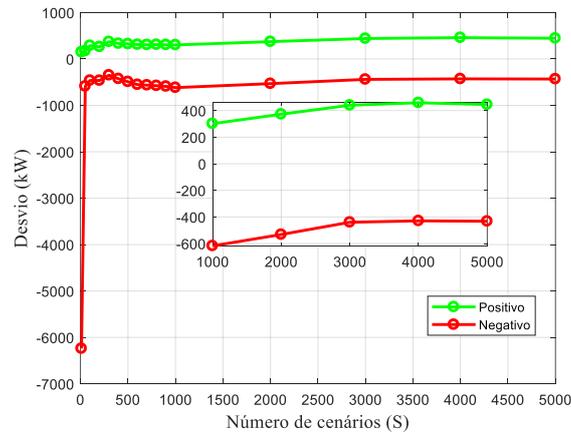


Figura 5.8 – Desvios de energia médios em função do número de cenários.

Na Figura 5.8 é observado que os desvios de energia negativos diminuem em valor absoluto e os positivos aumentam. Este facto é devido ao planeamento da operação ser formulado de forma a providir uma solução que considere os cenários menos desfavoráveis. Mas, o aumento tende a estagnar com o aumento de cenários. Assim, é assumida uma redução para um número de 1 000 cenários cujo tempo de computação é de cerca de ½ hora.

O balanço de energia considerando os cenários e os valores médios das variáveis de decisão associados aos cenários é apresentado na Figura 5.9.

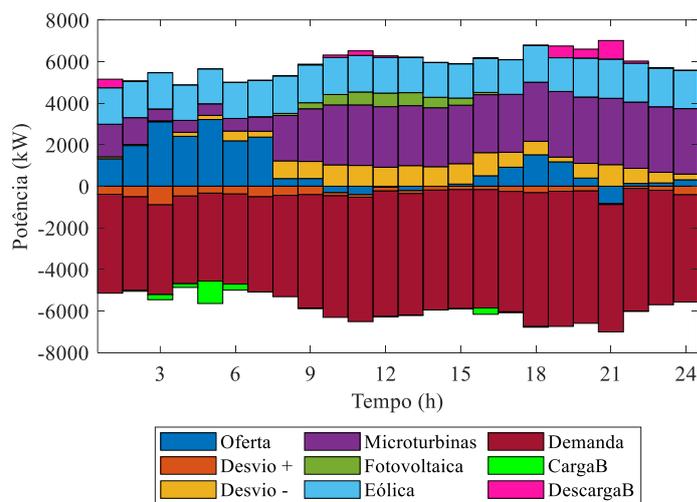


Figura 5.9 – Balanço de energia para valores médios.

Na Figura 5.9 a parte positiva representa a energia que está disponível na microrrede, i.e., a energia que é produzida e a energia que é comprada em mercado para colmatar o défice de produção. A parte negativa representa a energia que é retirada da microrrede, i.e., a energia que é consumida pelas cargas e a energia que é vendida em mercado como resultado de excesso de produção. É observada a simetria entre a parte positiva e a negativa, visto que, a energia que entra nas linhas microrrede deve ser igual à energia que sai, atendendo a que não são consideradas perdas nas linhas. Os valores médios das variáveis de decisão e dos parâmetros com incerteza apresentados na Figura 5.9 são obtidos a partir de uma média ponderada.

Ainda pela Figura 5.9 é observado que a oferta de compra de energia em mercado entre a 1 e as 7 horas apresenta valores acima de 1 300 kW por ser um período de baixos preços do mercado diário. Neste período é mais compensatório comprar energia em mercado do que produzir energia com as microturbinas, pelo que a sua contribuição nestas horas é inferior a 1600 kW. Entre as 3 e as 6 horas os dispositivos de armazenamento são chamados a armazenar energia para posteriormente satisfazer a demanda ou vender em períodos de preços de mercado diário mais compensatórios [Gomes17], entre as 19 e as 21 horas [Gomes20a]. As 21 horas são o período de preço vantajosos para vender energia, pelo que, neste período o dispositivo de armazenamento de energia é usado a descarregar energia [Gomes20a]. Relativamente às microturbinas, posteriormente às 8 horas a sua contribuição assume um valor mais significativo na produção “mixed” de energia.

A análise por cenário permite ter mais pormenorização do desempenho nas situações particulares que os cenários determinam. Esta análise tem como vantagem permitir ao agregador prever todas as combinações possíveis, ainda que aproximadas, de todos os parâmetros que relevam para participação em mercado, i.e., em face de uma produção das microfuentes renováveis e de um consumo de energia, o agregador pode definir a potência das microturbinas ou decidir sobre a carga ou descarga dos dispositivos de armazenamento de energia. Este processo de tomada de decisão permite em tempo real satisfazer a demanda de energia ao menor custo. Ainda, permite aceder de forma precisa a janelas de oportunidade com o objetivo de reduzir os custos de desequilíbrios de energia.

A análise por cenários é apresentada na Figura 5.10.

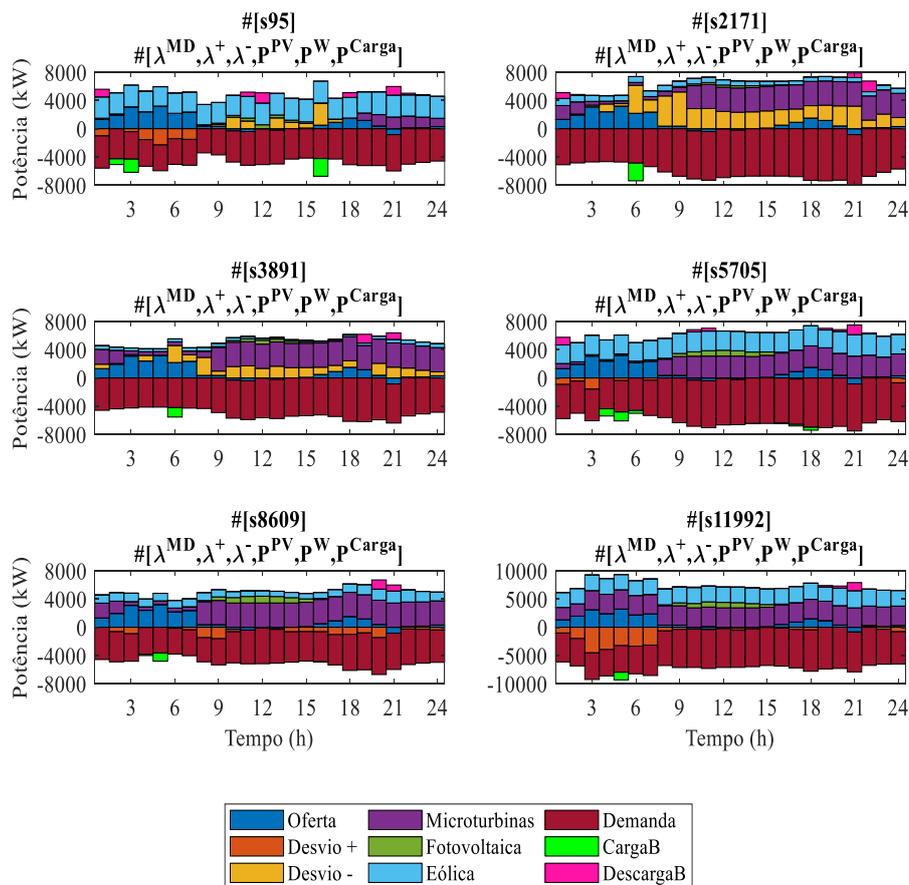


Figura 5.10 – Balanço de energia em cenários.

Na Figura 5.10 é apresentada a análise por cenários do balanço de energia da microrrede, sendo a seleção dos cenários realizada de forma aleatória. A análise por cenários é uma análise que permite avaliar o comportamento da microrrede para possibilidades particulares de combinação entre os parâmetros que envolvem incerteza no problema, nomeadamente, o preço de mercado diário, o preço de desequilíbrio positivo e negativo, a potência fotovoltaica, a potência eólica e a carga de entrada. Por exemplo, no cenário s95, no cenário s5705 e no cenário s11992 a potência eólica é sempre superior a 2 523 kW. No cenário s95 a potência das microturbinas é praticamente inexistente até às 18 horas, existindo desvios positivos e negativos, enquanto para os outros cenários a potência das microturbinas é de cerca de 3 000 kW, existindo desvios negativos ou desvios positivos. Numa análise por cenários é possível verificar que para cada hora, e como esperado, deve haver apenas um desvio positivo ou negativo, não podendo haver lugar a ocorrerem simultaneamente. Os desvios

negativos são particularmente significativos no cenário s2171, atingindo valores de 3 000 kW, enquanto os desvios positivos são particularmente significativos no cenário s11992, atingindo valores de 4 000 kW. A oferta é a mesma em todos os cenários porque é obtida em termos horários e porque considera todos os cenários. A carga e descarga das baterias é particularmente verificada no cenário s95. A amplitude das variações dos valores dos parâmetros e a implicação que têm sobre as variáveis de decisão mostram o grau de incerteza que o agregador tem de fazer face de forma a obter uma operação que seja admissível e economicamente o mais lucrativa possível [Gomes21].

#### 5.4. Caso 2 – Efeito da Resposta da Demanda

Este caso de estudo analisa a desempenho da microrrede quando é considerada a possibilidade de aplicação de estratégias de resposta da demanda na arquitetura base da microrrede, i.e., parte da demanda da microrrede é controlável pelo agregador da microrrede. Os níveis de demanda controlável considerados neste caso de estudo são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Níveis de demanda controlável

Níveis de demanda controlável	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
-------------------------------	-----	-----	------	------	------	------

Na Tabela 5.4 são apresentados os níveis de demanda controlável considerados para este caso de estudo, por exemplo: 0 % corresponde a uma estratégia onde não existe controlo sobre a carga; 10 % corresponde a uma estratégia onde 10 % da demanda é controlável [Gomes19c]. Pelo que, 10 % da carga de entrada admite ser deslastrada de períodos desfavoráveis para períodos mais adequados [Gomes19c] com consentimento dos utilizadores da microrrede. Evidentemente que a deslastrarem de carga como estratégia de corte da alimentação aos circuitos considerados não prioritários tem de ser convenientemente enquadrada no contexto global da gestão da microrrede para que seja o mais benéfica possível.

O efeito da aplicação de níveis de demanda controlável na oferta de energia em mercado diário é apresentado na Figura 5.11.

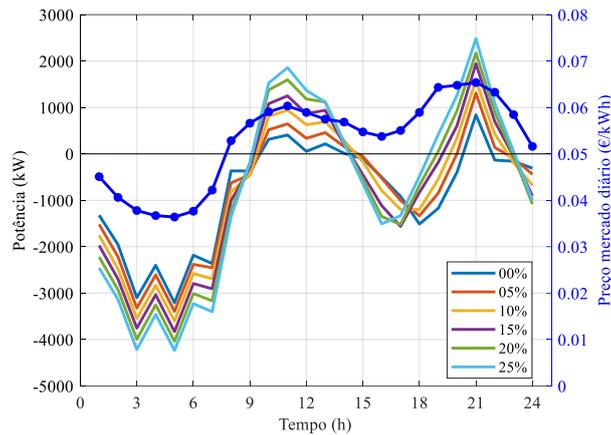


Figura 5.11 – Efeito de deslastrar carga na oferta de energia em mercado diário.

Na Figura 5.11 é apresentado o efeito da consideração de níveis de demanda controlável na oferta horária de energia em mercado diário. Quando o preço de mercado diário é baixo, as ofertas de compra tendem a aumentar para níveis maiores de demanda controlável. Por exemplo, entre a 1 e as 8 horas quando o preço de mercado é mais baixo é verificado um aumento das ofertas de compra, para suprir o deslastre da demanda de energia de períodos de preços elevados para as horas de preços de mercado diário mais baixos. A diferença mais significativa entre uma estratégia com 0% de demanda controlável e uma estratégia com 25% de demanda controlável na oferta de compra é verificada às 2 horas, período em que é observado um dos menores preços de mercado durante o horizonte temporal considerado. Assim, às 2 horas, ao ser considerada uma estratégia com 25% de demanda controlável é verificado um aumento na oferta de compra em mercado diário em cerca de 60% em relação uma estratégia com 0% de demanda controlável, i.e., de 1 955 kW para 3 137 kW. Quando o preço de mercado é elevado, as ofertas de compra tendem a diminuir e as ofertas de venda a aumentar para níveis maiores de demanda controlável. Por exemplo, entre as 9 e as 14 horas onde o preço de mercado diário é elevado é verificado um aumento significativo da oferta de venda em mercado diário, como resultado de deslastrar a demanda de energia para períodos de baixos preço. Deslastrar demanda de energia para períodos de preços de mercado diário vantajosas para a compra de energia liberta energia nas horas de preços de mercado diário mais elevados, o que resulta num aumento da oferta de venda em mercado [Gomes19c]. A diferença mais significativa entre uma estratégia com 0% de demanda controlável e uma estratégia com 25% de demanda controlável na oferta de venda é verificada às 21 horas, quando é observado o maior preço de mercado durante

o horizonte temporal considerado. Assim, às 21 horas, ao ser considerada uma estratégia com 25 % de demanda controlável é verificado um aumento na oferta de venda em mercado diário em cerca de 200 % em relação a uma estratégia com 0 % de demanda controlável, i.e., de 840 kW para 2 481 kW. O efeito da aplicação de níveis de demanda controlável na resposta da demanda é apresentado na Figura 5.12.

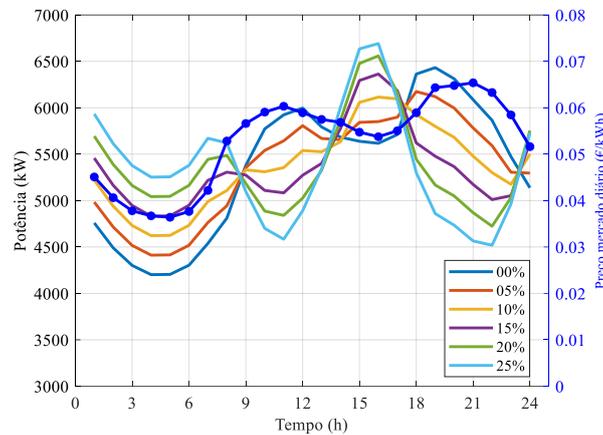


Figura 5.12 – Efeito de deslastrar carga na resposta da demanda.

Na Figura 5.12 é apresentado o efeito da aplicação de níveis de demanda controlável na resposta da demanda. É possível verificar que a Figura 5.12 apresenta um comportamento contrário à Figura 5.11. Quando o preço de mercado diário é baixo é verificado que o aumento do nível de demanda controlável induz a que uma grande quantidade de energia seja deslastrada para estas horas [Gomes19c]. Por exemplo, entre a 1 e as 8 horas, quando o preço de mercado diário é baixo é verificado um consumo elevado de energia, como resultado da estratégia de resposta de demanda. A diferença mais significativa entre uma estratégia com 0 % de demanda controlável e uma estratégia com 25 % de demanda controlável no aumento do consumo de energia é verificada à 1 hora, quando é observado um dos menores preços de mercado durante o horizonte temporal considerado. Assim, à 1 hora, ao ser considerada uma estratégia com 25 % de demanda controlável é verificado um aumento no consumo de energia em cerca de 25 % em relação a uma estratégia com 0 % de demanda controlável, de 4 758 kW para 5 933 kW. Quando o preço de mercado é elevado, o consumo de energia tende a diminuir para níveis maiores de demanda controlável. Por exemplo, entre as 9 e as 14 horas onde o preço de mercado diário é elevado é verificado uma diminuição no consumo de energia, como resultado de deslastrar a demanda de energia para períodos de baixos preços. A diferença mais significativa entre uma estratégia com 0 % de

demanda controlável e uma estratégia com 25 % de demanda controlável na diminuição do consumo de energia é verificada às 20 horas, que é um dos períodos de maior preço de mercado durante o horizonte temporal considerado. Assim, às 20 horas, ao ser considerada uma estratégia com 25 % de demanda controlável é verificada uma diminuição em cerca 25 % em relação a uma estratégia com 0 % de demanda controlável, de 6 311 kW para 4 734 kW. A análise do balanço de energia na microrrede para níveis de demanda controlável é apresentado na Figura 5.13.

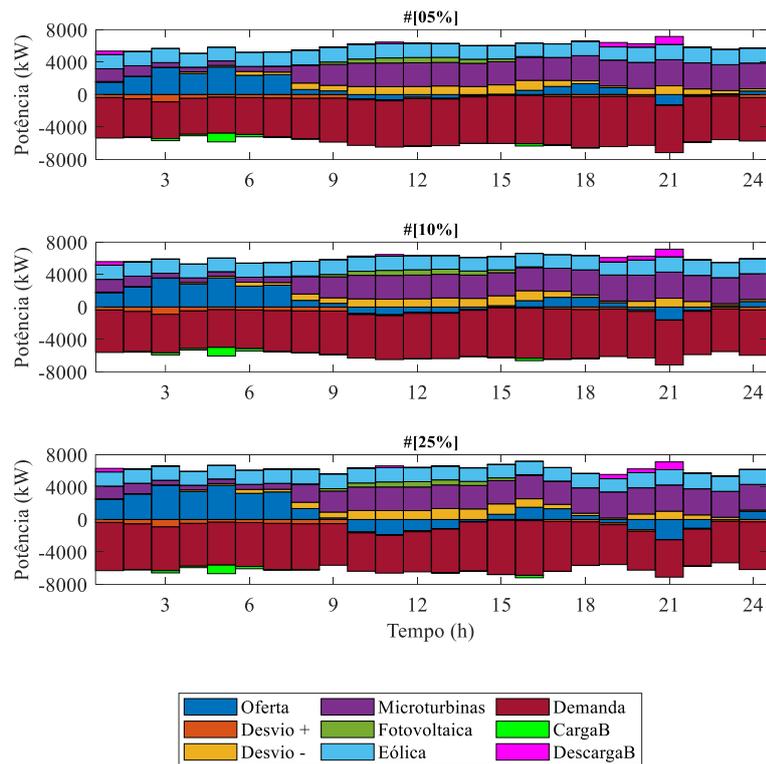


Figura 5.13 – Balanço de energia para valores médios com demanda controlável.

Na Figura 5.13 é apresentado o balanço de energia na microrrede para os níveis considerados para controlo da demanda. A análise na Figura 5.13 é realizada em termos de energia disponível na microrrede, pelo que: uma oferta de compra corresponde a um incremento de energia na microrrede, estando assim na parte positiva da figura, e uma oferta de venda corresponde a um decréscimo de energia na microrrede, estando assim na parte negativa da figura; um desvio negativo corresponde um incremento de energia disponível na microrrede como resultado da compra de energia em mercado de balanço, estando assim na parte positiva da figura, e um desvio positivo corresponde a um decréscimo de energia na microrrede, estando assim na parte negativa da figura. Quando o preço de mercado diário é baixo é verificado um aumento progressivo nas ofertas de

compra e um aumento progressivo no consumo de energia, para níveis maiores de demanda controlável. Quando o preço de mercado diário é elevado é verificado um aumento progressivo nas ofertas de venda e uma diminuição no consumo de energia para níveis maiores de demanda controlável. O aumento do nível de demanda controlável não altera significativamente o comportamento das baterias, permanecendo as cargas e descargas nas horas de preços baixos e elevados respetivamente. Uma análise por cenários e para níveis de demanda controlável é apresentada na Figura 5.14.

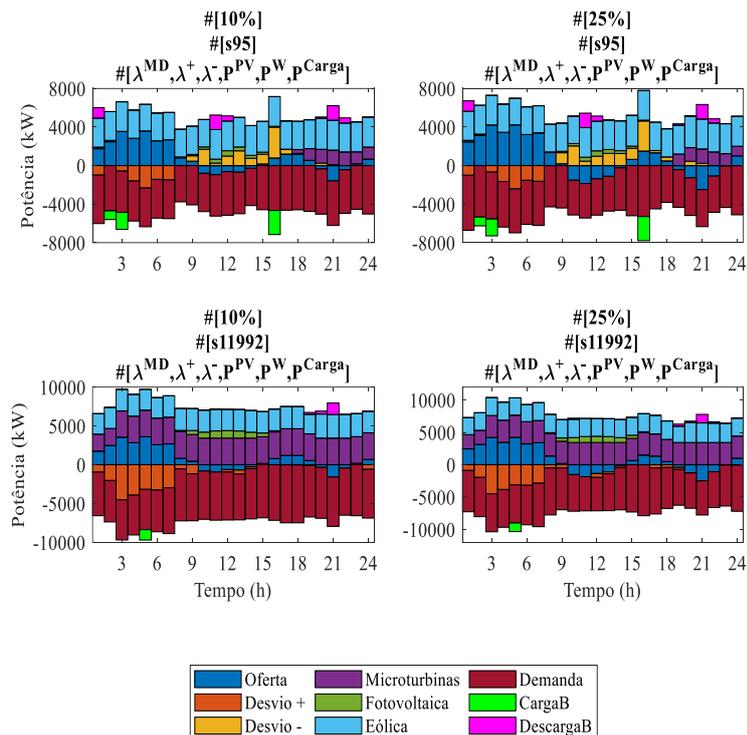


Figura 5.14 – Balanço de energia em cenários e níveis de controlo de demanda.

Na Figura 5.14 é apresentada a análise por cenários e para níveis de demanda controlável do balanço de energia na microrrede. A análise por cenários é uma análise importante, porque permite avaliar o comportamento da microrrede para possibilidades particulares de combinação entre os parâmetros que envolvem incerteza no problema, nomeadamente, o preço de mercado diário, o preço de desequilíbrio positivo e negativo, a potência fotovoltaica, a potência eólica e a carga de entrada. Para esta análise é considerado os mesmos cenários durante todo o horizonte temporal, mas para níveis de demanda controlável, neste caso 10 % e 25 %. Consequentemente, é possível analisar a dinâmica dos valores otimizados da microrrede para os mesmos valores de entrada para 10 % e 25 %. Assim, quer para o cenário s95 quer para o cenário s11992 é verificado

um aumento das ofertas de compra nas horas de menor preço, por exemplo, entre a 1 e as 8 horas, e um aumento das ofertas de venda nas horas de maior preço, por exemplo, entre as 10 e as 13 horas. Este comportamento é acompanhado de um deslacre do consumo de energia das horas de maior preço para as de menor preço. Uma diferença importante entre as figuras do cenário s95 para o cenário s11992 é que a potência das microturbinas no cenário s95 está abaixo de 1 500 kW e nulo entre as 3 e as 17 horas e no cenário s11992 a potência atinge valores de 3 000 kW. Este facto é explicado com um preço de mercado diário convidativo e que, por conseguinte, o funcionamento das microturbinas é sugerido estar offline pelo elevado custo de operação. Para colmatar a ausência das microturbinas, além do aumento nas ofertas de mercado, é verificado um aumento nas descargas das baterias e um aumento dos desvios negativos, pela compra de energia em mercado de balanço [Gomes21]. Os estados online (1) ou offline (0) das microturbinas no cenário s95 são apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Estados das microturbinas no cenário s95 com demanda controlável

Unidade id	Nível de demanda controlável (%)	Hora (0-24)
MT1	10	<b>1100000000000000000011100</b>
	25	1100000000000000000011100
MT2	10	<b>1110000000000000000000000</b>
	25	111000000000000000000000000
MT3	10	<b>0000000000000000000011111</b>
	25	0000000000000000000011111
MT4	10	<b>0000000000000000000011111</b>
	25	0000000000000000000011111
MT5	10	<b>1000000000000000000000000</b>
	25	100000000000000000000000000
MT6	10	<b>1000000000000000000000000</b>
	25	100000000000000000000000000
MT7	10	<b>11000000000000000000011100</b>
	25	11000000000000000000011100
MT8	10	<b>1110000000000000000011111</b>
	25	111000000000000000000000000
MT9	10	<b>0000000000000000000000000</b>
	25	0000000000000000000011111
MT10	10	<b>1110000000000000000000000</b>
	25	111000000000000000000000000
MT11	10	<b>1000000000000000000000000</b>
	25	100000000000000000000000000
MT12	10	<b>1000000000000000000000000</b>
	25	100000000000000000000000000

Na Tabela 5.5 são apresentados os estados online e offline das microturbinas no cenário s95. As 0 horas correspondem ao estado da microturbina antes do horizonte temporal considerado. Como apresentado na Figura 5.14 é sugerido as microturbinas estar no modo offline na maior parte do horizonte temporal. De forma geral, as microturbinas apresentam o mesmo comportamento para os níveis de demanda controlável considerados. Contudo, em certas ocasiões a diferença de estados pode ser significativa para níveis de demanda controlável. Por exemplo: a microturbina MT8 apresenta os mesmos estados até às 17 hora, mas depois desta hora mantém-se no estado online até ao final do horizonte temporal para 10 % e offline para 25 %; a microturbina MT9 mantém-se offline durante todo o horizonte temporal para 10 % e online nas últimas 6 horas para 25 %.

O lucro esperado do agregador da microrrede para níveis de demanda controlável são apresentados Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Lucro esperado para níveis de demanda controlável

Níveis de demanda controlável	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
Lucro esperado (€)	417	465	511	554	596	636

Na Tabela 5.6 é apresentado o lucro esperado para níveis de demanda controlável. É verificado um aumento no lucro esperado com o aumento do nível de demanda controlável. Assim, para uma estratégia com 0 % de demanda controlável o lucro esperado é de 417 €, para uma estratégia com 10 % de demanda controlável o lucro é de 511 € e para uma estratégia com 25 % de demanda controlável o lucro é de 636 €, o que corresponde num aumento de 23 % e de 53 %, respetivamente. Consequentemente, quando possível, o agregador da microrrede pode aumentar o lucro esperado aumentando o nível de demanda controlável. O aumento do nível de demanda controlável depende de um acordo prévio com os utilizadores da microrrede. Nos casos de estudo seguintes a menos que se explicita o contrário é assumido um valor de 10 % como um valor de referência para as simulações.

### 5.5. Caso 3 – Efeito da Integração de Veículos Elétricos

Este caso de estudo analisa a desempenho da microrrede na presença de veículos elétricos. É comparada a operação sem e com veículos elétricos. Os detentores dos veículos elétricos são considerados inflexíveis [Gomes19a], pelo que a ação do agregador da microrrede não é admissível. A oferta de energia em mercado diário para os casos em que a microrrede não inclui veículos elétricos e quando inclui veículos elétricos é apresentado na Figura 5.15.

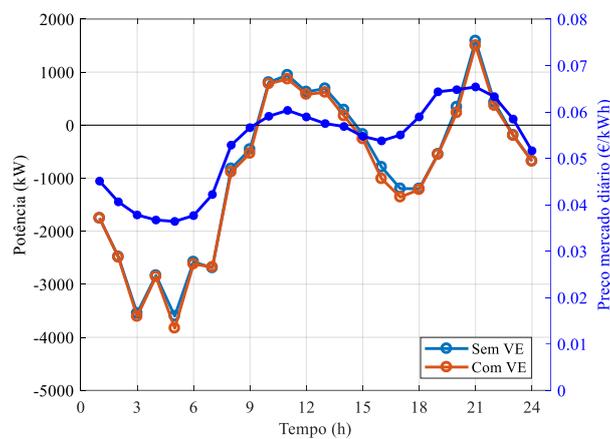


Figura 5.15 - Oferta de energia sem e com veículos elétricos.

Na Figura 5.15 é apresentada a oferta de energia em mercado diário quando na formulação não são incluídos veículos elétricos e quando são incluídos veículos elétricos. Quando é considerado a inclusão de veículos é verificado um aumento no consumo de energia sob a forma de compra de energia nas primeiras horas do dia de forma a garantir energia suficiente para as viagens de partida dos veículos elétricos a ocorrer principalmente depois das 7 horas. Por exemplo, às 5 horas, período de menor preço de mercado diário do horizonte temporal é verificado o aumento mais significativo de oferta de compra de energia em mercado diário, um aumento de 6,3 %, i.e., de 3 599 kW sem veículos elétricos para 3 827 kW com veículos elétricos. Nas horas de preços de mercado diário mais elevados, onde há possibilidade de vender energia em mercado a um preço convidativo é verificado que quando existe a consideração de veículos elétricos as ofertas de venda em mercado diário diminuem ligeiramente. Este aumento nas ofertas de compra de energia e a diminuição das ofertas de venda de energia são explicadas pela estratégia considerada neste trabalho, onde os detentores de

veículos elétricos não estão sujeitos a horários pré-definidos pelo agregador da microrrede, pelo que, os detentores dos veículos podem injetar energia na rede ou consumir energia a qualquer hora do dia. Assim, as horas em que os veículos não estão disponíveis para injetar energia na microrrede correspondem a períodos onde os preços podem ser melhores e quando estão disponíveis para injetar energia na rede correspondam a períodos de baixos preços [Gomes19a], podendo deste forma não haver benefício económico pela inclusão dos veículos.

A potência de carga, a potência de descarga, o consumo de energia e o estado da carga dos veículos elétricos são apresentados na Figura 5.16.

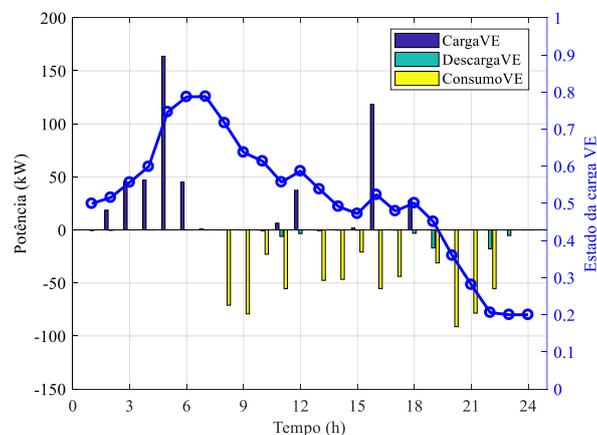


Figura 5.16 – Valores médios de potência de carga, descarga, consumo e estado da carga de veículos elétricos.

Na Figura 5.16 é apresentado a potência de carga, a potência de descarga, o consumo de energia e o estado da carga dos veículos elétricos. Os momentos de carga dos veículos elétricos mais significativos são verificados em períodos com preços de mercado diário baixos, por exemplo, entre a 1 e as 6 horas e às 16 horas. As descargas, embora abaixo dos 20 kW, ocorrem nos períodos de preços de mercado relativamente elevados. O movimento dos veículos elétricos ocorre, essencialmente, entre as 8 e as 22 horas. O estado da carga corresponde ao balanço entre as entradas e saídas de energia das baterias dos veículos elétricos [Gomes19a]. Assim, quando os veículos elétricos são carregados é verificado um aumento no estado da carga, quando existe um consumo ou uma descarga é verificado a diminuição do valor do estado da carga [Gomes19a]. Partindo de um valor inicial de estado da carga de 0,5, o valor do estado da carga atinge

o valor máximo de 0,8 às 6 horas, finalizando o dia com o valor mínimo de 0,2, que são respetivamente o máximo e o mínimo imposto para satisfazer boas condições técnicas de operação das baterias. O valor final de 0,2 do estado da carga demonstra que o funcionamento dos veículos elétricos é otimizado de forma a satisfazer o consumo dos veículos e a injetar toda a energia disponível possível durante o horizonte temporal. O estado dos veículos elétricos para os cenários s95 e para o cenário s11992 são respetivamente apresentados na Tabela 5.7 e na Tabela 5.8.

Tabela 5.7 – Estado dos veículos elétricos no cenário s95

Estados	Hora (1-24)
Estado de entrada	<b>1111110011111111100111</b>
Carga	0110000000000000000000
Descarga	<b>00000000010000001100100</b>

Tabela 5.8 – Estado dos veículos elétricos no cenário s11992

Estados	Hora (1-24)
Estado de entrada	<b>11111100011000101000011</b>
Carga	000110000001000101000000
Descarga	<b>000000000000000000000000</b>

Na Tabela 5.7 e na Tabela 5.8 o estado de entrada refere-se ao parâmetro de disponibilidade dos veículos elétricos  $\sigma_{st}^{AVE}$  entregue pelos detentores dos veículos no dia anterior à operação. Assim, o veículo só pode carregar ou descarregar quando o estado de entrada for igual a 1. Quando o estado de entrada for igual a 0, o veículo elétrico está ausente ou está em movimento, pelo que, não pode carregar ou descarregar. Na Tabela 5.7, no cenário s95 o veículo é carregado apenas duas vezes às 2 e às 3 horas e descarrega por 4 ocasiões, às 11, 18, 19 e 22 horas. Na Tabela 5.8, no cenário s11992 o veículo é carregado por 5 ocasiões, 4, 5, 12, 16 e 18 horas, e não é chamado a descarregar neste cenário. Quando a microrrede opera sem veículos elétricos e com uma estratégia com 10% de demanda controlável, o lucro esperado é de 511 €. Quando a microrrede opera com veículos elétricos e com uma estratégia com 10% de demanda controlável o lucro esperado é de 480 €, um decréscimo no lucro de cerca de 8%. Assim, é verificado um decréscimo no lucro do agregador da microrrede, como consequência da consideração de uma estratégia onde os detentores dos veículos elétricos são inflexíveis quanto ao momento das cargas e descargas. Contudo, a introdução de veículos elétricos é um incentivo à mobilidade sustentável e para as redes inteligentes.

O agregador da microrrede pode ser pago com uma tarifa adicional por promover a utilização de veículos elétricos [Gomes19a]. Mas terá de haver uma abordagem adequada no âmbito de apoio à mobilidade sustentável que não faz parte do contexto do estudo que é realizado no âmbito deste trabalho.

## 5.6. Caso 4 – Efeito da Variação do Preço de Mercado Diário

Este caso de estudo analisa o desempenho da microrrede de acordo com a variação do preço de mercado diário. É analisado como o preço influi as ofertas de mercado diário e o lucro esperado do agregador. A oferta horária em função do preço de mercado diário é apresentada na Figura 5.17.

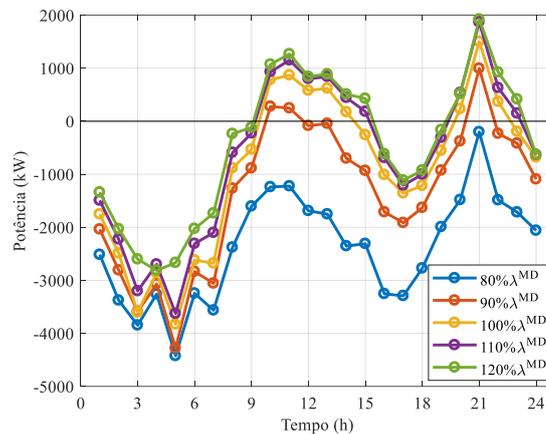


Figura 5.17 – Oferta horária em função do preço de mercado diário.

Na Figura 5.17 é mostrado que quanto maior o preço de mercado diário, maior é a oferta em mercado diário. Este facto é particularmente mais significativo nos períodos onde os preços de mercado diário assumem valores mais altos, nomeadamente entre as 10 e as 24 horas. Por exemplo, entre as 13 e as 15 horas a diferença entre as ofertas é de cerca de 2 700 kW, atingindo a diferença máxima às 14 horas onde com um valor do preço de mercado diário a 80 % a oferta é uma oferta de compra de 2 352 kW e com um valor do preço de mercado diário a 120 % a oferta é uma oferta de venda de 509 kW. Ainda, é verificado que as ofertas de compra tendem a ser menores para preços de mercado diário superiores. Nomeadamente, entre a 1 e as 9 horas, onde para qualquer preço é verificado o acesso ao mercado diário para comprar energia, as ofertas tendem a ser sempre

inferiores. Às 4 horas esta diferença é menos significativa, já que é juntamente com as 5 horas o período de menor preço de mercado diário durante o dia em estudo. O lucro esperado horário em função do preço de mercado diário é apresentado na Figura 5.18.

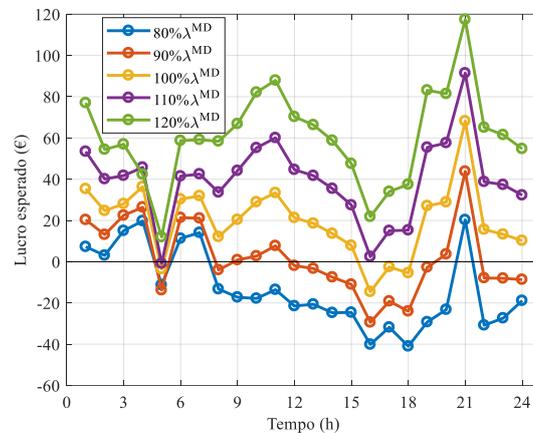


Figura 5.18 – Lucro esperado em função do preço de mercado diário.

Na Figura 5.18 é mostrado que as curvas do lucro esperado para cada hora apresentam a mesma tendência que a figura da oferta em mercado diário. Assim, para horas onde os preços de mercado diário são superiores a diferença entre os lucros esperados tendem a ser maiores. A partir das 9 horas as diferenças começam a ser mais significativas. Nos dois períodos de maiores preços durante o dia, nomeadamente, entre as 9 e as 15 horas e entre as 18 e as 23 horas as diferenças no lucro são de cerca de 70 € com um preço de mercado diário a 80 % e a 120 %. A diferença mais significativa no lucro ocorre às 19 horas, com um valor do lucro esperado de 83 € para o preço de mercado diário a 120 % e com um valor do lucro esperado de -29 € para o preço de mercado diário a 80 %. Atendendo à volatilidade do preço de mercado diário e dos preços de desequilíbrios de energia, estes resultados permitem chegar a duas conclusões. Por um lado, um preço fixo durante o dia garante aos consumidores maior estabilidade nos preços de consumo de energia do que um preço de consumo de energia igual ao preço do mercado diário. Isso dá razão à escolha do preço fixo que foi considerado neste trabalho. Por outro lado, o preço fixo estimula os consumidores a adotarem medidas como a da resposta da demanda.

### 5.7. Caso 5 – Efeito do Nível de Incerteza

Neste caso de estudo é analisado o efeito do nível de incerteza na tomada de decisão do agregador da microrrede. Para isso, são aplicadas as duas métricas de qualidade apresentadas neste trabalho na secção 3.3. A primeira métrica de qualidade é o *EVPI*. Esta métrica procura o valor que o agregador da microrrede está disposto a pagar por ter informação perfeita, i.e., o valor que o agregador está disposto a pagar para saber as realizações futuras dos parâmetros aleatórios que estão em consideração. Relembrando, o *EVPI* é calculado como a diferença entre o valor da função objetivo do problema com informação perfeita  $Z^{EV}$  e o problema sem informação perfeita  $Z^{PE}$  dado por:

$$EVPI = Z^{EV} - Z^{PE} \quad (6.1)$$

Em (6.1)  $Z^{EV}$  é calculado com informação perfeita, onde os valores da variável de decisão de primeiro estado  $P_t^{MD}$ , correspondentes às ofertas horárias, são consideradas dependentes nos cenários das variáveis aleatórias, isto é,  $P_t^{MD}$  inclui incerteza, sendo substituído por  $P_{ts}^{MD}$ . E  $Z^{PE}$  é calculado sem a consideração de incerteza na variável de decisão de primeiro estado, permanecendo a variável das ofertas diárias dada por  $P_t^{MD}$ . O *EVPI* é calculado considerando a configuração do Caso 3. O valor da função objetivo do problema para Caso 3 é  $Z^{PE} = 480\text{€}$ . O valor da função objetivo do problema com informação perfeita é  $Z^{EV} = 1415\text{€}$ . Assim, o *EVPI* é dado por:

$$EVPI = 1415 - 480 = 935\text{€} \quad (6.2)$$

Em (6.2) o valor do *EVPI* é interpretado como sendo de esperar que o erro associado com a previsão dos parâmetros aleatórios resulte numa perda de lucro para o agregador da microrrede de 935 €. A segunda métrica de qualidade é o *VSS*, que procura responder à questão da valia que tem a consideração de um problema de programação estocástica em detrimento de um problema de programação determinística. Relembrando, o *VSS* é calculado como a diferença entre o valor da função objetivo do problema de programação estocástica  $Z^{PE}$  e o problema de programação estocástica onde as variáveis de primeiro estado são fixadas com os valores resultantes do problema de programação determinística associado  $Z^{PD}$ , i.e., os valores resultantes do problema

onde os parâmetros aleatórios são substituídos com os valores médios respetivos. O VSS é dado por:

$$VSS = Z^{PE} - Z^{PD} \quad (6.3)$$

Em (6.3)  $Z^{PD}$  é calculado com os valores da variável de decisão de primeiro estado  $P_t^{MD}$  fixas, correspondente às ofertas horárias do problema de programação determinística.

O valor da função objetivo do problema de programação estocástica onde as variáveis de primeiro estado são fixas é  $Z^{PD} = 471 \text{ €}$ . Assim, o valor do VSS é dado por:

$$VSS = 480 - 471 = 9 \text{ €} \quad (6.4)$$

Em (6.4) o VSS é de 1,88 % o que justifica o interesse em considerar um problema de programação estocástica em detrimento de um problema de programação determinística.

## 5.8. Caso 6 – Efeito do Nível de Aversão ao Risco

Este caso de estudo analisa como a aversão ao risco pode condicionar a gestão do agregador da microrrede, designadamente, como a aversão ao risco afeta o lucro esperado e as ofertas de mercado. O lucro esperado em função da aversão ao risco é apresentado na Figura 5.19.

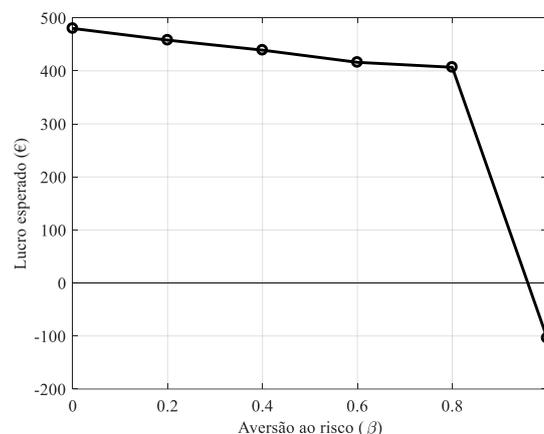


Figura 5.19 – Lucro esperado em função da aversão ao risco.

Na Figura 5.19 quando  $\beta=0$  o agregador da microrrede é neutro ao risco, quando  $\beta=1$  o agregador da microrrede é totalmente avesso ao risco e quando  $\beta$  apresenta um valor entre 0 e 1 o agregador apresenta um nível intermédio de aversão ao risco [Gomes19d]. Ainda, quando o nível de aversão ao risco aumenta, o lucro tende a diminuir [Gomes19d]. Quando o agregador da microrrede é neutro ao risco, i.e.,  $\beta=0$ , o lucro esperado é de 480€. Quando  $\beta$  é aumentado até  $\beta=0,8$  é verificada uma redução no lucro de mais de 15%. No entanto, quando o agregador da microrrede é totalmente avesso ao risco, i.e.,  $\beta=1$ , é verificado um lucro esperado negativo de -104€.

Os pares de valores do lucro esperado em função do CVaR, naquilo que é designado a fronteira eficiente, é apresentado na Figura 5.20.

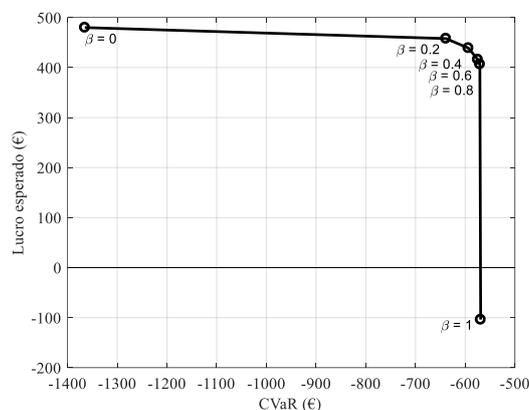


Figura 5.20 – Lucro esperado em função do CVaR.

Na Figura 5.20 é verificado que com o aumento do nível de aversão, o lucro esperado diminui e o CVaR aumenta [Gomes19d]. Quando o agregador da microrrede é neutro ao risco, i.e.,  $\beta=0$ , o lucro esperado é de 480€ enquanto o CVaR é de -1365€. Quando  $\beta$  é aumentado até  $\beta=0,8$  é verificada uma redução no lucro de mais de 15%, enquanto é verificado um aumento no CVaR de 58%. No entanto, quando o agregador é totalmente avesso ao risco, i.e.,  $\beta=1$ , é verificado um lucro esperado negativo de -104€ e um CVaR de -569€. Assim, é verificado que quando o agregador é neutro ao risco apresenta um lucro esperado elevado e um CVaR pequeno, e quando o agregador é avesso ao risco apresenta um lucro esperado negativo e um CVaR elevado [Gomes21]. A oferta de energia em mercado diário em função do nível de aversão ao risco é apresentada na Figura 5.21.

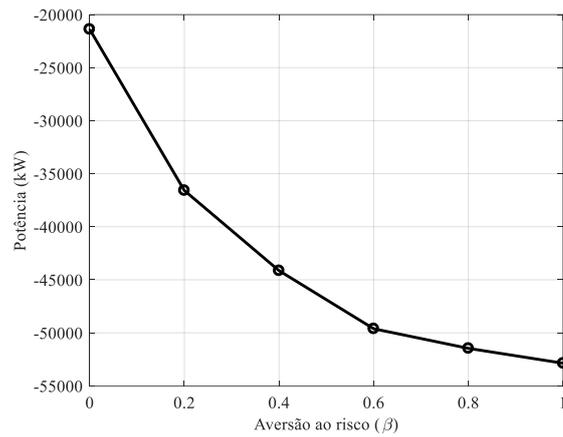


Figura 5.21 – Oferta diária em função da aversão ao risco.

Na Figura 5.21 é verificado que a oferta em mercado diário durante todo o horizonte temporal é sempre para compra de energia. Com o aumento do nível de aversão ao risco a oferta de compra de energia aumenta. Quando o agregador é neutro ao risco, i.e.,  $\beta=0$ , a oferta de compra é de 21 381 kW. Quando  $\beta$  é aumentado até  $\beta=1$  é verificado um aumento na oferta de mais de 100 %, para mais de 52 865 kW [Gomes21]. Este comportamento é justificado pelo facto de a estratégia do agregador ser mais racional o que respeita à redução da variabilidade do lucro. Pelo que, é comprada mais energia em mercado diário, um mercado mais estável, para satisfazer a demanda de energia e em caso de excesso de energia, existe oportunidade para vender o excesso de energia no mercado de balanço. O mercado de balanço é um mercado mais instável, contudo, existe ainda a possibilidade de vender energia a um preço de mercado competitivo. Os desvios positivo e negativo são apresentados na Figura 5.22.

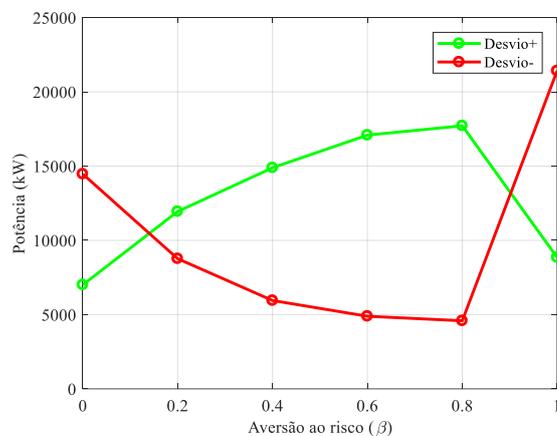


Figura 5.22 – Desvios positivo e negativo em função da aversão ao risco.

Na Figura 5.22 é verificado que quando  $\beta$  aumenta até  $\beta=0,8$ , os desvios negativos tendem a diminuir, enquanto os desvios positivos tendem a aumentar, como resultado do aumento da oferta de compra de energia em mercado e, por conseguinte, o aumento de energia disponível que depois pode ser transacionada em mercado de balanço. No entanto, quando  $\beta=1$  os desvios negativos aumentam consideravelmente, enquanto os desvios positivos reduzem. Para  $\beta=1$  é verificado que para os riscos envolvidos a melhor opção corresponde em reduzir o número de microturbinas a produzir e consequentemente a produção das microturbinas cai bruscamente. Daí a justificação para a redução da produção das microturbinas e a consequente necessidade de comprar energia em mercado de balanço [Gomes21].

### 5.9. Caso 7 – Caso Misto

Este caso de estudo analisa a desempenho da microrrede para configurações e para níveis de aversão ao risco. Esta análise permite ao agregador da microrrede aceder à melhor configuração que permite uma operação em condições economicamente mais vantajosas. O lucro esperado em função da aversão ao risco para configurações da microrrede é apresentado na Figura 5.23.

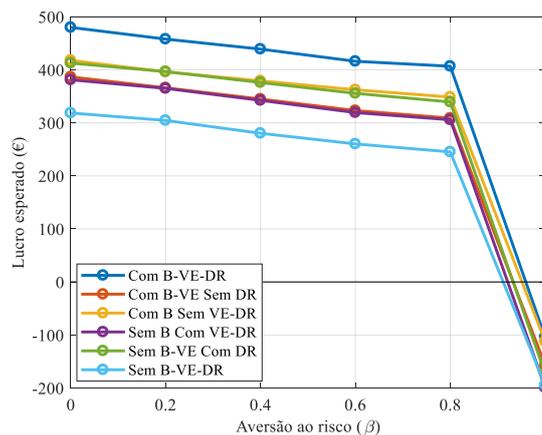


Figura 5.23 – Lucro esperado em função da aversão ao risco para configurações da microrrede.

Na Figura 5.23 é verificado que quando  $\beta=0$  o agregador é neutro ao risco, quando  $\beta=1$  o agregador é totalmente avesso ao risco e quando  $\beta$  apresenta um valor entre 0 e 1 o

agregador apresenta um nível intermédio de aversão ao risco [Gomes19d]. Quando o nível de aversão ao risco aumenta, o lucro tende a diminuir, seja qual for a configuração considerada. Os dois cenários extremos considerados são a configuração com baterias, veículos elétricos, e demanda controlável “Com B-VE-DR” e a configuração sem bateria, sem veículos elétricos e sem demanda controlável “Sem B-VE-DR”. Quando  $\beta=0$ , com a configuração “Com B-VE-DR” o lucro esperado é de 480 €, enquanto na configuração “Sem B-VE-DR” o lucro esperado é de 319 €, uma diminuição no lucro de cerca de 34%. No entanto, quando o agregador da microrrede é totalmente avesso ao risco, i.e.,  $\beta=1$ , é verificado um lucro esperado negativo para ambos os casos de -104 € e -194 €, uma diminuição no lucro mais acentuada de cerca de 87 %. Dois pares de configurações apresentam lucros esperados muito aproximados: “Com B Sem VE-DR” e “Sem B-VE Com DR”; “Com B-VE Sem DR” e “Sem B Com VE-DR”. Quando  $\beta= [0, 0,8]$ , no par “Com B Sem VE-DR” e “Sem B-VE Com DR”, onde não é considerada a introdução de veículos elétricos, o lucro esperado do agregador é superior ao par “Com B-VE Sem DR” e “Sem B Com VE-DR” onde é considerada a introdução de veículos elétricos.

Os pares de valores do lucro esperado em função do CVaR, naquilo que é designado a fronteira eficiente, para configurações da microrrede é apresentado na Figura 5.24.

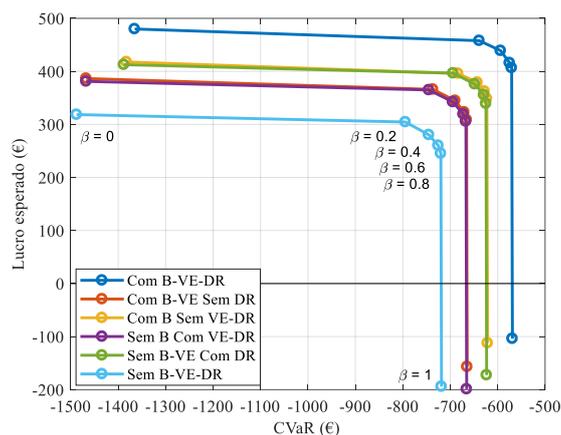


Figura 5.24 – Lucro esperado em função do CVaR para configurações da microrrede.

A Figura 5.20 e a Figura 5.24 são fronteiras de Pareto [Gomes19d], porque quando o agregador é avesso ao risco, o problema de otimização está incluído num contexto de

otimização biobjetivo, tendo como funções objetivo uma combinação convexa entre lucro esperado e o CVaR. O parâmetro de aversão ao risco  $\beta$  é neste contexto o coeficiente para a combinação convexa das funções objetivo do problema de programação biobjetivo. Assim, os pontos na Figura 5.20 e na Figura 5.24 são soluções de eficiência ou ótimas de Pareto [Gomes19d]. Com o aumento do nível de aversão, o lucro esperado diminui e o CVaR aumenta seja qual for a configuração. Quando o agregador da microrrede é neutro ao risco, i.e.,  $\beta=0$ , na configuração “Com B-VE-DR” o lucro esperado é de 480€ e o CVaR é de -1365€, enquanto na configuração “Sem B-VE-DR” o lucro esperado é de 319€ e o CVaR de -1488€, uma diminuição de cerca de 34% e de cerca de 9%, respetivamente. No entanto, quando o agregador da microrrede é totalmente avesso ao risco, i.e.,  $\beta=1$ , com a configuração “Com B-VE-DR” é verificado um lucro esperado negativo de -104€ e um CVaR de -569€, enquanto na configuração “Sem B-VE-DR” o lucro esperado negativo é de -194€ e o CVaR de -718€, uma diminuição mais acentuada de cerca de 87% e de cerca de 27%. Dois pares de configurações que apresentam valores muito aproximados de CVaR: “Com B Sem VE-DR” e “Sem B-VE Com DR”; “Com B-VE Sem DR” e “Sem B Com VE-DR”. Quando  $\beta \in [0, 1]$  no par “Com B Sem VE-DR” e “Sem B-VE Com DR”, onde não é considerada a introdução de veículos elétricos, o CVaR é superior ao par “Com B-VE Sem DR” e “Sem B Com VE-DR” onde é considerada a introdução de veículos elétricos. A oferta de energia em mercado diário em função do nível de aversão ao risco para configurações da microrrede é apresentada na Figura 5.25.

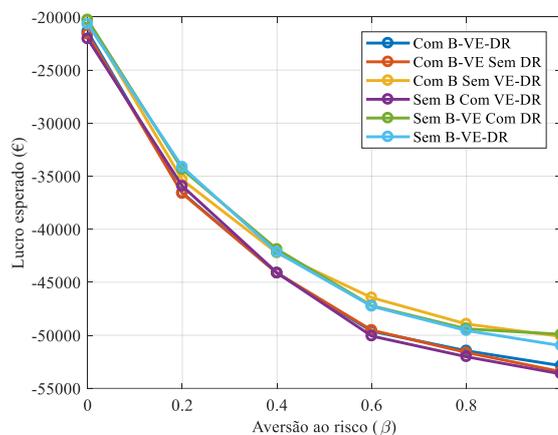


Figura 5.25 – Oferta diária para configurações da microrrede e em função da aversão ao risco.

Na Figura 5.25 é observado que com o aumento do nível de aversão ao risco é verificado o aumento da compra da energia em mercado diário, seja qual for a configuração. Quando  $\beta \rightarrow 0$  as ofertas de todas as configurações são muito próximas. À medida que se aumenta o  $\beta$  é verificado uma divisão em dois grandes grupos de configurações: o grupo das configurações com introdução dos veículos elétricos; o grupo das configurações sem introdução dos veículos elétricos. Assim, é verificado que havendo maior demanda de energia pela introdução de veículos elétricos, as ofertas de compra de energia tendem a ser maiores de modo a satisfazer a procura de energia. Quando  $\beta=0$ , a oferta é de -21 381 kW para a configuração “Com B-VE-DR”, e a oferta é de -20 654 kW para a configuração “Sem B-VE-DR”, uma redução de cerca de 3,4 %. Enquanto quando  $\beta=1$ , a oferta é de -52 866 kW para a configuração “Com B-VE-DR” e a oferta é de -50 978 kW para a configuração “Sem B-VE-DR”, uma redução de cerca de 3,6 %.

O lucro esperado e o CVaR em função dos níveis de demanda são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Lucro esperado e CVaR para níveis de demanda controlável

Nível de demanda controlável (%)	Aversão ao risco ( $\beta$ )	Lucro (€)	CVaR (€)
00	<b><math>\beta = 0</math></b>	<b>387</b>	-
	$\beta = 0,2$	366	-737
05	<b><math>\beta = 0</math></b>	<b>434</b>	-
	$\beta = 0,2$	413	-685
10	<b><math>\beta = 0</math></b>	<b>480</b>	-
	$\beta = 0,2$	458	-639
15	<b><math>\beta = 0</math></b>	<b>524</b>	-
	$\beta = 0,2$	502	-595
20	<b><math>\beta = 0</math></b>	<b>565</b>	-
	$\beta = 0,2$	542	-550
25	<b><math>\beta = 0</math></b>	<b>604</b>	-
	$\beta = 0,2$	582	-514

Na Tabela 5.9 é observado como esperado que quando se verifica o aumento do nível de demanda controlável o lucro aumenta, quer para  $\beta=0$  quer para  $\beta=0,2$ . Por exemplo: para  $\beta=0$  de uma estratégia com 00% de demanda controlável para uma estratégia com 25 % de demanda controlável é verificado um aumento no lucro esperado de mais de 56%; para  $\beta=0,2$  de uma estratégia com 00% de demanda controlável para uma

estratégia com 25 % de demanda controlável é verificado um aumento no lucro esperado de mais de 50 %. Estes resultados demonstram a efetividade da formulação apresentada neste trabalho. Assim, para o agregador quanto maior o nível de demanda controlável melhor é o lucro esperado.

## 5.10. Conclusão de Capítulo

Neste capítulo é analisado o desempenho da microrrede através dos resultados obtidos pelas simulações do sistema de suporte de gestão da microrrede desenvolvido no âmbito desta tese. O nível de incerteza presente na microrrede conduz a um problema de programação estocástica de larga escala, pelo facto, de o conjunto de cenários representativos ter cardinalidade elevada. É então necessário pesquisar qual o número final de cenários a considerar para uma análise no contexto em estudo pretendido para o desempenho da microrrede. O processamento por *Fast Backward Scenario Reduction*, disponível no GAMS/SCENRED, é utilizado para a computação dos tempos de cálculo em função do número de cenários de forma a obter o processamento do sistema de suporte de gestão da microrrede sem grandes requisitos de computação e em tempo útil.

A análise da microrrede é realizada para configurações, quer na sua arquitetura base quer numa arquitetura que considera estratégias de gestão do lado da procura, designadamente a resposta da demanda, ou ainda numa arquitetura que considere a introdução de veículos elétricos. A introdução dos veículos elétricos na gestão da microrrede é realizada de forma ótima e a aplicação da resposta da demanda permite aumentar o lucro do agregador em 53 % quando é possível controlo sobre 25 % da demanda. Mas no que ao perfil de condução diz respeito, a consideração de inflexibilidade por parte dos detentores dos veículos elétricos não é proveitosa, visto que, tem um comportamento de uma carga não controlável.

É concluída a influência do preço de mercado diário na operação da microrrede no que respeita ao valor atingido para o lucro esperado. Em geral e havendo recurso ao controlo de fontes de energia e cargas, quanto maior for o preço de mercado diário, maior é a oferta de venda e menor é a oferta de compra de energia em mercado diário. É concluído pelo uso da métrica *VSS*, que a formulação estocástica para o planeamento ótimo da microrrede é mais favorável que a formulação determinística, na simulação o *VSS* é de 1,88 %. Ainda, é analisado a ponderação do risco na transação de energia em mercado e concluído através de fronteiras de Pareto que o lucro esperado aumenta desde que seja aceite um risco mais elevado.



---

# CAPÍTULO

# 6

---

## **Conclusão**

*Neste capítulo são apresentadas as conclusões sobre o tema da participação de um agregador de uma microrrede em mercado de eletricidade, considerando incerteza e risco. São indicadas as publicações científicas que resultam do trabalho de investigação desenvolvidos. E são indicadas as direções para futuros desenvolvimentos.*



## 6.1. Conclusões

Os avanços tecnológicos a nível das tecnologias de informação e comunicação tendem a acelerar a mudança de paradigma de uma rede elétrica, essencialmente, centralizada, unidirecional, para uma rede descentralizada, bidirecional e mais inteligente. Nesta transição, é esperado que a Internet tenha um papel importante naquilo que já é designada de revolução digital do setor elétrico.

Assim, é esperado que a produção de energia seja baseada em fontes de produção distribuída em detrimento das grandes centrais tradicionais. Nesse sentido, sistemas de pequeno porte, ditas de microfones e sistemas de armazenamento de energia têm um papel relevante no contexto das microrredes. Dentre as microfones, as microfones baseadas em fontes renováveis de energia contribuem para o processo de descarbonização, mitigando as consequências imputados a uso de combustíveis fósseis e especificamente as alterações climáticas. Ainda, é esperado que os consumidores finais tenham maior poder de decisão nas questões sobre a gestão da própria rede, num movimentado já apelidado de democratização da energia.

O trabalho de tese constituiu uma investigação e desenvolvimento de um sistema de gestão de uma rede direcionado no âmbito da linha de políticas dos “três Ds”, i.e, “**D**escentralizar, **D**escarbonizar e **D**emocratizar”, ao apresentar uma gestão próxima dos centros de consumo, que inclui fontes renováveis e que permite uma maior participação de iniciativas inovadoras dos produtores e dos consumidores. A abordagem é realizada numa área específica da rede elétrica dita de microrrede.

Assim, é desenvolvido um sistema de suporte de gestão de uma microrrede para um novo agente de mercado, o agregador da microrrede. Para a concretização do sistema de gestão da microrrede pelo agregador, são realizadas as seguintes tarefas:

- T1. Planeamento da operação de microrredes com recurso a programação estocástica de forma a considerar a incerteza presente na microrrede;
- T2. Modelação da incerteza da produção das microfones e da demanda de eletricidade pela descrição de cenários, considerando informação de dados

históricos. Ainda, é proposta a descrição dos cenários possíveis com recurso a árvore de cenários;

T3. Desenvolvimento e aplicação de métodos de redução de cenários, de forma a reduzir a dimensão do problema e o tempo de cálculo;

T4. Integração de uma medida de risco no problema de programação estocástica desenvolvido;

T5. Modelação das microfones da microrrede, incluindo veículos elétricos com fluxo bidirecional;

T6. Codificação do sistema de suporte de gestão da microrrede.

No âmbito das redes do futuro com sistemas de gestão de energia avançados, o uso eficiente de energia, a comunicação permanente, e a gestão de um grande volume de dados decorrentes do elevado grau de incerteza da microrrede e da participação em ambiente competitivo, as contribuições deste trabalho são:

C1. O desenvolvimento de um sistema de suporte de gestão de energia avançado e sustentável, considerando um conjunto de pré-requisitos fundamentais para a gestão ótima da microrrede em ambiente de mercado: a formulação do problema como um problema de programação estocástica de dois estados de forma a considerar a incerteza; a geração ótima de cenários e subsequente redução de forma a reduzir a dimensão do problema; a aplicação de estratégias de gestão do lado da procura, por exemplo, a resposta da demanda; a consideração de sistemas de armazenamento, possibilitando arbitrariedade; a introdução de veículos elétricos com fluxo de energia bidirecional; e a gestão do risco de participação em mercado de eletricidade.

C2. A redução dos cenários em dois níveis de forma a reduzir o tempo de cálculo de um problema com elevada complexidade matemática e computacional. O conjunto original de cenários determinado pela Estimativa de Densidade de Kernel, é reduzido num primeiro nível pelo método de agrupamento K-means e num segundo nível pelo método *Fast Backward method*.

C3. A apresentação e análise de casos de estudo capazes de descrever o desempenho da microrrede face a incerteza e risco e ao mercado de eletricidade, para cenários possíveis de acontecer na microrrede.

A gestão da microrrede pelo agregador é proposta ser baseada numa gestão centralizada, cabendo ao agregador a modelação e gestão de toda a microrrede e a sua participação em mercado diário de eletricidade. O sistema de suporte de gestão da microrrede é baseado num problema de programação estocástica, reformulado como um problema de programação linear inteira mista.

Na gestão da microrrede, o agregador tem em consideração a incerteza nos preços de mercado diário, nos preços de desequilíbrio, na produção das microfontes renováveis, na demanda de eletricidade e no comportamento dos veículos elétricos. De forma a modelar a incerteza é capturada a curva de densidade de probabilidade de cada parâmetro incerto, através da Estimativa de Densidade de Kernel. A partir desta estimativa são gerados 1 000 cenários para cada parâmetro incerto. Sem a redução de cenários, o número de cenários na arquitetura base da microrrede, sem veículos elétricos, ascende a  $10^{14}$ . Assim, num primeiro nível, o número de cenários de cada parâmetro incerto é reduzido de 1 000 para 10, aplicando a técnica de agrupamento K-means. Consequentemente, a arquitetura base da microrrede inclui 12 000 cenários originais, um número ainda incomportável para a dimensão do problema. Assim, o número de cenários é reduzido para 1000 num segundo nível, aplicando o método de redução de cenários *Fast Backward method* por ser um método eficiente para árvores de cenários de grande dimensão.

Ainda, é realizada a análise do desempenho da microrrede para vários casos de estudo, de forma a analisar o comportamento da microrrede para configurações e situações. Por exemplo, a consideração da resposta da demanda é uma estratégia que permite aumentar o lucro esperado da agregador até 53 % quando é assumido 25 % de demanda controlável. A integração de veículos elétricos é realizada de forma ótima, mas se houver inflexibilidade dos detentores dos veículos elétricos não se traduz em benefício, visto que, esta inflexibilidade corresponde a consumos não controlados pelo agregador. A ponderação do risco através da consideração de níveis de aversão ao risco é uma

modelização relevante que permite ao agregador por simulação decidir sobre o valor condicional em risco que pretende assumir para conduzir a gestão da microrrede.

## 6.2. Lista de Publicações

Quando se adota um tema de investigação original cujos trabalhos têm como objetivo não só contribuir para o desenvolvimento científico e tecnológico da área escolhida, mas também a obtenção de um grau académico pós-graduado, como é o caso deste trabalho, é fundamental, à medida que as tarefas previamente planeadas vão sendo cumpridas, que os resultados sejam publicados periodicamente de modo que a comunidade científica, seja incentivada à discussão e à troca de ideias, tendo como finalidade o avanço científico e tecnológico.

Seguidamente, são indicadas por ordem cronológica as publicações científicas em revistas internacionais, os capítulos em livro e as comunicações científicas em atas de conferências realizadas no âmbito das contribuições deste trabalho.

### 6.2.1. Comunicações Científicas em Revistas Internacionais

R1. Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic coordination of joint wind and photovoltaic systems with energy storage in day-ahead market,” *Energy*, Vol. 124, pp. 310–320, 2017.

R2. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., Pousinho, H.M.I, “Decision making for sustainable aggregation of clean energy in day-ahead market: Uncertainty and risk,” *Renewable Energy*, Vol. 133, pp. 692–702, 2019.

R3. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., Pousinho, H.M.I, “Wind Power with Energy Storage Arbitrage in Day-ahead Market by a Stochastic MILP Approach,” *Logic Journal of IGPL*, Vol. 28, No. 4, pp 570–582, 2020.

R4. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Dust effect impact on PV in an aggregation with wind and thermal powers,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 22, 100359, 2020.

R5. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Comparison between Inflexible and Flexible Charging of Electric Vehicles—A Study from the Perspective of an Aggregator,” *Energies*, Vol. 13, 5443, 2020.

R6. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “A novel microgrid support management system based on stochastic mixed-integer linear programming,” *Energy*, Vol. 223, 120030, 2021.

### 6.2.2. Capítulos em Livro

L1. Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic Optimization for the Daily Joint Operation of Wind/PV and Energy Storage,” *Technological innovation for Smart systems*, Springer, 499, pp. 277–286, abril 2017.

L2. Laia, R., Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Self-scheduling of Wind-Thermal Systems Using a Stochastic MILP Approach,” *Technological innovation for Smart systems*, Springer, 499, pp. 242–450, abril 2017.

L3. Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Optimization of Wind Power Producer Participation in Electricity Markets with Energy Storage in a Way of Energy 4.0,” in: *Proc. of International Joint Conference SOCO'17-CISIS'17-ICUTE'17*, León, Spain, pp. 91-101, September 6–8, 2017.

L4. Gomes, I.L.R, Laia, R., Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Wind-PV-Thermal Power Aggregator in Electricity Market,” *Technological innovation for Resilient Systems*, Springer, 521, pp. 110–110, abril 2018.

L5. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Electric Vehicles Aggregation in Market Environment: A Stochastic Grid-to-Vehicle and Vehicle-to-Grid Management,” *Technological innovation for Industry and Service Systems*, Springer, 553, pp. 343–352, abril 2019.

L6. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “PV System Way of the Future,” *Advances in Renewable Energies and Power Quality, Cambridge Scholars Publishing*, pp. 8–26, abril 2020.

L7. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Scenario Reduction for Stochastic Optimization Applied to Short-Term Trading of PV Power,” *Technological innovation for Life Improvement, Springer, 577*, pp. 246–255, abril 2020.

### 6.2.3. Comunicações Científicas em Atas de Conferências

C1. Gomes, I.L.R, Laia, R., Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Aggregation Platform for Wind-PV-Thermal Technology in Electricity Market,” *Proceedings of 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Amalfi, Italy*, pp. 799–804, June, 2018.

C2. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic Management of Bidirectional Electric Vehicles: The Case of an Electric Vehicles Aggregator,” *Proceedings of 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Genova, Italy, pp. 1–5, June, 2019.

C3. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Aggregation of wind, photovoltaic and thermal power with demand response,” *in: ICRERA 2019 – Proceedings: International Conference On Renewable Energy Research And Applications*, Brasov, Romania, pp. 471–476, novembro 2019.

C4. Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., Gordo, P., Pardal, T.C.D., “Aerostat powered by pv cells: hot-spot effect,” *in: ICRERA 2019 - Proceedings: International Conference On Renewable Energy Research And Applications*, Brasov, Romania, pp. 477–482, novembro 2019.

### 6.3. Direções de Investigação

É possível estabelecer um conjunto de direções de investigação, quer no âmbito da tese, visto que, a mesma não esgota os assuntos nela abordados quer no que concerne a novas perspetivas que a própria tese deixa antever, para futura investigação e desenvolvimento. As direções de investigação identificadas são as seguintes:

D1. A consideração do mercado intradiário, um mercado onde o agregador da microrrede pode renegociar as suas ofertas de compra e de venda transacionadas no mercado diário;

D2. A consideração de mercados auxiliares, designadamente o mercado de reserva;

D3. A consideração da flexibilidade dos detentores dos veículos elétricos, permitindo ao agregador ter maior controlo sobre os veículos elétricos nas horas mais lucrativas;

D4. A consideração do conforto térmico na formulação do problema da gestão da microrrede, ficando o agregador responsável pela gestão das cargas térmicas e elétricas;

D5. A consideração de emissões das microfuentes despacháveis;

D6. A consideração de restrições de transmissão.



**Referências Bibliográficas**

- [Aguiar10] Aguiar, M., “O consumidor e a mudança de paradigma,” 2010. Disponível em: <https://www.ariae.org/file/889/download>.
- [Ahmed19] Ahmed, S., Gondal, T.M., Adil, M., Malik, S.A., Qureshi, R., “A survey on communication technologies in smart grid,” In Proc. 2019 IEEE Grand International Conference and Exposition Asia, pp. 7–12, 2019.
- [Alimkhan19] Alimkhan, A., Makhambayev, A., Ukaegbu, I.A., “The fourth industrial revolution: Towards Energy 4.0 in Kazakhstan,” In Proc. 2019 21<sup>st</sup> International Conference on Advanced Communication (ICACT), February, PeyongChang Kwangwoon\_Do, South Coreia, pp. 527–532, 2019.
- [Arbelaitz13] Arbelaitz, O, Gurrutxaga, I., Muguerza, J., Perez, J.M., Perona, I.N., “An extensive comparative study of cluster validity,” Pattern Recognit, Vol. 46, No. 1, 242–256, 2013.
- [Artzner99] Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J.M., Heath, D., “Coherent measures of risk,” Mathematical Finance, Vol. 9, No. 3, pp. 203–228, 1999.
- [Ayón15] Ayón, X., Usaola, J., "An optimal scheduling for aggregators in smart grids," In Proc. 2015 12<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, 2015, pp. 1–5, 2014.
- [Bagahae18] Bagahae, H.R., Mirsalim, M., Gharehpetian, G.B., Talebi, H.A., “Unbalanced harmonic power sharing and voltage compensation of microgrids using radial basis function neural network-based harmonic power-flow calculations for distributed and decentralised control structures,” IET Generation, Transmission and Distribution Vol. 12, No. 7, pp. 1518–1530, 2018.

- [Basak12] Basak, P., Chowdhury, S., nee Dey, S.H., Chowdhury, S.P., “A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol. 16, No. 8, pp. 5545–5556, 2012.
- [Basso14] Basso, T., “IEEE 1547 and 2030 Standards for distributed energy resources interconnection and interoperability with the electricity grid,” National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [Batista13] Batista, N.C., Melício, R., Matias, J.C.O, Catalão, J.P.S., “Photovoltaic and wind energy systems monitoring and building energy management using ZigBee devices within a smart grid,” *Energy*, Vol. 49, No. 1, pp. 306–315, 2013.
- [Batista14] Batista, N.C., Melício, R., Mendes, V.M.F., “Layered smart grid architecture approach and field tests by ZigBee technology,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 88, pp. 49–59, 2014.
- [Batista17] Batista, N.C., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Services enabler architecture for smart grid and smart living services providers under industry 4.0," *Energy and Buildings*, Vol. 141, pp. 16–27, 2017.
- [Bektas20] Bektas, Z., Kayalica, M.O., Kayakutlu, G., “A hybrid heuristic algorithm for optimal energy scheduling of grid-connected micro grids,” *Energy Syst*, 2020.
- [Birge97] Birge, J.R., Louveaux, F., "Introduction to stochastic programming," in: *Springer Series Oper. Res.*, 1997.
- [Bradley77] Bradley, S.P., Hax, A.C., Magnanti, T.L., “Applied Mathematical Programming,” Addison Wesley, 1997.
- [Calinski74] Calinski, R.B., Harabasz, J, “A dendrite method for cluster analysis,” *Communications in Statistics*, Vol. 3, pp. 1–27, 1974.

- [Carreiro17] Carreiro, A.M., Jorge, H.M., Antunes, C.H., “Energy management systems aggregators: A literature survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 73, pp. 1160–1172, 2017.
- [Carrión06] Carrión, M., Arroyo, J.M., “A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, pp. 1371–1378, 2006.
- [CE16] Comissão Europeia, “Accelerating Clean Energy Innovation.” Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_en\\_act\\_part1\\_v6\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v6_0.pdf). Acedido em 25/05/2020.
- [CE19] Comissão Europeia, “Benchmarking smart metering deployment in the EU-28”. Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28\\_da](https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28_da). Acedido em 25/05/2020.
- [CGE15] Centro de Geofísica de Évora. <http://www.cge.uevora.pt>.
- [Celli05] Celli, G., Pilo, F., Pisano, G., Soma, G.G., “Optimal participation of a microgrid to the energy market with an intelligent EMS,” In *Proc. 7th Int. Power Eng. Conf.*, Vol. 2, pp.663–668, 2004.
- [Cheng18] Cheng, Z., Duan, J., and Chow, M.Y., “To centralize or to distribute: That is the question: A comparison of advanced microgrid management systems,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, Vol. 12, No. 1, pp. 6–24, 2018.
- [Chou19] Chou, J.S., Truong, N.S., “Cloud forecasting system for monitoring and alerting of energy use by home appliances,” *Applied Energy*, Vol. 249, pp. 166–177, 2019.
- [CIGRE15] CIGRE, WG C6.22, “Microgrids 1 Engineering, Economics, & Experience”. Disponível em: <http://www.e->

- [cigre.org/publication/635-microgrids-1-engineering--economics--experience](https://www.cigre.org/publication/635-microgrids-1-engineering--economics--experience). Acedido em: 09/05/2020.
- [Conejo10] Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M., "Decision making under uncertainty in electricity markets," *Int. Series in Oper. Res. & Manage. Science*, Springer, 2010.
- [Costa14] Costa, A., Fichera, A., "A mixed-integer linear programming (MILP) model for the evaluation of a CHP system in the context of hospital structures," *Applied Thermal Engineering*, Vol. 71, pp. 921–929, 2014.
- [Daneshi12] Daneshi, H., Khorashadi-Zadeh, H., "Microgrid energy management system: A study of reliability and economic issues," In Proc. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, pp. 1–5, 2012.
- [Davies79] Davies, D.L., Bouldin, D.W., "A cluster separation measure," *IEEE Transactions on Pattern Analysis Machine Intelligence*, Vol. PAMI-1, No. 2, pp. 224–227, 1979.
- [DGEG19] Direção-Geral de Energia e Geologia, "Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC2030), 2019.
- [Dhaene03] Dhaene, J., Goovaerts, M.J., Kaas, R., "Economic capital allocation derived from risk measures," *North American Actuarial Journal*, Vol. 7, pp. 44–59, 2003.
- [Dey19] Dey, B., Roy, S.K., Bhattacharyya, B., "Solving multi-objective economic dispatch of a renewable integrated microgrid using latest bio-inspired algorithms," *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 22, pp. 55–66, 2019.
- [DN19] Diário de Notícias, "EDP Distribuição investe mais 230 milhões até 2022 em contadores e redes inteligentes." Disponível em: <https://www.dn.pt/edicao-do-dia/12-mai-2019/edp-distribuicao->

- [investe-mais-230-milhoes-ate-2022-em-contadores-e-redes-inteligentes-10887714.html](#). Acedido em 20/05/2020.
- [Domenica07] Domenica, N.D., Mitra, G., Valente, P., Birbilis, G., “Stochastic programming and scenario generation within a simulation framework: an information systems perspective,” *Decision Support Systems*, Vol. 42, No. 4, pp. 2197–2218, 2007.
- [Dupacova03] Dupacova, J., Growe-Kuska, N., Romisch, W., “Scenario reduction in stochastic programming,” *Mathematical Programming* Vol. 95, No. 3, pp. 493–511, 2003.
- [EEonline20] Electric Energy Online, “Energy 4.0, Revolution or Fad?” Disponível em: [www.electricenergyonline.com](http://www.electricenergyonline.com). Acedido em 11/06/2020.
- [Eiselt07] Eiselt, H.A., Sandblom, C.-L., “Linear programming and its applications,” *Springer*, Leipzig, 2007.
- [Erdinc15] Erdinc, O., Paterakis, N.G., Mendes, T.D.P., Bakirtzis, A.G., Catalao, J.P.S., “Smart household operation considering bi-directional EV and ESS utilization by real-time pricing based DR,” *IEEE Transactions Smart Grid*, Vol.6, pp. 1281–1291, 2015.
- [Expresso20] Expresso, “Instalação de contadores inteligentes acelera e cobrirá metade do país no final do ano.” Disponível em: <https://expresso.pt/economia/2020-05-14-Instalacao-de-contadores-inteligentes-acelera-e-cobrir-a-metade-do-pais-no-final-do-ano>. Acedido em 20/05/2020.
- [Farhangi17] Farhangi, H., “Smart Microgrids, Lessons from ampus microgrid design and implementation,” CRC Press Taylor & Francis Group, 2017.
- [Faria11] Faria, L., Silva, A., Ramos, C., Gomez, L., Vale, Z., Marques, A., “Intelligent behavior in a cyber-ambient training system control

- center operators,” In Proc. of 16<sup>th</sup> International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, pp. 1–6, 2011.
- [Faruque14] Faruque, M.A.A., Ahourai, F., “A model-based design of Cyber-Physical Energy Systems,” In Proc. Of 19th Asia and South Pacific Design Automation Conference (ASP-DAC), pp. 97–104, 2014.
- [Feng17] Feng, X., Shekhar, A., Yang, F., Hebner, R.E., Bauer, P., “Comparison of hierarchical control and distributed control for microgrid,” *Electrical Power components and Systems* Vol. 45, No. 10, pp. 1043–1056, 2017.
- [Ferreira89] Ferreira, L.A.F.M., Andersson, T., Imparato, C.F., Miller, T.E., Pang, C.K., Svoboda, A., Vojdani, A.F., “Short-term in multi-area hydrothermal power systems,” In: Proc. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 11, pp. 200–212, 1989.
- [Fosso99] Fosso, O.B., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B., Wangensteen, I., “Generation scheduling in a deregulated system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, pp. 75–80, 1999.
- [Frittelli02] Frittelli, M., Rosazza, GE, “Putting order in risk measures,” *Journal of Banking and Finance*, Vol. 26, pp. 1473–1486, 2002.
- [Garcia-Guarin19] Garcia-Guarin, J., Rodrigues, D., Alvarez, D., Rivera, S., Cortes, C., Guzman, A., Bretas, A., Agüero, J.R., Bretas, N., “Smart Microgrids Operation Considering a Variable Neighborhood Search: The Differential Evolutionary,” *Energies*, Vol. 12:3149, pp. 1–13, 2019.
- [Gomes16] Gomes, I.L.R., *Metodologia de otimização estocástica para coordenação eólico-fotovoltaica*, Tese de mestrado, Universidade de Évora, abril 2016.
- [Gomes17] Gomes, I.L.R., Pousinho, H.M.I., Melicio, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic coordination of joint wind and photovoltaic systems

with energy storage in day-ahead market,” *Energy*, Vol. 124, pp. 310–320, 2017.

- [Gomes17a] Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Optimization of Wind Power Producer Participation in Electricity Markets with Energy Storage in a Way of Energy 4.0,” in: Proc. of International Joint Conference SOCO’17-CISIS’17-ICUTE’17, León, Spain, pp 91-101, September 6-8, 2017.
- [Gomes17b] Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic Optimization for the Daily Joint Operation of Wind/PV and Energy Storage”, *Technological innovation for Smart systems*, Springer, 499, pp. 277–286, abril 2017.
- [Gomes18] Gomes, I.L.R, Laia, R., Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Wind-PV-Thermal Power Aggregator in Electricity Market,” *Technological innovation for Resilient Systems*, Springer, 521, pp. 110–110, abril 2018.
- [Gomes18a] Gomes, I.L.R, Laia, R., Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Aggregation Platform for Wind-PV-Thermal Technology in Electricity Market”, *Proceedings of 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Amalfi, Italy, pp 799-804, June, 2018.
- [Gomes19] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., Gordo, P., Pardal, T.C.D., “Aerostat powered by pv cells: hot-spot effect,” in: *ICRERA 2019 - Proceedings: International Conference On Renewable Energy Research And Applications*, Brasov, Romania, pp. 477-482, novembro 2019.
- [Gomes19a] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Electric Vehicles Aggregation in Market Environment: A Stochastic Grid-to-Vehicle and Vehicle-to-Grid Management”, *Technological innovation for*

Industry and Service Systems, Springer, 553, pp. 343–352, abril 2019.

- [Gomes19b] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic Management of Bidirectional Electric Vehicles: The Case of an Electric Vehicles Aggregator,” Proceedings of 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Genova, Italy, pp 1-5, June, 2019.
- [Gomes19c] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Aggregation of wind, photovoltaic and thermal power with demand response,” in: ICRERA 2019 - Proceedings: International Conference On Renewable Energy Research And Applications, Brasov, Romania, pp. 471-476, novembro 2019.
- [Gomes19d] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., Pousinho, H.M.I, “Decision making for sustainable aggregation of clean energy in day-ahead market: Uncertainty and risk”, Renewable Energy, Vol. 133, pp 692–702, 2019.
- [Gomes20] Gomes, I.L.R., Melicio, R., Mendes, V.M.F., “PV System Way of the Future”, Advances in Renewable Energies and Power Quality, Cambridge Scholars Publishing, abril 2020.
- [Gomes20a] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Dust effect impact on PV in an aggregation with wind and thermal powers,” Sustainable Energy, Grids and Networks, Vol. 22, 100359, 2020.
- [Gomes20b] Gomes, I.L.R, Melício, R., Mendes, V.M.F., Pousinho, H.M.I, “Wind Power with Energy Storage Arbitrage in Day-ahead Market by a Stochastic MILP Approach,” Logic Journal of IGPL, Vol. 28, No., 4, pp 570-582, 2020.

- [Gomes20c] Gomes, I.L.R., Melicio, R., Mendes, V.M.F., “Scenario reduction for stochastic optimization applied to short-term trading of PV power,” *Technological Innovation for Life Improvement*, Springer, pp. 246–255, 2020.
- [Gomes20d] Gomes, I.L.R., Melicio, R., Mendes, V.M.F., “Comparison between Inflexible and Flexible Charging of Electric Vehicles—A Study from the Perspective of an Aggregator,” *Energies*, Vol. 13, 5443, 2020.
- [Gomes21] Gomes, I.L.R., Melicio, R., Mendes, V.M.F., “Microgrid Aggregator Facing Uncertainty and Risk and Electricity,” *Energy*, 2021. (Em revisão).
- [González08] García-González, J., Muela, R.M.R., Santos, L.M., González, A.M. "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 460–468, maio 2008.
- [Govindan17] Govindan, K., Fattahi, M., Keyvanshokoo, E., “Supply chain network design under uncertainty: a comprehensive review and future research directions,” *European Journal of Operational Research*, Vol. 263, pp. 108–141, 2017.
- [Green16] Green, M., “Community power,” *Nature Energy* 1:16014, 2016.
- [GuidehouseInsights19] Guidehouse Insights, “Microgrid Overview,” 2019. Disponível em: <https://guidehouseinsights.com/>.
- [GuidehouseInsights20] Guidehouse Insights, “Microgrid Deployment Tracker 1Q20,” 2020. Disponível em: <https://guidehouseinsights.com/>.
- [Guerrero11] Guerrero, J.M., Vasquez, J.C., Matas, J., Vicuna, L.G., Castilla, M., “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization,” *IEEE*

- Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, No. 1, pp. 158–172.
- [Gunduz20] Gunduz, M.Z., Das, R., “Cyber-security on smart grid: threats and potential solutions,” *Computer Networks*, Vol. 169, pp. 1–14, 2020.
- [Harmon15] Harmon, R.R., Corno, F., Castro-Leon, E.G., “Smart Systems,” *IT Professional*, Vol. 17, No. 6, pp. 14–17, 2014.
- [Hastie09] Hastie, T., Tibshirani, R., Jerome, F., “The elements of statistical learning: Data mining, inference and prediction,” Second ed, Springer New York, USA, 2009.
- [Hatziargyriou05] Hatziargyriou, N.D., Dimeas, A., Tsikalakis, A.G., Lopes, J.A.P., Karniotakis, G., Oyarzabal, J., "Management of microgrids in market environment," 2005 International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, , pp. 1–7, 2005.
- [Hatziargyriou14] Hatziargyriou, N., “Microgrids: Architectures and Control,” Wiley-IEEE Press, 2014.
- [Hawkes09] Hawkes, A.D., Leach, M.A., “Modelling high level system design and unit commitment for a microgrid,” *Applied Energy*, Vol. 86, No. (7–8), pp.1253–1265, 2009.
- [He19] He, L., Jiang, Y., Pang, C., Bao, T., “Optimal operation of combined heat and power micro-grid based on integrated demand response,” In Proc. 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference iSPEC, pp. 201–206, 2019.
- [Heitsch03] Heitsch, H., Romisch, W., “Scenario reduction algorithms in stochastic programming,” *Computational Optimization and Applications*, Vol. 24, No. 2-3, pp. 187–206, 2003.

- [Heitsch09] Heitsch, H., Romisch, W., “Scenario tree reduction for multistage stochastic programs,” *Computational Management Science*, Vol. 6, pp. 117–133, 2009.
- [Heredia18] Heredia, F.-J., Cuadrado, M.D., Corchero, C., “On optimal participation in the electricity markets of wind power plants with battery energy storage systems,” *Computers and Operations Research*, Vol. 96, pp. 316-329, 2018.
- [Hirsch18] Hirsch, A., Parag, Y., Guerrero, J., “Microgrids: a review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 90, pp. 402 – 411, 2018.
- [IEA18] International Energy Agency, “World Energy Investment,” 2018.
- [IEA18a] International Energy Agency, “Global EV Outlook,” 2018.
- [IEEE18] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” in *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)* , Vol., No., pp.1–138, 6 April 2018.
- [IEA19] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2019,” 2019.
- [Isa18] Isa, N.M., Wei, T.C., Yatim, A.H.M, “Energy management system employing harmony search algorithm for hybrid cogeneration,” in *Proc. 5<sup>th</sup> IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT2018)*, Kuala Lumpur, Malaysia, 5–6 setembro, 2018.
- [Jaramillo16] Jaramillo, L.B., Weidlich, “Optimal microgrid scheduling with peak load reduction involving an electrolyzer and flexible loads,” *Applied Energy*, Vol. 169, pp. 857–865, 2016.
- [Jianhui17] Jianhui, W., Yang, S., Ying, J., Wenzhoung, G., Wenbo, S., “Stochastic energy scheduling in microgrids considering

- uncertainties of renewable energy and stochastic load,” In Proc. 2017 International Conference on Smart Grid and Electrical Automation (ICSGEA), Changsha, pp. 179–183, 2017.
- [Jiayi08] Jiyayi, H., Chuanwen, J., Rong, X., “A review on distributed energy resources and microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, No. 9, 2008.
- [Jin14] Jin, J., Gubbi, J., Marusic, S., Palaniswami, M., “An information framework for creating a smart city through internet of things,” *IEEE Internet of Things Journal*, Vol. 1, No. 2, pp.112–121, 2014.
- [Jirdehi17] Jirdehi, M.A., Tabar, V.S., Hemmati, R., Siano, P., “Multi objective stochastic microgrid scheduling incorporating dynamic voltage restorer,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 93, pp. 316–327, 20217.
- [Johan19] Johan, W.E., Steven, G.W., Ramtin, H., “Third eGrid workshop maps the grid of the future: Attendees engage to examine the role of power electronic applications in modern electric power systems,” *IEEE Power Electronics Magazine*, Vol. 6, No. 1, pp. 48–55, 2019.
- [Khan19] Khan, M.W., Wang, J., Ma, M., Xiong, L., Li, P., Wu. F., “Optimal management and control aspects of distributed microgrid using multi-agent systems. *Sustainable Cities and Societies*, Vol. 44, pp. 855–870.
- [Kall95] Kall, P., Wallace, S.W., “Stochastic programming,” John Wiley & Sons, 1<sup>st</sup> edition, 1995.
- [Kanungo02] Kanungo, T., Mount, D.M., Netanyahu, N.S., “An efficient k-means clustering algorithm: Analysis and implementation,” *IEEE Transactions on Pattern Analysis Machine Intelligence*,” Vol. 24, pp. 881–892, 2002.
- [Katiraei08] Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., Dimeas A., “Microgrid management,” *IEEE Power and Energy Management*, Vol. 6, No. 3, pp. 54–64.

- [Kim12] Kim, K.H., Rhee, S.B., Song, K.B., Lee, K.Y., “An efficient operation of a micro grid using heuristic optimization techniques: Harmony search algorithm, PSO, and GA,” In Proc. IEEE Power Energy Soc. General Meeting, pp. 1–6, 2012.
- [Kotut16] Kotut, L., Wahsheh, L.A., “Survey of cyber security challenges and solutions in smart grids,” In. Proc. 2016 Cybersecurity Symposium (CYBERSEC), pp. 32–37, 2016.
- [Krokhmal02] Krokhmal, P., Palmquist, J., Uryasev, S., "Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints," The Journal of Risk, Vol. 4, No. 2, pp. 11–27, 2002.
- [Laia16] Laia, R., *Incerteza e risco em coordenação térmica-eólica por metodologia estocástica*, Tese de Doutoramento, Universidade de Évora, Portugal, fevereiro de 2017.
- [Laia16a] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., “Bidding strategy of wind-thermal energy producers,” Renewable Energy, Vol. 99, pp. 673–681, 2016.
- [Lasseter02] Lasseter, R., Akhil, A., Mamay, C., Stephens, J., Dagle, J., Guttromson, R., Meliopoulos, A., Yinger, R., Eto, J., “White paper on integration of distributed energy resources. “The CERTS MicroGrid Concept,” Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), CA, 2002.
- [Lasseter07] Lasseter, R., “Microgrids and distributed generation,” Journal of Energy Engineering Vol. 133, No. 3, pp. 144–149, 2007.
- [Lee16] Lee, E.A., Seshia, S.A., “Introduction to embedded systems: a cyber-physical systems approach,” 2<sup>a</sup> edition, 2016.
- [Li05] Li, T., Shahidehpour, M., “Price-based unit commitment: a case of lagrangian relaxation versus mixed integer programming,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, pp. 2015–2025, 2005.

- [Li15] Li, H., Zang, C., Zeng, P., Yu, H., Li, Z., “A genetic algorithm-based hybrid optimization approach for microgrid energy management,” In Proc. The 5<sup>th</sup> Annual IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems, Shenyang, China, pp. 1474–1478, 2014.
- [Li18] Li, Z., Xu, Y., “Optimal coordinated energy dispatch of a multi-energy microgrid in grid-connected and islanded modes,” *Applied Energy*, Vol. 210, pp. 974–986, 2018.
- [Li19] Li, S., Zhou, X., Guo, Q., “Research on microgrid optimization based on simulated annealing particle swarm optimization,” *ICAEER 2019 - E3S Web of Conferences*, Vol. 118:01038, pp. 1–8, 2019.
- [Liang14] Liang, H., Zhuang, W., “Stochastic modeling and optimization in a microgrid: a survey,” *Energies*, Vol. 7, pp. 2027–2050, 2014.
- [Lidula11] Lidula, N.W.A., Rajapakse, A.D., “Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol. 15, No. 1, pp. 186–202, 2011.
- [Liu18] Liu, W., Liu, C., Lin, Y., Ma, L., Bai, K., Wu, Y., “Optimal Scheduling of residential microgrids considering virtual energy storage system,” *Energies*, Vol. 11, No. 4, pp. 1–23, 2018.
- [Liu19] Liu, Y., Wu, L., Li, J., “Peer-to-peer (p2p) electricity trading in distribution systems of the future,” *The Electricity Journal*, Vol. 32, pp. 2–6, 2019.
- [Logenthiran09] Logenthiran, T., Srinivasan, D., “Short term generation scheduling of a microgrid,” In Proc. IEEE Region 10 Conf. (TENCON), pp. 1–6, 2009.
- [Lopes07] Lopes, J.A.P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N., “Integrating distributed generation into electric power systems:

- a review of drivers, challenges and opportunities,” *Electric Power systems Research*, Vol. 77, pp. 1189–1203, 2007.
- [Lu15] Lu, Y., Wang, S., Sun, Y., Yan, C., “Optimal scheduling of buildings with energy generation and thermal energy storage under dynamic electricity pricing using mixed-integer nonlinear programming,” *Applied Energy*, Vol. 147, pp. 49–58, 2014.
- [Luna17] Luna, A.C., Diaz, N.L., Graells, M., Vasquez, J.C., Guerrero, J.M., “Mixed-integer linear programming based energy management system for hybrid PV-Wind-Battery microgrids: modeling, design, and experimental verification,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 32, No. 4, pp. 2769–2783.
- [MacQueen67] MacQueen, J., “Some methods for classification and analysis of multivariate observations,” In: *Proc. of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability 1*, pp. 281–297, 1967.
- [Mariam13] Mariam, L., Basu, M., Conlon, M.F., “A review of existing microgrid architectures,” *Journal of Engineering* 2013, pp. 1 – 8, 2013.
- [Mariam16] Mariam, L., Basu, M., Conlon, M.F., “Microgrid, Architecture, policy and future trends” *Renewable Energy and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 64, pp. 477 – 489, 2016.
- [Marinescu10] Marinescu, C., Deaconu, A., Ciuera, E., Marinescu, D., “From microgrids to smart grids: modelling and simulating using graphs. Part I active power flow,” *12th International Conference on Optimization if Electrical and Electronic Equipment – OPTIM 2010*, 2010.
- [Marino18] Marino, C., Quddus, M.A., Marufuzzaman, M., Cowan, M., Bednar, A.E., “A chance-constrained two-stage stochastic programming model for reliable microgrid operations under power

- demand uncertainty,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 13, pp. 66–77, 2018.
- [Markowitz52] Markowitz, H., “Portfolio selection,” *The Journal of Finance*, Vol. 7, No. 1, pp. 77–91, 1952.
- [Martinez16] Martinez, W.L., Martinez, A.R., “Computational statistics handbook with matlab,” 3<sup>rd</sup> edition, CRC Press, 2016.
- [Melício10] Melício, R., Modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, fevereiro 2010.
- [Mendes94] Mendes, V.M.F., *Planeamento da gestão de curto prazo dos recursos produtores de um sistema de energia eléctrica no contexto da operação*, Tese de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, fevereiro 1994.
- [Meng16] Meng, L., Dragicevic, T., Roldan, -P.J., Vasquez, J.C., Guerrero, J.M., “Modeling and sensitivity study of consensus algorithm-based distributed hierarchical control for DC microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grids*, Vol. 7, No. 3, pp. 1504–1514.
- [Meng16a] Meng, L., Sanseveino, E.R., Luna, A., Dragicevic, T., Vasquez, J.C., Guerrero, J.M., “Microgrid supervisory controllers and energy management systems: a literature review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60, pp. 1263-1273.
- [Mesaric15] Mesaric, P., Krajcar, S., “Home demand side management integrated with electric vehicles and renewable energy sources,” *Energy and Building*, Vol. 108, pp. 1–9, 2015.
- [Meucci05] Meucci, A., "Risk and asset allocation," *Springer Finance*, 1st edition, 2005.

- [Ming14] Ming, Z., Kun, Z., Liang, W., “Study on unit commitment problem considering wind power and pumped hydro energy storage,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 63, pp. 91–96, 2014.
- [Misra18] Misra, S., Bera, S., “A smart grid technology a cloud computing and data management approach,” *Cambridge University Press*, 2018.
- [Moghaddam11] Moghaddam, A.A., Seifi, A., Niknam, T., Pahlavani, M.R.A., “Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source,” *Energy*, Vol. 36, No. 11, pp. 6490–6507, 2011.
- [Molina17] Molina, -S.M., Ros, M., Ruiz, M.D., Gomez, -R.J., Martin, -B.M.J, “Data science for building energy management: a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 70, pp. 598–609, 2017.
- [Moradi14] Moradi, M.H., Eskandari, M., Showkati, H., A hybrid method for simultaneous optimization of DG capacity and operational strategy in microgrids utilizing renewable energy resources,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 56, pp. 241–258, 2014.
- [Morales14] Morales, J.M., Conejo, A.J., Madsen, H., Pinson, P., Zugno, M., “Integrating renewables in electricity markets: operational problems,” Springer, New York, 2014.
- [Moreno-Munoz19] Moreno-Munoz, A., “Special Issue “Nanogrids, Microgrids, and the Internet of Things (IoT): Towards the Digital Energy Network,” *Energies*, Vol.12, No. 20:3878, pp. 1–3.
- [Narayan17] Narayan, A., Ponnambalam, K., “Risk-averse stochastic programming approach for microgrid planning under uncertainty,” *Renewable Energy*, Vol. 101, pp. 399–408, 2017.

- [Nguyen15] Nguyen, D.T., Le, L.B., “Risk-constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 6, No. 1, pp. 135–146, 2015.
- [Niknam12] Niknam, T., Golestaneh, F., Malekpour, “Probabilistic energy and operation management of a microgrid containing wind/photovoltaic/fuel cell generation and energy storage devices based on point estimate method and self-adaptive gravitational search algorithm,” *Energy*, Vol. 43, pp. 427–437, 2012.
- [Olivares14] Olivares, D.E., et. al, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 4, pp. 1905–1919.
- [OMIE14] OMIE, “Relatório de Gestão.” 2014.
- [Palizban15] Palizban, O., Kauhaniemi, K., “Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: island and grid-connected mode,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 44, pp. 797–813.
- [Parhizi15] Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., Bahramirad, S., “State of the art in the research on microgrids: a review,” *IEEE Access* Vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [Parikh10] Parikh, P.P., Kanabar, M.G., Sidhu, T.S., “Opportunities and challenges of wireless communication technologies for smart grid application,” In *Proc. IEEE PES General Meeting*, Providence, RI, pp. 1–7, 2010.
- [Parzen62] Parzen, E., “On estimation of a probability density function and mode,” *Annals of Mathematical Statistics*, Vol. 33, pp. 1065–1076, 1962.
- [Pasaoglu12] Pasaoglu G., Fiorello D., Martino A., Scarcella G., Alemanno A., Zubaryeva A., Thiel C., “Driving and parking patterns of European

- car drivers – a mobility survey,” Joint Research Centre, European Commission, European Union, 2012.
- [Pau18] Pau, M., Patti, E., Barbierato, L., Estebansari, A., Pons, E., Ponci, F., Monti, A., “A cloud-based smart metering infrastructure for distribution grid services and automation,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 15, pp.14–25, 2018.
- [Pérez-Guzmán17] Pérez-Guzmán, R.E., Sllagueiro-Sicilia, Y., Rivera, M., “Communication systems and security issues in smart microgrids,” In. Proc. 2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC), pp. 1–6, 2017.
- [Pesin17] Michael, P., “U.S. Department of Energy Electricity Grid Research and Development,” in: American Council of Engineering Companies Environment and Energy Committee – Winter meeting, 9 February, 2017.
- [Peyghami19] Peyghami, S., Davari, P., Fotuhi-Firuzabad, M., Blaabjerg, F., “Standard test systems for modern power system analysis,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, Vol. 13, No. 4, pp. 86-105, 2019.
- [Pousinho12] Pousinho, H., *Optimização da exploração de curto prazo e das ofertas em mercado para um sistema electroprodutor considerando incerteza e risco*, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, maio 2012.
- [Pozo14] Pozo, D., Contreras, J., Sauma, E.E., “Unit commitment with ideal and generic energy storage units,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 6, 2014.
- [Pudjianto11] Pudjianto, D., Mancarella, P., Gan, C.H., Strbac, G., “Closed loop price signal based market operation within microgrids,” *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 21, pp. 1310–1326, 2011.

- [Raut16] Raut, M.M., Sable, R.R., Toraskar, S.R., “Internet of things (IoT) based smart grid,” *International Journal of Engineering Trends and Technology*, Vol. 34, No. 1, pp. 15–20, 2016.
- [REN15] Rede Energéticas Nacionais. Disponível em: [www.ren.pt](http://www.ren.pt). Acedido em 12/12/15.
- [REE15] Rede Elétrica de España. Disponível em: <https://www.esios.ree.es/es>. Acedido em 12/12/15.
- [REE16] Red Elétrica de España. “EL Sistema Electrico Español 2016”. 2016.
- [REN20] Redes Energéticas Nacionais. “Produção renovável abastece 51% do consumo em 2019”. Disponível em: [https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao\\_renovavel\\_abastece\\_51\\_do\\_consumo\\_em\\_2019\\_2](https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao_renovavel_abastece_51_do_consumo_em_2019_2). Acedido em 10/02/2020.
- [Rockafellar02] Rockafellar, R.T., Uryasev, S., "Conditional value-at-risk for general loss distributions," *J. Banking & Finance*, Vol. 26, No. 7, pp. 1443–1471, jul. 2002.
- [Rockafellar07] Rockafellar, R. T., "Coherent approaches to risk in optimization under uncertainty. Tutorials in operations research, or tools and applications: glimpses of future technologies," *INFORMS*, 2007.
- [Rosenblatt56] Rosenblatt, M., “Remarks on some nonparametric of a density function,” *Annals of Mathematical Statistics* 27, pp. 832–837, 1956.
- [Rosenthal07] Rosenthal, R.E., “GAMS, a user’s guide”. *GAMS Development Corporation*, 2007.

- [Rousseeuw87] Rousseeuw, P.J., “Silhouettes: a graphical aid to the interpretation and validation of cluster analysis,” *Journal of Computational and Applied Mathematics*, Vol. 20, pp. 53–65, 1987.
- [Ruszczynski03] Ruszczynski, A., Shapiro, A., “Stochastic programming,” Elsevier, 2003.
- [Saber12] Saber, A.Y., Venayagamoorthy, G.K., “Resource scheduling under uncertainty in a smart grid with renewables and plug-in vehicles,” *IEEE Systems Journal*, Vol. 6, No. 1, pp. 103–109, 2012.
- [Saitta08] Saitta, S., Raphael, B., Smith, I.F.C, “A comprehensive validity index for clustering,” *Intelligent Data Analysis*, Vol. 12, No. 6, pp. 529–548, 2008.
- [Salam07] Salam, S., “Unit commitment solution methods,” In *Proc. World Academy of Science, Engineering and Technology* 11, pp. 320–325, 2007.
- [Sarker16] Sarker M.R., Dvorkin Y., Ortega M.A.-V., “Optimal participation of an electric vehicle aggregator in day-ahead energy and reserve markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No.5, pp. 3506–3515, 2016.
- [Schrijver99] Schrijver, A., “Theory of linear and integer programming,” in: *John Wiley & Sons*, 1999.
- [Seixas14] Seixas, M., Melício, R., Mendes, V.M.F, “Fifth harmonic and sag impacto on PMSG wind turbines with a balancing new strategy for capacitor voltages,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 79, pp. 721–730, 2014

- [Sen99] Sen, S., Higle, J. L., “An introductory tutorial on stochastic linear programming models”, *Interfaces*, Vol. 29, No. 2, pp. 1–139, abril 1999.
- [Senjyu07] Senjyu, T., Miyagi, T., Yousuf, S.A., Urasaki, N., Funabashi, T., “A technique for unit commitment with energy storage system”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 29, pp. 91–98, 2007.
- [Shahidehpour02] Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z., “Market overview in electric power systems,” in *Market Operations in Electric Power Systems*, New York: Wiley & Sons Ltd. 2002.
- [Soares18] Soares, J., Lezama, F., Canizes, B., Ali Fotouhi Ghazvini, M., Vale, Z., Pinto, T., "Day-Ahead Stochastic Scheduling Model Considering Market Transactions in Smart Grids," In Proc. 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, , pp. 1–6, 2018.
- [Soroudi17] Soroudi, A., “Power system optimization modeling in GAMS,” Springer, 2017.
- [Stadler16] Stadler, M., Cardoso, G., Mashayekh, S., Forget, T., DeForest, N., Agarwal, A., Schonbein, A., “Value streams in microgrids: A literature review,” *Applied Energy* Vol. 162, pp. 980–989, 2016.
- [Satuyeva19] Satuyeva, B., Sauranbayev, C., Ukaegbu, A.I., Nunna, H.S.V.S.K., “Energy 4.0: Towards IoT applications in Kazakhstan,” *Procedia Computer Science* Vol. 151, pp. 909–915, 2019.
- [Shen16] Shen, J., Jiang, C., Liu, Y., Wang, A.X., “A microgrid energy management system and risk management under electricity market environment,” *IEEE Access*, Vol. 4, pp. 2349–2356, 2016.
- [Shi14] Shi, L., Luo, Y., Tu, G.Y., “Bidding strategy of microgrid with consideration of uncertainty for participating in power market,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 59, pp. 1–13, 2014.

- [Sisinni18] Sisinni, E., Saifullah, A., Han, S., Jennehag, U., Gidlund, M., “Industrial internet of things: challenges, opportunities, and directions,” *IEEE Transactions of Industrial Informatics*, Vol. 14, No. 11, pp. 4724–4734, 2018.
- [Sumper19] Sumper, A., “Micro and local power markets,” John Wiley & Sons Ltd, 2019.
- [Sun19] Sun, L., Zhao, S., Ma, C., Chen, N., Yao, T., “Economic optimal dispatch of grid-connected microgrid based on improved genetic algorithm,” *J. Phys.: Conf. Series*. 1304 012010, pp. 1–7, 2019.
- [Talari17] Talari, S., Shafie-Khah, M., Haghifam, M.R., Yazdaninejad, M., Catalão, J.P.S., "Short-term scheduling of microgrids in the presence of demand response," In *Proc. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Torino, pp. 1–6, 2017.
- [Tan13] Tan, S., Xu, J.X., Panda, S.K., “Optimization of distribution network incorporating distributed generators: An integrated approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 3, pp. 2421–2432. 2013.
- [Topaloglou04] Topaloglou, N., "A stochastic programming framework for international portfolio management," Universidade do Chipre, 2004.
- [Ton12] Ton, D.T, Smith, M.A., “The US Department of energy’s microgrid initiative,” *The Electrical Journal*, Vol. 25, No. 8, pp. 84–94, 2012.
- [Ton17] Ton, D., Reilly, J., “Microgrid controller initiatives: an overview of R&D by the U.S. Department of Energy,” *IEEE Power Energy Magazine* Vol. 15, No. 4, pp. 24–31, 2017.

- [UE17] União Europeia, “Parecer do Comité Económico e Social Europeu sobre «Energia de “prossumidores” e cooperativas de energia: oportunidades e desafios nos países da UE».” Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016IE1190&from=PT>. Acedido em 27/05/2020.
- [Ustun11] Ustun, T.S., Ozansoy, C., Zayegh, A., “Recent developments in microgrids and exampl cases around the world – a review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 15, pp. 4030–4041, 2011.
- [Vahedi10] Vahedi H., Noroozian, R., Hosseini S.H., "Optimal management of MicroGrid using differential evolution approach," In Proc. 2010 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, pp. 1–6, 2010.
- [Viegas16] Viegas, J.L., Vieira, S.M., Melício, R., Mendes, V.M.F., Sousa, J.M.C., “Classification of new electricity consumers based on surveys and smart metering data,” Energy, Vol. 107, pp. 804–817.
- [Wagstaff01] Wagstaff, K., Cardie, C., Rogers, C., et al., “Constrained k-means clustering with background knowledge,” In Proc. of the 18<sup>th</sup> International Conference on Machine Learning, pp. 577–584, 2001.
- [Wang15] Wang, Z., Chen, B., Wang, J., Begovic, M.M., Chen, C., "Coordinated Energy Management of Networked Microgrids in Distribution Systems," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, No. 1, pp. 45–53, 2014.
- [Wood96] Wood, A.J., Wellenber, B.F., “Power Generation, operation, and control,” 2<sup>nd</sup> edition, New York, Wiley, 1996.

- [Yamashita20] Yamashita, D.Y., Vechiu, I., Gaubert, J.-P., “A review of hierarchical control for building microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 118, pp. 1–18, 2020.
- [Yang12] Yang, Y., Pei, W., Qi, Z., “Optimal sizing of renewable energy and CHP hybrid energy microgrid system,” In *Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, pp. 1–5, 2012.
- [Zakariazadeh14] Zakariazadeh, A., Jadid, S., Siano, P., “Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 63, pp. 523–533, 2014.
- [Zhang16] Zhang, J., Wu, Y., Guo, Y., Wang, B., Wang, H., Liu, H., “A hybrid harmony search algorithm with differential evolution for day-ahead scheduling problem of a microgrid with consideration of power flow constraints,” *Applied Energy*, Vol. 183, pp. 791–804, 2016.
- [Zhu90] Zhu, J.Z., “Power system optimal operation,” *Tutorial of Chong University*, 1990.



## Anexo 1 – Índices de Validação de um Método de Agrupamento

O número de grupos a implementar na metodologia do K-means tem de ser avaliado de forma adequada ao objetivo de obter uma redução que em conformidade com o pretendido seja fiel. Para esta avaliação são utilizadas técnicas designadas de índices de validação de um método de agrupamento (*clustering validity index*, CVI) [Arbelaitz13].

As técnicas CVI recorridas neste trabalho têm como função avaliar a qualidade do agrupamento em termos da maximização das distâncias inter-grupos e a minimização das distâncias intra-grupos. Como descrito em 4.9.3.1, um método de agrupamento consiste numa partição de  $X$  em  $K$  subconjuntos disjuntos, os  $K$  grupos, i.e.,  $S_1 \cup S_2 \cup \dots \cup S_K = X$ ,  $S_k \cap S_l = \emptyset$ ,  $k, l = 1, 2, \dots, K$ ,  $k \neq l$ . O índice  $I_{DB}$  de Davies-Bouldin (DB) [Davies79] identifica grupos que são compactos e que estão devidamente separados. O índice  $I_{DB}$  estima uma coesão baseada na distância entre os elementos de um grupo e o centróide e na separação estimada pela distância entre centróides.

O índice  $I_{DB}$  é dado por [Viegas16]:

$$I_{DB}(S) = \frac{1}{K} \sum_{S_k \in S} \max_{S_l \in S \setminus S_k} \left\{ \frac{F(S_k) + F(S_l)}{\text{dist}(c_k, c_l)} \right\} \quad (1.1)$$

Em (1.1)  $\text{dist}(c_k, c_l)$  é a distância entre os centróides  $c_k$  e  $c_l$  para os grupos  $S_k$  e  $S_l$ , e  $F(S_k)$  a distância média entre os pontos  $x_i$  e o centróide  $c_k$  do grupo  $S_k$ , sendo dado por:

$$F(S_k) = \frac{1}{|S_k|} \sum_{x_i \in S_k} \text{dist}(x_i, c_k) \quad (1.2)$$

O índice  $I_{DB}$  é tanto melhor quanto menor for as distâncias médias entre os pontos e os respetivos centróides e quanto maior for a distância entre os centróides. Pelo que, um índice mais baixo significa uma melhor avaliação para a qualidade do agrupamento, visto que, implica que ocorrem mais baixas medidas de dispersão intra-grupo ou maiores distâncias inter-grupos.

O índice Silhouette (Sil) [Rousseeuw87] é um índice normalizado e estima a coesão baseada na distância entre todos os elementos de um mesmo grupo e a separação é baseada nas distâncias para o elemento mais próximo.

O índice  $I_{Sil}$  é dado por [Viegas16]:

$$I_{Sil}(S) = \frac{1}{N} \sum_{S_k \in S} \sum_{x_i \in S_k} \frac{b(x_i, S_k) - a(x_i, S_k)}{\max\{a(x_i, S_k), b(x_i, S_k)\}} \quad (1.3)$$

Em (1.3)  $a(x_i, S_k)$  é a distância média do elemento  $x_i$  a todos os restantes elementos do grupo  $S_k$  e  $b(x_i, S_k)$  é a distância mínima do elemento  $x_i$  a todos os restantes elementos que não pertencem ao respetivo grupo  $S_k$ . Os parâmetros  $a(x_i, S_k)$  e  $b(x_i, S_k)$  são dados por:

$$a(x_i, S_k) = \frac{1}{|S_k|} \sum_{x_j \in S_k} dist(x_i, x_j) \quad (1.4)$$

$$b(x_i, S_k) = \min_{S_l \in S \setminus S_k} \left\{ \frac{1}{|S_l|} \sum_{x_j \in S_l} dist(x_i, x_j) \right\} \quad (1.5)$$

O índice  $I_{Sil}$  é calculado primeiramente para cada elemento. O  $I_{Sil}$  de todos os grupos, i.e., o  $I_{Sil}$  final, é a média dos  $I_{Sil}$  dos grupos. Quanto maior o valor do índice melhor.

O índice Calinski-Harabasz  $I_{CH}$  [Calinski74] é baseado no rácio da matriz de dispersão entre grupos (MDEG), i.e., o total das distâncias ao quadrado entre cada centróide dos grupos ao centróide de todos os elementos, e a matriz de dispersão dentro dos grupos (MDDG), i.e., o total das distâncias ao quadrado entre cada elemento e o centróide do grupo.

O índice  $I_{CH}$  é dado por [Saitta08]:

$$I_{CH}(S) = \frac{MDEG}{k-1} \cdot \frac{n-k}{MDDG} \quad (1.6)$$

Em (1.6)  $n$  é o número total de pontos e  $k$  o número de grupos. Os parâmetros  $MDEG$  e  $MDDG$  são dados por:

$$MDEG = \sum_{S_k \in \mathcal{S}} |S_k| \text{dist}(c_k, c_{tot})^2 \quad (1.7)$$

$$MDDG = \sum_{S_k \in \mathcal{S}} \sum_{x_i \in S_k} \text{dist}(x_i, c_k)^2 \quad (1.8)$$

Em (1.7)  $c_k$  é o centróide do grupo  $S_k$  e  $c_{tot}$  o centróide de todos os elementos. Em (1.8)  $x_i$  é um elemento do grupo  $S_k$ . Para a obtenção de grupos compactos e separados, o  $MDEG$  é maximizado e o  $MDDG$  é minimizado. Consequentemente, o valor máximo para o índice  $I_{CH}$  indica a melhor divisão do conjunto de dados.

## Anexo 2 –Determinação do Número de Cenários dos Parâmetros

Para a determinação do número ótimo de cenários de cada um dos índices foi pré-definido um valor entre 5 e 10 cenários, onde após simulação o índice determina qual o valor ótimo.

Por exemplo, o número hipotético de cenários, os resultados e o critério dos índices de validação para a potência eólica é apresentado na Tabela 0.1.

Tabela 0.1 – Número hipotético de cenários, resultados e critério dos índices de validação para a potência eólica

Parâmetro	Índice	Número hipotético de cenários (k)	Resultados	Critério
Potência eólica	Índice Davies-Bouldin	5	0,9230	Min
		6	1,0466	
		7	0,8951	
		8	0,8845	
		<b>9</b>	<b>0,7900</b>	
		10	0,8677	
	Índice Silhoutte	5	0,6304	Max
		6	0,6096	
		7	0,6614	
		<b>8</b>	<b>0,6631</b>	
		9	0,6597	
		10	0,6227	
	Índice Calinski-Harabasz	<b>5</b>	<b>1774,1</b>	Max
		6	1617,6	
		7	1753,9	
		8	1729,4	
		9	1722,6	
		10	1707,6	

O número ótimo de cenários para cada parâmetro com comportamento de variável aleatória e a decisão final quanto ao número ótimo de cenários de acordo com os índices de validação, são apresentados na Tabela 0.2.

Tabela 0.2 – Número ótimo de cenários para cada índice de validação e tomada de decisão

Parâmetro	Índice Davies-Bouldin	Índice Silhoutte	Índice Calinski-Harabasz	Decisão
Potência eólica	9	8	5	8
Potência fotovoltaica	7	5	10	5
Demanda	5	5	5	5
Disponibilidade dos veículos elétricos	10	10	10	10
Preços do mercado diário	8	6	10	6
Preços de desequilíbrio positivo	10	10	10	10
Preços de desequilíbrio negativo	10	10	10	10

Para o agente agregador da microrrede as fontes de incerteza são como mencionado em 4.9. os preços do mercado diário, os preços de desequilíbrio de energia, a potência eólica; a potência fotovoltaica; o consumo das cargas; o consumo / a disponibilidade dos veículos elétricos. A tomada de decisão sobre o número de cenários tem como princípio a regra da maioria entre os índices. Não havendo consenso, foi decidida outra regra que é ter o menor número de cenários de forma a reduzir o tempo computacional. Esta opção é tomada em consequência do elevado nível de incerteza que caracteriza a operação da microrrede, tendo as fontes de incerteza. Assim, numa segunda fase, a seguir à regra da maioria, o número de grupos escolhidos é sempre o menor possível. Por exemplo, no caso da potência eólica não existe consenso, pelo que, se considera os

dois índices que estão mais próximos entre si, Índice Davies-Bouldin (9 cenários) e o Índice Silhoutte (8 cenários). De seguida, aplicando a regra que considera o menor número de cenários, a decisão final é de 8 cenários de potência eólica.



---

**Contactos:**

Universidade de Évora

**Instituto de Investigação e Formação Avançada - IIFA**

Palácio do Vimioso | Largo Marquês de Marialva, Apart. 94

7002-554 Évora | Portugal

Tel: (+351) 266 706 581