

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Previsão de comportamentos de ofertas de venda de energia em mercados de electricidade

Henrique Emanuel Ferraz Cunha Simas

Dissertação de Projecto realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Cláudio Monteiro

Julho de 2008

RESUMO

Ao longo dos últimos anos, o sector eléctrico foi sofrendo uma profunda reestruturação. Este processo, iniciado no Chile e nos Estados Unidos da América nos finais dos anos 70 e intensificado na década de 90, deu origem ao desenvolvimento de mercados de electricidade um pouco por todo o mundo, essencialmente motivados pelos potenciais benefícios resultantes da separação das actividades da rede (estritamente monopolista), da produção até à comercialização, que podem ser realizadas em regime de concorrência.

Neste contexto, surgiu o Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL, que consagra o objectivo do aumento da concorrência entre agentes de procura e oferta, assim como o aumento da eficácia da regulação, no sector eléctrico. O Mercado Ibérico de Electricidade conduziu ainda à adopção de novas estratégias de participação nos mercados, por parte dos agentes de oferta de energia, portugueses e espanhóis. Estes agentes de oferta são normalmente empresas de produção habilitadas para actuarem como vendedores de energia no mercado eléctrico, do tipo *spot*.

Assim sendo, a formação das curvas de oferta, por parte destes agentes, vai condicionar a sua cassação no mercado diário e consequentemente as margens que posteriormente vão obter, assim como o próprio preço de mercado. A presente dissertação está inserida neste propósito, uma vez que há o interesse por parte de um dado agente conhecer o modo como actuam os outros agentes face a diferentes cenários e situações. Isto pode resultar em modelos de previsão através dos quais estes agentes consigam prever as propostas de oferta de outros agentes e assim ajustar as suas próprias propostas. Também são desenvolvidos modelos de previsão a curto prazo de quantidades vendidas por parte das centrais associadas a estes agentes.

Para a previsão das referidas curvas de oferta, são utilizados métodos de regressão e inteligência artificial, através de redes neuronais e os agentes de oferta de energia a estudar são exclusivamente portugueses.

Palavras-chave: Mercado de Electricidade; agente; comportamento; curvas de oferta; previsão

ABSTRACT

Over the years, the electrical sector has been subject of a deep reorganization. This process started in Chile and in the United States of America in the 70's, has been intensified since the decade of 90, and gave origin to the development of a large number of electricity markets, all over the world, essentially motivated by the potential benefits in the separation of the electrical net activities, strictly monopolistic, from those of production and commercialization, that can be operated in liberalized markets.

In this context, the Iberic Electrical Market, MIBEL appears, consecrating the aim of increasing competition between search and offer agents as well as the increase of effectiveness of the regulation activity, in electrical sector. Iberic Electrical Market still led to the adoption of new strategies of participation in power markets, by Spanish and Portuguese agents. These agents are normally production companies qualified to act as selling companies in the electrical market, of the spot type.

Thus, the formation of offer curves, in what concerns these agents, will go to condition if their bids are accepted or not, on the market and consequently to the edges that later will get, as well as the proper prices of market. The present work is inserted in this intention, since it is the interest of an agent to know the way how other agents act, according to different scenes and situations. This can result in a forecast that may be used to predict the bids of other agents and so they can adjust their own bids, to ensure higher margins. At the same time, it will be created short term forecasting models with sold quantities by power plants associated to those agents.

For the forecast of the offer curves discussed above, there will be used regression applications and artificial intelligence, through artificial neural network. The agents that will be studied are Portuguese.

Keywords: Electricity Markets; agent; behaviour; offer curves; forecast

AGRADECIMENTOS

Antes de mais, gostaria de agradecer e demonstrar o meu mais profundo obrigado ao Professor Cláudio Monteiro, por todo o apoio que me prestou, pela disponibilidade e por todos os conselhos e decisões que me ajudou a tomar ao longo deste trabalho.

Queria agradecer também à EDP, em particular ao Eng.º Virgílio Mendes e à Eng.ª Ana Cristina Nunes, pelo apoio prestado.

Agradeço também ao Eng.º João Sousa por todo o apoio e disponibilidade prestada.

De seguida, aproveito para agradecer aos meus colegas e amigos que sempre me incentivaram e ajudaram de forma directa ou indirecta ao longo do curso, em particular ao grupo da sala J204. De facto, os meus colegas tiveram um papel essencial para que esta dissertação chegasse a “bom porto”.

Agradeço ainda à minha família, em especial aos meus pais e à minha irmã, por me apoiarem ao longo da vida e também ao longo desta dissertação.

Por fim, gostaria de agradecer à minha namorada, a Rosana, pela sua presença em todos os momentos e por todas as vezes que me incentivou e me encorajou.

A todos os outros que não foram mencionados, mas que também foram importantes para a execução deste trabalho a minha gratidão.

Henrique Emanuel Ferraz Cunha Simas

Índice

RESUMO	iii
ABSTRACT	v
AGRADECIMENTOS.....	vii
Índice de Figuras.....	xi
ABREVIATURAS.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1 Considerações gerais, motivações e objectivos	1
1.2 Estrutura da tese.....	3
2. Estado da Arte.....	5
2.1 Introdução	5
2.2 Mercados de Electricidade	5
2.2.1. O Mercado Ibérico de Electricidade – O MIBEL.....	5
2.2.2. Organização do Mercado Eléctrico Português	6
2.2.2.1. Mercado Diário	8
2.2.2.2. Solução de Restrições Técnicas	9
2.2.2.3 Atribuição de Regulação Secundária	9
2.2.2.4 Mercado Intradiário.....	9
2.2.2.5 Programa horário final	10
2.3 Técnicas e Modelos de Previsão	10
2.3.1. Técnicas de Previsão.....	10
2.3.1.1. Séries Temporais.....	11
2.3.1.2. Modelos Econométricos	12
2.3.1.3. Inteligência Artificial	12
2.3.1.4. Modelos de Regressão.....	15
2.3.2. Modelos de Previsão	17
2.3.2.1. Modelos Estatísticos.....	17
2.3.2.3. Modelos de Equilíbrio	19
2.3.3. Diagnóstico dos modelos	19
2.3.3.1. MAPE – Erro Médio Absoluto Percentual	19

2.3.3.2. MAE - Erro Médio Absoluto	20
2.3.3.3. Coeficiente de determinação R^2	20
2.4 Conclusões	20
3. Análise de Informação	21
3.1. Introdução	21
3.2. Informação disponível	21
3.3. Agentes de Oferta a estudar	22
3.3.1. Conjunto de centrais do Cávado Lima - CALIMA.....	23
3.3.2. Central do Ribatejo - RIBATEJO.....	25
3.3.3. Central de Sines - SINES	25
3.4. Conclusões	26
4. Construção do Modelo	27
4.1. Introdução	27
4.2. Curvas de Oferta	27
4.2.1 CALIMA.....	28
4.2.2 RIBATEJO3.....	31
4.2.3 SINES3	33
4.3. Curvas de Oferta Parametrizadas	34
4.3.1. CALIMA.....	35
4.3.2. RIBATEJO3.....	40
4.3.3. SINES3	43
4.4. Quantidade Vendida	45
4.4.1. CALIMA.....	46
4.4.2. SINES	49
4.5 Conclusões	51
5. Resultados	53
5.1. Introdução	53
5.2. Curvas de Oferta Parametrizadas	53
5.2.1. CALIMA.....	53
5.2.2. RIBATEJO3.....	55
5.2.3. SINES3	57
5.2.4. Agrupamento de Propostas	57
5.3. Quantidade Vendida	58
5.3.1. CALIMA.....	58
5.3.2. SINES	60
5.4. Conclusões	61
6. Conclusões e Trabalhos Futuros	63
Bibliografia.....	65

Índice de Figuras

Figura 1- Pool Simétrico [1].	7
Figura 2- Pool Assimétrico [1].	7
Figura 3 - Preço Marginal no modelo em Pool [1].	8
Figura 4 - Sequência de actividades no mercado intradiário [5].	10
Figura 5 - Métodos utilizados para previsão a curto prazo do preço da electricidade	11
Figura 6 - Constituição de um neurónio [13].	13
Figura 7 - Função de transferência LOGSIG [13].	13
Figura 8 - Função de transferência TANSIG [13].	13
Figura 9 - Função de transferência PURELIN [13].	13
Figura 10 - Constituição de uma rede neuronal multi camada (MLP) [13].	14
Figura 11- Constituição de uma rede neuronal recorrente (RNN) [13].	14
Figura 12 - Exemplo de uma regressão linear [23].	16
Figura 13 - Regressões não lineares - a) Exponencial; b) Potencial; c) Polinomial 2ª Ordem [8].	16
Figura 14 - Esquema característico de um modelo estatístico [31].	17
Figura 15 - Esquema característico de um modelo de simulação [31].	18
Figura 16 - Esquema característico de um modelo de equilíbrio [31].	19
Figura 17 - Centrais Portuguesas que podem entrar em mercado.	22
Figura 18 - Centrais que marcam preço no mês de Julho 2007.	22
Figura 19 - Centrais que marcam preço entre as 0:00 horas e as 10:00 horas no mês de Julho 2007.	23
Figura 20 - Centrais que marcam preço entre as 11:00 horas e as 23:00 horas no mês de Julho 2007.	23
Figura 21 - Conjunto centrais do conjunto Cávado Lima.	24
Figura 22 - Proposta de oferta típica do agente responsável pelo conjunto CALIMA (05-08-2007).	24
Figura 23 - Proposta de oferta típica do agente responsável pela central do Ribatejo – Grupos 1 e 3 (05-08-2007).	25
Figura 24 - Proposta de oferta típica do agente responsável pela central do Ribatejo – Grupo 1,2,3 e 4 (05-09-2007).	26
Figura 25 - Histórico das propostas (<i>Bids</i>) de quantidade do agente responsável por CALIMA.	28
Figura 26 - Histórico das propostas (<i>Bids</i>) de preço do agente responsável por CALIMA.	29
Figura 27 - 1º Bid Quantidade Vs Total Hidrica (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Total Hidrica (à direita).	29
Figura 28 - 1º Bid Quantidade Vs Consumo (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Consumo (à direita).	30
Figura 29 - 1º Bid Quantidade Vs Produção Regime Especial (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Produção Regime Especial (à direita).	30
Figura 30 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Mercado Diário (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Preço Mercado Diário (à direita).	30

Figura 31 - Histórico das propostas (<i>Bids</i>) de quantidade do agente responsável por RIBATEJO3.....	31
Figura 32 - Histórico das propostas (<i>Bids</i>) de preço do agente responsável por RIBATEJO3.....	31
Figura 33 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Gás; 1º Bid Preço Vs Preço Gás (à direita).	32
Figura 34 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Mercado (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Preço Mercado (à direita).	32
Figura 35 – 1º Bid Quantidade Vs Consumo (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Consumo (à direita).....	32
Figura 36 - Histórico das propostas (<i>Bids</i>) de quantidade do agente responsável por SINES3.	33
Figura 37 - Histórico das propostas (<i>Bids</i>) de preço do agente responsável por SINES3.	33
Figura 38 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Carvão (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Preço Carvão (à direita).....	34
Figura 39 - 1º Bid Preço Vs Consumo (à esquerda); 1º Bid Quantidade Vs Consumo (à direita).....	34
Figura 40 - Curva de Oferta típica do agente CALIMA.	35
Figura 41 - Parte “suave” da curva de oferta + curva parametrizada.....	36
Figura 42 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA.	36
Figura 43 - Parâmetro A Vs Produção Hídrica.....	37
Figura 44 - Parâmetro B Vs Produção Hídrica.....	37
Figura 45 - Parâmetro C Vs Produção Hídrica.....	37
Figura 46 - Conjunto treino correspondente à primeira hipótese CALIMA.....	38
Figura 47 - Conjunto treino correspondente à segunda hipótese CALIMA.	39
Figura 48 - Esquema da rede neuronal usada na previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA.....	39
Figura 49 - Conjunto treino correspondente à terceira hipótese CALIMA.	40
Figura 50 - Curva de Oferta típica do agente RIBATEJO3.	41
Figura 51 - Parte “suave” da curva de oferta + curva parametrizada.....	41
Figura 52 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA.	41
Figura 53 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA + preço mercado diário.	42
Figura 54 - Conjunto treino RIBATEJO3.	43
Figura 55 - Curva de Oferta típica do agente SINES3.....	44
Figura 56 - Parte “suave” da curva de oferta + curva parametrizada.....	44
Figura 57 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA.	44
Figura 58 - Conjunto treino SINES3.....	45
Figura 59 - Curva de quantidades vendidas típica do conjunto CALIMA.....	46
Figura 60 - Produção Hídrica VS Quantidade Vendida.....	46
Figura 61 - Produção Regime Especial VS Quantidade Vendida.....	47
Figura 62 - Consumo VS Quantidade Vendida.....	47
Figura 63 - Preço Mercado VS Quantidade Vendida.....	47
Figura 64 - Tabela referente aos testes efectuados para previsão da quantidade vendida pelo conjunto CALIMA.....	48
Figura 65 - Esquema da rede neuronal usada na previsão da quantidade vendida por hora do conjunto CALIMA.....	48
Figura 66 - Curva de quantidades vendidas típica do conjunto Sines.....	49
Figura 67 - Preço Mercado VS Quantidade Vendida.....	49
Figura 68 - Produção total carvão VS Quantidade Vendida.....	50
Figura 69 - Consumo VS Quantidade Vendida.....	50
Figura 70 - Tabela referente aos testes efectuados para previsão da quantidade vendida pelo conjunto Sines.....	50
Figura 71 - Esquema da rede neuronal usada na previsão da quantidade vendida por hora do conjunto Sines.....	51

Figura 72 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (05-07-2007).....	54
Figura 73 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (01-12-2007).....	54
Figura 74 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (05-07-2007) + curva real.....	55
Figura 75 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (01-12-2007) + curva real.....	55
Figura 76 - Previsão da parte “suave” da curva do agente RIBATEJO3 (17-10-2007).....	56
Figura 77 - Previsão da parte “suave” da curva do agente RIBATEJO3 (01-12-2007).....	56
Figura 78 - Previsão da curva do agente RIBATEJO3 (17-10-2007) + curva real.....	56
Figura 79 - Previsão da parte “suave” da curva do agente SINES3 (01-12-2007).	57
Figura 80 - Previsão da curva do agente SINES3 (01-12-2007) + curva real.	57
Figura 81 - Curvas de oferta dos agentes CALIMA, RIBATEJO3, SINES3 agrupadas e o preço mercado horário (01-12-2007).	58
Figura 82 - Previsão quantidade vendida para o conjunto CALIMA referente à primeira semana de Dezembro.	59
Figura 83 – Curvas de oferta previstas + quantidades vendidas pelo agente CALIMA (01-12-2007) às 17.00h (à esquerda) e 18.00h (à direita).	59
Figura 84 - Curvas de oferta previstas + quantidades vendidas pelo agente CALIMA (01-12-2007) às 19.00h (à esquerda) e 20.00h (à direita).	60
Figura 85 - Previsão quantidade vendida para o conjunto Sines referente à última semana de Novembro.....	60

ABREVIATURAS

BARREI	Barreiro
Bid	Proposta de oferta
CAE	Contractos de aquisição de energia
CALIMA	Conjunto de Centrais Cávado Lima
CALIMA	Cavado Lima
CARREG	Carregado
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CNE	Comisión Nacional de Energía
DOURO	Douro
ERSE	Entidade Reguladora do Sistema Energético
GUADIA	Guadiana
MAE	Erro Médio Absoluto
MAPE	Erro Médio Absoluto Percentual
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
OMEL	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia
REE	Red Eléctrica de España
REN	Rede Eléctrica Nacional
RIBATE	Ribatejo
RIBATEJO3	Grupo 3 da Central do Ribatejo
RPG	Pego
RTG	Turbogás
SETUBA	Setúbal
SINES	Sines
SINES3	Grupo 3 da Central de Sines
TEMON	Tejo Mondego
TSO	Operador de Sistema
TUNES	Tunes

1. Introdução

1.1 Considerações gerais, motivações e objectivos

Ao longo dos anos, a electricidade tem-se tornado num bem indispensável às nossas vidas. Sendo assim, o fornecimento de energia eléctrica passou a ser da responsabilidade dos governos, sendo visto como um serviço público. Por sua vez, os governos delegaram estas funções a empresas monopolistas, públicas ou privadas. Estas empresas, verticalmente integradas, eram responsáveis pela produção, transporte e distribuição de energia eléctrica aos consumidores das respectivas áreas de influência. Este modelo de integração vertical permitiu o desenvolvimento de centrais produtoras, redes de transporte e distribuição de grande porte, sob o argumento da existência de economias de escala.

A partir da década de 70, após o primeiro grande choque petrolífero, o modelo organizacional acima referido começou a ser posto em causa, sendo que nos Estados Unidos da América foi criada a figura de produtor independente e com a obrigação das empresas tradicionais de adquirirem a energia por estes produzida. Este facto, aliado à reestruturação de outros sectores fortemente regulados, (telecomunicações, gás e transportes aéreos), motivou a reorganização do sector eléctrico, com o objectivo de criar mercados competitivos, no final dos anos 80.

O princípio básico que preside à reorganização do mercado de electricidade é a liberdade de contratação de energia para produtores, comercializadores e consumidores. Devido a esta nova concepção do negócio da electricidade, a exploração e o planeamento dos sistemas de energia eléctrica assumem uma dimensão diferente. Cada empresa de produção pode decidir quando e quanto produzir, a gestão da água nas suas albufeiras e os planos de manutenção das suas centrais. As decisões de investimento em novas centrais de produção não são tomadas centralmente por nenhuma entidade ou empresa responsável pela garantia do fornecimento de energia, mas sim por investidores privados que consideram que o seu investimento será rentável, não sendo responsáveis pela garantia do fornecimento global. Assim, a abertura de determinadas actividades do sector à concorrência, desloca decisões críticas, até então da responsabilidade dos respectivos governos, para o mercado proporcionando (quando devidamente implementada) melhorias de eficiência da produção de electricidade, alocação económica de recursos, preços mais reduzidos para os consumidores, melhor alocação de risco, estímulo ao crescimento económico e à competitividade.

Num ambiente competitivo de mercado, a previsão dos preços de electricidade é um dos assuntos mais importantes. As aplicações de previsão de preços podem ser desenvolvidas para diferentes horizontes temporais: curto prazo, médio prazo e longo prazo.

Os participantes no mercado de electricidade planeiam as suas acções de modo a obter maiores margens. A previsão de preços a curto prazo influencia o mercado eléctrico directamente. Os agentes de compra e venda de energia usam a previsão de preços para ajustarem as suas próprias estratégias.

As previsões a médio prazo são necessárias para garantir o sucesso das negociações dos contratos bilaterais, entre fornecedores e consumidores. Este tipo de previsão é feito entre seis meses e um ano.

As previsões a longo prazo do preço de electricidade influenciam as decisões de expansão nas linhas de transmissão ou na construção de novas centrais, para além de influenciarem a planificação das redes de distribuição.

É no sentido da nova concepção do negócio da electricidade que surge este trabalho. Isto é, pelo facto da existência de concorrência, entre agentes, pela venda de energia no mercado de electricidade, há o interesse de um determinado agente saber o modo como os outros se comportam nas mais diversas situações. Deste modo, se este agente for capaz de prever como os outros agem, pode incorporar estes comportamentos no cálculo das suas propostas, de modo a estas serem aceites a preços mais vantajosos. Por outras palavras, no caso de um agente conhecer as curvas de oferta dos outros agentes, este pode perfeitamente controlar a quantidade e o custo que pretende vender e fazer uma melhor gestão do risco que corre ao fazer tais propostas.

Para se perceber a profundidade deste problema, terá de ser explicado que é o conjunto das propostas (quantidade, preço) que os agentes de venda de energia fazem, que dita o despacho energético para o dia seguinte, assim como o preço marginal do sistema. Designa-se como agente o responsável pela apresentação de propostas, neste caso de venda, mas assumem-se como agentes diferentes, os agentes de cada unidade de produção.

Nesta dissertação apenas são abordados agentes portugueses responsáveis por fazer propostas no mercado eléctrico ibérico.

Em relação a trabalhos passados relacionados com este tema, pode-se afirmar que não foram encontrados relatos sobre desenvolvimentos de modelos de previsão de comportamentos de agentes de oferta de energia.

Deste modo, o objectivo deste trabalho passa pelo estudo do comportamento de alguns agentes, saber como funcionam as suas propostas e a razão que leva estes agentes a mudar as suas propostas de venda. Sendo assim, os objectivos gerais deste trabalho são:

- Conhecimento da estrutura do mercado de electricidade português, que está inserido no MIBEL, e de que modo se insere o problema das propostas de oferta de energia neste mercado;
- Conhecimento da composição das curvas de oferta de energia efectuadas pelos agentes responsáveis por determinadas centrais;
- Conhecimento, processamento e análise de variáveis explicadoras que possam explicar as variáveis que se pretendem prever;
- Conhecimento e análise das técnicas já utilizadas para previsão a curto prazo.

O resultado deste estudo passa, então, pela obtenção de um modelo que permita a previsão da curva de oferta, de um determinado agente, para curto prazo. Ou seja, para cada um dos agentes estudados é implementado um modelo de previsão das suas curvas de oferta apresentadas no mercado diário. Do mesmo modo, também é objectivo deste trabalho a criação de modelos de previsão de quantidades vendidas pelas centrais associadas aos agentes propostos. Aqui o principal interesse passa por entender o modo como estas quantidades vendidas se podem associar às curvas de oferta previstas.

Os modelos criados baseiam-se no histórico de variáveis conhecidas e disponíveis diariamente na referência [5], pelo que são modelos plenamente viáveis. Esta informação disponível diz respeito a históricos de curvas de oferta, de despacho de energia a nível nacional por parte das diferentes tecnologias e ao consumo. A partir do processamento da informação disponível, modelizam-se os referidos comportamentos, através de modelos de regressão ou através da inteligência computacional, redes neuronais. Como se trata de um estudo que envolve uma previsão a curto prazo, são estudados os modelos referidos, já que estes são os que se adequam a este problema (capítulo 2). Esta parte do trabalho envolve uma aprendizagem e desenvolvimento dos métodos de regressão, saber como funcionam e a componente matemática que lhes está associada.

A partir dos modelos criados, realizam-se as fases de validação e teste destes modelos, para saber se estes conseguem fazer com que os valores previstos se aproximam da realidade.

Geralmente os modelos de previsão de preço assumem como variável dependente o preço de mercado. Com esta abordagem os modelos integram os efeitos dos mecanismos de mercado sem modelar esse mesmo mecanismo. Ou seja relacionam variáveis de entrada, como por exemplo o consumo e a produção renovável, com a variável de saída que poderá ser o preço horário, média diária, etc.

A abordagem na qual se baseia esta dissertação tem como objectivo final a previsão do preço, mas integrando implicitamente o mecanismo de mercado. Ou seja, é desenvolvida a previsão de quatro grandezas, que são: a quantidade de venda, a quantidade de compra, o preço de venda e o preço de compra. Estas grandezas previstas entram no mecanismo de mercado obtendo-se a previsão do preço.

Esta abordagem implica uma elevada complexidade de modelização, o que justifica um estudo separado para os modelos de previsão das diversas grandezas. Por esta razão nesta dissertação estuda-se a previsão das curvas de venda de energia para cada agente de mercado, prevendo-se as quantidades e preços de cada oferta e ainda a quantidade vendida por cada agente.

1.2 Estrutura da tese

Esta dissertação está dividida em seis capítulos principais. Neste primeiro capítulo, estão detalhados essencialmente os aspectos gerais relativos ao estudo que é feito ao longo desta tese, assim como os principais objectivos propostos. O enquadramento em que se insere esta dissertação, os objectivos e os motivos que levaram a que se efectuasse este estudo também aqui estão patentes.

Na sequência do primeiro capítulo, no segundo apresenta-se sucintamente a criação do MIBEL e a liberalização do mercado de electricidade que explicam a importância deste tipo de estudo. Ao mesmo tempo, apresenta-se a constituição do mercado eléctrico e o modo como este trabalho está inserido na perspectiva deste mercado. Faz-se referência ao estado da arte referente aos métodos e modelos utilizados para previsão de preço de mercado a curto prazo. Este estudo é assente na previsão dos preços de mercado, já que não foi encontrada na literatura científica qualquer informação relativa ao estudo de comportamentos de agente de oferta de energia.

No terceiro capítulo são apresentados os agentes que são alvo de estudo, justificando-se a escolha com base na sua importância na definição do preço de mercado. São também apresentadas curvas de oferta típicas efectuadas por parte dos agentes propostos, seguido de uma profunda reflexão sobre essas curvas.

No quarto capítulo são explicadas as metodologias de previsão desenvolvidas até se chegar ao modelo final de previsão das curvas de oferta para os três agentes propostos.

O quinto capítulo apresenta a análise dos resultados da aplicação dos modelos obtidos em diferentes casos de estudo.

Por fim, no sexto capítulo apresentam-se as conclusões finais do trabalho realizado tendo em consideração os aspectos mais relevantes do trabalho desenvolvido, bem como as propostas para trabalho futuro.

2. Estado da Arte

2.1 Introdução

Este capítulo diz respeito ao estado da arte relacionado com o problema da previsão dos comportamentos dos agentes de oferta em mercados de electricidade.

Numa primeira fase é caracterizado o mercado de electricidade associado a este trabalho. É caracterizado profundamente o MIBEL, que surgiu no contexto da reestruturação dos mercados de electricidade a nível mundial, retratando o modelo de mercado que lhe está associado. É também retratada a organização do mercado eléctrico, sendo que se dá primazia ao mercado diário, já que é neste que se cinge este trabalho, mais concretamente nas propostas de oferta de energia.

Numa segunda parte, são apresentados os modelos e técnicas existentes de previsão a curto prazo do preço de electricidade. Nesta fase, dá-se ênfase às técnicas utilizadas no presente trabalho, sendo estas explicadas mais detalhadamente.

O objectivo deste capítulo relaciona-se com apresentação do modelo de mercado em que se insere este trabalho e pela explicação dos modelos e técnicas com as quais se pode fazer previsão.

2.2 Mercados de Electricidade

2.2.1. O Mercado Ibérico de Electricidade – O MIBEL

Recentemente, assistiu-se um pouco por todo o mundo, ao início de um processo de internacionalização dos mercados de electricidade, essencialmente motivado por questões de ordem técnica e económica aos níveis da produção e transporte. Neste contexto, foi criado o MIBEL, Mercado Ibérico de Electricidade, através de Memorando de Entendimento entre as administrações de Portugal e Espanha, assinado em Novembro de 2001. Após a entrada em funcionamento do mercado a prazo, o MIBEL teve um início mais efectivo em Julho de 2006, sendo o segundo mercado europeu transnacional a ser construído. Em ambiente de mercado a previsão de preços surge como um aspecto importante para os diversos agentes de mercado.

O MIBEL é centrado numa bolsa gerida pelo Operador de Mercado Ibérico, o OMI, o qual apresenta dois pólos distintos, um em Portugal, o OMIP, e outro em Espanha, o OMEL.

Esta organização, dividida em dois pólos de mercado tem implicações importantes na estrutura dos modelos de previsão. Quando não existe congestionamento das interligações, o preço de mercado é único, e consequentemente os modelos de previsão deverão ter características de interrelação fortes devendo mesmo ser tratados como um único modelo. Por

outro lado quando existe congestionamento os dois mercados são separados gerando-se dois preços de mercado. Neste caso, deve existir dois modelos de previsão separados, mas com algumas variáveis de interrelação.

O MIBEL tem dois operadores do sistema de transmissão (TSO) a Rede Eléctrica Nacional, (REN SA), do lado Português e a *Red Eléctrica de España* (REE SA), do lado Espanhol e possui ainda duas entidades reguladoras, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a *Comisión Nacional de Energía* (CNE) respectivamente [1]. A previsão das ofertas dos diversos agentes produtores é importante para que os operadores de sistema e as entidades reguladoras possam melhorar o seu planeamento e gestão.

O modelo de mercado inerente ao MIBEL é misto, uma vez que permite tanto as negociações de electricidade em Pool como através de contratos bilaterais. Qualquer um dos agentes do mercado, produtores, auto-produtores, agentes externos ou entidades não residentes, comercializadores e comercializadores qualificados podem aceder ao mercado organizado. Neste sistema subsistem ainda alguns CAE, contratos a longo prazo, sendo que a maioria destes contratos foram resolvidos e os seus custos passaram a ser considerados em Portugal como Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual – CMEC [2]. Os modelos de previsão de preço estão associados geralmente ao mercado Pool, no entanto, os contratos bilaterais condicionam as quantidades de oferta do mercado Pool e consequentemente influenciam os preços. Por essa razão os modelos de previsão de preço devem integrar de alguma forma, variáveis relacionadas com as quantidades comercializadas nos mercados bilaterais.

No mercado *spot* de electricidade – OMEL - realizam-se as transacções decorrentes da participação dos agentes nas sessões do mercado diário, do mercado intradiário e pela aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema, nomeadamente relativos à solução de restrições técnicas, aos serviços complementares e à gestão dos desvios. Os modelos de previsão têm características diferentes para cada um dos mercados, diário ou intradiário, devendo ser implementados separadamente.

A negociação no mercado diário efectua-se com base num leilão diário de ofertas complexas, com liquidação da energia em todas as horas do dia seguinte. Complementarmente, existem várias sessões do mercado intradiário, mercado de ajustes, subsequentes ao leilão do mercado diário, em que é possível aos agentes contratar desvios entre quantidades previstas de energia eléctrica e as efectivamente necessárias, em cada um dos períodos. A negociação nas sessões do mercado intradiário efectua-se, igualmente, por leilão. A liquidação financeira das operações ocorre numa base mais alargada do que a diária, havendo lugar à prestação de garantias.

O facto de existirem dois TSOs significa que existem duas áreas de controlo que trabalham em conjunto no que respeita à gestão das interligações das redes de transmissão e sempre que existam congestionamentos entre as diferentes área [2].

No MIBEL está ainda previsto a remuneração da disponibilidade, de forma a incentivar o investimento em meios de produção e exortar uma maior segurança no fornecimento de energia. Actualmente, o recurso à produção em regime especial e a energias renováveis tem uma importância relevante no fornecimento de electricidade. As energias renováveis são caracterizadas por uma produção variável não despachável. A previsão da produção renovável, tal como a previsão do consumo, tem uma importante influência sobre os modelos de previsão de preço. Mesmo quando estas energias não fazem ofertas em mercado, caso actual em Portugal, a sua influência no preço é sentida indirectamente por existir uma diminuição da procura em mercado.

2.2.2. Organização do Mercado

Com a criação do mercado de electricidade, a produção de energia eléctrica passou a ser gerida por mecanismos de mercado. As transacções passaram a ser efectuadas por intermédio de um mercado de electricidade organizado, designado por *pool*, com programas baseados em propostas de produção e carga e por contratos bilaterais.

O Pool pode classificar-se quanto aos seguintes aspectos;

- participação dos diversos agentes como obrigatório ou voluntário;
- aceitação ou não de ofertas por parte dos compradores;
- tipo de ofertas simples ou complexas;
- fixação dos preços *ex-ante* ou *ex-post* e à utilização ou não de despacho integrado [2].

Num mercado de electricidade em que a participação é obrigatória torna-se indispensável a apresentação de propostas de compra/venda de energia eléctrica por parte de comercializadores e consumidores elegíveis e de produtores. A produção e o consumo são geridos na sua totalidade pelo *Pool*, tendo este tipo de mercado funcionado em países com a Inglaterra e País de Gales e em algumas províncias da Austrália, por exemplo. Noutros mercados, como por exemplo, o *NordPool* e Nova Iorque para referir alguns, a participação é voluntária. As entidades produtoras, comercializadoras e os clientes elegíveis podem apresentar as suas propostas de compra/venda ao *Pool*, ou podem, caso o entendam, celebrar contratos entre si, através de contratos bilaterais, físicos ou financeiros. Os contratos bilaterais físicos devem identificar as unidades de produção referentes ao contrato e o consumo previsto, devendo possuir duração igual ou superior a um ano. Estes contratos devem também especificar a parte contratante obrigada a satisfazer os custos correspondentes aos serviços auxiliares, custos fixos do sistema, custos de segurança, entre outros.

Relativamente à aceitação de ofertas de preços, por parte dos compradores pelo mercado esta verifica-se na grande maioria dos mercados, com a excepção do que ocorria no mercado inglês e galês onde só eram aceites as propostas dos fornecedores. Este modo de funcionamento é denominado de *Pool* assimétrico, enquanto mercados com ofertas de todos os intervenientes são designados por *Pool* simétrico. Nas figuras 1 e 2, encontra-se uma representação destes tipos de *Pool*, simétrico e assimétrico, respectivamente.

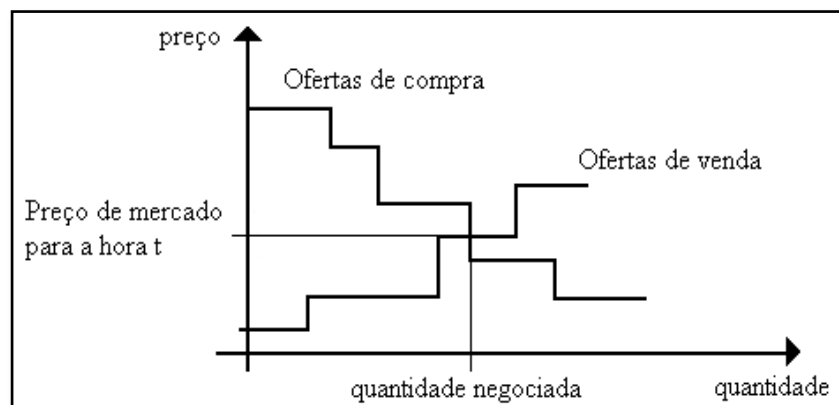


Figura 1- Pool Simétrico [1].

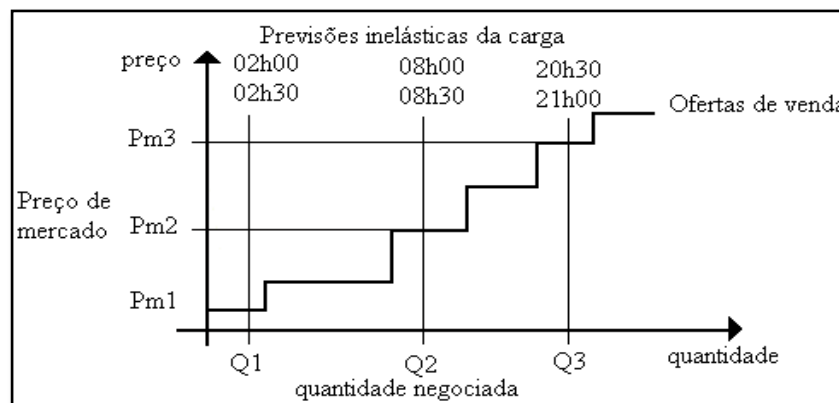


Figura 2- Pool Assimétrico [1].

Existem dois tipos de ofertas, simples ou complexas. As propostas simples referem-se apenas a pares de valores, quantidade e preço, não considerando elementos adicionais, como por exemplo relacionados com rampas de subida ou descida de potência produzida. Nestas condições, as propostas simples são apresentadas para um intervalo de tempo, e são independentes das apresentadas para os outros intervalos de tempo. As propostas complexas realizam-se tendo em conta os valores de potências despachadas para intervalos de tempos anteriores e posteriores ao intervalo considerado, tendo em conta, por exemplo, valores mínimos e máximos de produção das centrais e a existência de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas [2]. Assim, para cada hora do período de programação diário, o Operador de Mercado construirá as curvas agregadas das propostas de compra e venda ordenando-as, respectivamente, por ordem decrescente e crescente dos preços, independentemente das suas origens, tal como se encontra ilustrado na figura 3.

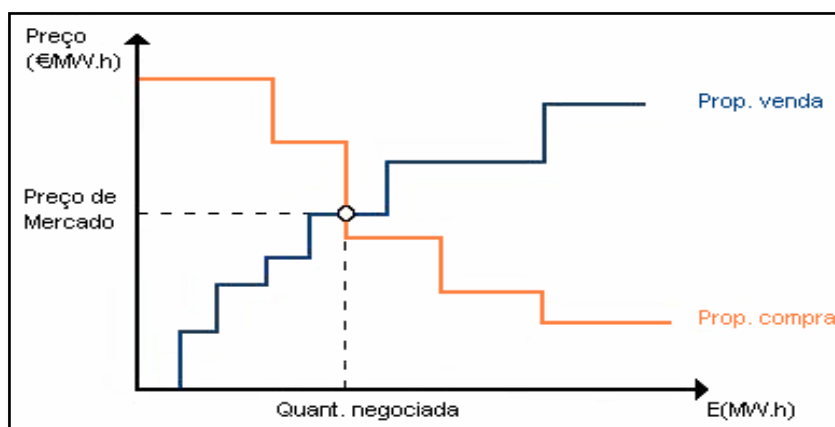


Figura 3 - Preço Marginal no modelo em Pool [1].

O preço, em cada uma das horas do período de programação, deve ser igual ao preço do último bloco da proposta de venda da última unidade de produção cuja aceitação foi necessária para satisfazer a carga obtida pelo algoritmo de encontro de mercado. Em cada hora, os pontos de intersecção das curvas agregadas de compra e venda determinam que propostas são aceites, isto é, o programa horário de produção e carga. O preço marginal horário (*market clearing price*) obtido da forma anteriormente descrita, corresponderá ao valor monetário que todas as unidades de produção despachadas receberão e que todas as unidades de carga despachadas pagarão [4].

O conjunto de sessões do mercado de produção de energia eléctrica, que ocorre no dia anterior ao da entrega efectiva, tem como finalidade a determinação das transacções de electricidade e a programação das unidades de produção necessárias para que as mesmas se realizem.

2.2.2.1. Mercado Diário

O mercado diário permite a obtenção do programa diário base de funcionamento, que engloba as transacções da sessão do mercado diário, juntamente com os contratos bilaterais celebrados. Esta sessão termina às 10 horas em Portugal, que correspondem às 11 horas em Espanha. Devem participar neste mercado como vendedores todas as unidades de produção disponíveis não vinculadas a contratos bilaterais, comercializadores, assim como agentes externos registados como vendedores. A carga é neste mercado representada pelos distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos registados como compradores.

O mercado está organizado de uma forma horária e como tal as propostas de oferta de compra e venda de energia devem ser efectuadas para períodos de uma hora. Cada proposta

poderá conter 25 diferentes blocos por cada hora do dia seguinte, isto é, o número máximo de blocos que uma proposta poderá conter é de 24×25 .

O formato de proposta mais simples que uma qualquer unidade de produção poderá apresentar é constituído por pares de valores (em número não superior a 25) de quantidade (MW) e preço (c€/kWh).

Cada agente de venda deve apresentar uma proposta por cada unidade de produção. Uma unidade de produção é definida como um grupo termoeléctrico, uma central de bombagem pura, uma unidade de gestão de centrais hidroeléctricas localizadas no mesmo curso de água ou bacia hidrográfica ou uma unidade de gestão de um conjunto de aerogeradores de um parque eólico que injectem a sua energia num mesmo nó da rede [4].

Por sua vez, os agentes que representam as cargas podem comprar energia eléctrica no *pool* ou bilateralmente através de contratos. Os agentes de mercado que pretendam adquirir energia eléctrica no mercado diário deverão apresentar as suas propostas de compra ao Operador de Mercado. Estes agentes são as empresas distribuidoras, os comercializadores e os consumidores elegíveis.

Depois de efectuadas todas as propostas de compra e venda, cabe ao Operador de Mercado combinar as propostas de compra e venda por intermédio de um processo de optimização, que permite obter o preço marginal, bem como o volume de energia eléctrica programada para cada unidade de carga e produção e para cada hora do período de programação.

Nesta dissertação são estudados e desenvolvidos modelos de previsão para curvas de oferta que correspondem às propostas de cada unidade de produção, conforme se mencionou anteriormente. Designa-se como agente, o responsável pela apresentação de propostas, neste caso de venda, mas ao longo desta dissertação assume-se como agentes diferentes, os responsáveis por cada unidade de produção.

2.2.2.2. Solução de Restrições Técnicas

O operador de sistema efectua uma avaliação das condições de segurança das transacções acertadas no mercado diário. Caso o programa não cumpra os requisitos de segurança estabelecidos, o Operador de Sistema determina quais as unidades de venda e ofertas de compra e venda que devem ser agregadas ou eliminadas do programa diário base de funcionamento. Obtém-se então o programa diário viável provisório. Esta sessão termina às 13 horas em Portugal, que correspondem às 14 horas em Espanha [2].

2.2.2.3. Atribuição de Regulação Secundária

Sobre o programa diário viável provisório obtido, o operador de sistema atribui, mediante o preço marginal, a banda de regulação secundária a subir ou a descer às unidades de produção participantes. O resultado é o programa diário viável definitivo. Esta sessão encerra às 15 horas em Portugal, correspondendo em Espanha às 16 horas [2].

2.2.2.4. Mercado Intradiário

O operador de mercado convoca os agentes para a participação nas seis sessões do mercado intradiário. Estes apresentam propostas de compra/venda, onde o único requisito a respeitar são os compromissos adquiridos de serviços complementares no programa diário viável. A entrada neste mercado por parte das unidades de venda apresenta como condição a anterior participação no mercado diário, em contratos bilaterais, ou não o ter feito devido a indisponibilidade. No que

concerne às unidades de compra, a sua inclusão no mercado em questão depende da execução de contratos bilaterais no dia correspondente ou na respectiva participação no mercado diário.

As sessões do mercado intradiário encontram-se organizadas actualmente, da forma que ilustra a figura 4.

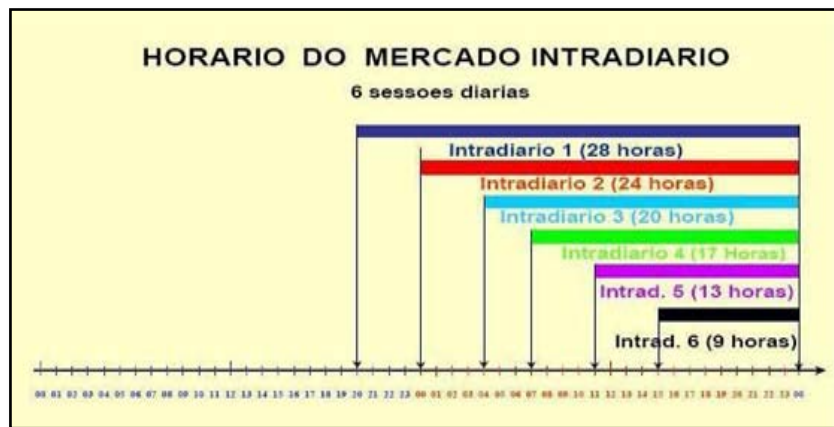


Figura 4 - Sequência de actividades no mercado intradiário [5].

2.2.2.5. Programa horário final

O resultado de cada sessão do mercado intradiário dá origem ao programa horário final, o qual será posteriormente comunicado ao Operador de Sistema. Aos agentes de mercado serão comunicados os dados correspondentes às suas unidades de produção e carga e aos distribuidores os dados correspondentes exclusivamente à sua rede de distribuição agregados por cada nó definido e comunicado pelo Operador de Sistema.

Este programa inclui para cada período horário de programação os seguintes elementos:

- O preço marginal de energia eléctrica determinado no mercado diário e em cada uma das sessões do mercado intradiário;
- A energia eléctrica correspondente, por períodos, a cada unidade de produção cujas propostas de venda tenham sido incorporadas como resultado do algoritmo de encontro de mercado, após terem sido modificadas para resolução de restrições técnicas;
- A energia eléctrica associada aos contratos bilaterais;
- A quantidade de energia eléctrica associada às propostas de venda, em cada período horário.

2.3 Técnicas e Modelos de Previsão

2.3.1. Técnicas de Previsão

Desde a liberalização do sector eléctrico, muitos métodos e técnicas de previsão foram desenvolvidos para prever o preço da electricidade para curto prazo, em ambientes competitivos. Em relação à previsão de comportamentos de agentes de oferta não são conhecidos quaisquer desenvolvimentos, porém, como se trata da construção de modelos de previsão a curto prazo, pode-se recorrer às técnicas já utilizadas para a previsão do preço de electricidade.

Na figura 5 estão presentes os principais métodos apresentados para previsão a curto prazo do preço de electricidade.

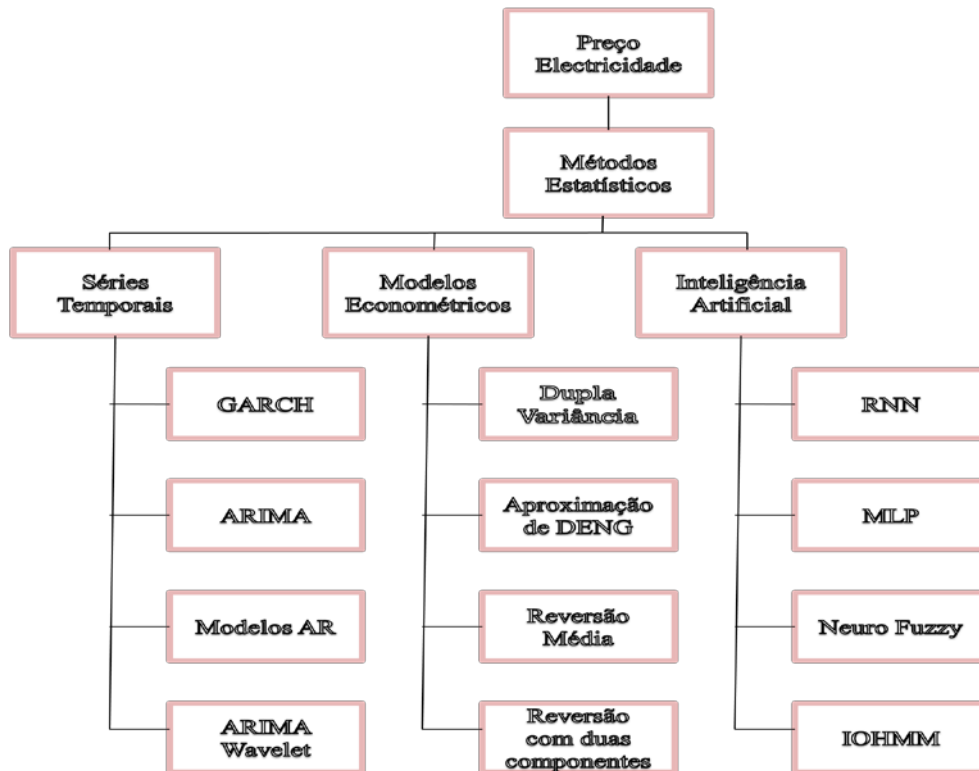


Figura 5 - Métodos genéricos utilizados para previsão a curto prazo do preço da electricidade

2.3.1.1. Séries Temporais

Um modelo de séries temporais faz a previsão dos futuros valores da série com base nos valores presentes e passados da própria variável e dos seus erros [8].

No caso do preço de mercado *spot*, é utilizada a série temporal do próprio preço para calcular valores futuros do mesmo, através de metodologias de regressão. O uso desta metodologia requer estacionaridade da série temporal, ou seja, é necessário que a série a estudar tenha uma média e variância constantes. Para modelos auto-regressivos, AR, tem-se expressão 2.1:

$$X_t = \delta + \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + \dots + \phi_p X_{t-p} + a_t \quad (2.1)$$

Onde:

- X_t é o valor actual da série temporal;
- δ e ϕ são parâmetros associados à regressão, constantes e reais;
- p é a ordem da auto regressão, é o valor correspondente à ordem da regressão;
- a_t é uma variável aleatória independente descrita por uma função distribuição de probabilidade.

Os modelos AR são utilizados para prever o preço da electricidade para o dia seguinte, tanto para o mercado espanhol como para o mercado eléctrico da Califórnia [9]. Podem ser usados modelos mistos ARIMA - Auto-regressivos (AR), integrados (I) e de média móvel (MA) - com ou sem o acompanhamento de outras variáveis explicadoras [10]. A formulação inerente a este método está associada à expressão 2.2:

$$(1-B)^d \underbrace{(1-\phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p)}_{\text{autoregressiva AR}(p)} \underbrace{(1-\Phi_1 B^7)}_{\text{sazonal AR}} X_t = \delta + \underbrace{(1-\theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q)}_{\text{médiamóvel MA}(q)} \underbrace{(1-\Theta_1 B^{30})}_{\text{sazonal MA}} a_t \quad (2.2)$$

Onde:

- X_t corresponde ao valor actual da série temporal;
- δ , ϕ , θ , Φ e B são parâmetros associados à regressão;
- p é a ordem da auto regressão, é o valor correspondente à ordem da regressão;
- q é a ordem do erro
- a_t é uma variável aleatória independente descrita por uma função distribuição de probabilidade;
- d é o valor da ordem de diferenciação;

A performance do modelo ARIMA foi melhorada através do processamento de uma transformada *wavelet*, dando origem ao modelo ARIMA wavelet [11]. O modelo GARCH (General Autoregressive Conditional Heterocedasticity), é um modelo que utiliza variâncias antigas e variâncias de previsões passadas para prever futuras variâncias [12].

2.3.1.2. Modelos Econométricos

Um modelo econométrico é um conjunto de modelos de regressão interligados através de variáveis endógenas. Alguns destes modelos são baseados em processos de reversão média. Um modelo de dupla variância é uma estimação de reversão média, que tolera saltos de preços de electricidade [26].

Na aproximação de Deng múltiplos saltos e volatilidade estocástica foram incorporados num modelo *jump-difusion* de tripla reversão média, para capturar os preços de electricidade [27-28].

Outro modelo foi elaborado para tentar descrever o comportamento estocástico dos preços de electricidade, tendo uma componente de reversão a curto prazo e outra componente de equilíbrio a longo prazo [29].

Existe ainda outro modelo estocástico que aproxima a variação da distribuição de probabilidade do preço do Mercado de *spot* [30].

2.3.1.3. Inteligência Artificial

Os métodos que usam aproximações de sistemas inteligentes são denominados na literatura como Redes Neurais Artificiais (ANN). Redes Neurais são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neuronal de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através da experiência. Uma rede neuronal é composta por várias unidades de processamento, denominadas neurónios, que estão normalmente interligados por canais de comunicação aos quais está associado um determinado peso ou importância.

Por sua vez, os neurónios podem possuir várias entradas e uma saída, sendo que o processamento interno é não linear, dependendo da função de activação, que transforma as entradas numa saída [13]. Na figura 6 pode-se observar a constituição de um neurónio.

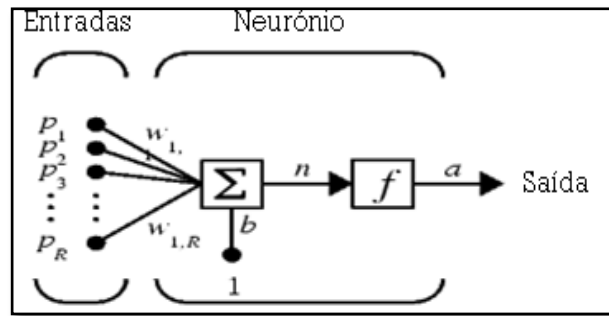


Figura 6 - Constituição de um neurónio [13].

Onde:

- p_r são as entradas do neurónio;
- wL são os pesos associados aos canais de ligação entre neurónios;
- b é o limiar de activação
- a é a saída
- n é o somatório das entradas com os respectivos pesos associados

Em relação às funções de activação do próprio neurónio, podem-se destacar as funções LOGSIG, TANSIG e PURELIN presentes nas figuras 7, 8, e 9, respectivamente.

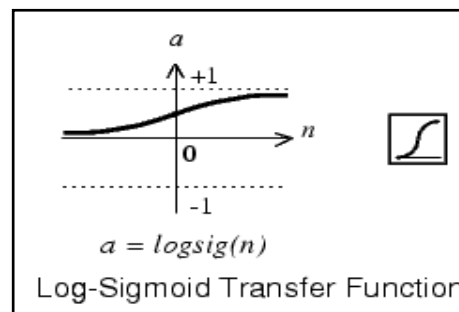


Figura 7 - Função de transferência LOGSIG [13].

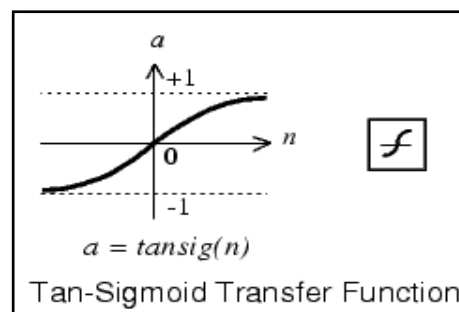


Figura 8 - Função de transferência TANSIG [13].

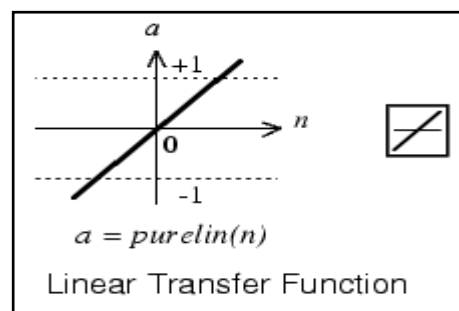


Figura 9 - Função de transferência PURELIN [13].

Existem dois tipos de redes neurais, as Recurrent Neural Networks (RNN) [14] e as Multi Layer Perceptron (MLP) [15], que se podem utilizar para calcular preço de electricidade a curto prazo.

O tipo mais utilizado, as MLP, funciona de uma forma progressiva sem informação adicional acerca dos processos a jusante, ou seja, sem realimentação. Na figura 10 podemos observar que neste tipo de rede não existe troca de informação entre processos a montante e a jusante e que existem três tipos de camadas, uma de entrada, uma ou várias escondidas e uma de saída.

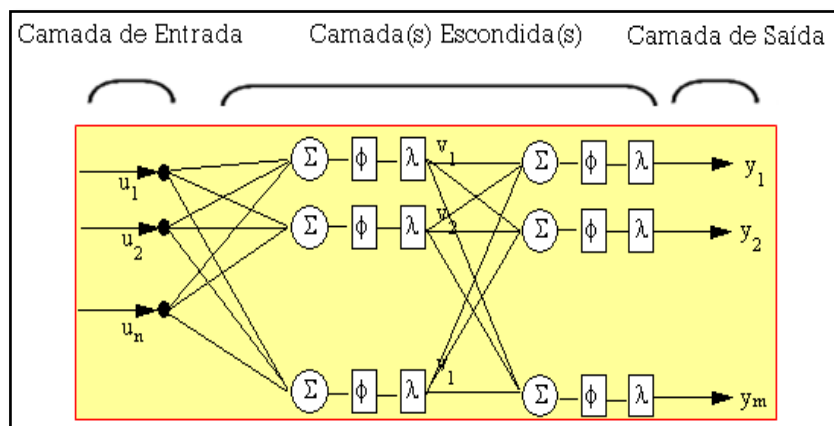


Figura 10 - Constituição de uma rede neuronal multi camada (MLP) [13].

Por outro lado, as RNN, que são redes com realimentação, ou *feedback*, porque têm conexões entre neurónios no sentido contrário, como se pode observar na figura 11.

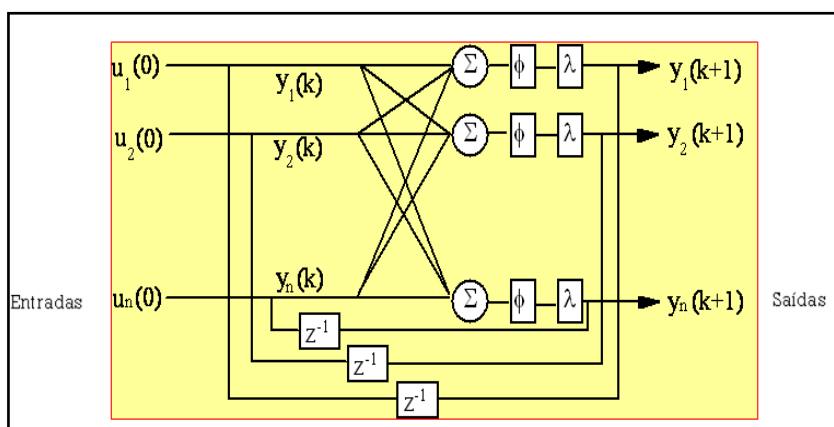


Figura 11- Constituição de uma rede neuronal recorrente (RNN) [13].

Como um neurónio é um elemento adaptativo, os pesos são modificáveis dependendo do algoritmo de treino usado. Existem vários tipos de treino, dos quais destacam-se:

- Aprendizagem supervisionada – a rede aprende com exemplos de sinais de entrada e saída. Entre outros tipos de algoritmos de aprendizagem supervisionada, temos:
 - Aprendizagem por retropropagação (*backpropagation*), método de aprendizagem supervisionada mais utilizada. Consiste num algoritmo que geralmente aplica o método dos mínimos quadrados para minimizar o erro da rede neuronal e implementa o sistema de cálculo sucessivo das derivadas parciais numa direcção contrária à da normal propagação da informação através da rede;
 - Aprendizagem pelo método Levenberg-Marquardt, é um método 10 a 100 vezes mais rápido do que o anterior, sendo uma variante do método de Newton [16].
- Aprendizagem não supervisionada – baseada apenas no sinal de entrada e em esquemas que especifiquem a saída correspondente.

- o Aprendizagem competitiva - Este método, caracteriza-se pelo seu bom comportamento em sistemas de classificação, dado que, na rede neuronal, perante um conjunto de entrada, todas as unidades de processamento vão concorrer entre si pelo direito de resposta. A aprendizagem tem capacidade de detectar características nos conjuntos de entrada.
- Aprendizagem forçada - No treino forçado não são fornecidas as saídas correctas para as entradas, mas são atribuídos prémios ou castigos consoante a performance do resultado obtido na saída
- o Aprendizagem pelo método de Hebb - O método de Hebb tem como princípio o reforço da sinapse quando os dois neurónios dessa ligação estão activos simultaneamente.

Como se pode constatar existem variados métodos de treino de uma rede neuronal, sendo este um dos factores essenciais aquando da construção da rede. De modo a melhorar o processo de treino, algumas técnicas foram associadas às redes neuronais como forma de prevenir o sobre aprendizagem, que acontece quando a rede neuronal se ajusta em demasia aos valores do conjunto de treino [17-20].

Outros métodos utilizando redes neuronais foram desenvolvidos para previsão a curto prazo do preço de electricidade, como o modelo de Markov, Input/Output Hidden Markov Model (IOHMM) composto por duas redes neuronais que estima os estados do mercado e observa os preços ao mesmo tempo [21]. Fora os métodos que envolvem redes neuronais, existem outros métodos que podem ser usados para prever o preço de electricidade, como é o caso dos modelos que contem lógica fuzzy, ou Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) [22].

2.3.1.4. Modelos de Regressão

Os modelos de regressão são um dos métodos estatísticos mais usados para investigar a relação entre variáveis. Estes modelos podem ser usados na previsão em vários sentidos:

- Previsão da evolução temporal (Y, t), com base no histórico das séries temporais;
- Regressão univariável simples;
- Regressão multivariável, aplicadas em séries temporais;
- Previsão de uma variável função das restantes (Y, X), geralmente multivariável.

Para realizar previsões futuras sobre algum fenómeno da realidade, extrapola-se para o futuro as relações de causa-efeito já observadas no passado entre as variáveis. Se estivermos interessados em "simular" os efeitos causados sobre uma variável Y em decorrência de alterações introduzidas nos valores de uma variável X também podemos usar este modelo.

Contudo, para ser utilizado este método têm de respeitar alguns pressupostos:

- As variáveis explicadoras devem ser linearmente independentes (não deve existir multicolinearidade);
- Os erros devem estar normalmente distribuídos;
- A variância dos erros deve ser constante.

Por outro lado, existem dois tipos distintos de regressões, lineares e não lineares. Esta classificação depende somente da relação existente entre as variáveis explicadoras e a variável a prever.

De seguida, pode-se observar um exemplo de relação linear entre duas variáveis, X e Y , na figura 12.

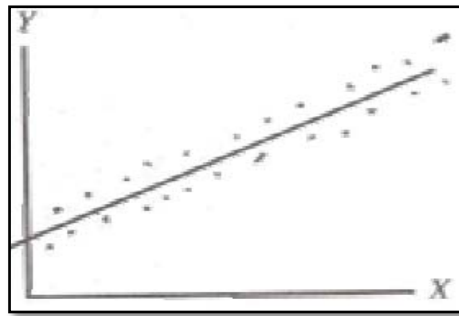


Figura 12 - Exemplo de uma regressão linear [23].

Neste caso como se conhece a relação entre estas duas variáveis, sendo Y a variável dependente de X, pode-se estimar o valor de Y em cada ponto a partir da equação 2.3.

$$Y = \Phi_1 + \Phi_2 X \quad (2.3)$$

Onde:

- Y é a variável dependente;
- X é a variável independente;
- Φ_1 e Φ_2 são os parâmetros da regressão para a variável Y.

Em relação às regressões não lineares, estão apresentados na figura 13 apenas os mais utilizados, dado que existe um grande número de transformações não lineares.

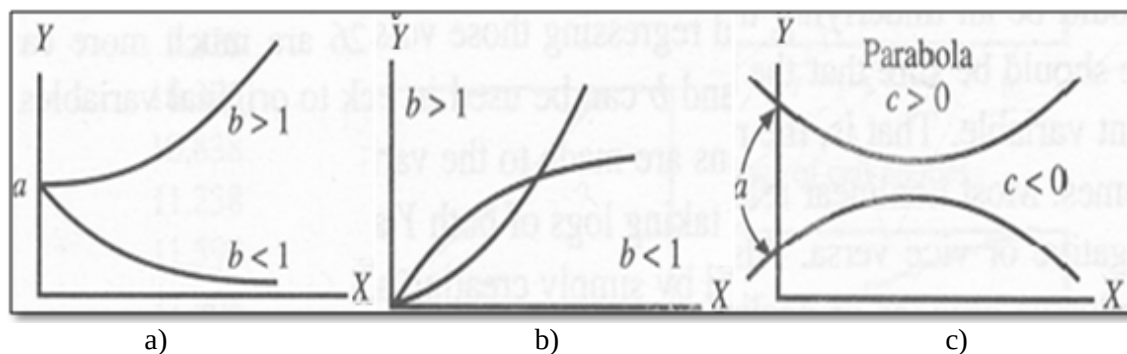


Figura 13 - Regressões não lineares - a) Exponencial; b) Potencial; c) Polinomial 2ª Ordem [8].

A formulação associada a cada tipo de transformação não linear está representada nas expressões 2.4, 2.5 e 2.6.

a) Regressão Exponencial: $Y = ab^x$ (2.4)

Onde:

- Y é a variável dependente;
- X é a variável independente;
- a e b são os parâmetros da regressão para a variável Y.

b) Regressão Potencial: $Y = aX^b$ (2.5)

Onde:

- Y é a variável dependente;
- X é a variável independente;
- a e b são os parâmetros da regressão para a variável Y.

c) Regressão Polinomial 2ª Ordem: $Y = a_1 + bX + cX^2$ (2.6)

Onde:

- Y é a variável dependente;
- X é a variável independente;
- a, b e c são os parâmetros da regressão para a variável Y.

Para calcular os parâmetros associados a cada tipo de regressão, pode ser utilizado, entre outros, o método dos mínimos quadrados. É o método de computação matemática pelo qual se define a curva de regressão. Este método define uma curva que minimiza a soma das distâncias ao quadrado entre os pontos plotados (X, Y) e a curva (X', Y'). A formulação inerente a este método pode ser encontrada na referência [8].

2.3.2. Modelos de Previsão

Os modelos de previsão de preços de electricidade incluem modelos estatísticos, modelos de simulação e modelos de equilíbrio. Todos estes modelos recorrem a fontes de informação diferentes que usam como entradas nos próprios modelos. Existem três tipos de modelos de previsão de preço de mercado consoante o horizonte da previsão: curto prazo, médio prazo e longo prazo.

2.3.2.1. Modelos Estatísticos

Para a generalidade dos modelos de previsão estatísticos, a saída consiste na previsão do preço marginal do sistema e nas suas características estatísticas, como o intervalo de confiança. Por vezes, este tipo de modelo pode avaliar a volatilidade do preço. As variáveis usadas como entradas e saídas deste tipo de modelos podem ser visualizadas na figura 14.

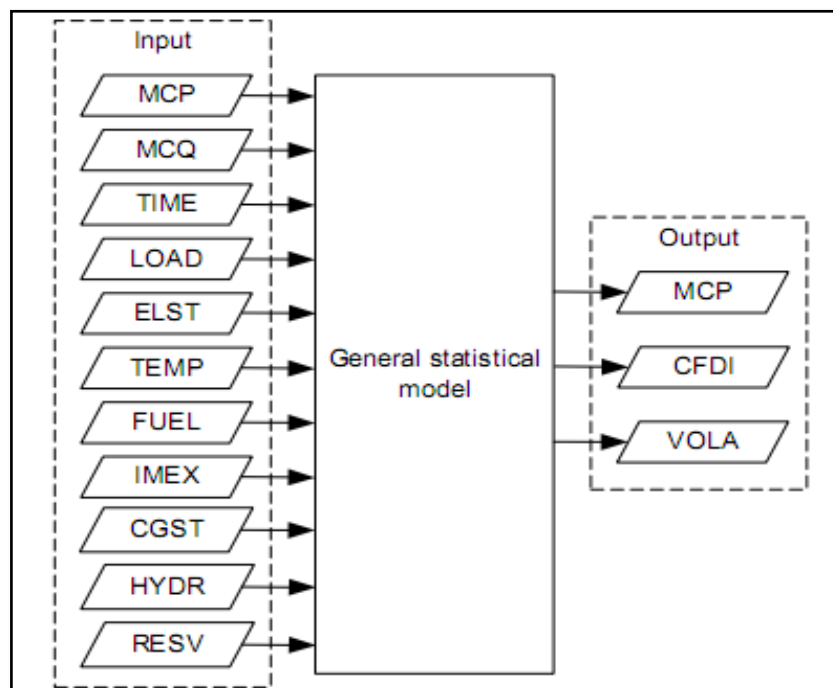


Figura 14 - Esquema característico de um modelo estatístico [31].

As abreviaturas das variáveis de entrada significam:

- MCQ e MCP são históricos de preços de mercado e históricos de quantidades transaccionadas em mercado;
- TIME são índices temporais do MCP e do MCQ de modo a se obter sazonalidades;
- LOAD é o histórico de consumo;
- ELST é a elasticidade do preço da procura;
- FUEL é o preço do *fuel*, já que o custo de produção depende deste preço;
- IMEX está relacionado com as importações e exportações referentes a uma área;
- CGST é o volume de congestionamento nas linhas de transmissão;
- HYDR é a produção hídrica;
- RESV são as reservas associadas ao sistema de produção;

As abreviaturas das variáveis de saída significam:

- MCP é o preço de mercado previsto;
- CFDI é o intervalo de confiança associado à previsão do preço;
- VOLA é a volatilidade prevista dos preços de mercado.

2.3.2.2. Modelos de Simulação

Um modelo de simulação é usado para modelar detalhadamente a operação do sistema de potência. Consequentemente, é simulado o trânsito de potências, o despacho económico, entrando com as restrições físicas inerentes ao sistema.

Na figura 15, pode ser visualizado o esquema de um modelo de simulação com as entradas e saídas que se podem usar.

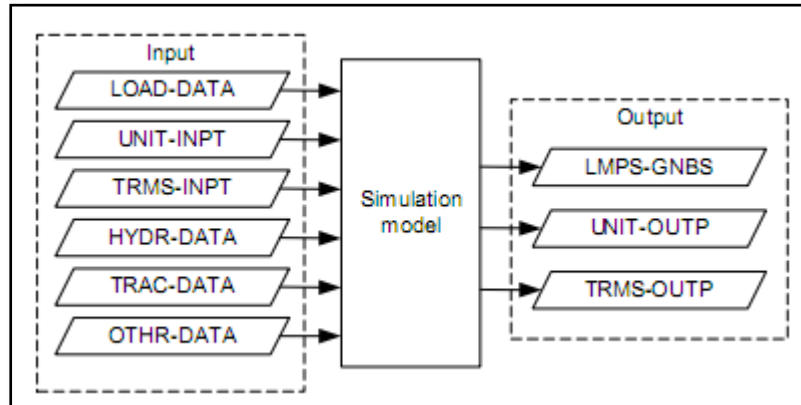


Figura 15 - Esquema característico de um modelo de simulação [31].

As abreviaturas das variáveis de entrada significam:

- LOAD-DATA é a previsão do consumo e das curvas de consumo;
- UNIT-INPT está associado a toda a informação relativa das unidades de produção, desde a capacidade instalada até ao modo de operação, passando pelos custos de operação e manutenção;
- TRMS-INPT está relacionado com trânsitos de potência AC resolvidos, limites de tensão e estabilidade das máquinas;
- HYDR-DATA está associado às características das unidades hídricas, à sua estratégia de despacho e à sua capacidade de armazenamento;
- TRAC-DATA são as quantidades transferidas;
- OTHR-DATA são os custos de emergência e a inflação.

As abreviaturas das variáveis de saída significam:

- LMPS-GNBS são os preços locais nos barramentos de carga;
- UNIT-OUTP é o despacho horário, a emissão horária de gases para a atmosfera;
- TRMS-OUTP são os custos de congestionamento e os trânsitos de cargas horárias.

2.3.2.3. Modelos de Equilíbrio

A análise de modelos de equilíbrio utiliza a perspectiva económica de mercado e a teoria dos jogos (*game theory*) para fazer previsão de comportamentos estratégicos de mercado e para traçar tendências do preço a longo prazo. As entradas deste tipo de modelos são: a estrutura de mercado (*Market Structure*), os mecanismos de mercado (*Market Mechanisms*) e os contractos (*Contracting*). As saídas do modelo são as tendências do preço de mercado a longo prazo (*Long-term price trends*) e as previsões dos comportamentos de mercado (*Predicted market behaviours*).

Na figura 16 pode-se observar o esquema associado aos modelos de equilíbrio.

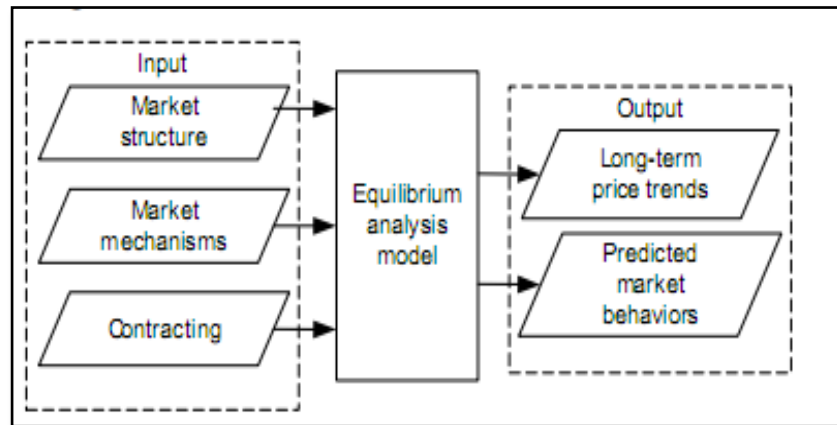


Figura 16 - Esquema característico de um modelo de equilíbrio [31].

2.3.3. Diagnóstico dos modelos

2.3.3.1. MAPE – Erro Médio Absoluto Percentual

Mean Absolute Percentage Error (MAPE) é um método de avaliação da capacidade que um conjunto de informação tem de se adaptar aos valores reais de uma série temporal. No caso de uma previsão, que é do que se trata este trabalho, o MAPE mede a capacidade do modelo de previsão tem para se adaptar aos valores reais das variáveis em estudo. Matematicamente, o MAPE é a soma dos módulos dos erros (valor real menos o valor previsto), sobre o valor médio do conjunto, a dividir pelo número de dados referentes a todo o conjunto. A seguir, é apresentada a expressão 2.7 inerente a este método de diagnóstico.

$$MAPE_{P_{med}} = \frac{\frac{1}{N} \sum |P_{real} - P_{prev}|}{P_{med}} \quad (2.7)$$

Onde:

- N é o número de elementos do conjunto;
- P_{real} é o valor real;
- P_{prev} é o valor previsto;
- P_{med} é o valor médio do conjunto.

2.3.3.2. MAE - Erro Médio Absoluto

Mean Absolute Error (MAE) é traduzido pela expressão 2.9:

$$MAE = \frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n |Z - \hat{Z}| \quad (2.8)$$

Onde:

- Z é o valor real da variável dependente;
- $\hat{Z}$ é o valor previsto pelo modelo;
- n é o número de valores da variável dependente.

2.3.3.3. Coeficiente de determinação R^2

R^2 , representa a proporção da variável dependente Z que pode ser explicada pelo modelo, sendo que este valor varia entre 0 e 1 (quanto mais perto de 1 for melhor é o modelo). A formulação associada a este coeficiente esta associada a da expressão 2.8.

$$R^2 = \frac{\sum(\hat{Z} - \bar{Z})^2}{\sum(Z - \bar{Z})^2} = \frac{\text{Desvios explicados}}{\text{Desvios totais}} \quad (2.9)$$

Onde:

- Z é o valor real da variável dependente;
- $\hat{Z}$ é o valor previsto pelo modelo;
- $\bar{Z}$ é o valor médio da variável dependente

2.4 Conclusões

Este capítulo foi dividido em duas partes, já que, se por um lado, era necessário conhecer o mercado de electricidade ao qual este trabalho está associado, por outro, era importante um estudo aprofundado sobre os modelos e técnicas já existentes sobre previsão de preços de electricidade a curto prazo.

Portanto, numa primeira fase apresentou-se o mercado eléctrico associado ao MIBEL, sendo que, se detalhou o programa horário ate se chegar ao despacho final e o preço de mercado.

Por fim, apresentou-se os modelos e técnicas de previsão existentes para preço de mercado e que são utilizados ao longo deste trabalho.

3. Análise de Informação

3.1. Introdução

Neste capítulo vão ser apresentados os agentes de oferta que são alvo de estudo neste trabalho e as centrais pelas quais estes são responsáveis. Como já se referiu, nesta dissertação só foram abordados agentes de oferta associados a centrais portuguesas.

De início, detalha-se a informação a ser usada para o estudo do comportamento dos agentes referidos e das previsões associadas, para além da forma como essa informação está disponível.

De seguida, apresentam-se as centrais existentes no sistema eléctrico português e vai ser explicada a metodologia seguida para a escolha dos agentes a estudar, uma vez que seria impossível estudar todos os agentes existentes no mercado. Assim, serão detalhados os critérios de selecção utilizados e os agentes escolhidos.

Para cada agente de oferta são descritas a composição e a tecnologia que lhe está associada. Também será demonstrado, para cada agente, uma curva de oferta típica e explicado sucintamente alguns pormenores a estas associados, de modo a facilitar a compreensão de alguns dos seus comportamentos típicos.

3.2. Informação disponível

Como se trata de um problema que engloba diversos tipos de informação, torna-se importante também mostrar qual é a informação disponível e o tempo em que esta se torna disponível ao público.

- **Curvas de Oferta:** são divulgadas ao público, na referência [5], todos os pares de pontos quantidade/preço para cada hora do dia seguinte. Esta informação é divulgada três meses depois do dia em que foram efectuadas no mercado diário. Destas curvas pode-se retirar a curva de oferta de cada agente de venda e compra de energia, sendo que os valores estão distribuídos por hora. Pode-se retirar também a quantidade vendida por cada central, ou seja o valor de quantidade que foi intersectado na curva de oferta de cada proposta;
- **Despacho:** é divulgado na referência [24], para cada 15 minutos do dia a seguir, a energia produzida por cada tipo de tecnologia. Esta informação é disponibilizada todos os dias;
- **Preço Mercado Diário:** é divulgado na referência [5], para cada hora do dia a seguir. Esta informação é disponibilizada todos os dias
- **Preço dos Combustíveis:** é divulgado na referência [25], todos os dias.

Deve-se referir ainda que se utilizam neste estudo dados relativos aos meses de Julho, Agosto, Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro de 2007.

3.3. Agentes de Oferta a estudar

A primeira tarefa consistiu na selecção dos agentes de oferta de energia que se pretendia estudar. Em Portugal, existem varias centrais produtoras, pelo que se optou por seleccionar apenas algumas, em virtude do tempo disponível e dos objectivos definidos.

Na figura 17, estão colocadas todas as centrais de produção portuguesas que podem entrar em mercado.

Central	Abreviatura
Barreiro	BARREI
Cavado Lima	CALIMA
Carregado	CARREG
Douro	DOURO
Guadiana	GUADIA
Ribatejo	RIBATE
Pego	RPG
Turbogás	RTG
Setúbal	SETUBA
Sines	SINES
Tejo Mondego	TEMON
Tunes	TUNES

Figura 17 - Centrais Portuguesas que podem entrar em mercado.

O critério escolhido para a selecção destes agentes foi dar primazia às centrais que definem mais vezes preço no mercado diário, em Portugal. Marcar preço significa que foi a última central a entrar no despacho, que o preço de mercado foi ditado pela curva de oferta efectuada pelo agente responsável pela dita central.

De modo a conhecer as centrais que marcam preço, foi utilizada informação da referência [5], relacionada com as curvas de oferta relativas ao mês de Julho. Depois de processada toda a informação disponível, obteve-se o resultado patente na figura 18.

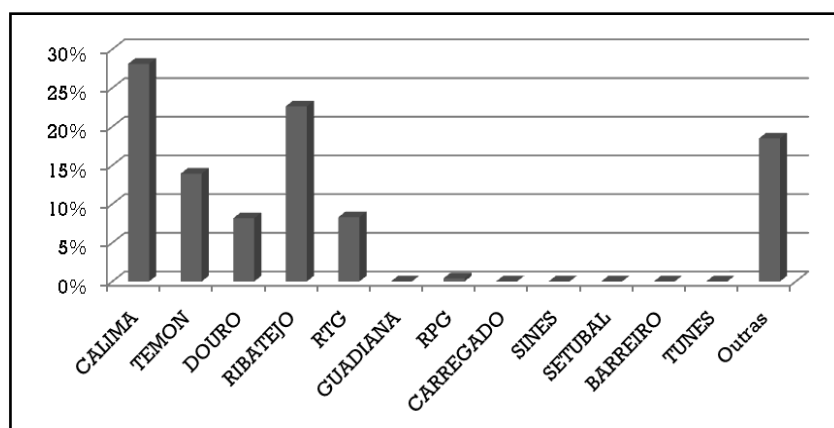


Figura 18 - Centrais que marcam preço no mês de Julho 2007.

Pode-se observar que as centrais que marcam preço mais vezes são:

- CALIMA e RIBATEJO

As designadas “outras” centrais que marcam preço de mercado em Portugal são espanholas. Isto deve-se ao facto da existência do MIBEL e do preço de mercado ser o mesmo para Portugal e Espanha, em algumas horas.

Contudo, as centrais acima referidas marcam preço em diferentes horas do dia, como se pode observar nas figuras 19 e 20. Isto pode ser explicado pelo tipo de tecnologia relacionado com cada uma destas duas centrais, já que CALIMA se trata de um conjunto de centrais hídricas e RIBATEJO é uma central de ciclo combinado.

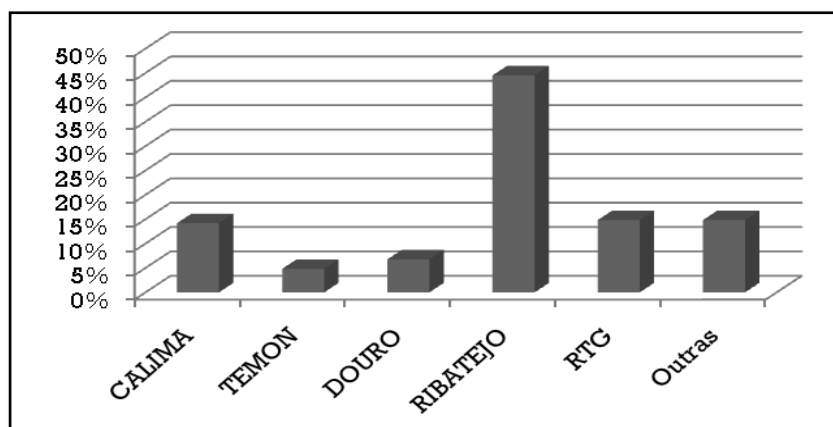


Figura 19 - Centrais que marcam preço entre as 0:00 horas e as 10:00 horas no mês de Julho 2007.

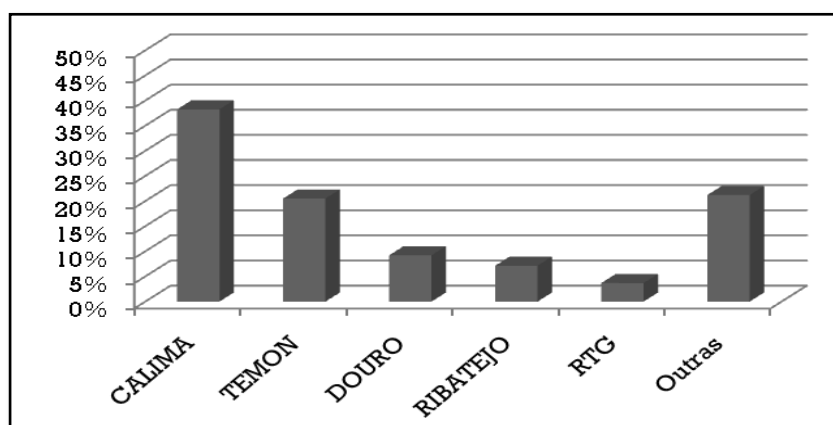


Figura 20 - Centrais que marcam preço entre as 11:00 horas e as 23:00 horas no mês de Julho 2007.

Para além destes dois agentes responsáveis por estas duas centrais decidiu-se estudar outro agente, sendo que a escolha deveria cair sobre uma central que não marcasse preço. Assim, a terceira central a estudar seria a de SINES. A intenção é conhecer como se comporta um agente responsável por uma central que não marca preço, para além de se tratar de uma tecnologia diferente das outras, por ser uma central a carvão.

Em suma, os agentes escolhidos para estudo foram os responsáveis pelas centrais: CALIMA, RIBATEJO e SINES.

3.3.1. Conjunto de centrais do Cávado Lima - CALIMA

Trata-se de um conjunto de centrais hídricas que envolvem os rios Cávado e Lima. De seguida, podemos observar quais são as centrais que constituem este conjunto e as respectivas capacidades instaladas, entre parênteses, em MW, na figura 21.

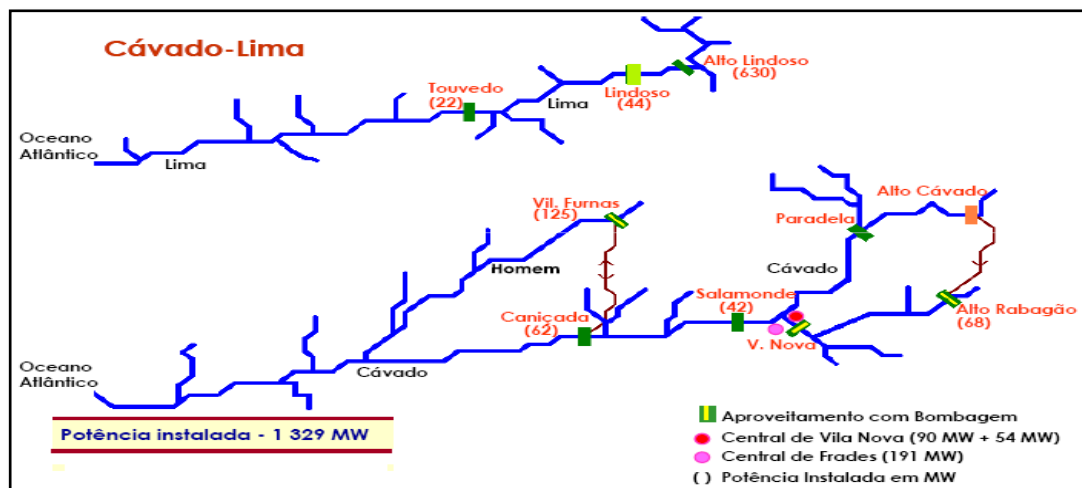


Figura 21 - Conjunto centrais do conjunto Cávado Lima.

O conjunto tem como total de potência instalada 1329 MW e é constituído por 11 centrais hídricas.

Este conjunto de centrais é representado por um único agente, que faz propostas no mercado diário de electricidade, para cada hora. A seguir apresenta-se uma curva de oferta típica efectuada por este agente, para uma hora do dia 5 de Julho de 2007.

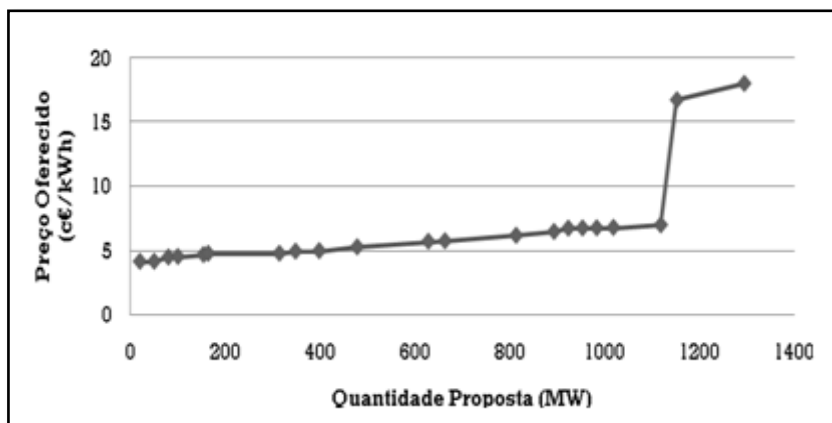


Figura 22 - Proposta de oferta típica do agente responsável pelo conjunto CALIMA (05-08-2007).

Pode-se observar, na figura 22, que a curva de oferta é composta por pares de valores relativos à quantidade proposta e preço de oferta, sendo que esta curva contém cerca de 21 pares de pontos. Tanto os valores de preço como os de quantidade estão ordenados por ordem crescente, sendo que a proposta seguinte é composta por valores de preço mais elevados e a quantidade é acumulada em relação à proposta anterior.

Verifica-se que o total da quantidade oferecida corresponde a 1294 MW, que não corresponde ao valor da capacidade total instalada, 1329 MW. Estas quantidades oferecidas estão relacionadas com as capacidades das centrais que constituem o conjunto. Para além disso, verifica-se também que existem duas propostas acima de 1100 MW cujo preço associado está muito acima do preço das outras ofertas e também acima do preço de mercado. Isto significa que à partida este agente não está interessado em vender quantidades acima dos 1100 MW, provavelmente para garantir reservas.

A estratégia adoptada no controlo deste conjunto passou, neste caso, pela apresentação de ofertas crescentes desde 4,115 c€/kWh até 6,975 c€/kWh que podem ser aceites no mercado e as outras, já referidas, que dificilmente serão aceites. Esta actuação envolve riscos, já que as suas propostas podem ser aceites ou não, dependendo do despacho e das propostas dos outros agentes. Para o dia 05-08-2007, em que a curva de oferta está definida pelo gráfico da figura 22,

o preço de mercado médio rondou os 4,49 c€/kWh (mínimo 3,95 c€/kWh, máximo 6,13 c€/MWh), o que comprova o risco das propostas de oferta deste agente, já que nem todas as suas propostas são aceites em mercado.

3.3.2. Central do Ribatejo - RIBATEJO

A Central Térmica do Ribatejo é formada por três grupos de 392 MW, possui uma potência líquida total de 1176 MW e utiliza como combustível o gás natural.

Ao agente responsável por esta central cabe fazer propostas de oferta, no mercado diário, para cada um dos três grupos produtores que tem à sua disposição. Sendo assim, para este agente assumiu-se que o seu comportamento no que toca às propostas de oferta seria igual para os três grupos. Na figura 23, observam-se as curvas de oferta dos grupos 1 e 3, para o dia 5 de Agosto de 2007, sendo que o grupo 2 se encontrava indisponível naquela data.

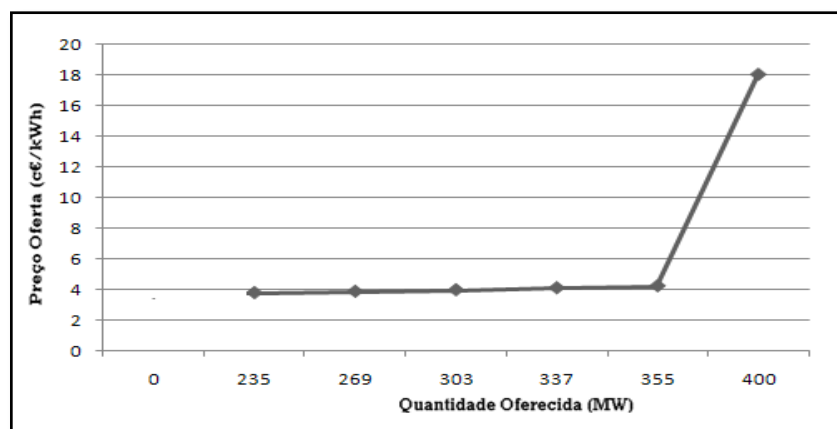


Figura 23 - Proposta de oferta típica do agente responsável pela central do Ribatejo – Grupos 1 e 3 (05-08-2007).

Em relação à curva de oferta retratada na figura anterior, observa-se que é composta por 6 pares de pontos quantidade proposta e preço de oferta, sendo que tal como acontece com as curvas de oferta do agente CALIMA, os valores de preço e quantidade estão ordenados por ordem crescente.

Verifica-se que o total da quantidade oferecida é de aproximadamente 400 MW, que não corresponde ao valor da capacidade total instalada, 392 MW. Os 400 MW correspondem ao modo de funcionamento em sobrecarga, sendo que para esta quantidade o preço correspondente é 18,03 c€/kWh, o que significa que esta proposta dificilmente será aceite em mercado.

A estratégia adoptada no controlo desta central baseia-se, neste caso, pela apresentação de ofertas crescentes desde 3,786 c€/kWh até 4,236 c€/kWh que podem ser aceites no mercado e a outra de 400 MW/18,03 c€/kWh, já referida, que dificilmente será aceite. Nota-se que os patamares de quantidades oferecidas estão provavelmente relacionados com os níveis de funcionamento do grupo de produção. Esta actuação envolve poucos riscos, em comparação com o agente CALIMA, uma vez que estas propostas são normalmente aceites em mercado. As propostas de preço devem provavelmente rondar o custo de produção subjacente ao tipo de tecnologia em questão, pelo que não é interessante para este agente vender abaixo desse custo.

3.3.3. Central de Sines - SINES

A Central Térmica de Sines é constituída por quatro grupos de 314 MW alimentados a carvão, possui uma potência líquida total de 1192 MW. Ao agente responsável por esta central cabe fazer propostas de oferta, no mercado diário, para cada um dos quatro grupos produtores

que tem à sua disposição. Sendo assim, para este agente assumiu-se que o seu comportamento no que toca às propostas de oferta seria igual para os quatro grupos, de forma análoga ao caso do agente RIBATEJO.

Na figura 24 observa-se a curva de oferta relativa ao agente responsável pela central SINES apresentada no mercado diário.

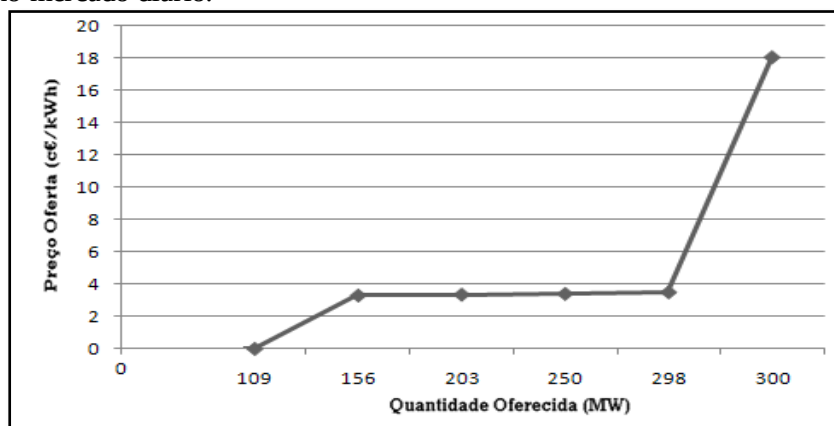


Figura 24 - Proposta de oferta típica do agente responsável pela central do Sines – Grupo 1,2,3 e 4 (05-09-2007).

A curva de oferta típica de um grupo da central de Sines está representada na figura anterior. Observa-se que é composta por seis pares de pontos quantidade proposta e preço de oferta e através da sua análise verifica-se que 100 MW foram oferecidos a um preço nulo, sendo que as propostas seguintes foram feitas por ordem crescente, desde os 3,3 c€/kWh até aos 3,5 c€/kWh. Os patamares de potência oferecida estão provavelmente associados aos níveis de produção do grupo disponível. A oferta de 300 MW que correspondem à energia disponível para situações de sobrecarga, pelo que foram oferecidos ao máximo permitido no mercado diário 18,03 c€/kWh. Esta actuação não apresenta riscos muito elevados, visto os custos marginais inerentes às centrais a carvão serem relativamente reduzidos e portanto o preço marginal do mercado diário garantir a cobertura dos mesmos.

3.4. Conclusões

Depois do estudo efectuado neste capítulo, chegou-se à conclusão que os agentes, cujos comportamentos deveriam ser alvo de estudo, seriam aqueles que mais vezes marcariam preço no mercado diário, em Portugal. Os agentes responsáveis pelo conjunto de centrais hídricas do Cavado Lima e pela central a gás natural do Ribatejo foram as seleccionadas. De realçar, que o horário em que estas centrais marcavam preço era diferente. O agente responsável pela central de Sines também foi seleccionado, de modo a que estudo fosse mais amplo, sendo que a tecnologia inerente a esta central era diferente das outras centrais.

Analisou-se o tipo de informação disponível e os tempos em que esta informação é disponibilizada ao público e aos próprios agentes. Isto é um factor relevante para se saber quais as variáveis que podem ser utilizadas nas previsões.

Para as curvas de oferta típicas associadas a cada agente a estudar, foi notório que o tipo de tecnologia e a composição de cada central condicionam as propostas de oferta efectuadas. Para além disto, foi interessante observar o risco associado às propostas efectuadas pelos três agentes propostos.

4. Construção do Modelo

4.1. Introdução

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia seguida para o desenvolvimento do modelo de previsão das curvas de oferta dos agentes propostos.

Para cada metodologia a seguir são explicados todos os passos seguidos e os pressupostos que foram considerados. As propostas dos três agentes propostos são exaustivamente estudadas e o modo como estas se associam às metodologias abordadas.

Para além das curvas de oferta associadas aos três agentes propostos, efectua-se um estudo sobre as quantidades vendidas pelo conjunto de centrais hídricas Cavado Lima e pela central de Sines. Dado o funcionamento do mercado é relevante prever um único ponto da curva de oferta, de modo a saber qual a quantidade vendida por cada central e como este ponto intersecta a curva de oferta.

4.2. Curvas de Oferta

Como o objectivo principal se relacionava com o estudo e previsão das curvas de oferta de agentes de oferta no mercado de electricidade português, a primeira hipótese a testar relaciona-se com a tentativa de prever cada par de pontos, quantidade e preço, separadamente. Isto é, a intenção é encontrar variáveis explicadoras, ou seja, variáveis que explicassem cada preço e cada quantidade e porque motivo é que os agentes responsáveis mudam estes valores. Para tal, analisam-se os dados, recorrendo a gráficos scatter, em Excel, de modo a tentar encontrar correlação entre variáveis. Nesse sentido, tinha que ser levado em conta o tipo de tecnologia em questão, sem esquecer os custos de produção associado. Esta análise efectuou-se para os três agentes propostos

Quais seriam então as razões que poderiam fazer com que um determinado agente responsável pelas propostas de uma central ou conjunto de centrais mudasse o seu comportamento.

- Hidraulicidade: no caso de um agente responsável por um conjunto de hídricas. A uma maior precipitação deveria corresponder um decaimento no preço das propostas de venda, uma vez que interessaria ao agente aproveitar a água (gratuita) envolvendo um menor risco da aceitação das suas propostas em mercado. Esta componente vai ser associada à produção total hídrica, visto que não se conseguiram arranjar valores de pluviosidade;

- Consumo: a um maior consumo deveria corresponder uma subida nas propostas de venda, de modo a tentar obter maiores margens. Isto envolveria riscos, mas poderia ser uma estratégia;
- Produção em Regime Especial: a um aumento da produção em regime especial, os agentes responsáveis deveriam, provavelmente, baixar as suas propostas de preço, uma vez que toda esta produção entra directamente na rede, o que faz com que as propostas de venda mais elevadas não sejam aceites;
- Preço Mercado Diário: a um aumento do preço de mercado, deveria dar-se um aumento das propostas de venda, de modo a garantirem-se maiores margens;
- Custo Combustíveis: seria expectável que as centrais que utilizem como fonte primária um certo tipo de combustível mudassem as suas propostas de venda em função do custo de produção.

4.2.1 CALIMA

Desagregando o modelo da curva, ou seja, separando os pares de pontos em quantidades e preços, pode-se observar o modo como variam as propostas ao longo do tempo, quer das quantidades quer dos preços.

Em relação às propostas de quantidade (no gráfico “*Bid*”) pode-se observar o gráfico da figura 25, o histórico destas 21 propostas ao longo do tempo, desde Julho até Dezembro.

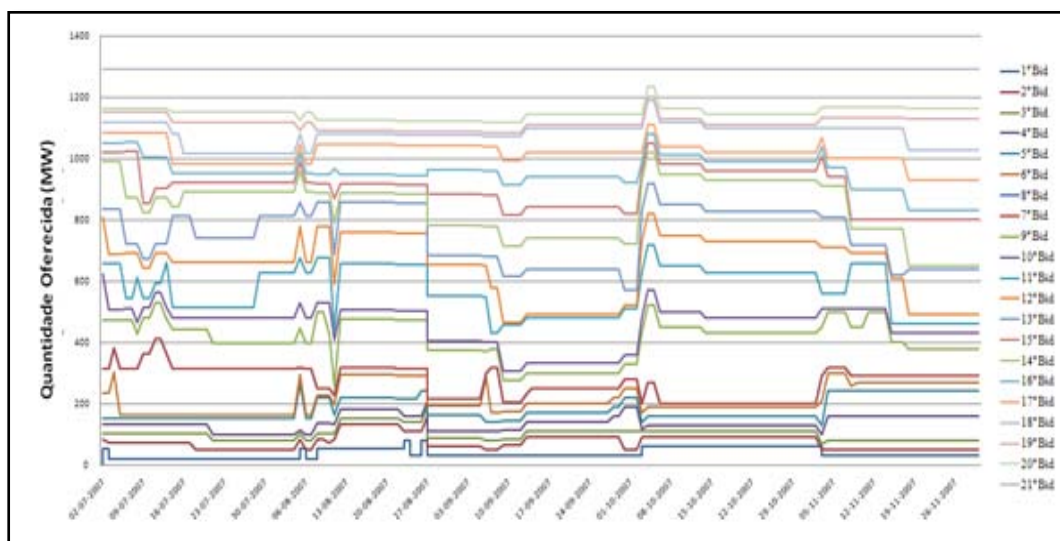


Figura 25 - Histórico das propostas (*Bids*) de quantidade do agente responsável por CALIMA.

Em relação às propostas de preço (no gráfico “*Bid*”) temos o gráfico da figura 26 em que podemos observar o histórico destas 21 propostas ao longo do tempo.

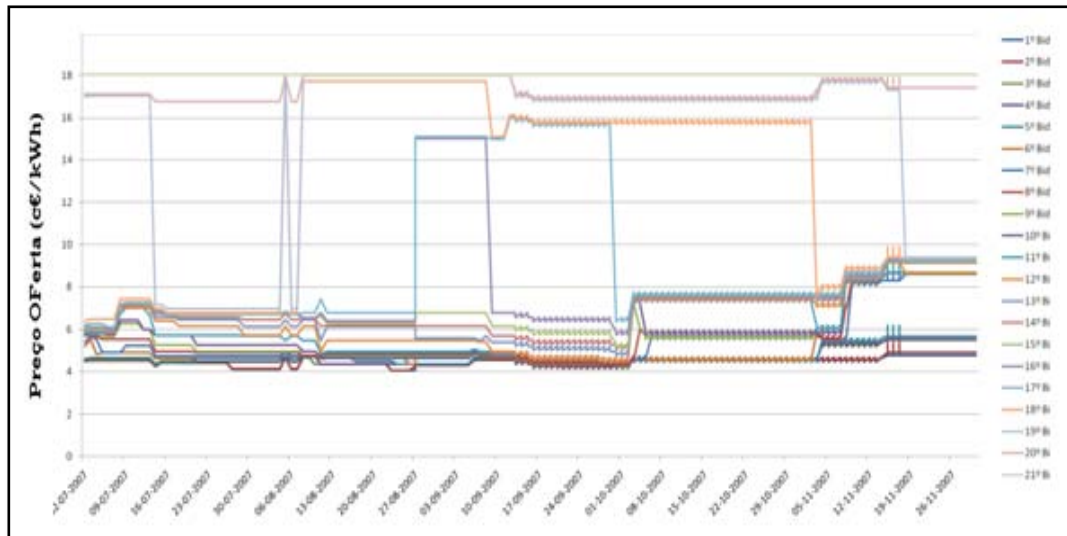


Figura 26 - Histórico das propostas (*Bids*) de preço do agente responsável por CALIMA.

Portanto, para este agente notam-se mudanças de comportamento, tanto para os *Bids* de quantidade como para os *Bids* de preço. Também se verifica que a mudança de comportamento numa proposta inicial provoca a mudança de todas as outras propostas.

Agora, existe o interesse em observar a correlação existente entre cada uma destas 21 propostas, dispostas por hora, e as variáveis Hidraulicidade, Consumo, Produção Regime Especial, Preço Mercado Diário, também dispostas por hora, e que podem explicar estas mudanças de comportamento.

Note-se que este estudo foi realizado para as 21 propostas mas aqui se apresenta apenas, a comparação com as primeiras propostas, sendo que os resultados obtidos para os outros *Bids* salientam as mesmas conclusões.

Nas figuras 27, 28, 29 e 30 pode ser observado este estudo, através da visualização de gráficos de correlação entre as variáveis que se poderiam relacionar com cada *Bid*, sendo que só são apresentados os resultados para o primeiro.

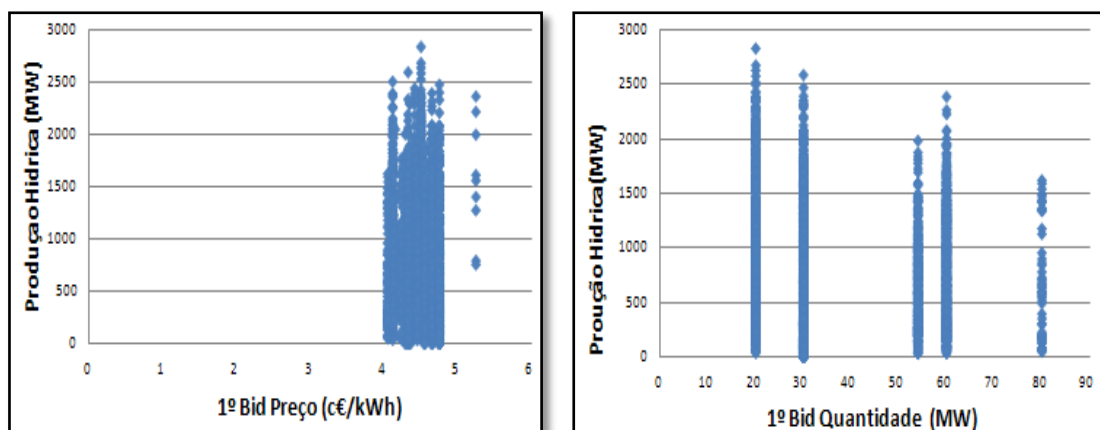


Figura 27 - 1º Bid Quantidade Vs Total Hidrica (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Total Hidrica (à direita).

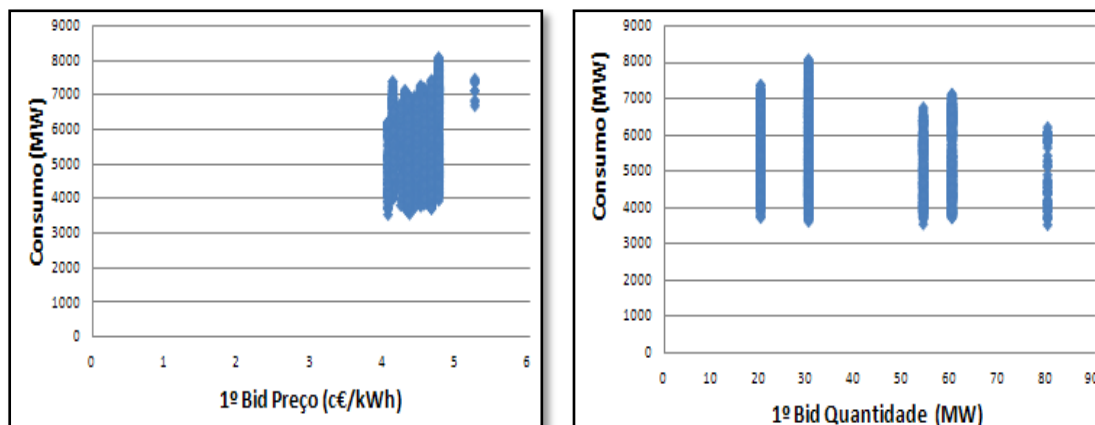


Figura 28 - 1º Bid Quantidade Vs Consumo (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Consumo (à direita).

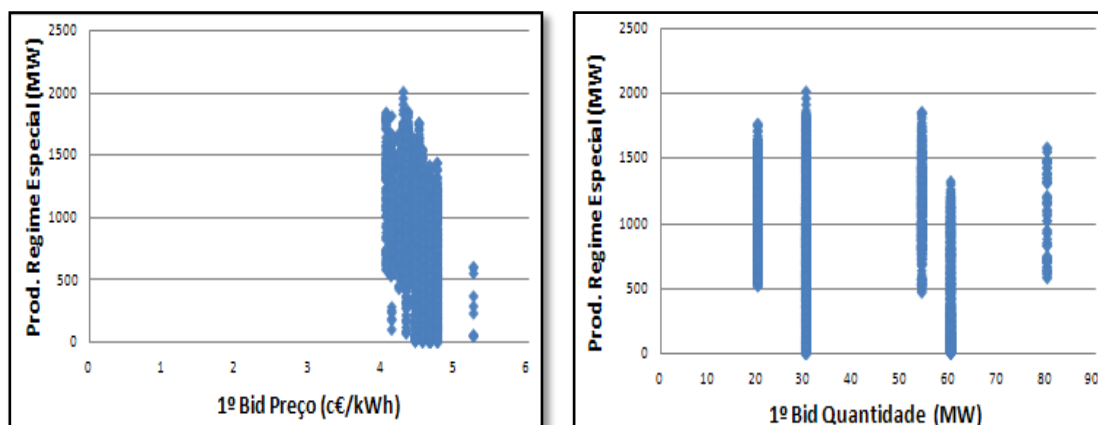


Figura 29 - 1º Bid Quantidade Vs Produção Regime Especial (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Produção Regime Especial (à direita).

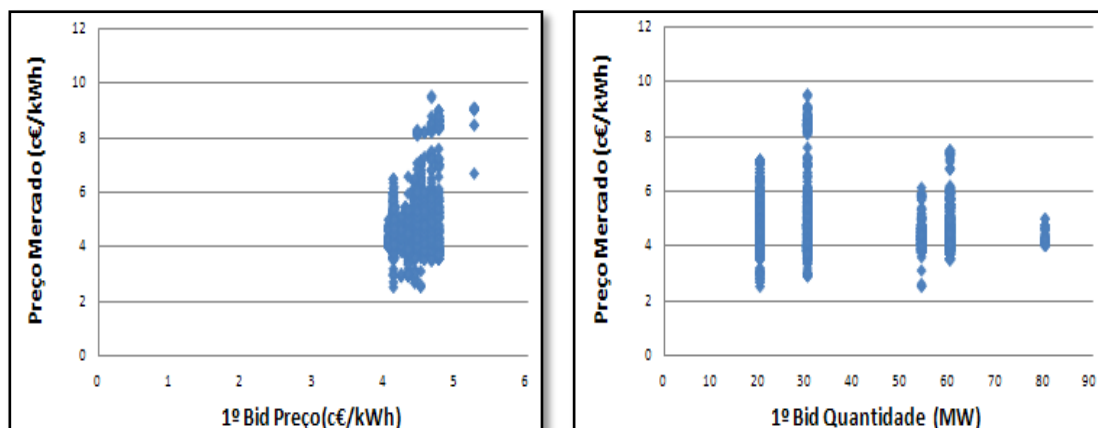


Figura 30 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Mercado Diário (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Preço Mercado Diário (à direita).

Através da observação dos gráficos anteriores, pode-se concluir que não existe relação entre as variáveis apresentadas, tanto para as propostas de preço como para as propostas de quantidade. Portanto, o agente responsável pelo conjunto de centrais Cavado Lima não muda as suas propostas para todas as horas, em função de mudanças horárias da produção hídrica, consumo, produção regime especial ou preço de mercado.

4.2.2 RIBATEJO3

Desagregando o modelo da curva, neste caso para o grupo 3 da central do Ribatejo, pode-se observar o modo como variam as propostas ao longo do tempo, quer das quantidades quer dos preços.

Em relação às propostas de quantidade e às propostas de preço obtêm-se os gráficos das figuras 31 e 32 em que se pode observar o histórico destas 6 propostas ao longo do tempo, desde Julho até Dezembro.

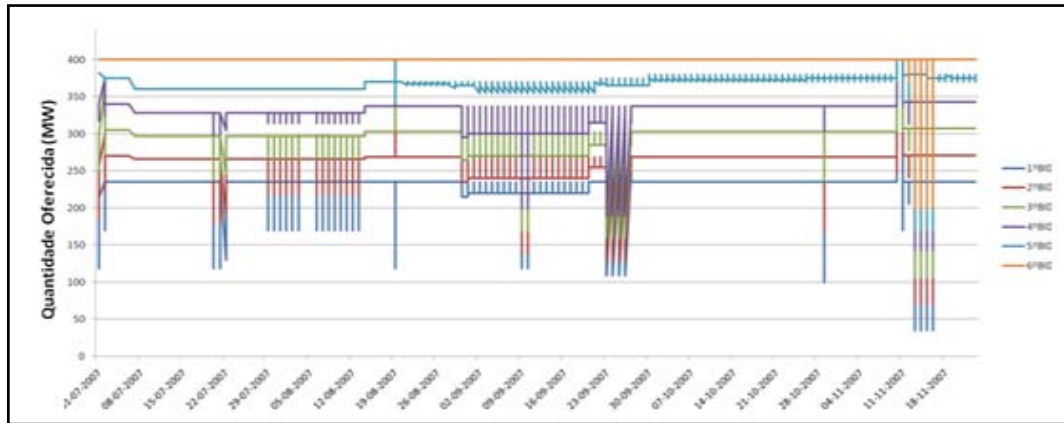


Figura 31 - Histórico das propostas (*Bids*) de quantidade do agente responsável por RIBATEJO3.

Na figura anterior pode-se verificar as mudanças de comportamento do agente responsável pelo grupo 3 da central do Ribatejo. Observa-se também que uma mudança de comportamento numa proposta inicial condiciona as seguintes. O mesmo acontece com as propostas de preço, como se pode verificar na figura 32.

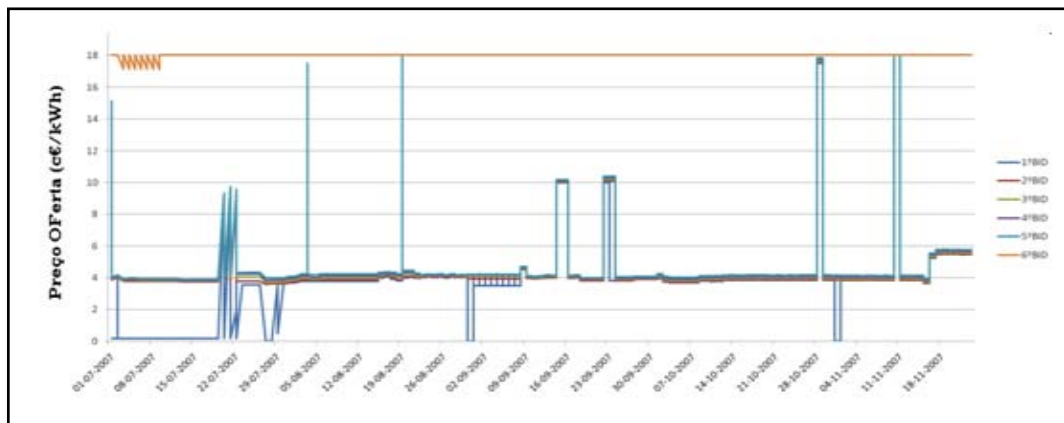


Figura 32 - Histórico das propostas (*Bids*) de preço do agente responsável por RIBATEJO3

Ao analisar a correlação existente entre cada uma destas seis propostas, dispostas por hora, e as variáveis (Consumo, Preço Gás, Preço Mercado Diário), que podem explicar estas mudanças de comportamento.

Note-se que este estudo foi realizado para as seis propostas embora apenas se apresente a comparação com as primeiras propostas, sendo que os resultados obtidos para os outros *Bids* levavam às mesmas conclusões.

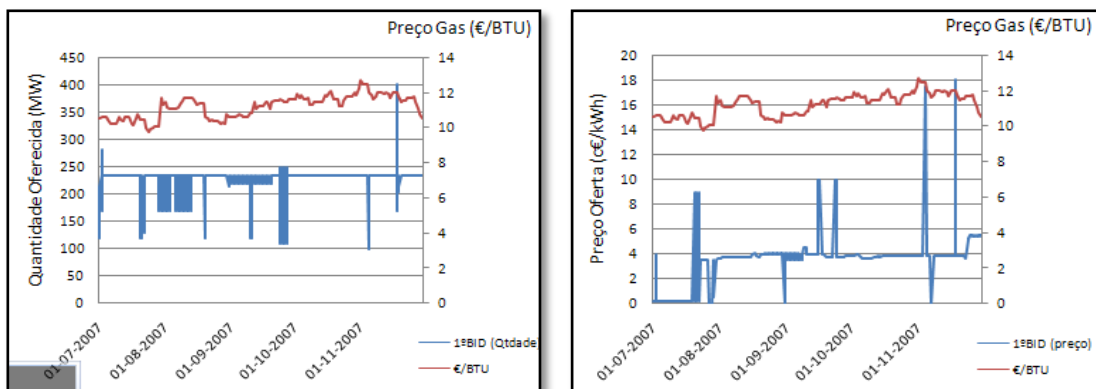


Figura 33 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Gás; 1º Bid Preço Vs Preço Gás (à direita).

No gráfico da figura 33, pode-se observar que o agente responsável pelo grupo 3 da central do Ribatejo não altera as suas propostas em função da flutuação dos preços de gás.

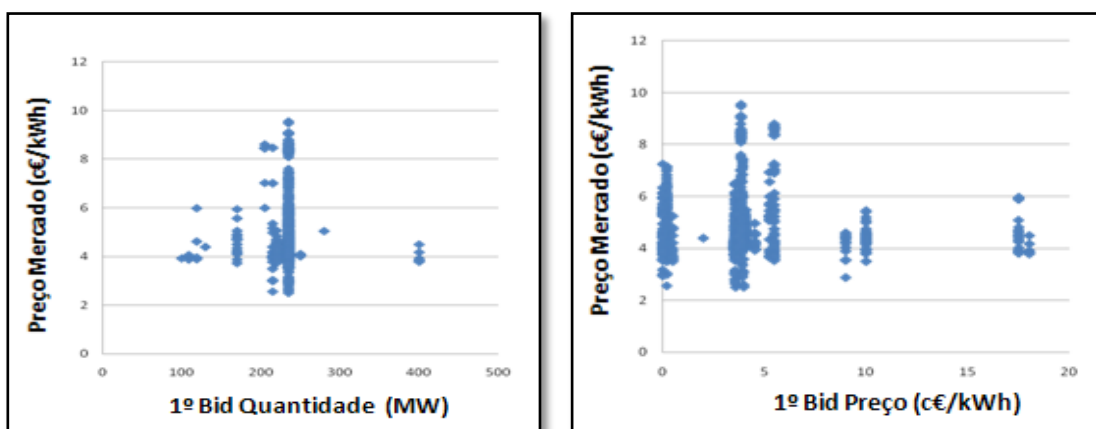


Figura 34 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Mercado (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Preço Mercado (à direita).

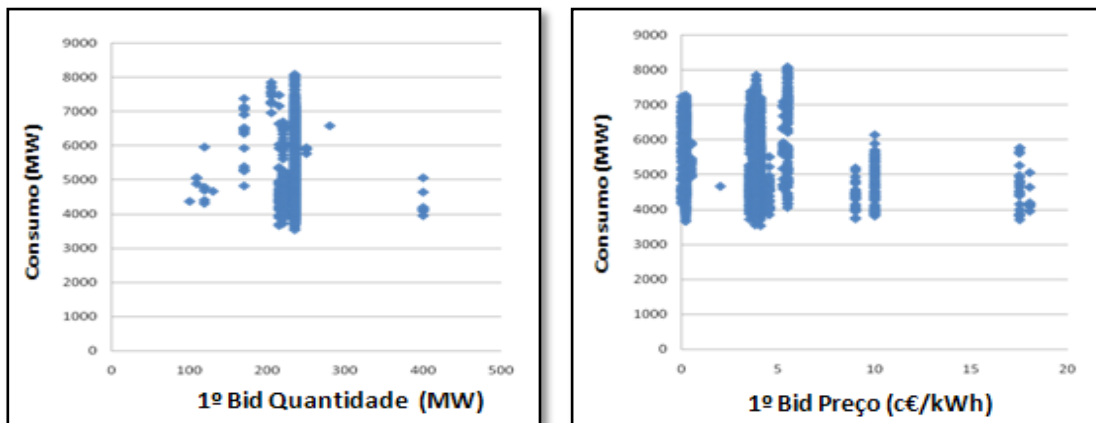


Figura 35 – 1º Bid Quantidade Vs Consumo (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Consumo (à direita).

Através da observação dos gráficos das figuras 33, 34 e 35, pode-se concluir que o agente responsável pelas propostas do grupo 3 da Central do Ribatejo, não muda as suas propostas para todas as horas, em função de mudanças horárias do preço do gás, consumo, ou preço de mercado. Esta conclusão advém da não existência de relação entre as variáveis presentes nos gráficos anteriores.

4.2.3 SINES3

Para o grupo 3 da central de Sines desagrega-se o modelo da curva e observar o modo como variam as propostas ao longo do tempo, quer das quantidades quer dos preços.

Em relação às propostas de quantidade e às propostas de preço observam-se os gráficos das figuras 36 e 37 em que se pode observar o histórico destas seis propostas ao longo do tempo, desde Julho até Dezembro.

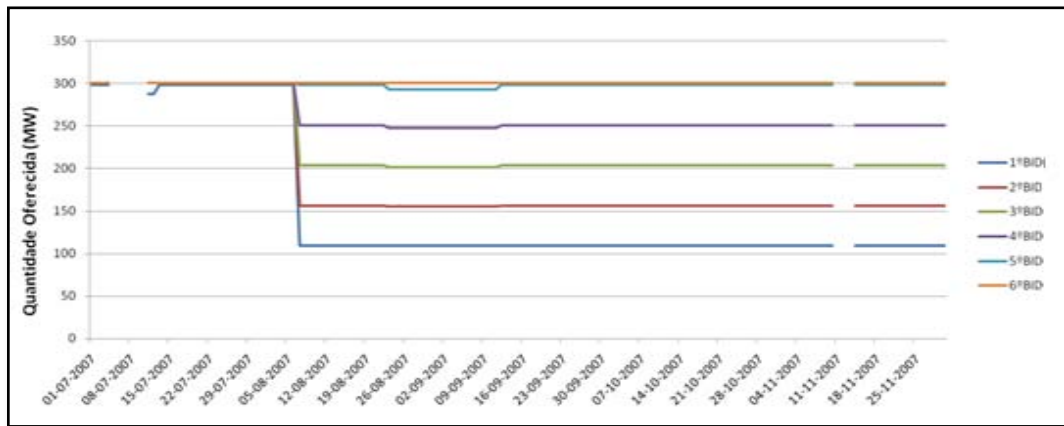


Figura 36 - Histórico das propostas (*Bids*) de quantidade do agente responsável por SINES3.

A partir da visualização das figuras 36 e 37 pode-se concluir que o agente responsável pelo grupo 3 da central de Sines não altera o seu comportamento ao longo do tempo.

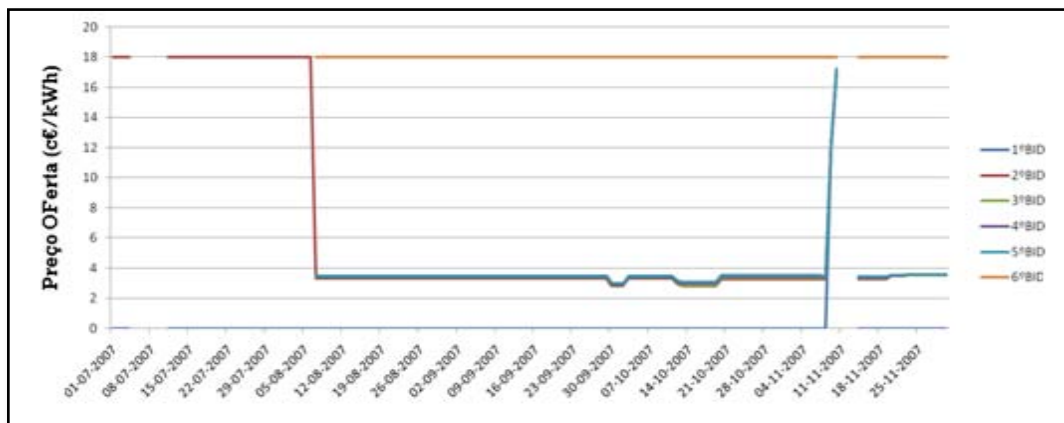


Figura 37 - Histórico das propostas (*Bids*) de preço do agente responsável por SINES3.

Agora, existe o interesse em observar a correlação existente entre cada uma destas seis propostas, dispostas por hora, e as variáveis (Consumo, Preço Carvão), que podem explicar estas mudanças de comportamento.

De notar, que este estudo foi realizado para as 6 propostas embora apenas se apresente, a comparação com as primeiras propostas, sendo que os resultados obtidos para os outros *Bids* levavam às mesmas conclusões.

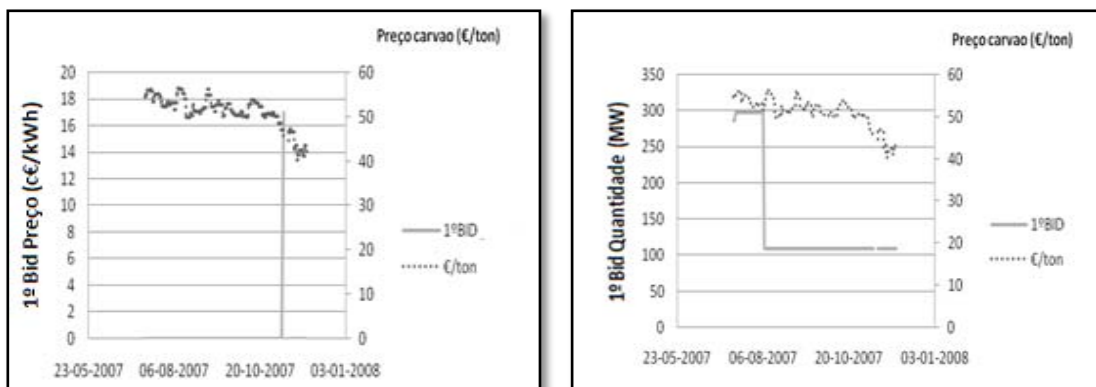


Figura 38 - 1º Bid Quantidade Vs Preço Carvão (à esquerda); 1º Bid Preço Vs Preço Carvão (à direita).

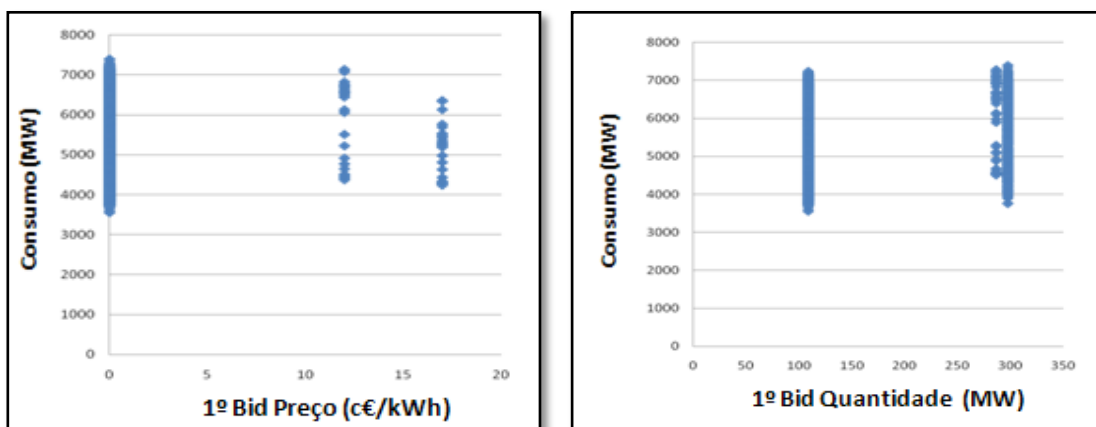


Figura 39 - 1º Bid Preço Vs Consumo (à esquerda); 1º Bid Quantidade Vs Consumo (à direita).

Com a ajuda dos gráficos das figuras 38 e 39, pode-se concluir que o agente responsável pelas propostas do grupo 3 da Central de Sines, não altera as suas propostas para todas as horas, em função de mudanças horárias do preço do gás ou consumo. Aliás, pode-se constatar que o agente praticamente não muda o seu comportamento ao longo do tempo.

Com este estudo pôde-se entender que os vários agentes estudados não moldam as suas propostas de oferta consoante outras variáveis ou factores, que os deveriam fazer mudar essas mesmas propostas. Estas mudanças não são horárias, uma vez que, como se vê pelos gráficos que representam o histórico dos *Bids*, as curvas de oferta efectuadas pelos agentes estudados, podem ser as mesmas para vários dias ou até semanas.

4.3. Curvas de Oferta Parametrizadas

Como a primeira hipótese não se revelou eficiente, foi necessário encontrar uma nova metodologia capaz de ser usada para a previsão da curva de oferta dos agentes propostos. A nova metodologia consiste, então, em trabalhar com a curva de oferta (quantidade/preço) vista como um só, ao contrário da primeira hipótese testada em que se desagregou a curva. O interesse principal relaciona-se com a obtenção do preço da oferta.

De modo a tentar perceber a mudança dos comportamentos que foram referenciados no capítulo 3, são encontradas todas as curvas correspondentes às vezes em que o agente muda as propostas, pois como já se mencionou, este pode não mudar de comportamento em cada hora, mantendo as mesmas curvas durante dias ou até semanas. Sendo assim, são feitas as médias dos valores das variáveis que possam causar mudanças de comportamento. Ao mesmo tempo, é decomposta a curva de oferta, retirando-se os pontos que não são importantes (é demonstrado nos pontos seguintes, para cada agente estudado), de modo a tornar a curva mais simples e

facilitar a parametrização. Os parâmetros de cada curva vão ser calculados através do método dos mínimos quadrados.

Após o processo de parametrização, são relacionados os parâmetros com as variáveis explicadoras, de modo a encontrar correlações. Caso se verifiquem correlações obtém-se um modelo de regressão que calcula o preço de oferta de cada proposta. Depois, o conjunto de dados, referente ao modelo, é dividido em dois subconjuntos, de treino e teste, com o intuito de verificar se o modelo é capaz de calcular o preço de oferta e consequentemente se adaptar às diferentes curvas de oferta.

De outro modo, caso se verificassem correlações entre os parâmetros calculados e as variáveis explicadoras e os resultados obtidos pelas regressões lineares não fossem satisfatórios poder-se-ia recorrer ao uso de inteligência artificial, redes neuronais.

4.3.1. CALIMA

Para o agente responsável pelo conjunto de centrais hídricas Cavado Lima, a tarefa de desagregar a curva de oferta é complexa, visto que cada curva de oferta característica deste agente é composto por 21 pares de pontos.

Sendo assim, seguiu-se o seguinte método: para cada curva retira-se os pontos em que o preço de oferta é superior a 15 c€/kWh, já que as propostas acima destas não são aceites em mercado. Do mesmo modo, as primeiras propostas foram retiradas, de modo a simplificar a parametrização, como será explicado.

De seguida, pode ser verificada esta metodologia, que partindo da curva de oferta real, foi obtida a parte “suave” da curva e, de seguida, essa parte da curva foi parametrizada, através de uma regressão quadrática da expressão 4.1.

$$POfer = a + b \times QtddOfer + c \times QtddOfer^2 \quad (4.1)$$

Onde:

- $POfer$ é o preço de oferta
- a , b e c são parâmetros da regressão quadrática
- $QtddOfer$ é a quantidade oferecida

Sendo assim, observa-se no gráfico da figura 40 a curva de oferta típica que engloba as propostas deste agente. Depois, pode-se observar a parte “suave” da curva, que é parametrizada e como esta se enquadra na curva de oferta. Na figura 41, pode-se observar a curva real e a parte “suave” da curva que é parametrizada.

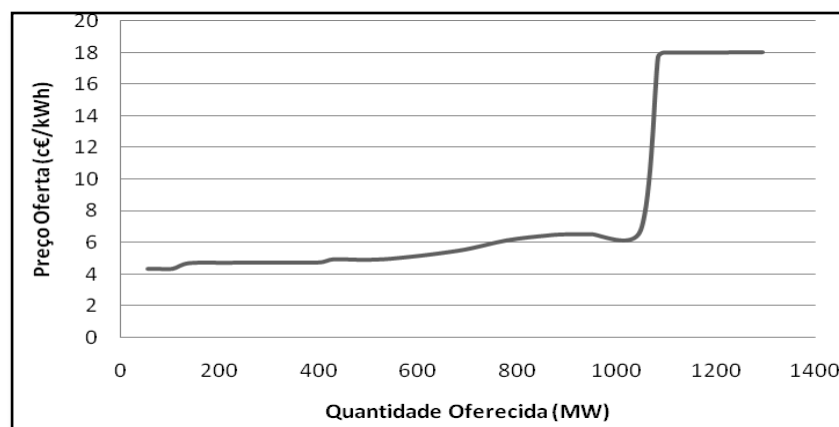


Figura 40 - Curva de Oferta típica do agente CALIMA.

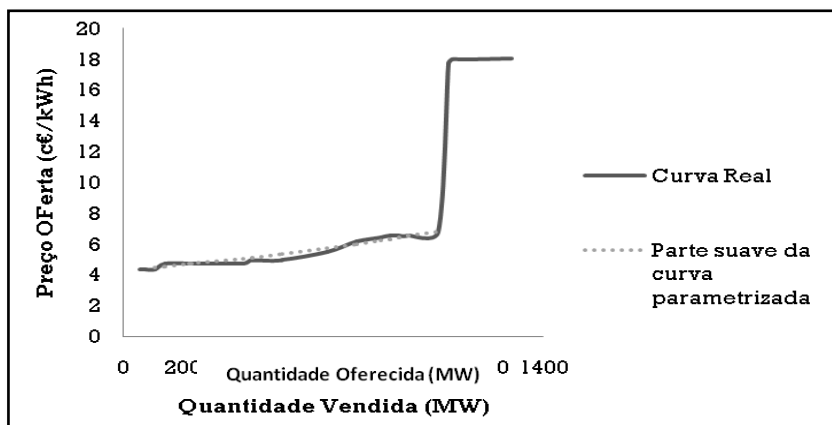


Figura 41 - Parte “suave” da curva de oferta + curva parametrizada.

Para este agente, foram contabilizadas cerca de 35 curvas de oferta diferentes ao longo dos meses Julho, Agosto, Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro. Verifica-se que este agente não muda as suas curvas para cada hora. Para cada curva foram calculados os parâmetros que aproximavam a parte “suave” das curvas reais.

Pode-se observar, na figura 42, a parte suave de todas as curvas de oferta que foram encontradas, ordenadas no tempo, e sobre quais é implementado o modelo:

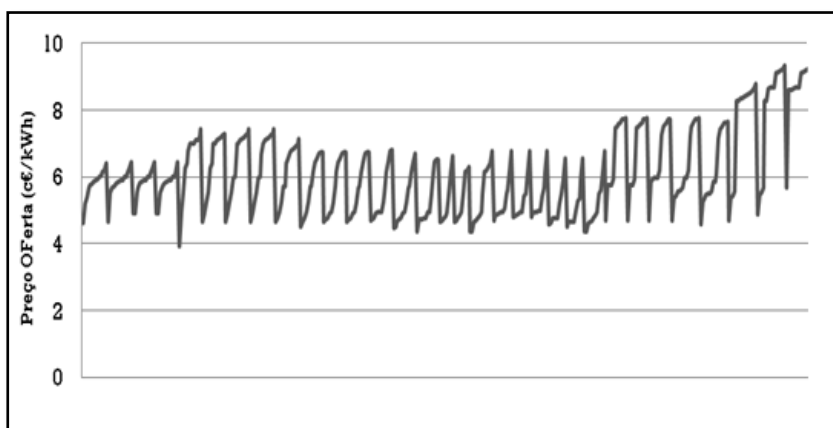


Figura 42 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA.

Pode-se constatar que a parte “suave” das curvas reais reflecte as mudanças de comportamento do agente CALIMA, ao longo do tempo dada a sua mudança. De seguida, é efectuada a análise de correlação entre os parâmetros calculados para cada curva e as possíveis variáveis explicadoras, para este tipo de central. Assim, foram usados os valores médios horários dessas variáveis, sendo que a média de cada uma delas era calculada desde o ponto em que o agente mudava a curva até ao ponto seguinte em que ele mudava novamente a curva. Ou seja, segundo esta nova hipótese, seria devido a estas médias que o agente mudava as suas propostas e consequentemente a sua curva de oferta.

Portanto, as variáveis explicadoras possíveis para este agente seriam as mesmas utilizadas na hipótese anterior: Hidraulicidade, Consumo, Produção Regime Especial, Preço Mercado Diário. Esta comparação de variáveis foi efectuada para todas estas variáveis, mas só são apresentados apenas os resultados obtidos para o total de produção hídrica, já que para as outras variáveis os resultados foram inconclusivos.

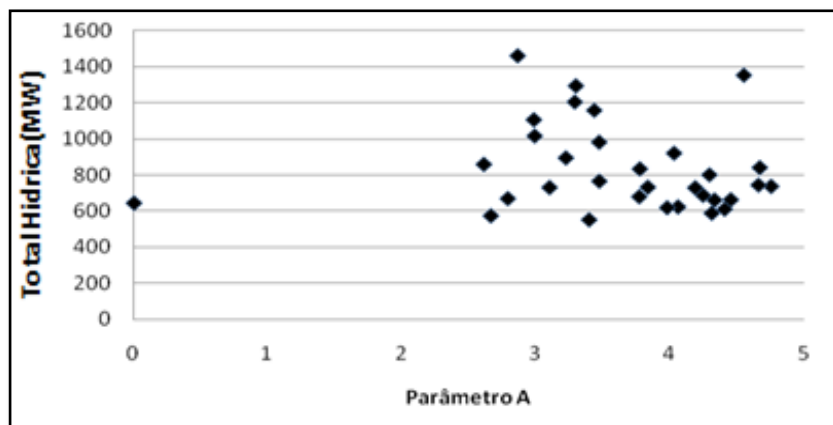


Figura 43 - Parâmetro A Vs Produção Hídrica.

Da figura 43, retira-se que existe uma relação linear entre o parâmetro A e a produção hídrica.

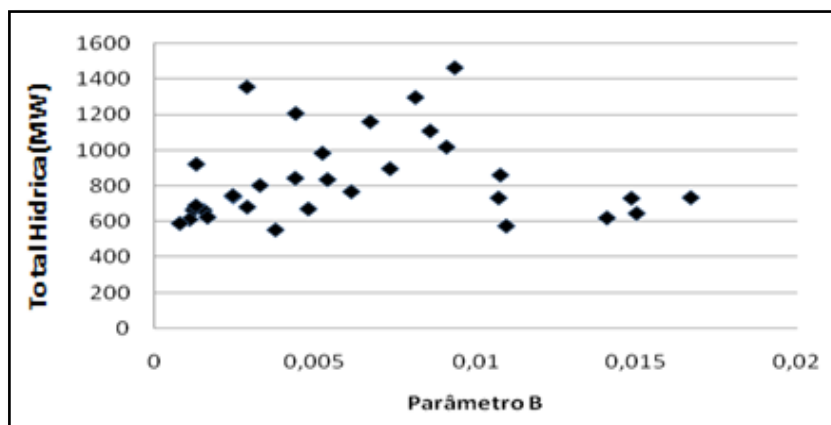


Figura 44 - Parâmetro B Vs Produção Hídrica.

Da figura 44, retira-se que existe uma aproximação cúbica entre o parâmetro B e a produção hídrica.

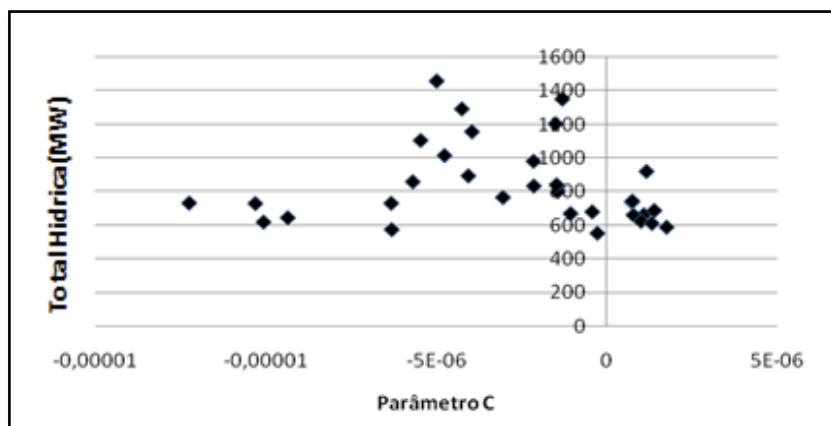


Figura 45 - Parâmetro C Vs Produção Hídrica.

Da figura 45, retira-se que existe uma aproximação cúbica entre o parâmetro C e a produção hídrica. Sendo assim, chegou-se à expressão 4.2:

$$Pofer = a1 + a2 \times THid) \times QtddOfer + (b1 + b2 \times THid^2 + b3 \times THid^3) \times QtddOfer + (c1 + c2 \times THid^2 + c3 \times THid^3) \times QtddOfer \quad (4.2)$$

Onde:

- *Pofer* é o preço de oferta calculado pelo modelo;
- *a1, a2, b1, b2, b3, c1, c2, c3* são parâmetros do modelo;
- *THid* é a produção total hídrica média;
- *QtddOfer* é a quantidade de oferta.

Com o modelo de regressão representado pela expressão anterior, são calculados os parâmetros, de modo a obter as curvas de oferta efectuadas pelo agente em estudo. Como já foi referido, das 35 curvas que tínhamos foram retiradas duas para teste do modelo, sendo que estas duas não faziam parte do conjunto de treino.

De seguida, apresenta-se o gráfico da figura 46, correspondente ao conjunto de treino deste modelo, onde estão representadas: a parte “suave” de todas as curvas de oferta reais, “Pof”, as curvas calculadas, “Preço calc”, a média do preço de mercado diário entre variações de comportamento, “PMerc” e o erro associado a cada valor da curva calculada, em relação à real.

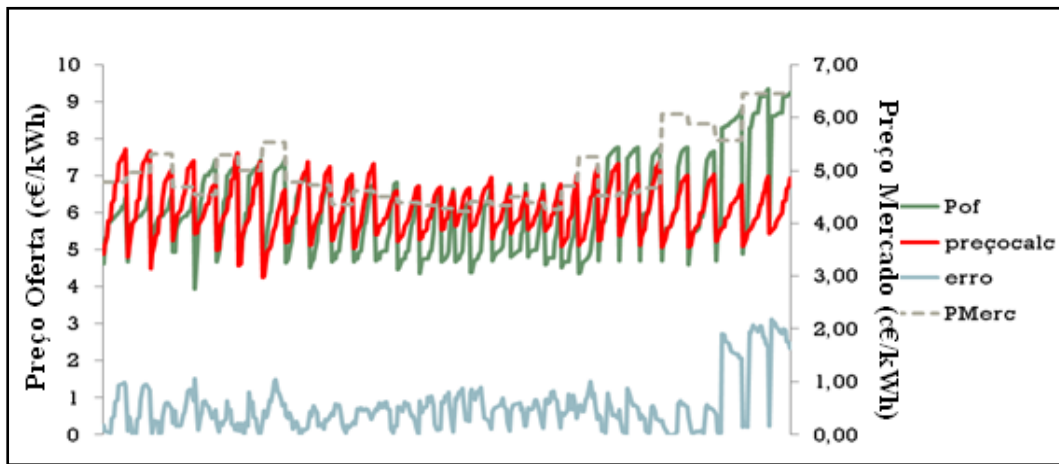


Figura 46 - Conjunto treino correspondente à primeira hipótese CALIMA.

Pode-se verificar que o modelo tem uma adaptação razoável aos valores reais da curva de oferta. No entanto, também é perceptível que para valores mais altos do preço de mercado, o modelo não se adapta tão bem, como se pode ver pela curva de erro. O MAPE referente a este conjunto de teste é igual a 17,19%.

Agora, com o intuito de eliminar o erro do modelo para valores de preço de mercado mais elevados, decidiu-se juntar ao modelo uma componente com o preço de mercado médio. Sendo assim, o novo modelo tem a expressão 4.3:

$$Pofer = a1 + a2 \times THid) \times QtddOfer + (b1 + b2 \times THid^2 + b3 \times THid^3) \times QtddOfer + (c1 + c2 \times THid^2 + c3 \times THid^3) \times QtddOfer + d1 + d2 \times PMerc \quad (4.3)$$

Onde:

- *Pofer* é o preço de oferta calculado pelo modelo;
- *a1, a2, b1, b2, b3, c1, c2, c3, d1, d2* são parâmetros do modelo;
- *THid* é a produção total hídrica média;
- *QtddOfer* é a quantidade de oferta;
- *PMerc* é o preço médio do mercado diário

De seguida, temos o gráfico da figura 47, correspondente ao conjunto de treino deste novo modelo, onde estão representadas: a parte “suave” de todas as curvas de oferta reais, “Pof”, as

curvas parametrizadas, “Preço calc”, a média do preço de mercado diário entre variações de comportamento, “PMerc” e o erro associado a cada valor da curva calculada, em relação à real.

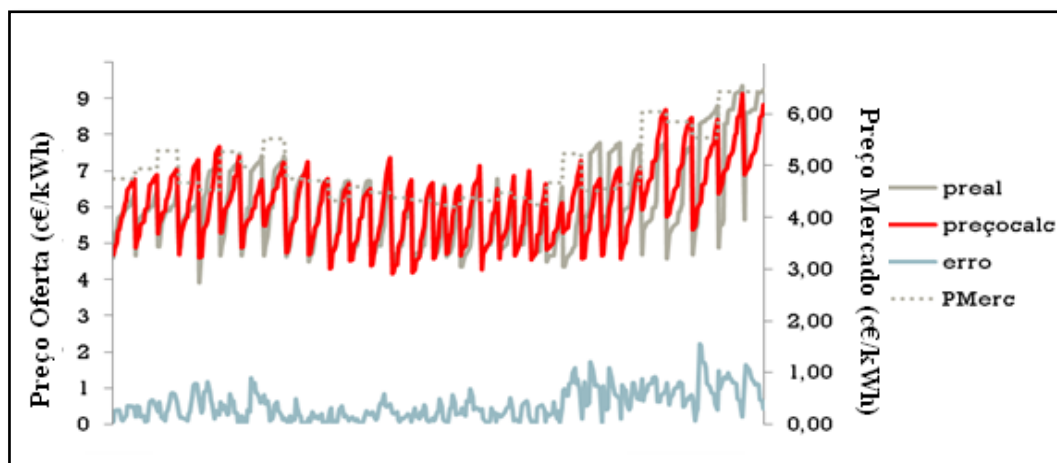


Figura 47 - Conjunto treino correspondente à segunda hipótese CALIMA.

Através da visualização do gráfico da figura anterior pode-se verificar que ao juntar a componente do preço de mercado ao modelo, este se adapta melhor aos preços das curvas reais, quando comparado com o modelo anterior. No entanto, ainda se verifica que o erro da curva calculada, associado aos preços de mercado mais elevados ainda é elevado, quando comparado com os preços mais baixos. O MAPE associado a este modelo é de 7,03%.

Como se trata de um caso complexo, que envolve um grande número de propostas, uma curva de oferta complexa e relações entre variáveis e parâmetros não lineares, recorreu-se à inteligência artificial – Redes Neurais.

Para este caso, as entradas na rede são a quantidade de oferta, a média da produção hídrica e do preço de mercado entre mudanças de comportamento, que foram as variáveis que, como já se verificou estão relacionadas com a saída da rede que ser o preço de oferta.

Portanto, foi criada uma rede neuronal artificial com três camadas, uma de entrada, uma intermédia com sete neurónios e outra camada de saída, sendo que a função de activação escolhida é TANSIG. O treino da rede foi feito com o método de Levenberg-Marquardt. Na figura 45 pode-se observar o esquema da rede que foi criada para este problema:

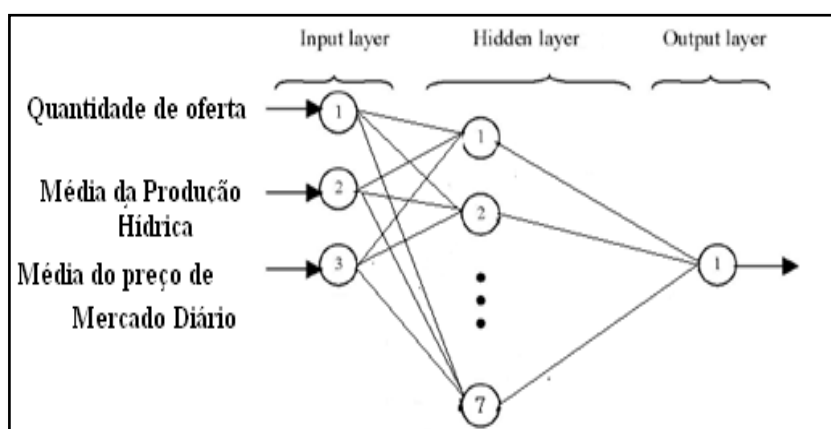


Figura 48 - Esquema da rede neuronal usada na previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA.

O gráfico da figura 49, correspondente ao conjunto de treino da rede neuronal, onde estão representadas: a parte “suave” de todas as curvas de oferta reais, “Pof”, as curvas parametrizadas, “Preço calc”, a média do preço de mercado diário entre variações de comportamento, “PMerc” e o erro associado a cada valor da curva calculada, em relação à real.

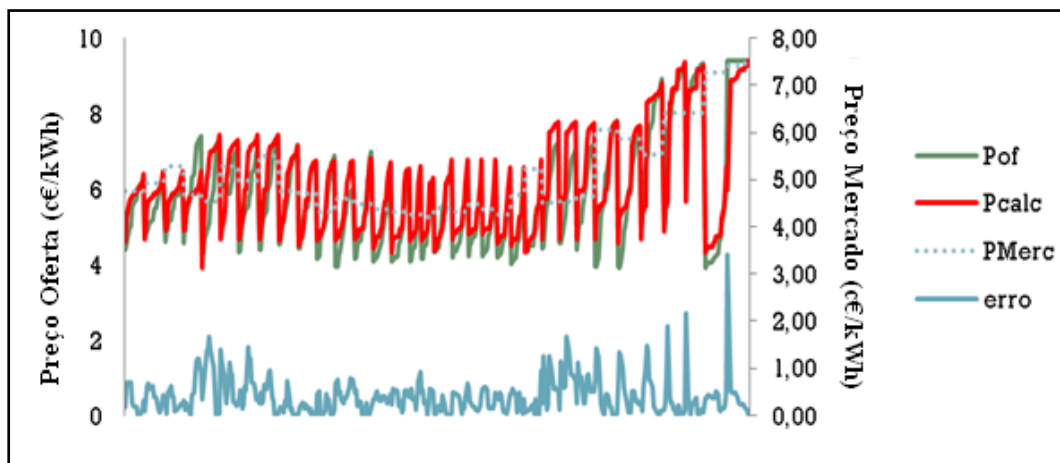


Figura 49 - Conjunto treino correspondente à terceira hipótese CALIMA.

Pode-se verificar que o modelo tem uma adaptação razoável aos valores reais da curva de oferta. Mesmo para valores mais altos do preço de mercado a rede conseguiu uma boa adaptação. Contudo, para valores mais baixos do preço mercado, este modelo não apanha os valores da curva mais baixos, como se pode observar na figura anterior. O MAPE referente a este conjunto de treino é igual a 5,27%.

Portanto, entre estes três modelos diferentes, escolheu-se o que tem menor erro associado, mas, ao mesmo tempo, o modelo que melhor se adapta às curvas reais relacionadas com preços de mercado mais elevados. Isto é, para a previsão das curvas de oferta do agente responsável pelo conjunto de centrais CALIMA, o modelo com inteligência artificial é o preferido. O teste e os resultados associados estão no Capítulo 5.

4.3.2. RIBATEJO3

Para o agente responsável pela central do Ribatejo foram somente estudadas as curvas de oferta do grupo 3, uma vez que já se tinha chegado concluído que o comportamento deste agente era idêntico para os quatro grupos desta central. Cada curva de oferta característica deste agente é composto por seis pares de pontos.

O procedimento efectuado passa por encontrar todas as curvas de oferta e para cada uma delas retirar os pontos em que o preço de oferta fosse superior a 15 c€/kWh, já que as propostas acima deste valor não seriam aceites em mercado. Ao mesmo tempo foram retiradas as propostas de algumas das curvas em que o agente ofereceu parte da quantidade total a 0 c€/kWh.

Nas figuras 50 e 51, pode-se verificar esta metodologia, com base na curva de oferta real, obtém-se a parte “suave” da curva e, de seguida, parametriza-se essa parte da curva, através de uma regressão linear pela expressão 4.4:

$$POfer = a + b \times QtddOfer \quad (4.4)$$

Onde:

- $POfer$ é o preço de oferta
- a e b são parâmetros da regressão quadrática
- $QtddOfer$ é a quantidade oferecida

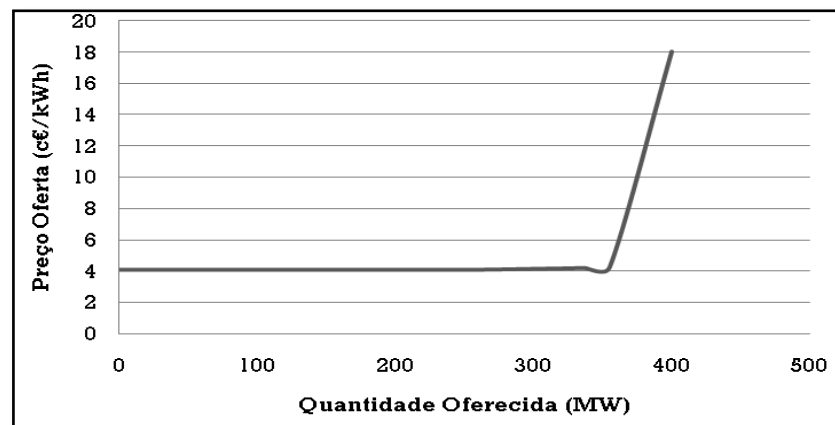


Figura 50 - Curva de Oferta típica do agente RIBATEJO3.

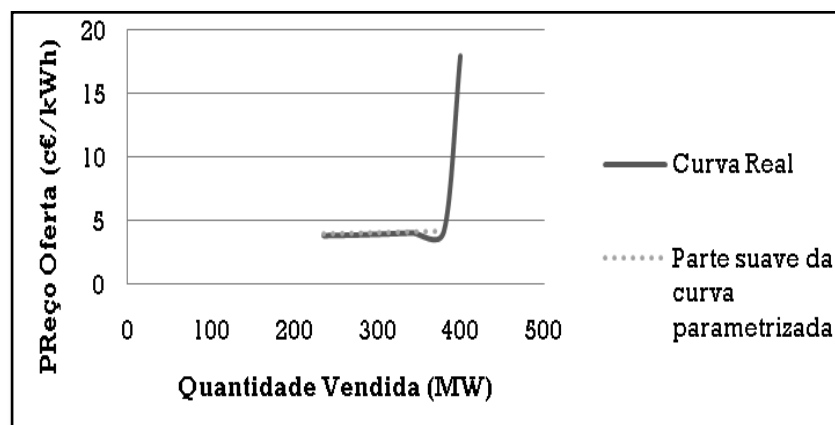


Figura 51 - Parte “suave” da curva de oferta + curva parametrizada.

De realçar que a parte “suave” da curva de oferta efectuada por este agente é praticamente uma recta com inclinação nula, pelo que a regressão linear se adapta muito bem.

Na figura 52, pode-se observar a parte “suave” de todas as curvas de oferta que foram encontradas, ordenadas no tempo, e sobre quais vai ser implementado o modelo:

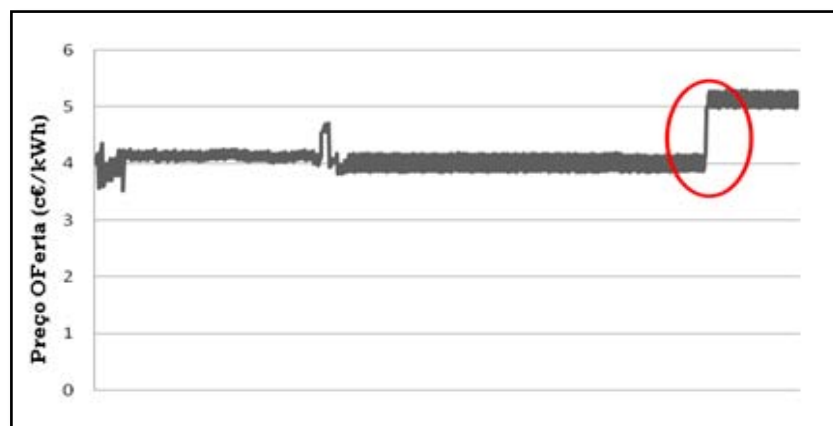


Figura 52 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA.

Pode-se observar no gráfico da figura 52, a existência de mudança de comportamento no agente responsável pelo grupo 3 da central do Ribatejo, mais concretamente na parte em que se dá o “salto” na curva de oferta (assinalado com um círculo a vermelho no gráfico da figura anterior). Contudo, o que acontece na maior parte do tempo, e que através da visualização do gráfico não é possível observar, é que as mudanças nas propostas de oferta preço são na ordem dos 0,5 c€/kWh ou até menos. Notam-se, portanto, duas tendências, a primeira em torno dos 4

c€/kWh e a outra por volta dos 5 c€/kWh, sendo que se torna importante saber o porquê desta mudança de comportamento.

Sendo assim, da mesma forma que se aborda o problema para o agente CALIMA, interessa relacionar as possíveis variáveis explicadoras com os parâmetros calculados para cada curva de oferta. As variáveis explicadoras possíveis para este agente são as mesmas utilizadas no ponto 5.2.2.: Consumo, Preço Gás e Preço Mercado Diário. Apesar de esta comparação ter sido feita para as três variáveis, só são apresentados os resultados obtidos para o preço de mercado diário, já que para as outras variáveis os resultados foram inconclusivos. Na figura 53 apresenta-se a parte “suave” de todas as curvas de oferta e a média do preço de mercado, calculada entre mudanças de comportamento do agente RIBATEJO3.

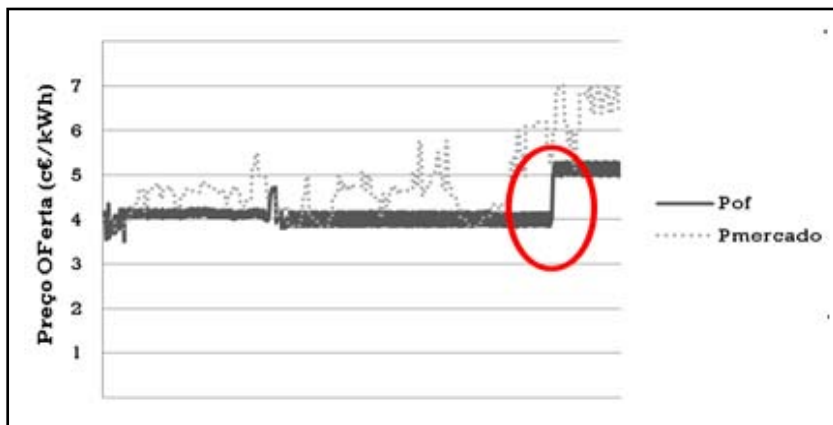


Figura 53 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA + preço mercado diário.

Pode-se verificar que a média do preço de mercado condiciona as propostas deste agente, uma vez que se verifica que o salto na parte “suave” da curva de oferta corresponde a subida da média do preço de mercado. Mais concretamente, observa-se que à subida do preço de mercado o agente responde com a subida da curva, já que a subida do preço acontece em primeiro lugar, como está patente na figura 53.

A partir do estudo efectuado chegou-se ao seguinte modelo de regressão da expressão 4.5 que parametriza a parte “suave” das curvas de oferta do agente responsável pelo grupo 3 da central do Ribatejo que vai calcular o preço de oferta dessa mesma curva.

$$POfer = a + b \times QtddOfer + b1 + b2 * PMerc \quad (4.5)$$

Onde:

- *Pof* é o preço de oferta calculado pelo modelo;
- *a1, a2, b1, b2* são parâmetros do modelo;
- *QtddOfer* é a quantidade de oferta;
- *PMerc* é o preço médio do mercado diário

De seguida, apresenta-se o gráfico da figura 54, correspondente ao conjunto de treino deste novo modelo, onde estão representadas: a parte “suave” de todas as curvas de oferta reais, “Pof”, as curvas parametrizadas, “Preço calc”, a média do preço de mercado diário entre variações de comportamento, “PMerc” e o erro associado a cada valor da curva calculada, em relação à real.

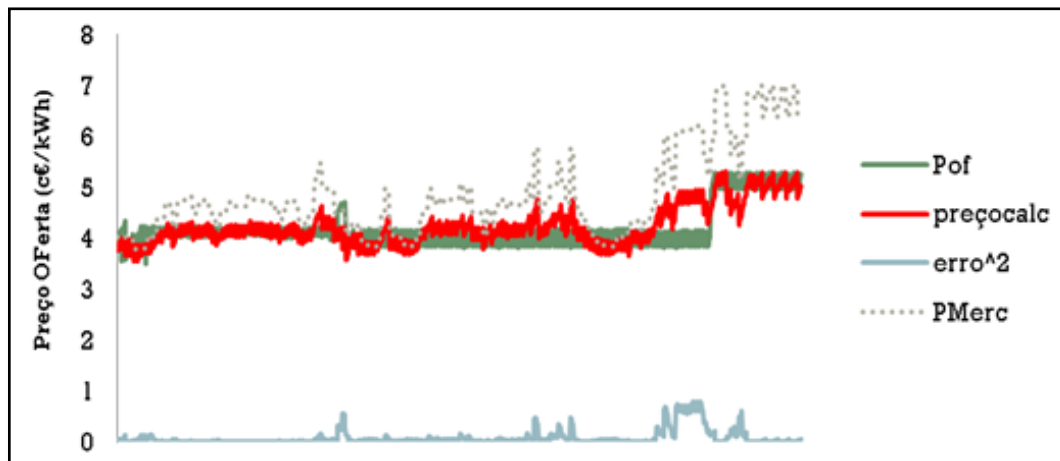


Figura 54 - Conjunto treino RIBATEJO3.

No gráfico da figura 54, pode-se constatar que as curvas de oferta que o modelo calcula se adaptam às curvas reais e, ao mesmo tempo, nota-se que o modelo segue a forma do preço médio de mercado. Nota-se ainda que o modelo segue a subida do preço médio de mercado, o que é um facto importante. Contudo, o modelo não se consegue adaptar ao desfaseamento, que existe na realidade, entre a subida do preço de mercado e a resposta do agente, com a subida da sua curva de oferta. O MAPE referente a este conjunto de treino é igual a 1,88%.

Portanto, para a previsão das curvas de oferta do agente responsável pelo grupo 3 da central do Ribatejo, utiliza-se o modelo de regressão acima explicado. O teste e os resultados associados são apresentados no Capítulo 5.

4.3.3. SINES3

Para o agente responsável pela central do Sines foram somente estudadas as curvas de oferta do grupo 3, uma vez que já se tinha chegado à conclusão que o comportamento deste agente era idêntico para os quatro grupos desta central. Cada curva de oferta característica deste agente é composto por seis pares de pontos.

O procedimento consiste em encontrar todas as curvas de oferta e para cada uma delas retirar os pontos em que o preço de oferta fosse mais alto do que 15 c€/kWh, já que as propostas acima destas não são aceites em mercado. Ao mesmo tempo são retiradas as propostas das curvas em que o agente ofereceu parte da quantidade total a 0 c€/kWh.

Nas figuras 55 e 56 pode-se verificar esta metodologia, que com base na curva de oferta real, obtém-se a parte “suave” da curva e, de seguida, essa parte da curva é parametrizada, através de uma regressão linear, na expressão 4.6:

$$POfer = a + b \times QtddOfer \quad (4.6)$$

Onde:

- $POfer$ é o preço de oferta;
- a e b são parâmetros da regressão quadrática;
- $QtddOfer$ é a quantidade oferecida.

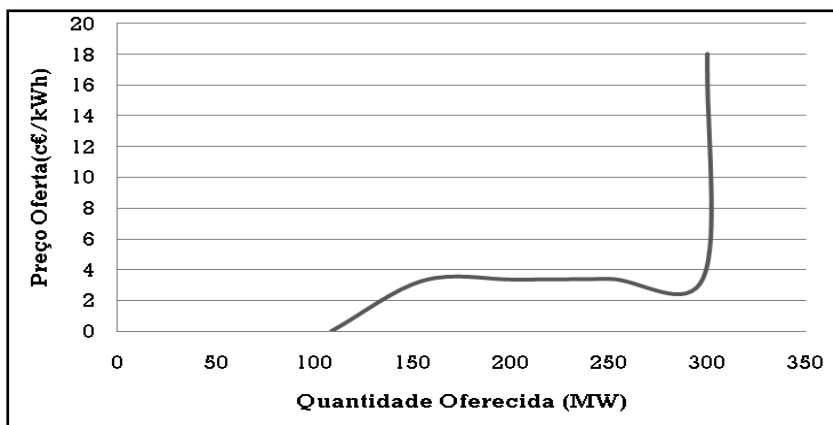


Figura 55 - Curva de Oferta típica do agente SINES3.

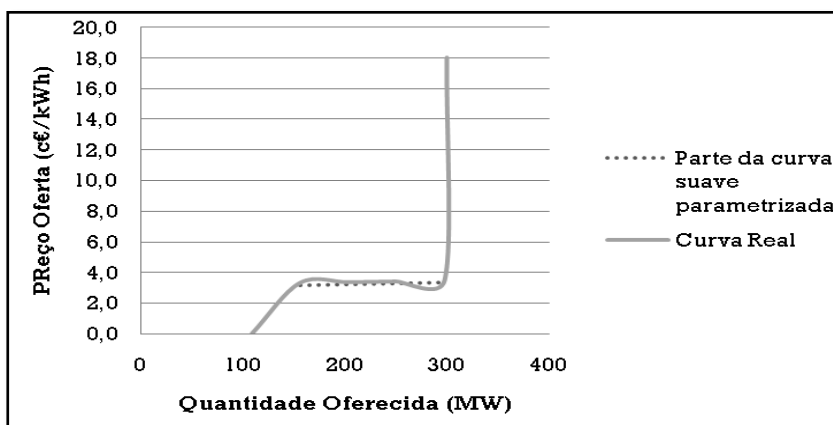


Figura 56 - Parte “suave” da curva de oferta + curva parametrizada.

Note-se que a parte “suave” da curva de oferta efectuada por este agente é praticamente uma recta com inclinação nula, pelo que a regressão linear se adapta perfeitamente.

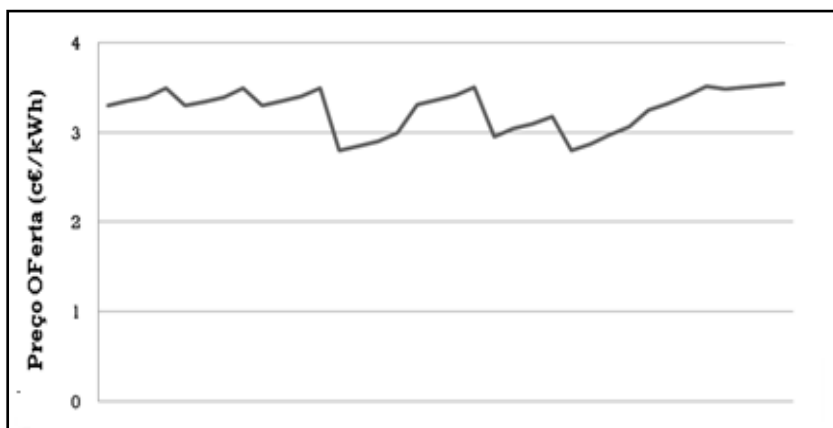


Figura 57 - Histórico da Parte “suave” das curvas de oferta do agente CALIMA.

Como já tinha sido constatado, o agente responsável por este grupo da central de Sines, não muda muitas vezes as suas curvas de oferta. Também se pode verificar que a variação das curvas de oferta está na ordem dos 10%, pelo que, não é necessário fazer previsão da curva de oferta para este agente. Ou seja, fazer uma regressão linear para se obter uma curva média de oferta é suficiente para se ter a ideia da curva apresentada por este agente em mercado. O facto de esta central não marcar preço, também é factor que sustenta esta decisão.

De seguida, pode-se observar o gráfico da figura 58, correspondente ao conjunto de treino deste modelo, onde estão representadas: a parte “suave” de todas as curvas de oferta reais,

“Pof”, as curvas parametrizadas, “Preço calc” e o erro associado a cada valor da curva calculada, em relação à real.

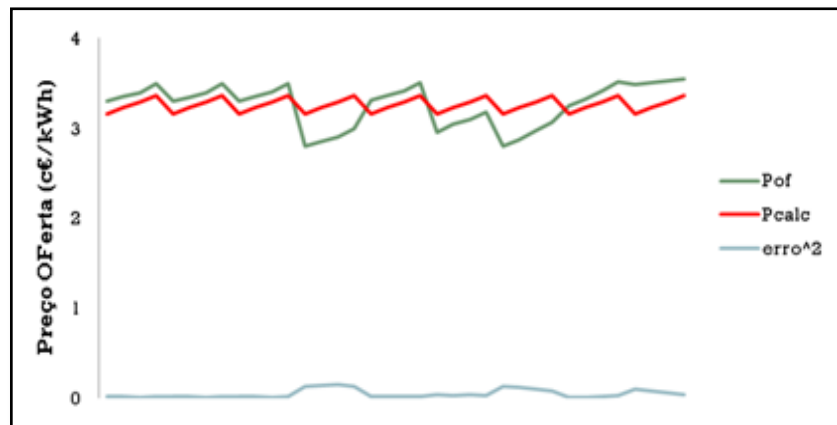


Figura 58 - Conjunto treino SINES3.

No gráfico da figura 58, pode-se constatar que as curvas de oferta que o modelo calcula se adaptam às curvas reais, mesmo se tratando de um modelo de regressão simples. Isto reflecte a simplicidade do comportamento deste agente. O MAPE referente a este conjunto de treino é igual a 1,88%.

4.4. Quantidade Vendida

Para além da previsão das curvas de oferta, ou da parte “suave” destas, existe também o interesse em fazer previsão das quantidades vendidas pelas centrais representadas pelos agentes em estudo, em cada hora. Esta é mais uma forma de prever o comportamento dos agentes de oferta em mercado de electricidade.

Ao ser feita previsão das quantidades vendidas, os próprios agentes podem calcular mais facilmente as margens a que vão ter direito, assim como em termos de manutenção e planeamento das próprias centrais. Quanto a outros agentes, pode interessar saber qual é a quantidade vendida pelas centrais de outros, mais concretamente em centrais hídricas, de forma a considerarem as reservas que estes possam ter, já que este factor pode condicioná-los em futuras propostas. Do mesmo modo, ao conhecer-se a quantidade vendida por um agente podemos intersectar essa quantidade com a sua curva de oferta de modo a sabermos o preço a que vai ser aceite a sua última proposta. Caso se trate de um agente que marque normalmente preço, esta pode ser uma boa maneira de se obter o preço de mercado diário. Esta metodologia pode ser verificada no Capítulo 5.

Para esta parte do trabalho, optou-se pela previsão de quantidades vendida, mas já com o conhecimento prévio dos valores do despacho, de modo a se poder entrar com os valores reais das variáveis explicadoras. Caso, se pretendesse fazer previsão sem o conhecimento destes valores teriam de ser criados outros modelos capazes de prever o despacho por tecnologia, o consumo ou o preço de mercado, o que não era objectivo deste trabalho.

Sendo assim, o estudo a efectuar para se fazer previsão de quantidades vendidas passa pelo processamento de informação relativo às curvas de oferta, de modo a se obter o histórico de quantidade vendida por cada central em estudo. Segue-se uma análise detalhada da possível relação entre variáveis cuja informação é conhecida e a quantidade vendida, de modo a serem encontradas variáveis explicadoras. Caso sejam encontradas correlações, passa-se à modelização, sendo que para este problema, a inteligência artificial é mais aconselhada visto se tratarem de relações não lineares bastante complexas entre variáveis.

4.4.1. CALIMA

Como já foi visto, as variáveis que podem condicionar a quantidade vendida por este conjunto são: Hidraulicidade, Consumo, Produção Regime Especial, Preço Mercado Diário. Note-se que a informação referente a estas variáveis é processada por hora. No gráfico da figura 59 pode-se observar um gráfico típico de quantidades vendidas por este conjunto, mais concretamente no dia 7 de Setembro de 2007.

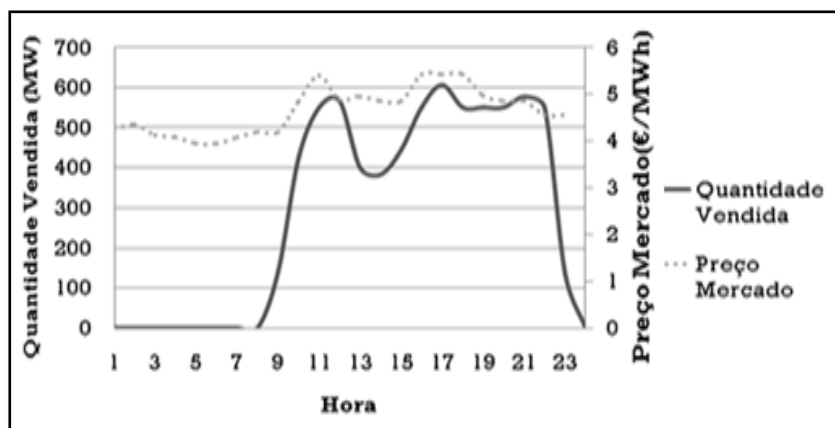


Figura 59 - Curva de quantidades vendidas típica do conjunto CALIMA.

Da figura 59 pode-se constatar que este agente não vende energia nas primeiras horas do dia. Por outras palavras, como o preço de mercado é normalmente mais baixo para as primeiras horas do dia, as propostas de oferta efectuadas por este agente não são aceites em mercado. Pode-se afirmar que este gráfico reflecte a realidade, já que pela observação dos dados diários, se observa que este conjunto raramente vende energia nas primeiras horas do dia. Para além disto, aqui também se comprova o risco associado às propostas de oferta efectuadas pelo agente responsável CALIMA, já que algumas das suas propostas não são aceites.

Os gráficos seguintes, figuras 60, 61, 62, apresentam a correlação entre as variáveis explicadoras e a quantidade vendida para esta central.

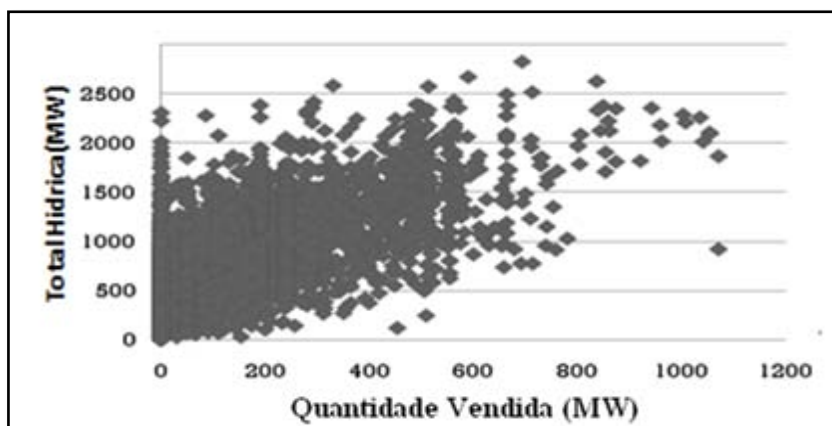


Figura 60 - Produção Hídrica VS Quantidade Vendida.

Através da visualização do gráfico da figura 60 pode-se verificar que estas duas variáveis estão correlacionadas, já que existe uma tendência linear.

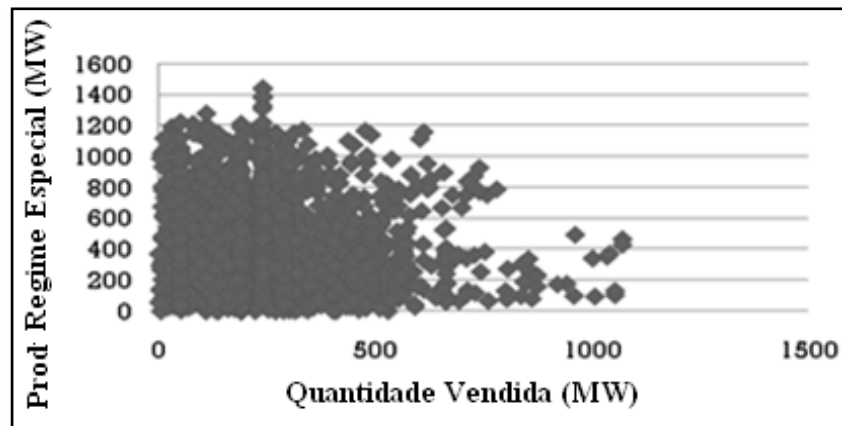


Figura 61 - Produção Regime Especial VS Quantidade Vendida.

Com a observação do gráfico da figura 61, conclui-se que não há relação entre as variáveis quantidade vendida e a produção em regime especial.

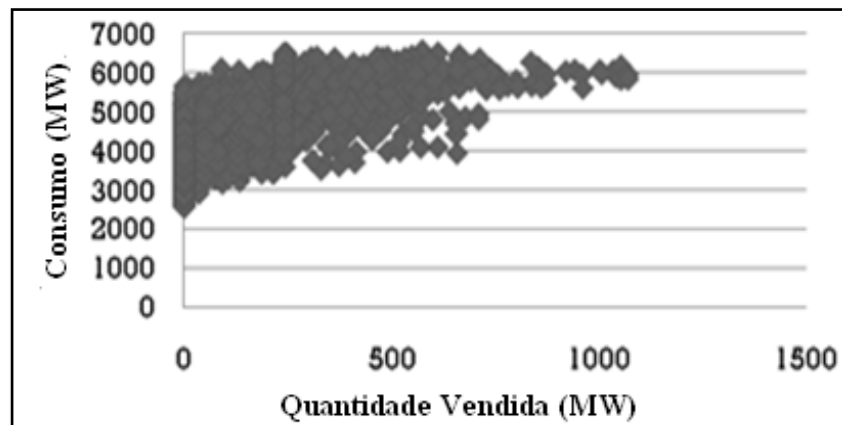


Figura 62 - Consumo VS Quantidade Vendida.

Pode-se dizer que o consumo influencia a quantidade vendida pelo conjunto CALIMA, já que é visível uma tendência no gráfico da figura 62.

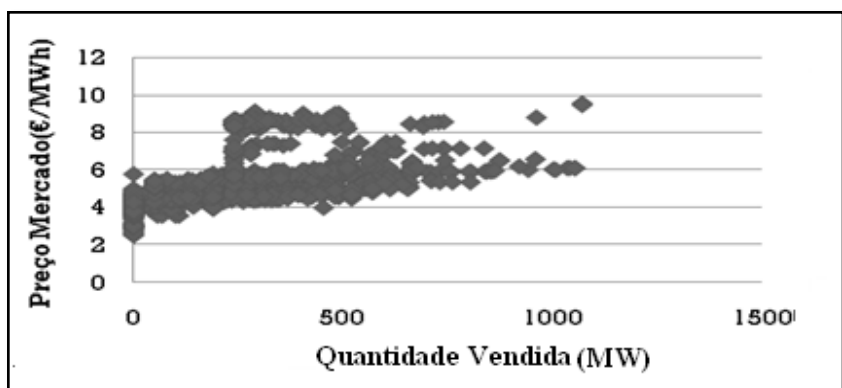


Figura 63 - Preço Mercado VS Quantidade Vendida.

No gráfico da figura 63 pode-se verificar que existe uma tendência linear entre as variáveis quantidade vendida e o preço de mercado diário, contudo, existem alguns valores em que tal relação não acontece. Neste caso, trata-se de um resultado inconclusivo.

De modo a obter-se as variáveis que mais se adequam a este problema, foram efectuados sete testes, sendo que para cada teste as variáveis de entrada na rede são diferentes. Portanto, foram

criadas sete redes neuronais, em que as variáveis de entrada são as que possivelmente explicassem a quantidade vendida por esta central e a variável de saída é a própria quantidade vendida. Os dados processados foram divididos da seguinte forma: para teste os dados referentes a cada variável, da primeira semana de Dezembro (valores não constam do conjunto de treino) e para treino da rede todos os outros valores desde Julho até ao fim de Dezembro.

As redes neuronais criadas são do tipo *feed-foward backpropagation*, todas com tres camadas, uma de entrada, uma escondida com $2n+1$ neuronios (n é o numero de variaveis de entrada na rede), e uma camada de saída. O treino destas redes foi efectuado com base no algoritmo de *Levenberg-Marquardt*. Por sua vez, a função de activação de todas as camadas escolhida foi a TANSIG.

Na tabela que se segue, está presente o erro associado, MAPE, a cada conjunto de teste, sendo que foi adicionada uma nova variável que, como era notado, condicionava as quantidades vendidas, a hora. Esta variável é cíclica (cada dia tem 24 horas), e é dividida em duas variáveis, seno e coseno.

Os resultados obtidos estão presentes na tabela da figura 64 e permitem afirmar que, segundo o menor erro associado, as variáveis que melhor explicam a quantidade vendida são: o consumo e a produção total hídrica.

	Variáveis	MAPE
Teste1	PMercado;Consumo; Total Hid;Hora(v.cíclica)	37,62%
Teste2	PMercado;Consumo; Total Hid	46,11%
Teste3	PMercado;Total Hid;Hora(v.cíclica)	78,72%
Teste4	Consumo;Total Hid;Hora(v.cíclica)	40,07%
Teste5	PMercado;Consumo; Hora(v.cíclica)	63,10%
Teste6	Consumo;Total Hid;QtddVenda (n-1)	47,28%
Teste7	Consumo;Total Hid	28,61%

Figura 64 - Tabela referente aos testes efectuados para previsão da quantidade vendida pelo conjunto CALIMA.

De seguida, pode-se observar o esquema da rede neuronal criada para prever a quantidade vendida por este conjunto na figura 65.

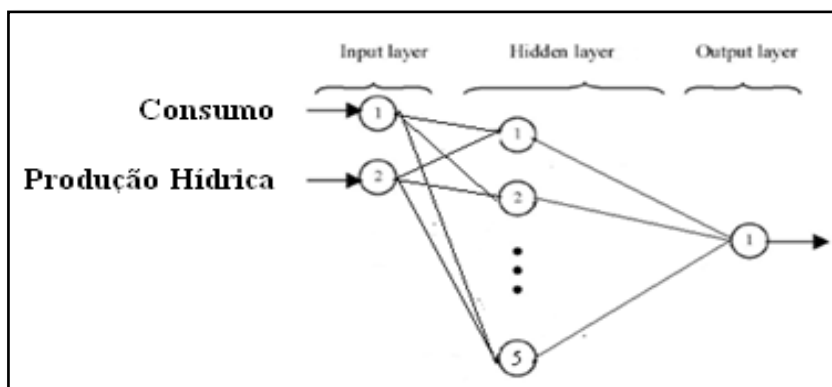


Figura 65 - Esquema da rede neuronal usada na previsão da quantidade vendida por hora do conjunto CALIMA.

Foi criada uma rede neuronal com três camadas, com duas entradas, cinco neurónios na camada escondida e uma camada de saída. As condições de treino e as funções de activação associadas a cada camada já foram definidas anteriormente. Os resultados referentes a esta previsão estão apresentados no Capítulo 5 deste trabalho.

4.4.2. SINES

Para esta central, dividida em quatro grupos de produção, o processamento de dados é efectuado por grupo. Assim, retiram-se os valores de quantidade vendida por cada grupo e esses valores são somados posteriormente.

Tratando-se de uma central a carvão, sabe-se à partida que tem um modo de funcionamento mais constante. De seguida, mostra-se o gráfico da figura 66 em que esta situação pode ser observada, para o dia 7 de Setembro de 2007.

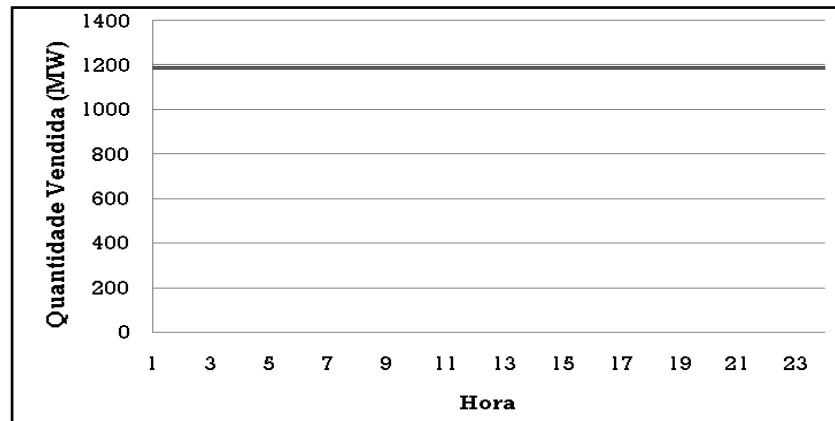


Figura 66 - Curva de quantidades vendidas típica do conjunto Sines.

No gráfico da figura anterior pode-se observar que a quantidade vendida por esta central é equivalente à sua potência instalada, perto de 1200 MW, para este dia. A dificuldade neste caso é conhecer se existe a indisponibilidade de algum dos grupos desta central, pois, como já foi visto anteriormente, o agente responsável por estes quatro grupos não arrisca em mercado e as suas propostas são sempre aceites.

As variáveis que podem condicionar a quantidade vendida por esta central são: a produção total de centrais a carvão, o preço de mercado ou o consumo.

De seguida, são apresentados os gráficos das figuras 67, 68 e 69 de correlação entre as variáveis referidas e a quantidade vendida pela central de Sines.

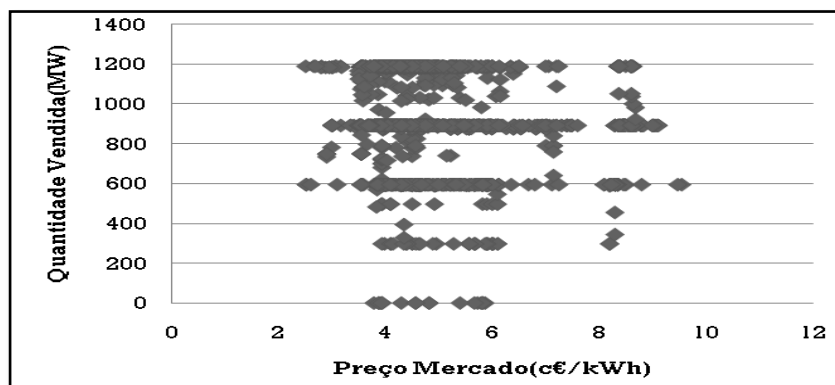


Figura 67 - Preço Mercado VS Quantidade Vendida.

No gráfico figura 67 verifica-se a existência de quatro patamares, que correspondem ao número de grupos que estão em funcionamento. Não se verifica relação entre as variáveis quantidade vendida e o preço de mercado.

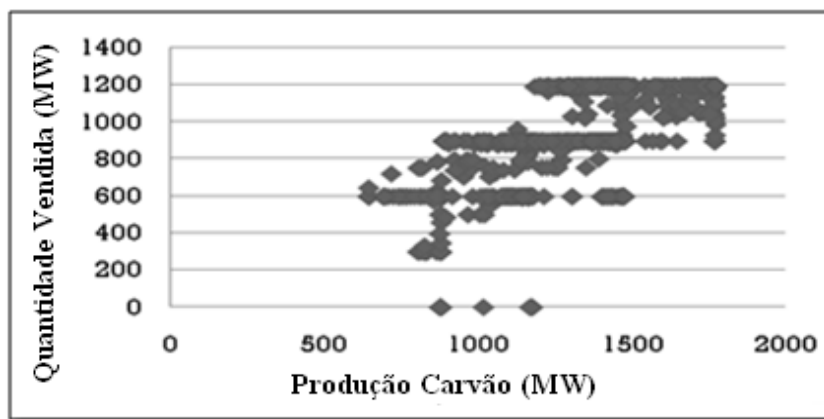


Figura 68 - Produção total carvão VS Quantidade Vendida.

No gráfico da figura 68 pode-se constatar que existe correlação entre a quantidade vendida pela central Sines e a produção total de carvão. Existe uma tendência notória entre estas duas variáveis.

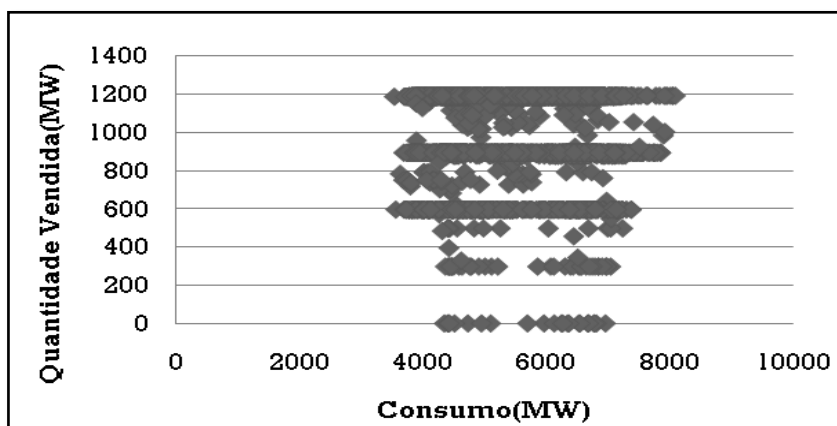


Figura 69 - Consumo VS Quantidade Vendida.

Através da visualização do gráfico da figura 69, pode-se concluir que não existe correlação entre a quantidade vendida pela central em estudo e o consumo.

Adicionou-se uma nova variável que poderia condicionar as quantidades vendidas, a hora. Assim, efectuaram-se dois testes, tal como no estudo para a Central CALIMA, sendo que interessava saber que variáveis deveriam entrar na rede. As duas redes neuronais criadas são do tipo *feed-foward backpropagation*, todas com tres camadas, uma de entrada, uma escondida com $2n+1$ neuronios (n é o numero de variaveis de entrada na rede), e uma camada de saída. O treino destas redes foi efectuado com base no algoritmo de Levenberg-Marquardt. Por sua vez, a função de activação de todas as camadas escolhida foi a TANSIG.

Resta referir que os dados processados para a produção total de centrais a carvão foram divididos da seguinte forma: para teste os dados referentes à última semana de Novembro (valores não constam do conjunto de treino) e para treino da rede todos os outros valores desde Julho até ao fim do mês de Novembro.

Os resultados obtidos, permitem afirmar que, segundo o menor erro associado, as variáveis que melhor explicam a quantidade vendida são: produção total carvão e a hora. Estes resultados estão presentes na tabela da figura 70.

	Variáveis	MAPE
Teste1	Total Carvão; Hora(v.cíclica)	18,95%
Teste2	Total Carvão	22,13%

Figura 70 - Tabela referente aos testes efectuados para previsão da quantidade vendida pelo conjunto Sines.

De seguida, pode-se observar o esquema da rede neuronal criada para prever a quantidade vendida por esta central na figura 71.

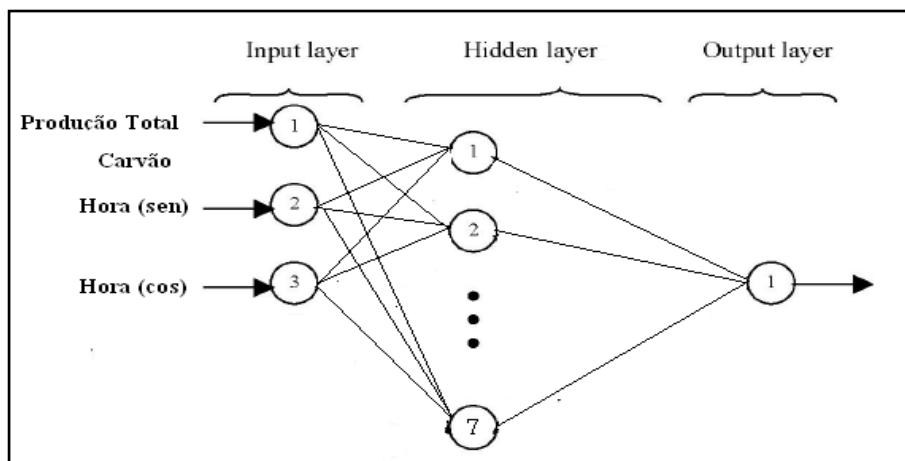


Figura 71 - Esquema da rede neuronal usada na previsão da quantidade vendida por hora do conjunto Sines.

Foi criada uma rede neuronal com três camadas, com três entradas, sete neurónios na camada escondida e uma camada de saída. As condições de treino e as funções de activação associadas a cada camada já foram referidas anteriormente. Os resultados inerentes a esta previsão estão apresentados no capítulo 5 deste trabalho.

4.5 Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias seguidas até se chegar ao modelo final de previsão das curvas de oferta.

A primeira hipótese estudada levantada passava por encontrar um modelo que fosse capaz de fazer previsão, em separado, de cada *Bid* de preço e quantidade. A metodologia a seguir passava pela desagregação da curva de oferta de cada agente, em propostas de quantidade e preço e por encontrar variáveis que explicassem as mudanças de comportamento destes agentes. Ou seja, partindo dos valores horários das propostas de oferta de quantidade e preço, pretendia-se encontrar variáveis que se relacionassem com estas.

Depois, como a opção inicial não se revelou satisfatória, seguiu-se uma nova metodologia, em que se analisou a curva de oferta quantidade/preço na sua parte “suave”. Foi explicado o modo como se construiu esta parte “suave” da curva para cada agente e a forma como se procedeu à parametrização da curva. Foram apresentados os gráficos de correlação entre os parâmetros calculados pelos diversos modelos de regressão e as possíveis variáveis explicadoras. Esta metodologia revelou-se eficaz para a previsão das curvas de oferta, chegando-se a um modelo final de previsão para os agentes responsáveis pelas centrais de Sines (grupo 3) e do Ribatejo (grupo 3). Para as curvas efectuadas pelo agente responsável pelo conjunto de centrais Cavado Lima, seguiu-se uma metodologia diferente, utilizando redes neuronais. A inteligência computacional revelou-se uma boa alternativa para este caso, já que os resultados obtidos foram melhores do que os obtidos com modelos de regressão.

Por fim, foi abordado o problema das quantidades vendidas pelas centrais de Sines e o conjunto Cavado Lima. Foi explicada a metodologia desenvolvida até se chegar ao modelo final de previsão de quantidades vendidas para cada um das centrais em estudo. Para esta previsão foram usadas as redes neuronais, visto se tratar de um problema de relação não linear entre variáveis.

Os resultados referentes a cada um dos modelos finais de previsão, quer das curvas de oferta, quer das quantidades vendidas, são apresentados no Capítulo 5 desta dissertação.

5. Resultados

5.1. Introdução

Neste capítulo, são apresentados os resultados relativos aos modelos desenvolvidos no Capítulo 5.

Sendo assim, na primeira parte deste capítulo são expostos os resultados relativos ao modelo desenvolvido para previsão da parte “suave” da curva. Como se verificou que o preço condicionava as curvas de oferta propostas pelos agentes, o teste dos modelos finais engloba dois cenários diferentes: um em que a média do preço de mercado diário é baixo e outro em que o preço de mercado é mais elevado. O interesse disto, passa por saber como se comporta o modelo para estes dois cenários distintos. Note-se que esta diferenciação de teste só interessa para os agentes CALIMA e RIBATEJO, dado que, como já foi mencionado, o agente SINES praticamente não muda as suas propostas.

Apresentam-se os resultados inerentes à previsão de quantidades vendidas para o conjunto de centrais CALIMA e para a central de SINES. O conjunto de teste usado foi a primeira semana de Dezembro para CALIMA e a primeira semana de Novembro para SINES.

Por fim, são intersectadas as curvas de oferta previstas com as quantidades vendidas de modo a se estudar como é que as propostas efectuadas pelos agentes de venda de energia são aceites em mercado.

5.2. Curvas de Oferta Parametrizadas

5.2.1. CALIMA

Para o agente responsável por este conjunto, já se tinha chegado ao modelo de previsão da parte “suave” da curva de oferta, que é representado por uma rede neuronal.

O conjunto de teste para esta previsão vai ser apresentado nas figuras seguinte, sendo que foram escolhidos dois cenários distintos para o teste da rede. A intenção passa por aplicar o modelo a dois cenários diferentes do preço médio de mercado, já que esta componente influencia o modo como os agentes estudados fazem as suas propostas de venda. Apresentam-se, de seguida, os cenários escolhidos:

- Cenário 1: Dia 5 de Julho de 2007, em que o preço médio do mercado diário era igual a 5,30 c€/kWh;

- Cenário 2: Dia 1 de Dezembro de 2007, em que o preço médio do mercado diário foi igual a 7,03 c€/kWh.

No gráfico da figura 72, pode-se observar que a curva de oferta prevista para o dia 5 de Julho de 2007 se adapta bastante bem à parte “suave” da curva real. Portanto, pode-se afirmar que a rede neuronal criada faz uma previsão bastante segura da curva de oferta proposta em mercado pelo agente CALIMA para o Cenário 1. O MAPE associado a esta previsão é de 2,06%.

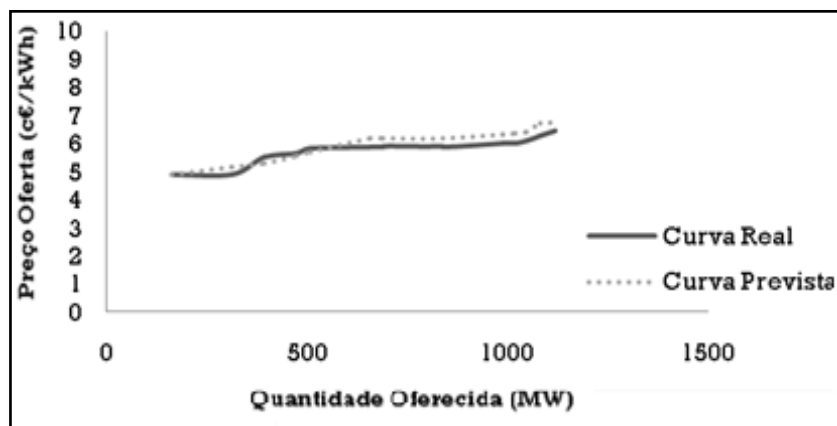


Figura 72 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (05-07-2007).

Para o Cenário 2, como se pode observar pelo gráfico da figura 73, a curva prevista para este cenário se aproxima da parte “suave” da curva real. Contudo, nota-se que existe um erro associado aos valores mais baixos de preço e que a rede não segue muito bem a parte inicial da curva. O MAPE associado a esta previsão é de 4,04%.

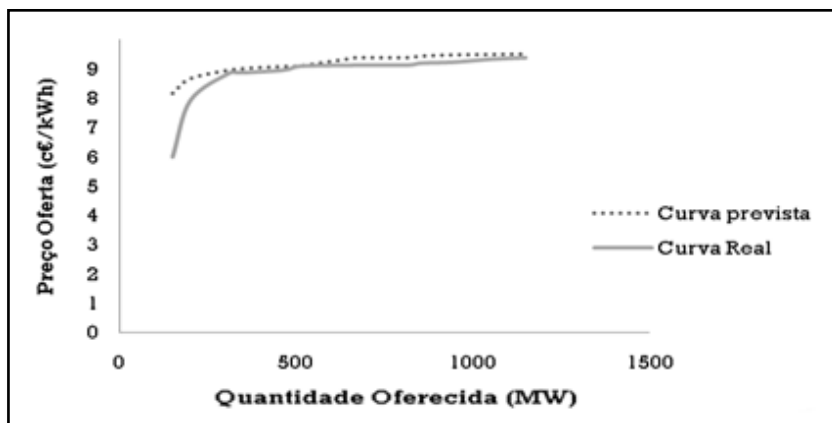


Figura 73 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (01-12-2007).

O gráfico da figura 74, com a curva real e a parte suave da curva prevista. Esta curva diz respeito ao cenário 1, sendo que o primeiro patamar não faz parte desta previsão, o que já foi explicado em 5.3.1.. Do mesmo modo, as ofertas acima dos 15c€/kWh não são previstas, o que também já foi explicado no mesmo ponto referido.

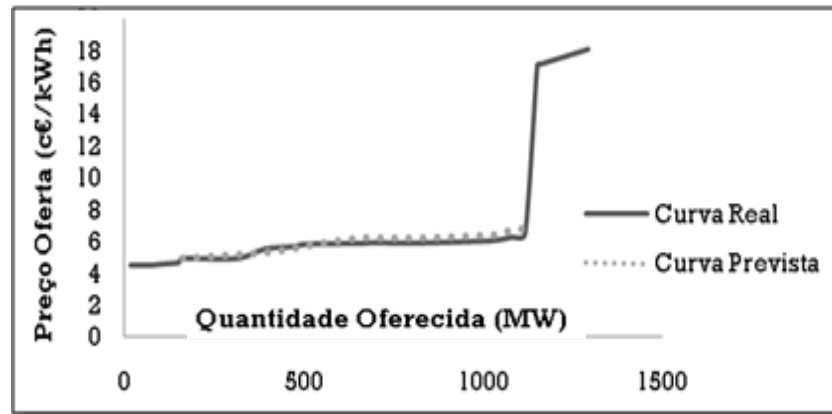


Figura 74 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (05-07-2007) + curva real.

No gráfico da figura 75, verifica-se que o modelo se adapta à parte suave da curva de oferta do agente CALIMA para o cenário 2. No entanto, observando a curva real verifica-se que o modelo de previsão não apanha primeiro patamar de propostas da curva real, sendo que esse patamar não fazia parte da previsão.

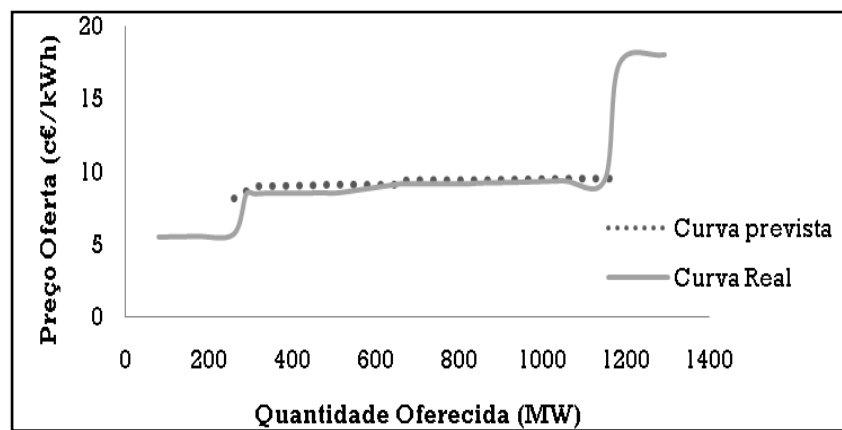


Figura 75 - Previsão da parte “suave” da curva do agente CALIMA (01-12-2007) + curva real.

5.2.2. RIBATEJO3

Para o agente responsável por este conjunto, como foi referido anteriormente, o modelo de previsão da parte “suave” da curva de oferta, que é representado por uma regressão linear, apresentada na secção 5.3.2..

O conjunto de teste para esta previsão vai ser apresentado nas figuras seguinte, sendo que foram escolhidos dois cenários distintos para teste da rede:

- Cenário 1: Dia 17 de Outubro de 2007, em que o preço médio do mercado diário foi igual a 4,46 c€/kWh;
- Cenário 2: Dia 1 de Dezembro de 2007, em que o preço médio do mercado diário foi igual a 7,03 c€/kWh.

No gráfico da figura 76, pode-se observar que a curva de oferta prevista para o dia 10 de Outubro de 2007 se adapta perfeitamente à parte “suave” da curva real. O MAPE associado a esta previsão é de 0,24%.

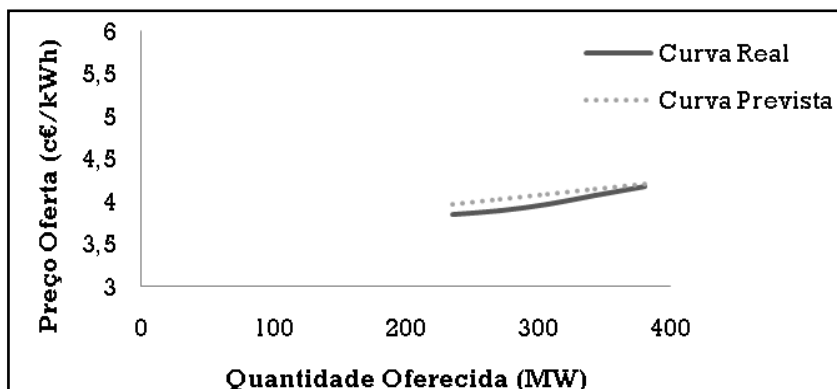


Figura 76 - Previsão da parte “suave” da curva do agente RIBATEJO3 (17-10-2007).

Para o cenário 2, como se pode observar no gráfico da figura 77, a curva prevista para este cenário se aproxima da parte “suave” da curva real, embora se note que para o cenário 1 o resultado obtido fosse mais próximo da realidade. O MAPE associado a esta previsão é de 2,82%.

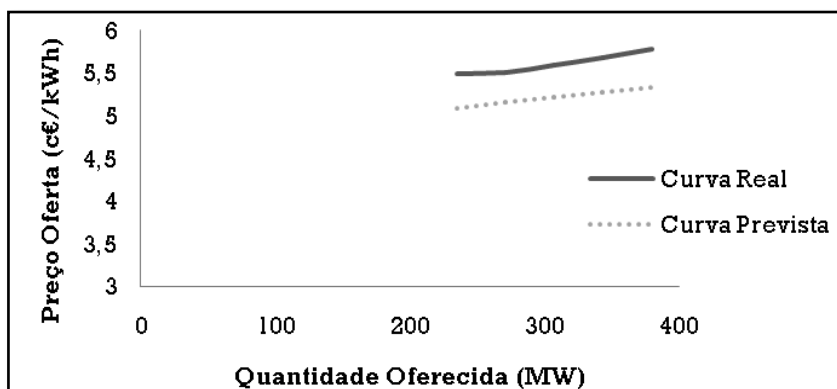


Figura 77 - Previsão da parte “suave” da curva do agente RIBATEJO3 (01-12-2007).

Por fim, vai ser apresentado um gráfico da figura 78, com a curva prevista e a curva real. Para este agente a previsão é mais capaz visto que, ao contrário do que acontece para o agente CALIMA, não foram retiradas as propostas iniciais. Por isso, basta verificar o que acontece à relação das curvas, real e prevista, no cenário 1. Como já se verificou que a última proposta é composta pela quantidade 400 MW a 18,03 c€/kWh, pode-se chegar à curva proposta pelo agente, que pode ser observada na figura seguinte.

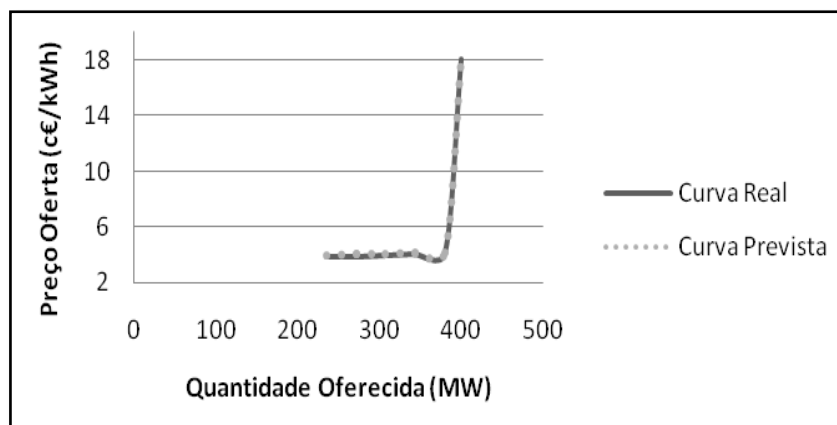


Figura 78 - Previsão da curva do agente RIBATEJO3 (17-10-2007) + curva real.

5.2.3. SINES3

Para o agente responsável por este conjunto, já se tinha chegado ao modelo de previsão da parte “suave” da curva de oferta, que é representado por uma regressão linear simples, apresentada no capítulo 5.3.3..

Como já foi referido anteriormente, para a curva relativa a este agente não foram criados cenários em função do preço de mercado, uma vez que este agente não muda as suas propostas em função desta variável.

Sendo assim, para teste foi escolhido o dia 1 de Dezembro de 2007.

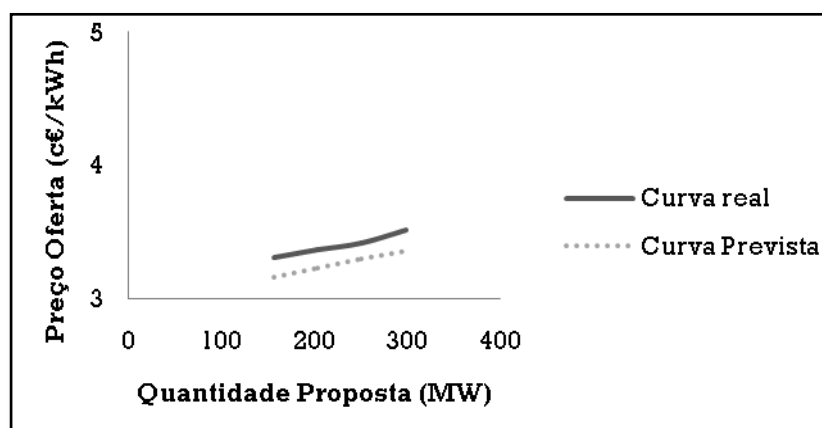


Figura 79 - Previsão da parte “suave” da curva do agente SINES3 (01-12-2007).

Na figura 79 verifica-se que existe uma adaptação da regressão linear simples explicada no ponto 5.3.3.. Isto reflecte o modo simples de actuação deste agente em mercado.

De seguida, no gráfico da figura 80, pode-se constatar que a curva de oferta proposta por este agente não é mais do que proposta a 0 de 109 MW, seguido da parte “suave” facilmente parametrizada e por fim a proposta a 18,03 c€/kWh para condições de sobrecarga.

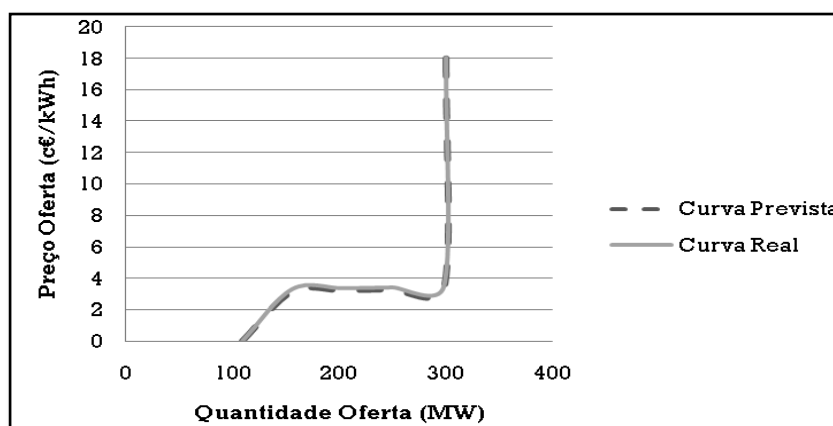


Figura 80 - Previsão da curva do agente SINES3 (01-12-2007) + curva real.

5.2.4. Agrupamento de Propostas

Na agregação das propostas agrupam-se as propostas previstas efectuadas para os três agentes estudados, no mesmo gráfico em que se apresentam os preços de mercado horários. Os preços são ordenados por ordem crescente e as quantidades são acumuladas. Esta metodologia foi efectuada para o dia 1 de Dezembro de 2007, para o mesmo dia em que foi feito o teste dos

diferentes modelos obtidos para previsão das curvas dos três agentes estudados. Com este exemplo poder-se-á constatar a complexidade que envolve o mercado de electricidade em geral, e as propostas e comportamentos dos mais diversos agentes, particular, já que deste exemplo, já complexo, constam apenas três agentes. Sendo assim, no gráfico da figura 81 pode visualizar-se esta metodologia.

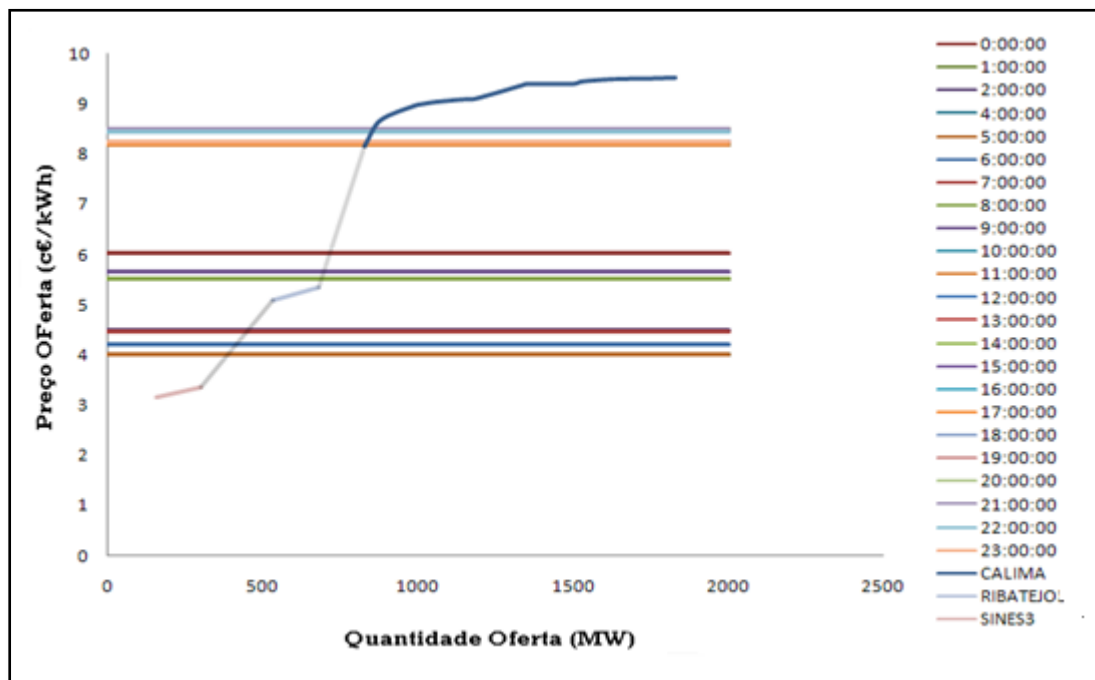


Figura 81 - Curvas de oferta dos agentes CALIMA, RIBATEJO3, SINES3 agrupadas e o preço mercado horário (01-12-2007).

Da figura 81 pode-se retirar várias conclusões:

- As propostas de oferta efectuadas pelo agente responsável pelo grupo 3 de Sines são sempre aceites, durante todas as horas deste dia. Esta central não marca preço e as suas propostas estão bastante abaixo do preço de mercado a cada hora. Isto reflecte o pouco risco corrido pelo agente responsável;
- Para as propostas efectuadas pelo agente responsável pelo grupo e da Central do Ribatejo, verifica-se que as suas propostas não são aceites em algumas horas do dia em questão. O que também se verifica é que neste dia este grupo não marcou preço, já que a sua curva de oferta não se intersecta com nenhum valor do preço de mercado;
- Para a curva de oferta prevista inerente ao agente CALIMA, verifica-se que provavelmente vai marcar preço neste dia. Pode-se observar também que as horas a que as propostas deste agente são aceites e que podem marcar o preço de mercado, estão associadas às horas de normalmente maior consumo (entre as 17h e as 22h). Este agente é, sem dúvida, o que corre maiores riscos em mercado, entre os estudados, pois pelas propostas de preço elevadas que propõe não entra muitas vezes no despacho.

5.3. Quantidade Vendida

5.3.1. CALIMA

Para a previsão da quantidade vendida pelo conjunto de centrais hídricas Cavado Lima, para cada dia do dia seguinte, foi utilizada a metodologia explicada no ponto 5.4.1..

No gráfico da figura 82 são apresentados os resultados obtidos para o conjunto teste, relativo à primeira semana de Dezembro.

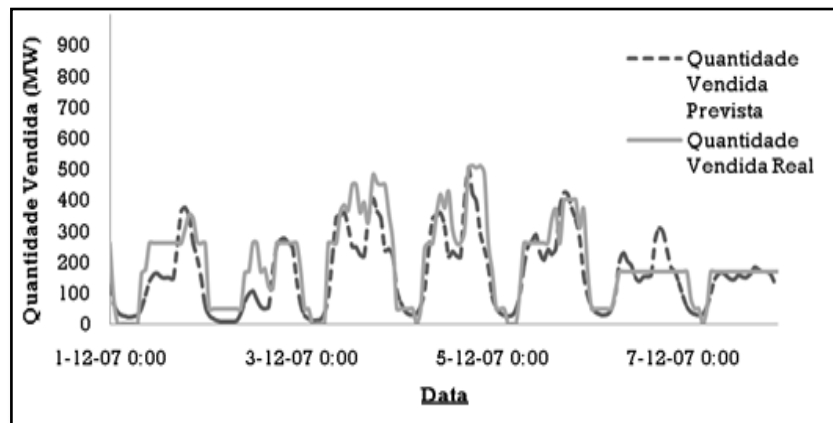


Figura 82 - Previsão quantidade vendida para o conjunto CALIMA referente à primeira semana de Dezembro.

No gráfico da figura 82, pode-se observar que a saída da rede neuronal consegue seguir bastante bem os valores reais das quantidades vendidas pelo conjunto. Por outras palavras, a rede neuronal consegue adaptar-se às variáveis de entrada, o consumo e produção total hídrica, de modo a se obter os valores da quantidade vendida pelo conjunto CALIMA. O MAPE associado a esta previsão é igual a 28,61%.

Interessava agora saber como é que se relacionavam estas quantidades vendidas previstas com as curvas de oferta. Sendo assim, os gráficos para algumas horas do dia 1 de Dezembro de 2007, ilustram essa situação.

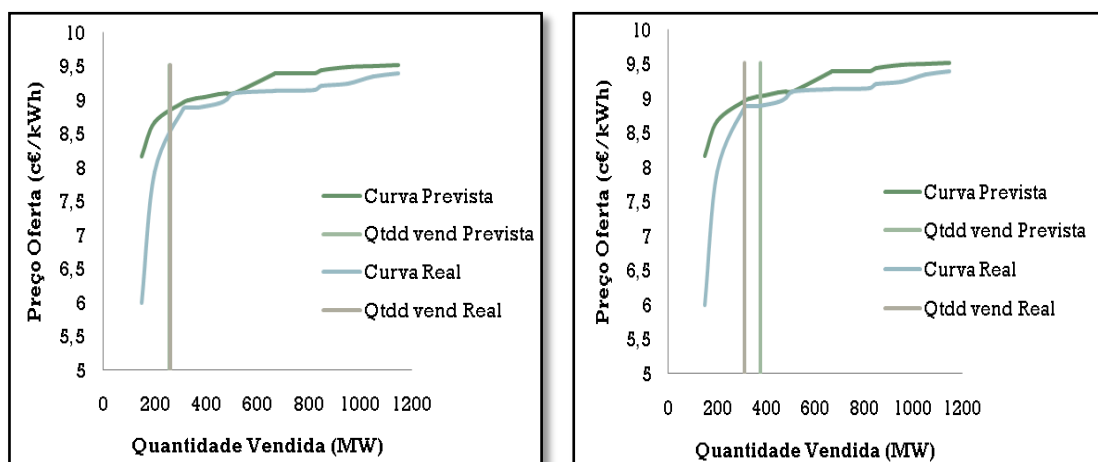


Figura 83 – Curvas de oferta previstas + quantidades vendidas pelo agente CALIMA (01-12-2007) às 17.00h (à esquerda) e 18.00h (à direita).

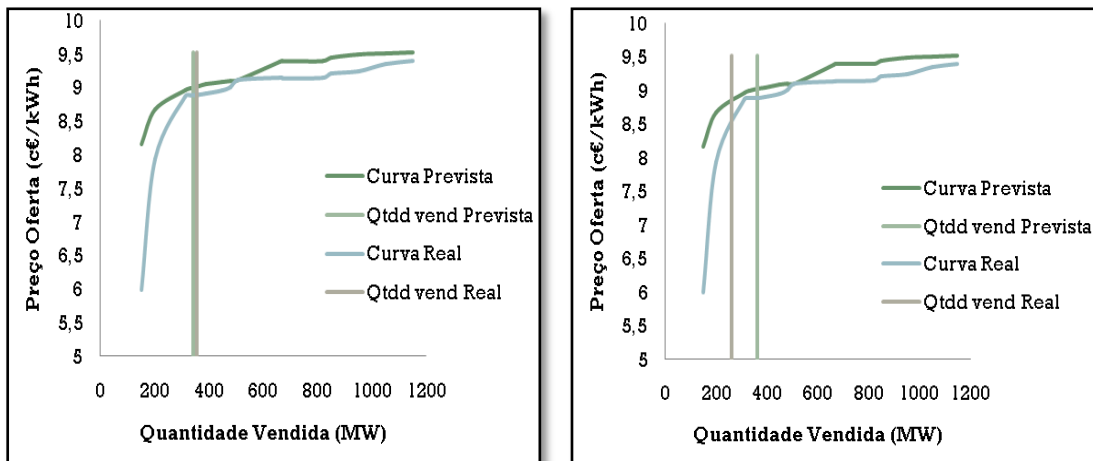


Figura 84 - Curvas de oferta previstas + quantidades vendidas pelo agente CALIMA (01-12-2007) às 19.00h (à esquerda) e 20.00h (à direita).

Nas duas figuras, 83 e 84, pode-se observar a intersecção das quantidades vendidas, reais e previstas, com as curvas e de oferta, reais e previstas, efectuadas pelo agente CALIMA em mercado. É interessante notar que, como se trata de uma central que normalmente marca preço nas horas de maior consumo, esta possa ter uma metodologia para obter o preço marginal do sistema. Isto, porque ao intersecar-se a curva de oferta com a quantidade vendida, se obtém o preço da última proposta aceite em mercado por este conjunto, e consequentemente o preço de mercado.

5.3.2. SINES

Para a previsão da quantidade vendida pelo conjunto dos quatro grupos da central de Sines, para cada dia do dia seguinte, foi utilizada a metodologia explicada no ponto 5.4.2..

No gráfico da figura 85 são apresentados os resultados obtidos para o conjunto teste, relativo à última semana de Novembro.

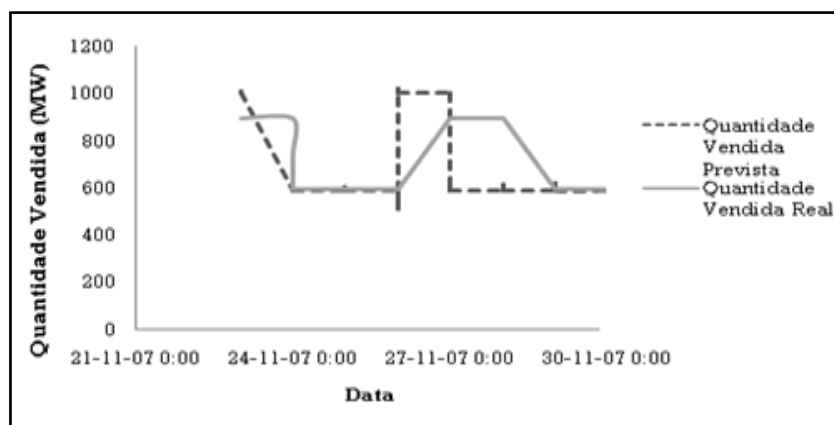


Figura 85 - Previsão quantidade vendida para o conjunto Sines referente à última semana de Novembro.

No gráfico anterior pode-se observar que a saída da rede neuronal consegue seguir bastante bem os valores reais das quantidades vendidas pela central. Acontece, que por vezes, a rede não consegue seguir os valores reais da saída. Isto acontece porque a rede não consegue modelar às indisponibilidades dos grupos desta central, necessitando de informação adicional. O MAPE associado a esta previsão é igual a 9,78%.

5.4. Conclusões

Neste capítulo apresentaram-se os principais resultados obtidos a partir dos modelos criados no Capítulo 5.

Pôde-se observar que a modelização e parametrização da parte “suave” das curvas de oferta dos agentes estudados tendo-se obtido resultados positivos, visto que se conseguiram prever essas zonas das curvas. Constatou-se que para os agentes responsáveis pelas centrais de Sines e Ribatejo é mais simples essa previsão, e que para o agente responsável pelo conjunto Cavado Lima, as simplificações feitas na construção do modelo podem causar alguns problemas. A previsão da parte “suave” das curvas de oferta para os três agentes estudados, teve erros muito baixos e notou-se que os modelos elaborados eram bastante consistentes, quer para preços de mercado baixos quer para preços mais elevados. Analisou-se também o agrupamento das propostas de venda, as horas em que as propostas de cada agente são aceites ou rejeitadas e o risco que abrange alguns agentes.

Em relação às previsões das quantidades vendidas, pode-se afirmar que a inteligência artificial, através das redes neuronais, obteve boas aproximações aos valores reais. Isto deve-se principalmente à escolha das variáveis de entrada nas redes, o que significa que a metodologia seguida foi correcta.

No presente capítulo apresentou-se como se pode relacionar a previsão da quantidade vendida com a previsão das curvas de oferta e atingir-se um provável preço marginal do sistema.

6. Conclusões e Trabalhos Futuros

O principal objectivo deste trabalho passava pelo desenvolvimento de modelos de previsão, a curto prazo, de curvas de oferta associadas a agentes de oferta de energia no mercado de electricidade português. Para se atingir esse fim, estudou-se a estrutura do mercado de electricidade português, que se insere no MIBEL, de modo a se perceber onde se encaixava o problema em estudo.

Do mesmo modo, foram estudadas as técnicas e os modelos de previsão já utilizadas para prever o preço de mercado a curto prazo, em vários países a nível mundial. A caracterização das técnicas já utilizadas em problemas similares, permite conhecer técnicas a utilizar no problema em causa, visto que o horizonte temporal de ambas as previsões era o mesmo, curto prazo. As técnicas usadas neste trabalho foram explicadas de um modo mais profundo, os modelos de regressão e as redes neuronais.

Na parte da análise de dados apresentou-se o tipo de informação disponível para se fazer previsão de comportamentos de agentes de energia no mercado português. Em relação aos referidos comportamentos, foram seleccionados três agentes e explicado como é que estes apresentam as suas ofertas em mercado. A principal conclusão a retirar deste ponto é que o tipo de tecnologia associada a cada central condiciona as propostas efectuadas pelo agente responsável. Também se pôde constatar que existe um risco e uma estratégia associado a essas ofertas.

Através da construção dos modelos de previsão das curvas de oferta, pôde-se constatar que não seria possível fazer previsão de cada proposta de quantidade e preço, em separado. Concluiu-se, assim, que os agentes estudados não alteram as suas propostas de oferta para cada hora do dia seguinte. Também se pode afirmar que estes agentes não possuem qualquer ferramenta capaz de fazer previsão do despacho, do preço de mercado ou do consumo, uma vez que as suas propostas não são alteradas em função destas variáveis.

Assim, recorreu-se a outra hipótese, sendo que se adoptou o modelo de previsão da parte “suave” das curvas de oferta de cada um dos três agentes. Esta metodologia, que está explicada no ponto 5.3, demonstrou que os agentes responsáveis pelos conjuntos CALIMA e RIBATEJO3 mudam as suas propostas de oferta em função de valores médios das variáveis que entram em cada um dos modelos. Em particular, pode-se concluir que o valor médio do preço de mercado influencia o modo como os agentes abordados ajustam as suas propostas de venda. Por seu lado, o agente responsável pela central de Sines praticamente não altera as suas propostas de venda de energia. Isto reflecte o risco nulo que está associado às suas propostas.

Para as quantidades vendidas, apresentou-se a metodologia utilizada até se obter os modelos de previsão desta variável, para o conjunto Cavado Lima e Sines. Pode-se concluir que as variáveis explicadoras das quantidades vendidas pelo conjunto Cavado Lima são o consumo e a produção total de hídricas e para as quantidades vendidas pela central de Sines são a produção total a carvão e a hora.

Em relação aos resultados, pode-se afirmar que os modelos obtidos para a previsão da parte “suave” da curva de oferta dos agentes propostos seguem os valores das curvas reais. Constata-se também que os modelos obtidos têm resultados positivos para dois cenários distintos, em que poderiam ter problemas dada a influência do preço médio de mercado na formação das curvas dos agentes CALIMA e RIBATEJO3.

Para as quantidades vendidas, pôde-se verificar que o modelo de previsão usado para o conjunto CALIMA segue bastante bem os valores reais de quantidades vendidas. Ao mesmo tempo, verificou-se que ao juntar-se as curvas de oferta prevista e as quantidades vendidas pelo conjunto CALIMA, se pode saber o preço de mercado, uma vez que se trata de um conjunto que normalmente marca preço. Em relação às quantidades vendidas pela central d Sines, pode-se concluir que a variável associada à indisponibilidade dos grupos que a compõem, permitiria que o modelo de previsão criado fosse mais efectivo.

A abordagem na qual se baseia esta tese pode ser seguida em termos futuros, sendo que este trabalho pode ser visto como uma base, uma vez que se verificou que é possível fazer previsão de comportamentos dos agentes de oferta em mercado. Do mesmo modo, caso existam modelos de previsão de agentes de compra, as duas curvas podem ser intersectadas e assim se prever o preço de mercado. O resultado desta previsão implica uma análise dos seus resultados, de modo a verificar se esta abordagem assume melhores resultados do que a as abordagens comuns de previsão de preço de mercado.

Como se pôde constatar, esta abordagem implica uma elevada complexidade de modelização, o que justifica um estudo separado para os modelos de previsão das diversas curvas de oferta e de compra de energia no mercado de electricidade.

Bibliografia

- [1] Saraiva, J. P. T., Silva, J. L. P. P., Leão, M. T. P., “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUP Edições, 2002.
- [2] Saraiva, J. P. T., “Mercados e Qualidade”, Apontamentos da disciplina de Mercados e Qualidade do MIEEC, FEUP, Janeiro de 2007.
- [3] Gómez, Tomás, Vázquez, Carlos (1998), “The Spanish day ahead energy market”, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Outubro 1998.
- [4] Gómez, Tomás, Marnay, Chris (1999), “Transmission Pricing and Congestion Management in California”, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, California, Março 1997.
- [5] OMEL - Operador del mercado ibérico de energia – Polo Español, S.A., <http://www.omel.es/>, Espanha, Acesso em Março 2008.
- [6] <http://www.historia-energia.com/>, Portugal
- [7] IAPMEI, Ministério da economia e inovação, <http://www.iapmei.pt/>, Portugal, Acesso em Maio 2008.
- [8] Monteiro, C., “Técnicas de Previsão”, Apontamentos da disciplina de Técnicas de Previsão do MIEEC, FEUP, Outubro de 2007.
- [9] F. J. Nogales, J. Contreras, A. J. Conejo, and R. Espínola, “Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, pp. 342-348, May 2002.
- [10] J. Contreras, R. Espínola, F. J. Nogales, and A. J. Conejo, “ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 3, pp. 1014-1020, August 2003.
- [11] A.J. Conejo, M.A. Plazas, R. Espinola, and A.B. Molina, “Day-Ahead Electricity Price Forecasting Using the Wavelet Transform and ARIMA Models,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 1035 – 1042, May 2005.
- [12] R.C. Garcia, J. Contreras, M. van Akkeren, and J.B.C. Garcia, “A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 867 – 874, May 2005.
- [13] Monteiro, Cláudio, “Redes Neurais”, Apontamentos da disciplina de Técnicas de Previsão do MIEEC, FEUP, Outubro de 2007.
- [14] Y.-Y. Hong, C.-Y. Hsiao, “Locational Marginal PriceForecasting in Deregulated Electric Markets Using Artificial Intelligence,” *IEE Proc.-Gener. Thansm. Distrib.*, Vol. 149, No. 5, September 2002.
- [15] B. R. Szkuta, L. A. Sanavria and T. S. Dillon, “Electricity Price Short-Term Forecasting Using Artificial Neural Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 851-857, August 1999.

- [16] M. T. Hagan and M. B. Menhaj, "Training feedforward networks with the Marquardt algorithm," *IEEE Trans. Neural Netw.*, vol. 5, pp. 989-993, Nov. 1994.
 - [17] Y.-Y. Hong, C.-Y. Hsiao, "Locational Marginal Price Forecasting in Deregulated Electric Markets Using Artificial Intelligence," *IEE Proc.-Gener. Thansm. Distrib.*, Vol. 149, No. 5, September 2002.
 - [18] F. Gao, X. Guan, X. Cao, and A. Papalexopoulos, "Forecasting Power Market Clearing Price and Quantity Using a Neural Network Method," *Proceedings of Power Engineering Summer Meeting*, Seattle, WA, July 2000, pp. 2183-2188.
 - [19] A. J. Wang and B. Ramsay, "A Neural Network Based Estimator for Electricity Spot-Pricing with Particular Reference to Weekends and Public Holidays," *Neurocomputing*, vol. 23, pp. 47-57, 1998.
 - [20] J. D. Nicolaisen, C. W. Richter, Jr., and G. B. Sheblé, "Price Signal Analysis for Competitive Electric Generation Companies," *Proceedings of the Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, City University, London, U.K., 4-7 April, 2000, pp. 66-71.
 - [21] A.M. Gonzalez, A.M.S. Roque, and J. Garcia- Gonzalez, "Modeling and Forecasting Electricity Prices with Input/Output Hidden Markov Models, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp. 13 – 24, February 2005.
 - [22] C. P. Rodriguez, and G. J. Anders, "Energy Price Forecasting in the Ontario Competitive Power System Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, pp. 366 – 374, February 2004.
 - [23] Monteiro, C., "Modelos de Regressão", Apontamentos da disciplina de Técnicas de Previsão do MIEEC, FEUP, Outubro de 2007.
 - [24] REN - Rede Eléctrica Nacional, <http://www.ren.pt/>, Portugal, Acesso em Março 2008.
 - [25] EIA - Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov>, Acesso em Maio 2008.
 - [26] R. Ethier and T. Mount, "Estimating the Volatility of Spot Prices in Restructured Electricity Markets and the Implications for Option Values," 1998.
 - [27] S. Deng, "Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Application: Mean-Reversion with Jumps and Spikes," PSERC report 98-28, 1998.
 - [28] S. Deng, "Pricing Electricity Derivatives under Alternative Stochastic Spot Price Models," 33rd Hawaii International Conference on System Sciences, Vol. 4, January 4-7, 2000
 - [29] J. J. Lucia and E. Schwartz, "Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange," Finance, Paper 16_00, March 2000.
 - [30] J. Valenzuela and M. Mazumdar, "On the Computation of the Probability Distribution of the Sport Market Price in a Deregulated Electricity Market," *Proceedings of the 21st Power Industry Computer Applications International Conference*, Sydney, Australia, May 2001, pp. 268-271.
 - [31] L. Guang, L. Chen-Ching, J. Lawarree, M. and A. Venturini, "State-of-the-art of electricity price forecasting," in CIGRE/IEEE PES, 2005. International Symposium, 2005, pp. 110-119., Acesso em Maio 2008.
- Wikipédia – <http://pt.wikipedia.org>, Acesso em Junho 2008.
- CNE - Comisión Nacional de Energia, <http://www.cne.es/>, Espanha, Acesso em Maio 2008.
- DGGE - Direcção Geral da Geologia e Energia, <http://www.dge.pt/>, Portugal, Acesso em Maio 2008.
- EDP - Electricidade de Portugal, SA, <http://www.edp.pt>, Portugal, Acesso em Maio 2008.
- ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, <http://www.erse.pt/>, Portugal, Acesso em Maio 2008.
- REE - Red Eléctrica de España, <http://www.ree.es/>, Espanha, Acesso em Junho 2008.