



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Rentabilidade e Risco na Comercialização Agregada de Energia Elétrica

SÉRGIO MANUEL CORREIA CONDUTO
Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica na Área de Especialização de Energia

Orientadores:

Professora Cristina Inês Camus
Equip. Assist. 2º Triénio Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professora Cristina Inês Camus
Equip. Assist. 2º Triénio Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio
Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Dissertação realizada sob orientação de:

Doutora Cristina Inês Camus

Professora Adjunta

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

INSTITUTO SUPERIOR de ENGENHARIA de LISBOA

Mestre Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Equiparado a Assistente 2º Triénio

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

INSTITUTO SUPERIOR de ENGENHARIA de LISBOA

Resumo

As relações comerciais existentes no mercado elétrico português têm sido sujeitas a transformações, verificando-se um afastamento faseado ao longo dos anos da intervenção do Estado português, desde 1975. A entrada de Portugal na Comunidade Económica Europeia acarretou a tomadas de medidas que permitissem a livre concorrência dos intervenientes da produção e comercialização de energia elétrica. O governo português era detentor do monopólio do setor elétrico em 1975, que foi sendo dissolvido com as sucessivas privatizações e com a separação das atividades respeitantes a cada atividade do setor.

A abertura do setor elétrico iniciou-se com a permissão à geração de energia para consumo ou venda à rede, permitindo produzir eletricidade de forma distribuída a qualquer cidadão ou empresa.

Atualmente, em pleno ano de 2013, verifica-se a completa liberalização do setor, sendo possível a qualquer cliente, independentemente da potência contratada escolher o seu fornecedor de serviço.

À semelhança do que existe noutros países, pode ser criada uma figura do mercado, que seja um facilitador das relações comerciais entre cliente e vendedor (produtor/retalhista) adquirindo energia, e garantir a venda da energia do produtor independente.

O agente facilitador de negociação em ambiente de mercado pode ser conhecido como agente comercial ou agregador, que tenta minimizar custos para consumidores e maximizar os proveitos dos produtores.

Na tentativa de criar uma carteira de clientes, o agente comercial/agregador terá de conhecer o perfil energético e o risco associado a cada cliente, calculando a sua rentabilidade que advém da sua negociação num mercado como o MIBEL.

Na presente dissertação idealizou-se um agente comercial/agregador que utiliza a Teoria da Carteira de Markowitz, de ativos financeiros, aplicada a ativos energéticos, foi realizado um estudo onde se definiu a melhor a constituição da carteira, e construiu-se a fronteira/superfície eficiente que permite visualizar o domínio risco/rentabilidade.

Palavras-chave:

Liberalização,
Mercados de Energia Elétrica,
Agregadores,
Comercialização,
Carteira de Clientes,
Rentabilidade,
Risco.

Abstract

Existing trade relations in Portuguese electricity market have been subject to changes by checking if a phased withdrawal over the years of state intervention Portuguese since 1975. Portugal's entry into the European Economic Community led to measures that would allow free competition of the actors in the production and sale of electricity. The Portuguese government was the monopoly of the electricity sector in 1975, which was being dissolved with the successive privatization and the separation of activities relating to each activity sector.

The opening of the electricity sector began with the permission to generate electricity for consumption or sale to the grid, allowing produce electricity in a distributed manner to any citizen or company.

Currently in full-year 2013, there is a full liberalization of the sector, it is possible to any customer, regardless of the contracted power to choose your service provider.

Similar to what exists in other countries, you can create a picture of the market, which is a facilitator of trade relations between client and vendor (manufacturer / retailer) purchasing power and ensure the sale of the energy of the independent producer.

The facilitator trading in a market environment can be known as a commercial agent or aggregator, which attempts to minimize costs to consumers and producers maximize profits.

In an attempt to create a portfolio of clients, the commercial agent/aggregator will need to know the energy profile and the risk associated with each customer by calculating the profitability that comes from their trading on as MIBEL.

In this dissertation was idealized, a commercial agent/aggregator that uses the theory of Markowitz portfolio of financial assets, applied to energy assets, a study was conducted to better define where the constitution of the portfolio, and built up the border/efficient surface area to view the risk/return.

Keywords:

Liberalization,
Electricity Markets,
Aggregators,
Marketing,
Customer Portfolio,
Profitability,
Risk.

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Doutora Cristina Inês Camus, e ao meu coorientador, Engenheiro Eduardo Eusébio, pela motivação, disponibilidade, orientação e valiosos contributos prestados ao longo da execução desta dissertação.

Aos meus pais, Armando Conduto e Maria Conduto, pelo exemplo que sempre foram, pela motivação, pelos conselhos, pela educação que me proporcionaram e pelos sacrifícios que tiveram de realizar para me sustentar e financiar a formação superior.

Agradeço ao ISEL-Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, e em particular, aos docentes da ADESPA - Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação, os quais me têm acompanhado ao longo da minha formação académica, permitindo adquirir vastos conhecimentos.

O meu agradecimento ao Engenheiro Rui Pestana, docente do ISEL e Responsável pelo Departamento de Sistemas e Desenvolvimento da REN, pelos dados fornecidos para elaborar alguns gráficos relativo ao setor elétrico.

Aos meus colegas de curso que ao longo destes anos estiveram ao meu lado, pela dedicação e empenho nos trabalhos de grupo e pela partilha de conhecimento.

Aos meus colegas, Diogo Fernandes, Filipe Martins, Pedro Alves e Ricardo Soares, que se encontravam na mesma altura em processo de desenvolvimento do seu Mestrado, um agradecimento especial pela troca de ideias.

Aos meus colegas da Comissão Coordenadora de Curso, obrigado pelo apoio, paciência e momentos de descontração.

Agradeço a todos os meus amigos pelo apoio que direta ou indiretamente me deram no decorrer deste trabalho.

Índice

Dissertação realizada sob orientação	i
Resumo	ii
Abstract	iii
Agradecimentos	iv
Índice	v
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas	xiv
Unidades de medida	xvii
Lista de variáveis	xviii
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 - Enquadramento	2
1.2 - Motivação	3
1.3 - Objetivos	4
1.4 - Estrutura da Dissertação	4
1.5 - Notação.....	6
Capítulo 2 - Evolução do setor elétrico	7
2.1 - Aparecimento da Eletricidade	8
2.2 - Eletricidade em Portugal.....	9
Capítulo 3 - Estado da Arte - Agregadores	42
3.1 - Agregadores	43
3.1.1 - Legislação	43
3.1.2 - Conceito.....	43
3.2 - Variantes agente virtual	45
3.2.1 - Virtual Utility.....	45
3.2.2 - Virtual Power Plant (VPP).....	47
3.2.3 - Virtual Power Producer (VPP).....	48
3.2.4 - Virtual Power Player (VPP).....	50
3.2.5 - Exemplos de agregação	52
3.2.5.1 - Agregadores de Veículos Elétricos (VE)	52
3.2.5.2 - Agregadores nos Estados Unidos da América	54
3.2.5.3 - Agregadores na Europa	58
3.3 - Recursos energéticos distribuídos	60
3.4 - Smart grids, smart meters, energy Box and communications	62
3.4.1 - Smart grids.....	62

3.4.2 - Smart metering.....	67
3.4.2.1 - Energy Box.....	69
3.4.2.2 - Demand side management.....	71
3.4.2.2.1 - Demand response	73
3.4.3 - Communications	75
Capítulo 4 - Estado da Arte - Teoria das Carteiras	78
4.1 - Enquadramento histórico	79
4.2 - Teoria das Carteiras	82
4.2.1 - Risco.....	82
4.2.2 - Conceitos	84
4.2.3 - Pressupostos da Teoria da Carteira	89
4.2.4 - Formulação do problema	89
4.2.5 - Problema de otimização.....	90
4.2.6 - Fronteira Eficiente.....	92
4.2.7 - Aplicações da Teoria	94
4.2.8 - Value at Risk.....	96
Capítulo 5 - Metodologia e casos de estudo	97
5.1 - Introdução	98
5.2 - Caracterização dos clientes	98
5.2.1 - Perfis dos clientes e preço de mercado.....	99
5.2.1.1 - Cliente A	99
5.2.1.2 - Cliente B.....	100
5.2.1.3 - Cliente C.....	100
5.2.1.4 - Cliente D	101
5.2.1.5 - Cliente E.....	101
5.2.1.6 - Cliente F.....	102
5.2.1.7 - Consumo e produção agregada	103
5.2.1.8 - Preço MIBEL	103
5.3 - Pressupostos dos casos de estudo	104
5.3.1 - Acesso à rede	104
5.3.1.1 - Cliente A	105
5.3.1.2 - Cliente B.....	105
5.3.1.3 - Cliente C.....	106
5.3.2 - Preço de venda agregador	106
5.3.2.1 - Cliente A	107
5.3.2.2 - Cliente B.....	107
5.3.2.3 - Cliente C.....	108

5.3.3 - Preço de compra do agregador	108
5.3.4 - Conjunto de cenários de estudo.....	109
5.4 - Resultados da rentabilidade dos clientes.....	110
5.4.1 - Resultados obtidos - cenário padrão.....	110
5.4.1.1 - Cliente A	111
5.4.1.2 - Cliente B.....	112
5.4.1.3 - Cliente C.....	113
5.4.1.4 - Cliente D e E	114
5.4.1.5 - Cliente D	114
5.4.1.6 - Cliente E.....	115
5.4.1.7 - Cliente F	115
5.4.1.8 - Conjunto dos 6 ativos.....	116
5.4.2 - Rentabilidade de cada ativo em cada cenário	118
5.4.3 - Rentabilidade esperada de cada ativo.....	118
5.4.3.1 - Período de análise diário	119
5.4.3.2 - Período de análise semanal.....	119
5.4.3.3 - Período de análise mensal	120
5.4.4 - Risco de cada ativo.....	120
5.4.4.1 - Período de análise diário	120
5.4.4.2 - Período de análise semanal.....	121
5.4.4.3 - Período de análise mensal	121
5.4.5 - Rentabilidade e risco de cada ativo	121
5.4.5.1 - Cliente A	122
5.4.5.2 - Cliente B.....	122
5.4.5.3 - Cliente C.....	123
5.4.5.4 - Cliente D	123
5.4.5.5 - Cliente E.....	124
5.4.5.6 - Cliente F	124
5.4.6 - Covariâncias e correlações de cada ativo	126
5.4.7 - Rentabilidade e risco esperados da carteira	127
5.5 - Fronteira Eficiente	128
5.6 - Superfície Eficiente	130
5.7 - Value at Risk.....	131
5.7.1 - Valor de Mercado.....	131
5.7.1.1 - Valor de Mercado diário	131
5.7.1.2 - Valor de Mercado semanal e mensal	133
5.7.1.3 - Valor de Mercado da carteira	133

5.7.2 - Value at Risk - Resultados obtidos.....	133
5.7.2.1 - Value at Risk diário.....	133
5.7.2.2 - Value at Risk semanal e mensal	134
5.7.2.3 - Value at Risk da carteira	134
5.7.2.4 - Value at Risk da carteira - Fronteira Eficiente	135
Capítulo 6 - Conclusões.....	136
6.1 - Principais conclusões.....	137
6.2 - Desenvolvimentos futuros.....	142
Referências	143
Apêndices	153
Apêndice I - Rentabilidade Esperada diária de cada ativo.....	154
Apêndice II - Rentabilidade Esperada semanal de cada ativo.....	155
Apêndice III - Risco diário de cada ativo	156
Apêndice IV - Risco semanal de cada ativo.....	157
Apêndice V - Composição dos 100 Portfólios	158
Apêndice VI - Valor de mercado, Lucro do agregador e VaR dos 100 Portfólios	161

Lista de figuras

Figura 1.1 - Esquematização da dissertação por capítulos.	5
Figura 2.1 - Vista exterior da central de Pearl Street.	8
Figura 2.2 - Linha Lisboa - Cascais, próximo de Caxias.	11
Figura 2.3 - Central Hidroelétrica de Castelo de Bode.	14
Figura 2.4 - Linhas da Rede Nacional de Transporte entre 1951 e 1966.	14
Figura 2.5 - Central termoelétrica do Carregado.	16
Figura 2.6 - Cronologia dos principais eventos que influenciaram a flutuação do preço do petróleo no mundo.	17
Figura 2.7 - Contribuição de cada combustível para a produção de eletricidade em Portugal.	17
Figura 2.8 - Estrutura verticalmente integrada representativa de um monopólio.	18
Figura 2.9 - Cronologia da reestruturação do setor elétrico.	19
Figura 2.10 - Monopólio verticalmente integrado com competição ao nível produção.	20
Figura 2.11 - Representação esquemática do setor elétrico nacional (SEN).	22
Figura 2.12 - Modelo do mercado elétrico: comprador único.	24
Figura 2.13 - Linhas da Rede Nacional de Transporte entre 1985 e 2002.	25
Figura 2.14 - Representação esquemática do setor elétrico nacional (SEN).	26
Figura 2.15 - Cronologia de elegibilidade de consumidores de energia elétrica para escolherem fornecedor.	27
Figura 2.16 - Mercados Regionais de eletricidade na UE.	29
Figura 2.17 - Organização atual do setor elétrico nacional (SEN).	30
Figura 2.18 - Mapa ibérico do setor elétrico.	31
Figura 2.19 - Calendário de Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.	33
Figura 2.20 - Mapa da rede nacional de transporte de energia elétrica.	35
Figura 2.21 - Evolução do comprimento de linhas da RNT.	36
Figura 2.22 - Evolução do setor eletroprodutor português.	36
Figura 2.23 - Eventos que marcaram a reestruturação do setor elétrico português.	37
Figura 2.24 - Cronologia do Mercado Ibérico de Electricidade.	39
Figura 2.25 - Evolução do consumo do sistema elétrico português.	40
Figura 3.1 - Interação entre o agregador e seus clientes, e os agentes do mercado de energia.	44
Figura 3.2 - Comunicação entre os intervenientes do setor elétrico.	46
Figura 3.3 - Fluxos de energia geridos pelo Virtual Utility.	47
Figura 3.4 - Esquema de gestão da energia que permite ao Virtual Power Plant conhecer o status de cada ativo.	48
Figura 3.5 - Variantes de Virtual Power Producer.	49
Figura 3.6 - Virtual Power Producer no mercado liberalizado.	50

Figura 3.7 - Tipos de agregador Virtual Power Player.....	51
Figura 3.8 - Comunicação entre um agregador e veículo elétrico para se conectar a rede e fornecer energia em determinados períodos do dia.	54
Figura 3.9 - Negociação da energia elétrica nos Estados Unidos da América.....	54
Figura 3.10 - Identificação dos Estados que adotam Community Choice Aggregation no setor elétrico.	56
Figura 3.11 - Recursos energéticos distribuídos geridos pelo agente virtual.	61
Figura 3.12 - Impacto dos microprodutores no perfil de tensão de uma rede de Baixa Tensão.	62
Figura 3.13 - Transformação do setor elétrico com fluxo energético bidirecional.	62
Figura 3.14 - Interação do Virtual Power Player numa smart grid.	63
Figura 3.15 - Arquitetura de referência da smart grids.	65
Figura 3.16 - Expansão do conceito smart grid.	66
Figura 3.17 - Conceito smart grid e smart metering.	67
Figura 3.18 - Evolução das técnicas de contagem.	68
Figura 3.19 - Conceito de Energy Box.....	70
Figura 3.20 - Setores de atividade da demand side management.	71
Figura 3.21 - Estratégias de controlo de cargas implementadas com demand side management.	73
Figura 3.22 - Tipos de programas de condicionamento da procura.	73
Figura 3.23 - Planeamento temporal da atuação dos programas de demand response.	74
Figura 3.24 - Controlo hierárquico da rede elétrica.	76
Figura 3.25 - Comunicação entre diferentes atividades do setor elétrico baseado no projeto InovGrid.	76
Figura 4.1 - Risco da carteira em função do número de ativos.....	83
Figura 4.2 - Fatores que compõem o risco específico e de mercado.	83
Figura 4.3 - Processo de utilização Teoria de portfólio moderna para escolher constituição da carteira.	93
Figura 4.4 - Carteiras eficientes possíveis.	93
Figura 4.5 - Correlação numa carteira com 2 ativos.	94
Figura 5.1 - Fluxo monetário e da energia elétrica.	98
Figura 5.2 - Perfil de consumo do cliente A ao longo das 4 semanas.....	99
Figura 5.3 - Perfil de consumo do cliente B ao longo das 4 semanas.	100
Figura 5.4 - Perfil de consumo do cliente C ao longo das 4 semanas.	100
Figura 5.5 - Perfil de produção do cliente D ao longo das 4 semanas.	101
Figura 5.6 - Perfil de produção do cliente E ao longo das 4 semanas.....	101
Figura 5.7 - Perfil de produção do cliente F ao longo das 4 semanas.	102
Figura 5.8 - Perfis de consumo e produção agregados, ao longo das 4 semanas.	103
Figura 5.9 - Preço de mercado spot, ao longo das 4 semanas.....	103

Figura 5.10 - Tarifa de acesso à rede.	104
Figura 5.11 - Tarifa de acesso à rede associado ao cliente A, ao longo da semana.	105
Figura 5.12 - Tarifa de acesso à rede associado ao cliente B, ao longo da semana.	105
Figura 5.13 - Tarifa de acesso à rede associado ao cliente C, ao longo da semana.	106
Figura 5.14 - Preço de venda do agregador.	106
Figura 5.15 - Preço de venda do agregado ao cliente A, ao longo da semana.	107
Figura 5.16 - Preço de venda do agregado ao Cliente B, ao longo da semana.	107
Figura 5.17 - Preço de venda do agregado ao Cliente C, ao longo da semana.	108
Figura 5.18 - Preço que o agregador paga aos produtores, ao longo das 4 semanas.	109
Figura 5.19 - Síntese dos cenários criados para os ativos consumidores.	109
Figura 5.20 - Síntese dos cenários criados para os ativos produtores.	110
Figura 5.21 - Lucro que o agregador obtém com os clientes consumidores.	110
Figura 5.22 - Rentabilidade do agregador com o cliente A ao longo das 4 semanas.	111
Figura 5.23 - Rentabilidade do agregador com o cliente A ao longo das 4 semanas.	111
Figura 5.24 - Rentabilidade do agregador com o cliente B ao longo das 4 semanas.	112
Figura 5.25 - Rentabilidade do agregador com o cliente B ao longo das 4 semanas.	112
Figura 5.26 - Rentabilidade do agregador com o cliente C ao longo das 4 semanas.	113
Figura 5.27 - Rentabilidade do agregador com o cliente C ao longo das 4 semanas.	113
Figura 5.28 - Lucro que o agregador obtém com os produtores.	114
Figura 5.29 - Rentabilidade do agregador com o cliente D e E ao longo das 4 semanas.	114
Figura 5.30 - Rentabilidade do agregador com o cliente D ao longo das 4 semanas.	114
Figura 5.31 - Rentabilidade do agregador com o cliente E ao longo das 4 semanas.	115
Figura 5.32 - Rentabilidade do agregador com o cliente F ao longo das 4 semanas.	115
Figura 5.33 - Rentabilidade do agregador com o cliente F ao longo das 4 semanas.	116
Figura 5.34 - Rentabilidade que o agregador com todos os ativos, ao longo das 4 semanas.	116
Figura 5.35 - Rentabilidade do agregador com todos os ativos, ao longo das 4 semanas.	117
Figura 5.36 - Rentabilidade esperada que o agregador alcança com cada ativo ao longo dos 28 dias.	119
Figura 5.37 - Rentabilidade esperada que o agregador alcança com cada ativo ao longo das 4 semanas.	119
Figura 5.38 - Risco que o agregador tem com cada ativo ao longo dos 28 dias.	120
Figura 5.39 - Risco de cada ativo ao longo das 4 semanas.	121
Figura 5.40 - Rentabilidade esperada e risco do ativo A ao longo dos 28 dias.	122
Figura 5.41 - Rentabilidade esperada e risco do ativo B ao longo dos 28 dias.	122
Figura 5.42 - Rentabilidade esperada e risco do ativo C ao longo dos 28 dias.	123
Figura 5.43 - Rentabilidade esperada e risco do ativo D ao longo dos 28 dias.	123
Figura 5.44 - Rentabilidade esperada e risco do ativo E ao longo dos 28 dias.	124

Figura 5.45 - Rentabilidade esperada e risco do ativo F ao longo dos 28 dias.	124
Figura 5.46 - Rentabilidade esperada e risco de cada ativo no conjunto das 4 semanas.	125
Figura 5.47 - Fronteira eficiente e os portfólios inicialmente considerados, no horizonte mensal.	128
Figura 5.48 - Otimização dos portfólios (P_1 a P_5).	129
Figura 5.49 - Rentabilidade e risco dos 100 portfólios, variando os pesos dos 6 ativos.	130
Figura 5.50 - Valor de mercado e lucro nos diferentes portfólios consoante a sua composição de ativos.	135
Figura 5.51 - Value at Risk mensal de 100 portfólios.	135

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Alterações do setor elétrico.	41
Tabela 4.1 - Matriz de covariâncias da Carteira com n títulos	86
Tabela 4.2 - Matriz de coeficientes de correlação da Carteira com n títulos.....	86
Tabela 5.1 - Potência de cada ativo.....	98
Tabela 5.2 - Caracterização dos períodos de Ponta, Cheia e Vazio ao longo da semana durante o verão.	104
Tabela 5.3 - Tarifa de acesso à rede em cada hora.	104
Tabela 5.4 - Tarifa da eletricidade definido pelo agregador para cada nível de potência em cada hora.....	106
Tabela 5.5 - Valor ofertado pelo agregador aos produtores ao longo de cada hora.....	108
Tabela 5.6 - Variação do valor ofertado pelo agregador aos produtores ao longo de cada hora. ...	110
Tabela 5.7 - Rentabilidade de cada ativo no final das 4 semanas.	118
Tabela 5.8 - Rentabilidade esperada de cada ativo no final das 4 semanas.....	120
Tabela 5.9 - Risco de cada ativo no final das 4 semanas.....	121
Tabela 5.10 - Covariâncias entre os ativos nos diferentes horizontes temporais.	126
Tabela 5.11 - Correlações entre os ativos nos diferentes horizontes temporais.	127
Tabela 5.12 - Rentabilidade e risco da carteira consoante pesos dos ativos.....	128
Tabela 5.13 - Otimização dos portfólios (P_1 a P_5).	129
Tabela 5.14 - Composição das carteiras na estratégia P_i^* (min σ_P e manter $E(r_P)$).....	130
Tabela 5.15 - Composição das carteiras na estratégia P_i^{**} (manter σ_P e maximizar $E(r_P)$).	130
Tabela 5.16 - Pressupostos do cálculo do Value at Risk.....	131
Tabela 5.17 - Valor de mercado de cada ativo ao longo dos 28 dias.	131
Tabela 5.18 - Valor de mercado de cada ativo ao longo de cada semana e no conjunto das semanas.....	133
Tabela 5.19 - Valor de mercado da carteira nos diferentes horizontes temporais.	133
Tabela 5.20 - Value at Risk de cada ativo ao longo dos 28 dias.....	133
Tabela 5.21 - Value at Risk de cada ativo ao longo de cada semana e no conjunto das semanas. .	134
Tabela 5.22 - Value at Risk da carteira nos diferentes horizontes temporais.	134
Tabela 6.1 - Valores que caracterizam a performance de cada ativo no conjunto dos 28 dias (mensal).	140
Tabela 6.2 - Valores percentuais de perda de valor de cada ativo no conjunto dos 28 dias (mensal).	141

Abreviaturas

AC	<i>Alternating current</i> , corrente alternada;
ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia;
ACEIP	Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal;
ADSL	<i>Asymmetric digital subscriber line</i> ;
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i> ;
AMM	<i>Automated Meter Management</i> ;
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i> ;
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis;
APT	<i>Arbitrage Pricing Theory</i> ;
AT	Alta Tensão;
AV	Agente virtual;
BT	Baixa Tensão;
BTE	Baixa Tensão Especial;
BTN	Baixa Tensão Normal;
CAE	Contratos de Aquisição de Energia;
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i> ;
CCA	<i>Community Choice Aggregation</i> ;
CE	Comunidade Europeia;
CEE	Comunidade Económica Europeia;
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual;
CML	Consumidor do Mercado Liberalizado;
CML	<i>Capital Market Line</i> ;
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários;
CNE	Companhia Nacional de Electricidade;
CPE	Companhia Portuguesa de Electricidade;
CRGE	Companhias Reunidas de Gás e Electricidade ;
CUR	Comercializadores de Último Recurso;
DA	<i>Distribution Automation</i> ;
DC	<i>Direct current</i> , corrente contínua;
DER	<i>Distributed Energy Resources</i> ;
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia;
DL	Decreto-Lei;
DR	<i>Demand Response</i> ;
DSM	<i>Demand Side Management</i> ;
DSO	<i>Distribution System Operator</i> ;

DTC	<i>Distribution Transformer Controller;</i>
EB	<i>Energy Box;</i>
EDF	<i>Electricité de France;</i>
EDP	Energias de Portugal;
EDPSU	EDP Serviço Universal;
EMS	<i>Energy Management System;</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
ESPs	<i>Electricity Service Providers;</i>
ETP	Plataforma Tecnológica Europeia;
EUA	Estados Unidos da América;
FER	Fontes de Energias Renováveis;
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto;
GC	Geração Centralizada;
GD	Geração distribuída;
GEE	Gases com Efeito de Estufa;
GPRS	<i>General Packet Radio Service;</i>
GSM	<i>Global System for Mobile Communications;</i>
HAN	<i>Home Area Network;</i>
IAPMEI, I.P.	Instituto de Apoio às Pequenas e Médias Empresas e à Inovação, Instituto Público;
IED	<i>Intelligent Electronic Devices;</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IOU	<i>Investor - owned utility;</i>
IP	<i>Internet Protocol;</i>
ISO	<i>Independent System Operator;</i>
ISEL	Instituto Superior de Engenharia de Lisboa;
ISCTE	Instituto Superior de Ciências do Trabalho e da Empresa;
IST	Instituto Superior Técnico;
LAN	<i>Local Area Network;</i>
MAT	Muito Alta Tensão;
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade;
MIE	Mercado Interno de Energia;
MIGAS	Mercado Ibérico de Gás;
ML	Mercado Liberalizado;
MPT	<i>Modern Portfolio Theory;</i>
MR	Mercado Regulado;
MVP	<i>Minimum Variance Point;</i>
MT	Média Tensão;

MUE	Mercado Único de Energia;
OMEL	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A.;</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo português) S.A.;
ORD	Operador da Rede de Distribuição;
ORT	Operador da Rede de Transporte;
OS	Operador de Sistema;
PD	Produção Descentralizada, Distribuída;
PLC	<i>Power Line Communication;</i>
PRE	Produção em Regime Especial;
PRO	Produção em Regime Ordinário;
REE	<i>Red Eléctrica de España;</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais;
RND	Rede Nacional de Distribuição;
RNT	Rede Nacional de Transporte;
SA	Sociedade Anónima;
SECE	Serviço de Estatísticas das Comunidades Europeias;
SEI	Sistema Elétrico Independente;
SEN	Sistema Elétrico Nacional;
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado;
SEP	Sistema Elétrico Público;
SML	<i>Security Market Line;</i>
TI	Tecnologia de Informação
TSO	<i>Transmission System Operator;</i>
UE	União Europeia;
VPP	<i>Virtual Power Player / Virtual Power Plant / Virtual Power Producer;</i>
UTAD	Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro;
VU	<i>Virtual Utility;</i>
WAN	<i>Wide area network;</i>
WWW	<i>World Wide Web.</i>

Unidades de medida

A	Ampère;
cv	Cavalo-vapor;
€	Euro;
GW	Gigawatt;
GWh	Gigawatt hora;
h	Hora;
Hz	Hertz;
J	Joule;
kV	Quilovolt;
kVA	Quilovolt-Ampère;
kW	Quilowatt;
kWh	Quilowatt-hora;
mA	Miliampère;
mV	Milivolt;
mW	Miliwatt;
min	Minuto;
MJ	Megajoule;
MVA	Megavolt-ampère;
MW	Megawatt;
MWh	Mega Watt-hora;
s	Segundo;
t	Tempo;
tep	Toneladas - equivalente de Petróleo;
V	Volt;
VA	Volt-Ampère;
W	Watt;
Wh	Watt - hora.

Lista de variáveis

$D_{i,t}$	Dividendos distribuídos no período t para o ativo i ;
ΔT	Período de tempo;
E^*	Rentabilidade definida como objetivo para a carteira;
$E(r_i)$	Rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
$E(r_j)$	Rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
$E(r_p)$	Rentabilidade esperada da carteira;
$\mathcal{L}(\omega_i, \omega_j, \lambda)$	Função de Lagrange do problema de otimização relativamente às variáveis ω_i e ω_j ;
λ_1, λ_2	Multiplicadores de Lagrange;
n	Número de ativos que constituem a carteira de investimento;
ρ_{ij}	Correlação linear entre rentabilidade dos ativos i e j ;
ρ_s	Probabilidade da ocorrência de cada cenário;
r_i	Rentabilidade do ativo financeiro i ;
$r_{i,s}$	Rentabilidade do ativo financeiro i em cada cenário;
r_j	Rentabilidade do ativo financeiro j ;
$r_{i,t}$	Rentabilidade do ativo financeiro i no período de tempo t ;
s	Número de cenários futuros admissíveis para o ativo financeiro;
σ	Desvio padrão (risco);
σ_i	Desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
σ_j	Desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
σ_p	Desvio padrão associado à rentabilidade esperada da carteira;
σ_{ij}	Covariância entre as rentabilidades entre os ativos i e j ;
VaR	<i>Value at Risk</i>
$V_{i,t}$	Valor do ativo financeiro i no período de tempo t ;
$V_{i,t-1}$	Valor do ativo financeiro i no período de tempo $t - 1$;
ω_i	Peso relativo de cada ativo i na carteira;
ω_j	Peso relativo de cada ativo j na carteira;
W	Valor de mercado da carteira;
Z	Intervalo de confiança.

Capítulo 1

Introdução

No presente capítulo é apresentada a fundamentação da atualidade do tema desta dissertação, sendo realizado um enquadramento utilizando referências bibliográficas para o contextualizar. São apresentadas as motivações intrínsecas à temática da dissertação e definido o foco do estudo.

É apresentada a estrutura adotada para a redação da dissertação com a enumeração e breve explicação de cada capítulo.

Por último, expõe-se a notação convencionalizada durante a escrita.

1.1 - Enquadramento

O setor elétrico em Portugal começou com a iniciativa privada e dos estrangeiros que investiam em algumas indústrias existentes no século XIX. [2][12]

Os investimentos sucederam-se e na população despertou o interesse e o conhecimento pela nova fonte de energia, vendo com bons olhos o efeito que proporcionava a iluminação elétrica artificial. [2]

Os governos portugueses não aderiram espontaneamente, demonstraram grande relutância para investir neste setor, preferindo enterrar literalmente dinheiro na agricultura, não tinham uma política energética que evitasse estar sujeito à importação de recursos exógenos. [12][18][22]

O consumo aumenta e os primeiros grandes investimentos estatais surgem, mas são insuficientes, pois a rede é fraca e a geração não é capaz de suprir a procura, criando um racionamento energético. [12][22]

Após a 2ª Guerra Mundial, a Europa tenta reconstruir os sistemas elétricos, onde Portugal tenta acompanhar a senda, investindo em grandes centrais hidroelétricas, tirando partido da economia de escala, e construindo uma rede de transporte. [5][25]

Apesar de a liberdade ter chegado a Portugal, em abril de 1974, verificou-se por parte do governo a nacionalização do setor elétrico, sustendo a iniciativa privada, constituindo assim um monopólio. Esta nacionalização do setor foi impulsionada pela crise petrolífera que enfraqueceu a economia portuguesa, o que estimulou o aproveitamento dos recursos renováveis. A energia elétrica tinha assumido um caráter de serviço público. [5]

Posteriormente, foram realizados grandes avanços tecnológicos na geração, melhorias de eficiência, e no planeamento e operação das redes com a informatização, o que as tornou mais fiáveis. [5]

Subsequentemente, seguindo as tendências estrangeiras, o setor elétrico português entra numa fase de liberalização com o intuito de: tornar-se mais eficiente através do progresso tecnológico, independente do poder político; ser capaz de controlar o excesso de investimento na produção; extinguir monopólios verticais que eram ineficientes, separando juridicamente das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica; aumentar os intervenientes no setor; introdução de concorrência entre as *utilities*; potenciar a eficiência na produção e o aproveitamento dos recursos endógenos; criar diferenciação de preços, expandindo o mercado interno seguindo as Diretivas Europeias, liberdade de escolha do fornecedor, minimizar os custos para consumidores, e potenciar benefícios da qualidade do serviço. [5][57][59][77][80][82]

A pretensão da liberalização do setor elétrico é progredir do mercado monopolizado para o concorrencial. [82]

É introduzida concorrência na geração de energia elétrica, numa primeira fase, possibilitando a introdução de produtores independentes, aumentando o seu risco, contudo permite liberdade para

maximizarem os seus lucros, definindo os seus investimentos e planos de inovação tecnológica dos seus ativos. [82]

Conclui-se que é impossível fisicamente e financeiramente introduzir concorrência na atividade de transporte e distribuição de eletricidade, sendo concessionada, por ser considerado um monopólio natural, e estando sujeitos a escrutínio por parte da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). [57][77]

Assim sendo, entrou-se na última fase da liberalização do setor português, com o intuito de introduzir competição, diversificação de serviços ao nível da comercialização de energia elétrica.

Os novos agentes comerciais que a legislação prevê que sejam criados, podem ser denominados como agregadores.

1.2 - Motivação

A liberalização do mercado de energia elétrica, tanto ao nível da produção, como ao nível da escolha do comercializador despertaram-me interesse, para efetuar uma análise da criação de empresas que se baseiam nesta nova oportunidade do mercado.

O aparecimento deste tipo de empresas representantes de ativos produtores e consumidores de energia elétrica surge da necessidade de personalizar a oferta e procura de forma económica e lucrativa para todos os intervenientes.

A constituição de uma carteira de investimento constituída por consumidores, produtores, e consumidores/produtores, será alvo de um estudo prévio importante para determinar a sua composição ótima. O estudo será baseado na teoria de carteiras de investimento aplicadas na generalidade a ativos financeiros, mas devido à sua versatilidade, verificar-se-á a sua hipotética aplicabilidade aos clientes do mercado elétrico.

Algo que desperta grande interesse é a caracterização do perfil de cada cliente, através de previsões de consumo e a geração para melhor elaborar o portfólio da empresa gestora de ativos “energéticos”, por forma a determinar a sua rentabilidade e risco, individualmente e em conjunto na formação de uma carteira de ativos.

Pela multiplicidade de consumidores e produtores torna-se necessário decidir quais os melhores ativos, a fim de realizar investimentos, que não prejudiquem a constituição da sua carteira de clientes.

A modernização do setor elétrico baseada em tecnologias de comunicação em tempo real encontra-se atualmente em expansão, como são exemplo as *smart grids*. Este progresso dotará o sistema elétrico de inteligência que permitirá estabelecer interações comerciais entre os clientes e as empresas que os representam na aquisição e venda de energia no mercado.

1.3 - Objetivos

O principal objetivo da presente dissertação é a caracterização dos consumidores e produtores de energia elétrica ao nível residencial com o intuito de estudar a melhor forma de lhes facilitar o acesso ao mercado de energia elétrica e acederem a melhores preços de energia.

Os objetivos subsequentes são:

- Definição da composição ótima de uma carteira de clientes, de um agente comercial composta por consumidores e produtores de energia, determinando a sua interação em cada hora, através da correlação entre eles.
- Determinação da melhor composição percentual de cada ativo na carteira, com a intenção de minimizar o risco e maximizar a rentabilidade, recorrendo à Teoria de Markowitz, elaborando a fronteira/superfície eficiente.
- Criação de pontos de convergência entre as carteiras de ativos financeiros e as carteiras compostas por ativos energéticos.

1.4 - Estrutura da Dissertação

O presente subcapítulo explana a organização da dissertação, enunciando o conteúdo de cada capítulo.

As páginas pré-textuais presentes nesta dissertação são: resumo/abstract, agradecimentos, índice, lista de figuras, lista de tabelas, abreviaturas, unidades de medida e lista de variáveis. O resumo possui uma sumula do que aborda a dissertação. Nos agradecimentos expus a minha gratidão para com os que me ajudaram durante o meu percurso académico. No índice enumero os capítulos e subcapítulos pelas páginas onde se encontram. Nas listas de figuras e de tabelas são enumeradas as figuras e tabelas presentes no documento. As abreviaturas apresentadas exibem o significado pelo qual a sigla deve ser entendida, aquando da sua leitura no corpo do texto. Nas unidades de medida são indicadas as unidades mais referenciadas durante a dissertação. Indica-se a lista de variáveis associadas às várias fórmulas matemáticas utilizadas na obtenção dos resultados.

No presente capítulo, é apresentada uma contextualização do tema que despoletou a redação desta dissertação, que informa da atualidade e pertinência do assunto, tendo por base a bibliografia consultada. As motivações inerentes ao tema alvo de estudo são expressas, comprovando o interesse pela redação desta dissertação. Num subcapítulo, é delimitado o objetivo do estudo, a fim de obter conclusões inequívocas. No subcapítulo subsequente, expõem-se a notação estipulada para a redação deste documento.

No capítulo 2 é descrito: os primórdios do aparecimento da Eletricidade, e a evolução do setor elétrico português. Seguindo a tendência dos congéneres, o setor elétrico português sofre

transformações organizacionais, em virtude da sua liberalização possibilitando de surgimento de novos “players” no mercado.

O capítulo 3 explora a temática em torno dos agentes comerciais/agregadores, definindo o conceito, invocando a legislação que permite a sua criação, exibindo exemplos e o contributo que introduzem nas transações nos mercados de energia elétrica. Apesar da abertura legislativa, as redes elétricas necessitam de se modificar, permitindo a comunicação nos dois sentidos em tempo real, tornando-se assim inteligentes, possibilitando aos agregadores comunicarem e interagirem com os seus clientes.

O capítulo 4 enquadra a gestão de risco, apresentando alguns marcos históricos que estão relacionados com a teoria da carteira, sendo ainda expressas as principais aplicações dos diferentes modelos. A formulação matemática usada na componente prática da dissertação será apresentada neste capítulo.

No capítulo 5 é descrita a metodologia de cálculo para determinação de variáveis de estudo, sendo declarados os pressupostos de cada caso prático de estudo, a fim de obter em resultados inequívocos e que permitam alcançar os objetivos delineados.

No capítulo 6 expõem-se as inferências/conclusões obtidas após a parte prática da dissertação e são propostos desenvolvimentos futuros do tema.

A Figura 1.1 apresenta a esquematização da estrutura da presente dissertação onde é visível, os vários capítulos que a constituem. Para além de capítulos, é composto por subcapítulos.

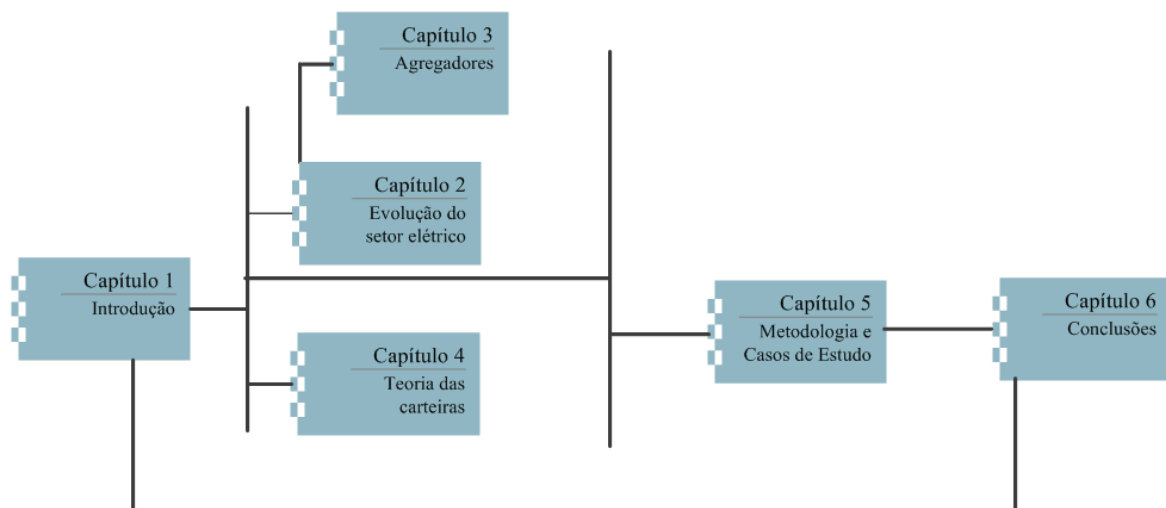


Figura 1.1 - Esquematização da dissertação por capítulos.

1.5 - Notação

O presente subcapítulo contém informação relativa a notação utilizada ao longo do documento.

Todas as páginas são numeradas sequencialmente, com exceção da folha de rosto, sendo contada, mas não numerada. Nas páginas pré-textuais empregou-se a numeração romana, em letras minúsculas, e nas demais páginas utilizou-se numeração árabe.

As abreviaturas utilizadas durante a redação deste documento fazem parte da lista de abreviaturas, são monogramas que permitem fazer referência a um termo de forma sumária.

Os símbolos apresentados servem para expressar unidades, variáveis de estudo das diferentes equações em que são invocados.

Os capítulos e subcapítulos são identificados com numeração árabe sequencialmente. Não são usadas abreviaturas nos títulos dos capítulos e subcapítulos.

As figuras e tabelas têm indicação da sua autoria, e são numeradas sequencialmente, tendo em conta o capítulo que pertencem, sendo que o primeiro número indica o capítulo e o segundo a sequência. As figuras apresentadas têm uma legenda, abaixo da mesma, em estilo itálico. As tabelas possuem os títulos, acima da mesma, em estilo itálico.

As equações são numeradas sequencialmente, tendo em conta o capítulo a que pertencem, e apresentadas com numeração dentro parêntesis curvos ().

As referências bibliográficas indicadas no decorrer do documento são indicadas com numeração dentro parêntesis retos [].

As expressões de origem estrangeira são apresentadas em itálico.

No capítulo subsequente, exhibe-se o progresso que o setor elétrico sofreu até chegar à liberalização do setor elétrico ao nível da comercialização de energia, a fim de se preparar para receber agregadores de clientes.

Capítulo 2

Evolução do setor elétrico

O presente capítulo descreve a evolução da eletricidade no mundo e em Portugal. Referencia as transformações que sucederam no setor elétrico português, evidenciando os marcos históricos que retratam o seu progresso tecnológico e legislativo que intencionalmente converge para a liberalização das relações comerciais.

2.1 - Aparecimento da Eletricidade

A eletricidade surgiu como fonte de energia alternativa ao carvão e o motor de explosão em substituição da máquina a vapor, que marcaram a 1ª revolução industrial, que teve início na Inglaterra, no século XVIII. A eletricidade e o motor de explosão são os acontecimentos que assinalam o início da 2ª revolução industrial, tendo acontecido no final do século XIX e início do século XX. [1]

Desde do século XVII, os estudos científicos, experiências, invenções e as exposições relacionados com a eletricidade sucederam-se umas após outras. Tendo sido no último terço do século XIX, em particular na década de 1870, que houve mais interesse pela iluminação artificial, tendo culminando na eletrificação urbana. Até à época, a força do Homem combinada com a dos animais e das máquinas a carvão predominavam. Contudo, a eletricidade mostrava-se como uma nova força motriz por explorar pelas fábricas. [2][3][4]

Os anos sucederam-se e os progressos faziam-se sentir no campo da Eletricidade, e eis que no dia 4 de setembro de 1882, Thomas Edison inaugura a primeira central elétrica em Pearl Street (Figura 2.1), em Nova Iorque, nos Estados Unidos da América, fornecendo energia a uma rede de iluminação pública com 400 lâmpadas de 83 watts cada. As centrais eram acionadas por máquinas a vapor que produziam em corrente contínua (DC) por meio de dínamos, à tensão de 110 V. O transformador inventado por Ferranti (1891) possibilita variar os níveis de tensão adequados ao transporte de energia, distribuição e utilização de energia. O motor de indução inventado por Nikola Tesla apresenta vantagens nos acionamentos elétricos em relação ao motor de corrente contínua. Ambas as invenções provocaram uma generalização da corrente alternada. [5][6]



Figura 2.1 - Vista exterior da central de Pearl Street. [6]

2.2 - Eletricidade em Portugal

Em Portugal a energia elétrica teve a sua aparição fora dos ambientes científicos, no ano de 1849, no teatro de São Carlos, na ópera O Profeta. O expoente máximo do interesse de Portugal, pela eletricidade, data da comemoração do aniversário do príncipe D. Carlos, em 1878, em Cascais, em que o rei D. Luís mandou colocar iluminação pública temporária. [2]

Muitas tentativas de aplicação da eletricidade foram surgindo, quer nos transportes, quer na iluminação pública, quer nas indústrias, mas o carvão e a força dos animais ainda dominavam. Não havia autonomia suficiente que garantisse eletricidade durante a noite e nem todos tinham acesso à nova fonte de energia. Em 1889, a Avenida da Liberdade é iluminada por luz elétrica, mas só funcionava até à uma hora da madrugada, substituindo a fonte da iluminação pública pelo gás. [2]

A novidade que era a eletricidade, no final do século XIX, em Portugal, cativava cada vez mais defensores, como Thomaz Salter de Sousa que publica um livro de divulgação técnica, em 1886, onde exorta a luz elétrica como a melhor luz artificial comparando-a com os anteriores tipos de luz artificial (tochas, queima de óleo em recipientes, velas em luminárias, iluminação a gás). [2]

Em 1884, é fundada a Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE), que fornecia energia elétrica, tendo sido extinta em 1886. [2]

No ano de 1891 surgem as Companhias Reunidas de Gás e Electricidade (CRGE), tendo autorização da Câmara de Lisboa para produzir, distribuir e vender gás e eletricidade na cidade de Lisboa. No ano de 1889 na Avenida da Liberdade surge a primeira utilização regular na iluminação pública da luz elétrica, utilizando uma estação produtora de energia, a central da Avenida (1889), que a distribuía através de uma rede. A iluminação pública através de eletricidade estendeu-se a outros municípios, mas tinham vários problemas de abastecimento, com frequentes e longas interrupções. À CRGE é permitida a distribuição de eletricidade por cabo subterrâneo no Monte Estoril (1908) e em todo o concelho de Cascais (1910), em Vila Franca de Xira (1927), exceto na sede do concelho e Sintra (1929). No final do século XIX é notório o atraso relativamente à média internacional no que diz respeito à produção de energia elétrica, sendo fomentada a ideia de utilizar os rios. [2] [3][7][8][9][10][11]

O século XX em Portugal foi de mudança, tanto a nível político (a queda da monarquia, com o regicídio de D. Carlos, em 1908, que levaria à implantação da I República, em 1910), como a nível de mentalidade (com a aceitação e investimento na produção de eletricidade).

Os centros urbanos, dada a maior concentração populacional e industrial, foram os locais escolhidos para o aparecimento das primeiras centrais produtoras de energia elétrica, essencialmente térmicas de baixa potência. A escolha de tais locais deve-se ao maior número de consumidores e à escassa rede de distribuição, que com o aumento do consumo de energia elétrica, obrigou a aumentar a dimensão e pressão das centrais. [2][3] [7][8][9][10][12][13][14]

As pioneiras centrais a vapor de Lisboa e Porto surgiram graças ao investimento estrangeiro. A energia hidroelétrica era pouco explorada em virtude dos elevados investimentos e da falta de uma rede de distribuição eficiente. [12]

A eletrificação do país não obtinha consenso. Os pessimistas alicerçavam os seus argumentos nos efeitos negativos globais da 1ª Guerra Mundial (1914-1918), opunham-se defendendo que os investimentos necessários eram elevados e não haveria garantias de que se massificasse o seu consumo, apelavam à continuidade da aposta na agricultura. Por outro lado, os defensores da nova fonte de energia que tinha chegado ao país viam com bons olhos a modernização de Portugal, permitindo o desenvolvimento da indústria, não descurando a agricultura. Sensibilizavam para a possibilidade do desenvolvimento da agricultura através de eletricidade barata e a preço constante. [1][8][17]

Portugal estava nesta época muito distante do progresso e crescimento económico verificado na Europa, esta indefinição na política energética do país agravaria a distância para com os países mais desenvolvidos, como a Inglaterra. [1][17]

Passados alguns anos, Portugal começa a interessar-se pelos recursos hídricos, tendo sido criada legislação no sentido do concessão da exploração para produção de energia elétrica dos rios. [12][18]

Em 1926, o Governo promulga o Decreto n.º 12599 mostrando assim interesse pela eletricidade que utiliza os rios para a sua produção, criando deste modo uma política energética, ao constituir a *Lei dos aproveitamentos hidráulicos*, que regula a produção, o transporte e distribuição de energia elétrica. Ao Governo competiria promover e apoiar a construção de linhas de transporte de energia, bem como criar um fundo especial com a intenção de auxiliar a construção de centrais hídricas e instalação de indústrias com interesse para a economia nacional. Esta lei exhibe a preocupação de maximizar a rentabilidade dos investimentos hidráulicos, com a intenção de disponibilizar às indústrias energia abundante e barata. Pela legislação a produção e grande distribuição ficaria destinada aos privados, com a distribuição local destinada aos municípios. [8][12][18]

A CRGE estabelece o abastecimento de energia, em 1926, da 1ª linha de caminho-de-ferro eletrificada do país (a linha Lisboa-Cascais), alimentada em corrente contínua a 1,5 kV, possuindo um comprimento de 25,6 km, com 19 estações, sendo propriedade da Sociedade Estoril. [10][19][20]

A Figura 2.2 apresenta a 1ª linha de caminho de ferro eletrificada no país.



Figura 2.2 - Linha Lisboa - Cascais, próximo de Caxias. [21]

Em 1926, José Nascimento Ferreira Dias, na revista *Técnica* da Associação de Estudantes do Instituto Superior Técnico (IST), alerta que a potência das centrais portuguesas era muito baixa, apesar de suficiente para o baixo consumo. Era preciso trilhar um longo caminho: criar mercado elétrico, aumentar o número de consumidores, que particularmente se resumia a fábricas, e expandir a produção de energia em grandes centrais. Era preciso eletrificar a rede ferroviária, criar novas indústrias e introduzir a eletricidade na agricultura. As pessoas tinham receio da eletricidade, não conheciam as potencialidades da mesma, e nem tinham utensílios domésticos para que tirassem maior proveito desta. A indústria é apontada como o impulsionador da eletricidade que levaria ao seu desenvolvimento, conferindo crescimento económico e racionalização do setor elétrico. [12][15][16][22]

Estima-se que no ano de 1928 em Portugal haveria cerca de 395 centrais de baixa potência, sendo o maior número resultado do investimento de empresários industriais. Existindo apenas cinco centrais com potência superior a 7000 cv (5145 kW). Perante tal evidência, Ferreira Dias pública artigos (nos anos de 1926 e 1932) em que denuncia a situação, e defende a produção centralizada em grande escala exigindo a intervenção do Estado na organização de uma rede primária e financiamento da construção de novas centrais, em particular do tipo hidroelétrico. [4][12][18]

A industrialização do país contava com o contributo de congressos de reflexão das políticas a aplicar, como o Congresso da Engenharia (1931) e o Congresso da Indústria portuguesa (1933), que exortavam à sua modernização. Ferreira Dias, no 1º congresso de Engenharia, enuncia quais as metas incumbidas ao Estado português, que seriam: ampliar e gerir as linhas, fomentar e regulamentar as centrais e distribuir a eletricidade. Tais incumbências que Ferreira Dias exigia ao Estado, visavam que deixa-se de ser um mero legislador e fiscalizador do cumprimento das leis.

Em 1933, Ezequiel Campos, no Congresso da Indústria portuguesa, defende que é preciso repensar a eletrificação nacional, investindo em linhas de transporte e em centrais hidroelétricas, e eliminando centrais terminais de baixa potência. [8][12]

O Engenheiro Ferreira Dias era dos intelectuais que idealizava um rumo para o país: que mais almejava pelo progresso do setor elétrico, pois tinha ideia convicta que daí adviesse o crescimento económico do país, até então enraizado na agricultura, seria urgente eletrificar a indústria. Afirmava que a construção das estruturas de grande dimensão, como centrais de elevada potência e redes de transporte e distribuição de alta tensão, eram essenciais à criação de uma rede elétrica capaz de acompanhar a tendência do aumento da procura de eletricidade. Apelava ao governo português que criasse uma rede elétrica de geração centralizada através de investimento estatal.

A CRGE em 3 de março 1931 é autorizada a concessionar em alta tensão a zona do Vale do Tejo, assegurando o fornecimento, transporte e distribuição de energia ao distrito de Santarém, através de uma linha de 30 kV. [10]

Ferreira Dias, em janeiro do ano de 1932, faz críticas ao Governo, de que não havia coordenação entre os organismos, o investimento não era nacional, não existia um claro programa de eletrificação nacional, não havendo continuidade nas políticas energéticas. [8][18]

Durante o Congresso da União Nacional, em 1934, é denunciada a estagnação do Estado face à eletrificação do país, sendo necessário eletrificar as zonas rurais, assegurando preços baixos para a eletricidade, potenciando o crescimento económico. [8][18]

No mesmo ano ocorre o Congresso da União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica (UNIPED), onde se debateu as questões da política energética, em que se chegou a um consenso para a introdução de tarifas degressivas, nas situações em que eram aplicáveis e na criação de escalões. A finalidade de tais tarifas era incentivar o consumo, pois quanto maior o consumo, menor a tarifa, mais barata a energia seria. Em 1937, a CRGE foi o primeiro produtor/distribuidor a implementar tais tarifas. [58]

Ferreira Dias, aquando da sua passagem pelo Governo, como subsecretário de Estado do Comércio e da Indústria, expõe as suas ideias sobre o projeto de eletrificação nacional contextualizado na Lei n.º 2002 (Eletrificação do país), consagrada a 26 de dezembro de 1944. O conceito de Rede Elétrica Nacional é amplificado, face ao existente na Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos, consagrando a hidroelétrica em detrimento da termoelétrica. Sendo imputadas ao Governo as responsabilidades de regular e maximizar a produção hidroelétrica de modo a garantir o crescimento da indústria, eletrificação os caminhos de ferro e das atividades agrícolas, ou simplesmente garantir energia para iluminação pública e aos domésticos. [8][12][18]

A fim de interligar os centros produtores de energia, em 1944, estabelece-se a interligação da rede da CRGE à da União Elétrica portuguesa-Sul (UEP Sul). [10]

A 5 de junho de 1947 é celebrado o Plano Marshall, destinado a reconstruir os países envolvidos na guerra, permitindo erguer as suas economias. O dinheiro cedido a Portugal serviu para fomentar a eletrificação do país, principalmente em projeto hidroelétricos, pois até 1940, cerca de 80% do consumo era exclusivo às indústrias, que ansiavam por energia barata. [12][25]

Os anos de 1948 e 1949 foram fustigados pela seca, prejudiciais para a produção hidroelétrica, no entanto, verificou-se uma fase de crescimento industrial. O crescimento é contido, devido às constantes falhas de energia. As falhas de energia não podiam agora ser suplantadas por centrais térmicas como até então ocorria, o que originou desorganização e prejuízos às indústrias. As restrições energéticas já se faziam sentir desde o desencadear da 2ª Guerra Mundial, que associadas a anos áridos condicionaram o crescimento económico, que criou a necessidade de se impor turnos de funcionamento às indústrias. Os anos áridos que se abateram em Portugal, em conjugação com uma inexistente política de previsão energética, sem metas delineadas, condicionaram fortemente a indústria. A resposta à seca, não se fez sentir mais cedo, pois não era possível nestes períodos edificar centrais termoelétricas, em virtude da Empresa Termoelétrica Portuguesa ter exclusividade do mercado e da morosidade que eram as negociações com o Estado, para obter financiamento dos projetos. [12][22]

Em 1949, Ezequiel Campos defensor da produção hidroelétrica propõe centrais de maior potência, dado que a situação elétrica do país é preocupante, pois existe uma grande quantidade de centrais de baixa potência, que não satisfazem o consumo, sendo frequentes as interrupções e limitações do mesmo. É, portanto, necessário repensar a organização do setor. A finalidade de centrais hidroelétricas de elevada potência é a de produzir eletricidade em grande escala e a baixos preços. A proliferação de pequenas centrais a carvão, por todo o país, traduz a incapacidade de produção, o que condicionava o aparecimento de novas indústrias de base, que almejavam por energia barata e sem falhas. [12]

No ano de 1951 são inaugurados três aproveitamentos dos recursos hídricos: Castelo de Bode (no rio Zêzere); Venda Nova (no rio Rabagão com a central sobre o Cávado) e Belver (no rio Tejo). A entrada em funcionamento das três centrais hidroelétricas, torna-o ímpar no aproveitamento dos rios. [4]

A Figura 2.3 exhibe uma perspetiva panorâmica da central hidroelétrica de Ferreira do Zêzere que assumiu grande importância no abastecimento elétrico e hídrico da população do distrito de Lisboa.



Figura 2.3 - Central Hidroelétrica de Castelo de Bode. [84]

Nesta época, é notório o esforço em utilizar recursos hídricos para produzir eletricidade a baixo custo, tendo entrado em funcionamento 10 centrais hidroelétricas de 1953 a 1965. Surgiram, também, as primeiras linhas de Muito Alta Tensão (MAT).

Na Figura 2.4 é exibido um termo de comparação no que diz respeito à evolução do comprimento e instalação de novas linhas da RNT (Rede Nacional de Transporte).

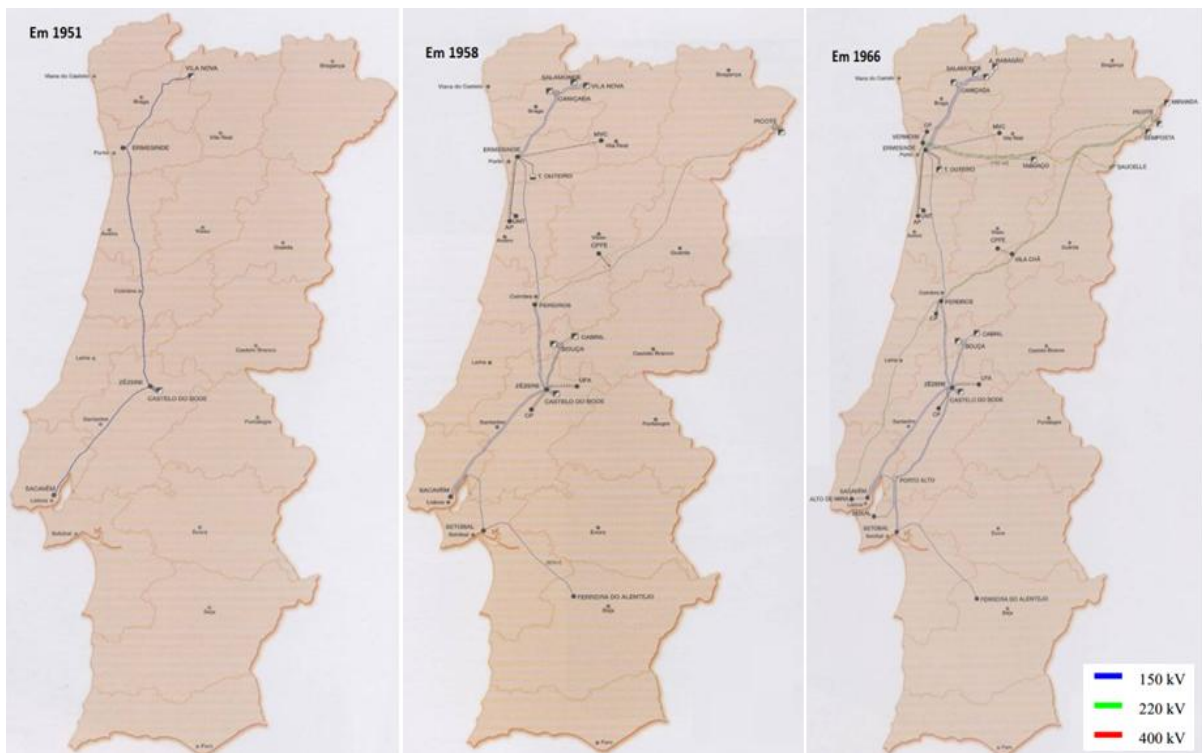


Figura 2.4 - Linhas da Rede Nacional de Transporte entre 1951 e 1966. [23]

Em 1951, surgem as primeiras linhas de 150 kV (Zêzere-Sacavém, Vila Nova-Ermesinde e Ermesinde-Zêzere), constituindo a rede primária, dando início à exploração da rede a 150 kV. Em 1958, surge a primeira linha de 220 kV, (ligação Picote-Pereiros), que veio fortalecer o abastecimento de energia. O nível de tensão de 220 kV surge devido ao aumento do consumo, o qual implicava um maior trânsito de energia, e minimização da distância dos locais de produção até aos centros de consumo. O nível de 400 kV começa a ser utilizado, em 1979, em que as primeiras subestações a utilizar tal nível de tensão foram as de rio Maior e Palmela. [23][76]

Dando continuidade à intenção do Estado Novo de industrializar o país, iniciada com a Lei n.º 2005, de 14 de março de 1945, surgem vários planos de fomento definindo várias medidas que visam através da industrialização tornar o país mais competitivo. [12][26][27]

Ainda não se tinha atingindo o ano de 1960 e a produção de eletricidade já tinha triplicado face a 1950. É de notar que a produção hidroelétrica ganha supremacia face à produção térmica que até à década de 50 dominava em Portugal, fruto dos planos de fomento. [8][22][28]

No ano de 1961 é estabelecida a primeira interligação com a rede espanhola, pela linha de 220 kV, na ligação Vermoim-Picote que deriva para a central de Saucelle. [23] [76]

Na década de 60, o consumo triplicara face à década anterior.[22]

No período entre 1964 e 1967, Portugal apercebendo-se do excedente de energia que era produzida em determinados períodos do ano, e por outro lado escassez de energia, em virtude dos meses mais áridos, implicaria menos produção hidroelétrica, estabelece parceria com França, com a Electricité de France (EDF). Aproveitando a ligação Portugal-Espanha, estabelecida pela linha de 220 kV, em 1961, Portugal passa a disponibilizar energia em Saucelle (Espanha), de 1 de outubro a 14 de novembro, em contrapartida recebia de 1 de junho a 30 de setembro. [23]

Em 1964, entra em operação a primeira central hidroelétrica com equipamento reversível do país com a possibilidade de retorno da água para as albufeiras em horas de vazio para ser vendida nas horas de cheia. Esta central localiza-se no rio Rabagão, no Alto do Rabagão. [4][23]

As hidroelétricas pela elevada potência instalada abasteciam grande parte do consumo nacional. Contudo, o país teve de continuar a investir em centrais termoelétricas a carvão, começando a interessar-se também pelo fuelóleo, a fim de assegurar potência necessárias em situações de emergência como os períodos áridos. Surge, a primeira central termoelétrica de fuelóleo no Carregado, em 1968 (Figura 2.5). [8][22][28]



Figura 2.5 - Central termoelétrica do Carregado. [29]

No ano de 1969 inicia funções a Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE) resultante da aglutinação de vários produtores e da Companhia Nacional de Electricidade (CNE), em que se efetiva a centralização numa empresa da produção e do transporte de eletricidade. Tem como principais áreas de intervenção: garantir a diversificação de fontes energéticas para o país, ampliar a interligação e a rede de transporte de eletricidade. A CPE tinha a incumbência de fazer progredir a construção de centrais hidroelétricas e termoelétricas (a fuelóleo e a carvão). Tendo permitido uma estabilização da política energética. [5][8][22][23]

O entusiasmo pelas hidroelétricas, vivido nas décadas de 50 e 60, com a inauguração de várias centrais em anos sucessivos, não teve continuidade no tempo, tendo declinado em 1965, por um período de 6 anos. Neste espaço de tempo não foi inaugurada nenhuma central hidroelétrica, tendo convergido a atenção para as centrais termoelétricas de fuelóleo/gasóleo na tentativa de acompanhar o crescimento do consumo e assegurar um sistema alternativo às hidroelétricas. O aumento da procura, a nível mundial, de petróleo criou uma ascensão dos preços, que culminou na denominada crise petrolífera da década de 70. Portugal sempre foi um país deficitário de matérias-primas, tendo recorrido à importação de recursos exógenos para dinamizar e industrializar o país, mas que nos tornava menos competitivos face à média Europeia. [31]

A Figura 2.6 retrata a oscilação do preço do petróleo desde a primeira crise em 1970 até ao ano de 2008. As razões que promovem essa flutuação de preços são: especulação quanto às reservas nos jazigos, crises políticas, guerras e restrições de produção.

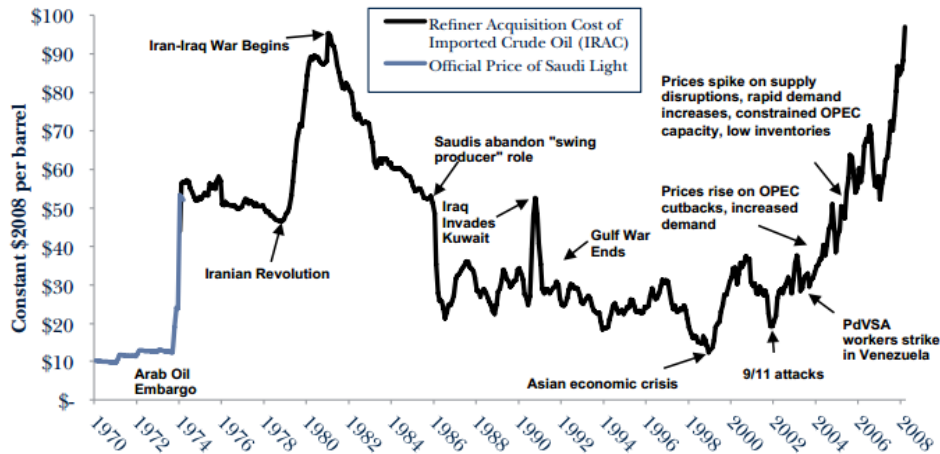


Figura 2.6 - Cronologia dos principais eventos que influenciaram a flutuação do preço do petróleo no mundo.[83]

O setor elétrico português tem tentado nos últimos anos emancipar-se da dependência petrolífera para a produção de energia elétrica, como é visível na Figura 2.7. É notório que apesar da abertura aos produtores independentes decretada em 1988, a mesma não tem nenhum peso na produção de energia elétrica até ao século XXI.

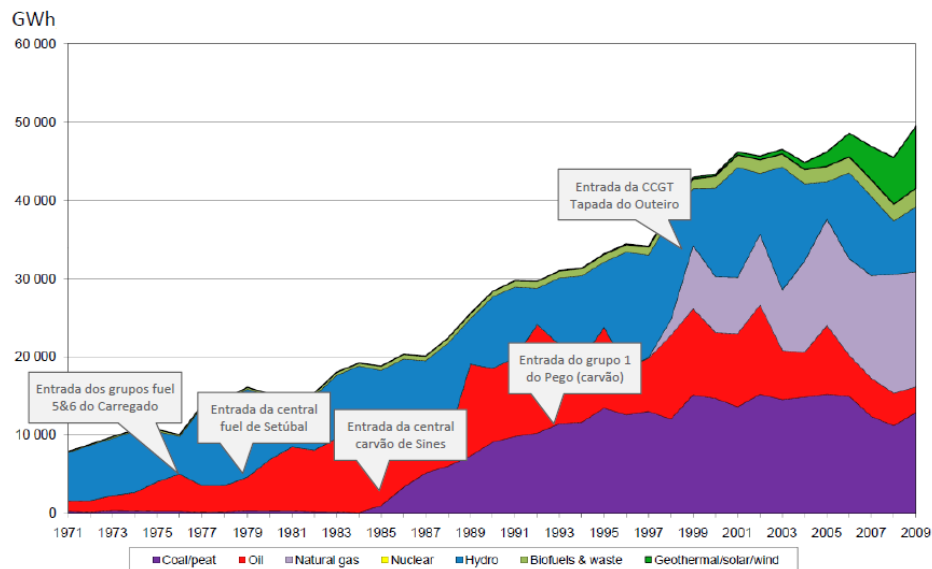


Figura 2.7 - Contribuição de cada combustível para a produção de eletricidade em Portugal. [87]

Em plena crise petrolífera (1973) entra em funcionamento a central termoelétrica de Tunes, no concelho de Silves. [28][31]

No ano de 1975 em Portugal são nacionalizados vários setores da atividade económica, inclusive o setor elétrico onde a CRGE é nacionalizada, bem como outras empresas e cooperativas de produção, transporte e distribuição de eletricidade, no total de 13 empresas do setor elétrico (pelo Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 15 de abril). Fazendo cumprir o Decreto-Lei 502/76 verifica-se que as empresas nacionalizadas do setor elétrico do continente são aglutinadas na EDP-

Electricidade de Portugal, na Madeira na EEM-Empresa de Eletricidade da Madeira, e nos Açores na EDA-Eletricidade dos Açores. Constituindo, assim, empresas verticais monopolistas do mercado de eletricidade no continente e arquipélagos.[9][10][32]

A EDP passou a ser empresa pública com uma concessão monopolista, em exclusividade, exercendo funções de produção, transporte e distribuição, o que não permitia a competição a nenhum nível: os consumidores finais não podiam escolher o fornecedor, estando sujeitos à regulação direta, exercida pelos governos, os decisores do preço final da eletricidade. Apresentando, assim, uma organização verticalmente integrada, tendo realizado esforços para investir, explorar e expandir o setor elétrico. A distância dos centros produtores aos consumidores implicou investimentos em linhas de transporte associados aos encargos com as centrais, o que implicou aos governos assumir a responsabilidade de assegurar um serviço público. A intenção de criar um monopólio teve o objetivo de minimizar os custos a longo prazo, tendo por base um planeamento centralizado regulado pela ERSE. [5][23][56][57][82]

A Figura 2.8 representa a organização do setor elétrico português, após a nacionalização das empresas de energia elétrica em 1975, constituindo assim um monopólio no setor elétrico português. A organização centralizada repercutia a intenção de realizar grandes investimentos em centrais e de edificar uma rede transporte e de distribuição robusta.

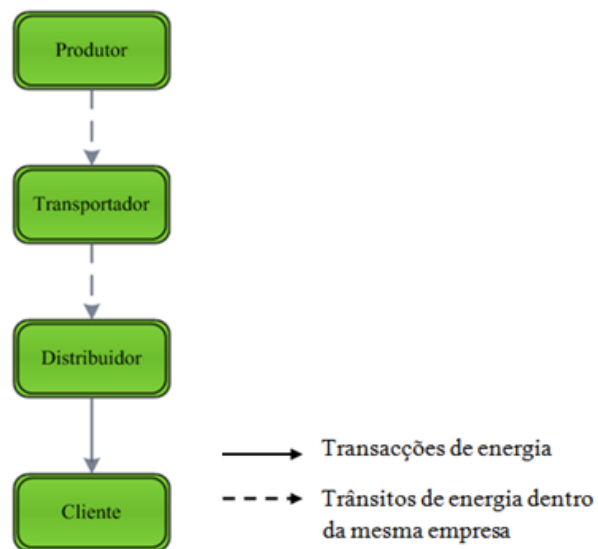


Figura 2.8 - Estrutura verticalmente integrada representativa de um monopólio. [5]

A distribuição em baixa tensão, historicamente era fomentada pelos municípios, mas face à tentativa de atingir a eletrificação de todo território nacional e eliminar problemas de eficiência, são estabelecidos contratos de concessão entre a EDP e as autarquias. [23]

Em 1975, Portugal pede auxílio a Espanha para suprimir insuficiências na produção de energia elétrica. Visto, Portugal encontrar-se internamente num período de agitação política, económica e social, um período de desorganização. A nível Internacional ainda se faz sentir a crise

petrolífera, por essa razão Espanha inflaciona o preço cobrado a Portugal. Esta necessidade de importar eletricidade originou uma limitação do consumo. [23]

Em virtude do primeiro choque petrolífero ocorrido na década de 70, nos Estados Unidos da América (EUA), em 1978, é implementada a PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*), que gera uma reorganização do setor elétrico onde as empresas monopolistas têm de comprar energia de produtores independentes. Introduce-se assim, deste modo, concorrência ao nível da produção de energia elétrica estimulando-os a serem mais eficientes. Posteriormente, a tendência de liberalizar o setor elétrico estendeu-se à Europa. No caso particular da Grã-Bretanha, iniciou-se em 1983, onde anos mais tarde, em 1990, é criada uma bolsa de energia elétrica entre a Inglaterra e o País de Gales.[5][26][57]

A Figura 2.9 apresenta as datas em que alguns países introduziram medidas para liberalizar os respetivos setores elétricos.

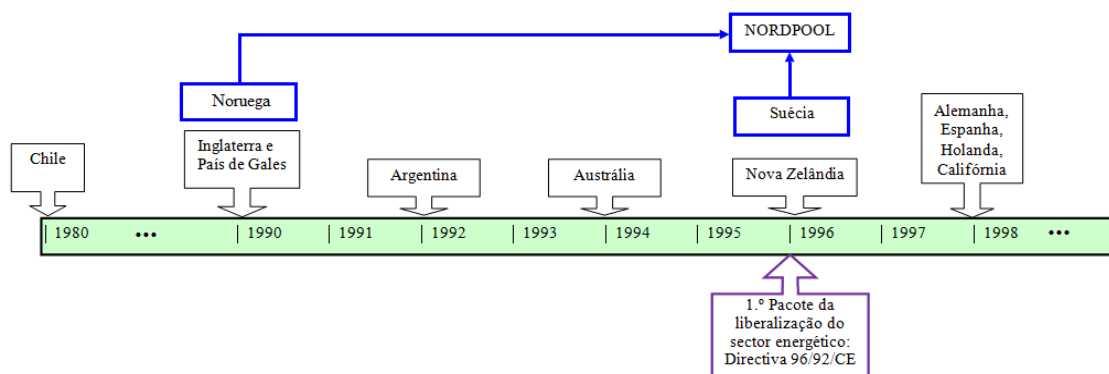


Figura 2.9 - Cronologia da reestruturação do setor elétrico. [Adaptado de [62]]

A rede elétrica depara-se com dificuldades financeiras, na década de 80, que condicionam a reforma da rede, não sendo possível acompanhar e importar os avanços tecnológicos já existentes noutros países. A rede apresentava lacunas no controlo do nível de tensão e nos aparelhos de corte instalados, que já não tinham poder de corte suficiente para o valor das correntes de curto-circuito expectáveis nesses locais. [23]

No dia 26 de fevereiro de 1982 face ao período que Portugal vive, de crescimento do consumo, e de menor capacidade de investimento em centrais para o suportar, é publicado o Decreto-Lei n.º 58/82 que estabelece normas sobre gestão de energia, particularmente para os maiores consumidores energéticos. Tendo sido, posteriormente, publicada a Portaria n.º 359/82, de 7 de abril, em que aprova o Decreto-Lei n.º 58/82 e detalha os valores energéticos para os quais são considerados consumidores intensivos energeticamente. [34]

Em 1982, o Conselho de Ministros determina que a distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão passe a pertencer aos municípios, que poderão exercê-la em regime de exploração direta, de associação de municípios, de empresas públicas de âmbito regional de que participem ou em

regime de concessão à EDP, tendo sido estabelecidas as rendas a pagar pela EDP aos municípios.[33]

Passados dez anos dos EUA terem iniciado a liberalização do setor elétrico, só em 1988, surge em Portugal a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, que possibilita a produção independente recorrendo a fontes renováveis ou a cogeração, a qualquer entidade: pública, privada ou particular, consagrando assim a figura do produtor em regime especial. A produção de energia elétrica em regime especial gozava de uma obrigação de compra, por parte da rede pública. O Estado português com este DL incentiva o aumento do número de produtores independentes, ainda que limitados por um conjunto de normas, que ao longo dos anos têm sido modificadas, é dado um primeiro sinal de liberalização do setor elétrico. O Estado promove a utilização dos recursos renováveis disponíveis, tendo por sucessivas vezes feito alterações ao DL, e incentivando o aproveitamento dos recursos hidrológicos para produção de eletricidade. Pretendia-se com tal Decreto, atenuar os efeitos do choque petrolífero, diminuindo a dependência do exterior e incutir preocupação ambiental, no aspeto das emissões de GEE, recorrendo à produção descentralizada de energia elétrica, não colocando em causa o monopólio da rede por parte da EDP, mas possibilitando a diversificação dos produtores. É introduzida concorrência ao nível da produção, competindo entre eles para atribuição de concessões de construção e exploração das novas centrais.[5][24][33][48]

A Figura 2.10 apresenta o organograma do setor elétrico português, depois da consagração do Decreto-Lei n.º 189/88. É visível uma entidade monopolista, a EDP, que exerce funções em toda a cadeia de valor do setor, tendo apenas concorrência de pequenos produtores independentes que tomam iniciativa para suprir necessidades locais de consumo.

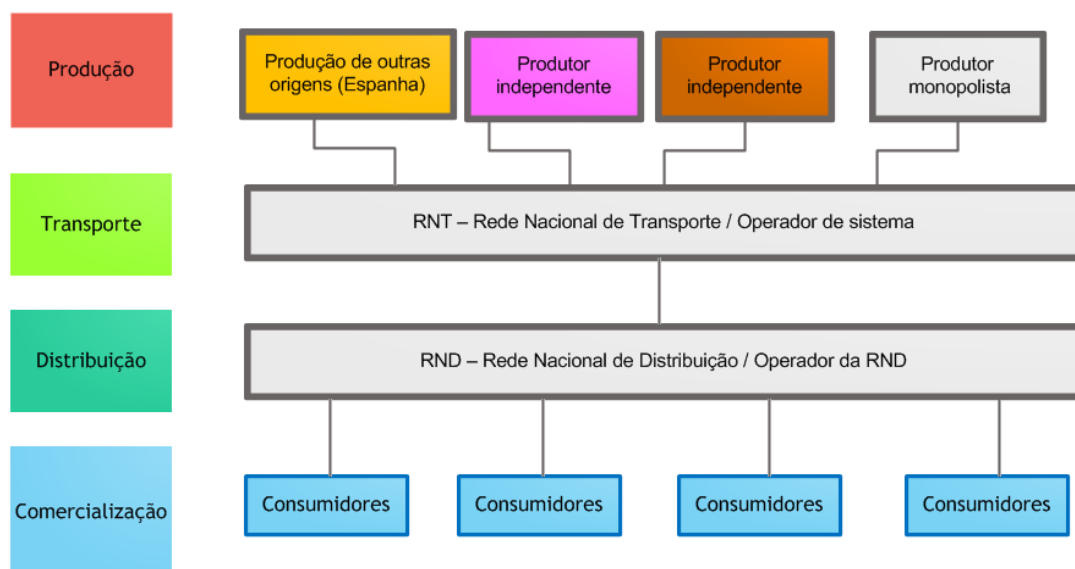


Figura 2.10 - Monopólio verticalmente integrado com competição ao nível produção.

Em outubro de 1988 é constituída a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) com a finalidade de representar os seus associados, promover as energias renováveis, e colaborar na criação de políticas energéticas sustentáveis para Portugal. [86]

O Estado português introduziu alterações nas empresas públicas nacionalizadas, após 1975, ao transformar as empresas públicas em sociedades anónimas (SA), ao publicar a Lei n.º 84/88 em 20 de julho de 1988. Posteriormente, surge avanço legislativo no sentido de definir o quadro das privatizações, com a Lei n.º 11/90, de 5 de abril. A 8 de janeiro de 1991, a EDP transformou-se numa sociedade anónima de capitais, predominante, públicos, deixando de ser empresa pública fazendo cumprir o Decreto-Lei 7/91, de 8 de janeiro. [33][35]

Portugal entra para a CEE (Comunidade Económica Europeia), a 1 de janeiro de 1986, o que provocou mudanças nos mais variados aspetos da nossa sociedade, ao nível político, económico, social, cultural, legislativo. Esta adesão também introduziu transformações ao nível do setor elétrico, com a transposição de Diretivas comunitárias que estabelecem objetivos e medidas a aplicar de modo a uniformizar os mercados na Europa. [45]

No ano de 1990, são publicadas duas Diretivas Europeias direcionadas para o setor elétrico: a Diretiva 90/377/CEE, de 29 de junho, e a Diretiva 90/547/CEE, de 29 de outubro. A primeira constitui o início de um processo comunitário no sentido de assegurar a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e eletricidade, e iniciou a primeira fase do estabelecimento do mercado interno da eletricidade. A segunda promove a troca de energia elétrica entre os Estados membros da União Europeia (UE) cuja contratação é da responsabilidade dos operadores das respetivas redes. A Diretiva 90/377/CEE foi alterada posteriormente pela Diretiva 2007/394/CE. [36][37]

No ano 1991 é aprovado o Decreto-Lei n.º 99/91, no dia 2 de março, que estabelece o regime jurídico do exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. O Decreto-Lei virá a ser revogado pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho. [33]

A 30 de maio de 1992 é publicado o Decreto-Lei n.º 104/92 que transpõe para o direito português a Diretiva do Conselho 90/377/CEE, de 29 de junho, que exige a transparência dos preços no consumidor final de gás e eletricidade, sendo exigido o envio dos preços ao Serviço de Estatísticas das Comunidades Europeias (SECE). O Decreto-Lei é complementado pela Portaria n.º 737/92, de 22 de julho, que regulamenta o fornecimento transparente de energia elétrica. [33][37]

A Diretiva 93/38/CEE, de 14 de junho de 1993, enuncia obstáculos à criação de um mercado interno, incentivando abertura do mercado para dinamizar a economia, indicando diretrizes para celebração de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações, para introduzir uma concorrência equitativa. Tal Diretiva Europeia foi, posteriormente, alterada e complementada pela Diretiva Europeia 98/4/CE, de 16 de fevereiro. Recentemente, é publicada a Diretiva Europeia 2004/17/CE, de 31 de março, na tentativa de alterar a Diretiva 93/38/CEE, para

melhorar os mercados internos dos estados membros. Tendo sido sujeita a diminutas alterações, publicadas no regulamento n.º 1874/2004, publicado a 28 de outubro de 2004. [34][38][39][40]

Em 1994, dá-se a separação das atividades do setor elétrico nacional: produção, transporte e distribuição, tendo sido criada a empresa REN-Rede Elétrica Nacional S.A., em agosto de 1994. A criação da REN é consequência da reformulação do quadro jurídico da EDP, aprovado a 19 de maio de 1994, no Decreto-Lei 131/94. [33][41]

A abertura do setor elétrico à iniciativa privada no que diz respeito à produção seria o advento para o que aconteceu em 1995, onde foram promulgados sete Decretos-Leis n.ºs 182/95 a 188/95. Tais Decretos-Lei aprovados a 27 de julho de 1995 constituem o pacote legislativo que gerou a reforma do setor elétrico criando um novo modelo organizacional, como é visível na Figura 2.11. [5] [9][33][42]

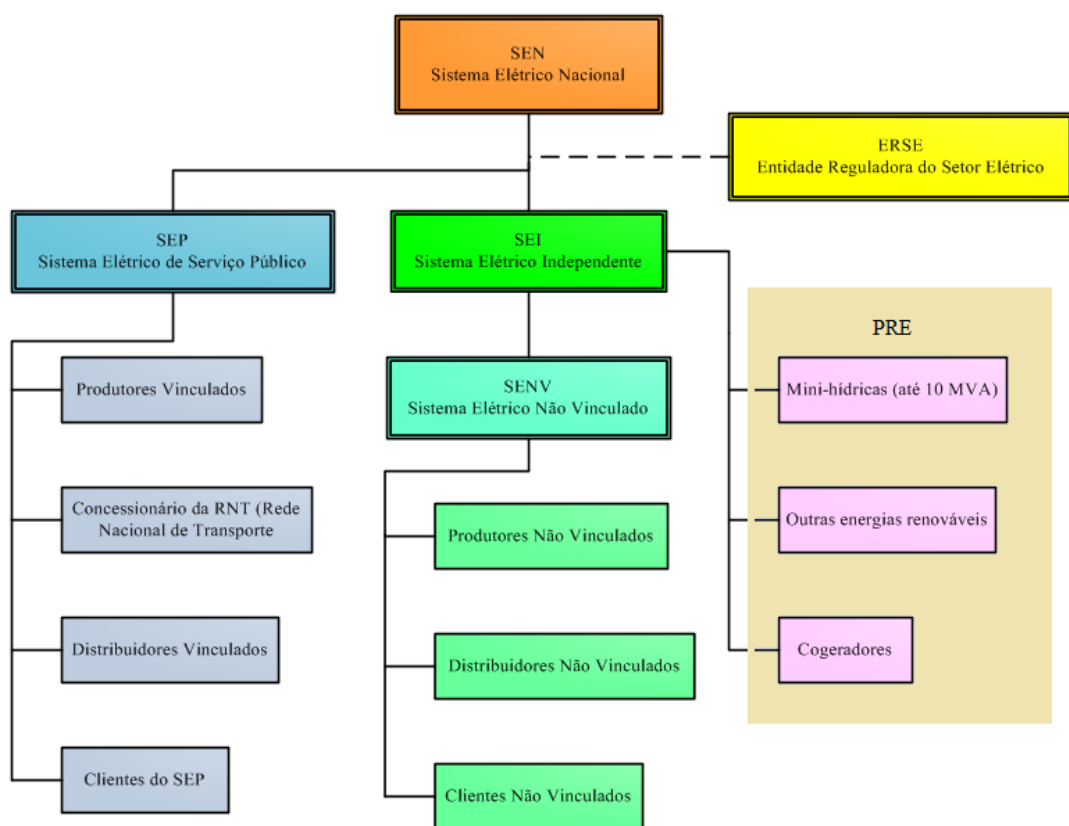


Figura 2.11 - Representação esquemática do setor elétrico nacional (SEN). [33]

O Decreto-Lei 182/95 apresenta a organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN), sendo subdividido em dois subsistemas: sistema elétrico de serviço público (SEP), constituindo-se com mercado regulado (MR) e o sistema elétrico independente (SEI), funcionando como mercado liberalizado (ML). [33][78]

O Decreto-Lei 183/95 define o regime jurídico do exercício da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do SEP e do SENV. [33]

O Decreto-Lei 184/95 enuncia o regime jurídico do exercício da atividade de distribuição de energia elétrica no âmbito do SEP e do SENV. [33]

O Decreto-Lei 185/95 descreve o regime jurídico do exercício da atividade de transporte de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional e aprova as bases de concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT). [33]

O Decreto-Lei 186/95 estipula as regras relativas à atividade de produção e consumo combinado de energia elétrica e energia térmica, mediante o processo de cogeração [33]

O Decreto-Lei 187/95 enuncia a criação de tarifas fixas ao abrigo do Regulamento tarifário. Decreta a criação da entidade reguladora e estipula as suas funções da Entidade Reguladora do Setor Elétrico, atualmente denominada de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Regula o mercado do setor elétrico de serviço público (SEP), e assegura o cumprimento das relações comerciais entre o SEP e o SENV. As transações de energia elétrica baseiam-se num preço regulado. O monopólio natural existente da RNT (Rede Nacional de Transporte) e da RND (Rede Nacional de Distribuição) é sujeito a regulação para proteger os interesses dos consumidores. [5][33][43]

O Decreto-Lei 188/95, de 27 de julho, apresenta as disposições relativas à constituição, organização e funcionamento da Entidade de Planeamento do Sistema Eletroprodutor. O presente Decreto-Lei foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 56/97, aprovado no dia 14 de março. [33]

A regulamentação da produção independente com recurso a fontes renováveis ou a cogeração é passível de ser explorada por qualquer entidade: pública, privada ou particular, sofre alterações com o Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro. [44]

Passados dez anos de Portugal aderir à Comunidade Económica Europeia (CEE), é publicada uma Diretiva Europeia (96/92/CE) pela Comissão Europeia (CE) desencadeando um processo de liberalização do setor elétrico dos Estados membros. A Diretiva surge para por cobro às insuficiências do modelo de mercado do setor elétrico vigente, assente nesse tempo em empresas monopolistas com reduzidas transações. O operador da rede de transporte (*Transmission System Operator* (TSO)) é responsável pela exploração, expansão e manutenção da rede elétrica, é definido como sendo o comprador único. Surge então abertura para que os Estados Membros aproveitem os recursos renováveis ou resultantes da cogeração, estipulando que os operadores da rede de transporte deem prioridade a essas centrais. As empresas do setor elétrico constituídas verticalmente exercendo funções na produção, transporte e distribuição, é exigida uma separação da contabilidade. A Diretiva Europeia pretende assegurar o livre acesso a terceiros às redes de transporte, mediante cumprimento de um conjunto de regras e que seja publicada uma tarifa universal de utilização das redes, não discriminatória. [5][9][36]

O regime de comprador único estabelece contratos duradouros com os produtores, sendo os primeiros contratos salvaguardados do risco do mercado, assegurando custos de capital em valores relativamente baixos. [5]

A Figura 2.12 exhibe as transações de energia elétrica possíveis num modelo de mercado constituído por um comprador único, que no caso de Portugal é a REN.

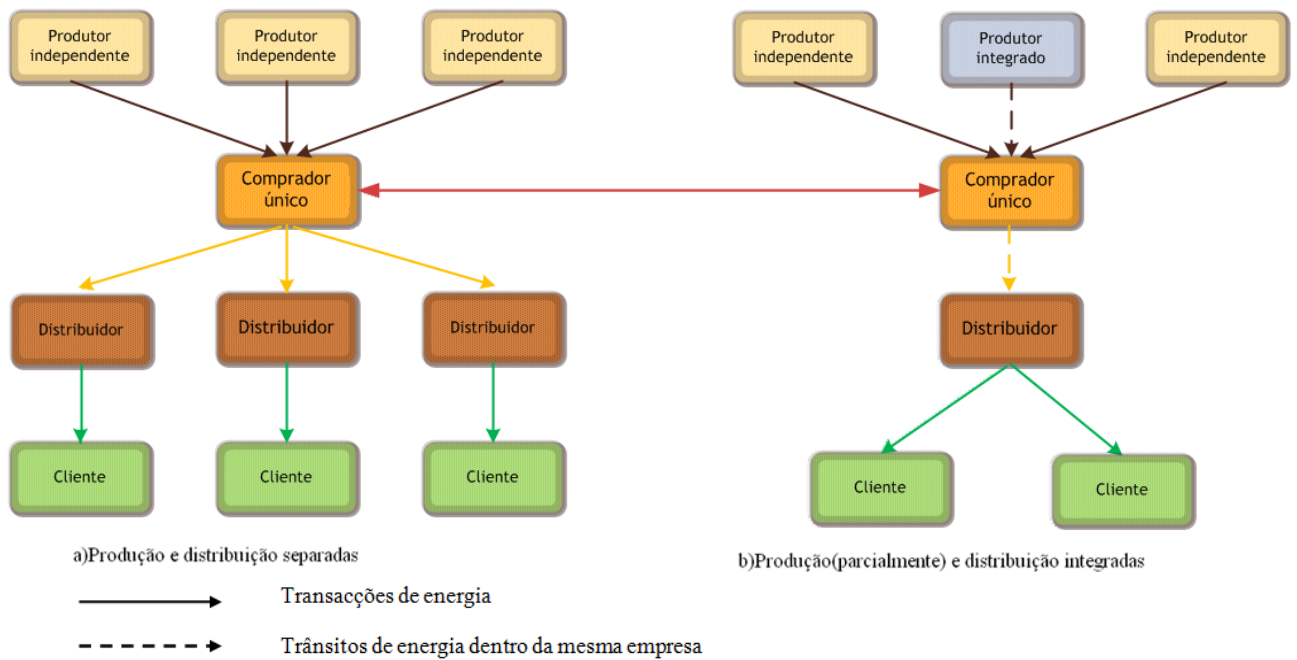


Figura 2.12 - Modelo do mercado elétrico: comprador único. [5]

Em 1997, o Estado português inicia a privatização da EDP, alienando ações da empresa, cerca de 30% do capital, tendo ocorrido posteriormente mais sete fases de privatização da EDP (maio de 1998, junho de 1998, outubro de 2000, novembro de 2004, dezembro de 2005, dezembro de 2007 e maio 2012). A privatização da EDP iniciada em 1997 foi fruto da resolução do Conselho de Ministros n.º 21/96 ter aprovado tal operação. [32][33][51]

A 18 de maio de 1999 é aprovado o Decreto-Lei n.º 168/99 que reformula o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, no que diz respeito à utilização da cogeração ou fontes renováveis para produção de energia elétrica. O Decreto-Lei n.º 168/99 cria o regime especial de energia elétrica, apresenta alterações ao tarifário de venda de energia de origem renovável e expõe o regulamento para autorização das instalações de produção de energia elétrica baseadas em recursos renováveis. [46][48]

O Decreto-Lei n.º 538/99, aprovado a dia 13 de dezembro, introduz alterações na regulamentação da produção de energia elétrica proveniente da cogeração, alterando o tarifário da venda da energia produzida e permitindo a expansão das situações em que é permitida a cogeração para a produção de eletricidade. O Decreto-Lei n.º 538/99 revoga o Decreto-Lei n.º 186/95. [9][46][49]

A REN-Rede Elétrica Nacional S.A. surge como empresa independente da EDP, no ano de 2000, aquando da 4ª fase de privatização da EDP. O Estado outorga à REN-Rede Elétrica Nacional S.A. a exploração da rede de transporte nacional de eletricidade, em regime de exclusividade, por

um período de 50 anos, a contar de 6 de setembro de 2000. O setor elétrico é gerido desde então pela REN, tendo a função de ser o comparador único do SEP. [5][7][42]

A REN assume-se como entidade concessionária da RNT independente da EDP, tendo funções de gestão técnica (operador de sistema) e gestão das relações comerciais (operador de mercado). [33]

A Figura 2.13 exibe a comparação da evolução do crescimento da rede de transporte de energia elétrica portuguesa, onde é notória a diferença para os períodos anteriormente apresentados na Figura 2.4, de 1951 a 1966. O surgimento de novas linhas acompanha o aumento da potência instalada no setor eletroprodutor, possibilitando o fluir da energia dos centros de produção até aos centros de consumos que se encontram a grandes distâncias.

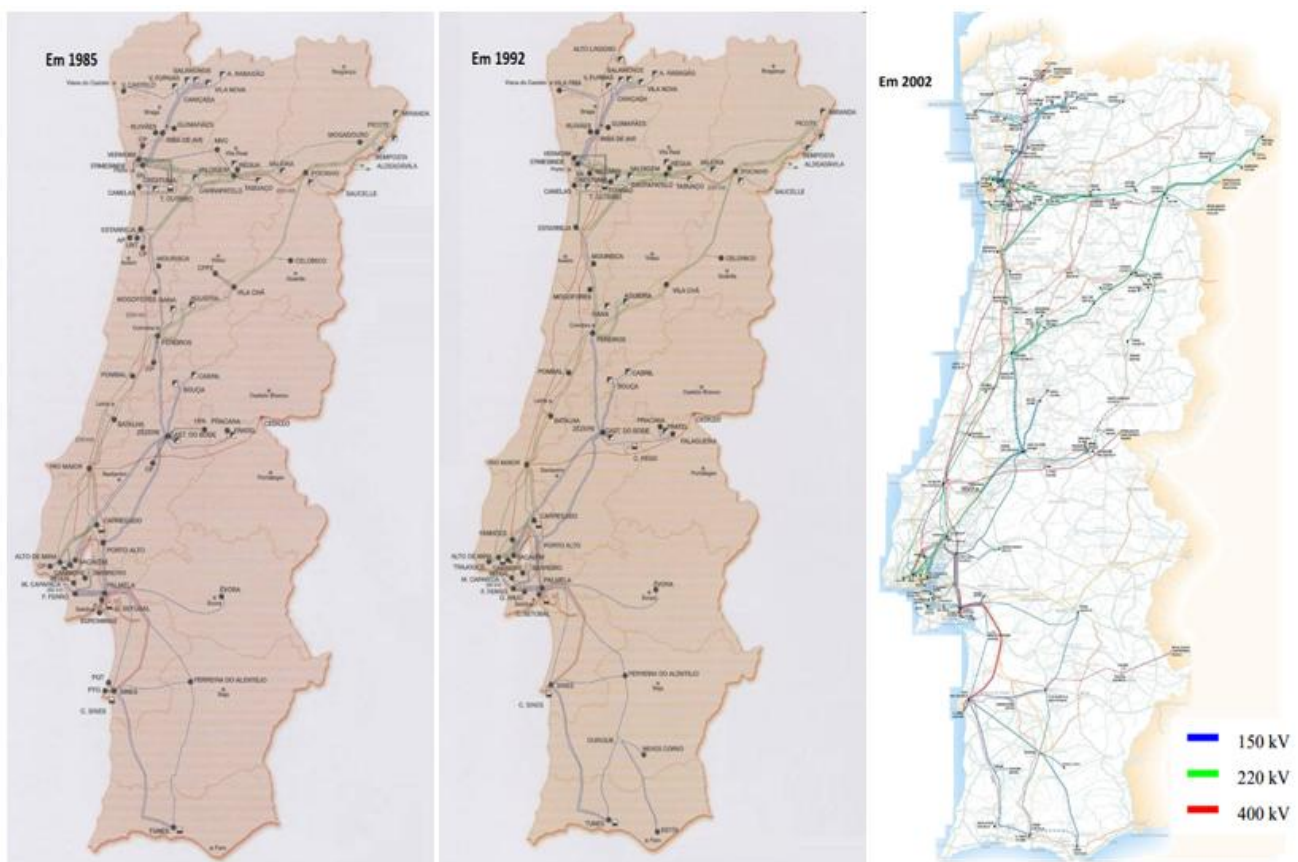


Figura 2.13 - Linhas da Rede Nacional de Transporte entre 1985 e 2002. [23]

A 25 de março de 2002 é publicado o Decreto-Lei n.º 68/2002 que introduz alterações ao Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, relativo aos produtores independentes, e confere o presente Decreto a possibilidade de produção de energia em Baixa tensão (BT), até 150 kW. Este tipo de produção destina-se maioritariamente para consumo próprio, podendo o excedente ser vendido a terceiros ou à rede pública, integração no Sistema Elétrico Nacional (SEN) no âmbito do Sistema Elétrico Independente (SEI). [79]

Esta alteração da legislação reorganiza o SEN, como se pode observar na Figura 2.14, face ao aprovado em 1995 no Decreto-Lei n.º 182/95.

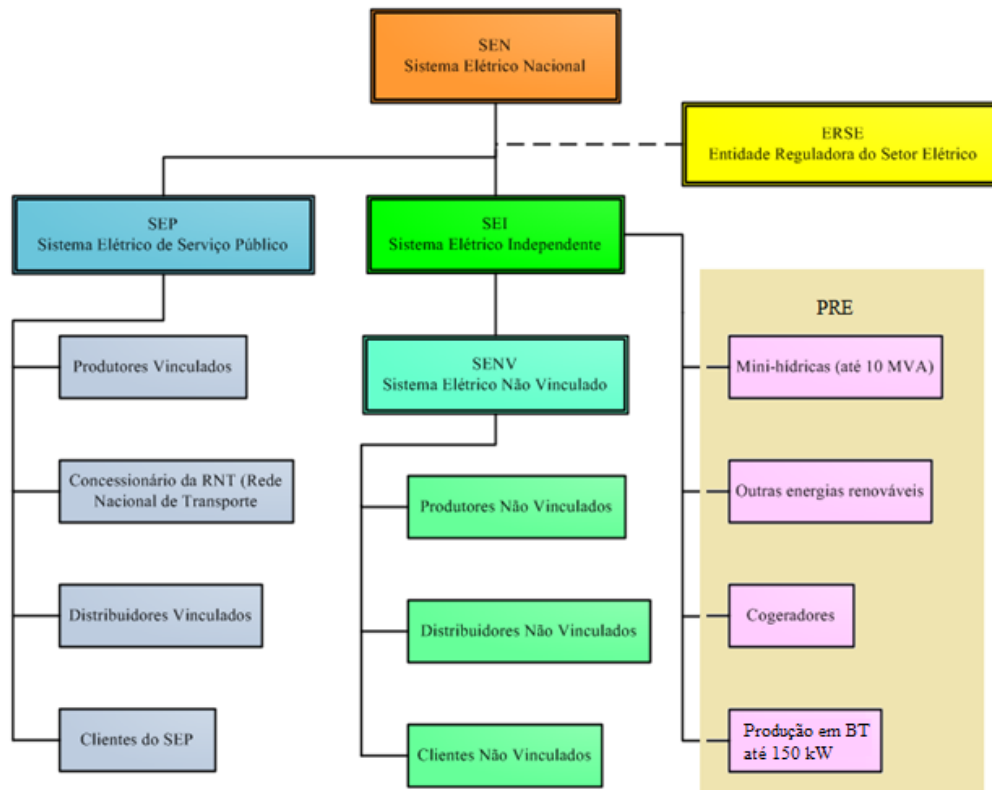


Figura 2.14 - Representação esquemática do setor elétrico nacional (SEN). [78]

No dia 14 de abril de 2002 é aprovado o Decreto-Lei n.º 97/2002 no sentido da reestruturação do mercado interno, funcionando em concorrência, no que diz respeito à eletricidade, conforme anunciado na Diretiva Europeia 96/92/CE, de 19 de dezembro, e relativamente ao mercado do gás, surgem regras de funcionamento do mercado com a Diretiva n.º 98/30/CE, de 22 de junho. Este Decreto-Lei aprova a transformação da Entidade Reguladora do Setor Elétrico em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, sendo redefinidos os seus estatutos e sua missão. Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 200/2002, de 25 de setembro, altera o Decreto-Lei n.º 97/2002, e aprova os estatutos da ERSE. [34][46][47]

A 26 de junho de 2003 é publicada a Diretiva Europeia 2003/54/CE que promove a concorrência equitativa no mercado ao nível da produção, bem como a minimização dos impactos de empresas com posição dominante no mercado. Na Diretiva é definido um calendário, para um horizonte até 2007, visando a liberalização do mercado possibilitando a escolha de fornecedores aos consumidores. [36]

No dia 1 de julho de 2003 é publicado o despacho n.º 12596/2003, em que são aprovados os estatutos da OMIP-Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo português), S.A. e o respetivo

modelo de organização e funcionamento. O OMIP foi constituído em 16 de junho de 2003. [34] [53]

Na tentativa de alertar os estados membros da UE, para a maximizar a produção de eletricidade com recurso à cogeração, é publicada a Diretiva 2004/8/CE, de 11 de fevereiro de 2004, que altera a Diretiva 92/42/CEE. A Diretiva 2004/8/CE é transposta para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março. Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 23/2010 é alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto. [49][53][55]

Datado de 26 de fevereiro de 2004, o Decreto-Lei n.º 36/2004 estipula o alargamento do conceito de elegibilidade aplicável aos consumidores de energia elétrica, aumentando o número de clientes que podem livremente escolher o seu fornecedor de energia elétrica, com entrada em vigor após 4 de setembro de 2006. [34][90]

A abertura de mercado processou-se de forma faseada no tempo começando pelos grandes consumidores, como é observável na Figura 2.15.

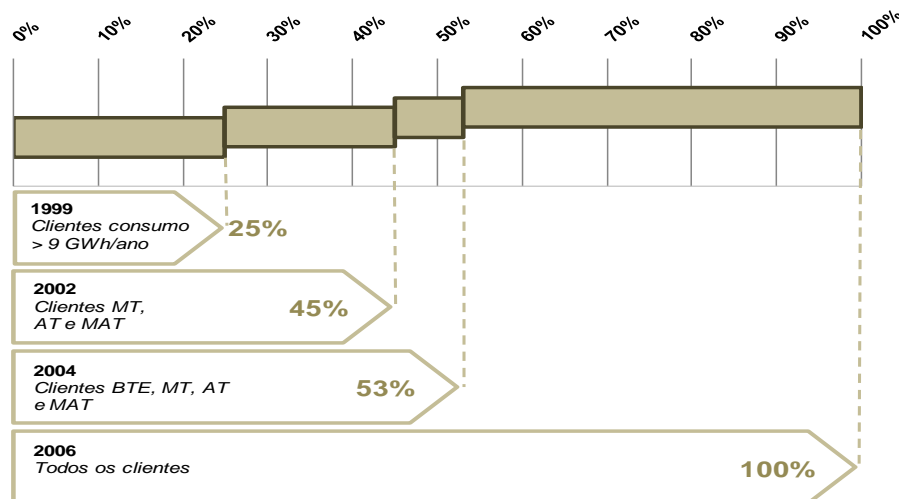


Figura 2.15 - Cronologia de elegibilidade de consumidores de energia elétrica para escolherem fornecedor. [81]

A Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004, de 20 de abril, aprova o Acordo entre Portugal e Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, assinado em Lisboa, em 20 de janeiro de 2004. [46][64][65]

No seguimento do acordo entre Portugal e Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, celebrado em 20 de janeiro de 2004, é publicada a Portaria n.º 927/2004, de 27 de julho de 2004. Onde é autorizada a atuar como câmara de compensação a OMI Clear-Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S. A., sociedade constituída em 6 de abril de 2004.[34]

Na linha do Decreto-Lei n.º 185/2003 é publicada a Portaria n.º 945/2004, de 28 de julho de 2004, que autoriza a constituição do mercado de operações a prazo sobre energia elétrica, gerido

pelo OMIP-Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo português), S. A., e define as entidades que nele podem atuar como membros. [34]

Os Contractos de Aquisição de Energia (CAE) são celebrados entre os produtores independentes, os eletroprodutores e a entidade concessionária da RNT, de longo prazo, ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, a fim de amortizar o investimento realizado, refletindo-se num baixo risco. Em virtude do processo de liberalização do mercado elétrico, e na tentativa de reduzir o impacto dos CAE) é publicado o Decreto-Lei n.º 240/2004 a 27 de dezembro de 2004. O Decreto-Lei n.º 240/2004 faz uso da permissão legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, procede à definição das condições da cessação dos CAE e à criação de medidas compensatórias, denominadas por Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), a fim de compensar os produtores vinculados pela cessão dos CAE, até 2027. Desde 2007 até 2017 são examinadas, anualmente, as condições consideradas nos CMEC, com o intuito de garantir uma receita com baixo nível de risco. Posteriormente a 2017 será fixada uma renda fixa até 2027. A primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 240/2004 surge com o Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, que fixa as compensações para as diferentes fontes de energia de origem fóssil. [5][24][33][34][85]

Após, o período que é abrangido pelos CMEC, os produtores portugueses entraram em igualdade de circunstâncias com os restantes, oferecendo a energia ao mercado ou celebrando contratos bilaterais. [5]

No dia 16 de fevereiro de 2005 é publicado o Decreto-Lei n.º 33-A/2005 que altera o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, revendo os fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Elétrico português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na rede, bem como, prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis.[34]

No dia 29 de dezembro de 2005 é emitido o Despacho n.º 26956/2005, o qual apresenta esclarecimentos ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, relativamente ao regime para gestão da capacidade de receção do sistema elétrico público, para o qual decorre de 1 a 15 de janeiro de 2006, um novo período de apresentação de pedidos de informação prévia para ligação à rede de instalações do sistema elétrico independente. [34]

O Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro de 2006 estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, de 26 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e revoga a Diretiva n.º 96/92/CE, de 19 de dezembro. [9][34][46][64]

O Decreto-Lei acima citado institui a figura do Comercializador de Último Recurso (CUR) que é atribuída à EDP Serviço Universal (EDPSU), que tem a responsabilidade de comprar e

vender toda a energia produzida em regime especial (PRE), e a abastecer os seus clientes. [46][60][64]

A 23 de março de 2006 ocorreu a Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006 a qual aprovou o Acordo entre Portugal e Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, assinado em Santiago de Compostela, em 1 de outubro de 2004. [34][92]

A intenção da UE foi a de criar um Mercado Único de Energia (MUE), mas devido à diferença de visões sobre a liberalização nos diferentes estados membros, optou-se por criar mercados regionais, a fim de adquirir experiência, para assim, construir de forma sólida um MEU, conforme é observável na Figura 2.16. [56][80][88]

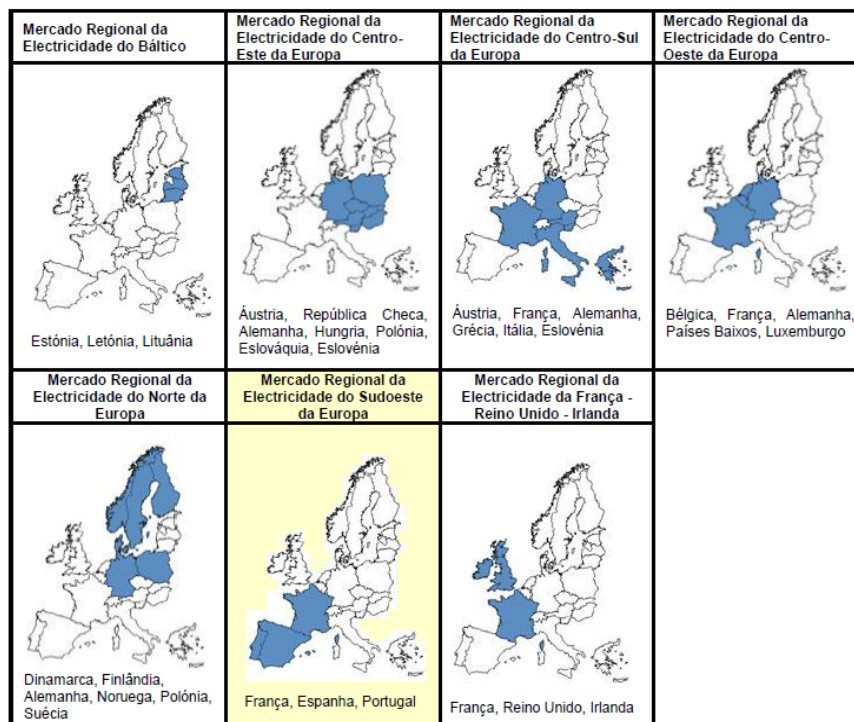


Figura 2.16 - Mercados Regionais de eletricidade na UE. [88]

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio de 2006 estabelece os princípios de alocação dos custos resultantes da remuneração da produção de eletricidade, prevista no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio. Tendo sido, posteriormente, sujeito a alterações emitidas aquando do Despacho n.º 14785-A/2006, de 11 de julho, sendo enunciadas regras de alocação do diferencial de custo. [34]

A Portaria n.º 643/2006, de 26 de junho, é publicada para alterar a Portaria n.º 139/2005, de 3 de fevereiro, relativamente a atribuição da licença de comercialização de energia elétrica de agentes externos. [34]

A 24 de julho de 2006 é emitido o Despacho n.º 15709-A/2006 que define a metodologia de aplicação dos perfis de consumo, a caracterização horária do consumo, aprovada pela ERSE através do despacho n.º 12 524-C/2004, publicado em 25 de junho de 2004, alargando a sua

aplicação aos clientes em Baixa Tensão normal (BTN), em virtude da liberalização do mercado a todos os clientes. [34][92]

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição, e comercialização de eletricidade e à organização do SEN como é visível na Figura 2.17. [34][63][68]

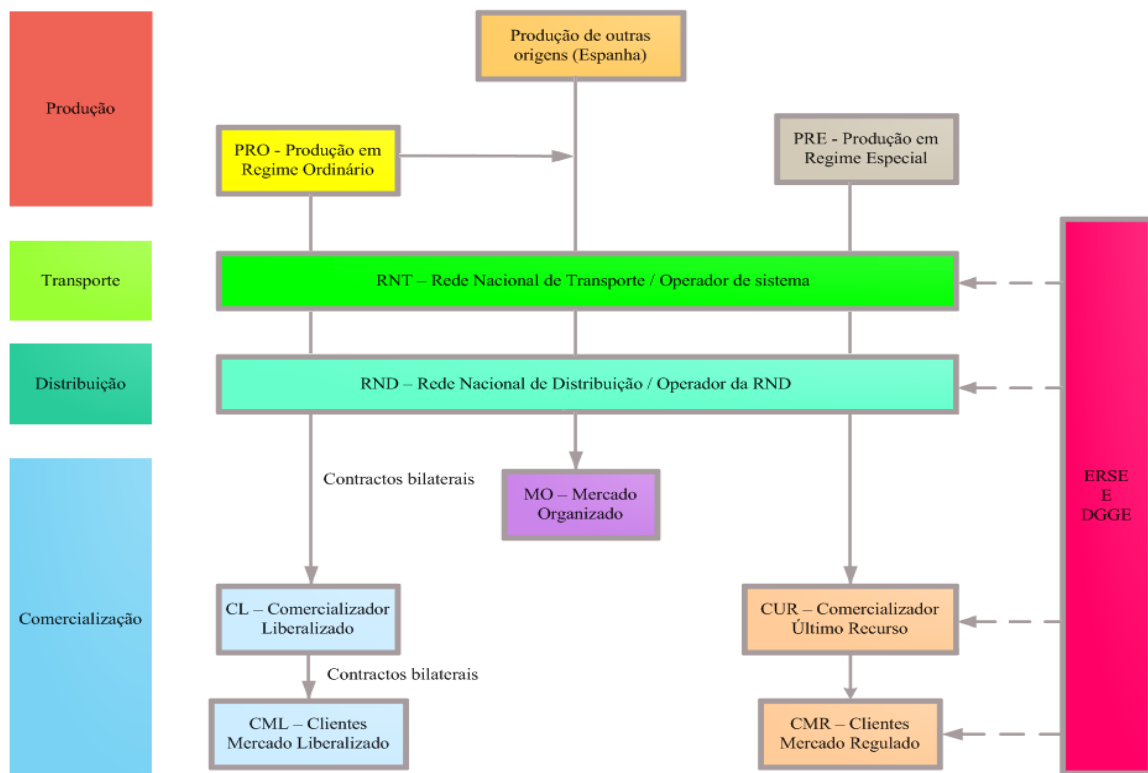


Figura 2.17 - Organização atual do setor elétrico nacional (SEN). [Adaptado de [63]]

A geração de energia elétrica é composta por dois regimes de produção: ordinário (PRO) e especial (PRE). A PRO contempla as fontes tradicionais não renováveis e a grande hídrica, sendo possível estabelecer contratos bilaterais, com os comercializadores ou diretamente aos consumidores finais ou através de mercados organizados como o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). A PRE é constituída pelas Fontes de Energia Renováveis (FER) e a cogeração, gozam de incentivos à produção, sendo adquirida a energia gerada obrigatoriamente pelo CUR. O operador da RNT tem o papel de gerir a interligação da produção com a distribuição, em plenas condições de segurança, sem descuidar a qualidade do serviço. O operador da RNT e da RND exploram as respetivas redes em regime de concessão e tem de assegurar a manutenção e reforço da rede. O operador da RND tem gerir os fluxos de energia de deixam de ser unidirecionais (da geração para o consumo), e bidirecionais em virtude da geração distribuída. Os comercializadores de energia

elétrica exercem a sua atividade em plena concorrência, tendo o objetivo de propiciar aos consumidores distintos contratos que definem os serviços e energia a transacionar. [24][34][63][68]

No dia 27 de abril é publicado o Decreto-Lei n.º 139/2007 que cria a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), definindo a sua missão e estipulando as suas funções. O Decreto-Lei n.º 118 - A/2010, de 25 de outubro, define as funções atribuídas à DGEG, no que diz respeito à microgeração. [69]

A 1 de julho de 2007 entra em funcionamento o mercado diário para Portugal, onde se efetua o encontro da procura e da oferta de energia (sendo atribuída uma ordem de mérito ao tipo de central). A gestão da interligação Portugal - Espanha é através da separação de mercados (*market splitting*), que permite efetuar a alocação da capacidade disponível de forma segura.[85][92] [97]

Na Figura 2.18 estão refletidos os dados relevantes que caracterizam o sistema elétrico ibérico ao nível: populacional, consumo, potência instalada, e potência de ponta.

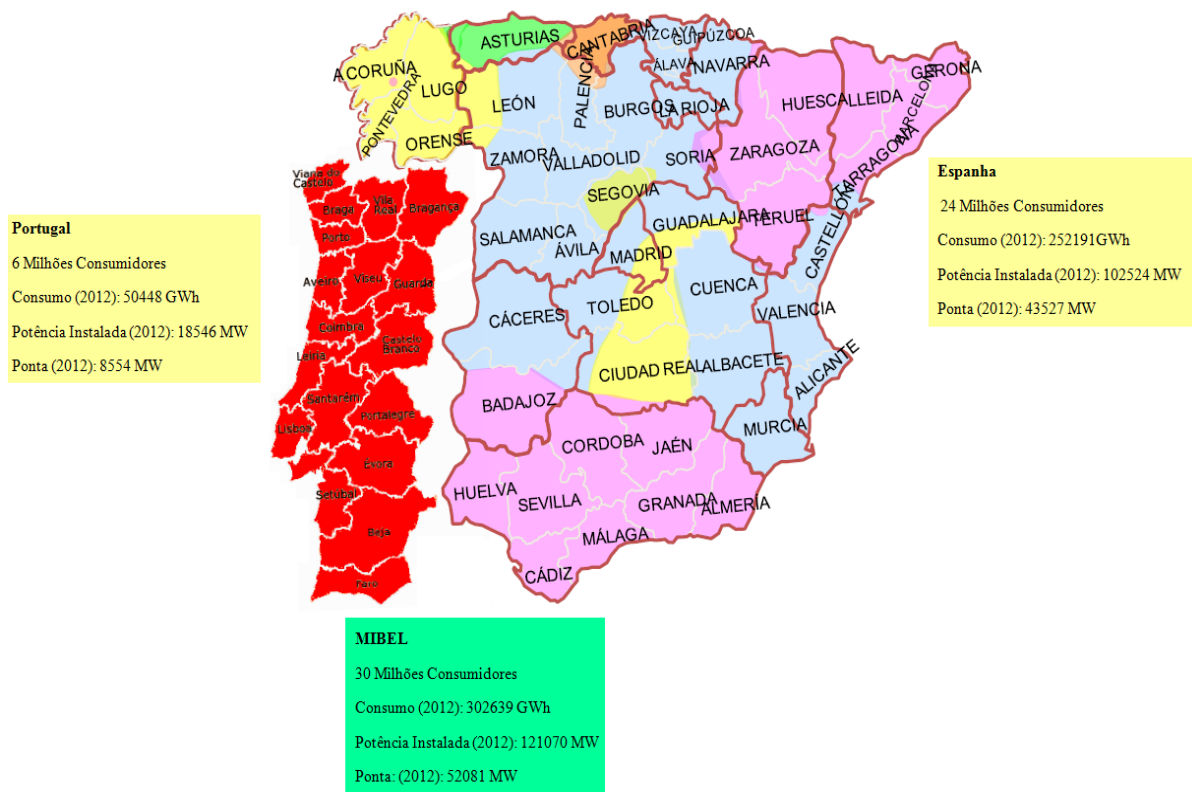


Figura 2.18 - Mapa ibérico do setor elétrico. [Adaptado de [89] com dados dos relatórios de 2012 da REN e REE.]

O operador da rede de transporte do setor elétrico português (REN) e espanhol (REE) têm em comum o objetivo de reforçar a interligação elétrica entre os dois países, para assim alcançar uma capacidade de 3000 MW em 2014. [92]

Em virtude, do reforço da interligação já se verificam atualmente substanciais melhorias, sendo menor o espaço de tempo em que os mercados se encontram separados, atualmente a

diferença de preços entre mercado espanhol e português cinge-se a um valor na ordem dos centimos, contrastando com quase 10 € de diferença registados em 2007. [56]

A Portaria n.º 782/2007, de 19 de julho de 2007, reconhece a entidade gestora dos mercados diários (OMIP) e intradiário (OMIE) do MIBEL e estabelece as regras especiais ou obrigações de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso (CUR). [34][53]

No dia 24 de julho de 2007 é publicado o Decreto-Lei n.º 264/2007 que altera os Decretos-Leis n.ºs 240/2004, de 27 de dezembro, e 172/2006, de 23 de agosto, concretizando um conjunto de medidas destinadas à implementação de uma nova etapa na concretização e aprofundamento do MIBEL. [53]

No dia 2 de novembro é publicado o Decreto-Lei n.º 363/2007 que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, também conhecidas como unidades de microprodução. É criado o serviço “*Renováveis na Hora*”, para registo das unidades de microprodução, podendo ser de propriedade singular ou coletiva. [72]

O Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, define as regras aplicáveis, em situações excecionais, ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso (CUR). [73]

A Lei n.º 51/2008, de 27 de agosto, estabelece a obrigatoriedade de informação relativamente à fonte de energia primária utilizada por parte dos comercializadores de energia que operem no mercado nacional de energia. [53]

A Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, revoga a Diretiva 2003/54/CE, de 26 de junho, estabelece a intenção de suprir as dificuldades para a comercialização de eletricidade e condições equitativas, sendo reforçado o papel da entidade reguladora. Este Terceiro Pacote Energético cria a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), cuja missão é apoiar as entidades reguladoras nacionais no exercício das suas atividades de regulação, e se necessário, coordenar a sua atuação a nível comunitário. Descreve a figura e funções do operador da rede de transporte (ORT), e do operador da rede de distribuição (ORD), que deve ser independente da comercialização e da produção. Permitir a todos os consumidores a possibilidade de optarem livremente qual o seu comercializador, e a todos os comercializadores o livre acesso às redes para fornecimento dos seus clientes. Exige a separação efetiva entre as atividades da rede, e as atividades de comercialização e produção. Os Estados Membros e as entidades reguladoras nacionais têm a incumbência de promover a concorrência, e abrir o acesso transfronteiriço de novos comercializadores, com o objetivo claro de beneficiar os consumidores finais com menor preço. Os direitos dos consumidores devem ser preservados, e garantida uma qualidade de serviço em plena segurança. [36][53][56][74][91]

O Despacho n.º 7377/2010, de 27 de abril, estabelece as quantidades e Leilões relativamente aos contratos futuros sobre eletricidade listados no OMIP. [71]

Na Portaria n.º 596/2010, aprovada a 30 de julho de 2010, são aprovados os Regulamentos das Redes de Transporte e de Distribuição. [34]

Na Portaria n.º 765/2010 de 20 de agosto é definido um mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada, pelos centros eletroprodutores em regime ordinário (PRO), especificando os termos e condições da sua prestação, as entidades que podem participar na qualidade de prestadoras desses serviços, e o respetivo regime de retribuição. [53][71]

O Regulamento n.º 838/2010, emitido pela UE, no dia de 23 de setembro, estabelece orientações relativas ao mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte. [71]

O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade, a clientes finais com consumos em muito alta tensão, alta tensão, média tensão e Baixa Tensão especial. Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabelece a extinção da tarifa de BTN a 31 de dezembro de 2012. Apesar de estar legislado, que seria obrigatório a mudança de contrato de comercializador de eletricidade, foi criado um período transitório, em que o comercializador de último recurso (CUR) tem a obrigação de garantir o abastecimento aos seus clientes, sendo as tarifas fixadas pela ERSE. O período transitório vigente, até 31 de dezembro de 2014 abrange os clientes com uma potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA. No caso de clientes que possuem potência contratada inferior a 10,35 kVA é alargado, até 31 de dezembro de 2015, como é visível na Figura 2.19. Os períodos de transição das tarifas têm aplicação de um fator de agravamento, decidido pela ERSE. O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, consiste na primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, tendo o sido alterado segunda vez, pelo Decreto-Lei n.º 78/2011.[71][75]

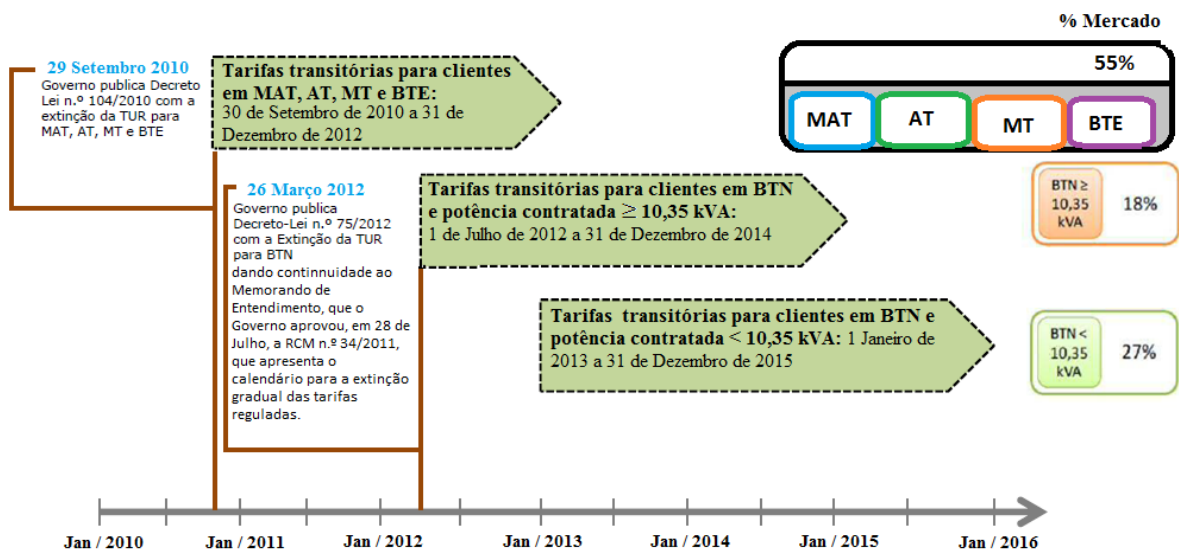


Figura 2.19 - Calendário de Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais. [Adaptado de [24][96]]

A 25 de outubro, é publicado o Decreto-Lei n.º 118-A/2010, que aprova alterações ao regime jurídico da microprodução, definida como produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão. O presente Decreto-Lei altera os anteriores Decretos-Lei: Decreto-Lei 312/2001 de 10 de dezembro e o Decreto-Lei 363/2007 de 2 novembro, simplificando as condições para a produção de eletricidade, estipula o valor a recompensar pela energia produzida, define as situações em que é aplicado o regime bonificado, e estipula os direitos e deveres dos produtores. [53][70]

O Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução, sendo definidos os escalões de potência que é permitido produzir e injetar na rede elétrica do serviço público. O aflorar de investimentos de baixa potência, comparativamente à legislação da microgeração, levou à criação de legislação específica para baixas potências, sendo enquadrados no âmbito da miniprodução. [53]

O Despacho n.º 6402/2011, de 14 de abril, aprova alterações ao despacho n.º 12741/2007 de 21 de junho, que estabelece regras sobre as condições comerciais de ligação às redes elétricas. [53]

A Portaria n.º 178/2011, de 29 de abril, aprova o valor das taxas de pedidos de registo, de reinspeção da unidade de miniprodução e de averbamento de alterações ao registo da miniprodução, com e sem emissão de novo certificado de exploração aplicáveis à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução. [53]

Em maio de 2012, o Estado português alienou os últimos 21,35% que detinha na EDP, tornando-se numa empresa exclusivamente de capitais privados. Esta operação é a oitava etapa do processo de liberalização iniciado em 1997. [50][51]

A 25 de setembro de 2012 é aprovado o Decreto-Lei n.º 212/2012 que promove a segunda alteração aos estatutos da ERSE, transpõe as Diretivas Europeias n.º 2009/72/CE e n.º 2009/73/CE, de 13 de julho, que estabelecem as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural, respetivamente, e revogam as Diretivas Europeias n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, de 26 de junho. [91]

O Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, consiste na quinta modificação ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE, de 13 de julho, que estabelece normas comuns para o mercado interno de eletricidade. [53][98]

No mesmo dia é publicado o Decreto-Lei n.º 215-B/2012 que introduz alterações ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, pela sexta vez, no qual é transposto para a legislação portuguesa a Diretiva n.º 2009/72/CE, de 13 de julho. O presente Decreto-Lei faz inclusão do regime do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, que transpôs para a legislação nacional a Diretiva n.º 2006/123/CE, de 12 de dezembro, relativa aos serviços no mercado interno e à transposição para a ordem jurídica interna dos artigos n.º 13 e n.º 16 da Diretiva n.º 2009/28/CE, de 23 de abril, relativa à promoção do aproveitamento de energia proveniente de fontes renováveis [53][99]

O operador da rede de transporte (ORT) foi progressivamente reforçando a rede elétrica de transporte (construindo novas linhas, remodelando linhas antigas), no sentido de acompanhar as previsões de consumo e produção de cada região do país e aumentar a interligação com Espanha, a fim de evitar *market splitting*. A REN foi realizando investimento no sentido de implementar um “*upgrading*” e “*uprating*” das linhas de transporte da rede elétrica, de acordo com a Figura 2.20.



Figura 2.20 - Mapa da rede nacional de transporte de energia elétrica.[61]

O comprimento total de linhas nos diferentes níveis de tensão cresceu à medida que o sistema eletroprodutor foi sendo instalado (ver Figura 2.21), contribuindo para a melhoria da capacidade de transporte. A RNT tem procurado acompanhar os novos centros produtores de energia, sendo atualmente predominantemente de origem eólica e hidroelétrica, a fim de permitir o fluxo de energia chega aos centros de consumo.

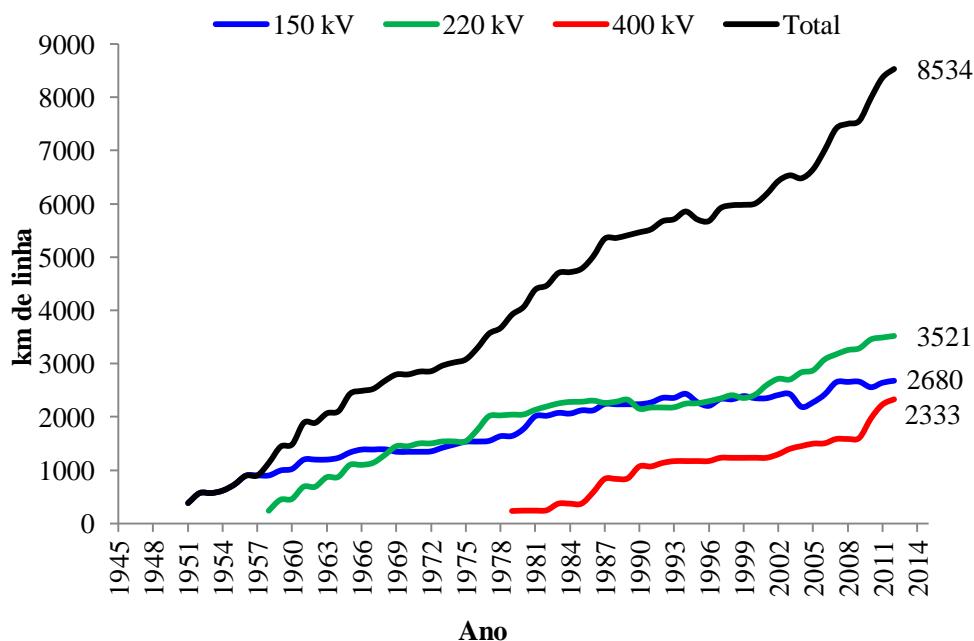


Figura 2.21 - Evolução do comprimento de linhas da RNT.¹

Na Figura 2.22 é apresentado o crescimento do sistema eletroprodutor e a percentagem de potência instalada que é utilizada.

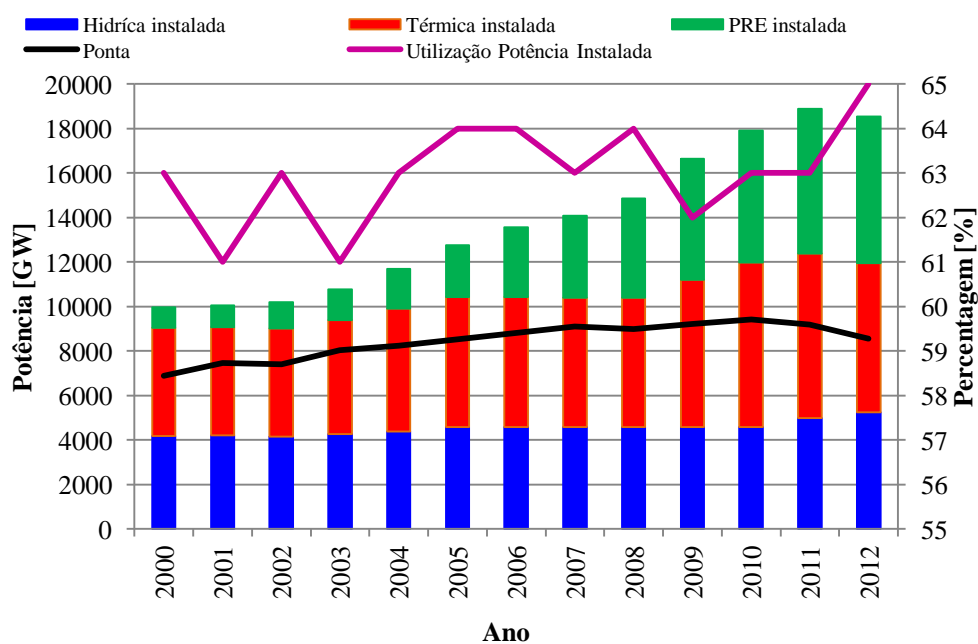


Figura 2.22 - Evolução do setor eletroprodutor português.²

¹ Dados fornecidos pelo Engenheiro Rui Pestana, docente do ISEL e Responsável pelo Departamento de Sistemas e Desenvolvimento da REN.

² Dados fornecidos pelo Engenheiro Rui Pestana, docente do ISEL e Responsável pelo Departamento de Sistemas e Desenvolvimento da REN.

Estamos atualmente, a viver no período iniciado em 1995 que migrou para liberalização do setor elétrico, que desencadeou a privatização das principais empresas do setor (EDP e REN), associada a regulação que permite um setor autónomo em que o mercado se auto regula, a chamada desregulação. Essa autorregulação será fruto da concorrência “perfeita” entre todos os intervenientes, a fim de promover o bem-estar social. A liberalização converge para um plano que permite a coexistência de uma bolsa (*pool*), que agrega as ofertas de produção e consumo, estabelecendo um preço de mercado equilibrado que ressarce todos produtores, que casem suas ofertas com as da procura, e o estabelecimento de contratos bilaterais entre produtores e comercializadores/clientes finais. Os estatutos da ERSE, desde da sua criação em 1997, têm sido atualizados por forma a acompanhar a evolução do setor elétrico, possibilitando a sua intervenção perante os novos desafios que o setor propicia, a fim de evitar efeitos negativos de deslealdade concorrencial. [5][15][16][53][57][59][82]

Os regulamentos têm sido adaptados aos novos desafios do setor elétrico, acautelando a operacionalidade, a minimização das perdas, ter capacidade de absorver o aumento de produção de origem renovável, controlar o aumento de trânsito de energia reativa, segurança no abastecimento, assegurar a qualidade de serviço, a qualidade comercial, a qualidade da onda de tensão e continuidade de serviço.[34][53][71]

A crescente liberalização do setor elétrico permite caminhar para um modelo em que todos os consumidores finais, tem hipótese de escolher o seu fornecedor, podendo ser um produtor (em consumidores de elevada potência) ou um comercializador, operador que compra energia no mercado grossista, e venda no mercado retalhista. A introdução de novos intervenientes no mercado elétrico, fez aumentar o número de transações, permitindo a concorrência potenciar os ganhos de eficiência alcançados. [5]

A Figura 2.23 resume a transformação da organização do setor elétrico português.

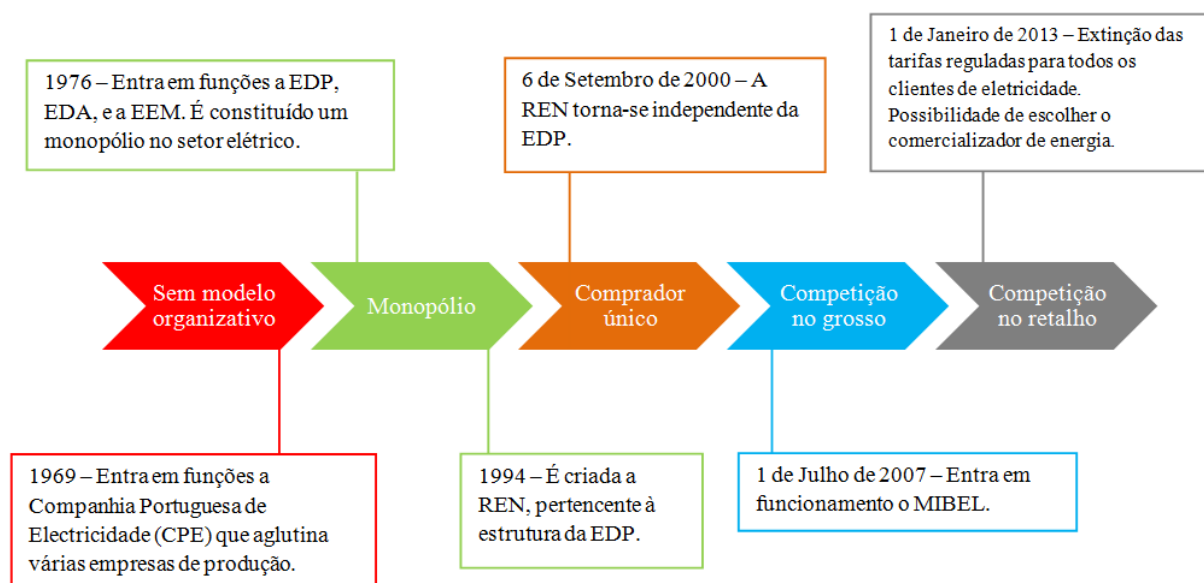


Figura 2.23 - Eventos que marcaram a reestruturação do setor elétrico português.

O MIBEL tem vindo a sofrer aperfeiçoamentos, com vista a integração num Mercado Interno de Energia (MIE), com os restantes países da EU, tendo sido abrangido pelo mercado regional Sudoeste da Europa, que é composto por Portugal, Espanha e França. [89]

Os sucessivos governos têm tentado promover a eficiência energética, para reduzir a dependência energética externa, cumprir os objetivos traçados para 2020, contudo, a regressão no consumo atual, deve-se sobretudo à crise económica e não à transformação energética do país. O setor elétrico progride para a eliminação das tarifas reguladas; necessita de investimento e inovação ao nível das *smart grids*; competição ao nível do mercado retalhista (com aparecimento dos agregadores); tornar-se sustentável, encontrando um equilíbrio tarifário; eliminar as tarifas bonificadas; mudar paradigma da mobilidade, passando a ser elétrico, e otimizar as FER. [5][15][16][53][57][59][82]

Desde o dia 14 de novembro 2001 que Portugal e Espanha têm desenvolvido esforços de cooperação no que diz respeito ao setor elétrico, para harmonizar a respetiva Legislação, com vista a criação de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Foram-se sucedendo as iniciativas com o objetivo de: eliminar entraves à livre escolha de fornecedor por parte dos consumidores; promover a concorrência definindo as competências das entidades regulatórias (PT/ES); aperfeiçoamento da gestão da interligação; atribuir responsabilidades aos administradores; reguladores e operadores, e descreve os direitos dos consumidores; extinguir monopólios integrados; implementar as Diretivas Europeias; definição do modelo de funcionamento do MIBEL e sua gestão e a calendarização sucessiva de metas a alcançar com o propósito de concretização a inclusão dos dois países num mercado ibérico. Os adiamentos foram-se sucedendo, pela complexidade do processo de integração dos sistemas elétricos. [89][92][93][94][95]

A Figura 2.24 exhibe os principais eventos do MIBEL, onde a morosidade de todo o processo de criação, definição e execução do MIBEL, está patente. [89][92][93]

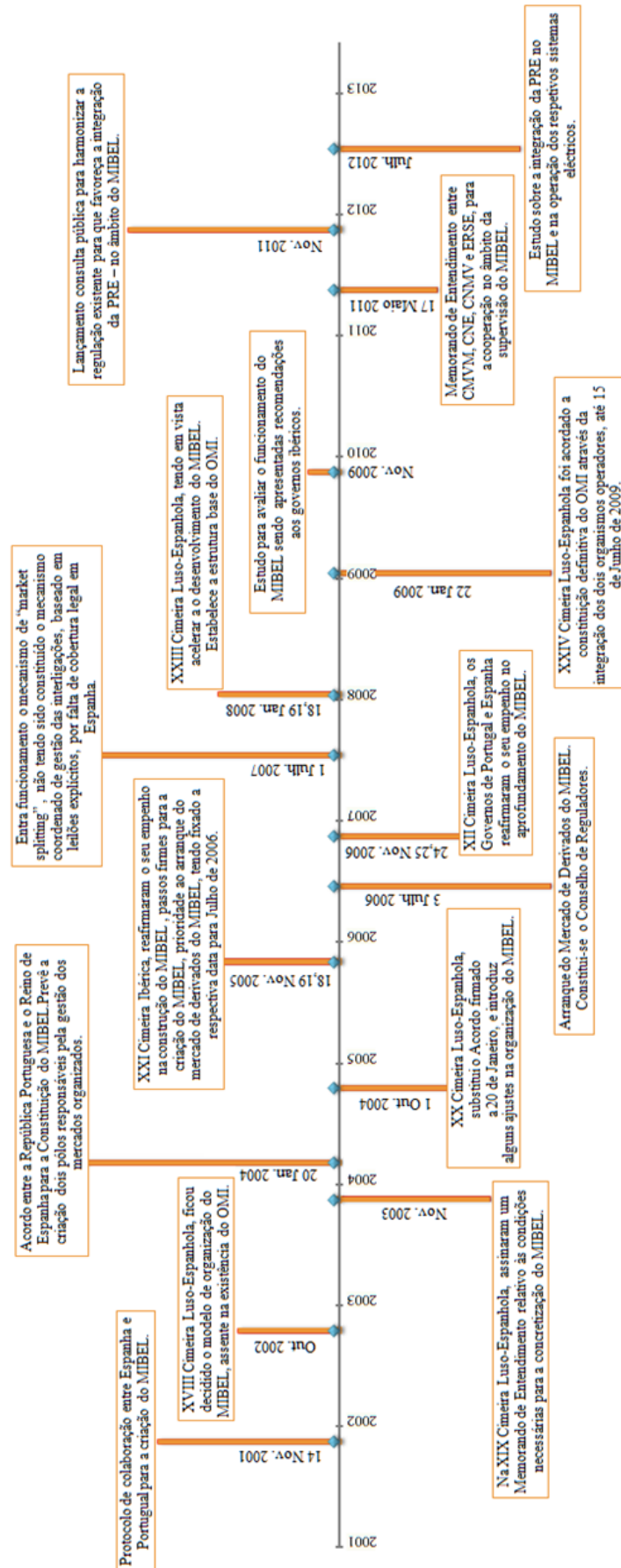


Figura 2.24 - Cronologia do Mercado Ibérico de Electricidade.

A lentidão do processo de liberalização em Portugal é notória quando comparado com a Espanha, pois segundo a fonte [95], em 2009 registava-se que o mercado liberalizado em Portugal representava uma quota de 27% contra 60% registados em igual período em Espanha.

Na Figura 2.25 é visível a evolução do consumo de eletricidade em Portugal no período de 2000 a 2012, sendo exibida a contribuição de cada fonte de energia. É perceptível o comportamento dos consumidores, comutando do mercado regulado para o liberalizado.

Tendo por base os dados do relatório anual de estatística da REN, o mercado liberalizado em 2012 já representava 53%.

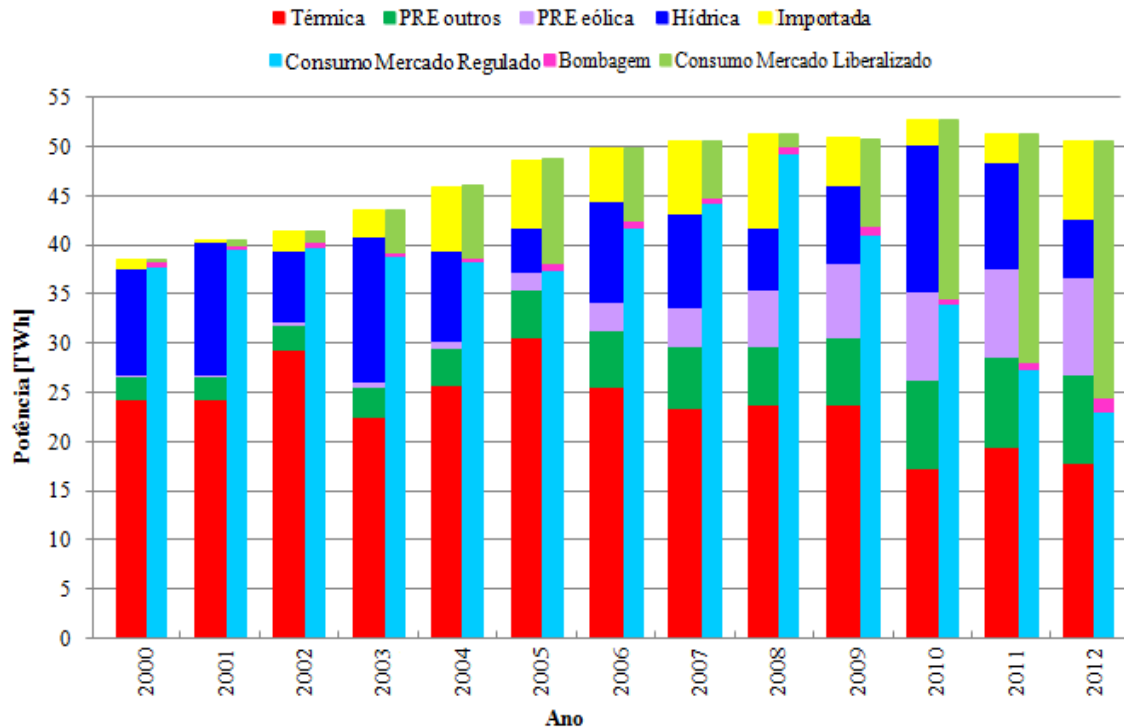


Figura 2.25 - Evolução do consumo do sistema elétrico português.³

A Tabela 2.1 apresenta a dicotomia entre o passado do setor elétrico e a realidade atual. Resume as principais mudanças do setor elétrico, em virtude da sua reestruturação, consequência da intenção de o liberalizar.

³ Dados fornecidos pelo Engenheiro Rui Pestana, docente do ISEL e Responsável pelo Departamento de Sistemas e Desenvolvimento da REN.

Tabela 2.1 - Alterações do setor elétrico. [Adaptado de [43]]

Passado	Presente/Futuro
Regime de Monopólio, apenas uma entidade detentora de todo o setor.	Mercados competitivos, vários intervenientes no mercado, constituindo um oligopólio.
Ausência de concorrência.	Concorrência ao nível da produção e da comercialização, aumenta eficiência do setor. Os consumidores podem escolher livremente o seu fornecedor.
Existe uma entidade detentora do monopólio.	Existem vários agentes no mercado.
Ausência de risco e simples processos de decisão.	Introdução de risco devido a competição entre os agentes do mercado, cria incerteza, e processos de decisão complexos.
Permitia a existência de subsidiação cruzada.	Indicadores do preço de eletricidade “eficientes”, que desencorajam a subsidiação cruzada.
Custos de geração na base de planeamento e operação do sistema elétrico.	Indicadores do preço de eletricidade na base de planeamento e operação do sistema elétrico.
Preço da eletricidade permitia a recuperação dos custos de investimento e exploração.	Preço da eletricidade é ditado pelo mercado.
Tarifação baseada em custos médios.	Tarifação em tempo real (necessidade das redes se tornarem inteligentes).
Todas as cargas são alimentadas (procura inelástica).	É possível o deslastre de carga, devido a fatores económicos (procura elástica).
Problema Primal de Lagrange: minimização de custos	Problema dual de Lagrange: maximização de lucros.
Solução matemática única (problema de otimização).	Grande número de estratégias de operação (problema de decisão).
Contractos sem negociação	Interação entre fornecedor e cliente em tempo real.
Produção centralizada, grandes custos de investimento em centrais e infraestruturas de transporte/distribuição.	Produção descentralizada, possibilidade de qualquer entidade singular ou coletiva de se tornar auto-suficiente energeticamente. Planeamento do investimento em novas estruturas com base na previsão de consumo. Produtores otimizam a exploração de recursos energéticos.
Fluxos de energia elétrica unidirecional.	Fluxos de energia elétrica direcional.
Interferência política no setor ao nível dos investimentos.	Os investidores têm independência para decidirem em que tipo de centrais e melhorias tecnológicas aplicar.

No capítulo subsequente, é abordado um novo agente do setor elétrico, que desempenha a sua atividade ao nível da comercialização de energia (eletricidade/gás) e serviços, fruto da última fase da liberalização, que são os agregadores. Expõe-se o conceito de agregador, as necessidades tecnológicas que precisam de ser implementadas, pois ao nível da legislação já é permitido a livre comercialização desde 2006, contudo, tem vindo a ser refinada, definindo metas para a transição (do mercado regulado para liberalizado).

Capítulo 3

Estado da Arte - Agregadores

Neste capítulo define-se o conceito de agente comercial/agregador, descreve-se a sua importância para os mercados de energia elétrica, e são apresentados alguns exemplos da sua aplicação.

A necessidade de modernização das redes elétricas condiciona a ação dos agregadores, e o seu sucesso na interação com os clientes.

3.1 - Agregadores

3.1.1 - Legislação

A Diretiva Europeia 2009/72/CE, de 13 de julho, assume-se como sendo o 3º pacote legislativo proposto pela UE, no sentido de liberalizar o mercado da energia elétrica tendo sido progressivamente sujeito a alterações no que diz respeito à organização do setor elétrico. [74]

A Diretiva Europeia promove a concorrência ao nível da comercialização da energia elétrica, onde é salientada a possibilidade dos consumidores escolherem livremente o seu fornecedor. O acesso à rede terá de ser não discriminatório, onde é salvaguardada a possibilidade da participação dos grandes clientes finais e de agregadores de clientes em aceder ao mercado grossista e de retalho. [74]

O Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, transpõe a indicação da Diretiva Europeia 2009/72/CE, na qual é permitido a comercialização de energia elétrica a um agregador mediante atribuição de licença. A única cláusula é aquisição de toda a energia produzida em regime especial (PRE) que no futuro poderá vir a ser renumerada a preço de mercado. O agregador definido no Decreto-Lei assume-se como transição do CUR, constitui-se um agente auxiliador nas negociações de mercado, em representação dos produtores/consumidores que assim o entendam. [98]

3.1.2 - Conceito

O setor elétrico comporta um vasto leque de intervenientes que são eles: produtores, operador da rede de transporte, operador da rede de distribuição, comercializadores, consumidores, produtores e entidade reguladora.

Os comercializadores de energia elétrica assumem grande importância, com a introdução de concorrência nesta atividade da cadeia de valor do setor, são representados por: retalhistas, intermediários (*brokers*), *marketers* e agregadores.

Importa esmiuçar o conceito de agente agregador no contexto do setor elétrico. O agregador é um agente comercial que desempenha a função de representar clientes (*players*), que podem ser: unidades de armazenamento, consumidores, produtores ou *prosumers* (produtores/consumidores), na aquisição/venda da energia elétrica e assegurar obtenção de serviços de sistema. Tem o propósito de aglutinar numa entidade, um grande número de clientes que isoladamente não tem poder negocial no mercado, ganham assim expressão pela quantidade de energia que pretendem transacionar. [101][102][103][104][105]

A Figura 3.1 exhibe as relações comerciais que o agregador estabelece ao desempenhar a sua atividade de comercializador.

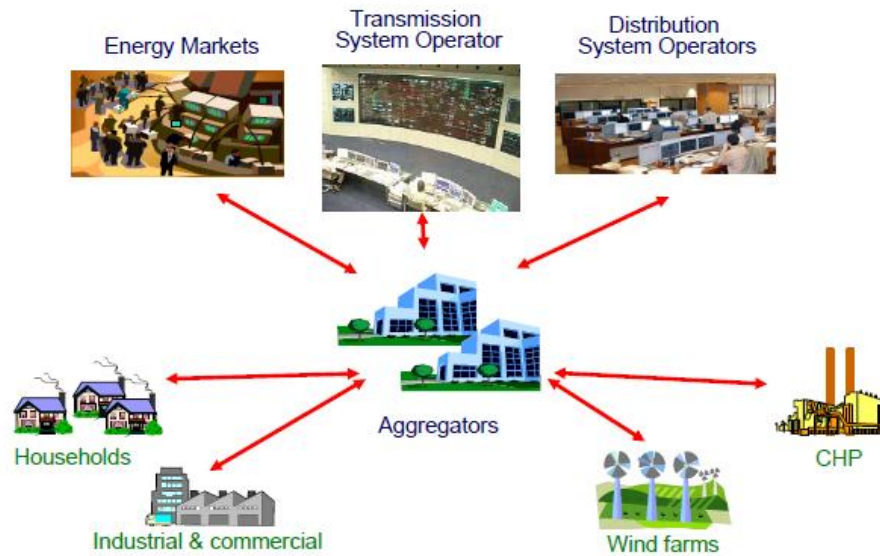


Figura 3.1 - Interação entre o agregador e seus clientes, e os agentes do mercado de energia. [113]

O exercício de funções do agregador será realizado no sentido de maximizar os proveitos dos produtores e minimizar os custos dos consumidores. A intermediação que o agregador faz assemelha-se ao que o retalhista e o *broker* desempenham, pois é um interveniente facilitador do mercado, que permite transacionar energia e serviços de sistema na ótica das necessidades dos seus clientes, através de estabelecimento de contratos bilaterais ou por meio do mercado *spot*. [101][102][103][104] [105]

A gestão técnica da rede elétrica é assegurada pelos operadores da rede de transporte (TSO) e de distribuição (DSO), o agregador assume um papel estritamente comercial. [101][102][103][104]

A ação do agregador baseia-se num período de tempo reduzido (horário/diário/semanal), com a finalidade de minimizar o risco dos seus clientes no acesso ao mercado. [104]

O agregador é um agente virtual que necessita de ferramentas informáticas, para se aproximar dos seus clientes e fazer face às solicitações de oferta/procura de energia elétrica. [101][102]

Será necessário dotar o sistema elétrico de inteligência capaz de gerir a informação em tempo real, é necessário transformar a rede elétrica de forma à mesma progredir no sentido de se tornar numa rede inteligente, vulgarmente designada por *smart grid*.

O agente virtual (AV) surge também pelo fato dos Recursos Energéticos Distribuídos (DER) terem ganho grande importância, em virtude da crescente preocupação ambiental (realizando esforços para reduzir a poluição, em particular os GEE) e económica dos países, para se tornarem mais ecológicos e sustentáveis, sendo incentivada a instalação deste tipo de unidades. [104] [105]

A organização do setor elétrico convencionalmente assente em centrais de grande dimensão, distantes do consumo, está a ser complementada pela introdução de produção distribuída, que introduz novos desafios na rede elétrica e no mercado. [103][105]

Existe uma panóplia de tecnologias emergentes: fontes de energia renovável (solar, eólica, ondas, biomassa, mini - hídrica), biogás, células de combustível, veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia, que estão a contribuir para a mudança do setor, potenciando inúmeras transações no mercado elétrico. As tecnologias são instaladas para suprir necessidades energéticas locais, onde o sistema tradicional só conseguia assegurar o abastecimento de eletricidade com elevado custo, e pelos consumidores (particulares, mas sobretudo: indústrias e comerciais) que pretendem adquirir independência energética, bem pelo fato de investir num ativo com grande probabilidade de retorno financeiro.

Nesse sentido, torna-se imperativo o aparecimento de intervenientes que auxiliem a negociação no mercado, e a gestão comercial destes novos produtores, dos prosumers e dos consumidores. [103][105]

O agente agregador possui as seguintes vantagens: cria novas ofertas de produtos e serviços para os seus clientes, possui dimensão considerável capaz de competir no mercado, reduzir a complexidade de acesso ao mercado, atenua risco comercial e cria novas oportunidades de negócio. [105]

3.2 - Variantes agente virtual

O conceito de agregação tem várias interpretações consoante os autores, e as particularidades dos elementos que constituem a rede de estudo de determinado projeto de investigação. Os agentes virtuais que se encontram mais retratados na literatura internacional são: *Virtual Utilities (VU)*, *Virtual Power Plants (VPP)*, *Virtual Power Producers (VPP)*, e *Virtual Power Players (VPP)*. [103][105]

3.2.1 - *Virtual Utility*

O *Virtual Utility* é um agente focalizado em contribuir para a interação entre entidades: produtores e gestores da rede em ambiente de mercado, tirando assim o máximo proveito dos recursos energéticos distribuídos (DER), sendo passíveis de agregar e gerir. Assim, sendo podem proporcionar uma representação dos seus clientes personalizada, oferecendo um leque de serviços energéticos e financeiros, minimizando o risco e custo de operação. [103][105]

O *Virtual Utility* permite minimizar o excesso de geração, fornecendo energia baseando-se em previsões de curto prazo. [103][105]

A introdução do *Virtual Utility* no mercado implicará modificar a organização do setor elétrico, ganhando relevo o número disperso de recursos energéticos distribuídos (DER), pois agrega numa entidade o contributo individual de cada produtor. [103][105]

A possibilidade de efetuar o controlo dos RED através de aplicações especializadas, em tempo real. [103][105]

É necessário acautelar a qualidade do serviço, em virtude da massificação de produção distribuída que introduz distorções na rede, é necessário dotar a rede de equipamento que filtre e controlo harmónicas e cavas de tensão. [103][105]

Estes agentes, para além de representar geradores, podem explorar outros potenciais clientes: armazenadores de energia, consumidores, constituindo a sua própria carteira de clientes, participando assim no mercado de energia. [103][105]

Os *Virtual Utilities* ao fornecerem energia e serviços aos consumidores, mediante um contracto que tem a possibilidade de gerenciar a carga, através de *Demand Reponse* (DR), evitando o corte prematuro do abastecimento. [103][105]

Os *Virtual Utilities* puderam ter o conhecimento real dos seus clientes, permitindo no global saber, o que se produz, em detrimento da informação vaga que é apenas saber a potência instalada do recurso, pelo fato da rede elétrica ser suportada por tecnologias de informação. [103][105]

É necessário, pois existir comunicação em tempo real, entre a *Virtual Utilities* e os seus clientes, e *Virtual Utilities* e os operadores da rede, ou seja *energy web*, como é visível na Figura 3.2. [112]

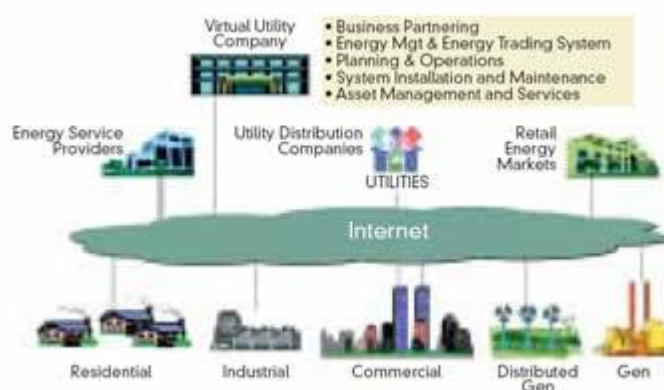


Figura 3.2 - Comunicação entre os intervenientes do setor elétrico.[111]

A Figura 3.3 apresenta o controlo por parte de uma unidade central, uma *Virtual Utility* que recebe solicitações por parte dos consumidores para serem abastecidos, dos produtores descentralizados que pretendem vender a sua energia, podendo assim casar os interesses dos clientes. No excesso de energia produzida, ou na escassez de energia para abastecer os consumidores é feita negociação com operador da rede para utilizar a rede elétrica para transportar a energia.

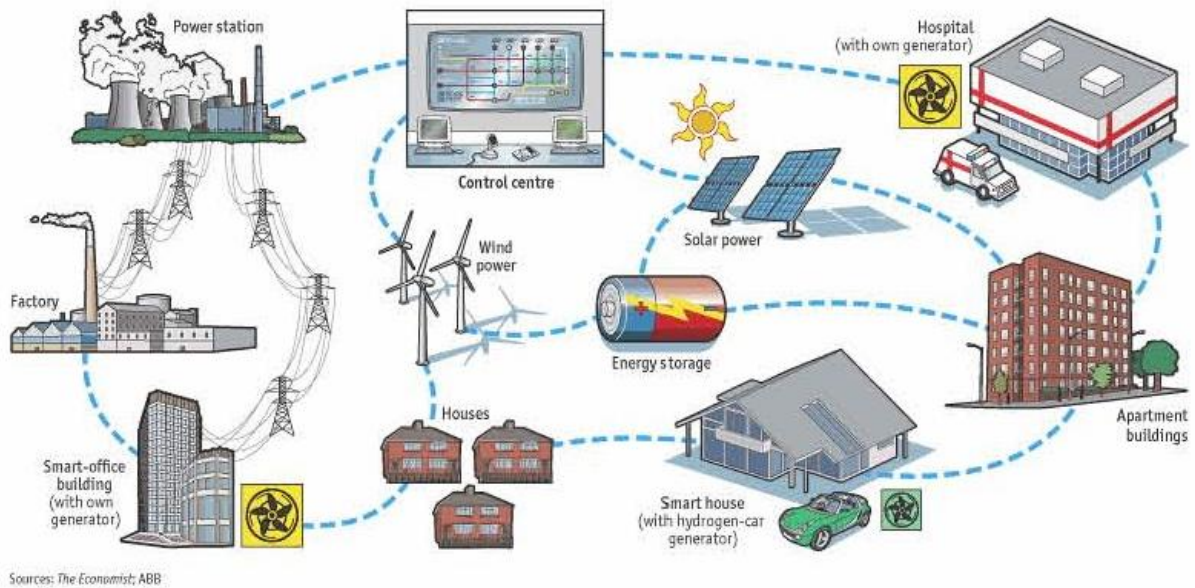


Figura 3.3 - Fluxos de energia geridos pelo Virtual Utility. [114]

3.2.2 - Virtual Power Plant (VPP)

O agente virtual é retratado de acordo com a visão do conceito de *Virtual Power Plant (VPP)*, que é responsável pela agregação de recursos de produção descentralizada com o intuito de negociar a venda de energia (elétrica, térmica, gás natural) aos consumidores. Avalia os custos de produção, para assim equacionar a oferta de energia ao mercado. [103][105]

As unidades de produção distribuída sendo próximas dos consumidores finais, reduzem a utilização da rede de distribuição, tendo o contributo do VPP para reduzir o pico da rede. [103][105]

O VPP terá de avaliar o impacto dos RED na rede, no que diz respeito aos níveis de tensão e intermitência deste tipo de centrais, e compensar alterações que ocorram no trânsito de potência, nível de tensão e potência de curto-circuito. Os RED agregados em operadores virtuais como o *Virtual PowerPlant* podem ser controlados remotamente a partir da central, através de um *Energy Management System (EMS)*. [103][105]

Terá a incumbência de controlar as centrais de geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia e os consumidores, fornecendo energia e serviços, em estrita cooperação com o TSO e o DSO. [103][105]

Os *Virtual Power Plants* podem ser divididos em várias categorias: *Comercial VPP (CVPP)*, *Technical VPP (TVPP)*, *Market - Based VPP (MBVPP)*, *Electric Vehicle (EVPP)*, *Virtual Fuel Cell Power Plant (VFCPP)* e *VPP Operator (VPPO)*. [103][105]

No que diz respeito, ao *Comercial VPP* é proposto que este agente tenha a incumbência de comercializar energia no mercado elétrico, definindo a sua participação nos mercados pela proximidade dos produtores, negociando ofertas que cubram os custos marginais.

Já, o *Technical VPP* tem o objetivo de interagir com o operador de sistema (OS) com a finalidade de garantir a operacionalidade da rede elétrica, de forma eficiente, com menor custo, aproveitando a produção distribuída. [103][105]

A Figura 3.4 exibe a comunicação bidirecional que deve existir para que o *Virtual Power Plant*, conheça em tempo real o perfil de cada cliente, exerça gestão da rede, e participe nos mercados de energia.

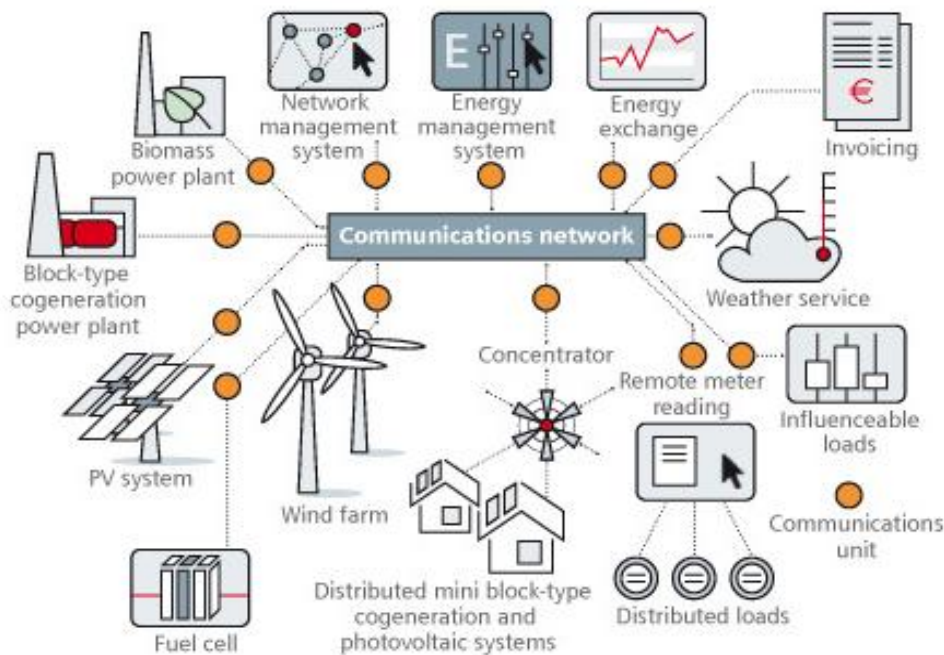


Figura 3.4 - Esquema de gestão da energia que permite ao *Virtual Power Plant* conhecer o status de cada ativo. [109]

3.2.3 - *Virtual Power Producer (VPP)*

O *Virtual Power Producer* é o agente virtual concebido para agregar vários tipos de unidades de geração distribuída, com o intuito de impulsionar as características de cada um, minimizando as suas debilidades. [103][105]

Tendo por base [103] e [105], constata-se que existem várias abordagens para o VPP, como é visível na Figura 3.5.

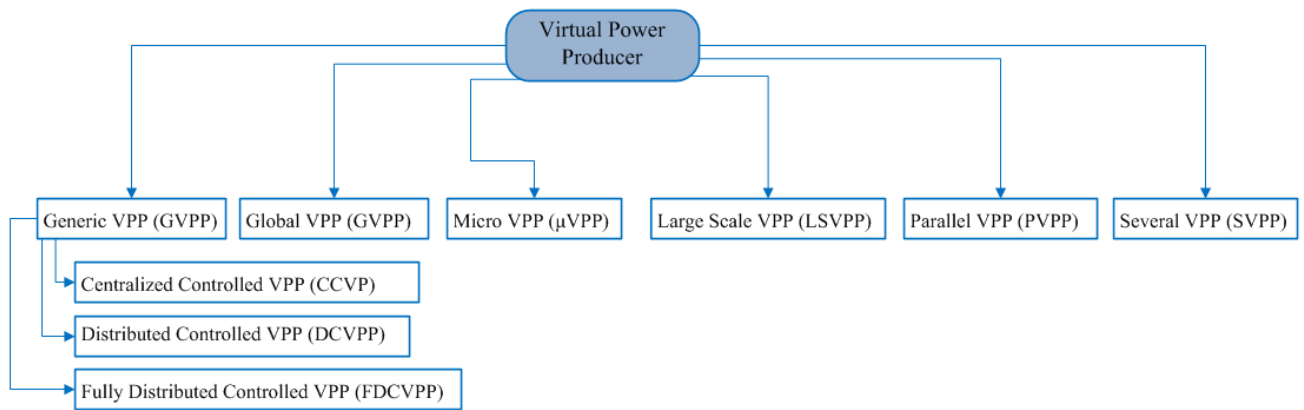


Figura 3.5 - Variantes de Virtual Power Producer.

O agregador ao criar a sua carteira de clientes pode comportar produtores com potências instaladas muito díspares, sendo a energia fornecida a níveis de tensão diferentes. [104][105]

Este agente virtual compra a energia gerada pelos produtores descentralizados, e oferece aos mercados a energia em ambiente de bolsa, ou estabelece contratos bilaterais com outros agentes (retalhistas/consumidores finais). [103][105]

O *Virtual Power Producer* terá de se apetrechar com software que permita: simular a geração dos recursos de geração distribuída que representa, sabendo a produção agregada; apresentar ofertas da energia nos mercados elétricos, a gestão da entrega de produção dos recursos agregadores baseados na previsão meteorológica e histórica. [103][105]

Os algoritmos desempenham grande importância para permitirem a coordenação e gestão dos clientes agregados, facilitam a venda da energia disponível, por forma a maximizar os proveitos. [103][105]

Para além da interação com os produtores, e com o mercado elétrico, o VPP necessita de comunicar com o operador de sistema (OS), pois precisa de validação técnica para que a transação da energia se dê. [103][105]

Os recursos de geração distribuída sofrem de um elevado nível de volatilidade na sua produção, a fim de minimizar esse risco, o VPP terá de aprimorar os algoritmos de previsão, e agregar sistemas de reserva de energia, para estabilizar a produção. [103][105]

Segundo [105], os VPP são renumerados pelos nos seguintes aspetos:

- Participação nos mercados elétricos;
- Negociação de contratos;
- Gestão das penalizações;
- Gestão da produção;
- Gestão da manutenção;
- Apoio ao projeto das unidades de produção;
- Custos do marketing.

A Figura 3.6 exibe uma visão das interações que o *Virtual Power Producer* em ambiente de mercado liberalizado estabelece.

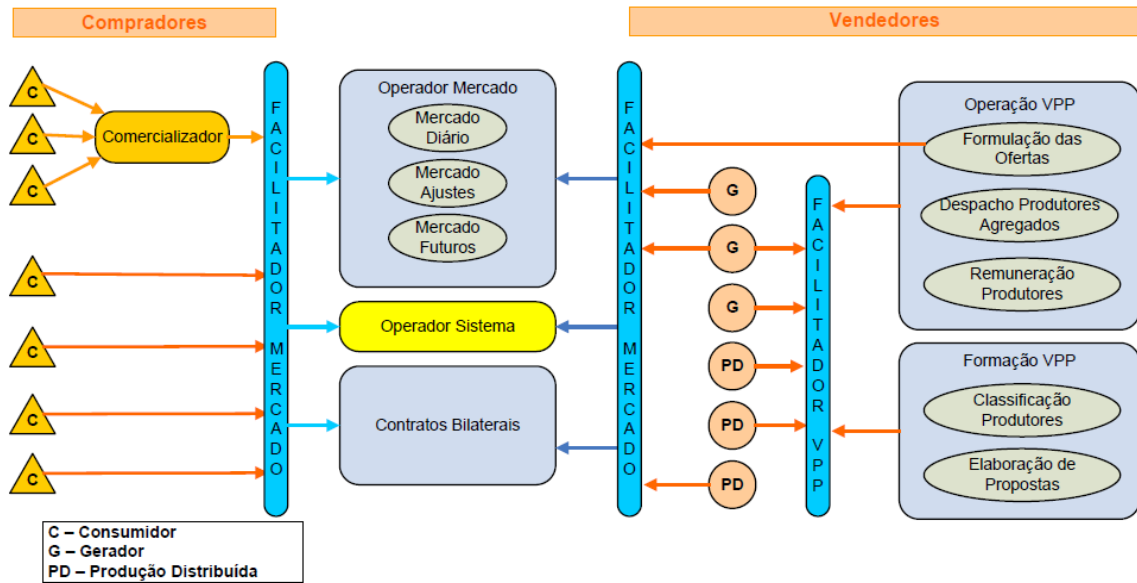


Figura 3.6 - *Virtual Power Producer* no mercado liberalizado. [139]

3.2.4 - *Virtual Power Player (VPP)*

O conceito de *Virtual Power Player* é mais abrangente do que *Virtual Power Producer*, pois a sua área de atuação não se limita aos produtores, mas a todos os potenciais intervenientes do setor elétrico, como sendo os produtores descentralizados, os sistemas de armazenamento de energia elétrica, os veículos elétricos, e os consumidores. [105]

Os consumidores são sujeitos ao estabelecimento de contratos em que são controlados através de programa de *Demand Response* (DR). [105]

A injeção de produção de origem renovável na rede, introduz complexidade às redes elétricas, pela sua intermitência, é primordial dotar as redes de sistemas inteligentes e autónomos. A inteligência que a rede elétrica venha adquirir servirá para reduzir o risco e os custos de operação, potenciando a competição entre os produtores, sendo garantida a qualidade do serviço. [105]

As abordagens realizadas sobre este tipo de agente virtual são aperfeiçoamento dos conceitos de *Virtual Power Producers* e *Virtual Power Plants*. [105]

A atividade que o *Virtual Power Player* exerce é complexa pela panóplia de tarefas que desempenha, recebe uma elevada quantidade de informação, que necessita de tratar. [105]

Os objetivos de cada VPP dependem da sua dimensão, da sua estratégia para maximizarem os proveitos, devem organizar-se por forma a realizar os principais conjuntos de tarefas que são:

linhas estratégicas de operação do VPP; agregações; processos internos de apoio ao funcionamento dos VPP; negociação; gestão de recursos energéticos, e gestão financeira. [105]

Este agente virtual é concebido conforme os tipos de recursos que agrega, podendo assim criar áreas de atuação: os recursos energéticos distribuídos (DER), os consumidores, as unidades de armazenamento de energia e os veículos elétricos. [105]

A Figura 3.7 exhibe os vários conceitos de VPP, considerados consoante as suas características, a sua função e público-alvo.

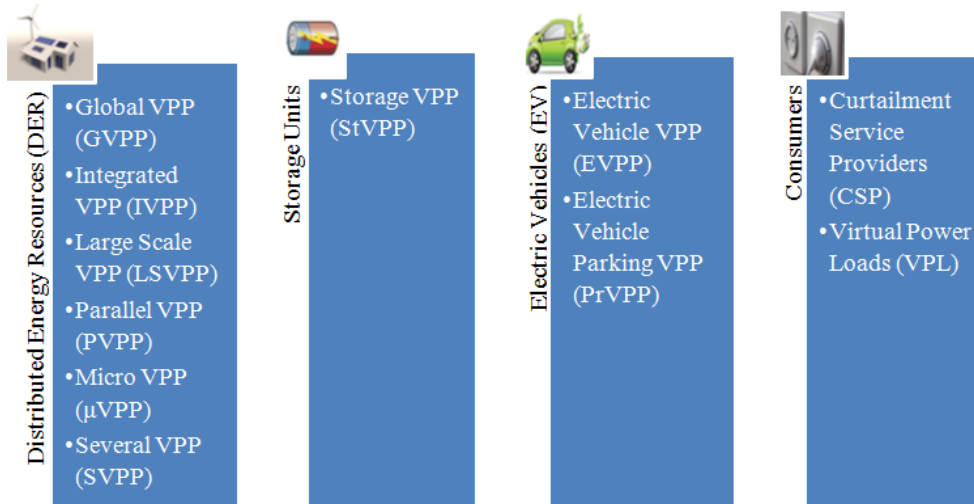


Figura 3.7 - Tipos de agregador Virtual Power Player.

3.2.5 - Exemplos de agregação

3.2.5.1 - Agregadores de Veículos Elétricos (VE)

O paradigma atual dos transportes é baseado na combustão de recursos fósseis, a passagem para veículos elétricos reduziria as importações, e aumentaria o consumo elétrico.

Os veículos elétricos são em simultâneo consumidores, e armazenadores de energia, que ao proliferarem, constituem um desafio para a rede elétrica pelo aumento da carga, que implica aumento dos fluxos de energia nas linhas e caráter inconstante (localização e duração) que possuem. O veículo elétrico é, portanto, uma carga variável, que não está permanentemente conectada à rede, pelas suas características e necessidades energéticas, recebe energia elétrica para carregar as baterias, consoante uma dada estratégia de carregamento. [115]

Pelo caráter armazenador de energia que o veículo elétrico possui, possibilita o envio da energia para a rede, caso esta esteja adaptada por forma a tornar-se utilizável bidirecionalmente. [115]

O veículo elétrico quando assume um papel importante no mercado elétrico, contudo possui baixa potência, quando comparado com as cargas convencionais, tendo assim reduzido impacto no preço de mercado. Assim, o agregador de veículos elétricos ao aglutinar um elevado número de veículos, pode negociar no mercado a compra e a venda de energia em ambiente de mercado ou com recurso a contratos bilaterais. [104][115]

O agregador acede ao MIBEL, em particular mercado diário para satisfazer as necessidades previstas para os seus clientes do dia seguinte. Socorre-se do mercado intradiário, para suprir necessidades energéticas e de serviços não acauteladas no mercado diário, tendo em conta o balanço energético do seu conjunto de cargas. [104][115]

A agregação de veículos elétricos reduz a incerteza relativamente à previsão de procura de energia elétrica, e permite negociar energia em maior escala. [104]

A agregação desempenhará também um papel preponderante na gestão do carregamento dos veículos elétricos, que necessitará de algoritmos de otimização para facilitar o intercâmbio de energia, prevendo o consumo dos seus clientes para o dia seguinte, atendendo às limitações das linhas e condicionantes impostas pelo DSO. [104][115]

O aumento da circulação de corrente nas linhas influenciará o nível de tensão nos nós da rede de distribuição, que implica elevados investimentos para atenuar os seus efeitos, face a uma cuidada definição de estratégias de carregamento. [115]

As estratégias de carregamento mais abordadas são: o “carregamento cego” (“*dumb charging*”), o “carregamento inteligente” (“*smart charging*”) e carregamento baseado na tarifa bi-horária. [115]

O “carregamento cego” não apresenta qualquer controlo por parte do agregador, sempre que o utilizador conecta o veículo à rede inicia-se o carregamento, provocando o aumento da carga, congestionando a rede e aumentando o preço da energia. [115]

No caso do “carregamento inteligente,” o agregador controla todos os veículos que lhe estão associados, sendo-lhe permitido tal operação pela informatização das redes, pela inteligência que elas adquirem. O agregador condiciona o carregamento dos veículos baseando-se na informação na previsão do consumo em cada instante ao longo do dia, da quantidade de energia que precisa e em que momento, para assim a negociar no mercado. O agregador sendo interveniente comercial da rede, baseia o seu funcionamento em micro-redes, ou seja divide a gestão dos clientes que necessitam de se relacionar com a rede, em problemas mais pequenos e localizados, facilitando desta forma a sua resolução. O agregador para exercer o controlo centralizado sobre os veículos elétricos necessita que a rede elétrica esteja em permanente monitorização, sendo possível a comunicação, controlo e resolução de problemas em tempo real.[115]

A estratégia considerada intermédia entre o “carregamento cego” e o “carregamento inteligente” é a tarifa bi-horária ou tri-horária, em que o agregador não necessita de controlar diretamente, os clientes que representa nos períodos de carregamento. Os proprietários dos veículos elétricos são informados dos períodos em que poderiam carregar a uma tarifa mais favorável, ou seja, nas horas que não sejam de cheia ou ponta de consumo. Esta estratégia assume-se como sendo vantajosa para a rede, visto que reduz os picos de consumo, e para os consumidores que beneficiam de tarifa a um preço menor. A estratégia das tarifas bi-horária e tri-horária poderá ser usada na transição da rede atual para a rede inteligente.[115]

O agregador pode gerir o fornecimento de energia ao seu portfólio de veículos elétricos em função de uma taxa de carregamento, que corresponde a um intervalo de tempo, para o qual a energia a contratar no mercado em cada período do dia, se encontra previamente estimada. [104]

Os autores têm apresentado visões diferentes relativamente ao conceito do agregador de veículos elétricos, evidenciando os seguintes modelos de negócio, como é sintetizado em [104] e [115]:

- Agregador capaz de gerir os custos do desgaste das baterias, podendo ofertar: a substituição das baterias; redução das tarifas de carregamento para ter a oportunidade de negociar no mercado a venda da energia das baterias.
- Agregador pode funcionar como um retalhista que compra energia aos veículos elétricos e a vende no mercado de eletricidade.
- A constituição da entidade agregadora que poderá ser concretizada por um fabricante de baterias (disponibilizariam benefícios na substituição das baterias, em troca da negociação da energia), para a qual os operadores de redes móveis (disponibilizariam serviços de comunicação)

ou até mesmo uma empresa de serviços (que facilitará a representação dos veículos elétricos no mercado de eletricidade, em troca da disponibilização de benefícios nos serviços da empresa).

A Figura 3.8 mostra a interação de um agregador que distribui a receita pelos veículos elétricos que compõem a sua carteira de clientes, que funcionam como fornecedores de energia à rede.

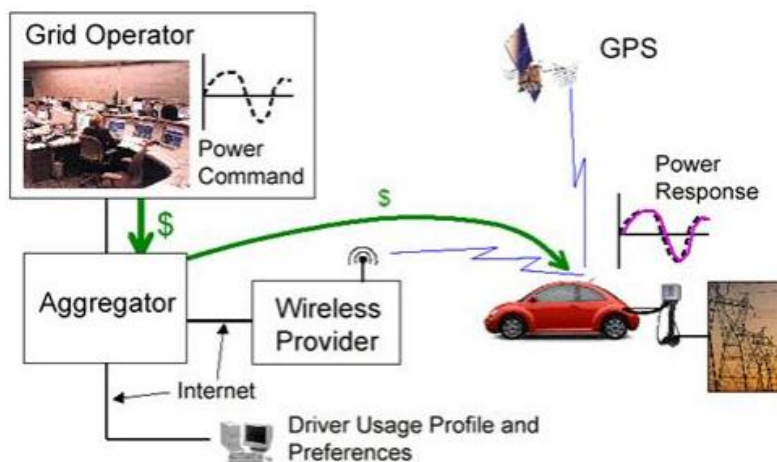


Figura 3.8 - Comunicação entre um agregador e veículo elétrico para se conectar a rede e fornecer energia em determinados períodos do dia. [116]

3.2.5.2 - Agregadores nos Estados Unidos da América

Nos Estados Unidos da América (EUA) cerca de 70% da eletricidade é fornecida pelas concessionárias pertencentes a investidores verticalmente integradas, com grande parte do saldo proveniente de serviços públicos municipais de capitais públicos. A *Community Choice Aggregation* (CCA) oferece uma terceira, a opção híbrida, onde as funções-chave de energia estão divididas entre uma entidade pública e privada, como é visível na Figura 3.9. A CCA é centrada na negociação da energia elétrica através da municipalização da energia elétrica, sendo transmitida e distribuída a energia por parte de uma *utility* detida pelo investidor. [164][166]

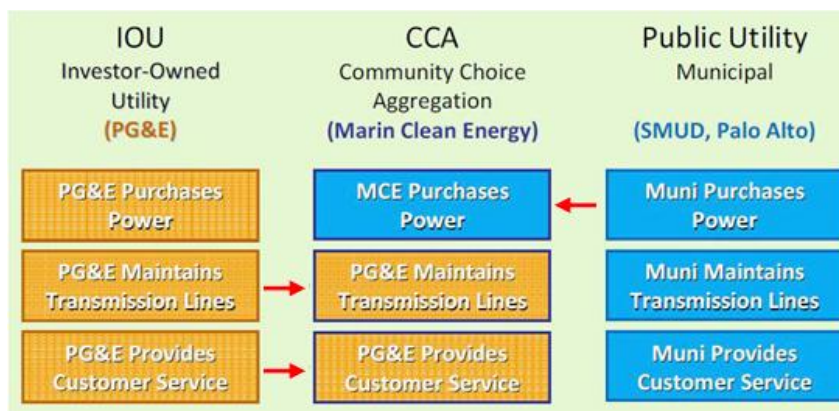


Figura 3.9 - Negociação da energia elétrica nos Estados Unidos da América. [170]

A agregação começou em resposta à desregulamentação do retalho, que possibilitou ao cliente comprar eletricidade a qualquer fornecedor e não só à sua concessionária local. [163]

A *Pacific Gas and Electric* (PG & E) presta serviços de entrega aos clientes CCA, nos mesmos termos e condições previstos para qualquer outro dos seus clientes. A PG & E fornece eletricidade através do seu sistema de distribuição existente, e proporciona entrega ao consumidor final, realizando contagem, faturação, cobrança e todos os serviços tradicionais ao cliente. Assim, o programa de CCA não necessita de adquirir infraestruturas elétricas relacionadas com a transmissão ou distribuição. É importante distinguir CCA de serviços públicos municipais e de concessionárias de investidores dado que cada uma dessas entidades fornece diferentes serviços, têm responsabilidades diferentes, e opera sob diferentes marcos regulatórios. [168][170]

Nos estados desregulados ou parcialmente desregulados, a *Community Choice Aggregation* (CCA) possibilita que cidades e municípios, agregar a demanda de energia elétrica dos clientes e obtenham a energia através da sua própria geração ou através da bolsa de mercado. A CCA permite que as comunidades definam as taxas para os seus clientes e escolham a forma de geração de energia, permitindo às comunidades a seleção das fontes renováveis de energia, em vez da mistura da concessionária local de fontes de energia. [160][163][166][170]

Os indivíduos e os grupos de comunidades têm a possibilidade de fazer compras através de *Electricity Service Providers* (ESPs) por forma a melhor atender às suas necessidades energéticas e metas ambientais e financeiras. As principais vantagens da constituição de uma CCA são o controlo local sobre os recursos de energia elétrica, o acesso a capital de baixo custo para o desenvolvimento da capacidade de geração futura baseada em energia eólica ou solar, e aumentar o poder de negociação em virtude da agregação de clientes, para assim poder obter energia mais barata. [161][163]

As CCA's têm provado serem fiáveis e capazes de fornecer energia verde, a preços competitivos. [170]

O controlo local sobre as taxas de eletricidade de retalho é outra importante motivação para iniciar CCA. [165]

As entidades ao aplicarem a CCA podem desenvolver os seus próprios meios de produção, implementar meios para potenciar a eficiência energética e programas de gestão da procura (DSM). Podem, ainda, oferecer incentivos como uma taxa específica para as empresas, a fim de atrair o desenvolvimento de novos negócios ou manter grandes clientes já existentes. [161]

Os programas de CCA têm a vantagem na conservação da energia, pois ao contrário de uma *utility* detida pelo investidor (IOU) - para quem as vendas de eletricidade significam só lucro - a CCA não tem um incentivo perverso para aumentar o consumo de energia elétrica, a fim de auferir mais dividendos. Em vez disso, a CCA pode usar o excesso de geração, da sua área de serviço para compensar a procura noutra local ou investir na redução da demanda e conservando, assim, energia, reduzindo os custos de eletricidade para os seus clientes. Esta vantagem é particularmente

clara se a CCA não possui nenhum ativo de geração, e, portanto, não tem custos de geração ocultos. [163]

Apesar das vantagens apresentadas, quando é criado um programa de CCA, este comporta um elevado grau de risco. [161]

Os riscos envolvidos para a CCA são os custos de arranque, a propriedade das centrais, a perda de clientes e a participação no mercado de energia elétrica. [163]

O maior risco é o custo, pois pode haver uma assimetria de informação, de modo a que não sejam identificados os verdadeiros custos. Há também um certo número de custos fora do valor do sistema que têm de ser consideradas, tanto pela entidade proprietária, bem como das entidades investidoras. Estes incluem estudos de viabilidade e avaliação, que não são suscetíveis de ser reembolsados pela empresa proprietária. [167]

O processo de formação de uma CCA varia entre os Estados, dependendo dos seus estatutos locais. A Figura 3.10 ilustra os Estados dos EUA que adotam uma política energética assente na *Community Choice Aggregation (CCA)*. [161]

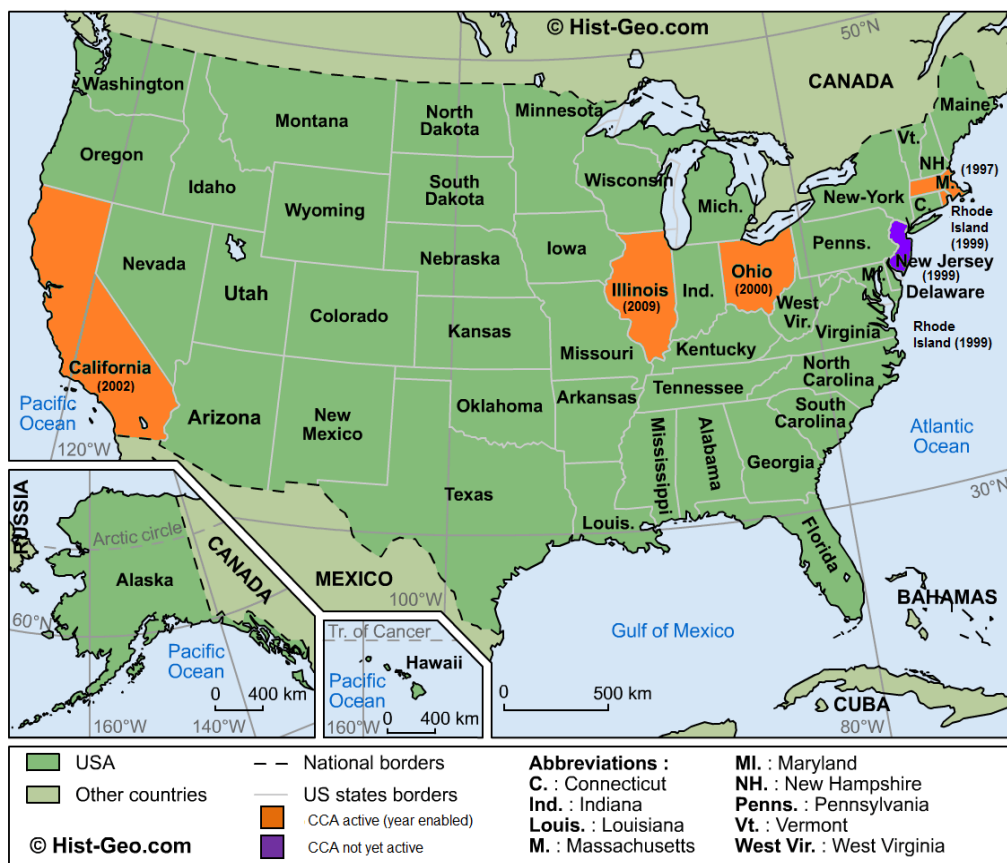


Figura 3.10 - Identificação dos Estados que adotam Community Choice Aggregation no setor elétrico. [Adaptado de [162][169]]

Os agregadores podem obter energia elétrica a partir do mercado grossista em termos comparáveis ao que se verifica com os IOU. [168]

Os municípios que progridem para a agregação elétrica fazem-no para reduzir os preços de energia elétrica, fornecendo energia mais limpa, potenciando a redução dos GEE. [166]

As CCA's estão habilitadas por legislação estadual são "*opt out*", ou seja, todos os usuários finais locais estão automaticamente inscritos, mas podem optar por sair. Os programas CCA são inteiramente financiados pelos clientes finais. [169]

Um crescente número de profissionais do setor da energia veem o modelo CCA como uma ferramenta flexível que dá às comunidades locais a oportunidade de competir no mercado de energia, obter economia de recursos e em alguns Estados melhorar a confiabilidade. [166]

Em Massachusetts foi lançado em 1997 um programa de agregação que envolveu 21 cidades, focando-se em programas de eficiência energética, conseguido uma poupança média de 6%. [164][166][170]

A agregação em Rhode Island teve início em 1999 envolvendo cerca de 36 cidades e que permitiu em 10 anos de existência da CCA uma poupança de 18 milhões de dólares. [163]

No mesmo ano, surge a CCA em New Jersey que se baseou no pressuposto de que os clientes deveriam optar se queriam mudar para um fornecedor agregador. Revelou-se ao longo dos anos, com baixa participação, em virtude da abordagem de mudança de fornecedor. Até 2003, nenhum município do Estado de New Jersey tinha concluído o processo êxito. O programa que é disponibilizado no Estado permite uma poupança de 14%, cerca de 165 dólares por ano a cada consumidor. [169][171]

No Estado de Ohio iniciou-se a agregação no setor elétrico em 2000, sendo o maior CCA do país, com mais de 129 comunidades envolvidas. Os programas de agregação de energia em Ohio são executados por organizações públicas e empresas do setor privado. [164][166][169]

Em 2002, a Assembleia Legislativa da Califórnia aprovou o fornecimento por meio-termo entre *Investor Owned Utilities* e *Publicly Owned Utilities*. Um projeto-piloto onde foram estudadas 12 comunidades da Califórnia, descobriu que as comunidades poderiam reduzir os custos de energia entre 1-10%, e pode optar por usar mais do que o definido como meta obrigatória da energia renovável, em torno dos 20%, sem afetar negativamente as taxas do Governo local. [160]

Recentemente, em 2009, o Estado Illinois registou uma poupança de cerca de 25% face às taxas anteriores. Atualmente, o número de cidades abrangidas pelo programa de agregação aumentou, após a aprovação em referendo para o avanço do processo, sendo já cerca de 247 cidades. [164][169]

Constata-se, que a agregação nos Estados Unidos da América está implementada desde há várias décadas, independentemente do conceito de *smart grid*. A agregação dos clientes nos EUA fundou-se essencialmente baseada na obtenção de preços mais económicos no mercado grossista.

3.2.5.3 - Agregadores na Europa

Na Europa, os agregadores começam a dar os primeiros passos em alguns países, focando-se na vertente comercial da representação dos clientes para adquirir e vender energia elétrica. Há ainda países que se encontram em fase de estudo da implementação da agregação.[171]

Existe a convicção de que agregação potencia o sucesso da *smart grid*. [173]

Na Alemanha há um número de agentes virtuais (*Virtual Power Plant*) estabelecido em que alguns deles cumprem a função de agregadores, focam-se uns nas cargas elétricas de clientes e outros pelos geradores de fontes descentralizadas. Os consumidores são controláveis através de tecnologia de informação e comunicação, a fim de gerar um equilíbrio com a geração, beneficiando de bónus económicos. O maior VPP é o "*Virtuelles Regelkraftwerk*" da Evonik New Energies GmbH, que tem uma capacidade de 400 MW, que agrega centrais com mais de 1 MW participando no mercado de energia na tentativa de o equilibrar, ofertando energia. O agregador negocia com base no seu poder de mercado, via internet. A principal barreira é a tecnologia de informação (TI) necessária para o intercâmbio de dados/informações entre geradores distribuídos, sistemas de armazenamento e cargas de consumo ajustáveis. A instalação de uma estrutura de TI é bastante cara, mas ultrapassada essa barreira, permitirá a criação de outros VPP's e a introdução dos sistemas de armazenamento na rede. [171][173]

No caso da Áustria estão a ser desenvolvidas e implementadas soluções energéticas através de uma *Virtual Power Plant* (VPP), possibilitando às *utilities* gerir remotamente, reduzir ou transferir o consumo de eletricidade e a produção. Possuem uma ampla rede de clientes, tais como: institucionais, comerciais e industriais de energia elétrica, e fontes de geração distribuída. Ao gerar energia elétrica localmente liberta capacidade de transmissão das linhas, sendo mais eficiente e rentável do que investir em centrais de grande dimensão e em novas linhas de transmissão de energia. Em 2011 registava-se que o agregador na Áustria não podia competir com as entidades existentes no mercado de energia como um agregador independente, pois era subcontratado pelos serviços públicos. [173]

A realidade da Finlândia demonstra uma preocupação dos operadores da rede de transporte de reduzirem as cargas de grandes consumidores industriais, em casos de emergência. No ano de 2009 devido a uma combinação de baixos níveis de água na Noruega, da reparação das centrais de energia nuclear na Suécia e de um inverno frio, ocorreram três picos de preços elevados com valores superiores a 1.000 € por MW. Em 2010, um estudo sobre o impacto potencial dos picos em períodos de reduzida demanda em 2009 verificou-se que uma redução do consumo menor do que 1% teria baixado os preços de 500 euros. O regulador ordenou uma revisão do impacto potencial dos programas de resposta à demanda residencial para assim controlar o pico de consumo na Finlândia, incentivando a instalação da medição inteligente. O regulador finlandês espera que em alguns pontos os agregadores venham a descobrir os picos de preços no mercado *spot* na Nordpool

e estabilizar a procura através da implementação de programas de *demand response* promovidos pelos agregadores. [173]

A França tem um histórico de programas de resposta à demanda, que se preocupam com os preços dos consumidores residenciais e programas de gestão da carga industrial. O mercado francês por decisão do regulador está progredindo para aceitar a entrada de concorrentes, que permitem a participação de agregadores de recursos do lado da procura. O modelo de negócio desenvolvido num estudo elaborado pela Voltalis é a renumeração pela garantia de redução de carga, para um patamar aceitável, e definido pelo TSO. As cargas (doméstica, comercial e industrial, ligados à rede de distribuição) terão, gratuitamente, um equipamento de gestão de carga instalado a jusante da ligação à rede. As reduções do consumo total levam a reduções na fatura da eletricidade, onde as interrupções no fornecimento não perturbam o conforto dos consumidores, e permitem a redução das emissões de CO₂. O crescimento do consumo elétrico máximo anual registado faz com que sejam incentivados a utilização de programas de controlo de carga, pois não se justifica reforçar a geração para garantir um valor de consumo que se verifica poucas horas num ano. [171][173]

O Reino Unido permite já a participação ativa de agregadores em toda a cadeia de valor do setor elétrico, tendo o governo realizado esforços para promover produtos do lado da procura e programas nos mercados grossistas de eletricidade. Os resultados demonstram um crescendo na participação nos mercados por parte dos agregadores. Os agregadores tendem a desenvolver novas formas de adaptação da oferta à procura de eletricidade, reduzindo assim os custos e potenciar o desempenho ambiental do setor elétrico. Os agregadores podem controlar a geração e o consumo de energia elétrica dos seus clientes, utilizando modernas comunicações para se conectar aos seus equipamentos. Financiam e disponibilizam apoio técnico para melhorias nas instalações geradoras dos seus parceiros, a fim de tornar mais eficiente a geração. Os agregadores podem desligar o fornecimento dos seus clientes em período de tempo. Os agregadores implementam a gestão da procura, sendo os clientes recompensados pela participação no programa. [171][173]

Em alguns países Europeus, como é o caso da Bélgica, da Dinamarca, da Eslovénia, da Irlanda, da Holanda, e da Suécia - o panorama do setor elétrico demonstra um aumento dos picos da procura e/ou o incremento das centrais de geração de origem renovável e cogeração. Assim, têm sido implementados programas de *demand response*, e agregação de consumidores e produtores. Encontram-se em fase de estudo e início de exploração comercial, apesar das barreiras tecnológicas e regulamentares existentes no contexto de cada país. [171][173]

3.3 - Recursos energéticos distribuídos

A evolução da investigação do desenvolvimento e da comercialização de instalações de geração distribuída mais eficientes e rentáveis, leva os consumidores a investirem neste tipo de soluções, para se tornarem menos dependentes energeticamente do fornecimento proveniente da rede de distribuição, tornando-se assim em *prosumers*, e contribuindo para a redução da importação de recursos energéticos.

A produção descentralizada (PD), ou geração distribuída (GD), conhecida em Portugal, como sendo a produção em regime especial (PRE) consiste em produzir energia elétrica de origem dispersa próximo dos consumidores, recorrendo a fontes renováveis (mini-hídrica, eólica, solar, biomassa, geotérmica, ondas e marés e material biodegradável proveniente de resíduos agrícolas, urbanos ou industriais) ou a tecnologias como: microturbinas a gás, pilhas de combustível, cogeração, motores de combustão interna e grupos geradores a diesel. Existem dois subtipos de PD que são: a microgeração e a miniprodução, diferenciados através da legislação pela potência instalada. [153][154]

Os recursos energéticos distribuídos (DER) são constituídos por sistemas que produzem ou armazenam energia de pequenas dimensões que se encontram conectadas, de forma dispersa, na rede de distribuição. [107][121][138]

Apesar de ser uma vantagem a pequena dimensão das unidades de geração distribuída, uma vez que acarreta menores custos de investimento e manutenção, não possuem significância no mercado elétrico, sendo fundamental a sua junção numa entidade agregadora que as represente com uma expressiva quota de recursos energéticos distribuídos. Como anteriormente apresentado, haverá agentes virtuais dedicados aos DER, e outros que conjugam vários tipos de clientes, com o intuito de integrar na rede a sua energia (produzida ou armazenada) e disponibilizar serviços de ordem técnica e comercial.

O aparecimento de novas instalações DER levantam desafios de ordem técnica à rede, que ao se tornar inteligente lida melhor com: o inconveniente da intermitência da generosidade do recurso, o controlo de tensão, a intermitência da produção que origina flutuações de tensão, o que poderá originar cavas de tensão, os problemas de controlo de energia reativa, presença de conteúdo harmónico e capacidade para alimentar regimes de curto-circuito. [121][155]

O agregador terá um papel importante na minimização dos riscos, desta mudança de paradigma de geração de energia elétrica, constituindo uma carteira de clientes, para os representar nos mercados de energia e gerir de forma eficiente, garantindo operacionalidade da rede dentro de um padrão estabelecido.[107]

Os agentes virtuais constituem as suas carteiras de clientes, podendo agrupar os recursos energéticos distribuídos, onde poderão conhecer em tempo real, o que cada unidade produz, através

das *smart grids*, efetuando um intercâmbio de comunicação essencial a sua representação, como é visível na Figura 3.11.

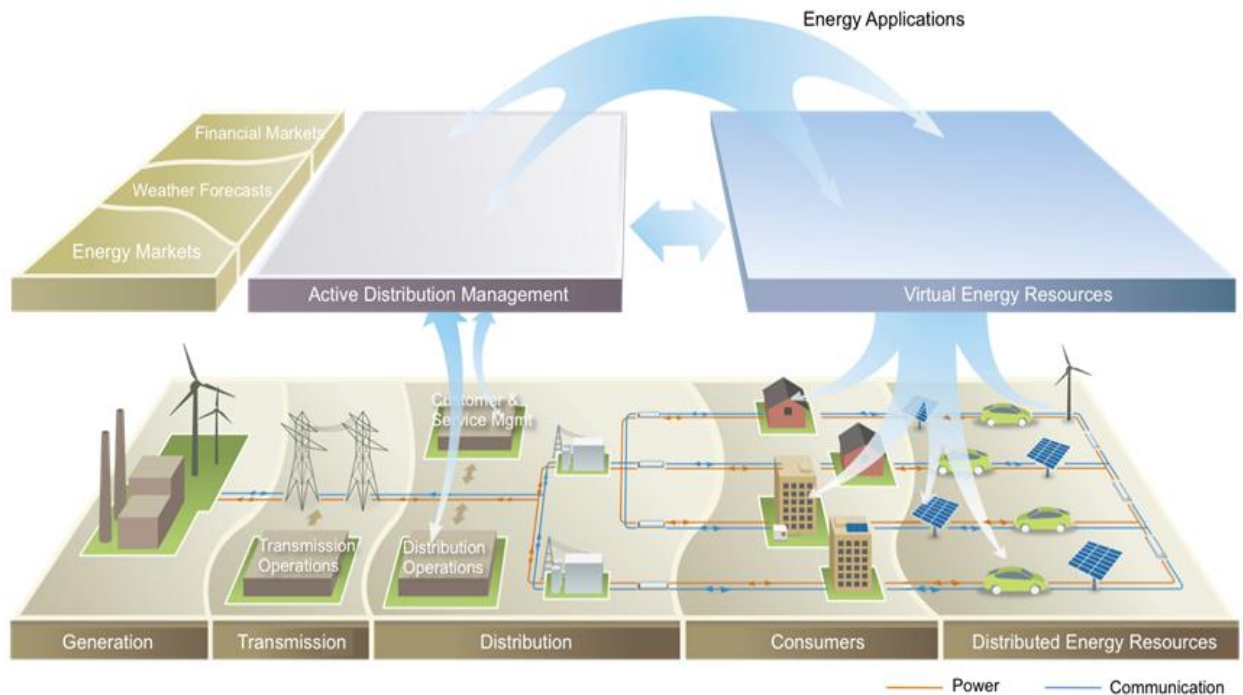


Figura 3.11 - Recursos energéticos distribuídos geridos pelo agente virtual. [141]

A geração descentralizada possui inúmeras vantagens que são: reduzir emissões de CO₂, reduzir perdas na rede, diminuir custos de investimento e exploração da rede, menor tempo de instalação comparativamente à produção convencional, solução ideal para lugares onde a produção convencional não conseguiu chegar pela inviabilidade económica do projeto, permite acompanhar o crescimento do consumo e possibilita inúmeras oportunidades de comercialização. [142][153]

3.4 - Smart grids, smart meters, energy Box and communications

3.4.1 - Smart grids

O progresso tem permitido melhorar a qualidade de vida, proporcionando aumentando a esperança média de vida, contudo, tem provocado consequências ao meio ambiente, pelo aumento de gases de efeito de estufa que se faz repercutir no aumento da temperatura global.

A geração de energia elétrica tradicionalmente distante dos centros de consumo tem vindo a ser complementada nos últimos anos, com a introdução de produção distribuída, do tipo cogeração e energia renovável, soluções mais económicas e sustentáveis, que respeitam o meio ambiente.

A introdução de novos geradores localizados próximo do consumo introduz perturbações na rede elétrica de distribuição que são visíveis na Figura 3.12. [119]

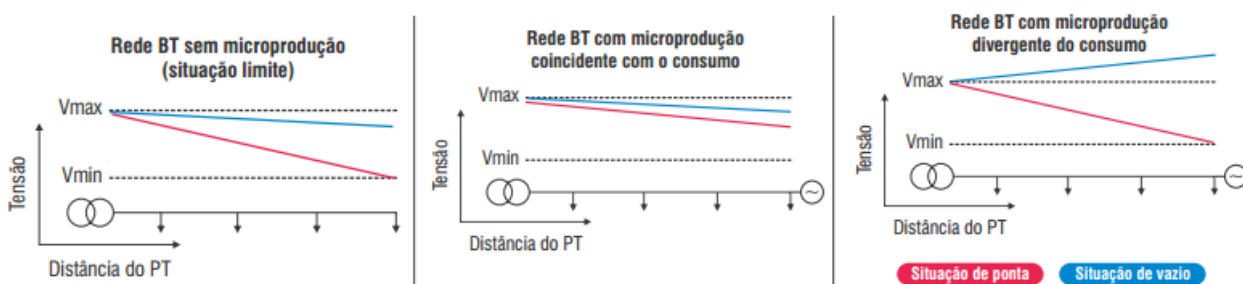


Figura 3.12 - Impacto dos microprodutores no perfil de tensão de uma rede de Baixa Tensão.[119]

Inevitavelmente, as características da rede elétrica vão sendo alteradas pela instalação de novos tipos de produção, localizados nos consumidores finais, deixando de existir um fluxo unidirecional de energia, mas passando a fluir nos dois sentidos, como é visível na Figura 3.13.

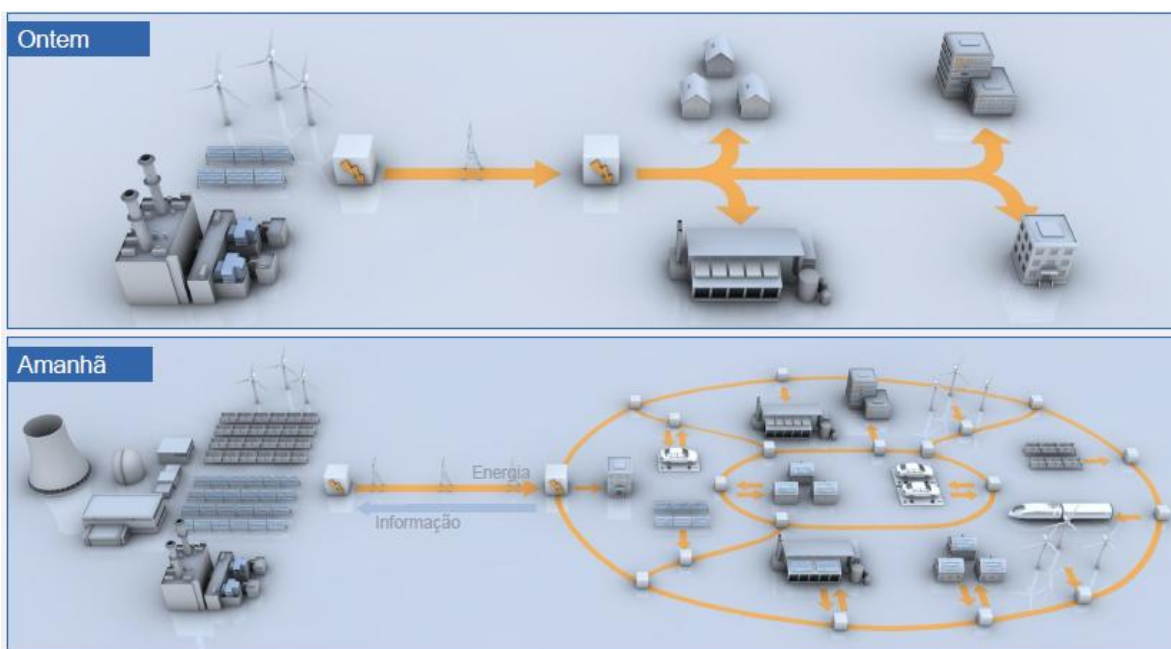


Figura 3.13 - Transformação do setor elétrico com fluxo energético bidirecional.[117]

Os recursos energéticos distribuídos serão representados pelos agregadores que necessitam de interagir com os clientes, receber informações do perfil de cada cliente, a fim de decidir a sua estratégia de controlo e atuação nos mercados de energia. Ou seja, para além do fluxo bidirecional de eletricidade estabelece-se um fluxo bidirecional de informação entre o utilizador e o agregador, a fim de facilitar a introdução da geração distribuída na rede (Figura 3.14)

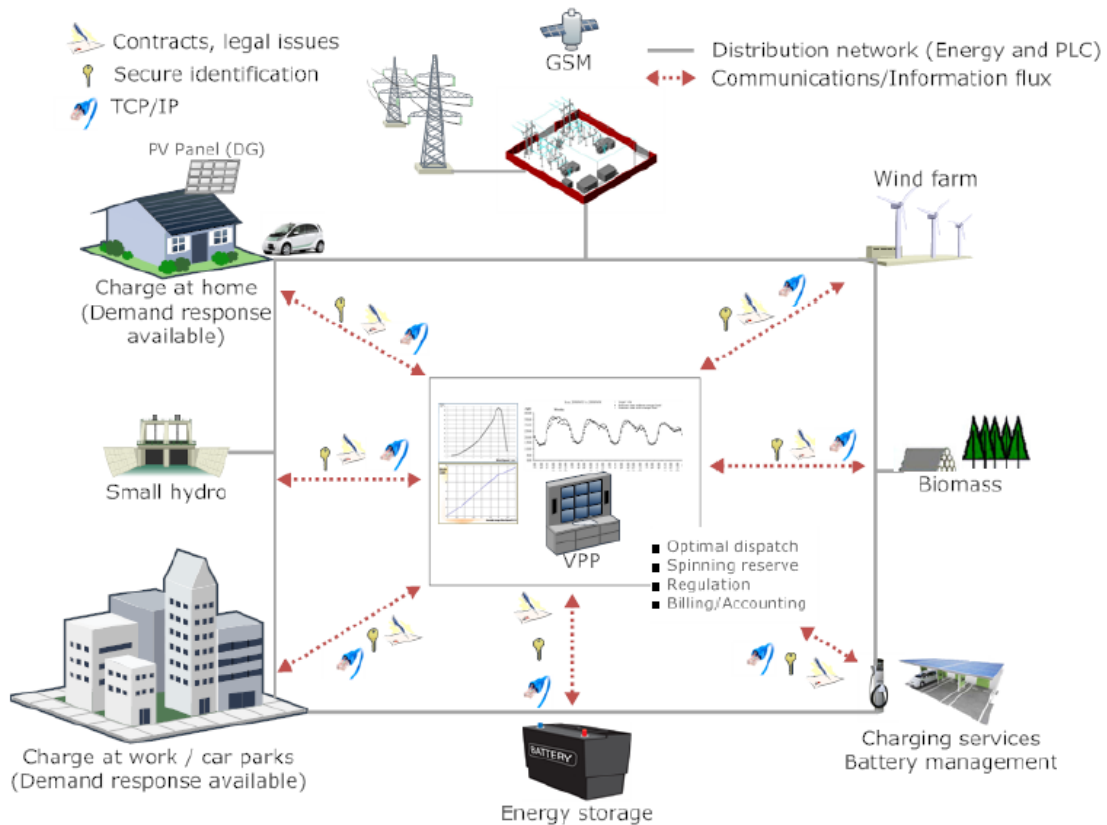


Figura 3.14 - Interação do Virtual Power Player numa smart grid.[107]

O conceito de *smart grid* surgiu após a publicação do relatório da Plataforma Tecnológica Europeia (ETP), no ano de 2006, que estabelecia uma visão para as redes elétricas Europeias para o futuro, tendo particularizado objetivos para o ano de 2020. [128]

Em 2008, a UE delineou a meta de 20% para o ano de 2020, no que diz respeito à eficiência energética, produção de origem renovável e redução dos gases de efeito de estufa, que impulsiona o aprofundamento do conceito de *smart grid*, pois é consensual a ideia de investir em tecnologias mais eficientes por forma a tornar as economias dos países mais sustentáveis. [105][130][131]

Ao nível do setor elétrico era proposto que a produção de energia reduzisse a emissão de GEE, as redes elétricas fossem inteligentes o que permitirá modificar os comportamentos energéticos dos consumidores (reflexo da informação dada aos consumidores); amplificar a eficiência energética e permitir uma adequada introdução de renováveis. [131]

O projeto *smart grid* consiste na modernização e otimização da rede de elétrica, tornando-a mais confiável, eficiente, segura e sem prejudicar o ambiente. Para tal ser bem-sucedido, é

necessário colaboração, integração e interoperabilidade entre as várias disciplinas, que incluem sistemas de controlo e comunicações para a geração, transmissão, distribuição, clientes, para permitir realizar as mais variadas operações em pleno funcionamento do mercado, o que permitirá o aumento do número de serviços a fornecer e realizar gestão técnica da rede e comercial da carteira de clientes. [121][129]

A modernização da rede elétrica permitirá a esta tornar-se: flexível, para corresponder aos desafios a que seja sujeita; acessível a todos os utilizadores, que leva ao aumento da competitividade no mercado elétrico; confiável do ponto de vista da qualidade forma de onda, fiável e seguro o abastecimento, pois introduz-se sensorização na rede que permite em tempo real, prever eventuais problemas na rede, diminuindo assim as interrupções; sustentável ambientalmente aproveitando as energias renováveis, robusta, pela possibilidade de reorganizar em tempo real a rede, isolando as áreas afetadas, económica, pela minimização dos custos de operação e manutenção, e eficiente, em virtude da otimização dos recursos distribuídos, evita desaproveitamentos energéticos. [119][121][128]

Para dar resposta às novas transformações do setor, introduz inteligência na rede elétrica, o que permitirá ao agente agregador desenvolver a sua atividade. Os desafios que a rede elétrica enfrenta são o aumento da produção distribuída, que se caracteriza como sendo descontínua e intermitente; a flexibilização da procura; o aparecimento de unidades de armazenamento de energia; a mudança do paradigma dos transportes passando a existir veículos elétricos, excesso de produção; otimização dos investimentos; redução das perdas; análise das contingências em tempo real; automatização da rede com algoritmos de controlo e otimização da operação da rede e introdução de soluções de *self - healing*. [105][136]

A concretização destes objetivos para as *smart grids* cria oportunidade dos agregadores desempenharem as suas funções.

As *smart grids* possibilitaram a integração dos agregadores nos mercados de energia, permitindo realizar a atividade comercial e relacionar-se com vários intervenientes do mercado. A rede torna-se capaz de lidar com transformações do setor, respondendo às exigências e às oportunidades da liberalização. Tal permitirá o surgimento de novos produtos e serviços, a flexibilidade do controlo da demanda, que permite controlar a volatilidade dos preços, ao originar tarifas flexíveis e previsíveis. [103][128]

Segundo [140], o campo de investigação e desenvolvimento das *smart grids* foca-se nas seguintes três áreas principais:

- *Smart metering*: contagem e faturação inteligente;
- *Grid intelligence*: infraestruturas de automação de rede e equipamentos de comando e de controlo;
- *Utility IT* (gestão inteligente de informação, centralizada e descentralizada).

As soluções que as *utilities* vão propondo no que diz respeito à *smart grid* são: gestão da distribuição; gestão da iluminação pública; gestão do carregamento de veículos elétricos; contagem inteligente; supervisão técnica das infraestruturas; automatização, monitorização e controlo remoto de vários elementos da rede, nos diferentes níveis de tensão. [143]

A arquitetura técnica de referência da *smart grid* exibida na Figura 3.15 patenteia a ideia de que a rede elétrica irá usufruir de uma plataforma de telecomunicações que permite estabelecer comunicação desde a produção até ao consumidor final.

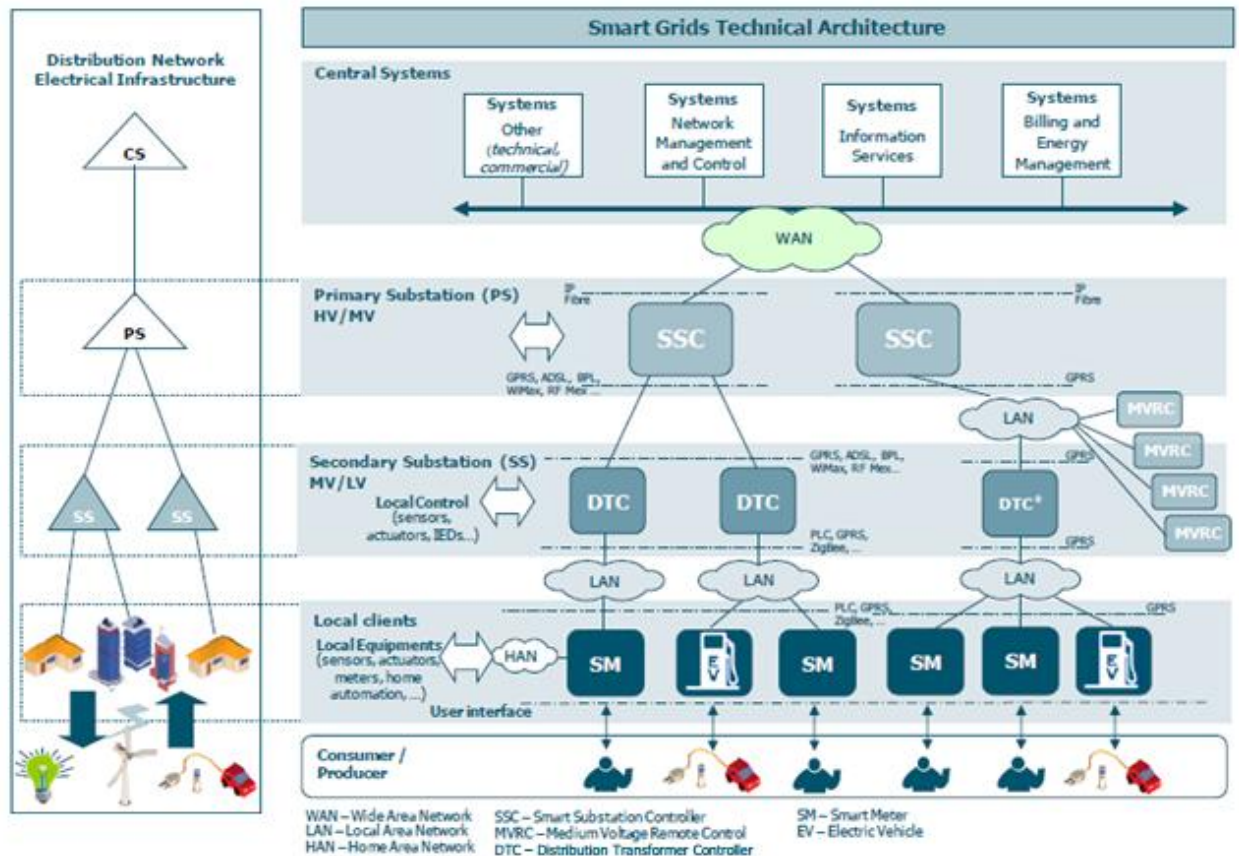


Figura 3.15 - Arquitetura de referência da smart grids. [135]

A arquitetura da rede encontra-se dividida em quatro níveis:

- Nível de controlo e gestão central: que permite a centralização da informação essencial para o exercício de funções do operador da rede e dos comercializadores. [121]
- Nível da subestação AT/MT: possui o *Smart Substation Controller (SSC)* que permite regulação da tensão, recebe solicitações de um agente virtual VPP, reconfiguração da rede, gestão dos fluxos de energia. [135][143][150]
- Nível da subestação MT/BT: capacitado para gerir os *smart meters* e controlar o posto de transformação com recurso ao *Distribution Transformer Controller (DTC)*. [121]

• Nível do *prosumer*: os consumidores finais e produtores distribuídos possuem *smart meters* que possuem funcionalidades de contagem remota de eletricidade, controlo remoto da instalação, recebe solicitações do comercializador no sentido de responder à flexibilização da tarifa. [121][135]

A revolução do setor elétrico assenta na introdução de inteligência ao longo de toda a cadeia de valor, o que possibilita a proliferação do conceito de *smart*. As designações mais frequentes são: *smart grid*, *smart metering*, *smart charging*, *smart house*, *smart appliances* e *smart substation*.

O aparecimento de investimento numa *smart grid* foi impulsionado pela necessidade de simplificar a rede, melhorar a tomada de decisões, ter capacidade de se adaptar às circunstâncias comerciais que se encontram em constante mutação, aumentar os padrões de qualidade, aumentar a satisfação dos clientes e reduzir os custos de investimento e operacionais. [138]

O conceito *smart grid* é atualmente um dos desafios mais arrojados com que nos deparamos, pela diversidade de visões, pelas potencialidades que representa ao nível económico, social e ambiental. A complexidade do setor elétrico irá aumentar pelos novos intervenientes do setor como é o caso dos agregadores, e pelas relações comerciais que surgiram. Neste sentido e para que tal aconteça será necessário realizar elevados investimentos que precisam de ser faseado, como é visível na Figura 3.16. [138]

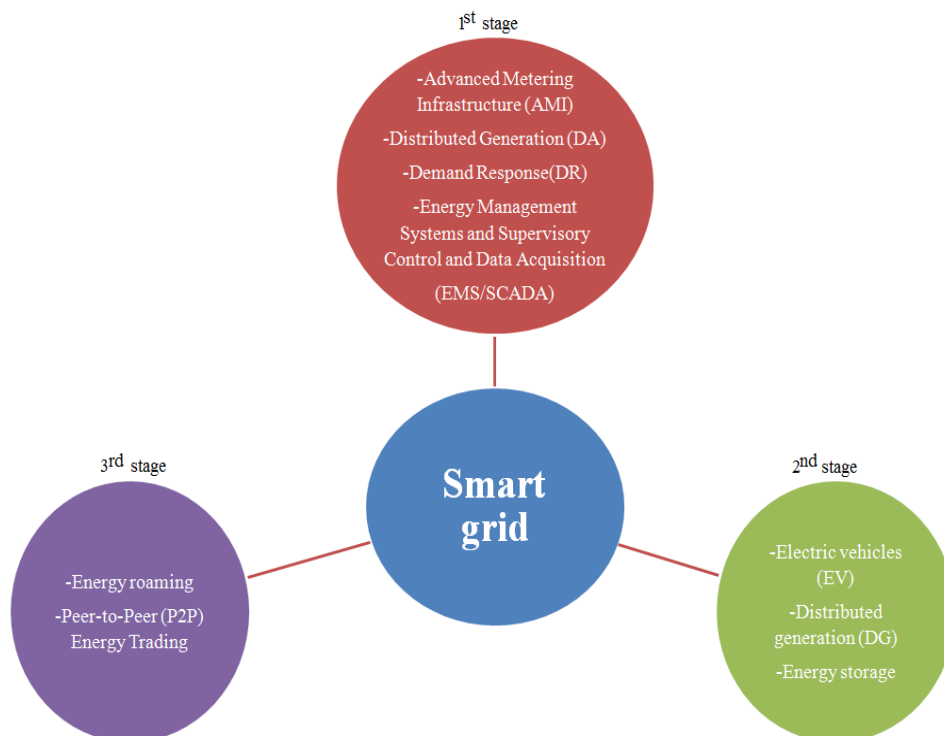


Figura 3.16 - Expansão do conceito smart grid. [Adaptado de [138]]

As *smart grids* centralizam-se no tratamento inteligente da informação gerada pela produção, transporte e distribuição da energia elétrica, permitindo realizar todas as operações de forma eficiente. O conceito da *smart grid* não fica circunscrito ao domínio elétrico, podendo ser aplicado também ao nível do gás natural. [146]

A par do conceito de *smart grid*, o conceito de *smart metering*, encontra-se muito difundido, dando ideia que são conceitos iguais, contudo como visualizamos na Figura 3.17, podemos estar perante uma *smart grid* que não possua *smart metering*. [146]

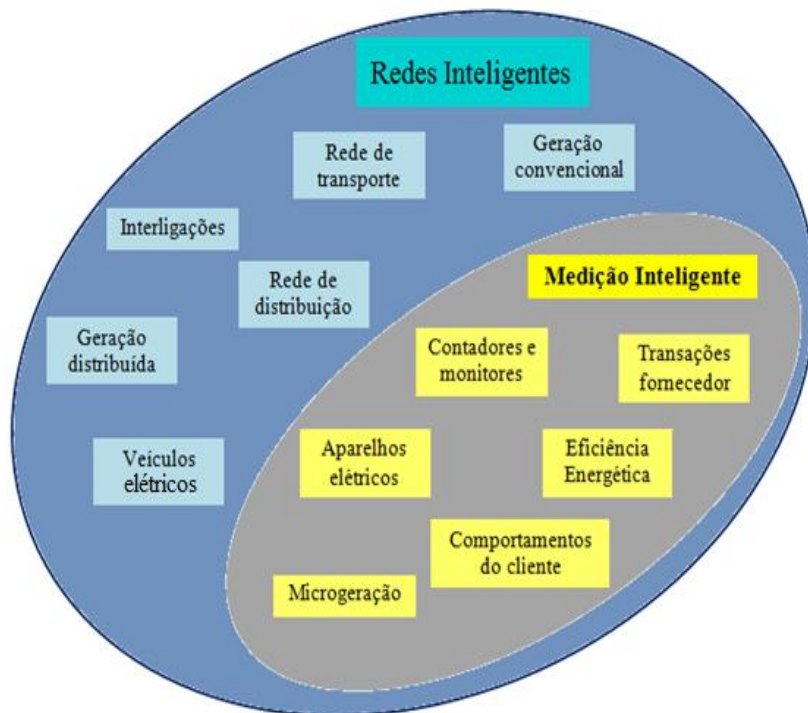


Figura 3.17 - Conceito smart grid e smart metering. [Adaptado de [137]]

3.4.2 - Smart metering

O *smart meter* é um contador eletrónico inteligente que permite a contagem de consumos de eletricidade, gás e água. [123]

A implementação da *smart grid* requer tecnologia avançada especializada no controlo inteligente, suportando-se nas redes de comunicação confiáveis e em sistemas de medição (*smart metering*). [107]

A *smart metering* é um ponto fulcral do conceito global das *smart grids*, que torna os consumidores, produtores e *prosumers* em elementos ativos da rede, uma vez que torna o consumo perceptível, facultando informação detalhada periodicamente consumos e custos incorridos e permitindo ao agregador personalizar os tarifários, ajudando os seus clientes a poupar energia e reduzir os custos com faturação, e a reduzir as emissões de CO₂. [103][140]

A *smart metering* assume um papel imprescindível para o desenvolvimento da *smart grid*, tendo sido incentivado pelo 3º Pacote da Energia da EU sobre a dinamização do mercado interno elétrico, sustentado em contadores inteligentes que permitam intercâmbio e informação com os consumidores. [147]

A substituição do contador tradicional pelo *smart meter* abrirá um leque de oportunidades para o agente agregador, bem como, para o operador da rede, pois é reduzida a incerteza perante o estado da rede em cada momento, é gerado um historial de consumo e manutenção das instalações. [148]

As informações fornecidas pela *smart metering* possibilitam diversas mudanças nas relações comerciais: abolição da estimativa relativa ao consumo para emissão da faturação, mudança de comercializador mais facilitada, incentivo à eficiência energética (baseado na disponibilização de informação ao consumidor), operacionalidade remota (que reduz custos com ativação/desativação do serviço) e emissão de alertas em circunstâncias de transgressão de consumo. [149]

Os *smart meters*, para além da contagem de energia consumida, possibilitam comunicar de forma bidirecional em tempo real com um sistema central de contagem, que eventualmente pertence ao agente agregador; torna o *prosumer* num elemento interativo da rede, controlar remotamente energia produzida pela microgeração, registar a qualidade do serviço, permite ainda o controlo remoto dos consumos e dos tarifários, emitir alarmes e solicitações de negociação agregador - consumidor. [122][147][148]

O conceito de *smart metering* apresenta uma evolução retratada na Figura 3.18, em que se observa a hierarquização da complexidade tecnológica envolvida na contagem da energia elétrica.

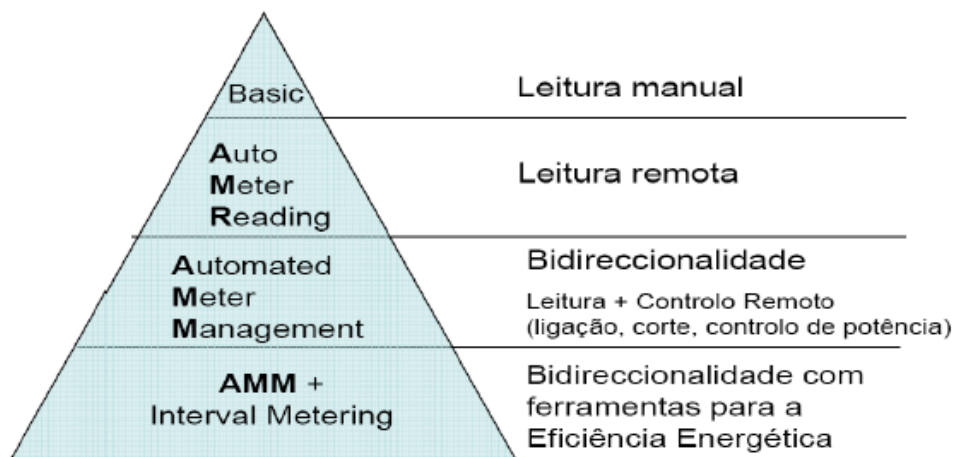


Figura 3.18 - Evolução das técnicas de contagem. [148]

Tradicionalmente, a contagem de eletricidade era garantida por um contador eletromecânico, associado a leituras manuais, dispendiosas e ineficazes e sendo frequente a estimativa de consumos. [121]

No sentido de reduzir custos relativos à contagem surgiu a gama de aparelhos que pertence à tecnologia *Automatic Meter Reading* (AMR) introduziu a leitura remota através de contadores eletrónicos. [121][150]

A tecnologia *Automatic Meter Management* (AMM) introduz a possibilidade de ligar e desligar o fornecimento de energia elétrica, variar a potência dispensada ao consumidor, monitorizar a qualidade da energia elétrica e permite obter dados estatísticos relativos às falhas. [121]

No sentido de potenciar a eficiência energética, possibilitar interação bidirecional com o cliente e introduzir de forma eficiente a produção distribuída na rede elétrica surge a conceção de contadores digitais da gama *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Possibilitará ainda ao consumidor exercer opção relativamente aos consumos da instalação, cria um registo da tensão e corrente da instalação, padronização do perfil de consumo e permite ao agente agregador incentivar a redução de picos no diagrama de carga. [121]

3.4.2.1 - Energy Box

A *Energy Box* (EB) é um processador que gere a utilização da energia elétrica de forma inteligente, independentemente do tipo de instalação (doméstico, industrial, serviços, produtor). Os algoritmos que a constituem permitem rececionar estímulos de sensores de monitorização, de flutuações de preços, de padrões de conforto pré - estabelecidos, registo do diagrama de carga, com o intuito de cooperarem com o comercializador de energia, garantindo o uso racional da eletricidade. [122][151]

O cliente final torna-se membro ativo da rede elétrica quando a sua instalação é dotada de uma *Energy Box* (EB), pois é estabelecido um ponto de comunicação, que permite implementação de *smart metering*, introdução de soluções de domótica, gestão da procura (por parte do cliente e do comercializador).[121]

O fornecimento contínuo de energia elétrica, como é realizado atualmente, sem conhecimento das necessidades individuais de cada cliente, torna o sistema mais dispendioso, pelo fato de se basear em previsões para decidir qual a energia a produzir. Nesse sentido, o agente agregador poderá saber as carências energéticas de cada cliente, e incutir o controlo do seu uso em horas críticas para a rede elétrica, sem perda de qualidade e conforto. A *Energy Box* (EB) concede ao consumidor a possibilidade de aceder a informação respeitante ao consumo de energia elétrica, programar os aparelhos que funcionam na sua instalação e solicitar remotamente serviços disponibilizados pelo comercializador. [121][122]

Para além da visualização do consumo energético, a *Energy Box* (EB) dá poder ao consumidor de escolher a sua potência e tarifário em tempo real remotamente. [142]

A *Energy Box* (EB) é munida de um interface para o utilizador definir as suas preferências e visualizar o seu historial, comunicações internas com equipamento e sensores da instalação, comunicações externas com fornecedor do serviço e o operador da rede, algoritmos para dar resposta à informação gerada. [151]

A Figura 3.19 ilustra a interação da *Energy Box* (EB) com diferentes aparelhos, como equipamentos elétricos domésticos, veículos elétricos, iluminação, sistemas de microgeração e DTC (*Distribution Transformer Controller*). A informação produzida pela *Energy Box* (EB) é enviada via *modem PLC* (*Power Line Communication*) para o DTC (*Distribution Transformer Controller*). A *Energy Box* comunica com os equipamentos presentes no sistema de utilização de energia via *RFID*, *WiFi* ou *Bluetooth*. (EB) [124][144][151]

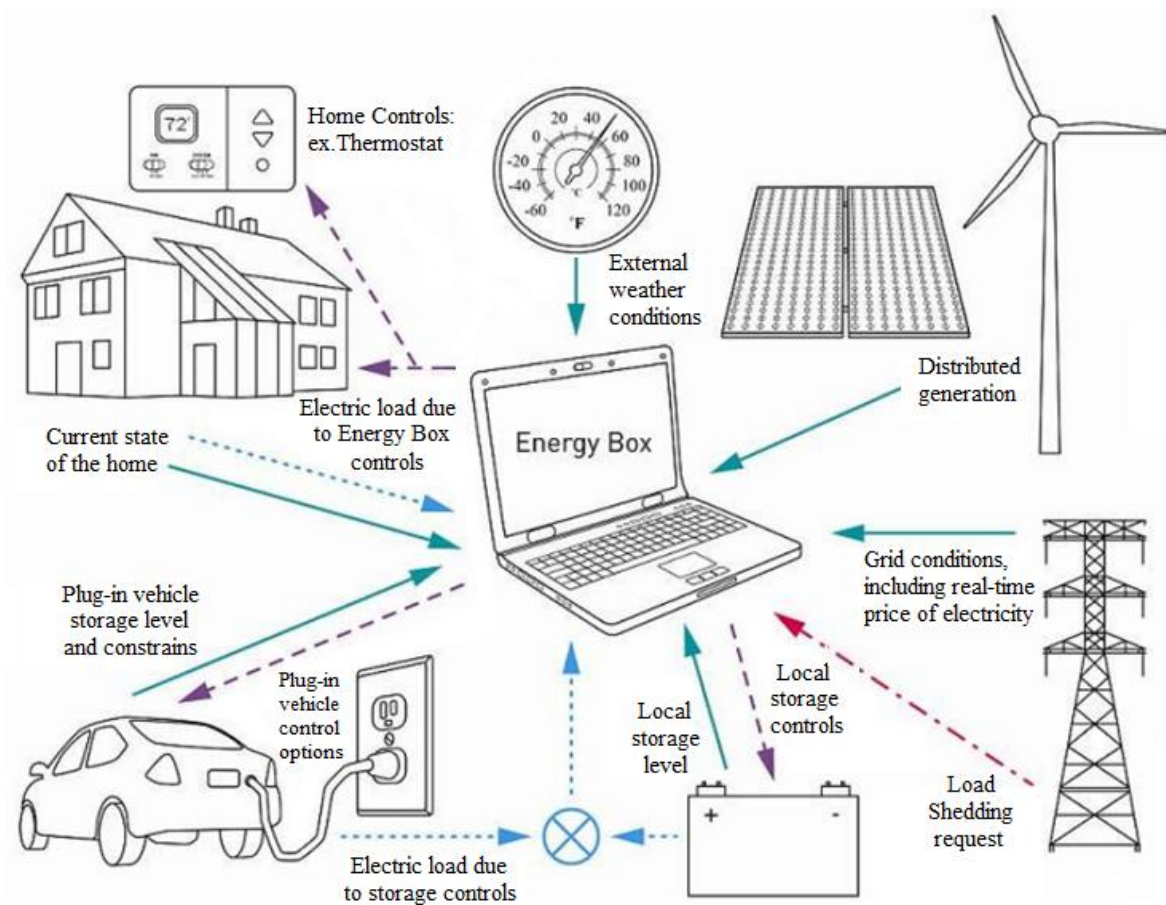


Figura 3.19 - Conceito de Energy Box. [152]

3.4.2.2 - Demand side management

As *smart grids* introduzem meios que comunicam a informação que os contadores inteligentes e os sensores geram, associada às operações do setor elétrico, e possibilitam ganho de eficiência pelo equilíbrio entre a oferta e a procura. O tratamento da informação poderá ser realizado através da estratégia de *Demand Side Management* (DSM), que consiste na gestão do consumo elétrico. Os principais destinatários desta política de DSM são os consumidores finais e os veículos elétricos. [121][123][126]

A *demand side management* é subdivisível em três áreas de atuação, Figura 3.20. [121][122]

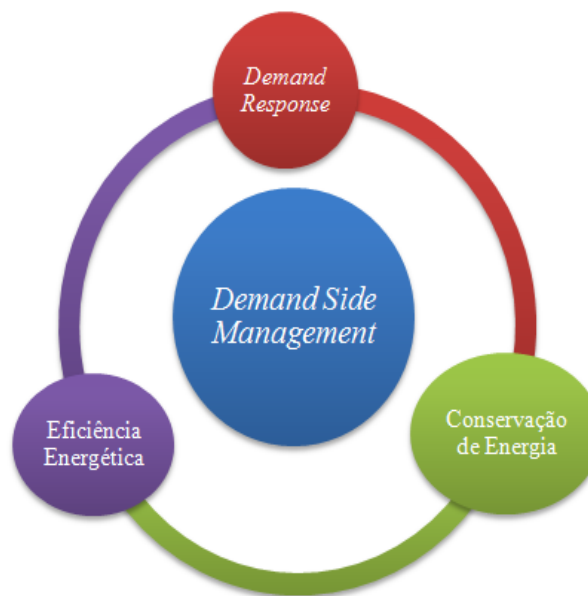


Figura 3.20 - Setores de atividade da demand side management.

A gestão da procura é uma estratégia já implementada nos Estados Unidos da América, tendo surgido o conceito na década 80 (1980), contudo, espera-se que com a aurora das *smart grids*, surjam condições técnicas para a sua plena utilização e seja desmitificada a sua aplicação. [127]

A introdução de uma estratégia energética onde é aplicada a DSM permitirá aumentar a competitividade do país, reduzir as importações de energia primária, maximizar o bem-estar dos consumidores, incutir comportamentos energéticos sustentáveis, sem perda do conforto e atenuar os custos, reduzir o investimento em novas centrais, atenuar o reforço das redes de transporte e distribuição, e o cumprimento dos objetivos ambientais e energéticos traçados para o ano de 2020. [121][122][126][145]

A *demand side management* poderá ser aplicada pelos produtores de energia elétrica, bem como pelos agregadores, o que possibilita redirecionar os investimentos para a eficiência da aplicação da eletricidade. Pode ser subdivida em duas formas de condicionamento a procura que são: a DSM ativa e a DSM passiva. A DSM ativa manifesta-se pelo controlo de equipamentos em

stand-by, controlo de potência, gestão do carregamento de veículos elétricos, controlo de variáveis que influenciam o conforto e o controlo de equipamentos em função de preços dinâmicos. A DSM passiva é exercida pelo fornecimento de equipamentos para instalações que possibilitam informação de consumo, preço e emissões de CO₂, envio de alertas e disponibilização de informação via internet e telemóvel. [127][158]

A implementação da política de *demand side management* contribui para a otimização em tempo real do fluxo de energia, que consiste em variações de tarifários, maximização da eficiência dos sistemas de energia; redução dos encargos energéticos dos consumidores mais eficientes; disponibilização de informação relativa à energia e utilização eficiente; disponibilizar consultorias às instalações; incentivos financeiros, facilidades financeiras de fornecimento de aparelhos eficientes de baixo período de retorno do investimento, fornecimento de auxílio técnico para investimentos de projetos energéticos, gestão dos diagramas de carga, conservação da energia, com o intuito de evitar desperdícios energéticos. [126][127][142]

A implementação dos programas de condicionamento da procura por parte dos agregadores visa introduzir benefícios para o meio ambiente: com a redução de emissões, incremento da fiabilidade da rede, diminuição de congestionamentos e perdas e dar respostas às solicitações dos operadores da rede e dos agentes do mercado. [121]

O planeamento energético definido para cada dia conjuga a previsão da produção e do consumo, sendo delimitadas metas a aplicar pela técnica *demand side management*, a fim de equilibrar oferta e procura. [145]

A necessidade de deslastre de consumo por parte dos agregadores de cargas não prioritárias, em determinados períodos do dia, é comunicado pelo agregador à *Energy Box* da instalação, que irá atuar conforme as preferências pré-definidas. As cargas não prioritárias poderão ser ar condicionado, frigoríficos, sistemas de aquecimento, entre outras, que sejam identificadas e acordadas entre o consumidor e o comercializador. [122][123][144]

A implementação da gestão das cargas potenciará melhorias de eficiência energética das instalações, pelo fato de se conhecer em detalhe o que cada aparelho consome e se existe algum que se encontre a trabalhar de forma ineficiente. [123]

A gestão da procura influencia o comportamento do consumidor que usufrui da energia elétrica, com consequências no diagrama de carga, tornando-o mais estável, com repercussão nos preços de mercado, pela possibilidade de transferência da utilização dos equipamentos para períodos de menor consumo, como é visível na Figura 3.21.

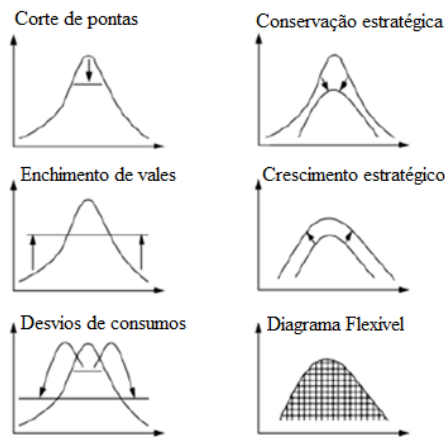


Figura 3.21 - Estratégias de controlo de cargas implementadas com demand side management.[122]

A flexibilização do consumo elétrico por parte das empresas fornecedoras assenta na educação do consumidor em aspetos energéticos, nas tecnologias de telecontagem e controlo remoto sobre as cargas. [126]

A técnica de *demand side management* encontra-se pouco explorada em Portugal, por ser incipiente a comercialização de energia elétrica, o mercado interno de energia elétrica, não repercute variações de preços que sejam atrativas para existirem comportamentos condicionados do consumo. [122]

3.4.2.2.1 - Demand response

A política de *demand side management* é implementada pelos fornecedores de energia elétrica, para alcançar os objetivos traçados para o diagrama de carga dos seus clientes, aplicando medidas e tarifas que provoquem a ação dos consumidores, através de programas de *demand response*. [126]

Os programas de *demand response* são baseados em incentivos e na variação da tarifa para estimular uma resposta dos consumidores no sentido de flexibilizarem o consumo, como se encontra ilustrado na Figura 3.22.

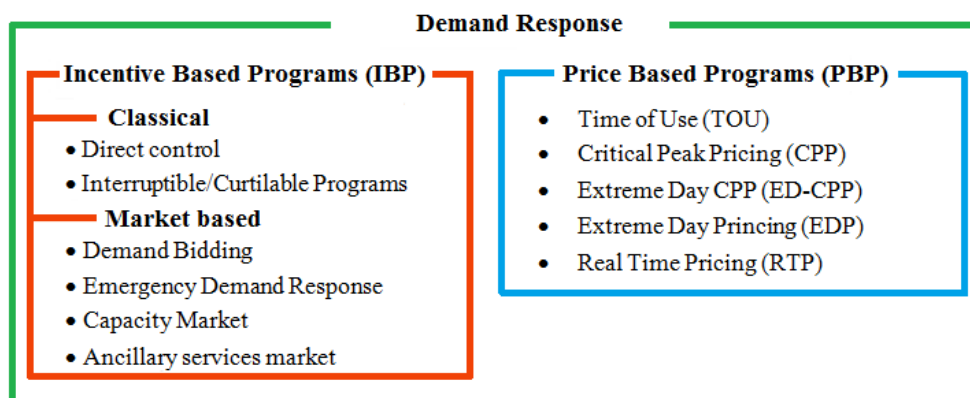


Figura 3.22 - Tipos de programas de condicionamento da procura.[159]

A implementação de programas de *demand response* confere benefícios para todos os intervenientes: consumidores, produtores, mercado e sistemas de energia.[122]

O tipo de contadores que predominam no setor elétrico em Portugal, leva a que seja incipiente a prática destes programas de *demand response*. A massificação dos contadores inteligentes, associada a meios de comunicação permite incrementar a liberalização do setor elétrico, em direção à concorrência na comercialização de energia com a criação de estímulos aos consumidores. [126]

A panóplia de programas passíveis de serem implementados, encontram-se na Figura 3.22, onde é visível o seu horizonte de temporal, na Figura 3.23.[122]

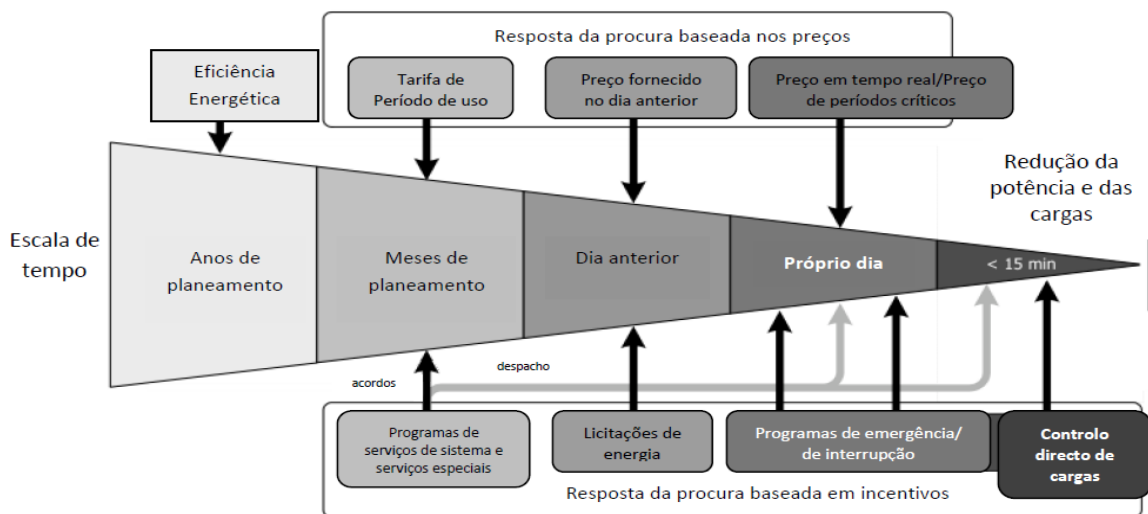


Figura 3.23 - Planeamento temporal da atuação dos programas de demand response. [122]

A combinação de recursos energéticos distribuídos (sistemas de armazenamento e produção distribuída) e as estratégias de *demand side management* (que contribuem para uma utilização da eficiente da energia), provocam alterações na elasticidade de preço da procura e potenciam o bem-estar social. [122]

O agregador ao socorrer-se de aplicações de DR para exercer a gestão do consumo dos seus clientes, está a controlar o risco associada a perfis energéticos instáveis e a dar resposta às solicitações do operador de sistema (OS) no sentido de flexibilizar a carga agregada que representam.

A implementação de *demand side management* em grande escala por todos os fornecedores de energia elétrica permitirá uma consciencialização dos consumidores da necessidade imperativa de tornar sustentável energeticamente o país. Portugal apresenta uma intensidade energética superior à média europeia, significa que gastamos demasiada energia para produzir riqueza (PIB), é necessário otimizar os transportes, descarbonizar a indústria, eletrificando-a, tornando-a mais eficiente e competitiva. [157]

3.4.3 - Communications

O conceito de *smart grid*, não é, atualmente, algo taxativo, existem múltiplas visões do conceito, quer a nível académico, quer a nível industrial. As entidades responsáveis pela normalização, as entidades reguladoras, e os fabricantes de equipamento e aplicações para a rede elétrica encontram-se a investigar, para onde deve convergir o futuro tecnológico do setor elétrico.[103][105]

A interdisciplinaridade do tema *smart grid* leva a que as empresas de telecomunicações comecem a criar soluções por forma a contribuir na área da comunicação e computação.

A rede elétrica tornar-se-á inteligente pela integração de sensores, comunicações, atuadores, tecnologias de decisão e controlo. Em virtude, de surgirem mais intervenientes no setor elétrico que produzem consomem e armazenam energia, é produzida muita informação que necessita de ser comunicada em tempo real. A comunicação é indispensável para o agente comercializador poder interagir com os seus clientes, o operador da rede e o mercado.[103][105]

A comunicação respeita regras que se designam de protocolos, que regulam a comunicação entre entidades homólogas em sistemas diferentes, de produtos de diferentes fabricantes para comunicarem entre si, dando ao utilizador maior flexibilidade na seleção e uso de equipamentos. Prevê-se que os sistemas de comunicação das *smart grids*, sejam baseados em redes IP (Internet Protocol). [132][133][134]

A standardização na UE está a cargo da European Smart Grids Technology Platform e nos EUA, pela National Institute of Standards and Technology (NIST). A publicação de inúmeras normas mostra a intenção de criação um padrão de normalização, potenciada pela atual panóplia de interpretações do futuro das *smart grids*, leva a que os fabricantes sejam cautelosos nos investimentos que fazem para comercializar soluções que venham a ser incluídas nas normas. [105][135]

A criação de equipamentos e aplicações é um processo que se divide em várias etapas: especificação do produto, desenvolvimento, implementação, realização de testes, adquirir certificação e comercialização do produto. [135]

A mudança do tradicional despacho económico de energia focado nos custos de produção de cada gerador termoelétrico para um despacho económico que contempla as fontes de energia renovável, baseado em ofertas de compra e venda de energia, passando este processo a ser gerido por um operador de mercado e validado tecnicamente por um operador de sistema (OS). [103]

A Figura 3.24 mostra os níveis de controlo da rede elétrica onde os recursos passam a ser geridos na *smart grid* utilizando um único protocolo de comunicação, e evitando, assim, perda de informação.

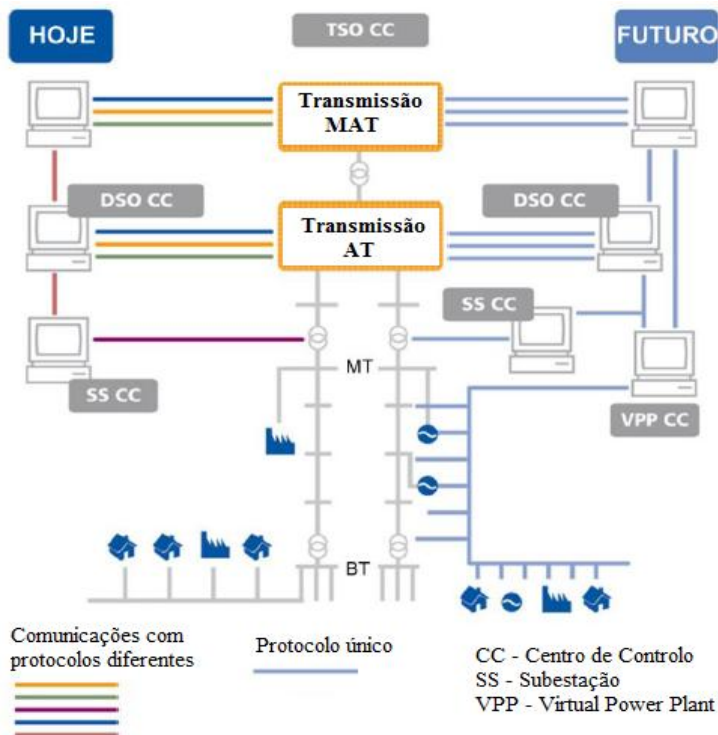


Figura 3.24 - Controlo hierárquico da rede elétrica. [103]

A Figura 3.25 exibe a introdução dos sistemas de informação e comunicação que permitem automatizar a rede elétrica.

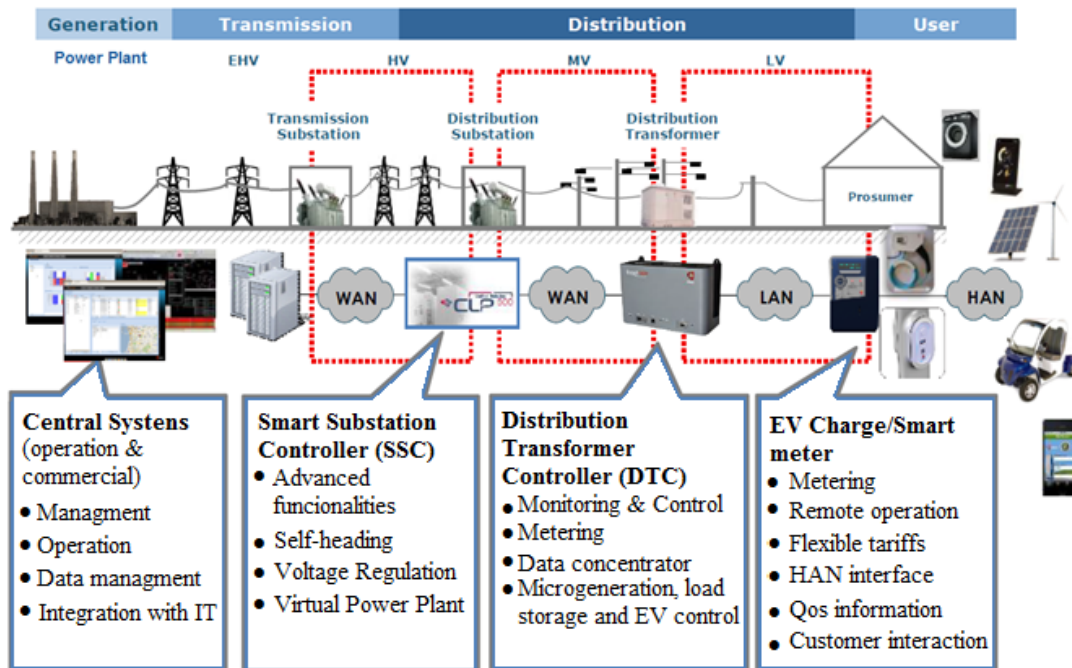


Figura 3.25 - Comunicação entre diferentes atividades do setor elétrico baseado no projeto InovGrid⁴. [135]

⁴ O InovGrid é um projeto inovador que pretende dotar a rede elétrica de informação e equipamentos inteligentes capazes de automatizar a gestão da energia. Está a ser desenvolvido pela EDP Distribuição, com o apoio de parceiros nacionais de produção industrial, de tecnologia e de investigação: a EDP Inovação, o INESC Porto, EFACEC, a LOGICA e a JANZ/CONTAR.

A “internetização” da rede elétrica permitirá conhecer e atuar na rede em tempo real, contudo é necessário reforçar a proteção da rede no que diz respeito a ataques informáticos. [142]

As *smart grids* incorporam as comunicações nas redes elétricas, onde através de equipamentos eletrônicos inteligentes, que permitem as funcionalidades e serviços pelo suporte da infraestrutura de telecomunicações. Segundo [121], a infraestrutura divide-se nas seguintes redes:

- WAN (*Wide Area Network*) - Interliga os Sistemas de Informação / SCADA/DMS com os DTC;
- TAN (*Transformer Area Network*) - Interliga o DTC e os restantes Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) existentes no PT;
- LAN (*Local Area Network*) - Interliga o DTC e as EB;
- HAN (*Home Area Network*) - Interliga a EB com dispositivos instalados na casa do consumidor/produtor.

Existem várias possibilidades de concretização das tecnologias de comunicação que são: a tecnologia *Power Line Communication* (PLC), a tecnologia *General Packet Radio Service* (GPRS), a tecnologia *Global System for Mobile Communications* (GSM), a ligação permanente a uma rede *Asymmetric digital subscriber line* (ADSL) ou através da radiofrequência. [121][143][156]

A transformação da rede elétrica numa *smart grid* terá de acautelar os interesses tecnológicos, comerciais e ambientais, as limitações técnicas, em particular da radiofrequência para comunicar, terá de contornar as elevadas necessidades de investimento e respeitar o cumprimento dos decretos nacionais e Diretivas Europeias.

Os agentes agregadores irão constituir as suas carteiras de clientes baseando-se num modelo de negócio que permita maximizar os seus proveitos. Cada tipo de cliente terá as suas necessidades energéticas, possuindo um risco e uma rentabilidade, associada à sua representação. Assim, sendo qualquer que seja o conceito do agregador terá de basear a sua atividade em teorias de gestão de risco, para conhecer financeiramente quais os ativos mais rentáveis. No capítulo seguinte é exposta a teoria das carteiras de investimento.

Capítulo 4

Estado da Arte-Teoria das Carteiras

O presente capítulo faz uma resenha histórica do aparecimento da ciência financeira, em particular, da Teoria das Carteiras, destacando os principais contributos.

Apresenta ainda, os fundamentos matemáticos associados à Teoria de Markowitz, bem como os seus pressupostos.

4.1 - Enquadramento histórico

Um investimento consiste em aplicar um recurso na expectativa de fazer aumentar o seu valor, porém, a concretização de tal incremento de valor está dependente de vários fatores, pois existe a possibilidade de um acontecimento incerto condicionar esse processo, ou seja, a rentabilização dos ativos está sujeito ao risco. [181]

Os ativos podem ser mercadorias, produtos, dívidas (de clientes, a fornecedores ou ao Estado), depósitos bancários, dinheiro em caixa, imobilizado (incorpóreo e corpóreo), e investimentos financeiros. Os ativos são considerados positivos se registam proveito para o seu titular, ou negativos se forem detentores de prejuízo. Os ativos financeiros são intangíveis, isto é, constituem uma realidade não física. [187]

O investimento permitiu ao longo da história da humanidade, criar riqueza, e progresso civilizacional e económico. O investimento em capital de risco remonta ao tempo do Império Romano.[176]

O século XV, marcado pelas descobertas marítimas, evidencia a concretização dos investimentos em ativos financeiros na área comercial. Os grandes financiamentos realizados tinham a incerteza como retorno garantido, tudo o resto era especulação. [174][176]

A revolução industrial do século XVIII reflete o período onde os investimentos em fábricas eram rentáveis, os empreendedores da época procuravam financiamento, para concretizar os seus projetos, o que fez crescer o capital de risco. Nos Estados Unidos da América, verifica-se a conjugação de financiamento bancário, do *Crédit Mobilier*, com o capital privado de Jay Cooke, para edificar a indústria dos caminhos de ferro. [174][176]

Em 1901, o banqueiro J.P. Morgan adquiriu por 480 milhões de dólares a siderúrgica Carnegie de Andrew Carnegie, constituindo o primeiro *buy-out* moderno, onde foi vendida a participação da empresa a um investidor de capital de risco. [174][176][188]

Nos Estados Unidos da América, em 1909, é fundada a MOODY'S por John Moody, a primeira agência de *rating* para avaliar os investimentos dos caminhos de ferro. Em 1916, surge a Standard Statistics, tendo sido fundada, em 1941, com a Poor's Publishing Company, originando a Standard & Poor's. A Fitch remonta ao ano de 1920. As agências foram criadas para dar pareceres técnicos no sentido de apurar se uma empresa ou um Estado consegue pagar as suas dívidas nos prazos contratuais celebrados. [190]

Os investimentos financeiros sucederam-se despertando o interesse dos investigadores para a criação de modelos teóricos e realizar estudos empíricos que contribuíssem para a criação da ciência que geria os ativos financeiros, as Finanças. Entre 1920 e 1950 coexistiam os financeiros fundamentalistas e os técnicos, tendo a partir da década de 50 confrontando-se com o aparecimento dos analistas quânticos que colocavam em causa as teorias anteriormente apresentadas, com base nas suas análises do comportamento racional dos investidores. [179]

O crescimento de investimento em capital de risco foi potenciado com as Guerras Mundiais, com a necessidade de financiar as indústrias. No ano de 1946 é fundada a primeira sociedade de gere investimento de alto risco, a American Research & Development, nos Estados Unidos da América. [174][176]

Em 1935, o financeiro Gerald Loeb publica o seu livro intitulado “*The Battle for Investment Survival*”, em que defende que a diversificação de ativos era indesejável, quando já se tinha conhecimento do mercado, e afirmava que o investidor ao diversificar os investimentos demonstrava que não sabia o que estava a fazer, estaria a apostar numa rentabilidade média. [189]

John Burr Williams elabora uma teoria financeira materializada no livro “*The Theory of Investment Value*”, de 1938, onde enuncia uma forma de avaliar as ações, e tende a generalizar que os investidores deveriam apostar nas ações com maior taxa de rentabilidade esperada e evitar comprar ações do mesmo ramo de negócio. [189]

Harry Max Markowitz formou-se na Universidade de Chicago (EUA), tendo-se especializado em Economia, decidiu no âmbito do doutoramento estudar a aplicação de métodos matemáticos para o mercado de ações. Foi encorajado pelo orientador, Jacob Marschak, a desenvolver o tema, pelo fato do fundador da Cowles Commission (EUA), Alfred Cowles, acharia interessantíssimo o tema. Jacob Marschak indica a Harry Max Markowitz uma lista de literatura para consultar para elaborar a sua tese, da qual se destaca o livro de John Burr Williams “*The Theory of Investment Value*”(1938), que o inspira e motiva a criar a sua Teoria de Portfólio. [191][192]

Em março de 1952 Harry M. Markowitz publica o seu artigo no *Journal of Finance*, cognominado de “*Portfolio Selection*”, onde defende que é possível minimizar o risco de uma carteira, ao diversificar os investimentos, apresentando um modelo para determinar proporções de cada ativo selecionando, assim, uma carteira eficiente. A teoria de Markowitz conhecida como Teoria Moderna de Carteiras (MPT, acrónimo do inglês *Modern Portfolio Theory*) é um marco no campo financeiro, pois permite ao investidor equacionar entre a rentabilidade esperada e o risco do ativo. O dito popular que alerta que «não se devem colocar todos os ovos no mesmo cesto», traduz na perfeição a necessidade de diversificar o investimento num número “aceitável” de ativos para diminuir o risco da carteira. [120][175][177][178][179][180][181][182][183][184][185][186]

A Teoria da Carteira foi conotada com o mercado de ações, tendo posteriormente sido alargada a sua aplicação nas mais diversas áreas de negócio, como sendo o imobiliário. [189]

Markowitz elabora a teoria para criar uma carteira eficiente, onde despende o orçamento disponível para investimento, na expectativa de saber o comportamento da carteira num período de tempo fixo. Contudo, em 1973, Merton alarga a abrangência do algoritmo, o que possibilita múltiplos períodos de tempo para investir. [180][184]

Em 1952, Arthur D. Roy publica o seu único trabalho, que não foi explorado, nem pelo próprio. O critério de Roy fundamenta a escolha da carteira com base na média e variância como

um todo. Enquanto, Markowitz exige investimentos não negativos, Roy defendia que era possível qualquer ativo ser positivo ou negativo. Enquanto, Markowitz criou a fronteira eficiente para ajudar os investidores a escolher a constituição da carteira, Roy advogou a escolha de uma carteira específica. [184]

Em 1955, Harry M. Markowitz adquiriu o grau de doutor, defendendo a sua teoria da carteira, e posteriormente, em 1959, publica o livro “*Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*”, que explana o trabalho inicialmente apresentado (1952). [183][184] [191][192]

Apesar do pioneirismo da teoria de Markowitz, a mesma, encontrava-se limitada na sua utilização, pela sua complexidade, uma vez que os recursos computacionais se encontravam muito embrionárias, tendo-se desenvolvido por volta da década de 70, com o aparecimento dos microprocessadores. Esta carência impulsionou os investigadores financeiros, a optarem modelos mais simplificados. [194][199]

A aceitação da teoria de Markowitz foi tal, que despertou interesse científico, e os trabalhos foram-se sucedendo na tentativa de a melhorar, com o é o caso de James Tobin, em 1958, que publica o artigo “*Liquidity preference as behaviour toward risk*”, que ficaria conhecido como Teorema de Separação de Tobin. Em relação a Markowitz, a teoria de Tobin considera que a seleção de uma carteira poderá ser constituída conjugando ativos com risco e sem risco, que poderiam ser obtidos a uma taxa de juro sem risco, expandindo assim, os horizontes dos investidores com a certeza de obter maior rentabilidade. O investimento em ativos sem risco possibilita ter uma carteira mais eficiente, origina um aumento do conjunto de carteiras eficientes, em virtude de conciliar uma carteira ótima com a cedência ou aquisição de empréstimos à taxa isenta de risco. Em síntese, tal pode ser representado através de uma reta denominada de *Capital Market Line* (CML) - Linha do Mercado de Capitais. [178][179][184][186]

No sentido de concretizar o trabalho apresentado por Tobin, William Sharpe publica o artigo “*Capital Asset Prices: a Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk*”, em 1964, onde introduz uma medida que caracterize os ativos do ponto de vista do risco não diversificável, estando relacionado com a rentabilidade esperada do ativo, conhecido com o coeficiente β . Enquanto, Tobin apostulou o seu trabalho no campo dos ativos monetários, Sharpe alargou a todos os bens de capital. John Lintner, em fevereiro de 1965, publica o artigo “*The Valuation of Risk Assets and Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets*”, e em 1966 é difundido o artigo de Jan Mossin intitulado “*Equilibrium in a Capital Asset Market*”, contribuindo para o Modelo de Equilíbrio dos Ativos Financeiros (CAPM). O CAPM pressupõe que os investidores tendem a maximizar a rentabilidade esperada, num ambiente em que o mercado se encontra em equilíbrio, onde não existem posições dominantes de um grupo restrito de investidores, acedendo todos de igual forma à informação, e apresentando comportamentos homogéneos. [178][179][180][181][183][184][185][186][187]

Outra abordagem, é a *Security Market Line* (SML) ou Linha do mercado de Títulos, que através de uma equação possibilita o cálculo do risco de qualquer ativo, para assim saber a taxa de rentabilidade que cada ativo deve exigir ao mercado. Deste modo, quanto maior for a covariância entre um ativo e o mercado, maior será o prêmio de risco a exigir. [178][180][186]

No campo da SML, Jack Treynor (1965) e Michael Jensen (1968), deram o seu contributo, ao criarem medidas que relacionam o risco e a rentabilidade. A medida de Treynor é o rácio entre a rentabilidade e o risco sistemático. A medida de Jensen é o rácio entre a rentabilidade obtida da carteira e a rentabilidade exigida em função do risco sistemático. Os investigadores do campo financeiro foram tecendo críticas às medidas apresentadas, pela sua ineficiência, pelos desvios causados à SML, pela disparidade da informação que os investidores possuem, entre outras razões. [177][178]

As versões do CAPM foram-se sucedendo em função das preocupações a que os investigadores queriam dar resposta, bem como os modelos alternativos, como é o caso do modelo Stephen Alan Ross (1976): *Arbitrage Pricing Theory* (APT), que se assume, como sendo, mais geral do que o CAPM, pois admite que as variações dos preços sejam consequência de vários fatores. [179][184]

Em 1990, o prémio nobel da ciência económica é atribuído a Harry Max Markowitz, Merton Howard Miller, William Forsyth Sharpe. No caso de Markowitz é o claro reconhecimento do seu trabalho pioneiro na criação de alicerces da teoria económica financeira através da teoria da carteira. [175][191][192]

4.2 - Teoria das Carteiras

4.2.1 - Risco

Os riscos são dividem-se em dois grupos: risco diversificável e não diversificável.

O risco diversificável é conhecido também como risco específico do ativo ou risco único, corresponde ao risco dependente de fatores específicos, podendo ser minimizado o seu impacto pela diversificação dos ativos que constituem a carteira, ou seja, é um risco que afeta certo tipo de título em particular, isto é, um segmento de ativos e não a totalidade do mercado. Uma carteira é dita completamente diversificada, se possui somente risco de mercado. O risco diversificável subdivide-se em três classes: risco da empresa, risco do setor e risco comum não setorial. [175][177][182][183][185][186][187][193]

O risco não diversificável é conhecido também como risco de mercado do ativo ou risco sistemático. Corresponde ao risco que não é passível de ser eliminado, por mais que seja diversificada a carteira de investimento, depende de acontecimentos transversais a todos os setores da economia. Uma carteira que apresenta uma elevada interação com o mercado, terá um nível

superior de risco sistemático que será compensado com um prémio de risco de mercado. A influência do mercado não tem igual repercussão nos ativos. O risco sistemático manifesta-se no ciclo económico, no nível de taxas de juro e de câmbio e no preço das matérias-primas. [175][177][182][183][185][186][187] [193]

A Figura 4.1 mostra a influência da variação da constituição da carteira, ao diversificar o número de ativos que a compõem para, assim, diminuir o risco único dos ativos.

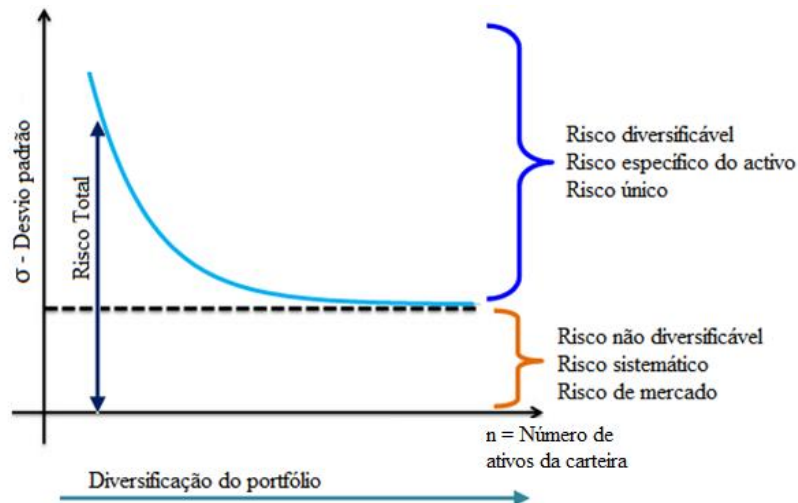


Figura 4.1 - Risco da carteira em função do número de ativos. [Adaptado de [193]]

A Figura 4.2 ilustra os acontecimentos que conferem a cada ativo um carácter específico, como seja a estratégia própria da empresa, assumindo-se como sendo um risco particular, em antagonismo ao risco de mercado, abrangendo todas as empresas, independentemente do setor de atividade.



Figura 4.2 - Fatores que compõem o risco específico e de mercado. [175]

A cobertura do risco financeiro é obtida por instrumentos de mercado qualificáveis em função das suas características (mercado de derivados), em função do tempo (mercados à vista - *spot* e mercados a prazo - *forward*) e em função do local (mercados organizados e mercados *over-the-counter* (OTC)), que permite controlar o risco. [182]

4.2.2 - Conceitos⁵

A teoria das carteiras, também conhecida como modelo de média-variância permite otimizar as decisões dos investidores, onde um investidor racional tende a maximizar a rentabilidade e minimizar o risco.[193]

Assume-se que uma carteira é constituída por n ativos, sendo $i= 1, \dots, n$. [193]

De acordo, com [193] enunciam-se os conceitos convenientes a serem abordados para introduzir a teoria de Markowitz.

A rentabilidade é obtida como resultado da média ponderada da distribuição de dividendos:

$$r_{i,t} = \frac{V_{i,t} - V_{i,t-1} + D_{i,t}}{V_{i,t-1}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Sendo que:

- $V_{i,t}$ - valor do ativo financeiro i no período de tempo t ;
- $V_{i,t-1}$ - valor do ativo financeiro i no período de tempo $t - 1$;
- $D_{i,t}$ - dividendos distribuídos no período t para o ativo i ;
- $r_{i,t}$ - rentabilidade do ativo financeiro i no período de tempo t .

A rentabilidade esperada do ativo i é dada por:

$$E(r_i) = \sum_{s=1}^s \rho_s \cdot r_{i,s} \quad (4.2)$$

Sendo que:

- s - número de cenários futuros admissíveis para o ativo financeiro;
- ρ_s - probabilidade da ocorrência de cada cenário;
- $r_{i,s}$ - rentabilidade do ativo financeiro i em cada cenário;
- $E(r_i)$ - rentabilidade esperada do ativo financeiro i .

O risco do ativo i é o desvio padrão da distribuição de probabilidades da rentabilidade associada ao ativo.

$$\sigma_i = \sqrt{\sum_{s=1}^s \rho_s \cdot [r_{i,s} - E(r_i)]^2} \quad (4.3)$$

⁵ As equações apresentadas no subcapítulo 4.2.2 foram consultadas na fonte [193]. As exceções serão indicadas as referências consultadas.

Sendo que:

- s - número de cenários futuros admissíveis para o ativo financeiro;
- ρ_s - probabilidade da ocorrência de cada cenário;
- $r_{i,s}$ - rentabilidade do ativo financeiro i em cada cenário;
- $E(r_i)$ - rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- σ_i - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i .

A rentabilidade esperada da carteira é dado por:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^i E(r_i) \cdot \omega_i \quad (4.4)$$

Sendo que:

- n - números de ativos que constituem a carteira;
- ω_i - peso relativo de cada ativo i na carteira, onde $\sum_{i=1}^n \omega_i = 1$;
- $E(r_i)$ - rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- $E(r_p)$ - rentabilidade esperada da carteira.

O risco da carteira é o desvio padrão da distribuição de probabilidades da rentabilidade associada a carteira.

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij}} \quad (4.5)$$

Sendo que:

- n - números de ativos que constituem a carteira;
- ω_i - peso relativo de cada ativo i na carteira;
- ω_j - peso relativo de cada ativo j na carteira;
- σ_{ij} - covariância entre as rentabilidades entre os ativos i e j ;
- σ_p - desvio padrão associado à rentabilidade esperada da carteira.

A covariância entre as rentabilidades dos ativos i e j , é obtida da seguinte forma:

$$\sigma_{ij} = E\{[r_i - E(r_i)][r_j - E(r_j)]\} \quad (4.6)$$

Sendo que:

- r_i - rentabilidade do ativo financeiro i ;
- r_j - rentabilidade do ativo financeiro j ;
- $E(r_i)$ - rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- $E(r_j)$ - rentabilidade esperada do ativo financeiro j .

A dimensão da matriz de covariâncias da carteira será de $n \times n$, como apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Matriz de covariâncias da Carteira com n títulos

		Títulos						
		1	2	3	4	5	...	n
Títulos	1		$\sigma_{1,2}$	$\sigma_{1,3}$	$\sigma_{1,4}$	$\sigma_{1,5}$	$\sigma_{1,\dots}$	$\sigma_{1,n}$
	2	$\sigma_{2,1}$		$\sigma_{2,3}$	$\sigma_{2,4}$	$\sigma_{2,5}$	$\sigma_{2,\dots}$	$\sigma_{2,n}$
	3	$\sigma_{3,1}$	$\sigma_{3,2}$		$\sigma_{3,4}$	$\sigma_{3,5}$	$\sigma_{3,\dots}$	$\sigma_{3,n}$
	4	$\sigma_{4,1}$	$\sigma_{4,2}$	$\sigma_{4,3}$		$\sigma_{4,5}$	$\sigma_{4,\dots}$	$\sigma_{4,n}$
	5	$\sigma_{5,1}$	$\sigma_{5,2}$	$\sigma_{5,3}$	$\sigma_{5,4}$		$\sigma_{5,\dots}$	$\sigma_{5,n}$
	...	$\sigma_{\dots,1}$	$\sigma_{\dots,2}$	$\sigma_{\dots,3}$	$\sigma_{\dots,4}$	$\sigma_{\dots,5}$		$\sigma_{\dots,n}$
	n	$\sigma_{n,1}$	$\sigma_{n,2}$	$\sigma_{n,3}$	$\sigma_{n,4}$	$\sigma_{n,5}$	$\sigma_{n,\dots}$	

→ Variância do Ativo i (σ_i^2).

A teoria de Markowitz evidencia que o investidor deve preocupar-se não com o risco de cada ativo, mas sim com o seu contributo para o risco total do portfólio, ou seja, a covariância entre os ativos. [177]

O coeficiente de correlação linear entre as rentabilidade dos ativos é dado por:

$$\rho_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \tag{4.7}$$

Sendo que:

- σ_{ij} - covariância entre as rentabilidades entre os ativos i e j ;
- σ_i - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- σ_j - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
- ρ_{ij} - correlação linear entre rentabilidade dos ativos i e j .

A dimensão da matriz de coeficientes de correlação da carteira será de $n \times n$, como é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Matriz de coeficientes de correlação da Carteira com n títulos

		Títulos						
		1	2	3	4	5	...	n
Títulos	1	1	$\rho_{1,2}$	$\rho_{1,3}$	$\rho_{1,4}$	$\rho_{1,5}$	$\rho_{1,\dots}$	$\rho_{1,n}$
	2	$\rho_{2,1}$	1	$\rho_{2,3}$	$\rho_{2,4}$	$\rho_{2,5}$	$\rho_{2,\dots}$	$\rho_{2,n}$
	3	$\rho_{3,1}$	$\rho_{3,2}$	1	$\rho_{3,4}$	$\rho_{3,5}$	$\rho_{3,\dots}$	$\rho_{3,n}$
	4	$\rho_{4,1}$	$\rho_{4,2}$	$\rho_{4,3}$	1	$\rho_{4,5}$	$\rho_{4,\dots}$	$\rho_{4,n}$
	5	$\rho_{5,1}$	$\rho_{5,2}$	$\rho_{5,3}$	$\rho_{5,4}$	1	$\rho_{5,\dots}$	$\rho_{5,n}$
	...	$\rho_{\dots,1}$	$\rho_{\dots,2}$	$\rho_{\dots,3}$	$\rho_{\dots,4}$	$\rho_{\dots,5}$	1	$\rho_{\dots,n}$
	n	$\sigma_{n,1}$	$\sigma_{n,2}$	$\sigma_{n,3}$	$\sigma_{n,4}$	$\sigma_{n,5}$	$\sigma_{n,\dots}$	1

O coeficiente encontra-se compreendido no intervalo:

$$-1 \leq \rho_{ij} \leq 1 \quad (4.8)$$

Se:

- $\rho_{ij} = -1$: significa que existe correlação linear negativa perfeita. Verifica-se quando um ativo apresenta um desvio negativo em relação ao valor esperado de rentabilidade, e o outro ativo apresenta um desvio positivo, o que perfaz uma anulação dos dois desvios. Na realidade de mercado, a existência de ativos com desvios contrários redundaria numa correlação igual a -1, seria possível assim constituir uma carteira sem risco. [180]

- $-1 \leq \rho_{ij} \leq 0$: significa que existe correlação linear negativa entre as rentabilidades dos ativos i e j ;

- $\rho_{ij} = 0$: significa que as rentabilidades dos ativos não estão linearmente correlacionados.

Os ativos dizem-se independentes no aspeto dos desvios em relação à rentabilidade esperada. Em algumas circunstâncias, os desvios dos ativos podem ser na mesma direção, enquanto noutras situações verifica-se encontram-se em direções opostas. [180]

- $0 \leq \rho_{ij} \leq 1$: significa que existe correlação linear positiva entre as rentabilidades dos ativos i e j ;

- $\rho_{ij} = 1$: significa que existe correlação linear positiva perfeita. Configura uma situação em que um dos ativos apresenta um desvio numa direção qualquer face à rentabilidade esperada, que é correspondido por um desvio igual na mesma direção, de outro ativo. Nesta situação a diversificação dos ativos não é eficaz. [180]

A correlação é uma medida estatística que mostra a relação existente entre os ativos, o comportamento do retorno dos ativos, como eles se movem face à rentabilidade esperada. A realidade de mercado faz sobressair um certo tipo de ativos conforme as condições vigentes, o que leva a que nem todos os ativos acompanhem a rentabilidade esperada, verificando-se que patenteiam uma correlação imperfeita. [194]

Quanto menor for o coeficiente de correlação linear entre as rentabilidades dos ativos, maior é o sucesso da diversificação dos ativos, na concretização da redução do risco específico dos ativos. [186]

De acordo, com a referência [201], é possível classificar o coeficiente de correlação linear positivamente e negativamente, de acordo com os intervalos:

- $0,2 \leq \rho_{ij} \leq 0,4$: correlação linear fraca;
- $0,4 \leq \rho_{ij} \leq 0,7$: correlação linear moderada;
- $0,7 \leq \rho_{ij} \leq 0,9$: correlação linear forte.

O risco da rentabilidade esperada de uma carteira em função do coeficiente de correlação é dado por:

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_i \cdot \sigma_j \cdot \rho_{ij}} \quad (4.9)$$

Sendo que:

- n - números de ativos que constituem a carteira;
- ω_i - peso relativo de cada ativo i na carteira;
- ω_j - peso relativo de cada ativo j na carteira;
- σ_i - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- σ_j - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
- ρ_{ij} - correlação linear entre rentabilidade dos ativos i e j ;
- σ_p - desvio padrão associado à rentabilidade esperada da carteira.

A variância da rentabilidade esperada é dada por:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} = \sum_{i=1}^n \omega_i^2 \cdot \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} \quad (4.10)$$

Sendo que:

- n - números de ativos que constituem a carteira;
- σ_i - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- σ_j - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
- σ_{ij} - covariância entre as rentabilidades entre os ativos i e j ;
- σ_p - desvio padrão associado à rentabilidade esperada da carteira;
- ω_i - peso relativo de cada ativo i na carteira;
- ω_j - peso relativo de cada ativo j na carteira.

4.2.3 - Pressupostos da Teoria da Carteira

De acordo com a referência[183], a teoria de carteira desenvolvida por Markowitz baseou-se nos seguintes pressupostos:

1. Os investidores consideram cada investimento alternativamente, sendo a sua rentabilidade representada por uma distribuição probabilística, a qual é estimada a partir de dados históricos para um determinado período de tempo.
2. Os investidores maximizam a utilidade esperada e as suas curvas de utilidade demonstram quantidades marginais na utilidade da riqueza.
3. Os investidores estimam o risco de uma carteira através da variação da rentabilidade esperada.
4. As decisões dos investidores baseiam-se unicamente nos retornos esperados e no risco.
5. Para um dado nível de risco, os investidores preferem altas rentabilidades. Similarmente, para um dado nível de retorno esperado, os investidores preferem menos risco.

Assume-se que a distribuição probabilística do retorno segue uma distribuição normal (gaussiana), verifica-se que não consegue abranger os valores extremos e de baixa ocorrência. Contudo, a fronteira eficiente obtida com base na distribuição normal do retorno não apresenta grande diferença, se for adaptada ao tipo de distribuição em função da série de valores do retorno do ativo. [197]

Tendo em conta, os pressupostos que edificam a teoria, importa definir a estratégia para a carteira de investimento com o intuito de calcular a rentabilidade esperada e o seu risco, formulando, assim, o objetivo do problema.

4.2.4 - Formulação do problema

Markowitz torna-se pioneiro ao criar uma formulação matemática do problema de seleção dos ativos, o qual pode assumir seis formas como enunciadas em [175], que são:

1. Minimizar o risco para um determinado valor esperado.
2. Maximizar o valor esperado para um determinado risco.
3. Minimizar o risco e maximizar o valor esperado de acordo com um fator de aversão ao risco.
4. Minimizar o risco independentemente do valor esperado.
5. Maximizar o valor esperado independentemente do risco.
6. Minimizar o valor esperado independentemente do risco.

Analisando as soluções dos problemas, pode-se afirmar que os resultados obtidos nos três primeiros problemas são carteiras que se encontram na fronteira eficiente. No caso do problema n.º 4, o resultado simboliza uma solução ótima para a situação identificada, recaindo no ponto da fronteira com menor valor de risco esperado, ou seja ponto de variância mínima (*minimum variance point* - MVP). No caso do problema n.º 5, o resultado retorna uma carteira constituída apenas com um único título, ou por vários títulos com semelhante valor esperado. Como é sabido a diversificação da carteira por n ativos, reduz o risco global da carteira, mas o valor esperado dessa carteira nunca será maior do que o valor esperado de cada ativo individualmente. Markowitz orienta, no seu artigo, os investidores a não escolherem carteiras que maximizem o valor esperado, pois é um critério antagónico ao princípio de diversificação. Por último, na formulação do problema n.º 6 não faz sentido, obter um valor esperado mínimo, quando há dois investimentos com o mesmo retorno e risco diferente, o investidor tenderá a optar por nível de risco inferior. [175]

4.2.5 - Problema de otimização⁶

O problema minimização da variância da carteira é definido para obter os pesos relativos de cada ativo na carteira pode ser escrito genericamente da seguinte forma:

$$\text{Min } \sigma_p^2 = \text{Min } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} \quad (4.11)$$

$$\text{Sujeito a } \sum_{i=1}^n \omega_i = 1 \quad (4.12)$$

$$\mathcal{L}(\omega_i, \omega_j, \lambda) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} + \lambda(1 - \sum_{i=1}^n \omega_i) \quad (4.13)$$

Sendo que:

- n - números de ativos que constituem a carteira;
- σ_i - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- σ_j - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
- σ_{ij} - covariância entre as rentabilidades entre os ativos i e j ;
- σ_p - desvio padrão associado à rentabilidade esperada da carteira;
- ω_i - peso relativo de cada ativo i na carteira;
- ω_j - peso relativo de cada ativo j na carteira;

⁶ As equações apresentadas no subcapítulo 4.2.5 foram consultadas na fonte [200]. As exceções serão indicadas as referências consultadas.

- λ - multiplicador de Lagrange. Visto estar-se a minimizar o risco da carteira, representa, o aumento do risco em função do aumento de 1% da rentabilidade.
- $\mathcal{L}(\omega_i, \lambda)$ - representa a função de Lagrange do problema de otimização relativamente à variável ω_i .

A equação de Lagrange permite-nos obter a composição (pesos) da carteira e o multiplicador de Lagrange para a situação em que é minimizado desvio padrão.

No caso, da otimização da carteira para obtenção do pesos dos ativos que permitem alcançar uma variância ótima da carteira é adicionado ao problema apresentando anteriormente, uma condição que defini a rentabilidade esperada.

Assim, sendo temos:

$$\text{Min } \sigma_p^2 = \text{Min } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} \quad (4.14)$$

$$\text{Sujeito a } \sum_{i=1}^n \omega_i = 1 \quad (4.15)$$

$$\sum_{i=1}^n E(r_i) \cdot \omega_i = E^* \quad (4.16)$$

$$\mathcal{L}(\omega_i, \omega_j, \lambda) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} + \lambda_1 (1 - \sum_{i=1}^n \omega_i) + \lambda_2 (E^* - \sum_{i=1}^n E(r_i) \cdot \omega_i) \quad (4.17)$$

Sendo que:

- E^* - significa a rentabilidade definida como objetivo para a carteira;
- n - números de ativos que constituem a carteira;
- σ_i - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro i ;
- σ_j - desvio padrão associado à rentabilidade esperada do ativo financeiro j ;
- σ_{ij} - covariância entre as rentabilidades entre os ativos i e j ;
- σ_p - desvio padrão associado à rentabilidade esperada da carteira;
- ω_i - peso relativo de cada ativo i na carteira;
- ω_j - peso relativo de cada ativo j na carteira;
- λ_1, λ_2 - multiplicadores de Lagrange.
- $\mathcal{L}(\omega_i, \omega_j, \lambda)$ - função de Lagrange do problema de otimização relativamente às variáveis ω_i e ω_j .

Se quisermos ser mais precisos e realistas, os pesos dos ativos não poderão ser negativos, $\omega_i \geq 0$, assim temos que:

$$\sum_{i=1}^n |\omega_i| = 1 \quad (4.18)$$

Logo, o problema de otimização quadrático que atende a todas as restrições, pode ser escrito, da seguinte forma:

$$\text{Min } \sigma_p^2 = \text{Min } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} \quad (4.19)$$

$$\text{Sujeito a } \sum_{i=1}^n |\omega_i| = 1 \quad (4.20)$$

$$\sum_{i=1}^i E(r_i) \cdot \omega_i = E^* \quad (4.21)$$

$$\mathcal{L}(\omega_i, \omega_j, \lambda) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \cdot \omega_j \cdot \sigma_{ij} + \lambda_1 \left(1 - \sum_{i=1}^n |\omega_i|\right) + \lambda_2 \left(E^* - \sum_{i=1}^i E(r_i) \cdot \omega_i\right) \quad (4.22)$$

4.2.6 - Fronteira Eficiente

A teoria da carteira é um problema de otimização, onde a função objetivo é quadrática, não linear, que permite delimitar uma fronteira ótima de Pareto, constituída pelo conjunto das carteiras eficientes, que evidenciam a máxima rentabilidade para vários níveis de risco, e mínimo de risco para vários níveis de rentabilidade. Abaixo da fronteira encontra-se o conjunto de oportunidades de investimento, que confere várias combinações possíveis para a composição da carteira, fazendo variar os pesos relativos entre ativos. A estratégia do investidor face ao par rentabilidade-risco, pode ser preconizada pela função de utilidade, que são curvas de indiferença, que demonstram o nível de satisfação no domínio rentabilidade-risco. A carteira “ótima” é obtida pelo ponto de tangência entre a curva de utilidade e a fronteira eficiente. A utilidade da carteira aumenta quando se diversificam os investimentos. [120] [175][178][182][184][185][193]

A escolha dos ativos que constituem a carteira deve respeitar um processo de seleção, assente em alguns critérios definidos pelo investidor, em virtude da sua estratégia e orçamento disponível. A Figura 4.3 exibe o esquema das etapas a realizar para criação de um portfólio eficiente, de acordo com a teoria de Markowitz.

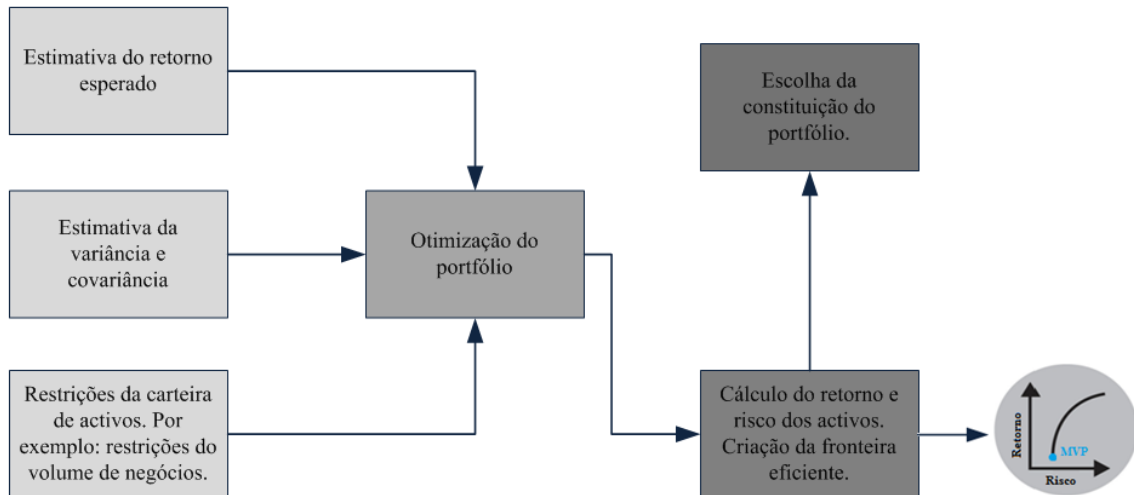


Figura 4.3 - Processo de utilização Teoria de portfólio moderna para escolher constituição da carteira. [Adaptado de [198]]

Após a realização do processo de otimização sugerido na Figura 4.3, é possível traçar graficamente a fronteira eficiente da carteira, o ponto de variância mínima (*minimum variance point* - MVP) e as carteiras disponíveis, como é visível na Figura 4.4

O ponto de variância mínima é o ponto com menor desvio padrão, onde uma composição da carteira permite obter o menor risco.

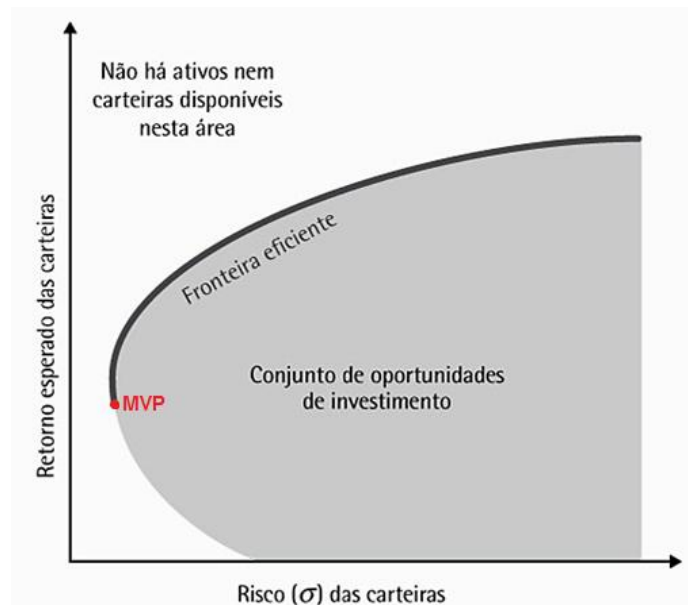


Figura 4.4 - Carteiras eficientes possíveis. [Adaptado de [195]]

Assumindo, que carteira é constituída por 2 ativos, é possível visualizar na Figura 4.5, o efeito da correlação existente entre os ativos, nas diferentes situações de correlação.

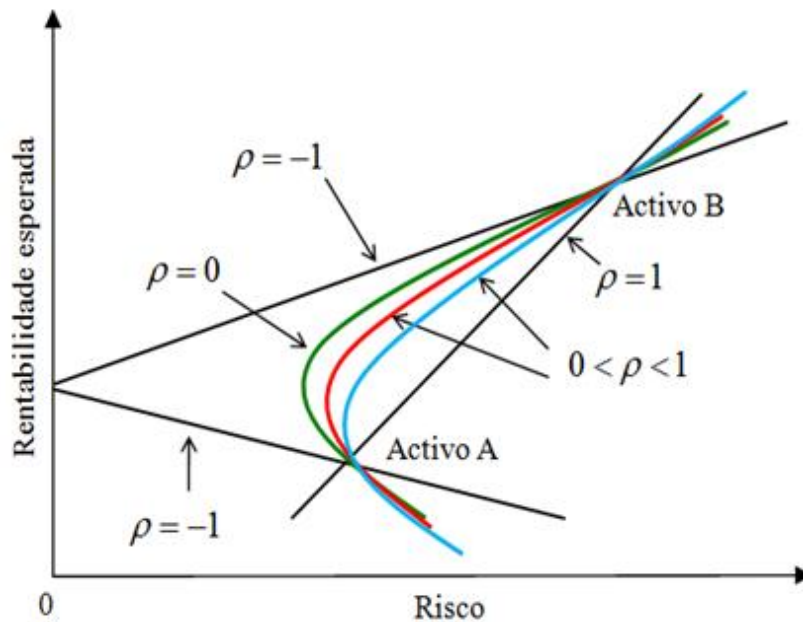


Figura 4.5 - Correlação numa carteira com 2 ativos. [Adaptado de [200]]

Quanto mais negativa for a correlação entre os ativos, menor será o risco da carteira, verifica-se a independência entre ativos, pelo que não estão sujeitos às mesmas condições de mercado. Verifica-se que $\rho = 1$, a reta tem declive positivo, quando o ativo *a* aumenta e ativo *b* aumenta. No caso de $\rho = -1$, a reta tem declive negativo, quando o ativo *a* aumenta e ativo *b* diminui ou vice-versa.

4.2.7 - Aplicações da Teoria

A teoria de Markowitz notabilizou-se no campo financeiro, ligado a ativos financeiros, como obrigações e ações, não se cingiu a esse setor de atividade. Apresenta-se de seguida exemplos da aplicabilidade da teoria num contexto fora do domínio financeiro:

- **Carteira de projetos de investimento em Petróleo [202]**

Os autores do artigo [202] tentaram aliar o conhecimento da teoria de Markowitz, para seleccionar ativos reais, ou seja, projetos na área do petróleo. Foi constituída uma amostra de catorze projetos de produção e exploração de petróleo, que possuíssem retorno positivo, sendo assim constituída uma carteira. Com base na teoria da média-variância de Markowitz, foi criada uma fronteira eficiente, suportada por programação matemática quadrática, onde o risco é representado pela variância, e a covariância representa a relação entre os projetos. As variáveis do problema são

o preço do petróleo, responsável por gerar a receita e o Índice de Realização dos Gastos de Investimento (IRGI) que é o quociente entre os gastos de investimento realizados e os gastos de investimento previstos do projeto. Foi encontrada a carteira com maior rentabilidade esperada, que não possui o maior risco, pois o comportamento face às variáveis não homogêneo por parte das carteiras. O estudo concluiu que seria mais indicado, selecionar os projetos com base no modelo de Markowitz, do que o modelo tradicional baseado no índice de lucratividade, pois apresentavam maior eficiência.

- **Teoria do Portfólio aplicada à Fruticultura exportada pelo Brasil [203]**

O estudo realizado pelos autores do artigo [203] averigua a possibilidade de aplicar a teoria de Markowitz à gestão do risco associado à exportação de fruticultura por parte do Brasil. Este setor possui grande importância na economia do Brasil, representado cerca de 33% do PIB e 42% do volume de exportações, sendo, portanto, imperativo realizar uma análise de culturas, com vista a maximizar os proveitos da exportação dos recursos deste setor. Foi criada uma amostra dos preços médios das principais culturas, com sendo: a banana, a manga, a laranja, o limão, a uva, a melancia, o melão, a papaia e a maçã, no período compreendido entre 2004 e 2011, perfazendo um total de 96 observações. A produção encontra-se sujeita às variações climáticas, que introduzem risco na abundância ou escassez do produto e sua qualidade. No panorama da exportação tem de se confrontar com o risco cambial e as previsões mundiais de produção. Foi analisado o comportamento do risco e da rentabilidade das culturas, conforme a estratégia do produtor, se as fornece para comercialização mensalmente ou semestralmente, na tentativa de encontrar a carteira com menor risco, com maior retorno possível ou mesma rentabilidade e menor risco. Foram calculadas as correlações e covariâncias, tendo alcançado o risco da carteira ótima e a fronteira eficiente. O produtor que invista em comercializar mensalmente incorre em menor risco do que se o fizer semestralmente, pois o aumento do espectro temporal de estudo, diminui a rentabilidade, e aumenta o risco, pela dispersão dos valores. Depois, realizaram a diversificação dos ativos, e obtiveram, predominantemente, correlações negativas, e as exceções não eram correlações positivas perfeitas, onde tentaram evitar carteiras com correlações positivas entre as culturas, afim de não perder o efeito da diversificação. Concluíram, que seria possível aplicar a teoria do portfólio às culturas, sendo identificadas as combinações possíveis de realizar com vista a diversificar a carteira, maximizando a rentabilidade.

4.2.8 - Value at Risk⁷

O *Value at Risk* (VaR), valor em risco, representa a máxima perda de rentabilidade expectável do ativo ou da carteira, tendo sido considerado um período de tempo e um intervalo de confiança. [204][205]

O *Value at Risk* é uma medida do risco que traduz num valor monetário o que investidor incorre perder em condições de mercado. É um conceito-chave no panorama financeiro, que surgiu pela necessidade de personificar qual o risco que os bancos incorriam, o seu aparecimento remota à década de 90. [204][205]

O *Value at Risk* analítico, linear ou também conhecido como paramétrico assenta nas suposições de que a rentabilidade dos ativos e das carteiras seguem uma distribuição normal e que os fatores de risco influenciam linearmente a rentabilidade dos ativos e da carteira. [204][205]

O *Value at Risk* paramétrico da carteira é obtido da seguinte forma:

$$\text{VaR} = W \cdot Z \cdot \sigma \cdot \sqrt{\Delta T} \quad (4.23)$$

Sendo que:

- ΔT - período de tempo;
 - $\Delta T = \frac{n}{T}$, onde n é o número de dias que se calcula o VaR, e T é o número total de dias consideráveis para o cálculo (250 dias úteis ou 365 dias).
- σ - desvio padrão (risco) da carteira;
- W - valor de mercado da carteira;
- Z - intervalo de confiança.

O intervalo de confiança reflete a probabilidade de se verifica a perda da rentabilidade. Está compreendido entre 0% de nível de confiança e 100% de nível de confiança. Calculando o VaR para um intervalo de confiança de 95%, existe a probabilidade (5%) da perda da rentabilidade seja superior ao VaR obtido. [204][205]

O investimento por parte dos agentes agregadores em ativos de natureza energética implica ter a perceção da rentabilidade e risco associado ao perfil de cada potencial cliente, sendo fulcral a aplicação da teoria das carteiras, em busca da carteira ótima. No capítulo subsequente é apresentada uma caracterização dos ativos em estudo, sendo exposto a metodologia para obter os resultados, de acordo com a teoria da carteira.

⁷ A equação apresentada no subcapítulo 4.2.8 foi consultada na fonte [205].

Capítulo 5

Metodologia e Casos de Estudo

No corrente capítulo é descrita a metodologia de cálculo para determinação do valor das variáveis de estudo, sendo definido os pressupostos de cada caso prático de estudo, a fim de obter resultados de uma carteira de ativos energéticos.

5.1 - Introdução

Neste capítulo é exibido o perfil dos clientes selecionados para estudar, a fim de constituir uma carteira de ativos energéticos de uma empresa agregadora que os represente no mercado liberalizado de energia ou por intermédio de contratos bilaterais. A empresa agregadora tem todo interesse em estudar os seus potenciais clientes, a fim de determinar quais os mais atrativos (rentáveis) para constituírem de futuro a sua carteira de clientes.

O agente comercial/agregador terá despesas pela utilização das linhas de transporte e de distribuição, custos de aquisição da energia. Será remunerado pelos serviços disponibilizados e pela representação no MIBEL.

Atendendo ao panorama atual da liberalização da comercialização de energia elétrica, os consumidores necessitam de escolher o seu comercializador, e nada melhor do que ter representação no MIBEL, ter poder de negociação, este é conseguido através de um agente comercial/agregador.

A Figura 5.1 representa a circulação da energia elétrica, tanto no abastecimento aos consumidores finais, como no escoamento da energia produzida, tendo o agregador um papel fulcral na ligação dos seus clientes ao MIBEL.

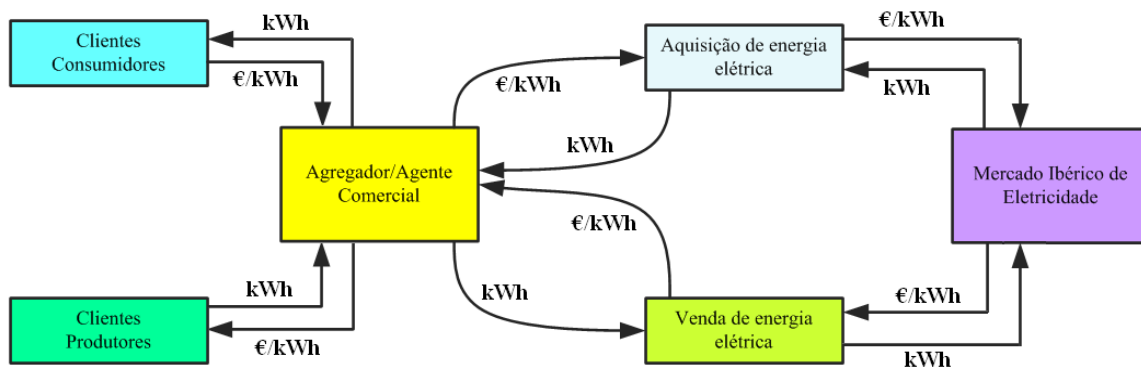


Figura 5.1 - Fluxo monetário e da energia elétrica.

5.2 - Caracterização dos clientes

O agregador tem especial interesse em conhecer o valor de potência que está associada ao perfil de cada consumidor ou de produtor. O caso de estudo abarca seis ativos, que apresentam as seguintes características:

Tabela 5.1 - Potência de cada ativo.

Ativos	Potência	Designação
Consumidor residencial 1	3,45 kVA	Cliente A
Consumidor residencial 2	13,8 kVA	Cliente B
Consumidor comercial	41,4 kVA	Cliente C
Produtor solar 1	4,2 kW	Cliente D
Produtor solar 2	5 kW	Cliente E
Produtor eólico	330 kW	Cliente F

5.2.1 - Perfis dos clientes e preço de mercado

Analisaram-se os ativos, tendo por base os dados registados do mês de julho de 2012, de 1 de julho a 28 de julho, os dados recolhidos de cada cliente e do preço do mercado são horários.

Os gráficos que de seguida são apresentados retratam o perfil energético de cada ativo.

5.2.1.1 - Cliente A ⁸

O consumo elétrico do ativo da carteira do agregador registou no curso do período em estudo, o seguinte perfil:

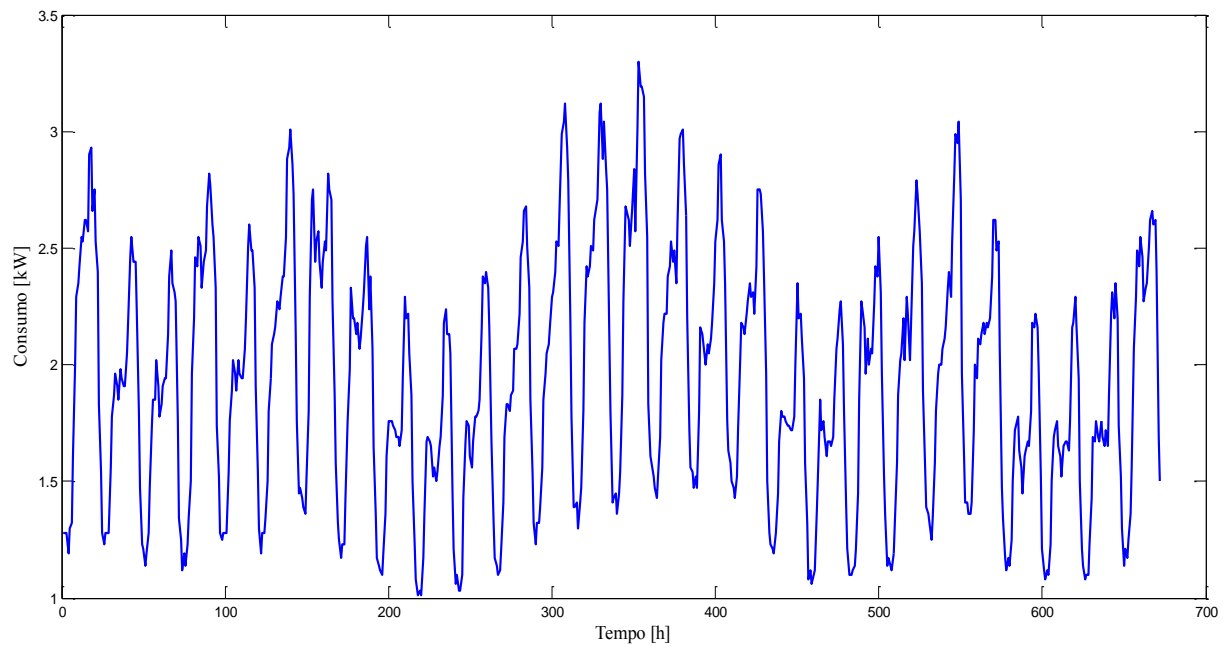


Figura 5.2 - Perfil de consumo do cliente A ao longo das 4 semanas.

⁸ O registo de consumo dos ativos A,B e C foram obtidos consultando o seguinte sítio na Internet: http://www.nhec.com/rates_electricchoice_loadprofiles.php.

5.2.1.2 - Cliente B

O consumo elétrico do ativo da carteira do agregador registou no curso do período em estudo, o seguinte perfil:

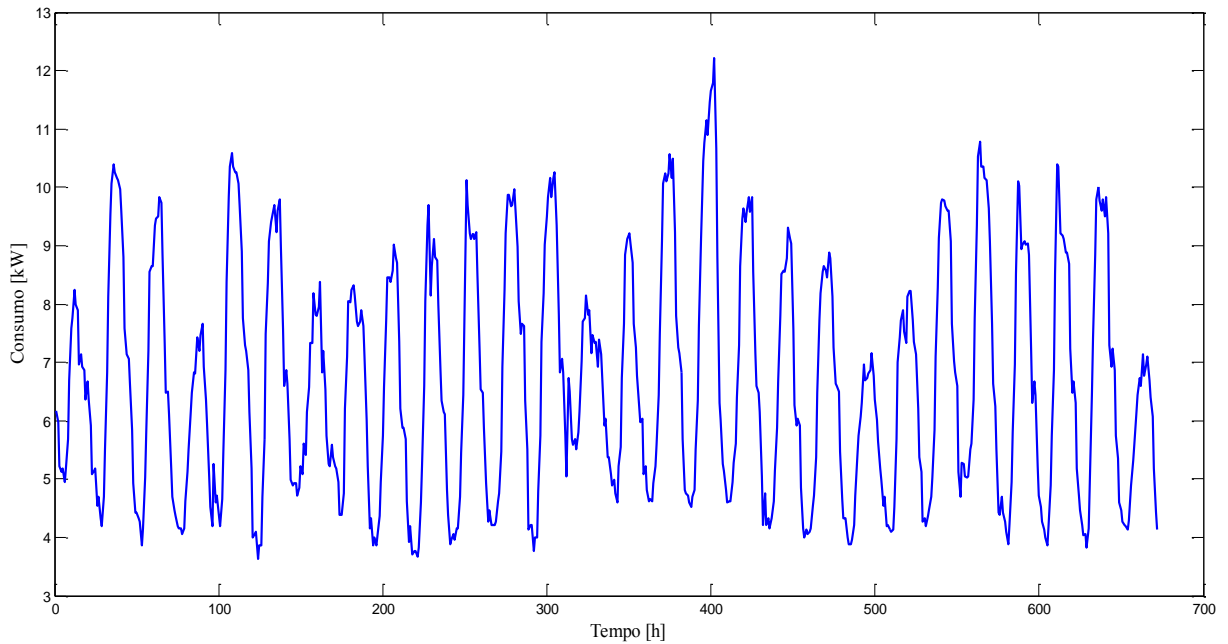


Figura 5.3 - Perfil de consumo do cliente B ao longo das 4 semanas.

5.2.1.3 - Cliente C

O consumo elétrico do ativo da carteira do agregador registou no curso do período em estudo, o seguinte perfil:

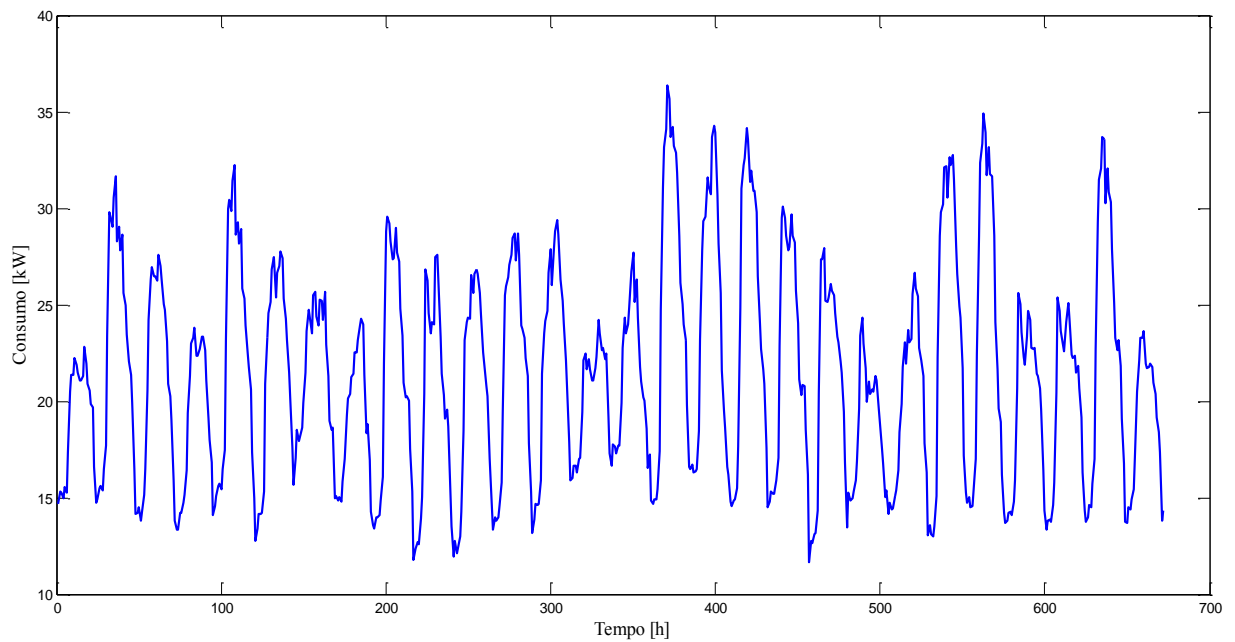


Figura 5.4 - Perfil de consumo do cliente C ao longo das 4 semanas.

5.2.1.4 - Cliente D⁹

A produção solar do ativo da carteira do agregador registou no curso do período em estudo, o seguinte perfil:

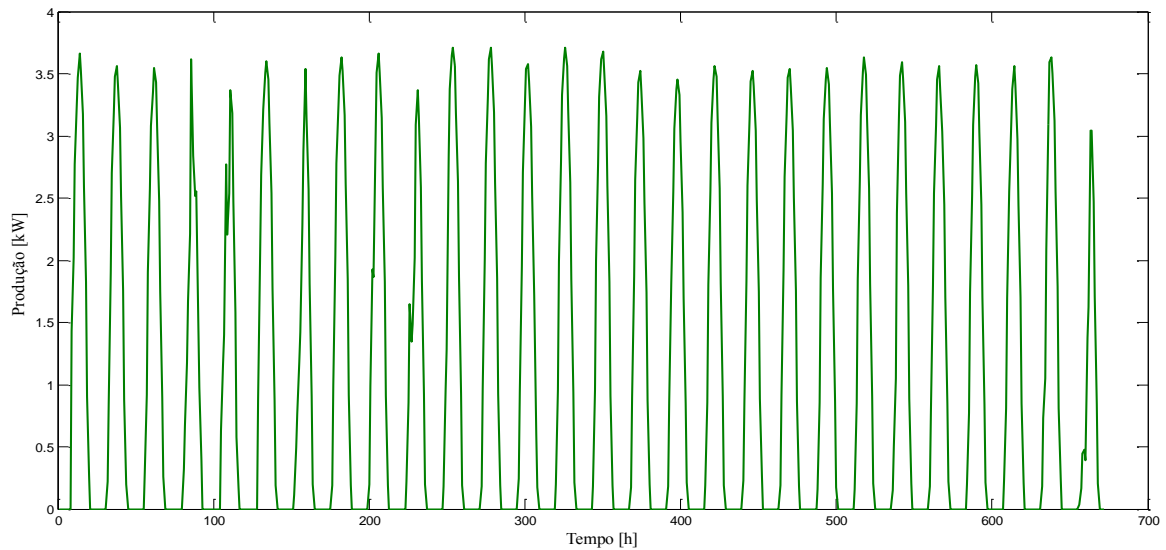


Figura 5.5 - Perfil de produção do cliente D ao longo das 4 semanas.

5.2.1.5 - Cliente E¹⁰

A produção solar do ativo da carteira do agregador registou no curso do período em estudo, o seguinte perfil:

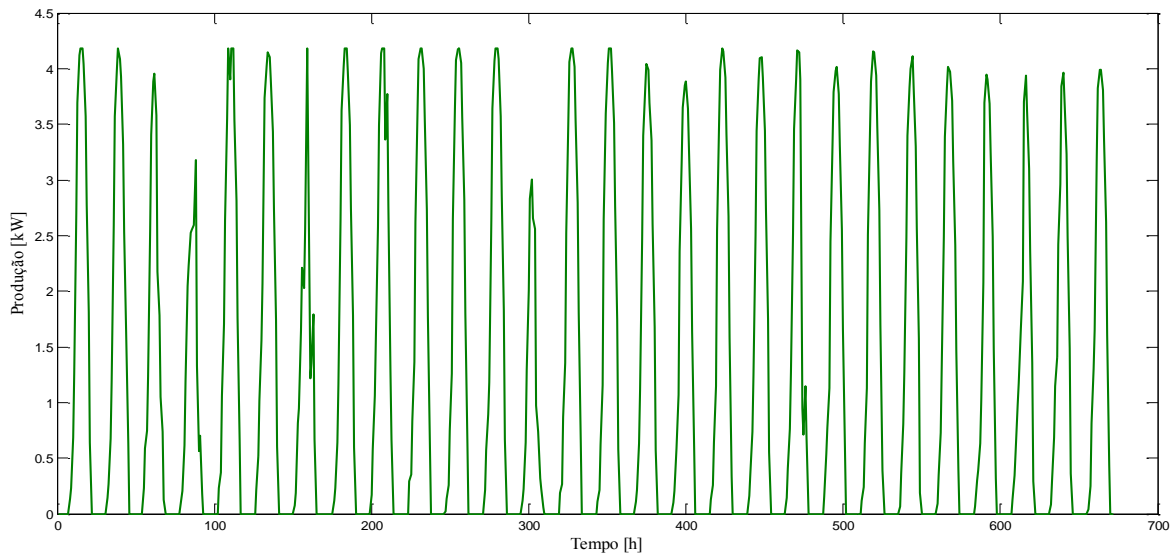


Figura 5.6 - Perfil de produção do cliente E ao longo das 4 semanas.

⁹ Membro do fórum <http://novaenergia.pt>, que disponibilizou os dados da instalação de produção de energia solar localizada na freguesia de S. Salvador - Ílhavo, Aveiro. O sítio na Internet onde se encontram os dados é: <http://www.microptl.alojamentogratico.com>.

¹⁰ Membro do fórum <http://novaenergia.pt>, que disponibilizou os dados da instalação de produção de energia solar localizada em Queijas, que pertence ao Concelho de Oeiras. O sítio na Internet onde se encontram os dados é: <http://joliveira.jgduarte.com>.

Os diagramas apresentados dos clientes D e E são típicos de produção fotovoltaica da estação de verão, uma vez que se verifica que em todos os dias a produção se aproxima do seu máximo, sendo que nas horas em que não existe luz solar, não existe produção de energia. Seria necessário recolher dados de um ano de produção solar, para aferir se os locais são favoráveis para a produção solar.

5.2.1.6 - Cliente F¹¹

A produção eólica do ativo da carteira do agregador registou no curso do período em estudo, o seguinte perfil:

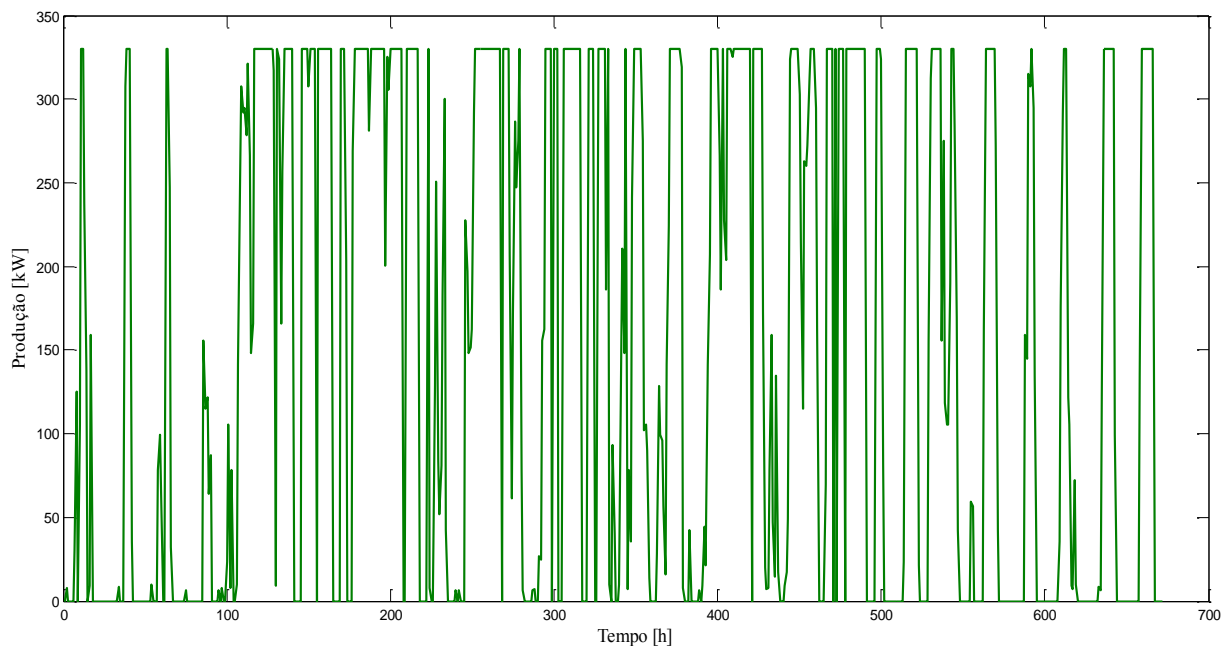


Figura 5.7 - Perfil de produção do cliente F ao longo das 4 semanas.

É observável o comportamento irregular do produtor de energia eólica, o que se deve à elevada variabilidade do recurso.

¹¹ Foi extraído um perfil de vento do sítio da Internet: <http://infoagro.cothn.pt/portal/index.php?id=2266>, localizado na estação da Silveira. Foi considerado a instalação de um gerador eólico de 330 kW, tendo sido consultado a curva de potência da ENERCON, disponível em: http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf.

5.2.1.7 - Consumo e produção agregada

O agente agregador ao aglutinar todos os perfis dos clientes elabora o seu balanço energético, o qual é visível na seguinte figura:

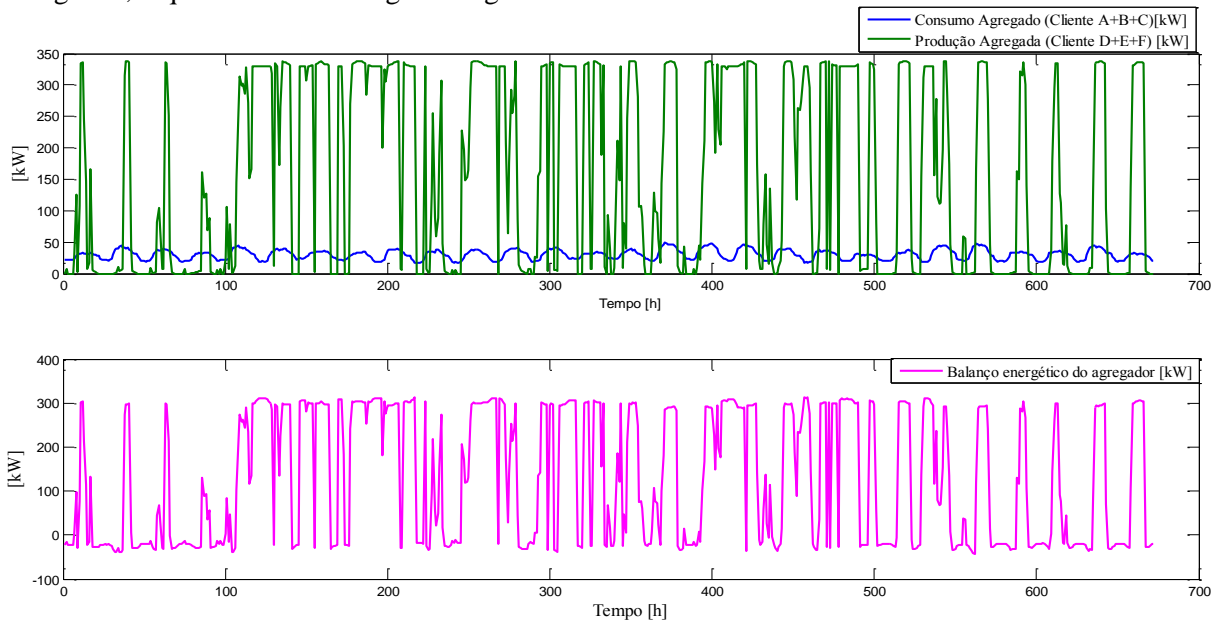


Figura 5.8 - Perfis de consumo e produção agregados, ao longo das 4 semanas.

5.2.1.8 - Preço MIBEL ¹²

A procura e a oferta de energia elétrica estabelecem o preço a que energia elétrica é transacionado no MIBEL. O registo do preço no decorrer do período do estudo foi o seguinte:

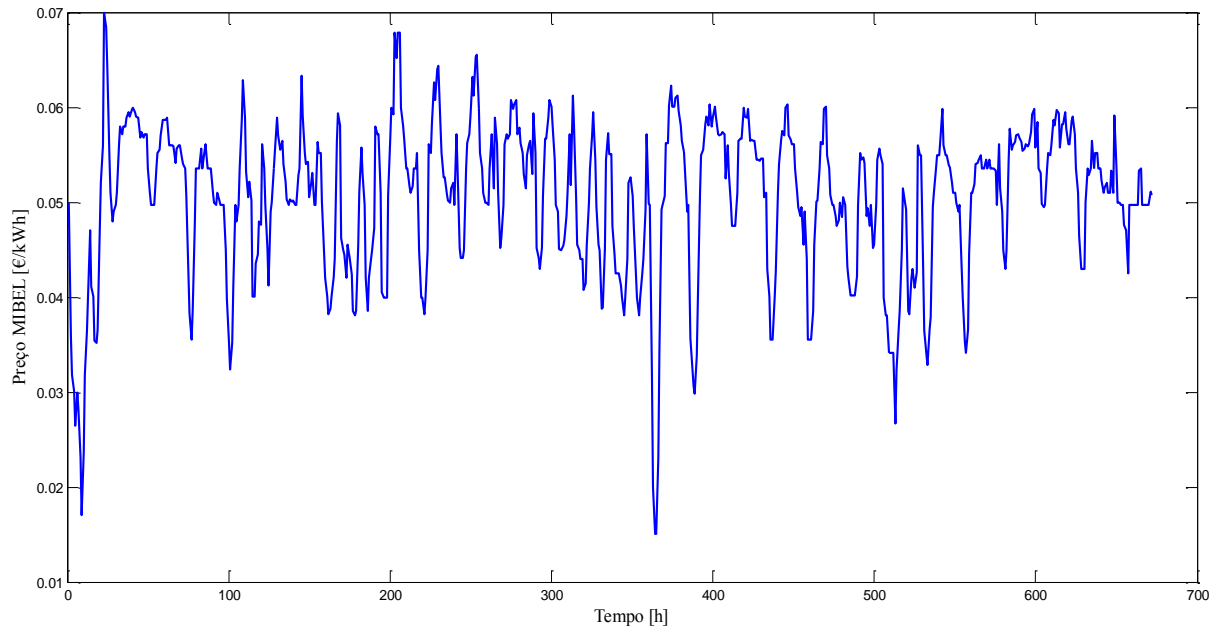


Figura 5.9 - Preço de mercado spot, ao longo das 4 semanas.

¹² Os preços do mercado *spot* em Portugal, referentes à sessão 0, correspondentes ao período de 1 de julho a 28 de julho de 2012, foram obtidos no seguinte sítio da internet: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>

5.3 - Pressupostos dos casos de estudo

Ao longo de todo este subcapítulo são descritas as considerações tidas para o desenvolvimento do estudo.

O horizonte temporal do estudo (julho de 2012) corresponde à estação do verão, como tal as horas de consumo de eletricidade caracterizam-se da seguinte forma:

Tabela 5.2 - Caracterização dos períodos de Ponta, Cheia e Vazio ao longo da semana durante o verão.

Dias	Horário de Ponta	Horário de Cheia	Horário de Vazio
Domingos	-	-	24h
Dia de semana	9h - 12h	7h-9h 12h-24h	24h-7h
Sábados	-	9h-14h 20h-24h	24h-9h 14h-20h

5.3.1 - Acesso à rede

As tarifas de acesso à rede são definidas pela ERSE (Diretiva N°16/2012), e apresentam uma parcela correspondente à energia que circula nas linhas e outra referente ao nível de potência contratada, como é visível na Figura 5.10.

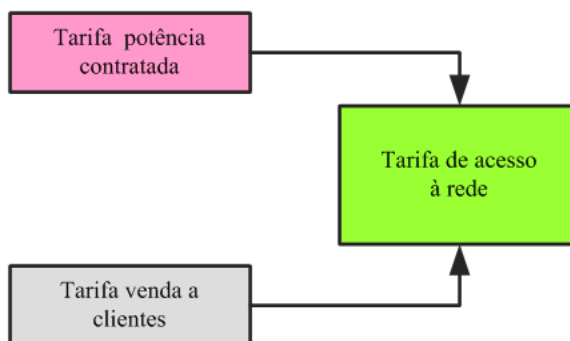


Figura 5.10 - Tarifa de acesso à rede.

As tarifas de acesso à rede de distribuição de Baixa Tensão, no ano de 2013, apresentam os seguintes valores, de acordo com o registo semanal do consumo de verão (Tabela 5.2) e conforme a potência contratada de cada cliente.

Tabela 5.3 - Tarifa de acesso à rede em cada hora.

Ativos	Energia Ativa [€/kWh]			Potência contratada	
	Ponta	Cheia	Vazio	[€/dia]	[€/h]
Cliente A	0,1864	0,0588	0,0252	0,1698	0,007075
Cliente B	0,1864	0,0588	0,0252	0,6792	0,028300
Cliente C	0,1912	0,0643	0,0199	2,0376	0,084900

O custo de acesso à rede apenas será imputado aos consumidores. No caso dos produtores, visto que se encontram em Baixa Tensão (BT) e sendo produção distribuída, representam um benefício para a rede pelo facto de ser necessário menor produção centralizada. O consumo da energia produzida é local, como tal, não será atribuído esse custo ao produtor.

São apresentados de seguida os gráficos de tarifa de acesso à rede, para cada tipo de consumidor, ao longo da semana.

5.3.1.1 - Cliente A

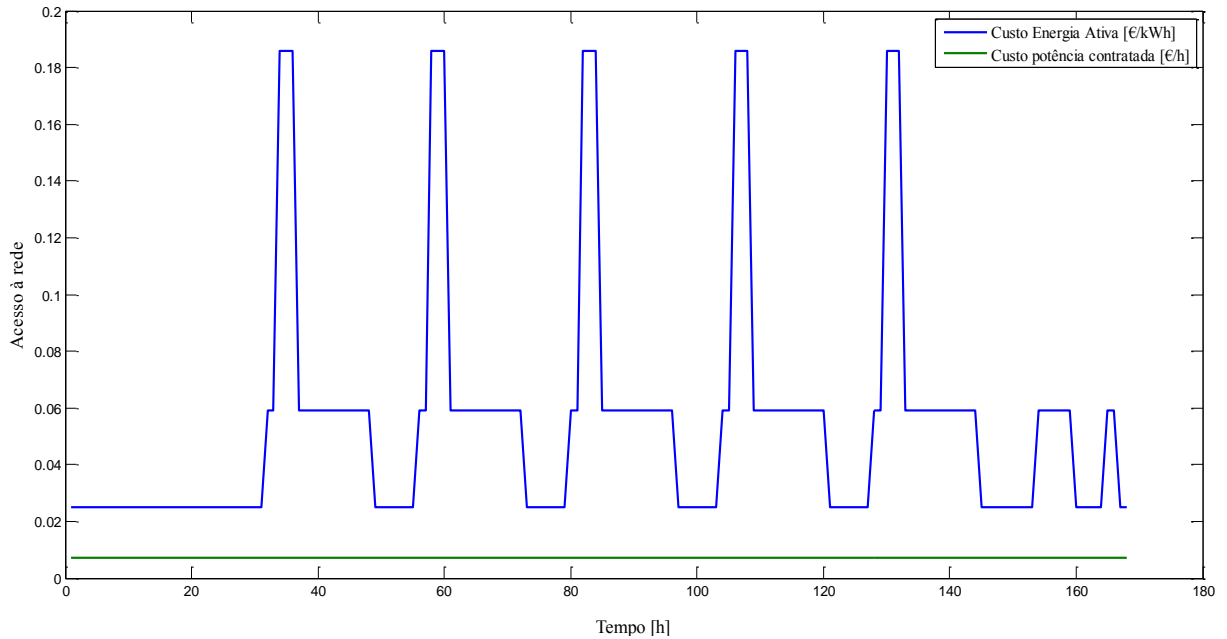


Figura 5.11 - Tarifa de acesso à rede associado ao cliente A, ao longo da semana.

5.3.1.2 - Cliente B

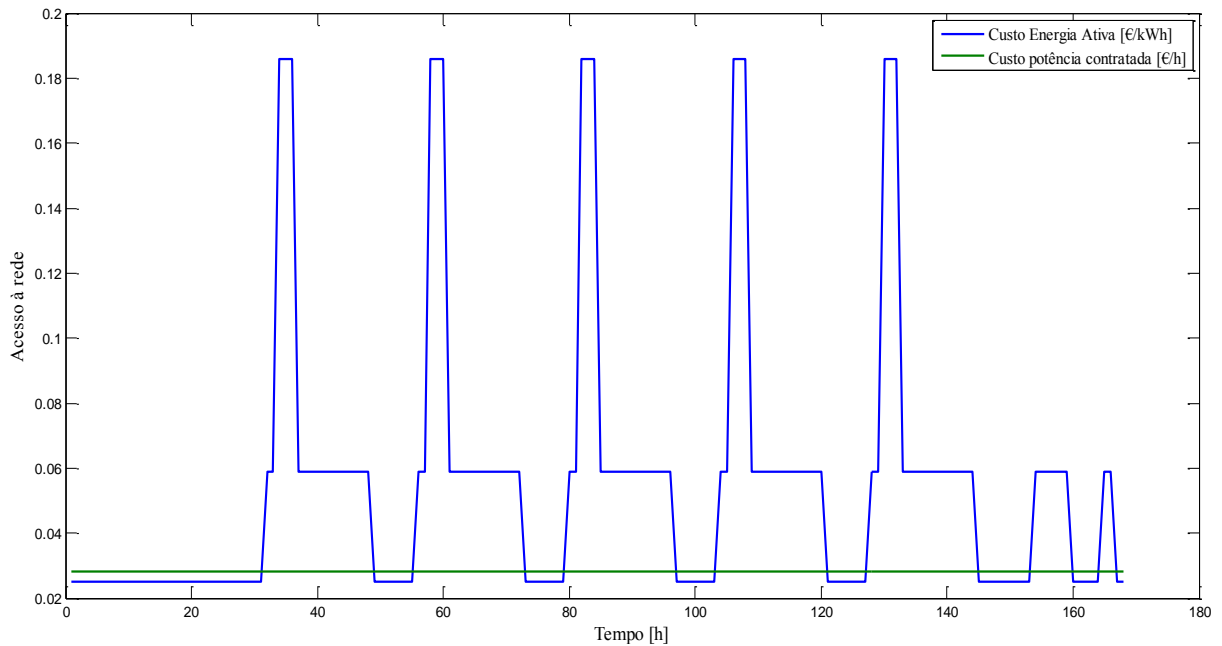


Figura 5.12 - Tarifa de acesso à rede associado ao cliente B, ao longo da semana.

5.3.1.3 - Cliente C

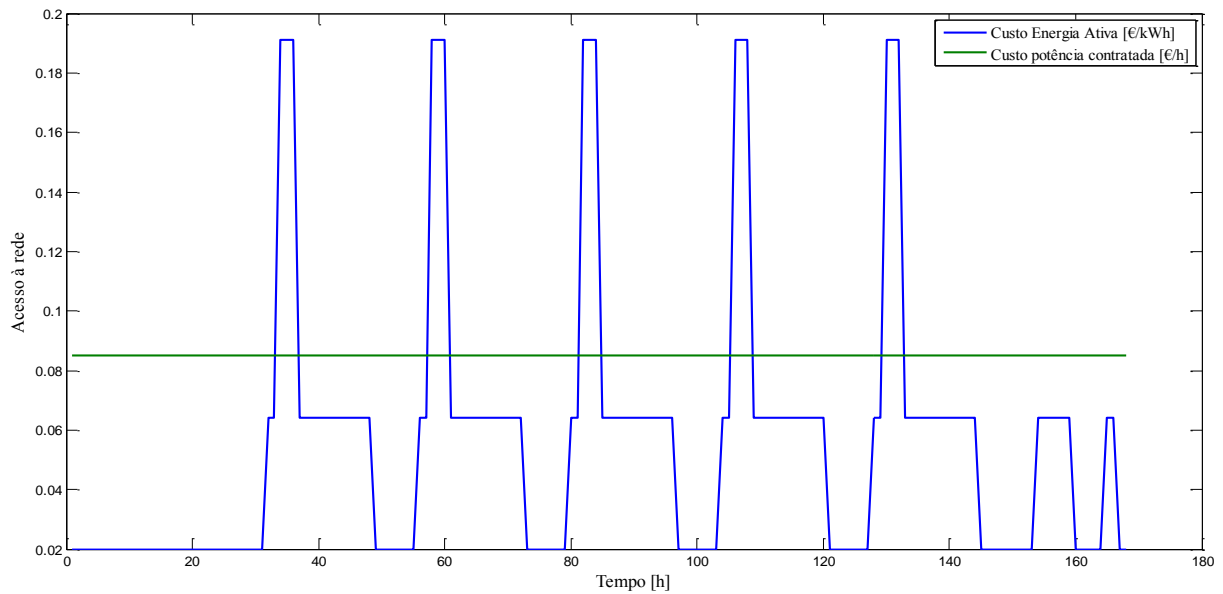


Figura 5.13 - Tarifa de acesso à rede associado ao cliente C, ao longo da semana.

5.3.2 - Preço de venda agregador

As tarifas de venda de energia elétrica aos consumidores por parte do agente agregador são definidas com o intuito de competir com outros comercializadores presentes no mercado. Apresentam uma parcela que corresponde à energia consumida e outra referente ao nível de potência que é contratada, como é observável na Figura 5.14.

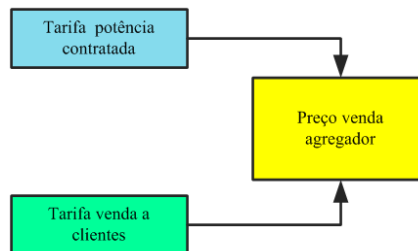


Figura 5.14 - Preço de venda do agregador.

As tarifas de venda de energia elétrica em baixa tensão apresentam os seguintes valores, de acordo com o registo semanal do consumo de verão (Tabela 5.2) e conforme a potência contratada de cada cliente.

Tabela 5.4 - Tarifa da eletricidade definido pelo agregador para cada nível de potência em cada hora.

Ativos	Energia Ativa [€/kWh]			Potência contratada	
	Ponta	Cheia	Vazio	[€/dia]	[€/h]
Cliente A	0,185	0,146	0,085	0,1844	0,00768
Cliente B	0,19	0,15	0,086	0,6821	0,02846
Cliente C	0,29	0,14	0,08	2,1019	0,08758

O agregador quando negocia com os consumidores tem em conta o custo de aquisição da energia no MIBEL e o custo de acesso à rede. Mesmo, quando adquire a energia aos produtores assume o custo de aquisição da energia com o preço de mercado. Os proveitos do agregador em relação aos consumidores são a diferença entre o preço de venda da energia e o total dos custos.

É apresentado de seguida os gráficos da tarifa de venda da eletricidade por parte do agregador, para cada consumidor ao longo da semana (Figura 5.15 a Figura 5.17).

5.3.2.1 - Cliente A

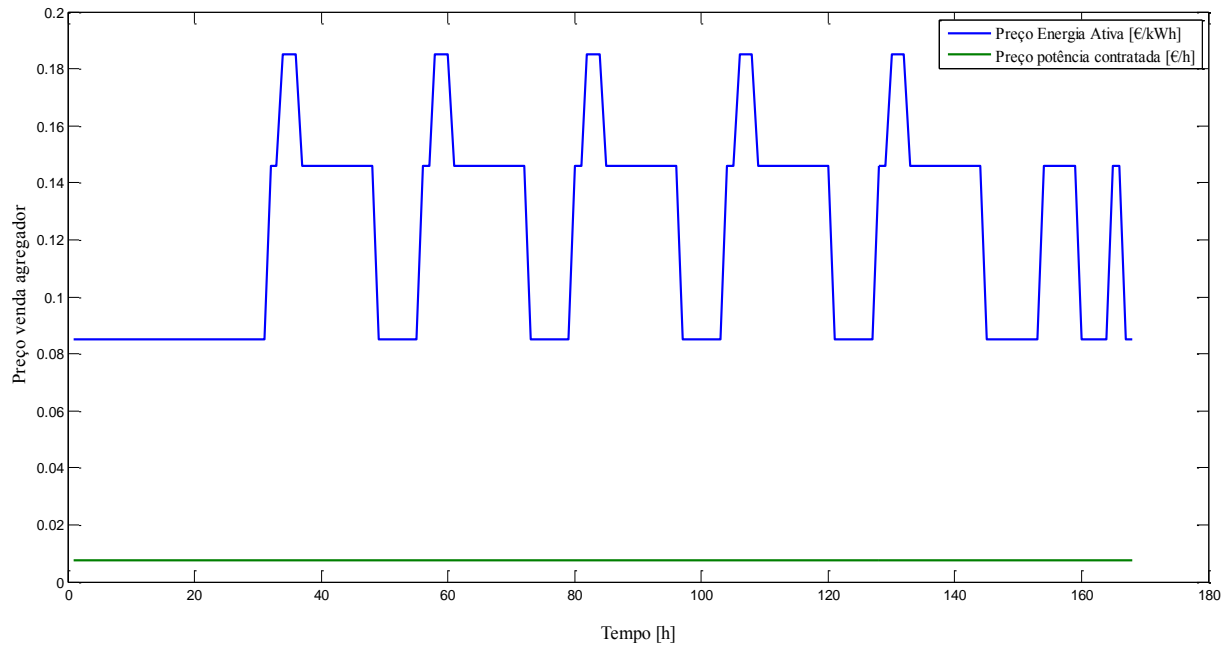


Figura 5.15 - Preço de venda do agregado ao cliente A, ao longo da semana.

5.3.2.2 - Cliente B

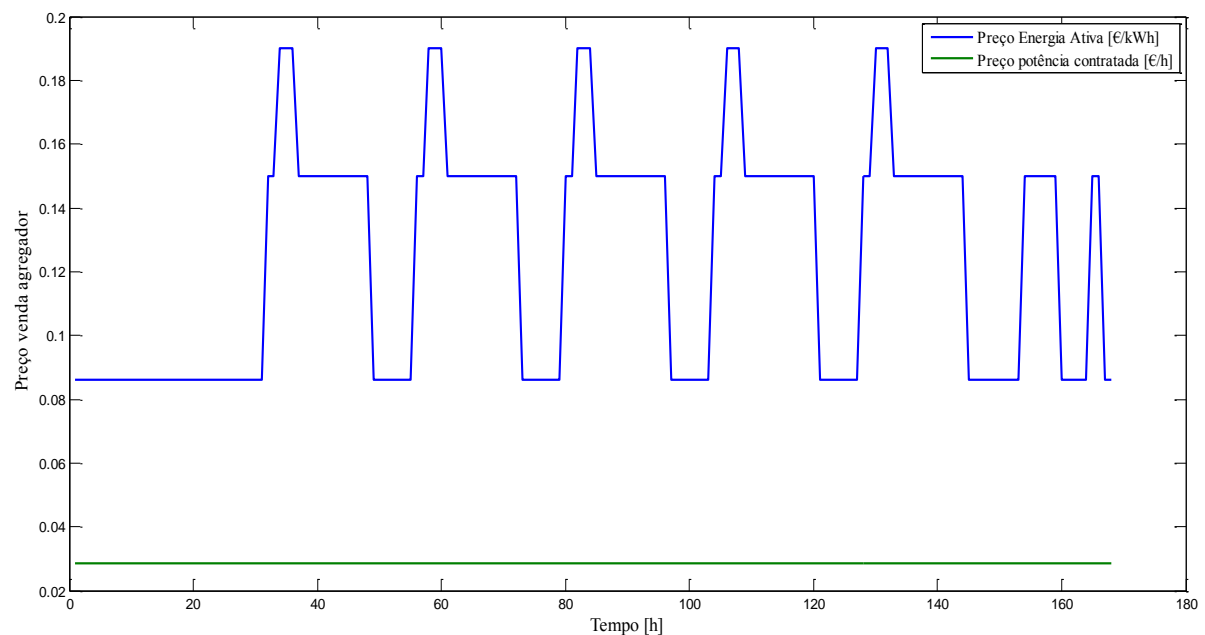


Figura 5.16 - Preço de venda do agregado ao Cliente B, ao longo da semana.

5.3.2.3 - Cliente C

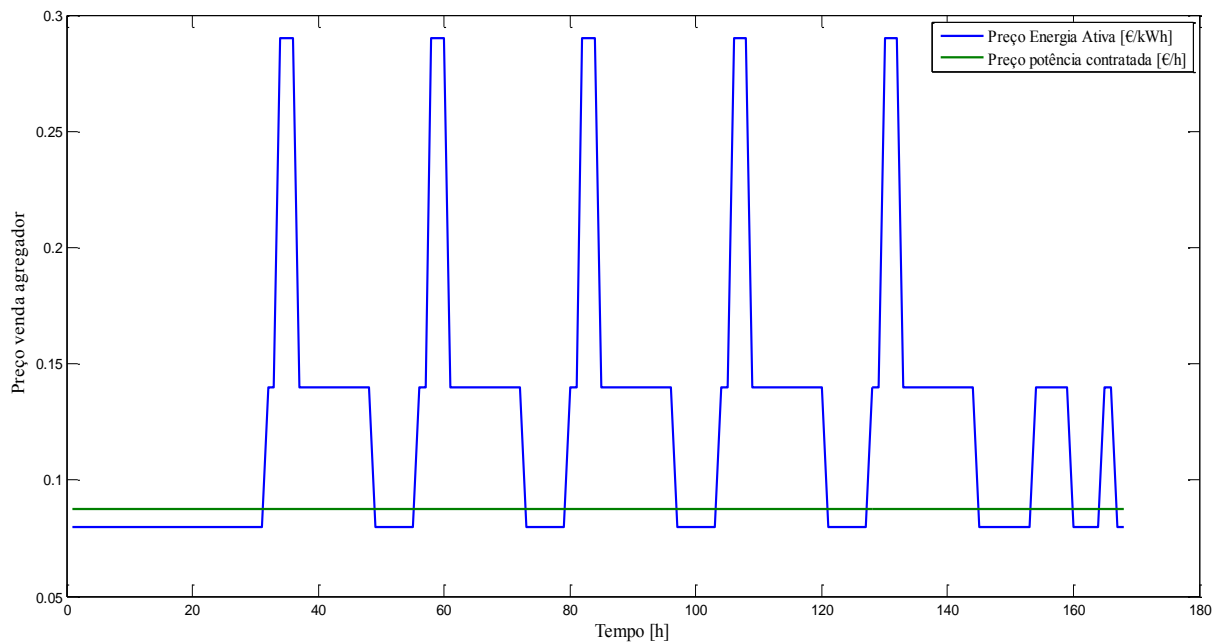


Figura 5.17 - Preço de venda do agregado ao Cliente C, ao longo da semana.

5.3.3 - Preço de compra do agregador

A produção renovável em Portugal foi impulsionada pela tarifa bonificada que tornou os projetos de energias renováveis atrativos e lucrativos para os investidores. Considerando uma alteração no regime bonificado, para não ser tão dispendioso para o Estado, e supondo que os produtores teriam de ofertar a energia no mercado *spot*, socorrem-se do agente agregador, com o qual celebram um contrato de compra de energia como indicado na Tabela 5.5:

Tabela 5.5 - Valor ofertado pelo agregador aos produtores ao longo de cada hora.

Ativos	Preço compra energia aos produtores [€/kWh]
Cliente D	0,035
Cliente E	0,035
Cliente F	0,042

Os proveitos do agregador, com os produtores, advêm da diferença entre preço de mercado e preço de compra aos produtores.

A Figura 5.18 apresenta a evolução do preço de mercado ao longo do período de estudo e preço de compra da energia aos produtores.

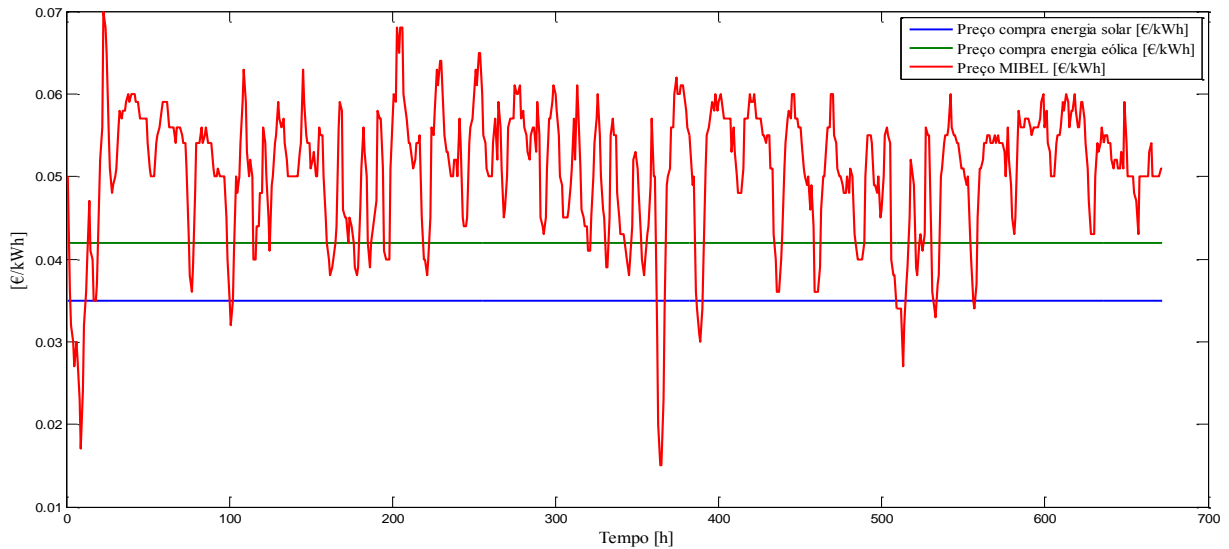


Figura 5.18 - Preço que o agregador paga aos produtores, ao longo das 4 semanas.

5.3.4 - Conjunto de cenários de estudo

Foram criados vários cenários para estudar o comportamento dos ativos energéticos da carteira face às variações das condições de mercado, como sendo preço do MIBEL, preço de venda da energia por parte do agregador e preço de compra por parte do agregador.

Considerando que os cenários são equiprováveis, isto é, ostentam igual probabilidade de ocorrência, que é de $\rho=1/9$.

Os perfis de produção e consumo de cada ativo e o preço de mercado apresentados no subcapítulo 5.2.1 configuram o cenário base, servindo como referência às possíveis variações.

O agente agregador colocou como hipótese os seguintes cenários para os consumidores:

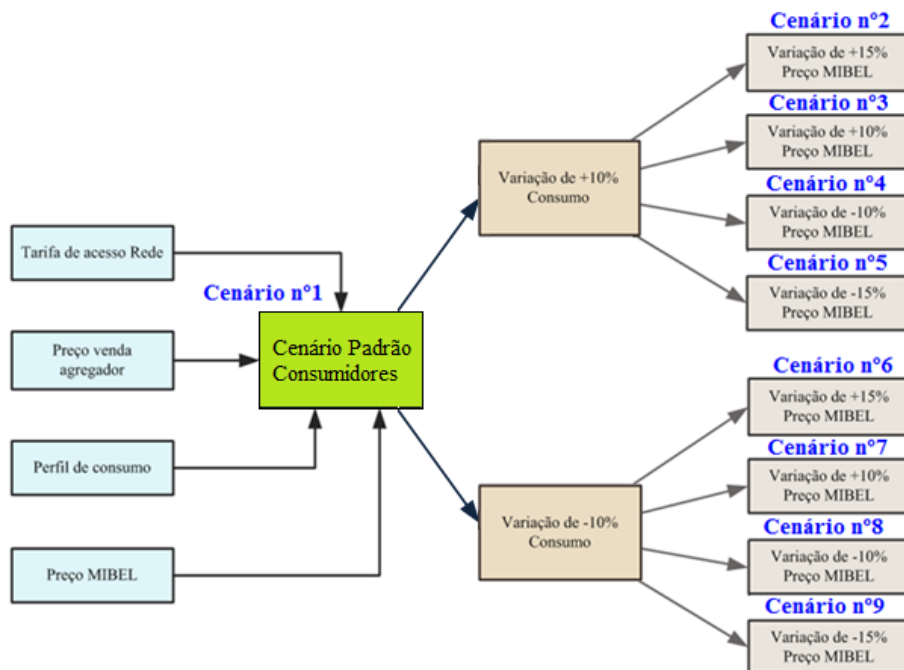


Figura 5.19 - Síntese dos cenários criados para os ativos consumidores.

Foram consideradas variações no preço de compra da energia elétrica produzida, como é visível na Tabela 5.6:

Tabela 5.6 - Variação do valor ofertado pelo agregador aos produtores ao longo de cada hora.

Preço compra energia aos produtores		
Ativos	Hipótese 1 [€/kWh]	Hipótese 2 [€/kWh]
Cliente D	0,045	0,05
Cliente E		
Cliente F		

O agente agregador colocou em hipótese os seguintes cenários para os produtores:

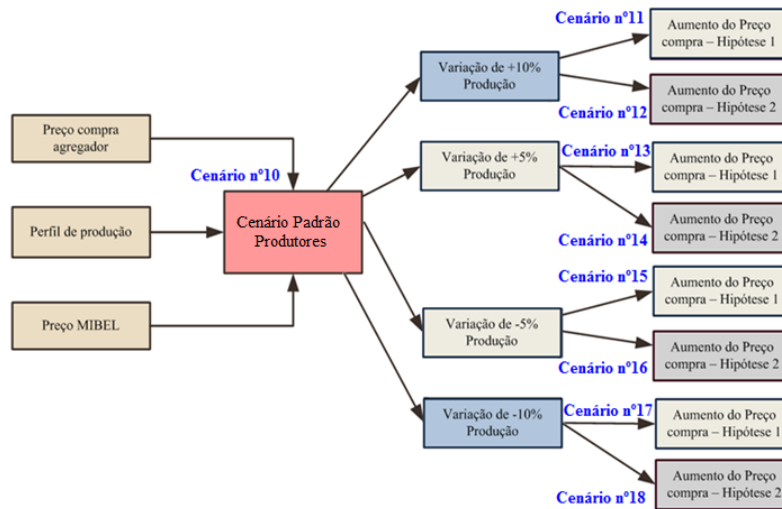


Figura 5.20 - Síntese dos cenários criados para os ativos produtores.

A criação dos cenários permite ao agente agregador aferir para cada ativo qual a rentabilidade e risco, perante as mais variadas circunstâncias de mercado.

Utilizando os dados recolhidos durante 28 dias, procede-se ao estudo do comportamento da rentabilidade e do risco nos seguintes horizontes temporais: diária, semanal e conjunto de 4 semanas.

5.4 - Resultados da rentabilidade dos clientes

5.4.1 - Resultados obtidos - cenário padrão

Através do perfil de consumo e sujeitos a custos (acesso à rede e preço de mercado), o agregador definiu a sua tarifa de venda, com vista à obtenção de receita para cada tipo de cliente consumidor. O lucro do agregador com os seus clientes consumidores é obtido da seguinte forma:

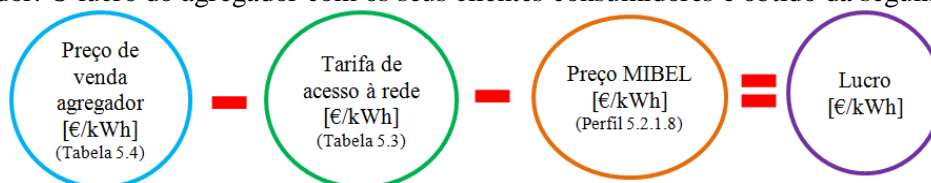


Figura 5.21 - Lucro que o agregador obtém com os clientes consumidores.

Os gráficos da Figura 5.22 até a Figura 5.27 exibem a rentabilidade auferida com cada cliente consumidor, face aos custos e receitas associados.

5.4.1.1 - Cliente A

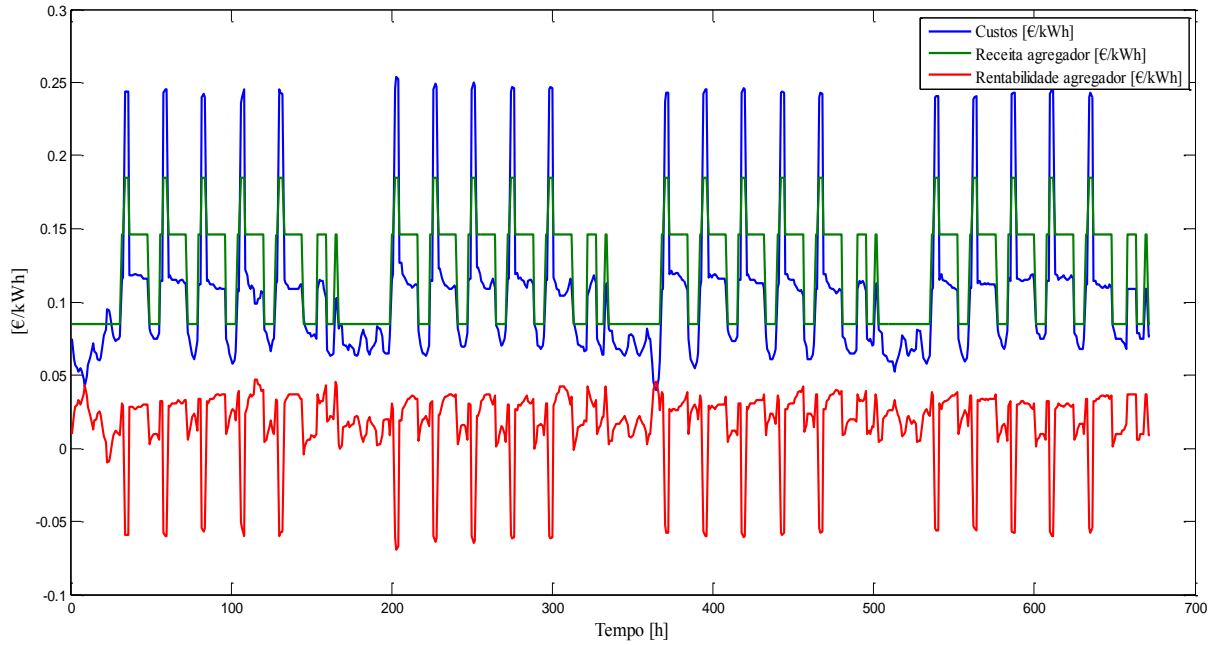


Figura 5.22 - Rentabilidade do agregador com o cliente A ao longo das 4 semanas.

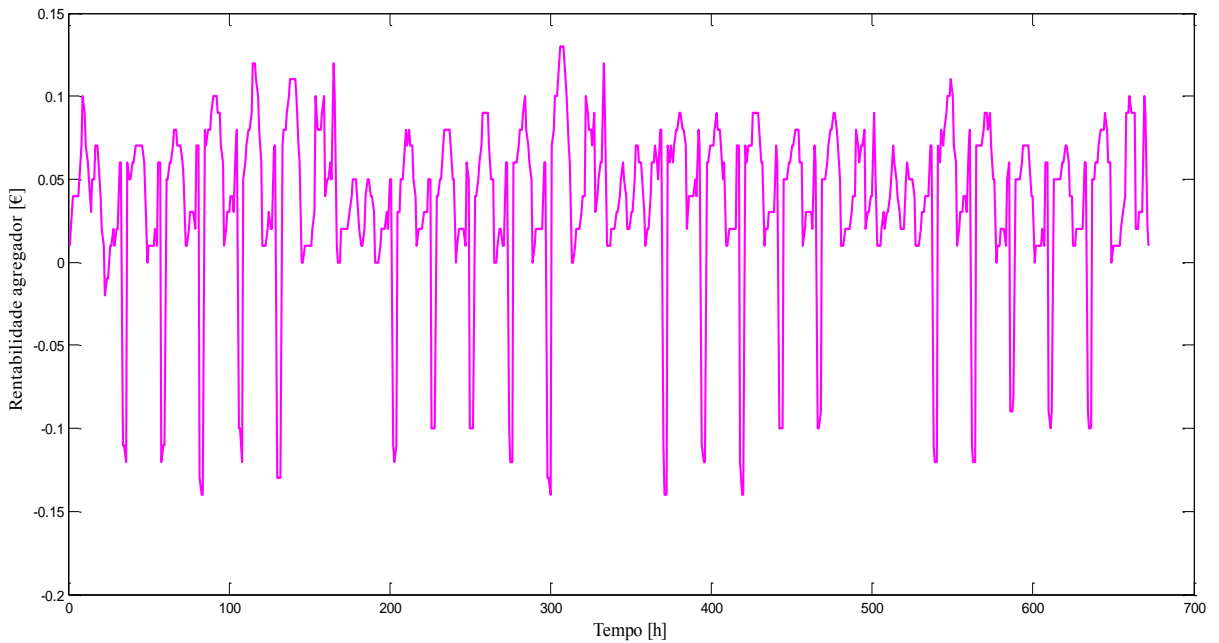


Figura 5.23 - Rentabilidade do agregador com o cliente A ao longo das 4 semanas.

5.4.1.2 - Cliente B

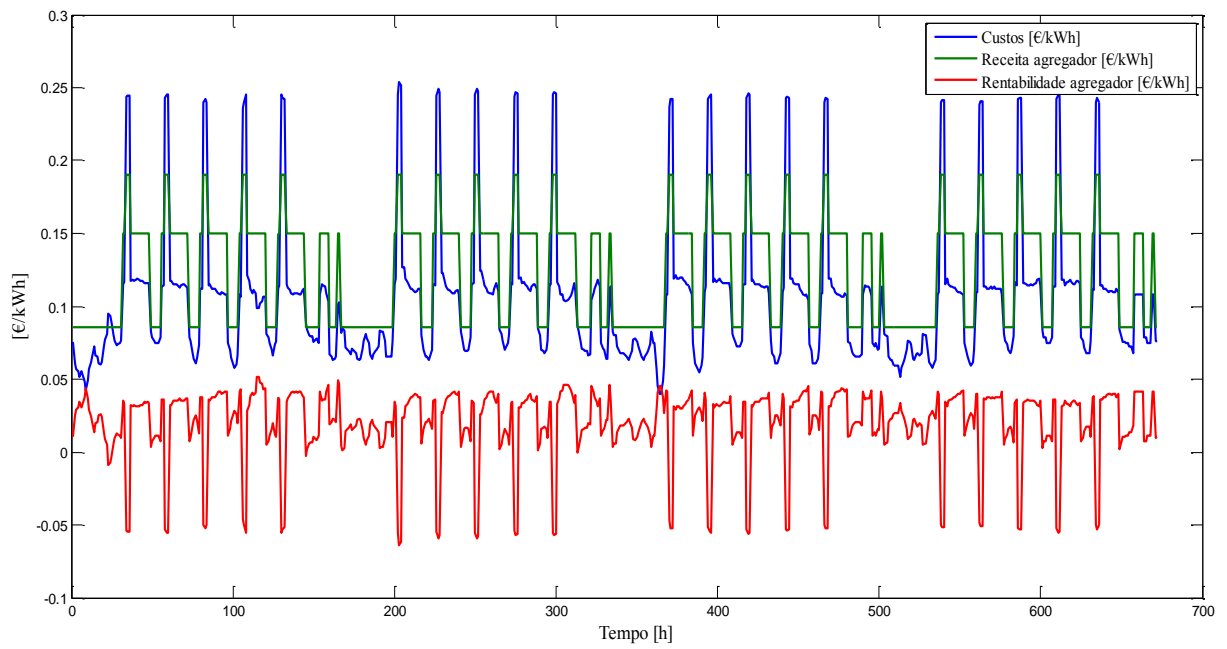


Figura 5.24 - Rentabilidade do agregador com o cliente B ao longo das 4 semanas.

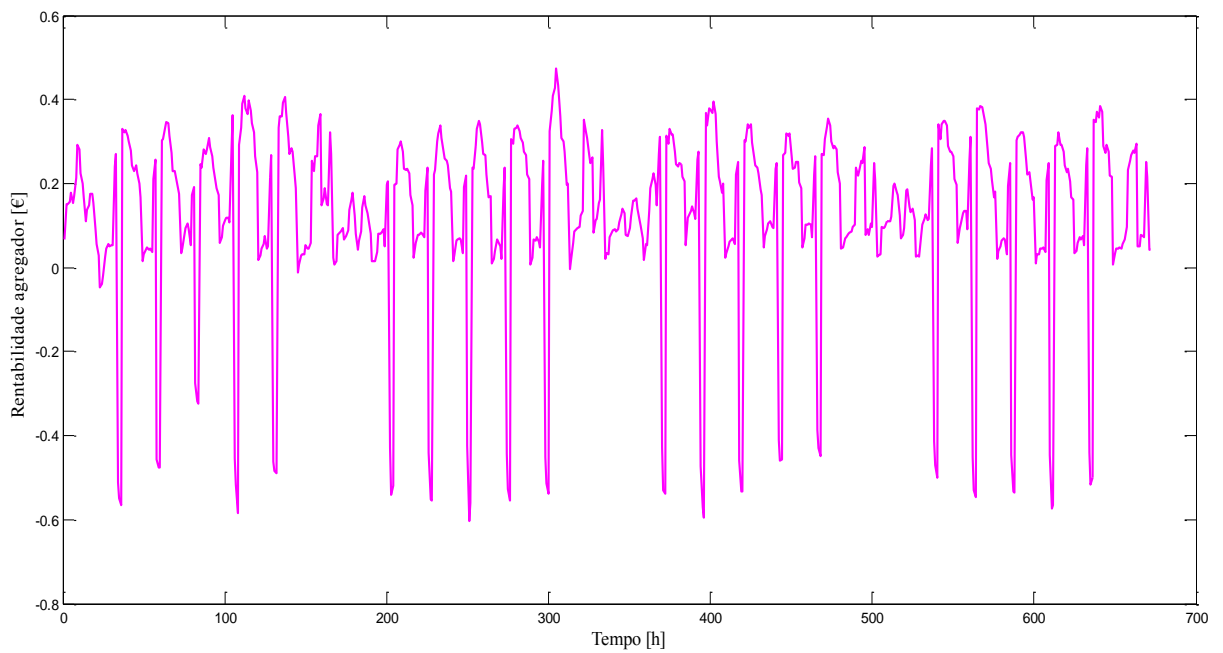


Figura 5.25 - Rentabilidade do agregador com o cliente B ao longo das 4 semanas.

5.4.1.3 - Cliente C

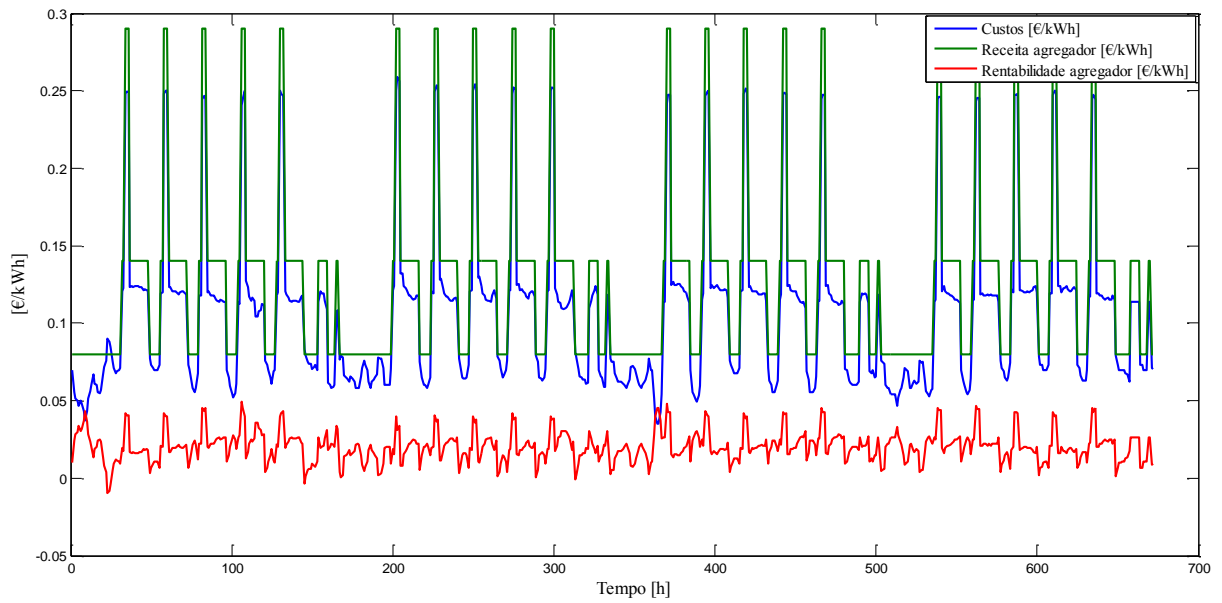


Figura 5.26 - Rentabilidade do agregador com o cliente C ao longo das 4 semanas.

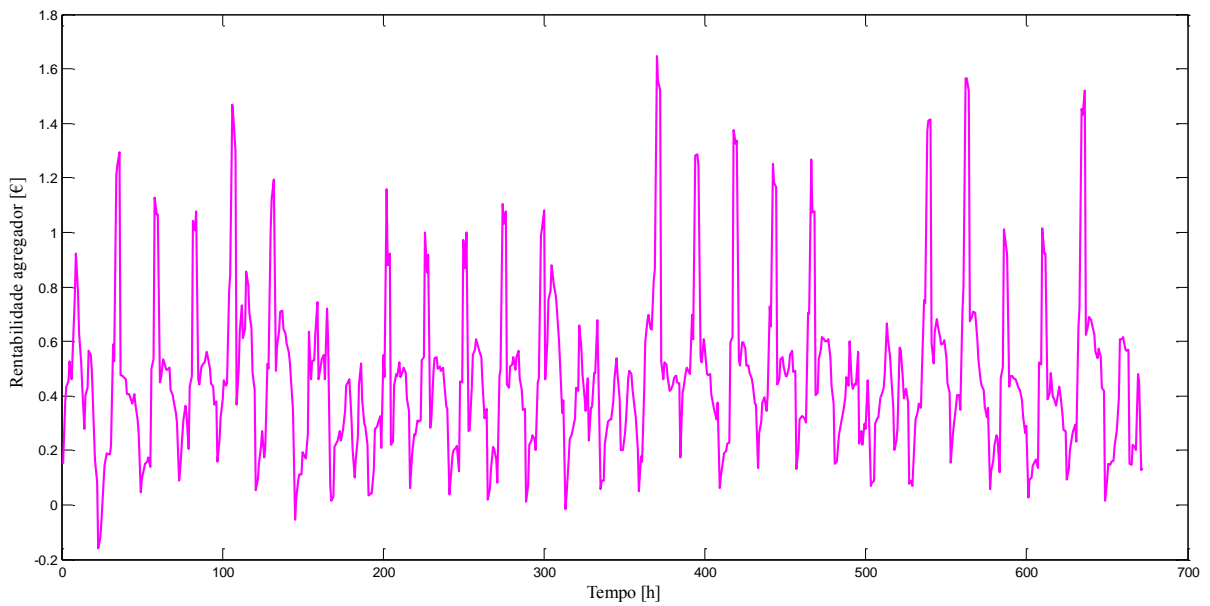


Figura 5.27 - Rentabilidade do agregador com o cliente C ao longo das 4 semanas.

Através do perfil de produção e sujeitos a custo (preço de mercado), o agregador definiu sua tarifa de compra da energia, para obter a receita para cada tipo de cliente produtor.

O lucro do agregador obtido com os produtores é obtido da seguinte forma:

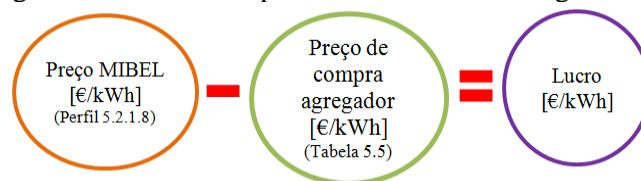


Figura 5.28 - Lucro que o agregador obtém com os produtores.

Os gráficos da Figura 5.29 até a Figura 5.33 exibem a rentabilidade auferida com cada cliente produtor.

5.4.1.4 - Cliente D e E

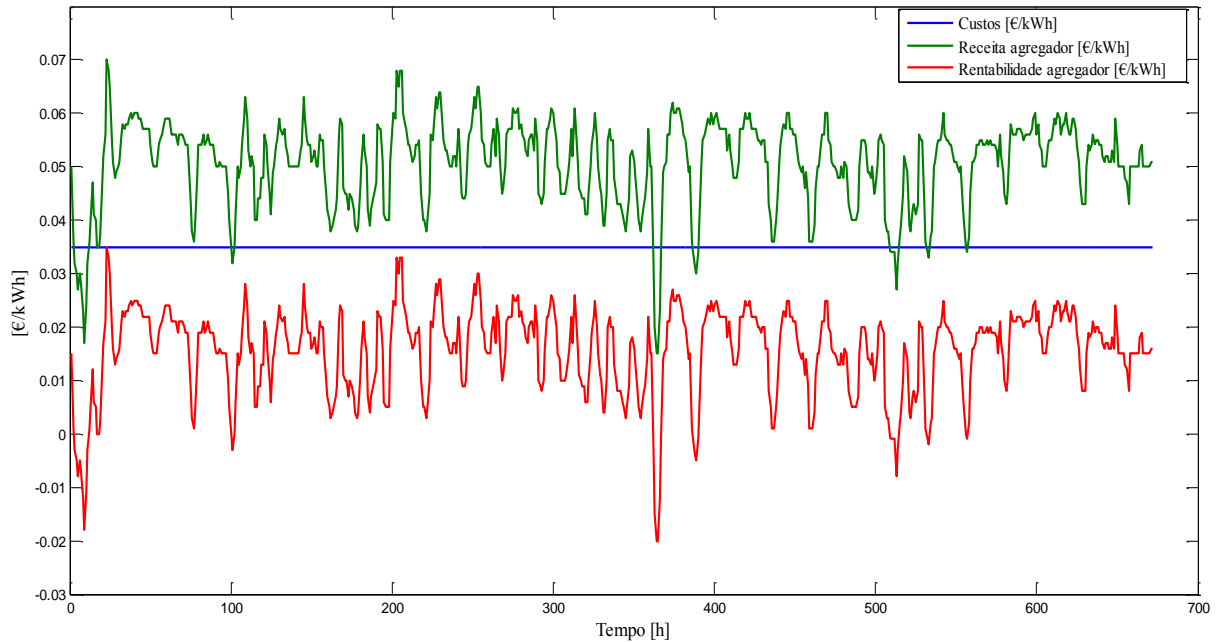


Figura 5.29 - Rentabilidade do agregador com o cliente D e E ao longo das 4 semanas.

5.4.1.5 - Cliente D

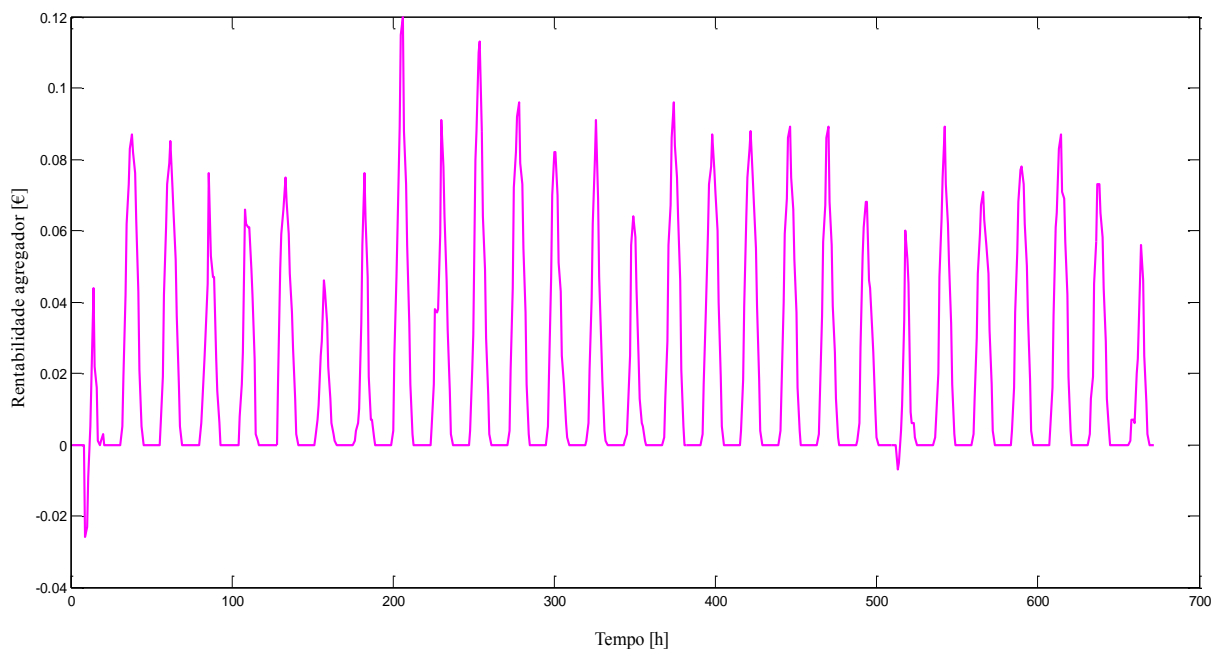


Figura 5.30 - Rentabilidade do agregador com o cliente D ao longo das 4 semanas.

5.4.1.6 - Cliente E

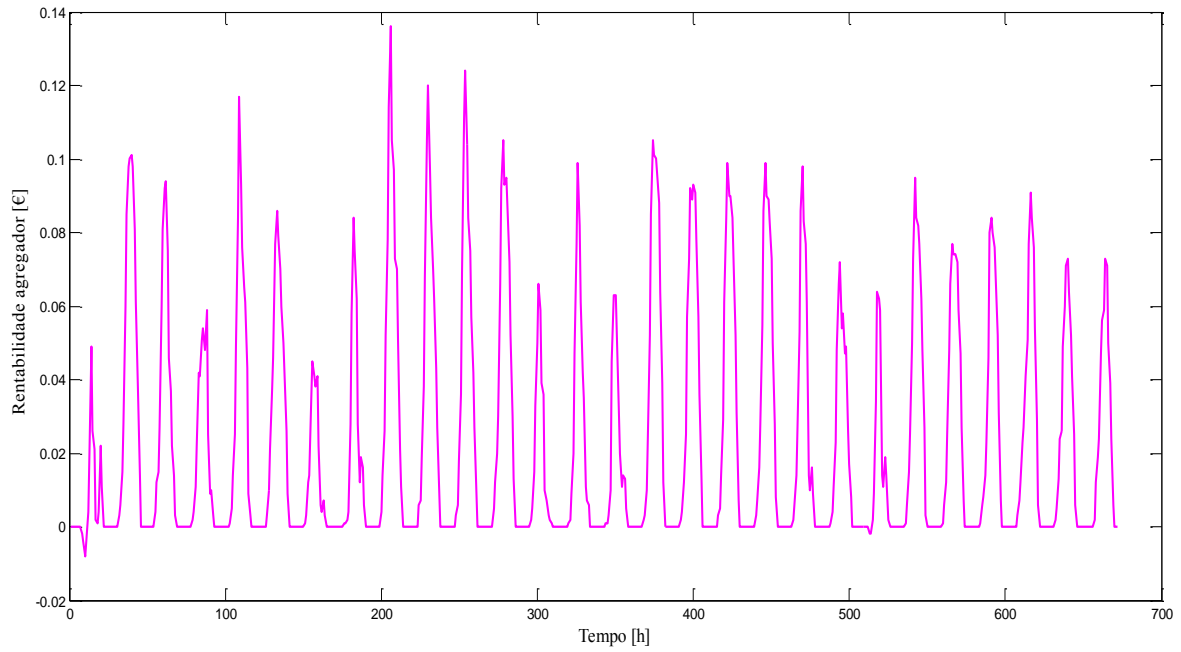


Figura 5.31 - Rentabilidade do agregador com o cliente E ao longo das 4 semanas.

5.4.1.7 - Cliente F

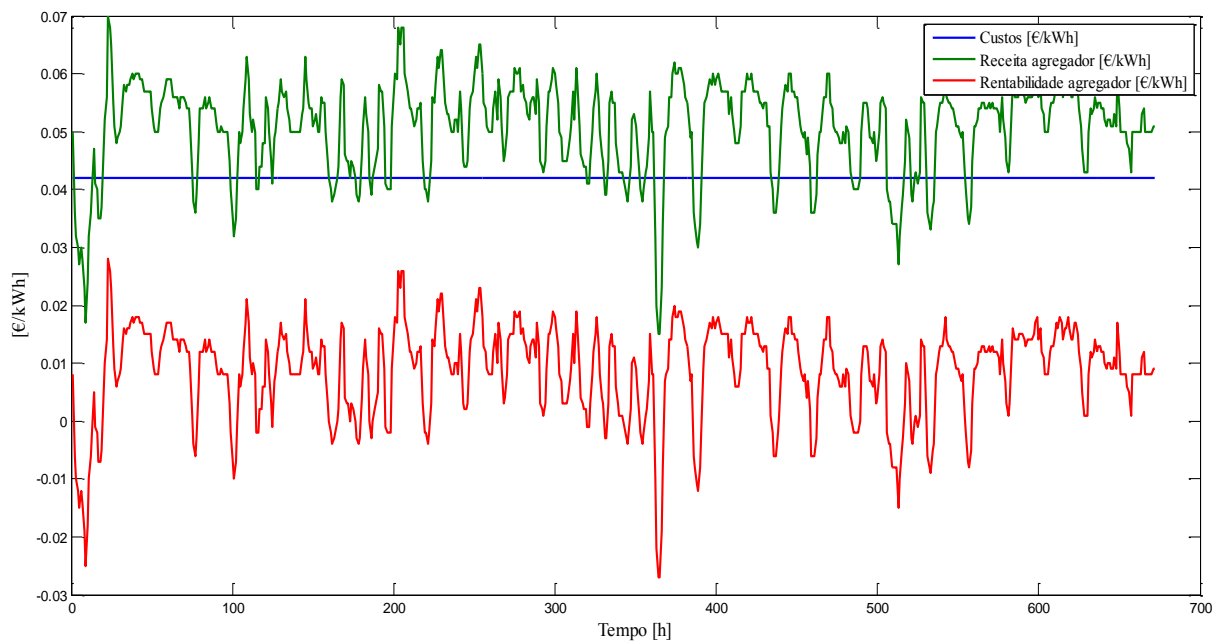


Figura 5.32 - Rentabilidade do agregador com o cliente F ao longo das 4 semanas.

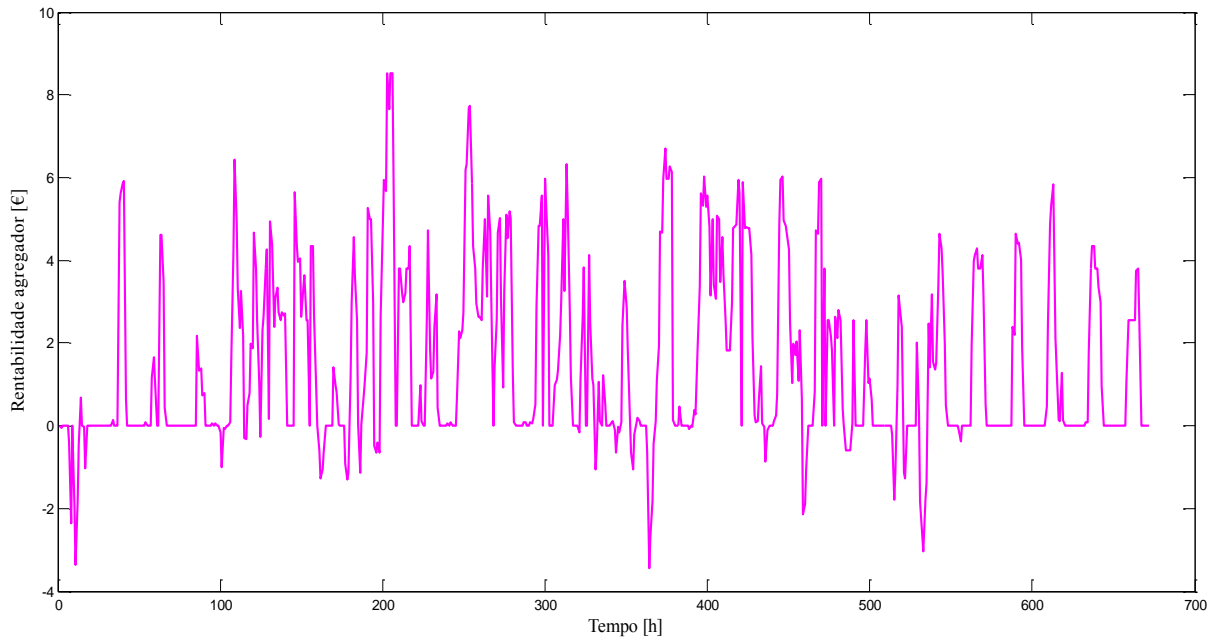


Figura 5.33 - Rentabilidade do agregador com o cliente F ao longo das 4 semanas.

5.4.1.8 - Conjunto dos 6 ativos

Sendo a rentabilidade do agregador reflexo da agregação de todos os custos e receitas, tal é visível nos gráficos Figura 5.34 e Figura 5.35:

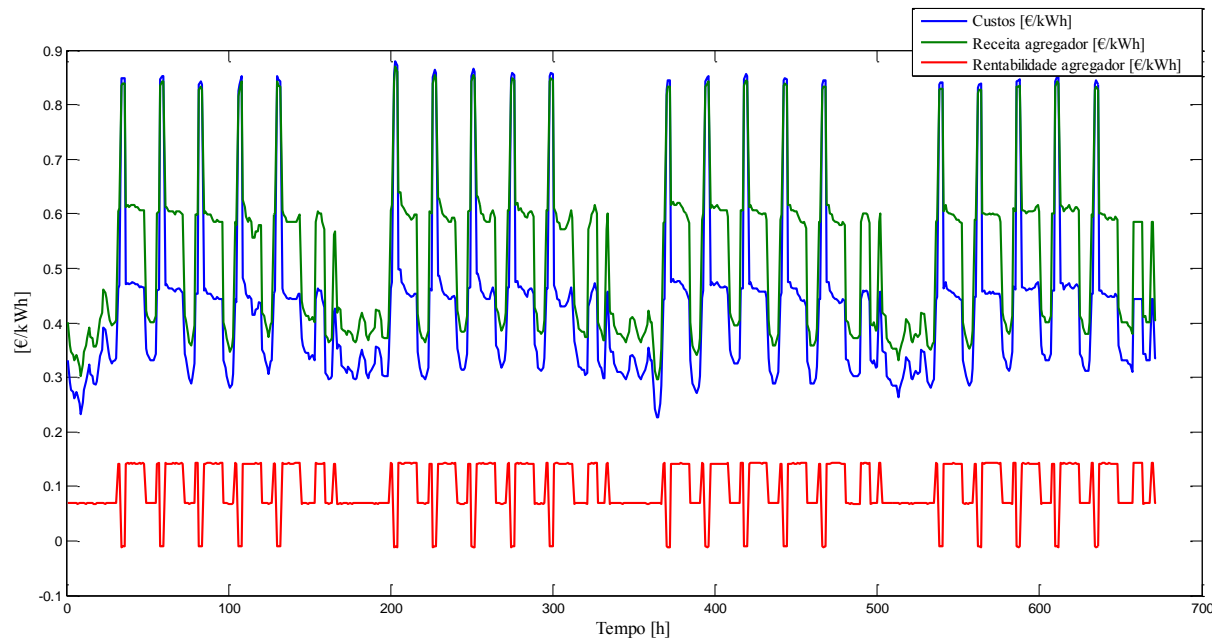


Figura 5.34 - Rentabilidade que o agregador com todos os ativos, ao longo das 4 semanas.

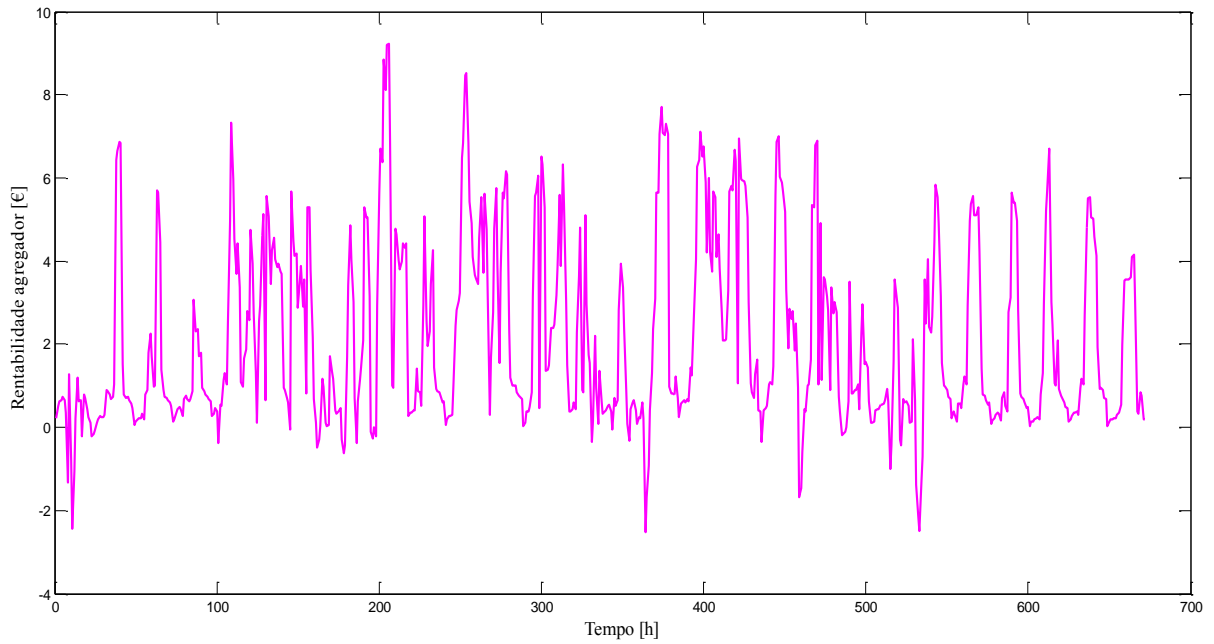


Figura 5.35 - Rentabilidade do agregador com todos os ativos, ao longo das 4 semanas.

As figuras compreendidas entre o número 5.22 e 5.35 representam as rentabilidades de cada ativo que dizem respeito às 672 horas, que compõem o período do de estudo, respeitante ao cenário base.

Em função das variações de: consumo, produção, preço mercado e tarifa de compra da produção, assim, a rentabilidade do agregador irá oscilar nos vários cenários definidos. Os resultados obtidos em cada cenário contribuíram para o cálculo da rentabilidade esperada de cada ativo (conforme a formula 4.2).

5.4.2 - Rentabilidade de cada ativo em cada cenário

O subcapítulo 5.3.4 enuncia os cenários considerados pelo agente agregador, discriminando quanto ao tipo de cliente (consumidor ou produtor), e completando possíveis variações do mercado. Foram considerados 9 cenários distintos e equiprováveis, para cada tipo de cliente.

Para todos os cenários, independentemente do horizonte de estudo (dia, semana, ou mensal), foram calculadas as rentabilidades de cada ativo. A título de exemplo é apresentada a Tabela 5.7 que exhibe as rentabilidades para cada cenário, considerando o horizonte mensal. Para os restantes horizontes temporais de estudo foram obtidas as tabelas correspondentes.

Tabela 5.7 - Rentabilidade de cada ativo no final das 4 semanas.

Cenários	r_A	r_B	r_C	Cenários	r_D	r_E	r_F
rf_C1	16,39%	15,48%	18,27%	rf_C10	34,93%	34,56%	3,36%
rf_C2	8,95%	6,18%	6,47%	rf_C11	16,34%	15,86%	2,06%
rf_C3	11,33%	8,46%	8,78%	rf_C12	7,04%	6,51%	0,40%
rf_C4	21,98%	18,64%	19,11%	rf_C13	16,34%	15,86%	2,16%
rf_C5	24,97%	21,49%	22,00%	rf_C14	7,04%	6,51%	0,42%
rf_C6	8,95%	6,18%	6,47%	rf_C15	16,34%	15,86%	2,38%
rf_C7	11,32%	8,46%	8,78%	rf_C16	7,04%	6,51%	0,47%
rf_C8	21,89%	18,62%	19,10%	rf_C17	16,34%	15,86%	2,52%
rf_C9	24,85%	21,46%	22,00%	rf_C18	7,04%	6,51%	0,49%

A rentabilidade [%] do agregador no caso dos consumidores é obtida do quociente entre o lucro (Figura 5.21) e os custos (preço de mercado e tarifa de acesso à rede).

A rentabilidade [%] do agregador no caso dos produtores é obtida do quociente entre o lucro (Figura 5.28) e o custo (preço de mercado).

5.4.3 - Rentabilidade esperada de cada ativo

A rentabilidade de cada ativo foi obtida de acordo com a equação 4.2, e tendo em conta os cenários definidos para os consumidores e para os produtores.

5.4.3.1 - Período de análise diário

A Figura 5.36 exibe graficamente a rentabilidade esperada de cada ativo ao longo dos 28 dias. (ver Apêndice I- Rentabilidade Esperada diária).

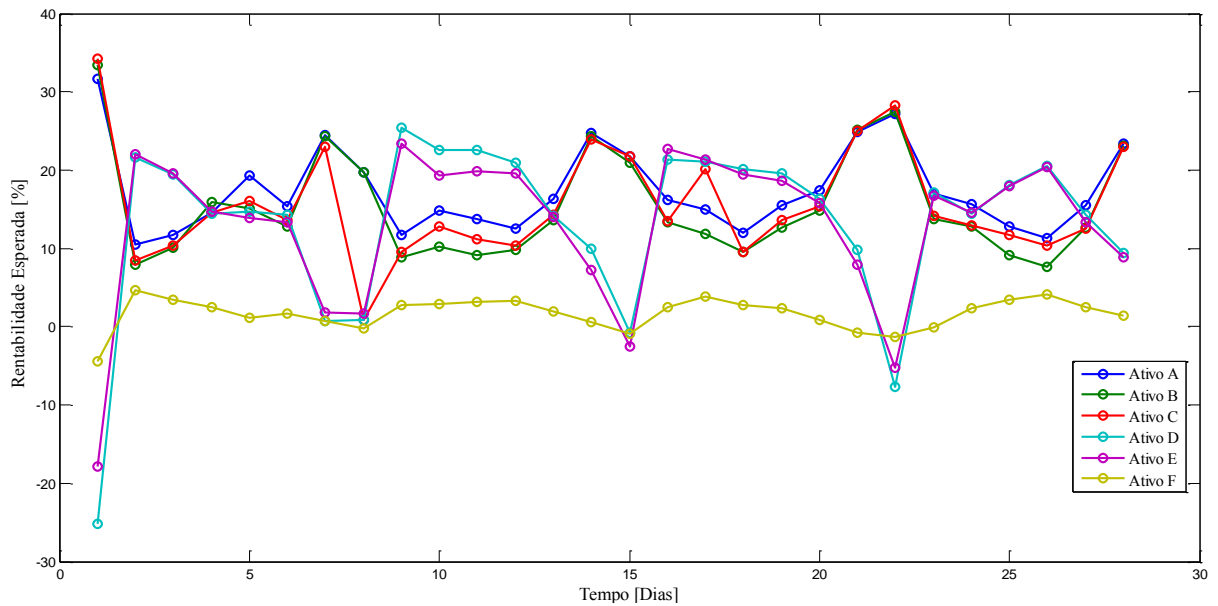


Figura 5.36 - Rentabilidade esperada que o agregador alcança com cada ativo ao longo dos 28 dias.

5.4.3.2 - Período de análise semanal

A Figura 5.39 exibe graficamente o comportamento da rentabilidade esperada ao longo de cada semana. (ver Apêndice II- Rentabilidade Esperada semanal).

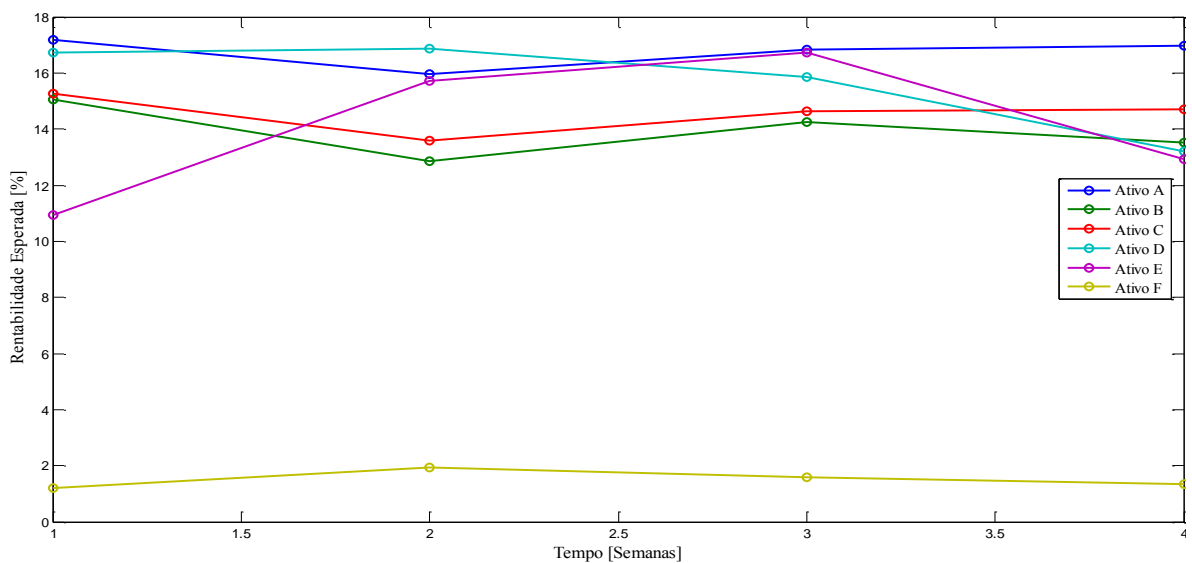


Figura 5.37 - Rentabilidade esperada que o agregador alcança com cada ativo ao longo das 4 semanas.

5.4.3.3 - Período de análise mensal

A Tabela 5.8 apresenta as rentabilidades esperadas para o conjunto das 4 semanas.

Tabela 5.8 - Rentabilidade esperada de cada ativo no final das 4 semanas.

Ativo	$E(r_i)$
A	16,74%
B	13,89%
C	14,55%
D	14,27%
E	13,78%
F	1,58%

5.4.4 - Risco de cada ativo

Os ativos energéticos têm intrinsecamente associado fontes de incerteza, como sendo o preço de mercado a que a energia é transacionada, o preço dos combustíveis (geração convencional), variabilidade da generosidade do recurso renovável (solar, eólica, hídrica) e a volatilidade da procura.

Nesse sentido, para o agregador melhor poder tirar proveito da representação de potenciais clientes: consumidores, ou produtores, ou *prosumer* terá de conhecer o risco que eles representam.

O risco de cada ativo foi calculado com base na equação 4.3.

5.4.4.1 - Período de análise diário

A Figura 5.38 exhibe graficamente o comportamento do risco de cada ativo ao longo dos 28 dias. (ver *Apêndice III- Risco diário de cada ativo*).

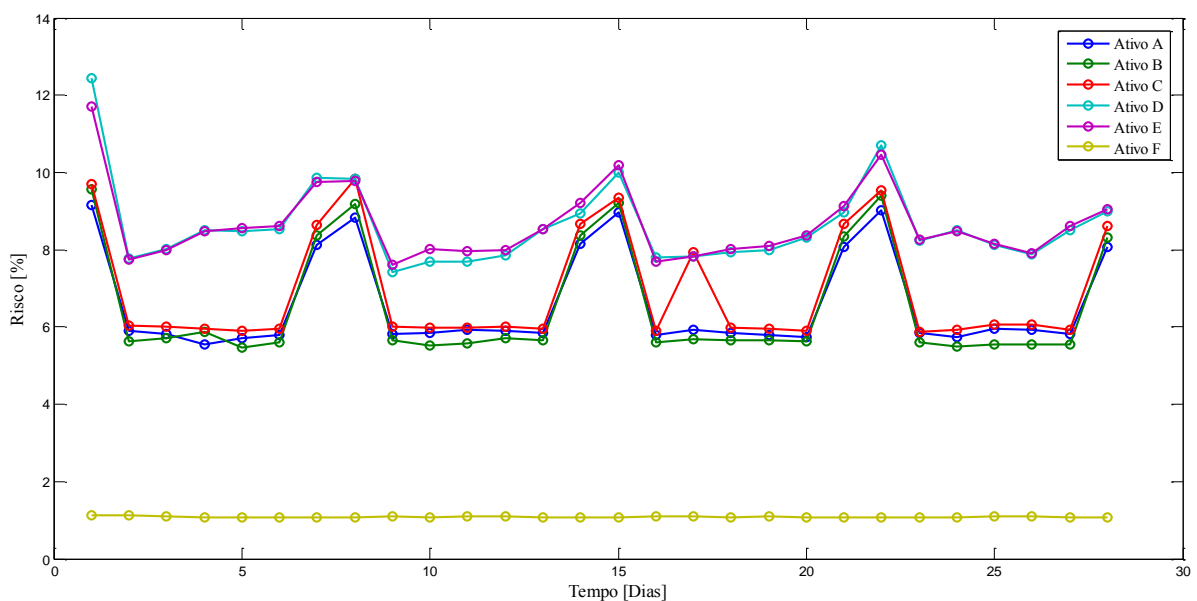


Figura 5.38 - Risco que o agregador tem com cada ativo ao longo dos 28 dias.

5.4.4.2 - Período de análise semanal

A Figura 5.39 exibe graficamente o comportamento do risco ao longo de cada semana. (ver Apêndice III- Risco semanal de cada ativo).

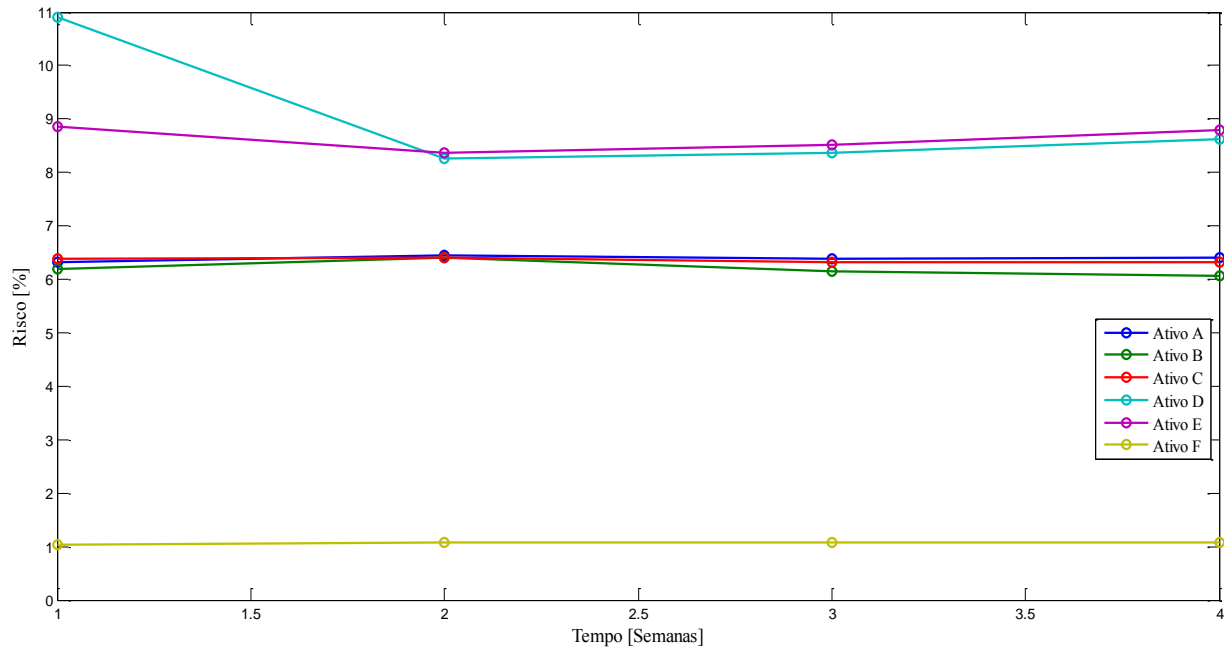


Figura 5.39 - Risco de cada ativo ao longo das 4 semanas.

5.4.4.3 - Período de análise mensal

A Tabela 5.9 apresenta o risco de cada ativo no conjunto das 4 semanas.

Tabela 5.9 - Risco de cada ativo no final das 4 semanas.

Ativo	σ_i
A	6,39%
B	6,15%
C	6,36%
D	8,52%
E	8,57%
F	1,08%

5.4.5 - Rentabilidade e risco de cada ativo

Tendo em conta os resultados apresentados no Apêndice I e Apêndice III, relativamente à rentabilidade esperada e o risco de cada ativo, ao longo dos 28 dias, apresenta-se a comparação da evolução do risco e rentabilidade esperada de cada ativo.

5.4.5.1 - Cliente A

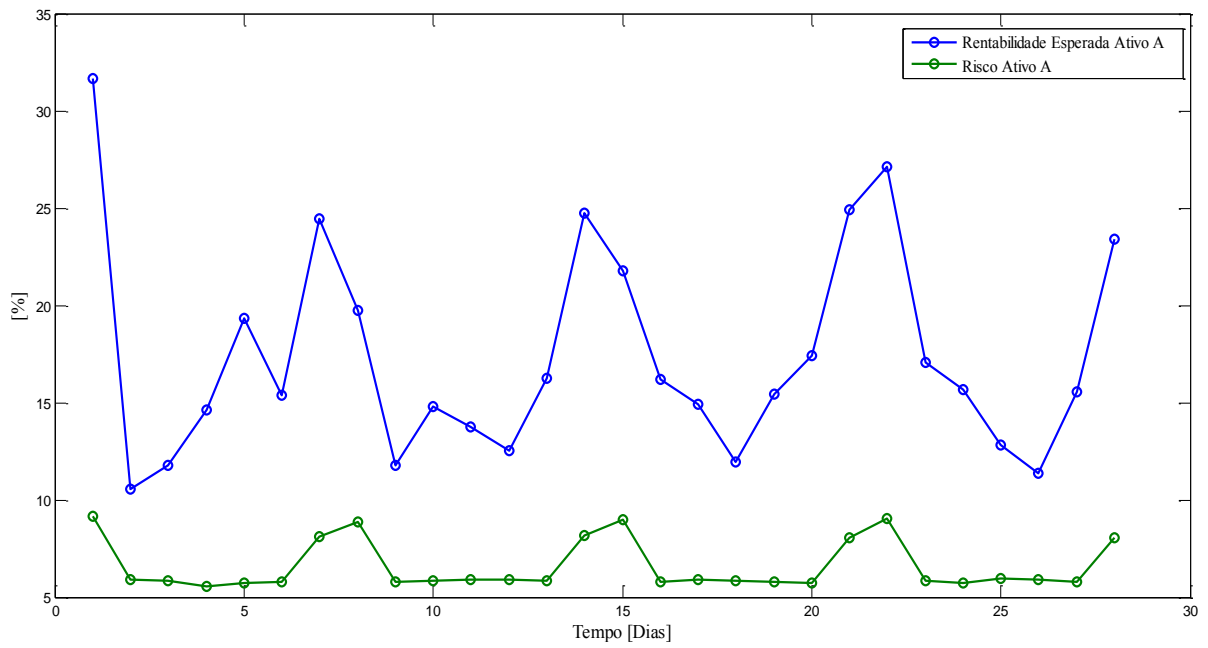


Figura 5.40 - Rentabilidade esperada e risco do ativo A ao longo dos 28 dias.

5.4.5.2 - Cliente B

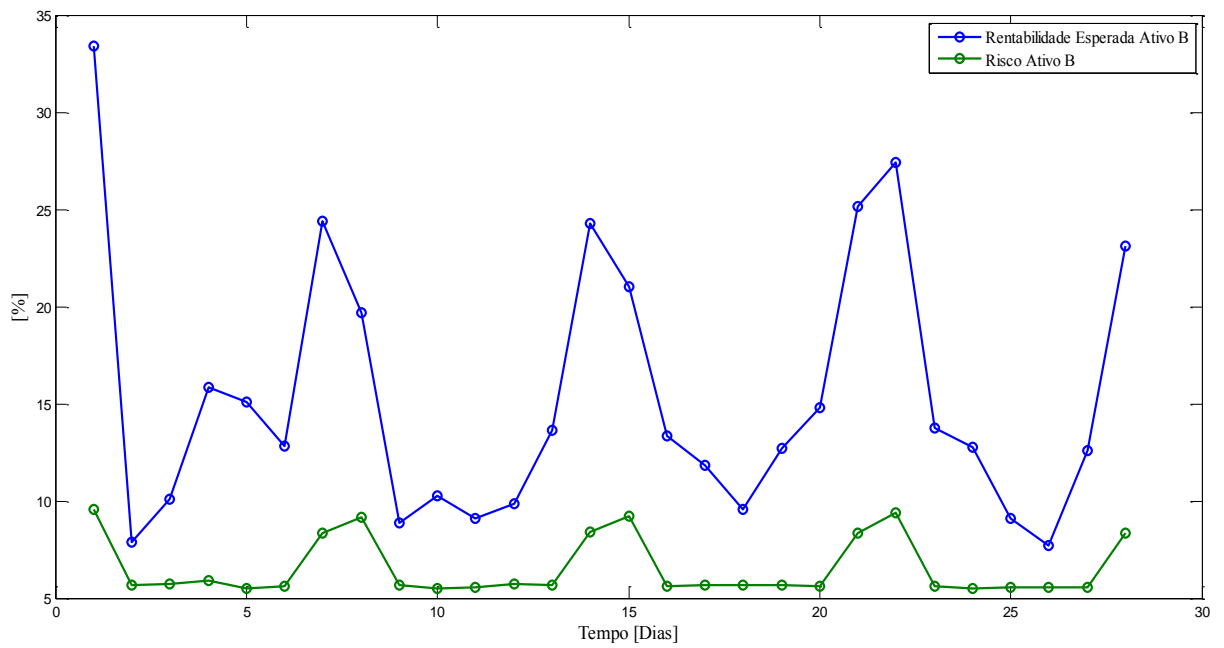


Figura 5.41 - Rentabilidade esperada e risco do ativo B ao longo dos 28 dias.

5.4.5.3 - Cliente C

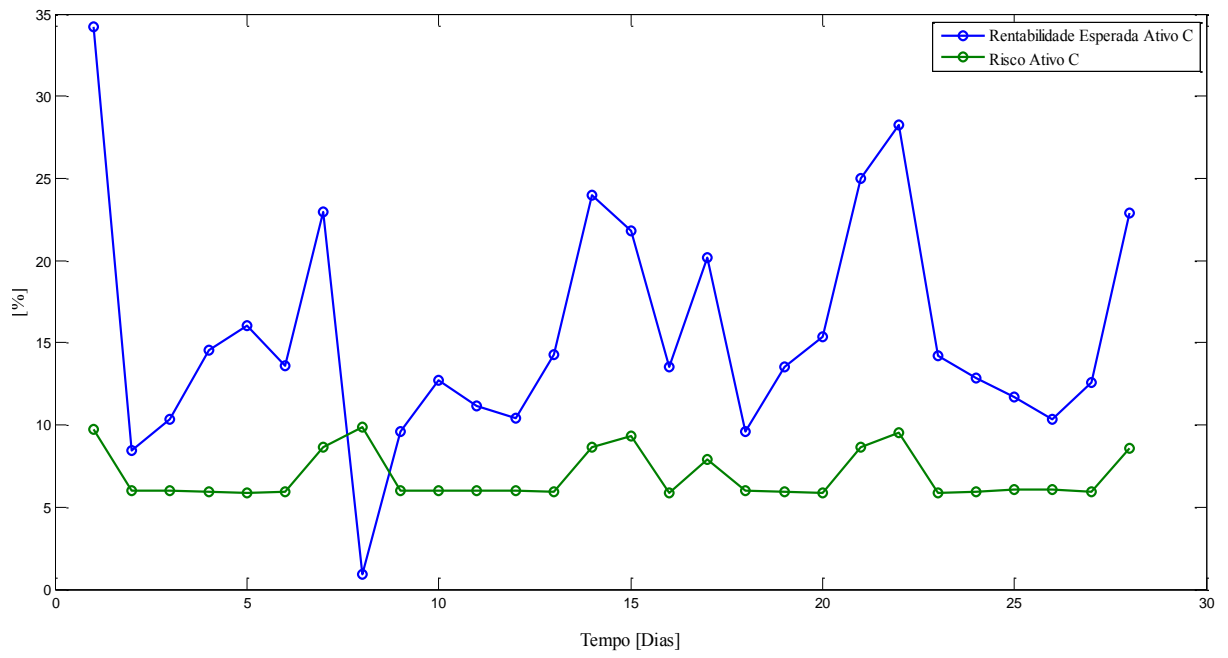


Figura 5.42 - Rentabilidade esperada e risco do ativo C ao longo dos 28 dias.

5.4.5.4 - Cliente D

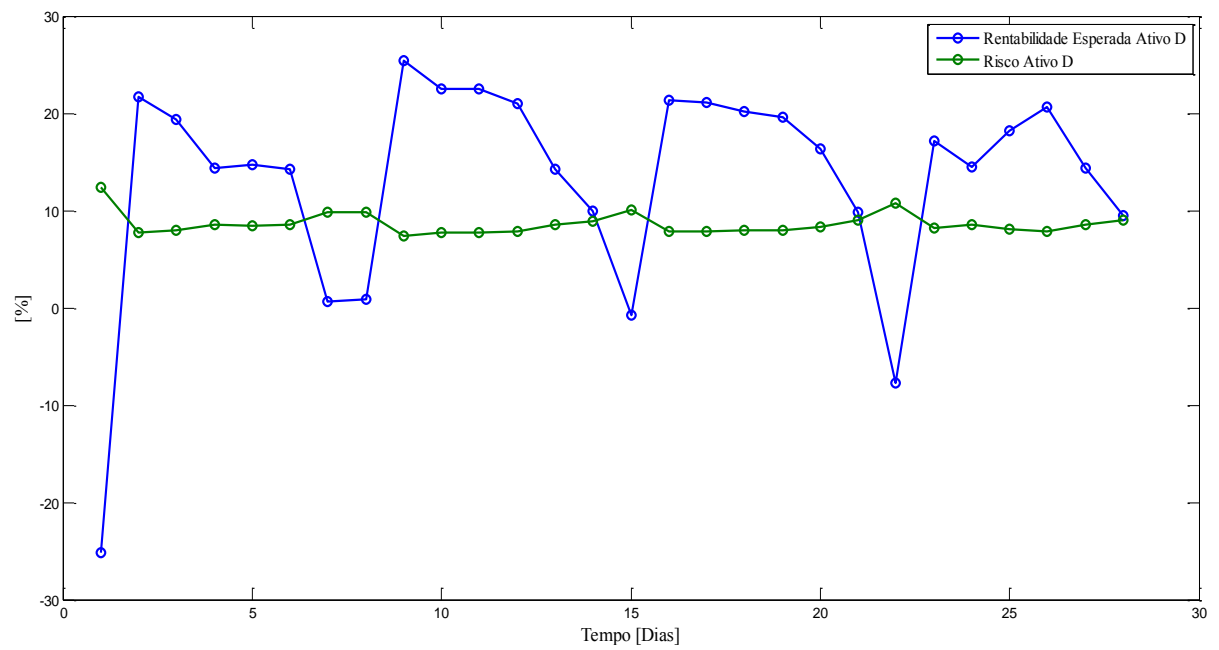


Figura 5.43 - Rentabilidade esperada e risco do ativo D ao longo dos 28 dias.

5.4.5.5 - Cliente E

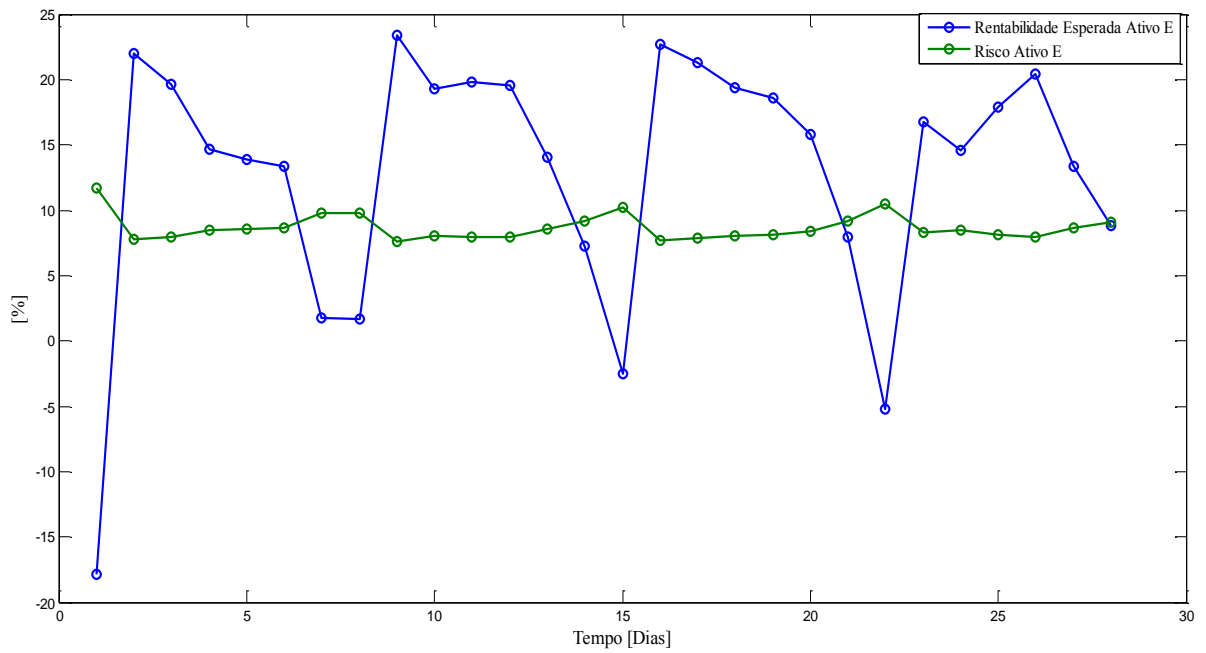


Figura 5.44 - Rentabilidade esperada e risco do ativo E ao longo dos 28 dias.

5.4.5.6 - Cliente F

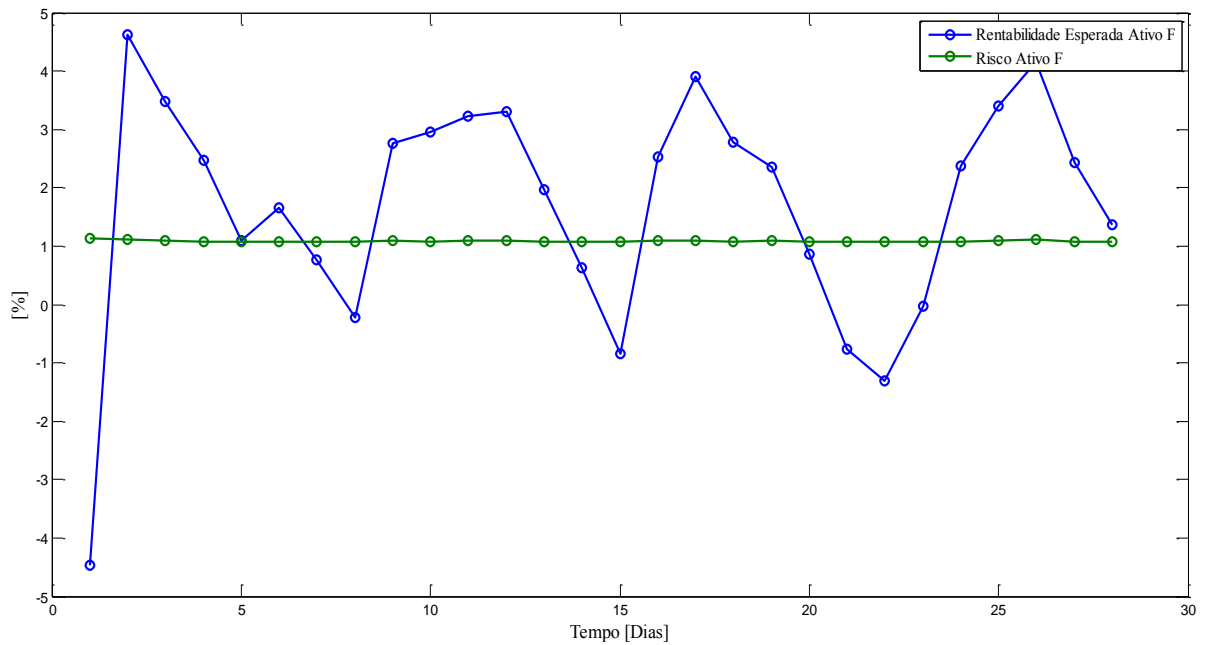


Figura 5.45 - Rentabilidade esperada e risco do ativo F ao longo dos 28 dias.

Tendo em conta os resultados apresentados na Tabela 5.8 e na Tabela 5.9, relativamente à rentabilidade esperada e o risco de cada ativo, no período de análise mensal, foi elaborado o domínio risco/rentabilidade esperada.

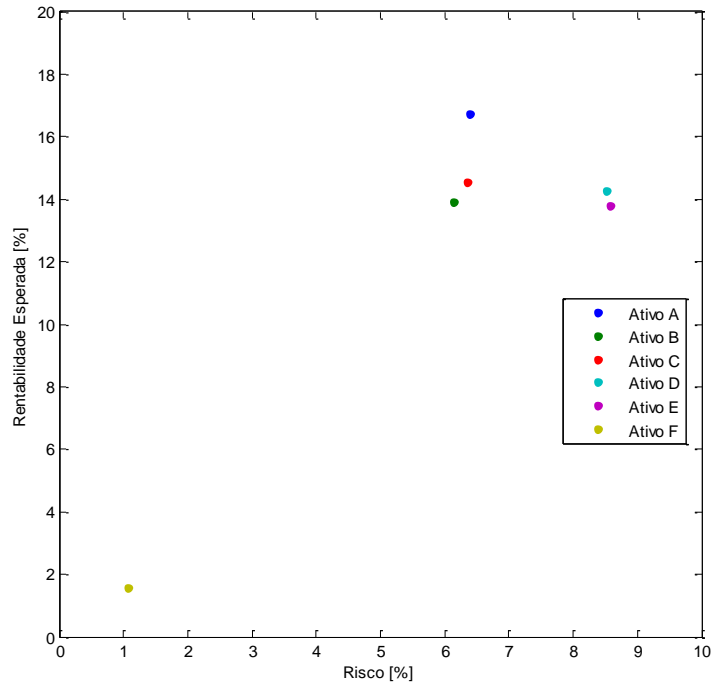


Figura 5.46 - Rentabilidade esperada e risco de cada ativo no conjunto das 4 semanas.

5.4.6 - Covariâncias e correlações de cada ativo

As covariâncias entre cada ativo foram obtidas com base na equação 4.6.

A Tabela 5.10 apresenta as covariâncias entre os ativos, em diferentes horizontes temporais.

Tabela 5.10 - Covariâncias entre os ativos nos diferentes horizontes temporais.

σ_{ij}	Diária		Semanal				Mensal
	1º Domingo	1ª Quarta-feira	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana	Mensal
σ_{AB}	0,0088	0,0032	0,0039	0,0041	0,0039	0,0039	0,0039
σ_{AC}	0,0089	0,0031	0,0039	0,0040	0,0039	0,0039	0,0040
σ_{AD}	-0,0014	-0,0005	-0,0007	-0,0006	-0,0006	-0,0007	-0,0006
σ_{AE}	-0,0013	-0,0005	-0,0007	-0,0006	-0,0006	-0,0009	-0,0006
σ_{AF}	-0,0003	-0,0001	-0,0001	-0,0001	-0,0001	-0,0001	-0,0001
σ_{BC}	0,0014	0,0003	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
σ_{BD}	-0,0015	-0,0001	-0,0001	-0,0002	-0,0001	-0,0001	-0,0001
σ_{BE}	-0,0015	-0,0001	-0,0001	-0,0002	-0,0001	-0,0003	-0,0001
σ_{BF}	-0,0003	0,0000	0,0000	-0,0001	0,0000	-0,0001	0,0000
σ_{CD}	-0,0011	0,0008	0,0004	0,0003	0,0005	0,0005	0,0004
σ_{CE}	-0,0010	0,0008	0,0004	0,0003	0,0005	0,0002	0,0004
σ_{CF}	-0,0003	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
σ_{DE}	0,0146	0,0072	0,0079	0,0069	0,0070	0,0075	0,0073
σ_{DF}	0,0012	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
σ_{EF}	0,0012	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0009	0,0008
σ_{AA}	0,0084	0,0031	0,0040	0,0042	0,0041	0,0041	0,0041
σ_{BB}	0,0091	0,0035	0,0038	0,0041	0,0038	0,0037	0,0038
σ_{CC}	0,0094	0,0035	0,0041	0,0041	0,0040	0,0040	0,0040
σ_{DD}	0,0155	0,0072	0,0119	0,0068	0,0070	0,0074	0,0073
σ_{EE}	0,0137	0,0072	0,0078	0,0070	0,0073	0,0077	0,0073
σ_{FF}	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001

As correlações lineares entre cada ativo foram obtidas com base na equação 4.7.

A Tabela 5.11 mostra as correlações entre os ativos, em diferentes horizontes temporais.

Tabela 5.11 - Correlações entre os ativos nos diferentes horizontes temporais.

ρ_{ij}	Diária		Semanal				Mensal
	1º Domingo	1ª Quarta-feira	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana	Mensal
ρ_{AB}	0,9999	0,9928	0,9940	0,9930	0,9939	0,9935	0,9938
ρ_{AC}	0,9991	0,9512	0,9748	0,9801	0,9694	0,9724	0,9742
ρ_{AD}	-0,1225	-0,1159	-0,0961	-0,1180	-0,1176	-0,1178	-0,1180
ρ_{AE}	-0,1225	-0,1159	-0,1178	-0,1180	-0,1161	-0,1577	-0,1180
ρ_{AF}	-0,2589	-0,1192	-0,0923	-0,1340	-0,1378	-0,1504	-0,1406
ρ_{BC}	0,1482	0,0988	0,1027	0,0997	0,1028	0,1014	0,1020
ρ_{BD}	-0,1302	-0,0129	-0,0191	-0,0440	-0,0225	-0,0201	-0,0225
ρ_{BE}	-0,1302	-0,0129	-0,0235	-0,0440	-0,0222	-0,0625	-0,0225
ρ_{BF}	-0,2665	-0,0494	-0,0266	-0,0919	-0,0728	-0,0835	-0,0751
ρ_{CD}	-0,0877	0,1538	0,0620	0,0540	0,0958	0,0852	0,0779
ρ_{CE}	-0,0877	0,1538	0,0760	0,0541	0,0946	0,0408	0,0780
ρ_{CF}	-0,2395	0,0647	0,0426	-0,0165	0,0090	-0,0104	-0,0057
ρ_{DE}	1,0000	1,0000	0,8159	1,0000	0,9870	0,9954	1,0000
ρ_{DF}	0,8753	0,9063	0,7465	0,9108	0,9130	0,9156	0,9141
ρ_{EF}	0,8753	0,9063	0,9150	0,9107	0,9011	0,9206	0,9140
ρ_{AA}	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
ρ_{BB}	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
ρ_{CC}	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
ρ_{DD}	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
ρ_{EE}	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
ρ_{FF}	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

5.4.7 - Rentabilidade e risco esperados da carteira

Tendo sido elaborados cálculos para obter valores relativos: a rentabilidade esperada de cada ativo, o risco de cada ativo, as covariâncias e as correlações entre os ativos, é possível ao investidor conhecer a rentabilidade e risco esperados, consoante os pesos de cada ativo. Foram construídas possíveis carteiras de investimento.

A Tabela 5.12 enuncia alguns exemplos de portfólios que o investidor terá interesse em estudar a sua eficiência, se valerá a pena investir em determinada composição da carteira, no conjunto das 4 semanas (carteira mensal).

Tabela 5.12 - Rentabilidade e risco da carteira consoante pesos dos ativos.

ω_A	ω_B	ω_C	ω_D	ω_E	ω_F	$E(r_p)$	σ_p	Símbolo Fronteira Eficiente	Designação da carteira
0,00%	3,83%	2,37%	0,00%	0,00%	93,81%	2,36%	1,04%	*	MVP
20,00%	20,00%	10,00%	15,00%	15,00%	20,00%	12,10%	3,94%	*	P ₁
16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	12,47%	4,09%	*	P ₂
20,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	13,39%	4,24%	*	P ₃
35,00%	25,00%	15,00%	15,00%	10,00%	0,00%	15,03%	4,84%	*	P ₄
45,00%	25,00%	10,00%	10,00%	10,00%	0,00%	15,27%	5,07%	*	P ₅
100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	16,74%	6,39%	*	P ₆

5.5 - Fronteira Eficiente

O investidor, através do estudo realizado com os 6 ativos, poderá considerar infinitas carteiras, mas importa averiguar quais as eficientes, as que se encontram sobre a fronteira eficiente, que é obtida através do processo enunciado na Figura 4.3.

A Figura 5.47 exhibe a fronteira eficiente do conjunto dos 6 ativos em estudo, para o horizonte temporal mensal, e encontram-se representados os portfólios inicialmente considerados pelo investidor.

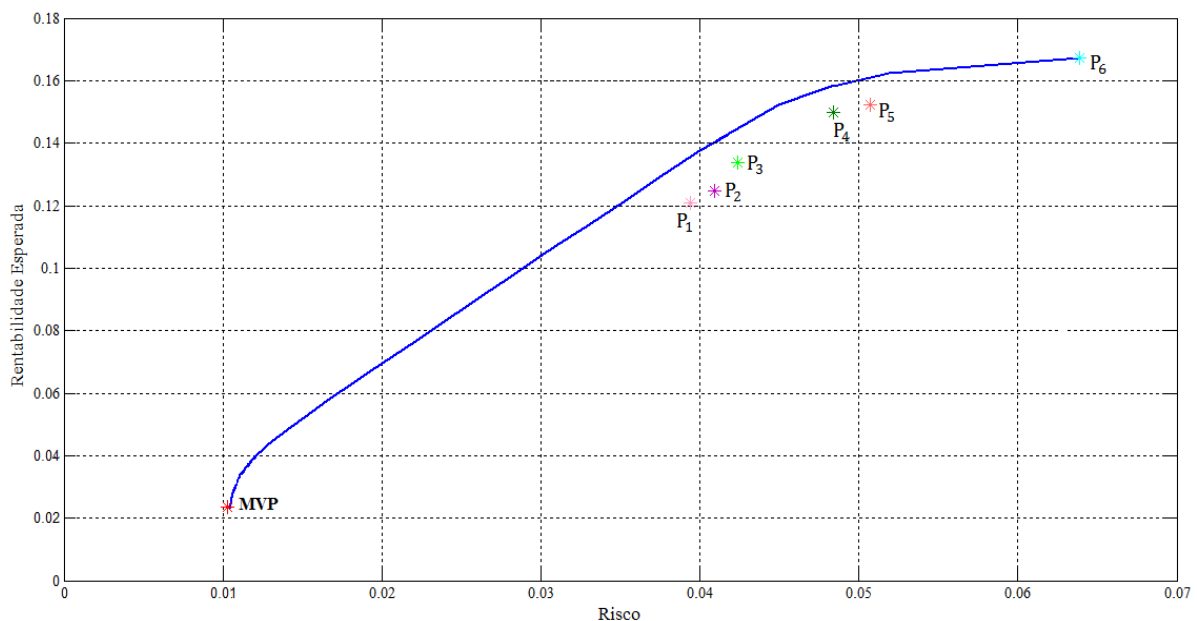


Figura 5.47 - Fronteira eficiente e os portfólios inicialmente considerados, no horizonte mensal.

No domínio média-variância apresentado, os portfólios (P_1 a P_5) encontram-se no conjunto de oportunidades de investimento, já os portfólios MVP e P_6 encontram-se no conjunto das combinações eficientes (Fronteira eficiente). A carteira MVP representa o ponto de variância mínima, resultado da combinação dos ativos originou uma carteira com menor risco. A carteira P_6 é a combinação dos ativos que permite alcançar o ponto de maior rentabilidade possível com os ativos em estudo. Neste caso, o portfólio P_6 será do investimento exclusivo no ativo A.

Na procura de combinações de ativos mais eficientes, das inicialmente apresentadas para os portfólios (P_1 a P_5), delineou-se estratégias de: minimizar o risco, para a rentabilidade inicialmente encontrada (ponto P_1^*), e noutra direção, maximizar a rentabilidade, mantendo o risco inicialmente encontrado (ponto P_1^{**}), como é visível na Figura 5.48.

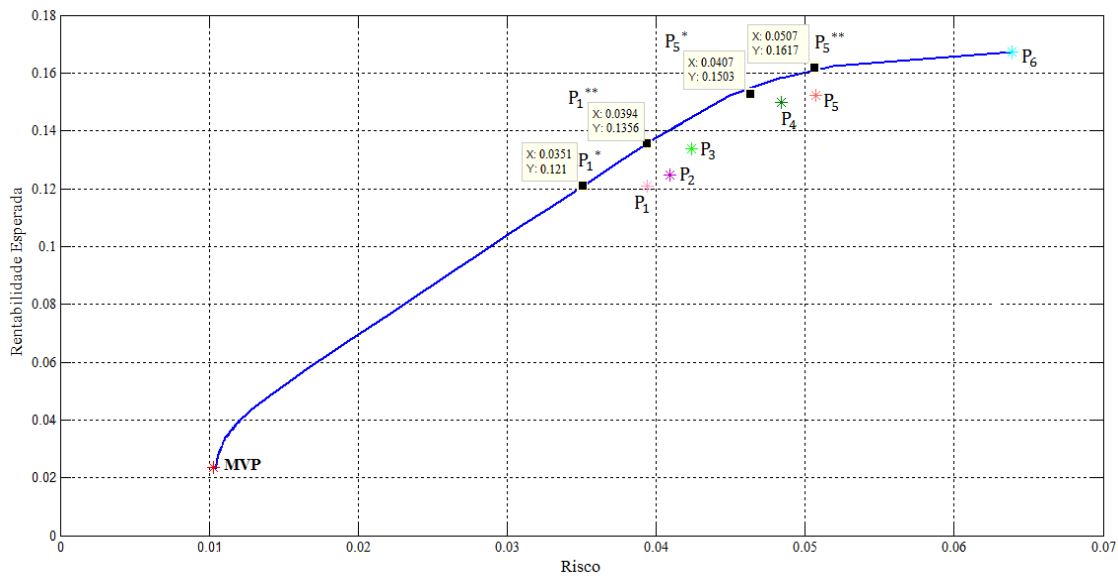


Figura 5.48 - Otimização dos portfólios (P_1 a P_5).

A Tabela 5.13 enuncia a otimização dos portfólios iniciais, consoante a estratégia de minimizar o risco (mantendo a rentabilidade inicial) ou maximizar a rentabilidade (mantendo o risco inicial).

Tabela 5.13 - Otimização dos portfólios (P_1 a P_5).

Designação da carteira	$E(r_p)$	σ_p	P_1^*		P_1^{**}	
			$E(r_p)$	σ_{P^*}	$E(r_{P^{**}})$	σ_P
P_1	12,10%	3,94%	12,10%	3,51%	13,56%	3,94%
P_2	12,47%	4,09%	12,47%	3,62%	14,07%	4,09%
P_3	13,39%	4,24%	13,39%	3,89%	14,32	4,24%
P_4	15,03%	4,84%	15,03%	4,74%	15,93%	4,84%
P_5	15,27%	5,07%	15,27	4,64%	16,17%	5,07%

A Tabela 5.14 exhibe a composição das carteiras no caso da estratégia Pi^* .

Tabela 5.14 - Composição das carteiras na estratégia Pi^* (min σ_P e manter $E(r_P)$).

Designação da carteira	ω_A	ω_B	ω_C	ω_D	ω_E	ω_F
P_1	0,00%	34,85%	31,50%	16,83%	0,00%	16,82%
P_2	0,00%	35,92%	32,46%	17,77%	0,00%	13,86%
P_3	0,00%	38,56%	34,81%	20,08%	0,00%	6,55%
P_4	31,96%	20,06%	16,80%	31,19%	0,00%	0,00%
P_5	62,93%	0,00%	0,00%	32,72%	0,00%	4,35%

A Tabela 5.15 exhibe a composição das carteiras no caso da estratégia Pi^{**} .

Tabela 5.15 - Composição das carteiras na estratégia Pi^{**} (manter σ_P e maximizar $E(r_P)$).

Designação da carteira	ω_A	ω_B	ω_C	ω_D	ω_E	ω_F
P_1	0,00%	39,04%	35,23%	20,49%	0,00%	5,24%
P_2	0,00%	40,51%	36,54%	21,78%	0,00%	0,00%
P_3	3,29%	35,77%	37,82%	23,12%	0,00%	0,00%
P_4	67,28%	0,00%	0,00%	32,72%	0,00%	0,00%
P_5	76,81%	0,00%	0,00%	23,19%	0,00%	0,00%

5.6 - Superfície Eficiente

Considerando a fronteira eficiente, anteriormente, apresentada foi estudado a existência de 100 portfólios, que variam a composição dos ativos, desde MVP a P_6 , sendo exibido na Figura 5.49 patentia o contributo de cada ativo, através do espectro de cores. É de registar que o problema de optimização criado para gera os 100 portfólios sobre a fronteira eficiente, em nenhum portfólio foi atribuiu peso ao ativo E. (Ver Apêndice V- Composição dos 100 Portfólios)

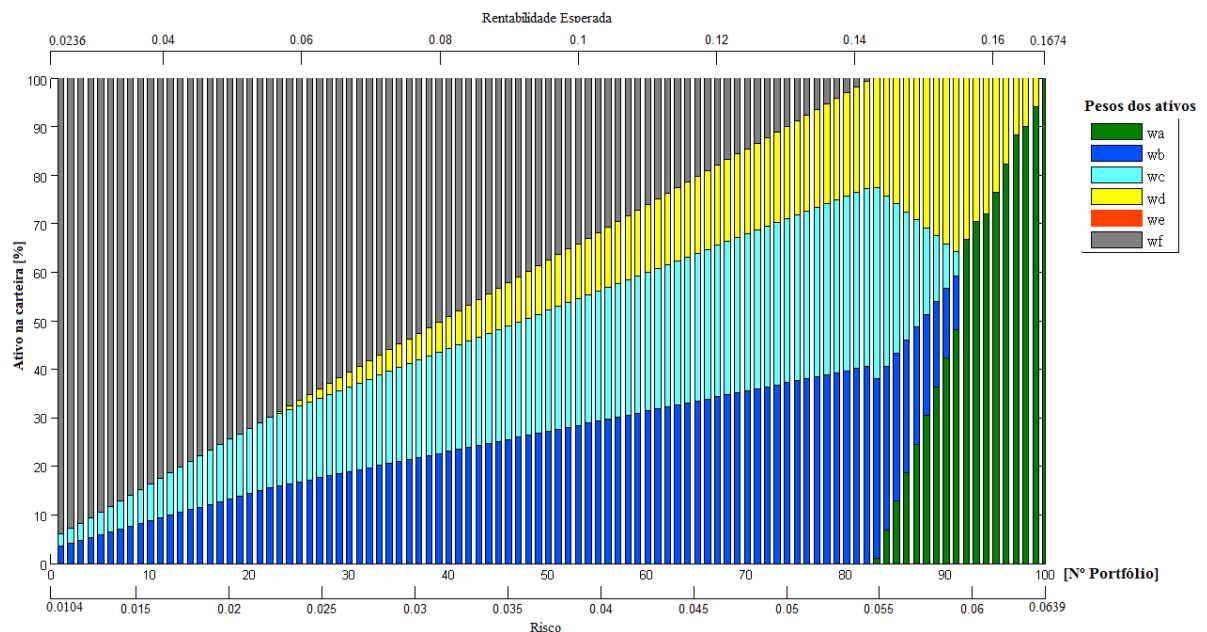


Figura 5.49 - Rentabilidade e risco dos 100 portfólios, variando os pesos dos 6 ativos.

5.7 - Value at Risk

Tendo sido calculado o risco de cada ativo e o risco da carteira, aferiu-se com o calculado do *Value at Risk* qual o valor monetário que representa a perda de rentabilidade dos ativos energéticos em estudo (com recurso à equação 4.23).

A Tabela 5.16 indica as considerações tidas em conta para o cálculo do *Value at Risk*.

Tabela 5.16 - Pressupostos do cálculo do Value at Risk.

Parâmetros do VaR	Valor considerado
$\Delta T = \frac{n}{T}$	<ul style="list-style-type: none"> • n= 1 (dia); • n=7(semána); • n=28(mês); • T=365 dias.
W	Valor de cada ativo corresponde à transação da energia consumida/produzida, no horizonte de tempo, à preço de mercado.
Z	Intervalo de confiança: 99% Considerando uma distribuição normal, Z=2,33.
ω_i	No caso da carteira, foi considerado peso equitativo de todos os 6 ativos que complementam a carteira, ou seja $\omega_i = \frac{1}{6}$.

5.7.1 - Valor de Mercado

Da Tabela 5.17 a Tabela 5.19 é apresentado o valor de mercado de cada ativo e da carteira, nos diversos horizontes de estudo: dia, semana, e mensal.

5.7.1.1 - Valor de Mercado diário

Tabela 5.17 - Valor de mercado de cada ativo ao longo dos 28 dias.

Dia	Ativo A	Ativo B	Ativo C	Ativo D	Ativo E	Ativo F
1	1,98 €	5,91 €	17,61 €	1,06 €	1,33 €	51,03 €
2	2,55 €	10,10 €	31,45 €	1,63 €	1,93 €	79,90 €
3	2,40 €	9,04 €	28,28 €	1,58 €	1,49 €	67,13 €
4	2,51 €	6,79 €	22,96 €	1,10 €	1,08 €	29,86 €
5	2,16 €	8,76 €	27,10 €	1,19 €	1,86 €	200,63 €
6	2,62 €	8,56 €	26,83 €	1,50 €	1,80 €	309,42 €
7	2,55 €	7,38 €	26,20 €	0,99 €	1,07 €	289,83 €
8	2,10 €	7,15 €	20,89 €	1,33 €	1,56 €	294,66 €

9	2,18 €	8,42 €	29,52 €	1,69 €	2,03 €	386,84 €
10	2,00 €	8,23 €	25,69 €	1,32 €	1,95 €	98,57 €
11	2,22 €	8,78 €	27,12 €	1,69 €	1,96 €	304,91 €
12	2,51 €	9,59 €	29,44 €	1,69 €	1,98 €	222,96 €
13	2,66 €	8,72 €	27,36 €	1,49 €	0,95 €	260,72 €
14	2,64 €	8,06 €	23,92 €	1,48 €	1,69 €	238,74 €
15	2,50 €	7,05 €	22,95 €	1,31 €	1,50 €	155,23 €
16	2,71 €	9,13 €	31,50 €	1,60 €	1,89 €	186,89 €
17	2,64 €	10,18 €	30,83 €	1,56 €	1,79 €	246,56 €
18	2,77 €	9,33 €	32,34 €	1,60 €	1,86 €	338,97 €
19	2,09 €	8,05 €	28,17 €	1,57 €	1,87 €	222,21 €
20	1,96 €	7,78 €	25,01 €	1,52 €	1,54 €	253,73 €
21	2,13 €	6,49 €	21,84 €	1,40 €	1,60 €	210,24 €
22	1,93 €	6,19 €	20,05 €	1,20 €	1,42 €	116,36 €
23	2,53 €	8,54 €	29,36 €	1,47 €	1,76 €	212,90 €
24	2,39 €	8,94 €	28,52 €	1,46 €	1,69 €	137,32 €
25	2,15 €	8,97 €	26,43 €	1,52 €	1,53 €	94,80 €
26	2,19 €	9,20 €	27,03 €	1,55 €	1,46 €	86,81 €
27	2,09 €	8,82 €	29,94 €	1,42 €	1,49 €	136,43 €
28	2,44 €	6,66 €	22,52 €	0,81 €	1,56 €	140,42 €

5.7.1.2 - Valor de Mercado semanal e mensal

Tabela 5.18 - Valor de mercado de cada ativo ao longo de cada semana e no conjunto das semanas.

	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana	Mês
Ativo A	16,76 €	16,31 €	16,80 €	15,71 €	65,58 €
Ativo B	58,20 €	60,68 €	59,70 €	59,02 €	237,60 €
Ativo C	180,43 €	183,93 €	192,63 €	183,84 €	740,84 €
Ativo D	9,05 €	10,69 €	10,57 €	9,41 €	39,72 €
Ativo E	10,58 €	12,12 €	12,05 €	10,93 €	45,68 €
Ativo F	1007,72 €	1766,63 €	1579,14 €	907,38 €	5260,87 €

5.7.1.3 - Valor de Mercado da carteira¹³

Tabela 5.19 - Valor de mercado da carteira nos diferentes horizontes temporais.

	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana	Mês
Valor de mercado da carteira	213,51 €	341,44 €	311,53 €	197,43 €	1063,92 €

5.7.2 - Value at Risk - Resultados obtidos

O cálculo do *Value at Risk* paramétrico teve em conta as considerações descritas na Tabela 5.16 e obtido conforme a equação 4.23. Da Tabela 5.20 a Tabela 5.22 é apresentado o valor de *Value at Risk* de cada ativo e da carteira, nos diversos horizontes de estudo: dia, semana, e mensal.

5.7.2.1 - Value at Risk diário

Tabela 5.20 - Value at Risk de cada ativo ao longo dos 28 dias.

Dia	Ativo A	Ativo B	Ativo C	Ativo D	Ativo E	Ativo F
1	0,02 €	0,07 €	0,21 €	0,02 €	0,02 €	0,07 €
2	0,02 €	0,07 €	0,23 €	0,02 €	0,02 €	0,11 €
3	0,02 €	0,06 €	0,21 €	0,02 €	0,01 €	0,09 €
4	0,02 €	0,05 €	0,17 €	0,01 €	0,01 €	0,04 €
5	0,02 €	0,06 €	0,19 €	0,01 €	0,02 €	0,26 €
6	0,02 €	0,06 €	0,19 €	0,02 €	0,02 €	0,40 €

¹³ A carteira é constituída pelos 6 ativos, tendo todos igual peso ($\omega_i = \frac{1}{6}$).

7	0,03 €	0,08 €	0,28 €	0,01 €	0,01 €	0,38 €
8	0,02 €	0,08 €	0,25 €	0,02 €	0,02 €	0,38 €
9	0,02 €	0,06 €	0,22 €	0,02 €	0,02 €	0,51 €
10	0,01 €	0,06 €	0,19 €	0,01 €	0,02 €	0,13 €
11	0,02 €	0,06 €	0,20 €	0,02 €	0,02 €	0,41 €
12	0,02 €	0,07 €	0,22 €	0,02 €	0,02 €	0,30 €
13	0,02 €	0,06 €	0,20 €	0,02 €	0,01 €	0,34 €
14	0,03 €	0,08 €	0,25 €	0,02 €	0,02 €	0,31 €
15	0,03 €	0,08 €	0,26 €	0,02 €	0,02 €	0,20 €
16	0,02 €	0,06 €	0,23 €	0,02 €	0,02 €	0,25 €
17	0,02 €	0,07 €	0,30 €	0,01 €	0,02 €	0,33 €
18	0,02 €	0,06 €	0,24 €	0,02 €	0,02 €	0,45 €
19	0,01 €	0,06 €	0,20 €	0,02 €	0,02 €	0,30 €
20	0,01 €	0,05 €	0,18 €	0,02 €	0,02 €	0,33 €
21	0,02 €	0,07 €	0,23 €	0,02 €	0,02 €	0,27 €
22	0,02 €	0,07 €	0,23 €	0,02 €	0,02 €	0,15 €
23	0,02 €	0,06 €	0,21 €	0,01 €	0,02 €	0,28 €
24	0,02 €	0,06 €	0,21 €	0,02 €	0,02 €	0,18 €
25	0,02 €	0,06 €	0,20 €	0,02 €	0,02 €	0,13 €
26	0,02 €	0,06 €	0,20 €	0,01 €	0,01 €	0,12 €
27	0,01 €	0,06 €	0,22 €	0,01 €	0,02 €	0,18 €
28	0,02 €	0,07 €	0,24 €	0,01 €	0,02 €	0,18 €

5.7.2.2 - Value at Risk semanal e mensal

Tabela 5.21 - Value at Risk de cada ativo ao longo de cada semana e no conjunto das semanas.

	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana	Mês
Ativo A	0,34 €	0,34 €	0,35 €	0,32 €	2,70 €
Ativo B	1,16 €	1,26 €	1,18 €	1,15 €	9,43 €
Ativo C	3,71 €	3,80 €	3,93 €	3,76 €	30,38 €
Ativo D	0,32 €	0,28 €	0,29 €	0,26 €	2,18 €
Ativo E	0,30 €	0,33 €	0,33 €	0,31 €	2,53 €
Ativo F	3,33 €	6,14 €	5,49 €	3,13 €	36,53 €

5.7.2.3 - Value at Risk da carteira

Tabela 5.22 - Value at Risk da carteira nos diferentes horizontes temporais.

	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana	Mês
VaR da carteira	1,50 €	2,31 €	2,14 €	2,69 €	14,66 €

5.7.2.4 - Value at Risk da carteira - Fronteira Eficiente

Tendo em conta a superfície de combinações dos 6 ativos, gerou-se 100 portfólios, que vai do ponto portfólio MVP e ao ponto P₆, aferiu-se o valor de mercados dos distintos portfólios, e o lucro expectável que o agregador obtenha, como é visível na Figura 5.50. (Ver Apêndice VI - Valor de mercado, Lucro do agregador e VaR dos 100 Portfólios).

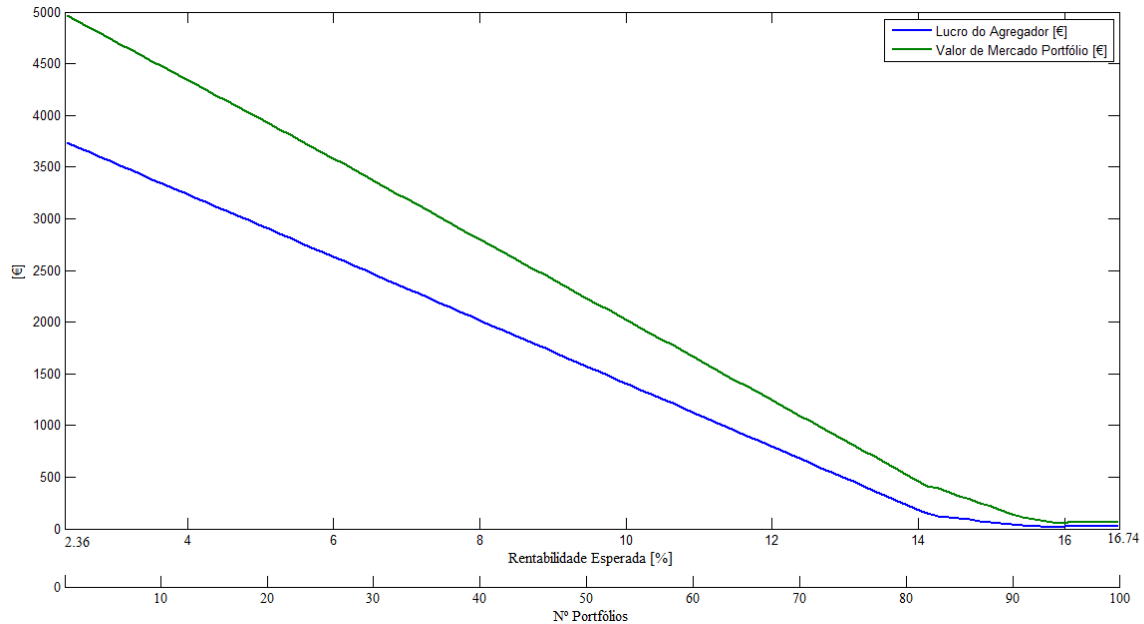


Figura 5.50 - Valor de mercado e lucro nos diferentes portfólios consoante a sua composição de ativos.

Com base no valor de mercado, e no risco de cada portfólio, elaborou-se o cálculo do VaR dos 100 portfólios. (Ver Apêndice VI - Valor de mercado, Lucro do agregador e VaR dos 100 Portfólios).

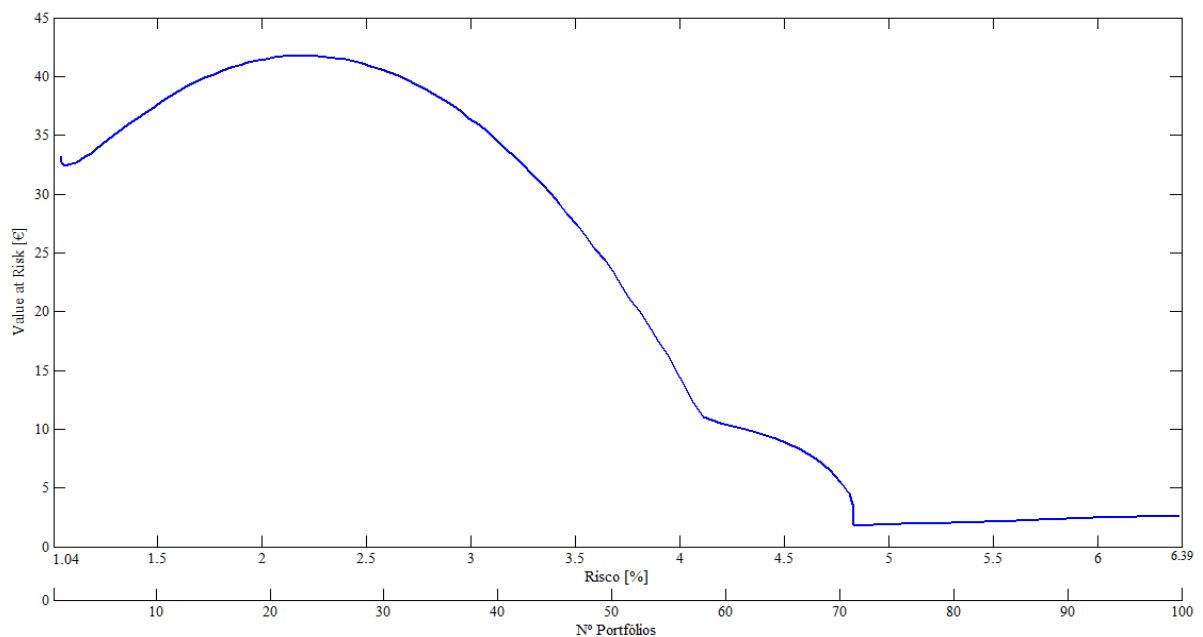


Figura 5.51 - Value at Risk mensal de 100 portfólios.

Capítulo 6

Conclusões

O presente capítulo faz uma sumula dos principais resultados obtidos, e as inferências associadas.

Enuncia-se também sugestões de possível desenvolvimento futuro do tema.

6.1 - Principais conclusões

O setor elétrico português sofreu ao longo dos anos reformas, que permitiu progredir de um panorama de monopólio, para a livre concorrência ao nível da produção e da comercialização.

Esta dissertação focou-se na possibilidade de criação de um novo agente comercial, agente facilitador de mercado/agregador, fruto da abertura da comercialização da energia elétrica, a qualquer comercializador ibérico.

O agente agregador representa a função de comprar/vender energia no mercado de eletricidade, para satisfazer as necessidades energéticas (consumo), ou concretizar oportunidades de negócio de venda da energia. O agente agregador relaciona-se comercialmente com os mais variados tipos de clientes: consumidores (residencial, comercial, industrial), produtores (produção distribuída de origem renovável, cogeração, entre outros) e armazenadores de energia elétrica (veículos elétricos, e bancos de baterias).

O agente agregador irá interagir com os seus clientes e com os outros operadores da rede elétrica, como tal as comunicações necessitam de ser aperfeiçoadas, para transmissão da informação. A rede elétrica terá, pois, de se modernizar a fim de responder em tempo real, às “novas” solicitações comerciais e técnicas, bem como lidar com a segurança e qualidade do fornecimento da eletricidade.

A prerrogativa do agente agregador é: saber quais os ativos energéticos (que poderão ser: consumidores, produtores, *prosumers*) vantajosos de representar em ambiente de mercado elétrico, bem como, a composição da sua carteira.

Associado a cada ativo, existirá uma rentabilidade e um risco em função das condições de mercado circunstanciais.

Sintetizando, o agente agregador considerado selecionou 6 ativos, para realizar uma análise do par risco-rentabilidade de cada ativo energético, através do modelo média-variância, também conhecido como Teoria de Harry Markowitz, concebido para ser aplicado a ativos financeiros.

Foram apresentados os diagramas de consumo de 3 consumidores: 3,45 kVA; 13,8 kVA; 41,4 kVA, e o registo de produção de 3 produtores: produtor solar de 4,2 kW, produtor solar de 5 kW, e o produtor eólico de 330 kW. Definiram-se os pressupostos de estudo, onde se apresentou o preço de mercado (MIBEL), a tarifa cobra aos consumidores, a tarifa renumerada aos produtores e a tarifa de acesso à rede.

O histórico dos valores estudados de consumo, produção e preço de mercado da energia elétrica utilizado é real, remonta ao período de 1 a 28 de julho de 2012. Não tendo ocorrido previsão na obtenção desses valores, tornaram-se mais fidedignos os resultados obtidos, sem presença do erro associado à previsão.

Foram criados vários cenários de possíveis oscilações das condições de relação do agregador com o cliente, como sendo: o diagrama de consumo/produção, preço MIBEL, tarifa de

compra da energia produzida por parte do agregador. A intenção de criar esses cenários é perceber o comportamento dos clientes, face a circunstâncias passíveis de ocorrer na comercialização da energia elétrica.

No caso dos consumidores pode-se afirmar que demonstram ciclos semanais ao longo dos 28 dias de registo de consumo elétrico, com pequenas variações entre semanas.

No caso dos produtores solares exibem um comportamento periódico diário, típico de um ciclo solar da estação do verão, onde a produção diária se aproxima dos valores máximos da potência instalada.

No caso do produtor eólico verificou-se que uma não periodicidade, típica da inconstância do recurso renovável, encontrando-se a turbinar à velocidade nominal (13 m/s), durante várias horas ao longo do mês.

De notar, que o comportamento dos clientes em estudo encontra-se atenuado pelo efeito da média, pois são valores horários, pelo em que cada hora ocorrem muitas oscilações.

Obteve-se a rentabilidade de cada ativo, nos vários cenários, que possibilita o cálculo da rentabilidade esperada de cada ativo, para diferentes horizontes temporais (diário, semanal, e mensal).

De seguida, calculou-se a rentabilidade esperada de cada ativo, para diferentes horizontes temporais (diário, semanal, e mensal), tendo sido apresentados os respetivos gráficos e tabelas obtidos. O gráfico da rentabilidade esperada de cada ativo diariamente exhibe variações consoante as condições de mercado que se fizeram sentir nesse dia (preço de mercado, produção dos clientes do agregador, e consumo dos clientes do agregador). O gráfico da rentabilidade esperada semanal apresenta menor amplitude dos valores comparando com o registo diário, ao realizar a média de 7 valores diários atenua as variações entre semanas. No caso dos valores obtidos mensalmente regista-se diferentes rentabilidades no caso dos consumidores, consequência do perfil de consumo e da tarifa de venda de energia e acesso a rede. No caso dos produtores verifica-se diferença entre as rentabilidades esperadas entre produtores solares, apesar da proximidade do valor de potência instalada. O produtor solar de 4,2 kW é mais rentável em percentagem do que o produtor solar de 5 kW. No caso do produtor eólico a rentabilidade evidencia um valor baixo, pelo fato da adimensionalização da rentabilidade ser fruto do quociente entre o lucro obtido pelo agregador e o preço de mercado (valor que a energia produzida tem para o agregador), e apresentar grande custo pela renumeração que agregador atribui ao produtor eólico.

Posteriormente, calculou-se o risco esperado de cada ativo, para diferentes horizontes temporais (diário, semanal, e mensal), sendo apresentados os respetivos gráficos e tabelas obtidos. Comparando o risco mensal de cada consumidor, eles apresentam proximidade de valores, pois os diagramas de carga têm comportamentos diários semelhantes. Verifica-se que ao início do dia registam valores mínimos de consumo, que vão aumentando ao longo do dia, até chegar ao máximo diário e depois volta a diminuir gradualmente até ao final desse dia, sucedendo-se assim ao longo

dos 28 dias. Essa amplitude de valores entre o valor máximo diário e o valor mínimo registado desse dia, cria o risco para o agregador, pois não é linear o consumo, ainda que seja periódico o seu comportamento.

No caso do risco dos produtores solares, mensalmente, regista-se valores muito similares, contudo o produtor solar 5kW apresentar maior risco, pois a amplitude entre o valor máximo diário, e o valor nulo registado nas horas em que não existe sol, é superior ao produtor solar de 4,2 kW.

No caso do produtor eólico seria de esperar um risco superior ao obtido, face a variabilidade do vento no local onde se encontra instalada a turbina, contudo pelo fato dos valores horários registados apresentar predominância de produção eólica ao valor nominal, o que originou um risco de valor baixo.

Comparando os gráficos diários da rentabilidade esperada e o risco de cada ativo, verifica-se que em alguns dias quando rentabilidade aumenta, o risco acompanha esse comportamento. Contudo nem sempre se verifica tal fato, em virtude de vários fatores que dependem a rentabilidade e o risco, estando em maior influência o perfil do cliente e o preço de mercado.

Construído o domínio risco/rentabilidade, para o horizonte mensal, ilustrado pela Figura 5.46, demonstra-se graficamente os valores obtidos do par risco/rentabilidade esperada onde é visível o distanciamento do ativo F, para os de mais. Verifica-se ainda que o ativo com maior rentabilidade esperada é o ativo A.

A covariância mostra a dependência linear existente entre 2 ativos, enquanto, que a correlação exhibe o grau de dependência linear entre ambos. Foram obtidas as covariâncias e as correlações entre cada ativo, com base nas equações apresentadas no capítulo 4. Verifica-se que as covariâncias que são negativas, as correlações correspondentes também o são. Observa-se que existem ténues diferenças entre as covariâncias/correlações obtidas no horizonte diária comparando com os resultados semanais e mensal. Tal fato, deve-se a que não são influenciados pelo mercado da mesma forma. Constata-se que os valores das covariâncias próximo de zero ou negativa redundam em correlações entre ativos negativas, o que significa que entre esses dois ativos são independentes com um certo grau. Verifica-se que as correlações negativas existentes são entre ativo consumidor e outro produtor. A combinação de ativos com correlações negativas entre eles, origina uma carteira com menor risco.

A Tabela 6.1 sintetiza os principais valores que caracterizam os ativos.

Tabela 6.1 - Valores que caracterizam a performance de cada ativo no conjunto dos 28 dias (mensal).

Variável em estudo	A	B	C	D	E	F
Risco [%]	6,39	6,15	6,36	8,52	8,57	1,08
Rentabilidade [%]	16,74	13,89	14,55	14,27	13,78	1,58
Valor de Mercado [€]	65,58	237,60	740,84	39,72	45,68	5260,87
Lucro do agregador [€]	23,62	70,10	233,80	9,55	6,30	3969,97
Value at Risk [€]	2,70	9,43	30,38	2,18	2,53	36,53

Posteriormente, detendo todos os valores que caracterizam um ativo, elaborou-se alguns portfólios mensais. O agregador necessita saber se a composição da carteira que definiu, para alcançar determinado objetivo de rentabilidade (ou risco), é a mais eficaz, como tal criou-se um problema de otimização que permitiu criar a fronteira eficiente. Criaram-se 100 portfólios ao longo da fronteira eficiente, com diferentes composições, por forma a otimizar o par risco/rentabilidade esperada.

O traçado da fronteira eficiente permite ao agregador averiguar quais os melhores ativos para investir na sua representação, constituição assim uma carteira eficiente de ativos energéticos. A designação de carteira eficiente é atribuída as carteiras sobre a fronteira eficiente, que são fruto da composição dos ativos, que para aquele par risco/rentabilidade esperada, são a melhor combinação, pois outra combinação poderá até dar o mesmo risco, mas não assegura a mesma rentabilidade e vice-versa. Realizou-se o estudo mensal da constituição das carteiras.

Constata-se que à partida seria espetável que o MVP fosse uma carteira composta por 100% do ativo F, contudo, verifica-se que pelas correlações negativas existentes entre os ativos B, C, F, que constituem uma carteira com menor risco. No caso do portfólio com maior rentabilidade, chegou-se a composição do portfólio com 100% do ativo A, apesar de possuir correlações lineares negativas com ativos D, E e F, nenhum deles permite maximizar a rentabilidade do portfólio.

Importa referir que o ativo E não foi contemplado nas combinações eficientes dos portfólios, pois apresenta um mau par risco/rentabilidade esperada, sendo que o ativo E (produtor solar 5 kW) apresenta menor rentabilidade e maior risco comparando com o ativo D (produtor solar 4,2 kW).

As estratégias da composição do portfólio energético por parte do agente agregador poderão oscilar entre a maximização da rentabilidade ou a minimização do risco.

Tendo presente os dados da Tabela 6.1, verifica-se que o mais rentável percentualmente, não tem o maior valor de mercado, como tal torna-se subjetivo definir qual a melhor composição da carteira, dependerá sempre da estratégia comercial do agregador.

A superfície eficiente traçada exhibe a variação dos pesos dos ativos ao longo da fronteira eficiente.

Determinou-se o valor de mercado da carteira, o lucro do agregador e o *Value at Risk*, consoante a composição da carteira. O valor de mercado é o valor da energia consumida ou produzida a preço de mercado. O lucro do agregador resulta da diferença entre receitas e custos. O cálculo do VaR permitiu traduzir monetariamente a máxima perda de rentabilidade, dando assim a perceção do risco associado a cada ativo. Decidiu-se calcular o VaR para um grau de confiança de 99%, para conhecer com maior exatidão qual o valor de perda que o agregador incorre com cada ativo.

Com base nos valores do valor de mercado e no *Value at Risk*, de cada ativo, apresentados na Tabela 6.1, calculou-se a percentagem de perda através do quociente entre o VaR e o valor de mercado de cada ativo.

Tabela 6.2 - Valores percentuais de perda de valor de cada ativo no conjunto dos 28 dias (mensal).

Variável em estudo	A	B	C	D	E	F
VaR [%]	4,12%	3,97%	4,10%	5,49%	5,54%	0,69%

Importa fazer uma ressalva relativamente a todos valores obtidos, pois a base histórica dos valores obtidos, limita-se a decorrer de 28 dias do mês de julho, seria necessário ampliar o horizonte temporal, por forma a conhecer melhor os clientes. No caso dos consumidores, seria importante alargar o estudo a 1 ano de consumo, para conhecer os valores registados no inverno, pois tendencialmente os valores de consumo serão superiores pelo recurso a equipamentos de aquecimento. No caso dos produtores, importa conhecer um ano de produção de energia para determinar com exatidão a rentabilidade esperada, pois os valores de energia solar serão menores ao longo do ano face ao período estudado (verão). Bem como, do produtor eólico, importa recolher mais dados que permitam caracterizar o perfil anual de produção, a fim de conhecer assim rentabilidade esperada anual. Este estudo serve para o agregador aferir quais os ativos que vão de encontro as suas pretensões. Estabelecida a sua carteira de representação de ativos energéticos realizar o estudo diário/semanal dos seus clientes com base nas previsões que detêm do seu comportamento, e suportado de tecnologia atuar no controlo do diagrama, através de DSM.

6.2 - Desenvolvimentos futuros

No que diz respeito à realização de trabalho futuro, existe um leque de possibilidades de desenvolvimento do trabalho apresentado, que são:

- Base de clientes: seria essencial expandir o estudo para mais clientes energéticos, como sendo veículo elétrico, *data center*, central mini-hídrica/micro-hídrica, entre outros. Efetuando o problema de otimização para traçar a fronteira eficiente, e consoante a estratégia definida para novo conjunto de ativos em estudo, qual a carteira ótima.
- Aumentar o histórico dos clientes em estudo: alargar o estudo dos consumidores a um ano, e no caso dos produtores entre 2 a 3 anos, seria o ideal para aferir se o cliente é atrativo.
- Criação de programa: será necessário criar um programa que receba as previsões dos diagramas dos clientes, para dar resposta em tempo real as flutuações de comportamento dos diagramas face ao padronizado pelo agregador.
- Horizonte temporal de estudo: depois de constituída a carteira, iniciando-se as interações comerciais, o agregador terá a necessidade de conhecer o seu portfólio em tempo real. Para tal cingirá o período de tempo de análise dos ativos, a cerca de 10 minutos, com base em previsões (preço de mercado/consumo/produção), para atuar às várias oscilações que ocorram nos diagramas, através de programas de DSM, a fim de atenuar as perdas económicas e responder as solicitações do operador da rede.
- Benefício do agente agregador: importa estimar quantificar a poupança para a rede da atividade comercial do agregador, sendo o agregador retribuído monetariamente uma compensação pela flexibilização dos diagramas dos seus clientes.

Referências

O presente capítulo completa toda a bibliografia consultada para redação da presente dissertação.

Referências

- [1] Infopédia. Antecedentes da Revolução Industrial. Acedido em: [http://www.infopedia.pt/\\$antecedentes-da-revolucao-industrial](http://www.infopedia.pt/$antecedentes-da-revolucao-industrial).
- [2] H.L.S. Baptista. O FIAT LUX dos anos 1880. Acedido em: <http://horacio.no.sapo.pt/Primordios%20iluminacao.pdf>.
- [3] M.S.C.. A História da Electricidade. Acedido em: <http://energiaelectrica.no.sapo.pt/histelec.htm>.
- [4] Somague Engenharia S.A.. Sub Projeto de Electricidade/Energia - 1º Relatório de progresso. Acedido em: <http://www.aveirodomus.pt/resources/xFiles/scContentDeployer/docs/Doc222.pdf>.
- [5] J. P. S. Paiva, Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica, 2ª Edição. Lisboa, IST Press, dezembro de 2007.
- [6] IEEE Global History Network. A sketch of the Pearl Street Station. Acedido em: <http://www.ieeeahn.org/wiki/images/8/8f/Pearl1.jpg>.
- [7] M.S.C.. A Electricidade em Portugal. Acedido em: <http://energiaelectrica.no.sapo.pt/emportug.htm>.
- [8] M.F. Rollo (Ordem Engenheiros). Hulha branca: uma história de triunfos, impasses e de renovados desafios. Acedido em: <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/hulha-branca-uma-historia-de-triunfos-impasses-e-de-renovados-desafios/>.
- [9] Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal (ACEIP). O Setor Eléctrico. Acedido em: <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/PorquePortugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>.
- [10] Wikienergia. Companhias Reunidas Gás e Electricidade. Acedido em: <http://wikienergia.pt/~edp/index.php?title=CRGE>.
- [11] Wikienergia. Central da Avenida. Acedido em: <http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Central da Avenida>.
- [12] J.F. Alves. Uma História de Eletrificação Rural - A Cooperativa Eléctrica do Vale D'Este. Acedido em: <http://ler.letras.up.pt/uploads/ficheiros/1184.pdf>.
- [13] Wikienergia. Central Tejo: 1908-1921. Acedido em: <http://wikienergia.com/~edp/index.php?title=Central Tejo: 1908 - 1921>.
- [14] Wikienergia. Central Tejo: Baixa Pressão (1914-1938) - I Parte. Acedido em: [http://wikienergia.com/~edp/index.php?title=Central Tejo: Baixa Press%C3%A3o \(1914 - 1938\) - I Parte](http://wikienergia.com/~edp/index.php?title=Central Tejo: Baixa Press%C3%A3o (1914 - 1938) - I Parte).
- [15] J. Ribeiro (ERSE), “A regulação da electricidade”. Acedido em: http://www.fd.uc.pt/cedipre/pdfs/coloquios/conf_1/jose_ribeiro_slides.pdf.
- [16] J. Ribeiro (ERSE). A regulação da electricidade. Acedido em: http://www.fd.uc.pt/cedipre/pdfs/coloquios/conf_1/jose_ribeiro.pdf.
- [17] J. M. Pedreira, Indústria e atraso económico em Portugal (1800-25). Uma perspectiva estrutural. Ver. Análise social, vol. XXIII (97), 1987-3º, 503-596.
- [18] J.M.B. Brito e M.F. Rollo. Ferreira Dias e a constituição da Companhia Nacional de Electricidade. Acedido em: <http://analisessocial.ics.ul.pt/documentos/1223394207B2vIB7hv3Hv03QU8.pdf>.
- [19] M.V. Guedes. Tração eléctrica. Acedido em: http://páginas.fe.up.pt/tre/TrE_folhas02/TrE_folha-7.pdf.
- [20] M.V. Guedes. Introdução à Tração Eléctrica - Elementos de História da Tração Eléctrica. Acedido em: <http://páginas.fe.up.pt/tre/Textos/TrE-1.pdf>.
- [21] A Verdade Ferroviária. A degradação da Linha de Cascais. Acedido em: <http://averdadeferroviaria.blogspot.pt/2009/09/4.html/>.
- [22] M.L.B. Sampaio, “A Central do Freixo: Um projeto termoeléctrico para a região do Porto”, Faculdade de Letras Universidade do Porto, 2008. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/10717/2/tesemestcentraldofreixo000067953.pdf>.
- [23] P.S.C.M. Amorim, “A Rede de Transporte e a sua História Evolutivo”, FEUP, março de 2003. Acedido em: <http://páginas.fe.up.pt/~ee98096/trabalho.pdf>.
- [24] R.E. N. Costa, “Análise e Estimativa dos custos da electricidade em Portugal”, FEUP, julho de 2012. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/65619/1/000154242.pdf>.
- [25] Infopédia. Plano Marshall. Acedido em: [http://www.infopedia.pt/\\$plano%20-%20marshall](http://www.infopedia.pt/$plano%20-%20marshall).
- [26] M. F. Rollo. Memória da introdução da indústria siderúrgica em Portugal. Artigo publicado na Publicado na Revista Ingenium N.º 100-julho/agosto de 2007. Acedido em: <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/pais-sem-siderurgia-nao-e-um-pais-e-uma-horta/>.

- [27] N. C. Leitão. Breve caracterização da Economia portuguesa nos anos 1950. 60 e 70. Acedido em: <http://docentes.esgs.pt/nunoLeitao/Downloads/A%20Economia%20portuguesa%20dos%20anos%20cinquenta%20e%20sessenta.doc>.
- [28] Centro de informação da REN. Informação Sobre a Rede Nacional de Transporte-Centrais Termoeléctricas. Acedido em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Páginas/CentraisTermoelectricas.aspx>.
- [29] A. Oliveira, (EDP). Central Termoeléctrica Carregado. Acedido em: http://www.edp.pt/_layouts/AppPages/DownloadImage.aspx?fileUrl=http%3a%2f%2fwww.edp.pt%2fpt%2fmedia%2fbancodeimagens%2flists%2fEDPSubCategoriesImages%2fAttachments%2f166%2fCarregado_foto_A.Oliveira.jpg.
- [30] Centro de informação da REN. Informação Sobre a Rede Nacional de Transporte - Centrais Hidroeléctricas. Acedido em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Páginas/CentraisHidroelectricas.aspx>.
- [31] Infopédia. Crise do petróleo (anos 70 do séc. XX). Acedido em: [http://www.infopedia.pt/\\$crise-do-petroleo-\(anos-70-do-sec.-xx\)](http://www.infopedia.pt/$crise-do-petroleo-(anos-70-do-sec.-xx)).
- [32] Tovar, Luísa. Enquadramento e Antecedentes da Privatização da água em Portugal. Acedido em: <http://aguapublica.no.sapo.pt/trab/cronol.htm>.
- [33] ERSE. Anúncio de proposta de Regulamentação. Acedido em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Documents/CP_01/01_1/An%C3%BAnciodaPropostadeRegulament%C3%A7o.pdf.
- [34] Instituto de Apoio às Pequenas e Médias Empresas e à Inovação (IAPMEI, I.P.).Legislação Nacional-Ambiente, Energia e Consumidores. Acedido em: <http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-02.php?action=ambito<ema=3&ambito=1>.
- [35] Assembleia da República. Lei n.º 84/88 de 20 de julho. Acedido em: http://www.igf.min-financas.pt/inlegal/bd_igf/bd_legis_geral/Leg_geral_docs/LEI_084_88.htm.
- [36] H. Moreira (ERSE), “A Experiência Europeia e Ibérica de Integração de Mercados de Energia Eléctrica”. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/Eventos/2011/Documents/Workshop%20ERSEGESEL%2004032011/Herminio%20Moreira.pdf>.
- [37] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 90/547/CEE do Conselho, de 29 de outubro de 1990, relativa ao trânsito de electricidade nas grandes redes. Acedido em: http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=390L0547&model=guichett.
- [38] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 93/38/CEE do Conselho, de 14 de junho de 1993, relativa à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações. Acedido em: http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=393L0038&model=guichett.
- [39] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 2004/17/CE DO Parlamento Europeu e do Conselho de 31 de março de 2004 relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais. Acedido em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:134:0001:0113:PT:PDF>.
- [40] Jornal Oficial da União Europeia. Regulamento (CE) N.º1874/2004 da Comissão de 28 de outubro de 2004 relativamente aos limiares de valor aplicáveis nos processos de adjudicação dos contratos públicos. Acedido em: <http://intranet.uminho.pt/Arquivo/Legislacao/CCP/LegislacaoEU/regulamento1874-2004.pdf>.
- [41] J. Afonso (ERSE), “A importância da separação de actividades reguladas na construção do mercado”. Acedido em: http://www.ariae.org/download/private/VIII_Reunion_riojaneiro/25maio/10h/Jos%E9%20Afonso%20Portugal%2025%20maio%2010h.ppt.
- [42] B.T.S. R. Tomé, “Previsão de Preços de Energia Eléctrica em Mercados de Electricidade-Horizonte de 24 Horas”, FEUP, 2009. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58018/1/000135918.pdf>.
- [43] A.M. Martins, “Mercado Ibérico de Electricidade-Simulação de um Modelo em Concorrência Perfeita, Faculdade de Economia da Universidade do Porto, dezembro de 2009. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/53867/2/MAD%20%20ANDR%20MARTINS.pdf>.
- [44] ERSE. Anúncio de proposta de Regulamentação. Acedido em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Documents/CP_01/01_1/An%C3%BAnciodaPropostadeRegulament%C3%A7o.pdf.
- [45] Infopédia. Adesão de Portugal à CEE. Acedido em: [http://www.infopedia.pt/\\$adesao-de-Portugal-a-cee](http://www.infopedia.pt/$adesao-de-Portugal-a-cee).

- [46] Voltimum. Regulamentação Sistema Energético Nacional. Acedido em: <http://www.voltimum.pt/cm.jsp?action=view&cat=15&subcat=19&universe=rebt.index.sen>.
- [47] Diário da República. Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de abril. Acedido em: http://www.erse.pt/pt/aerse/Documents/DL%2097_2002%20estatutos%20da%20ERSE.pdf.
- [48] Diário da República. Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de maio. Acedido em: <http://www.dre.pt/pdf1s%5C1999%5C05%5C115A00%5C26192628.pdf>.
- [49] Portal das Energias Renováveis. Legislação-Co-geração. Acedido em: http://www.energiasrenovaveis.com/BibliotecaListagem.asp?ID_BBconteudos=39&ID_area=21&ID_BBarea=4.
- [50] Jornal de Notícias (JN). Parública confirma venda dos 21,35% da EDP aos chineses da Three Gorges. Acedido em: http://www.jn.pt/PaginaInicial/Economia/Interior.aspx?content_id=2201916.
- [51] EDP. Relatório e contas 2012-3º trimestre. Acedido em: http://www.edp.pt/pt/investidores/publicacoes/relatorioecontas/2012/Relatrio%20e%20Contas%202012/RC%20sete%20mbro%202012%20EDP_PT.pdf.
- [52] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. Acedido em: http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=396L0092&model=guichett.
- [53] ERSE. Legislação-Electricidade. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Páginas/legislacao.aspx>.
- [54] A.P. Costa, e S. Lage. MIBEL-Mercado a prazo: caracterização e implicações fiscais. Acedido em: <http://www.cmvm.pt/CMVM/Publicacoes/Cadernos/Documents/32d1f9ca47f04607b34f99ad40784051Artigo.pdf>.
- [55] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de fevereiro de 2004 relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia. Acedido em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0050:PT:PDF>.
- [56] V. Santos (ERSE), “A Regulação do Setor Energético”. Acedido em: http://sipb.dps.uminho.pt/comunicacoes_SIPB/Vitor_Santos.pdf.
- [57] J.A.M. Sousa, “Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL”, Faculdade de Economia-Universidade Nova de Lisboa. Acedido em: http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/Tese_MIBEL_JSousa_2005.pdf.
- [58] D. Bussola, “Os primórdios da regulação em Portugal. A questão das tarifas de gás e electricidade em Lisboa no salazarismo”, CIES-Centro de Investigação e Estudos de Sociologia - ISCTE - IUL. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Pr%C3%A9mio%20ERSE/Os%20prim%C3%B3rdios%20da%20regula%C3%A7%C3%A3o%20em%20Portugal%20-%20Diego%20Bussola.pdf>.
- [59] J.J. Ferreira. A Cogeração e a Liberalização do Setor Eléctrico. Acedido em: http://www.jesusferreira.com.pt/joaofesusferreira/artigos/59_IFE_Cogera%C3%A7%C3%A3o.pdf.
- [60] EDP distribuição. A Liberalização. Acedido em: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/mudancaComercializador/mercadoElectrico/Pages/aLiberalizacao.aspx>.
- [61] REN. REN publica mapas das redes de electricidade e gás natural. Acedido em: http://www.ren.pt/media/comunicados/detalhe/ren_publica_mapas_das_redes_de_electricidade_e_gas_natural/.
- [62] J. P. T. Saraiva et al., Mercados de electricidade regulação e tarifação de uso das redes”. Porto, FEUP Edições, 2002.
- [63] R.M.G. Castro. Energias Renováveis e Produção Descentralizada-Breve Caraterização do Sistema Eléctrico Nacional”, IST, fevereiro de 2009. Acedido em: https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/288542/1/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf.
- [64] REN. Sistema de Informação de Mercados de Energia Eléctrica-Legislação. Acedido em: <http://www.mercado.ren.pt/DocReg/Páginas/Legislacao.aspx>.
- [65] Diário da República. Resolução da Assembleia da República n.º 33 - A/2004. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesevolvimento/Documents/RAR33A.pdf>.
- [66] Ministério das actividades Económicas e do Trabalho. Decreto-Lei n.º 240/2004 de 27 de dezembro de 2004. Acedido em: <http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-03.php?lei=3203>.
- [67] ERSE. Despacho n.º 15709-A/2006 de 24 de julho de 2006. Acedido em: <http://dre.pt/pdfgratis2s/2006/07/2S141A0000S01.pdf>.
- [68] Diário da República. Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de agosto. Acedido em: http://www.iapmei.pt/resources/download/dl_172_2006.pdf.
- [69] Diário da República. Decreto-Lei n.º 139/2007 de 27 de abril. Acedido em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2007/04/08200/26842686.PDF>.

- [70] Diário da República. Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de outubro. Acedido em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2010/10/20700/0483304834.pdf>.
- [71] REN. Relatório e contas do Grupo REN 2010-Legislação e glossário. Acedido em: <http://www.ren.pt/RelatorioContas2010/pt/Legislacaoeglossario/Eletricidade.html>.
- [72] Diário da República. Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de novembro. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.PDF>.
- [73] Diário da República. Decreto-Lei n.º 165/2008 de 21 de agosto. Acedido em: <http://www.dre.pt/pdf1s/2008/08/16100/0585205854.pdf>.
- [74] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. Acedido em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:PT:PDF>.
- [75] ERSE. Estrutura Tarifária do Setor Eléctrico EM 2013. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202013%20\(FINAL\).pdf](http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202013%20(FINAL).pdf).
- [76] Centro de informação da REN. Mapa da Rede Nacional de Transporte. Acedido em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/MapaRNT.aspx>.
- [77] J. M. F. Jesus e J.P.S. Paiva. MIBEL-Comentários ao documento de discussão CNE - ERSE de dezembro de 2001. Acedido em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Documents/CP_03/03_2/IST.pdf.
- [78] ERSE. Caracterização do Setor Eléctrico - Portugal Continental 2001. Acedido em: <http://paginas.fe.up.pt/~mam/Setor2001x.pdf>.
- [79] Diário da República. Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de março. Acedido em: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtor/produtorConsumidorBT/EDP%20Documents/DL68 - 2002.pdf>.
- [80] L.B. Cruz. A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia-polo português). Acedido em: <https://infoeuropa.euroid.pt/files/database/000040001 - 000041000/000040873.pdf>.
- [81] ERSE, “A liberalização do mercado energético e o interesse dos consumidores”. Acedido em: http://lusambe.dcea.fct.unl.pt/presentations/workshop_4/erse.ppsx.
- [82] J. Santana. A Concorrência no Setor Eléctrico. Acedido em: <http://in3.dem.ist.utl.pt/master/04energy/pres3b.pdf>.
- [83] N. Nigro. PLUG - IN ELECTRIC VEHICLES MARKET: STATE OF PLAY. Acedido em: <http://www.c2es.org/docUploads/PEV - State - of - Play.pdf>.
- [84] Comissão Nacional portuguesa das Grandes Barragens (CNPGB). Barragem de Castelo de Bode. Acedido em: http://cnpgb.inag.pt/gr_barragens/gbPortugal/CastelodoBode.htm.
- [85] GALP Energia. O negócio da electricidade em Portugal. Acedido em: <http://www.galpenenergia.com/PT/agalpenenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-eletricidade-em-Portugal.aspx>.
- [86] Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), “Avaliação dos Custos e Benefícios da Electricidade de origem Renovável”. Acedido em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/sumario_executivo_pt.pdf.
- [87] EDP, “EDP julho 2012”. Acedido em: <http://downloads.sol.pt/pdf/edp.pdf>.
- [88] J. Esteves (ERSE), “Interligações e Mercado de Serviços de Sistema- A realidade do MIBEL no contexto Europeu”. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/Eventos/2011/Documents/Workshop%20ERSEGESEL%2004032011/Jorge%20Esteves.pdf>.
- [89] E. Teixeira (ERSE) “Energias renováveis e o Mercado Ibérico”. Acedido em: http://www.relop.org/eventos/Documents/V_Conferencia/Eduardo%20Teixeira_ERSE_01062012.pdf.
- [90] ERSE. Liberalização do Setor. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/liberalizacaoedosector/Paginas/default.aspx>.
- [91] Diário da República. Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/aerse/Documents/DL%20212_2012.pdf.
- [92] OMIP. MIBEL. Acedido em: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt - PT/Default.aspx>.
- [93] ERSE. MIBEL - Construção e Desenvolvimento. Acedido em: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesevolvimento/Paginas/default.aspx>.
- [94] Conselho de Reguladores do MIBEL. Relatório de actividades do Conselho de Reguladores. Acedido em: [http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Informe%20atividades%202011_Presid%20CNMV_CNE%20\(PT\).pdf](http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Informe%20atividades%202011_Presid%20CNMV_CNE%20(PT).pdf).

- [95] Conselho de Reguladores do MIBEL. O estudo analisa a evolução do Mercado Ibérico de Electricidade desde a sua criação. Acedido em:
http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/ESTUDO%20MIBEL_NOTA%20IMPRESA_PO_RTUGU%C3%8AS_1%20_2_.pdf.
- [96] ERSE, “Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais-Electricidade e Gás Natural”. Acedido em:
<http://www.cip.org.pt/irj/servlet/prt/portal/prtroot/com.sap.km.cm.docs/cip/documentos/centrodocumentacao/Extin%C3%A7%C3%A3o%20das%20tarifas%20reguladas%20de%20eletricidade%20e%20de%20g%C3%A1s%20natural/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20-%20extin%C3%A7%C3%A3o%20das%20tarifas%20reguladas.pdf>.
- [97] Conselho de Reguladores do MIBEL. Descrição do funcionamento do MIBEL. Acedido em:
http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo_MIBEL_PT.PDF.
- [98] Diário da República. Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de outubro. Acedido em:
<https://dre.pt/pdf1sdip/2012/10/19401/0000200045.pdf>.
- [99] Diário da República. Decreto-Lei n.º 215-B/2012 de 8 de outubro. Acedido em:
<http://www.dre.pt/pdf1s/2012/10/19401/0004500133.pdf>.
- [100] ERSE. Informação sobre o Mercado Liberalizado. Acedido em:
<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosetor/InfoMercadoLiberalizado/Páginas/default.aspx>.
- [101] F. M. T. Azevedo, “Gestão do Risco em Mercados Competitivos de Electricidade: Previsão de Preços e Otimização do Portfólio de Contratos”, UTAD, julho de 2007. Acedido em:
<http://gecad.isep.ipp.pt:8585/ies/file?id=24>.
- [102] I. C. C.S.P. G. Pereira, Sistema Multi - Agente para Apoio à Negociação em Mercados de Electricidade”, UTAD, novembro de 2004. Acedido em: http://repositorio.utad.pt/bitstream/10348/26/1/phd_iccspgpereira.pdf.
- [103] H.G.V. Morais, “Gestão de Recursos Energéticos nas SmartGrids”, ISEP, outubro de 2010. Acedido em:
<http://gecad.isep.ipp.pt:8585/ies/file?id=13>.
- [104] N.M. D. Lima, “Comparação de Estratégias de Carregamento de Veículos Eléctricos”, FEUP, outubro de 2012. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/65290/2/950280.pdf>.
- [105] H. G.V. Morais, “Modelação de Agentes Virtuais nos Mercados Eléctricos”, UTAD, março de 2012. Acedido em: <http://gecad.isep.ipp.pt:8585/ies/file?id=545>.
- [106] ENVIROSYNTHESIS. Ventyx: Virtual Power Plants. Acedido em:
<http://envirosynthesis.blogspot.pt/2010/05/ventyx-virtual-power-plants.html>.
- [107] T.A. B. Sousa, “Energy Resource Management in Smart Grids Considering an Intensive use of Electric Vehicles”, ISEP, novembro de 2011. Acedido em: <http://gecad.isep.ipp.pt:8585/ies/file?id=17>.
- [108] EURELECTRIC, “10 Steps to Smart Grids”. Acedido em: <http://congreso-smartgrids.es/wp-content/uploads/2012/03/Eurelectric-10-steps-to-Smart-Grids.pdf>.
- [109] H. Hassenmüller (Siemens). Tomorrow’s Power Grids | Virtual Power Plants Acedido em:
http://www.siemens.com/innovation/apps/pof_microsite/pof-fall-2009/html/en/power-in-numbers.html.
- [110] P. N.S. Faria, “Demand Response in future power systems management - A conceptual framework and simulation tool”, ISEP, outubro de 2011. Acedido em: <http://gecad.isep.ipp.pt:8585/ies/file?id=16>.
- [111] European Commission. Introduction to Distributed Generation. Acedido em:
http://ec.europa.eu/research/energy/print.cfm?file=/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_dg/article_1158_en.htm.
- [112] A. Vidigal (EDP), “Searching Unprecedented Cooperations on Climate and Energy to ensure Sustainability”. Acedido em: http://www.knowledgetriangle.eu/data/file/36_EN_antonio_vidigal-edp.pdf.
- [113] J. Corera; *et al.*, “Virtual Power Plant Concept in Electrical Networks”. Acedido em:
http://www.eee.nott.ac.uk/uniflex/Documents/CIRED/UNIFLEX_Seminar_FENIX_070525.pdf.
- [114] Renewable Communities. The Brave New World of Microgrids. Acedido em:
http://www.renewablecommunities.org/2011_11_01_archive.html.
- [115] R.N.L. Gonçalves, “Estudo do impacto da introdução dos veículos eléctricos nos preços de mercado e nos diagramas de carga”, FEUP, julho 2012. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/65601/1/000154171.pdf>.
- [116] J. A. P. Lopes, “Smart grids and mobility”. Acedido em:
http://catedrasempresa.esi.us.es/endesared/documentos/Seminario%20Joao%20Pecas/SG&Mob_JPL.pdf.
- [117] Siemens, “Conferência Mobilidade Eléctrica 2011”. Acedido em:
https://www.eiseverywhere.com/file_uploads/2c3cb4de92b950fa28389daaaf2e0d33_siemensapresentacao.pdf.
- [118] Siemens, “A Empresa 2013”. Acedido em:
https://extranet.siemens.pt/cmc/relatorio_e_contas/portugues/a_empresa2013.pdf.

- [119] R.M. P. Gonçalves, *et al.*. Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável. Acedido em: <http://páginas.fe.up.pt/~ee04012/redes%20inteligentes.PDF>.
- [120] M. M.Á. D. S. Silva, “Gestão de uma Carteira de Ativos de Produção de Energia Eléctrica”, IST, julho de 2008. Acedido em: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/184019/1/Dissertacao.pdf>.
- [121] M. J.L.V. R. Silva, “Smart Grids em Portugal”, IST, julho de 2011. Acedido em: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/1021422/1/Dissertacao%20Miguel%20Silva%20n.52224%20-%20SmartGrids%20Portugal%20v3.0.pdf>.
- [122] A.R. G. Soares, “Gestão integrada de Recursos Energéticos - Contextualização e Análise”, Universidade de Coimbra, 2011. Acedido em: https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/20188/1/Ana_Soares_2010166266_2011_DM.pdf.
- [123] D. M. H.C. S. Salta, “Desagregação de consumos de electricidade residenciais com recurso a apenas um sensor”, IST, outubro de 2011. Acedido em: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/1050056/1/Dissertacao%20-%20Diogo%20Salta.pdf>.
- [124] P. H. A. Soares, “Análise de soluções tecnológicas para comunicações Power Line Carrier (PLC)”, FEUP, julho de 2010. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/61320/1/000148858.pdf>.
- [125] J. A.E.S. Paula, “As TIC na promoção da eficiência energética Industrial”, Universidade de Aveiro, 2010. Acedido em: <http://ria.ua.pt/bitstream/10773/3927/1/4644.pdf>.
- [126] J. M. S. Oliveira, “Medidas de Gestão Eficiente de Consumos Baseadas em Estratégias de Comercialização da Potência Contratada”, FEUP, julho de 2008. Acedido em: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58171/1/000136073.pdf>.
- [127] J.J. Ferreira. Demand - Side Management. Acedido em: http://www.jesusferreira.com.pt/joaquesusferreira/artigos/42_DEMAND-SIDEMANAGEMENTEN.pdf.
- [128] European Commission. European SmartGrids Technology Platform-Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future, European Communities, 2006. Acedido em: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf.
- [129] IEEE. Smart Grid Initiative. Acedido em: https://www.ieee.org/societies_communities/technical_activities/smart_grid.html.
- [130] ENTSOE. The European Electricity Grid Initiative (EEGI) - Roadmap 2010 - 18 and Detailed Implementation Plan 2010 - 12. Acedido em: http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/doc/grid_implementation_plan_final.pdf.
- [131] Comissão Europeia. Análise das opções para ir além do objetivo de 20 % de redução das emissões de gases com efeito de estufa e avaliação do risco de fuga de carbono. Acedido em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0265:FIN:PT:PDF>.
- [132] A ciência não é neutra. SmartGrids: fantasia e realidade. Parte III: a visão chinesa e os standards. Acedido em: <http://a-ciencia-nao-e-neutra.blogspot.pt/2010/11/smartgrids-fantasia-e-realidade-parte-17.html>.
- [133] Smart grid news. Padrões e Interoperabilidade em uma Smart Grid. Acedido em: <http://smartgridnews.com.br/blog/2011/04/15/padroes-e-interoperabilidade-em-uma-smart-grid/>.
- [134] L.M.B. Gouveia. Comunicação de dados - normas. Acedido em: http://www2.ufp.pt/~lmbg/textos/norma_osi.html.
- [135] F. Gomes (EFACEC) e N. Silva (EFACEC), “Smart Grids Sinergias entre redes eléctricas e de comunicação” Acedido em: http://cms.comsoc.org/eprise/main/SiteGen/Uploads/Public/Docs_Chapter_Portugal/Events/Slides_Talk_13_3.pdf?reviewstate=1&.
- [136] EDP distribuição, “Evolução QS da rede de distribuição MT em Portugal continental e próximos desafios”. Acedido em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/editor2/regioes/regiaocentro/ressoestecnicas/conferencia_ordemengenheiros_14maio2012_v3.pdf.
- [137] M. Liikanen, (ERGEG), “Smart metering systems”. Acedido em: <http://www2.cedec.com/documents/84/CEDEC%20Congress%202010%20-%20Ms%20Marielle%20Liikanen-ERGEG%20-%20Smart%20metering%20systems-%2029-04-2010.pdf>.
- [138] A. Carvallo e J. Cooper; The Advanced Smart Grid: Edge Power Driving Sustainability, Boston, Artech House, junho de 2011.
- [139] H. Morais, *et al.*. Virtual power producers market strategies. Acedido em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4579099>.

- [140] Revista Siemens Diálogo-Edição 64. Acedido em: https://www.swe.siemens.com/Portugal/web_nwa/pt/PortalInternet/SalaImprensa/dialogo/Pages/Dialogo - 64.aspx.
- [141] Spirae. Bluefin Platform. Acedido em: <http://www.spirae.com/products/bluefin - platform>.
- [142] V. B.A. Silva, “O Impacto da Ligação de Fontes de Energia Renovável nas Redes de BT”, FEUP, fevereiro de 2012. Acedido em: <http://repositorio - aberto.up.pt/bitstream/10216/63365/1/000151147.pdf>.
- [143] EFACEC, “Portefólio de Soluções Smart Grids”. Acedido em: http://www.efacec.pt/PresentationLayer/ResourcesUser/Cat%C3%A1logos%202013/Automa%C3%A7%C3%A3o/CS41P1301A1_Solucoes_SmartGrid_PT.pdf.
- [144] J.P. B. Delgado, “Avaliação da Eficácia e do Valor Social de Estratégias de DSM com novas Opções Tarifárias”, FEUP, julho de 2008. Acedido em: <http://repositorio - aberto.up.pt/bitstream/10216/58056/2/Texto%20integral.pdf>.
- [145] A. M. Carreiro, “Energy Smart House Architecture for a Smart Grid Energy Box System Solution Proposal”, Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade de Coimbra, 2011. Acedido em: https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/20255/1/Andreia_Carreiro_2004107094_2011_BM.pdf.
- [146] Z. Vale, Palestra “Smartgrids: Do paradigma à realidade” inserida no Seminário do CIEEE: “Redes do Futuro: Da Rede Pan - Europeia às Smartgrids”, realizado no dia 19/05/2011, no IST. Acedido em: <http://www.cieee.org/images/stories/Seminario5.zip>.
- [147] P.N.V. Oliveira, “Tarifas de electricidade em contexto de smart metering : determinação de períodos tarifários”, ISEG, 2013. Acedido em: <https://www.repository.utl.pt/handle/10400.5/5388>.
- [148] J. B. Simões, “A importância da informação no contexto da microgeração”. Acedido em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/editor2/regioes/regiao centro/sextoestecnicas/102008_04_15_rcentro_telecomunicacoes_coimbra.pdf.
- [149] ERSE. Contadores Inteligentes. Acedido em: <http://www.erse.pt/consumidor/europa/contadores/Páginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>.
- [150] Revista O Setor Elétrico. Smart grids e veículos eléctricos - experiências em Portugal. Acedido em: http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed75_fasc_smartgrid_cap11.pdf.
- [151] N.M.M. Reis, “Desenvolvimento de algoritmos de controlo de carregamento de Veículos Eléctricos controlados por Energy Box no local de consumo”, Universidade de Coimbra, setembro de 2011. Acedido em: https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/20484/1/disserta%C3%A7%C3%A3o_Nuno_Reis_2001107678.pdf.
- [152] D. Livengood e R. Larson. The Energy Box: Locally Automated Optimal Control of Residential Electricity Usage. Acedido em: <http://servsci.journal.informs.org/content/1/1/1.full.pdf+html>.
- [153] F.A.C.M. Santos e F.M.S.M. Santos. Geração distribuída versus centralizada. Acedido em: http://repositorio.ipv.pt/bitstream/10400.19/350/1/Geracao_distribuida_versus_centralizada.pdf.
- [154] T. L. A. Soares, - “Sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em energia renovável”; FEUP; fevereiro de 2009. Disponível em: <http://repositorio - aberto.up.pt/bitstream/10216/59680/1/000137388.pdf>.
- [155] KEMA. Study on the impact of distributed generation on the National Electricity System. Acedido em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/distribuicao/Documents/Report_DistributedGeneration.pdf.
- [156] M. Â. S. Fernandes, “Desenvolvimento de equipamento para ajuda ao consumo da energia eléctrica em ambiente residencial”, FEUP; fevereiro de 2013. Acedido em: http://páginas.fe.up.pt/~ee06192/images/ata/Dissertao_versao_provisoria_ee06192.pdf.
- [157] Agência para a Energia (ADENE). Medidas de Eficiência Energética aplicáveis à Indústria portuguesa: Um enquadramento tecnológico sucinto. Acedido em: <http://efinerg.aePortugal.pt/Areas/Projeto/Documents/Publica%C3%A7%C3%A3oMedidasEfici%C3%AanciaEnerg%C3%A9ticaInd%C3%BAstria - SGCIE.pdf>.
- [158] ERSE. Comunicado PPEC 2013-2014. Acedido em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/comunicados/2013/Comunicados/20130315_Comunicado%20PPEC%202013 - 2014.pdf.
- [159] M.H. Albadi e E.F. El-Saadany. Demand Response in Electricity Markets: An Overview. Acedido em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4275494>.
- [160] K. Faulkner. Community Choice Aggregation In California. Acedido em: http://nature.berkeley.edu/classes/es196/projets/2010final/FaulknerK_2010.pdf.
- [161] E.Lantz. Community Choice Aggregation (CCA) - A Description and Analysis With Considerations for Colorado. Acedido em: <http://www.capelightcompact.org/library/2010/08/02.01.07-Community-Choice-Aggregation-Report.pdf>.

- [162] Hist. geo.co.uk;The 50 states of the United States. Acedido em: <http://www.hist-geo.co.uk/usa/map-en-usa-50-stat.png>.
- [163] J. Farrell. Community Choice Aggregation. Acedido em: http://www.ilsr.org/wp-content/uploads/files/community_choice_aggr_an_update_2.pdf.
- [164] Local Energy Aggregation Networ (LEAN), “Addressing Climate Change & Expanding Energy Choice Through-Community Choice Aggregation”. Acedido em: <http://www.gscwest.com/Presentations/Session2EnergyShawnMarshall.pdf>.
- [165] State of California - Energy Commission. Community Choice Aggregation. Acedido em: <http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-500-2006-082/CEC-500-2006-082.PDF>.
- [166] S.E. Marshall. Forming a National Community Choice Aggregation Network: Feasibility, Findings and Recommendations. Acedido em: http://www.galvinpower.org/sites/default/files/Community_Choice_Aggregation_Report_Final_1-4-11.pdf.
- [167] R. Gerardes. The Other M&A: ‘Municipalization’ and ‘Aggregation’. Acedido em: [http://www.cdfa.net/cdfa/cdfaweb.nsf/0/2BA84EFA6B3E67C588257B4E004A12FD/\\$file/The%20Other%20Municipalization%20and%20Aggregation%20041213.pdf](http://www.cdfa.net/cdfa/cdfaweb.nsf/0/2BA84EFA6B3E67C588257B4E004A12FD/$file/The%20Other%20Municipalization%20and%20Aggregation%20041213.pdf).
- [168] Navigant Consulting. Community Choice Aggregation-Base Case Feasibility Evaluation City of Berkeley. Acedido em: http://www.ci.berkeley.ca.us/uploadedFiles/Planning_and_Development/Level_3_Energy_and_Sustainable_Development/Base%20Case%20Feasibility%20Evaluation,%20Berkeley.pdf.
- [169] Croton Energy Group. Community Choice Aggregation. Acedido em: <http://crotonenergy.com/Community%20Choice.html>.
- [170] Neural Energy. Community Choice Aggregation. Acedido em: <http://www.neuralenergy.info/2011/06/cca.html>.
- [171] The Solar Foundation. Community Choice Aggregation. Acedido em: http://www.thesolarfoundation.org/sites/thesolarfoundation.org/files/TSF_CCAfactsheet_Final.pdf.
- [172] J. Ikäheimo; *et al.*. DER Aggregator Business: the Finnish Case. Acedido em: http://www.ece.hut.fi/enete/DER_Aggregator_Business_Finnish_Case.pdf.
- [173] Smart Energy Demand Coalition (SEDC) - “The Demand Response Snap Shot. Acedido em: <http://www.sedc-coalition.eu/wp-content/themes/blue-grace/images/snapshot.pdf>.
- [174] Instituto de Apoio às Pequenas e Médias Empresas e à Inovação (IAPMEI, I.P.) - “Guia Prático do Capital de Risco. Acedido em: <http://www.iapmei.pt/resources/download/GuiaPraticodoCapitaldeRisco.pdf>.
- [175] S.M.J.O. Maria, “A Diversificação como Estratégia de Investimento em Mercados Financeiros”, UTAD, setembro de 2009. Acedido em: https://repositorio.utad.pt/bitstream/10348/297/1/msc_smjomaria.pdf.
- [176] P. R. P. Rodrigues, “O Capital de risco e o conflito de interesses”, Faculdade de Direito da Universidade Católica portuguesa, fevereiro de 2012. Acedido em: <http://repositorio.ucp.pt/bitstream/10400.14/8951/1/Tese%20-%20Conflito%20de%20interesses%20no%20CR.pdf>.
- [177] V.M.B. Oliveira, “Comparação entre gestão activa e gestão passiva de um portfolio de ações: um estudo empírico com base no PSI 20”, ISEG, março de 2009.
- [178] P.A.R.A.C. Leite, “A Avaliação do Desempenho de Fundos de Investimento: Modelos Condicionais vs. Modelos não Condicionais”, Escola e Economia e Gestão-Universidade do Minho, setembro de 2005. Acedido em: http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/6759/1/Paulo%20Leite_Tese%20de%20Mestrado.pdf.
- [179] J.D. Curto, “Contributos para o desenvolvimento da teoria financeira”, ISCTE, outubro de 2002. Acedido em: <http://iscte.pt/~jjdc/Artigos/PaperRPG.pdf>.
- [180] P.V. Brito, “Diversificação Internacional: Modelo de Treynor & Black”, ISCTE, dezembro de 2010. Acedido em: http://repositorio-iul.iscte.pt/bitstream/10071/4451/1/Trabalho%20Final_Revisto.pdf.
- [181] S.F. Santos, “O Risco na Análise de Investimentos”, Universidade Portucalense, novembro de 2012. Acedido em: <http://repositorio.uportu.pt/dspace/bitstream/123456789/639/1/TMF%2068.pdf>.
- [182] P.M.F. Marques. A Análise do Risco e o Euro-Que Futuro em Portugal?”, Universidade Lusíada de Lisboa, janeiro de 2001. Acedido em: <http://www.iapmei.pt/resources/download/teseriscoeuro.pdf>.
- [183] L.P.J.S. Branco, “Book-to-market e dimensão como característica das rendibilidades das ações - evidência em alguns índices europeus”, ISEG, julho de 2009.
- [184] J.A.S. Vidrigo, “Diversificação Eficiente de Carteiras de Investimento de Longo Prazo: o Estudo de Caso do FEFSS”, Escola de Gestão do Porto da Universidade do Porto, julho de 2008. Acedido em: http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/63101/1/JOSE_VIDRAGO.pdf.

- [185] J.S.O. Silva, “O Comportamento do Investidor documentado pelas Finanças Comportamentais”, Instituto Superior de Contabilidade e Administração da Universidade de Aveiro, 2010. Acedido em: <http://ria.ua.pt/bitstream/10773/4321/1/disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>.
- [186] P.G. S. Oliveira, “O Custo de Capital Internacional”, ISCTE, maio de 2010. Acedido em: <http://repositorio-iul.iscte.pt/bitstream/10071/3485/1/Tese%20O%20custo%20de%20capital%20internacional%20-%20Paulo%20Soares%20Oliveira%20-%20entrega.pdf>.
- [187] Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM). Glossário de Termos Relativos a Instrumentos Financeiros. Acedido em: [http://www.cmvm.pt/CMVM/Recomendacao/Recomendacoes/Documents/Gloss%C3%A1rio_300611%20\(2\).pdf](http://www.cmvm.pt/CMVM/Recomendacao/Recomendacoes/Documents/Gloss%C3%A1rio_300611%20(2).pdf).
- [188] Portal da liderança - Líder Empresarial: Andrew Carnegie. Acedido em: <http://portaldalideranca.sapo.pt/arquivo/esquerda/andrew-carnegie>.
- [189] J. Duque e J.M. Barros. Breve análise à eficiência do investimento em fundos de investimento imobiliário”, Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, 2002. Acedido em: http://www.cmvm.pt/CMVM/Publicacoes/Cadernos/Documents/90340daeaf1b4140804ae56e845daf40JMB Barros_J Duque.pdf.
- [190] N. Aguiar. Agências de rating: tudo sobre os três monstros. Acedido em: <http://umonline.uminho.pt/ModuleLeft.aspx?mdl=~/Modules/Clipping/NoticiaView.aspx&ItemID=42545&Mid=111&lang=pt-PT&pageid=1&tabid=0>.
- [191] The Nobel Foundation. Harry M. Markowitz - Biographical. Acedido em: http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/1990/markowitz-bio.html.
- [192] University of California, San Diego. Harry Markowitz. Acedido em: <http://rady.ucsd.edu/faculty/directory/markowitz/>.
- [193] C.Pinho e I. Soares, Finanças - Mercados e Instrumentos, 2ª Edição. Lisboa, Sílabo, 2008.
- [194] A.C. Figueiredo e F.A.M. Zanini. As teorias de carteira de Markowitz e de Sharpe: uma aplicação no mercado brasileiro de ações entre julho/95 e junho/2000. Acedido em: <http://www.redalyc.org/pdf/1954/195416193003.pdf>.
- [195] C. F.P. Rocha. Fronteira Eficiente. Acedido em: http://carlosfrocha.com/blogs/adm/image_thumb_10C6EA32.png.
- [196] P. S. Ceretta e M.S. Perlin. CAPM e o mercado brasileiro. Acedido em: <http://www.congressosp.fipecafi.org/artigos42004/173.pdf>.
- [197] F.T. Marques, “Otimização de carteiras com lotes de compra e custos de transação, uma abordagem por algoritmos genéticos”, Escola de Engenharia de São Carlos (Brasil). Acedido em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18140/tde-10122007-214030/pt-br.php>.
- [198] H.M. Markowitz, “Portfolio Theory - Past, Present and Future”. Acedido em: http://www.business.uts.edu.au/qfrc/conferences/ppfim/downloads/harrymarkowitz_slides.pdf.
- [199] E.V.M. Serra, “Teoria e prática em avaliação de empresas”, Universidade Federal de Santa Catarina (Brasil). Acedido em: <http://www.eps.ufsc.br/disserta98/serra/cap3.htm>.
- [200] Wei-Peng. Chen, et al.. Portfolio optimization models and mean-variance spanning tests. Acedido em: <http://centerforpbefr.rutgers.edu/Jan11-2008%20papers/7-2.doc>.
- [201] A.M. Souza. Correlação linear simples. Acedido em: <http://w3.ufsm.br/adriano/aulas/coreg/Aula%2001%20Correlao%20Linear.pdf>.
- [202] J.G. Simplício, *et al.* Teoria de carteiras na seleção de projetos de investimento em petróleo. Acedido em: http://www.coppead.ufrj.br/upload/publicacoes/395_completo.pdf.
- [203] A.M. B.Oliveira, *et al.* Diversificação de risco e retorno via teoria do portfólio na fruticultura exportadora brasileira. Disponível em: <http://www.seprone2012.com.br/sites/default/files/ee2.pdf>.
- [204] N. Epstein, “O Value at Risk na Avaliação de Risco do Índice Bovespa”, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Brasil), 2009. Acedido em: <http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/19157>.
- [205] C. Pires, *et al.* VALUE-AT-RISK: NOTAS SOBRE O CASO NÃO LINEAR, Instituto Superior de Economia e Gestão. Acedido em: http://pascal.iseg.utl.pt/~aafonso/eif/pdf/eif2000_2.pdf.

Apêndices

Apêndice I - Rentabilidade Esperada diária de cada ativo

A Tabela I mostra as rentabilidades esperadas para cada cenário ao longo de cada dia.

Tabela I - Rentabilidade esperada de cada ativo ao longo de 28 dias.

Dia	A	B	C	D	E	F
1	31,68%	33,40%	34,19%	-25,23%	-17,82%	-4,47%
2	10,54%	7,88%	8,45%	21,67%	21,97%	4,63%
3	11,76%	10,11%	10,34%	19,41%	19,64%	3,48%
4	14,62%	15,87%	14,57%	14,40%	14,64%	2,48%
5	19,31%	15,07%	16,02%	14,66%	13,89%	1,10%
6	15,38%	12,83%	13,60%	14,24%	13,37%	1,65%
7	24,44%	24,38%	22,97%	0,67%	1,76%	0,76%
8	19,75%	19,66%	0,92%	0,92%	1,63%	-0,22%
9	11,77%	8,89%	9,59%	25,42%	23,37%	2,77%
10	14,80%	10,24%	12,75%	22,55%	19,26%	2,95%
11	13,74%	9,11%	11,13%	22,55%	19,79%	3,22%
12	12,52%	9,87%	10,38%	20,97%	19,55%	3,30%
13	16,27%	13,61%	14,30%	14,20%	14,07%	1,96%
14	24,73%	24,27%	23,99%	9,89%	7,28%	0,63%
15	21,76%	20,99%	21,79%	-0,79%	-2,49%	-0,85%
16	16,19%	13,37%	13,51%	21,34%	22,68%	2,52%
17	14,93%	11,82%	20,19%	21,08%	21,29%	3,90%
18	11,96%	9,58%	9,60%	20,19%	19,41%	2,78%
19	15,46%	12,70%	13,55%	19,54%	18,62%	2,36%
20	17,41%	14,79%	15,33%	16,36%	15,80%	0,87%
21	24,89%	25,12%	24,99%	9,79%	7,97%	-0,77%
22	27,15%	27,44%	28,26%	-7,70%	-5,21%	-1,30%
23	17,06%	13,76%	14,21%	17,18%	16,73%	-0,03%
24	15,67%	12,78%	12,87%	14,42%	14,61%	2,37%
25	12,82%	9,11%	11,73%	18,15%	17,90%	3,41%
26	11,37%	7,68%	10,35%	20,59%	20,40%	4,16%
27	15,53%	12,60%	12,59%	14,32%	13,33%	2,43%
28	23,39%	23,11%	22,91%	9,46%	8,86%	1,36%

Apêndice II - Rentabilidade Esperada semanal de cada ativo

A Tabela II mostra as rentabilidades esperadas para cada semana.

Tabela II - Rentabilidade esperada de cada ativo ao longo de cada semana.

	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana
Ativo	$E(r_i)$	$E(r_i)$	$E(r_i)$	$E(r_i)$
A	17,17%	15,95%	16,83%	16,96%
B	15,06%	12,87%	14,25%	13,53%
C	15,26%	13,59%	14,63%	14,69%
D	16,74%	16,88%	15,86%	13,22%
E	10,94%	15,73%	16,74%	12,91%
F	1,22%	1,94%	1,60%	1,33%

Apêndice III - Risco diário de cada ativo

A Tabela III apresenta a evolução do risco de cada ativo ao longo dos 28 dias.

Tabela III - Risco de cada ativo ao longo dos 28 dias.

	A	B	C	D	E	F
1	9,16%	9,56%	9,70%	12,44%	11,71%	1,13%
2	5,89%	5,64%	6,03%	7,78%	7,75%	1,12%
3	5,83%	5,72%	6,01%	8,01%	7,98%	1,09%
4	5,56%	5,88%	5,95%	8,50%	8,48%	1,08%
5	5,71%	5,47%	5,89%	8,48%	8,56%	1,07%
6	5,80%	5,61%	5,95%	8,52%	8,61%	1,07%
7	8,12%	8,37%	8,64%	9,87%	9,76%	1,07%
8	8,84%	9,18%	9,84%	9,84%	9,77%	1,07%
9	5,81%	5,67%	6,00%	7,41%	7,61%	1,09%
10	5,84%	5,51%	5,98%	7,69%	8,02%	1,08%
11	5,93%	5,57%	5,98%	7,69%	7,97%	1,09%
12	5,91%	5,72%	6,00%	7,85%	7,99%	1,09%
13	5,84%	5,65%	5,96%	8,52%	8,54%	1,08%
14	8,14%	8,38%	8,66%	8,95%	9,21%	1,07%
15	8,98%	9,22%	9,35%	10,01%	10,18%	1,07%
16	5,79%	5,59%	5,90%	7,81%	7,68%	1,10%
17	5,92%	5,68%	7,93%	7,84%	7,82%	1,10%
18	5,86%	5,67%	5,98%	7,93%	8,01%	1,08%
19	5,78%	5,65%	5,96%	7,99%	8,09%	1,09%
20	5,74%	5,63%	5,90%	8,31%	8,37%	1,07%
21	8,06%	8,35%	8,68%	8,96%	9,14%	1,07%
22	9,03%	9,41%	9,55%	10,70%	10,45%	1,08%
23	5,85%	5,61%	5,88%	8,23%	8,27%	1,07%
24	5,73%	5,50%	5,92%	8,50%	8,48%	1,08%
25	5,95%	5,55%	6,07%	8,13%	8,16%	1,09%
26	5,92%	5,54%	6,06%	7,89%	7,91%	1,11%
27	5,81%	5,56%	5,92%	8,51%	8,61%	1,08%
28	8,06%	8,32%	8,61%	9,00%	9,05%	1,07%

Apêndice IV - Risco semanal de cada ativo

A Tabela IV apresenta a evolução do risco de cada ativo ao longo de cada semana.

Tabela IV - Risco de cada ativo ao longo de cada semana.

	1ª Semana	2ª Semana	3ª Semana	4ª Semana
Ativo	σ_i	σ_i	σ_i	σ_i
A	6,33%	6,44%	6,38%	6,41%
B	6,19%	6,41%	6,15%	6,06%
C	6,38%	6,40%	6,32%	6,33%
D	10,90%	8,26%	8,36%	8,62%
E	8,85%	8,37%	8,52%	8,80%
F	1,03%	1,08%	1,08%	1,07%

Apêndice V - Composição dos 100 Portfólios

A Tabela V apresenta a composição de 100 portfólios, que pertence à fronteira eficiente, no horizonte mensal.

Tabela V - Composição dos 100 portfólios.

Nº Portfólios	ω_A	ω_B	ω_C	ω_D	ω_E	ω_F	Designação fronteira
1	0,00%	3,83%	2,37%	0,00%	0,00%	93,81%	MVP
2	0,00%	4,40%	2,95%	0,00%	0,00%	92,66%	
3	0,00%	4,96%	3,53%	0,00%	0,00%	91,51%	
4	0,00%	5,53%	4,11%	0,00%	0,00%	90,36%	
5	0,00%	6,10%	4,69%	0,00%	0,00%	89,21%	
6	0,00%	6,67%	5,27%	0,00%	0,00%	88,06%	
7	0,00%	7,24%	5,85%	0,00%	0,00%	86,91%	
8	0,00%	7,81%	6,43%	0,00%	0,00%	85,76%	
9	0,00%	8,38%	7,01%	0,00%	0,00%	84,61%	
10	0,00%	8,94%	7,59%	0,00%	0,00%	83,46%	
11	0,00%	9,51%	8,17%	0,00%	0,00%	82,32%	
12	0,00%	10,08%	8,75%	0,00%	0,00%	81,17%	
13	0,00%	10,65%	9,33%	0,00%	0,00%	80,02%	
14	0,00%	11,22%	9,91%	0,00%	0,00%	78,87%	
15	0,00%	11,79%	10,49%	0,00%	0,00%	77,72%	
16	0,00%	12,36%	11,07%	0,00%	0,00%	76,57%	
17	0,00%	12,92%	11,65%	0,00%	0,00%	75,42%	
18	0,00%	13,49%	12,23%	0,00%	0,00%	74,27%	
19	0,00%	14,06%	12,82%	0,00%	0,00%	73,12%	
20	0,00%	14,63%	13,40%	0,00%	0,00%	71,97%	
21	0,00%	15,20%	13,98%	0,00%	0,00%	70,83%	
22	0,00%	15,73%	14,51%	0,08%	0,00%	69,68%	
23	0,00%	16,15%	14,88%	0,45%	0,00%	68,53%	
24	0,00%	16,56%	15,25%	0,81%	0,00%	67,38%	
25	0,00%	16,98%	15,62%	1,18%	0,00%	66,23%	
26	0,00%	17,39%	15,99%	1,54%	0,00%	65,08%	
27	0,00%	17,81%	16,36%	1,90%	0,00%	63,93%	
28	0,00%	18,23%	16,72%	2,27%	0,00%	62,78%	
29	0,00%	18,64%	17,09%	2,63%	0,00%	61,63%	
30	0,00%	19,06%	17,46%	3,00%	0,00%	60,48%	
31	0,00%	19,47%	17,83%	3,36%	0,00%	59,33%	

32	0,00%	19,89%	18,20%	3,72%	0,00%	58,19%
33	0,00%	20,30%	18,57%	4,09%	0,00%	57,04%
34	0,00%	20,72%	18,94%	4,45%	0,00%	55,89%
35	0,00%	21,13%	19,31%	4,82%	0,00%	54,74%
36	0,00%	21,55%	19,68%	5,18%	0,00%	53,59%
37	0,00%	21,97%	20,05%	5,54%	0,00%	52,44%
38	0,00%	22,38%	20,42%	5,91%	0,00%	51,29%
39	0,00%	22,80%	20,79%	6,27%	0,00%	50,14%
40	0,00%	23,21%	21,16%	6,64%	0,00%	48,99%
41	0,00%	23,63%	21,53%	7,00%	0,00%	47,84%
42	0,00%	24,04%	21,90%	7,36%	0,00%	46,70%
43	0,00%	24,46%	22,27%	7,73%	0,00%	45,55%
44	0,00%	24,87%	22,64%	8,09%	0,00%	44,40%
45	0,00%	25,29%	23,01%	8,46%	0,00%	43,25%
46	0,00%	25,71%	23,38%	8,82%	0,00%	42,10%
47	0,00%	26,12%	23,75%	9,18%	0,00%	40,95%
48	0,00%	26,54%	24,11%	9,55%	0,00%	39,80%
49	0,00%	26,95%	24,48%	9,91%	0,00%	38,65%
50	0,00%	27,37%	24,85%	10,27%	0,00%	37,50%
51	0,00%	27,78%	25,22%	10,64%	0,00%	36,35%
52	0,00%	28,20%	25,59%	11,00%	0,00%	35,20%
53	0,00%	28,62%	25,96%	11,37%	0,00%	34,06%
54	0,00%	29,03%	26,33%	11,73%	0,00%	32,91%
55	0,00%	29,45%	26,70%	12,09%	0,00%	31,76%
56	0,00%	29,86%	27,07%	12,46%	0,00%	30,61%
57	0,00%	30,28%	27,44%	12,82%	0,00%	29,46%
58	0,00%	30,69%	27,81%	13,19%	0,00%	28,31%
59	0,00%	31,11%	28,18%	13,55%	0,00%	27,16%
60	0,00%	31,52%	28,55%	13,91%	0,00%	26,01%
61	0,00%	31,94%	28,92%	14,28%	0,00%	24,86%
62	0,00%	32,36%	29,29%	14,64%	0,00%	23,71%
63	0,00%	32,77%	29,66%	15,01%	0,00%	22,57%
64	0,00%	33,19%	30,03%	15,37%	0,00%	21,42%
65	0,00%	33,60%	30,40%	15,73%	0,00%	20,27%
66	0,00%	34,02%	30,77%	16,10%	0,00%	19,12%
67	0,00%	34,43%	31,14%	16,46%	0,00%	17,97%
68	0,00%	34,85%	31,50%	16,83%	0,00%	16,82%
69	0,00%	35,26%	31,87%	17,19%	0,00%	15,67%

70	0,00%	35,68%	32,24%	17,55%	0,00%	14,52%
71	0,00%	36,10%	32,61%	17,92%	0,00%	13,37%
72	0,00%	36,51%	32,98%	18,28%	0,00%	12,22%
73	0,00%	36,93%	33,35%	18,65%	0,00%	11,07%
74	0,00%	37,34%	33,72%	19,01%	0,00%	9,93%
75	0,00%	37,76%	34,09%	19,37%	0,00%	8,78%
76	0,00%	38,17%	34,46%	19,74%	0,00%	7,63%
77	0,00%	38,59%	34,83%	20,10%	0,00%	6,48%
78	0,00%	39,00%	35,20%	20,47%	0,00%	5,33%
79	0,00%	39,42%	35,57%	20,83%	0,00%	4,18%
80	0,00%	39,84%	35,94%	21,19%	0,00%	3,03%
81	0,00%	40,25%	36,31%	21,56%	0,00%	1,88%
82	0,00%	40,67%	36,68%	21,92%	0,00%	0,73%
83	1,23%	36,90%	39,32%	22,55%	0,00%	0,00%
84	7,11%	33,68%	35,02%	24,20%	0,00%	0,00%
85	12,98%	30,46%	30,71%	25,85%	0,00%	0,00%
86	18,86%	27,24%	26,40%	27,50%	0,00%	0,00%
87	24,73%	24,02%	22,10%	29,15%	0,00%	0,00%
88	30,61%	20,80%	17,79%	30,81%	0,00%	0,00%
89	36,48%	17,58%	13,48%	32,46%	0,00%	0,00%
90	42,35%	14,36%	9,18%	34,11%	0,00%	0,00%
91	48,23%	11,14%	4,87%	35,76%	0,00%	0,00%
92	66,78%	0,00%	0,00%	33,22%	0,00%	0,00%
93	70,59%	0,00%	0,00%	29,41%	0,00%	0,00%
94	72,02%	0,00%	0,00%	27,98%	0,00%	0,00%
95	76,47%	0,00%	0,00%	23,53%	0,00%	0,00%
96	82,36%	0,00%	0,00%	17,64%	0,00%	0,00%
97	88,24%	0,00%	0,00%	11,76%	0,00%	0,00%
98	90,09%	0,00%	0,00%	9,91%	0,00%	0,00%
99	94,12%	0,00%	0,00%	5,88%	0,00%	0,00%
100	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

P₆

Apêndice VI - Valor de mercado, Lucro do agregador e VaR dos 100 Portfólios

A Tabela VI apresenta o valor de mercado, o lucro obtido pelo agregador e o VaR, associada a cada um dos 100 portfólios, que pertence à fronteira eficiente, no horizonte mensal.

Tabela VI - Valor de mercado, lucro do agregador e VaR dos 100 Portfólios.

Nº Portfólios	Valor de Mercado do Portfólio Mensal	Lucro mensal do agregador	VaR mensal de cada portfólio	Designação fronteira
1	4961,61 €	3732,26 €	33,19 €	MVP
2	4906,81 €	3688,40 €	32,87 €	
3	4852,02 €	3644,54 €	32,64 €	
4	4797,22 €	3600,68 €	32,50 €	
5	4742,43 €	3556,82 €	32,44 €	
6	4687,63 €	3512,97 €	32,45 €	
7	4632,83 €	3469,11 €	32,54 €	
8	4578,04 €	3425,25 €	32,70 €	
9	4523,24 €	3381,39 €	32,91 €	
10	4468,45 €	3337,53 €	33,17 €	
11	4413,65 €	3293,67 €	33,48 €	
12	4358,85 €	3249,81 €	33,83 €	
13	4304,06 €	3205,95 €	34,21 €	
14	4249,26 €	3162,10 €	34,62 €	
15	4194,47 €	3118,24 €	35,05 €	
16	4139,67 €	3074,38 €	35,50 €	
17	4084,87 €	3030,52 €	35,96 €	
18	4030,08 €	2986,66 €	36,43 €	
19	3975,28 €	2942,80 €	36,91 €	
20	3920,49 €	2898,94 €	37,39 €	
21	3865,69 €	2855,08 €	37,86 €	
22	3810,48 €	2811,09 €	38,33 €	
23	3753,90 €	2766,67 €	38,76 €	
24	3697,32 €	2722,24 €	39,16 €	
25	3640,74 €	2677,81 €	39,54 €	
26	3584,16 €	2633,38 €	39,88 €	
27	3527,58 €	2588,96 €	40,20 €	
28	3471,00 €	2544,53 €	40,49 €	
29	3414,42 €	2500,10 €	40,75 €	
30	3357,84 €	2455,68 €	40,98 €	

31	3301,25 €	2411,25 €	41,19 €
32	3244,67 €	2366,82 €	41,36 €
33	3188,09 €	2322,39 €	41,50 €
34	3131,51 €	2277,97 €	41,62 €
35	3074,93 €	2233,54 €	41,70 €
36	3018,35 €	2189,11 €	41,75 €
37	2961,77 €	2144,69 €	41,78 €
38	2905,19 €	2100,26 €	41,77 €
39	2848,61 €	2055,83 €	41,73 €
40	2792,03 €	2011,40 €	41,67 €
41	2735,45 €	1966,98 €	41,57 €
42	2678,86 €	1922,55 €	41,44 €
43	2622,28 €	1878,12 €	41,29 €
44	2565,70 €	1833,69 €	41,10 €
45	2509,12 €	1789,27 €	40,88 €
46	2452,54 €	1744,84 €	40,63 €
47	2395,96 €	1700,41 €	40,35 €
48	2339,38 €	1655,99 €	40,04 €
49	2282,80 €	1611,56 €	39,70 €
50	2226,22 €	1567,13 €	39,33 €
51	2169,64 €	1522,70 €	38,92 €
52	2113,05 €	1478,28 €	38,49 €
53	2056,47 €	1433,85 €	38,02 €
54	1999,89 €	1389,42 €	37,53 €
55	1943,31 €	1345,00 €	37,00 €
56	1886,73 €	1300,57 €	36,44 €
57	1830,15 €	1256,14 €	35,86 €
58	1773,57 €	1211,71 €	35,24 €
59	1716,99 €	1167,29 €	34,59 €
60	1660,41 €	1122,86 €	33,90 €
61	1603,83 €	1078,43 €	33,19 €
62	1547,24 €	1034,01 €	32,45 €
63	1490,66 €	989,58 €	31,67 €
64	1434,08 €	945,15 €	30,87 €
65	1377,50 €	900,72 €	30,03 €
66	1320,92 €	856,30 €	29,16 €
67	1264,34 €	811,87 €	28,26 €
68	1207,76 €	767,44 €	27,33 €

69	1151,18 €	723,01 €	26,37 €	
70	1094,60 €	678,59 €	25,37 €	
71	1038,02 €	634,16 €	24,35 €	
72	981,43 €	589,73 €	23,29 €	
73	924,85 €	545,31 €	22,21 €	
74	868,27 €	500,88 €	21,09 €	
75	811,69 €	456,45 €	19,94 €	
76	755,11 €	412,02 €	18,76 €	
77	698,53 €	367,60 €	17,55 €	
78	641,95 €	323,17 €	16,30 €	
79	585,37 €	278,74 €	15,03 €	
80	528,79 €	234,32 €	13,72 €	
81	472,21 €	189,89 €	12,38 €	
82	415,62 €	145,46 €	11,02 €	
83	388,75 €	120,25 €	10,50 €	
84	353,70 €	109,47 €	9,89 €	
85	318,66 €	98,69 €	9,18 €	
86	283,61 €	87,90 €	8,36 €	
87	248,56 €	77,12 €	7,47 €	
88	213,52 €	66,34 €	6,51 €	
89	178,47 €	55,56 €	5,49 €	
90	143,42 €	44,78 €	4,45 €	
91	108,38 €	34,00 €	3,38 €	
92	56,99 €	18,95 €	1,78 €	
93	57,98 €	19,48 €	1,83 €	
94	58,35 €	19,68 €	1,86 €	
95	59,50 €	20,31 €	1,94 €	
96	61,02 €	21,14 €	2,09 €	
97	62,54 €	21,97 €	2,26 €	
98	63,02 €	22,23 €	2,33 €	
99	64,06 €	22,79 €	2,47 €	
100	65,58 €	23,62 €	2,70 €	P₆