



INSTITUTO
UNIVERSITÁRIO
DE LISBOA

**Three essays on electricity wholesale market liberalization, market power,
hydroelectricity generation and stranded costs**

João Miguel Santos Lopes¹

PhD in Economics

Supervisors:

Professora Doutora Mónica Meireles, Professora Auxiliar,
Iscte – Instituto Universitário de Lisboa

Professor Doutor Henrique Monteiro, Professor Auxiliar,
Iscte – Instituto Universitário de Lisboa

September, 2020

¹ Portuguese Competition Authority, Senior Competition Expert. The opinion expressed in this PhD Thesis represents only the author and not necessarily the Portuguese Competition Authority



INSTITUTO
UNIVERSITÁRIO
DE LISBOA

Three essays on electricity wholesale market liberalization, market power, hydroelectricity generation and stranded costs

João Miguel Santos Lopes¹

PhD in Economics

Júri de Provas de Doutoramento:

Presidente:

Professor Doutor Joaquim Ramalho, Professor Catedrático,
Iscte – Instituto Universitário de Lisboa

Vogais:

Professora Doutora Maria Isabel Soares, Professora Catedrática,
Faculdade de Economia da Universidade do Porto

Professora Doutora Catarina Roseta Palma, Professora Associada,
Iscte – Instituto Universitário de Lisboa

Professora Doutora Marta Dias, Professora Auxiliar,
Universidade de Aveiro

Professor Doutor Rui Castro, Professor Associado,
Instituto Superior Técnico

Orientadora:

Professora Doutora Mónica Meireles, Professora Auxiliar,
Iscte – Instituto Universitário de Lisboa

September, 2020

¹ Portuguese Competition Authority, Senior Competition Expert. The opinion expressed in this PhD Thesis represents only the author and not necessarily the Portuguese Competition Authority

Agradecimentos

Um muito obrigado à Mónica e ao Henrique, que aceitaram orientar esta investigação, sem os quais este trabalho não teria sido possível, pela confiança, estímulo e pelo rigor que acrescentaram ao trabalho que constitui esta tese de Doutoramento.

Abstract

Three essays on electricity wholesale market liberalization, market power, hydroelectricity generation and stranded costs

João Lopes¹

The PhD research on electricity wholesale market liberalization, market power, hydroelectricity generation and stranded costs, covered some interrelated policy issues which resulted from electricity industry liberalization. The first essay provides a theoretical analysis of how market power affects hydro generation scheduling across periods under inflow volatility and limited reservoir capacity, while the second essay provides an empirical assessment of how market power in the Portuguese wholesale market, observed in the early stage after liberalization, has influenced the hydro behavioural patterns between 2007 and 2017. The third essay provides a critical evaluation of the economic assumptions on which state aid was approved by the European Commission for the recovery of stranded costs in EDP's power plants after liberalization in Portugal. This third essay is written in Portuguese, takes the perspective of the consumer welfare protection and provides evidence of the undue competition distortions derived from the stream of state aid which benefited EDP's power plants from 1996 until today. The PhD research concluded that EDP's market power at the beginning of the liberalization and the difficulties to detect its exercise, given the complexities of hydro management, presented important public policy issues, however, with the expansion of interconnection capacity between Portugal and Spain, the increase of renewables and the downfall of demand, market power issues were mitigated. The main sources of concerns from a consumer welfare perspective were related with how the issue of fixed costs recoupment was dealt by the Portuguese state and by EDP, in 1996, in the beginning of liberalization, pre-determining risk free high rates of return for most pre-existing generation assets in Portugal, conditions which would last for the next 30 years.

Keywords: antitrust, state aid, wholesale electricity, hydro generation, market power, dynamic stochastic optimization, vector autoregression

¹ Portuguese Competition Authority, Senior Competition Expert. The opinion expressed in this PhD Thesis represents only the author and not necessarily the Portuguese Competition Authority

The abstracts of each essay are as follows.

Essay 1 - Inflow volatility, reservoir capacity and market power in hydro generation

The purpose of this essay is to understand how inflow uncertainty and storage capacity affect the ability of a strategic player to exert market power with hydro generation technology in electricity wholesale markets. Two simple monopolist stochastic theoretical models are developed for which analytical solutions are obtained. The first model considers two periods with inflow uncertainty in the second period. The second model aims at characterizing more accurately the typical conditions of hydro usage, considering the possibility of cyclical changes in demand, whereby demand increases in one period and decreases in the next. Probabilistic constraints are used to incorporate inflow uncertainty in storage constraints instead of modelling uncertainty through the expected value of inflows only. It is showed that increasing volatility implies a similar effect as to decreasing available storage, both at the upper and lower levels. Withholding behaviour, by which a market player generates less electricity to increase prices, is constrained by both storage capacity and volatility. The main result is that high volatility combined with low reservoir capacity are strong restrictions on market power and, as storage capacity increases or volatility decreases, market power is more likely to be observed. These theoretical results are to be tested in further empirical investigation.

Essay 2 - Inflow volatility, reservoir capacity and market power in hydro generation in Portugal between 2007 and 2017

This essay analyses the relation between market power and the observed behavioural patterns of hydro generation in Portugal between 2007 and 2017, in the Iberian Electricity Wholesale Market (IEM). The econometric results provided evidence that suggests the strategic use of hydro generation, in particular in reservoir hydro plants, by a player with market power in Portugal (the Portuguese incumbent firm, EDP), when markets are split and Portugal becomes a separated price zone. The influence of market power in run-of-river power plants performance was, however, ruled out, a result, which can be explained by inflow volatility and low reservoir storage capacity. The fact that both run-of-river and large reservoir power plants are managed by the same player provides a natural experiment to assess how market power influences hydro management, given each hydro power plant observable characteristics, regarding inflow

volatility and storage capacity. The analysis of individual hydro units also reveals that other features, like the ability to pump storage, high rated power capacity and the possibility of reservoir cascade management, are likely to enhance strategic behaviour.

Essay 3 - Stranded costs in electricity generation in Portugal and its framework under the state aid EU law

This essay analyses the framework of stranded costs recovery on the Portuguese historical player (EDP) generation power plants, focusing on the European Commission, Directorate General for Competition's (Commission) state aid decisions. The analysis undertaken concluded that EDP's power purchase agreements (PPA) created in 1996 contained illegal state aid, given the European court decisions regarding similar contracts in Hungary. The 2004 Commission's state aid decision, which approves the stranded costs payments for the PPAs early termination – the so-called CMEC mechanism – is based on factual errors that undermine its legality. Contrary to what was argued by the Commission, EDP's PPAs were not the guarantee that made it possible to build the EDP's power plants – in 1996, when these contracts were signed, all EDP's power plants were already built, commissioned between the 50s and early 90s of the twenty century – and neither the risk of financial losses without these contracts were real. The assumption that all power plants benefiting from PPAs were inefficient is also questionable, and the Commission did not analyse the intra-group nature of these contracts – vertical contracts signed between two companies belonging to the EDP group –, which under the Commission guidelines, were commitments, that, as a rule, could not be qualified as stranded costs. CMEC payments granted to EDP between 2007 and 2016 amounted to 2767,4 million Euros and increased wholesale costs of energy between 5% and 28%. The present essay analysed another state aid Commission's decision in favour of EDP, concerning the extension of hydro concessions granted to EDP without a tender by the Portuguese state in 2007. The extension decision covers the period between each hydro PPAs termination date (between 2013 and 2027) and the end of the live cycle of these plants (between 2032 and 2053). The Portuguese state adopted EDP's economic evaluation of the hydro concessions extension and not a market evaluation, by taking into account the EDP's right to receive the residual value – a right that only EDP had and not shared by any other player in the market – which lead to a lower economic evaluation than evaluations based on the private investor principle or the foreseeable value in a public tender. It is estimated that the anticipation of the hydro extension concession decision to 2007 – the hydro concession decision for each hydro power plant was only due at each PPA

termination (between 2013 and 2027) –, without a tender, originated an opportunity cost for the state of 1082 million Euros, compared to a tender in 2013.

Resumo

Três ensaios sobre liberalização dos mercados grossistas de energia elétrica, poder de mercado, produção hidroelétrica e custos ociosos,

João Lopes¹

A investigação promovida sobre a liberalização dos mercados grossistas de energia elétrica, poder de mercado, produção hidroelétrica e custos ociosos analisou algumas questões de política pública interrelacionadas que derivaram do processo de liberalização da indústria elétrica. O primeiro ensaio debruça-se, numa perspetiva teórica, sobre o modo como o poder de mercado do produtor afeta a programação intertemporal da produção hidroelétrica sujeita a condições de afluências voláteis e capacidade limitada de armazenamento, enquanto o segundo ensaio analisou esta questão empiricamente no contexto do mercado grossista de energia elétrica em Portugal, liberalizado em 2007. O terceiro ensaio fornece uma apreciação crítica dos pressupostos com base nos quais a Comissão Europeia aprovou o pagamento de auxílios de Estado ao grupo EDP, para efeitos da recuperação de custos ociosos relacionados com a produção de energia elétrica em Portugal após a liberalização. Este ensaio é escrito em Português, adotou a perspetiva da proteção do bem-estar do consumidor e fornece evidência sobre as distorções concorrenciais provocadas pelo fluxo de auxílios de Estado que beneficiou o grupo EDP desde 1996 até atualidade. A investigação conduzida concluiu que as questões de poder de mercado identificadas no início da liberalização do mercado grossista de energia elétrica, relevantes do ponto de vista das políticas públicas e difíceis de apreciar dada a complexidade da gestão da produção hidroelétrica, foram resolvidas com o tempo, à medida que se expandiram a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha e a capacidade instalada em renováveis e que a procura diminuiu. Na perspetiva do bem-estar do consumidor, os impactos mais negativos derivaram do modo como no início da liberalização, em 1996, o Estado Português e a EDP definiram o modo como seriam recuperados os custos fixos das centrais elétricas, fixando elevadas taxas de remuneração sem risco para os 30 anos seguintes.

Palavras chave: *antitrust*, auxílios de Estado, Mercado grossista de energia, produção hidroelétrica, poder de mercado, *dynamic stochastic optimization*, *vector autoregression*

¹ Autoridade da Concorrência, Especialista de Concorrência Sénior. A opinião refletida na presente dissertação de Doutoramento vincula apenas o autor, não representando necessariamente a opinião da Autoridade da Concorrência.

Os resumos de cada ensaio são apresentados de seguida.

Ensaio 1 – Volatilidade de aflúências hidráulicas, capacidade de armazenamento e poder de mercado na produção hidroelétrica

O objetivo deste ensaio é analisar como a incerteza em relação às aflúências hidráulicas e a capacidade de armazenamento hidroelétrico influenciam a capacidade de um agente estratégico para exercer poder de mercado com a tecnologia hidroelétrica em mercados grossistas de energia elétrica. Dois modelos estocásticos de um monopolista são desenvolvidos para os quais se obtêm soluções analíticas. O primeiro modelo considera dois períodos com incerteza de aflúências no segundo período. O segundo modelo procura melhor caracterizar as condições de utilização das centrais hidroelétricas, incorporando a possibilidade de variações cíclicas da procura, nas quais a procura sobe num período e decresce no seguinte. São utilizadas restrições probabilísticas para incorporar a incerteza de aflúências nas restrições de capacidade de armazenamento em vez de modelar a incerteza somente através do valor esperado das aflúências. Demonstra-se que aumentar a volatilidade das aflúências é equivalente a diminuir a capacidade disponível de armazenamento, seja no limite superior seja no limite inferior. A limitação da produção, comportamento mediante o qual um operador diminui a produção de energia elétrica para fazer subir os preços de mercado grossista, é limitado tanto pela capacidade de armazenamento como pela volatilidade de aflúências. A principal predição desta investigação é que a existência de armazenamento reduzido combinado com volatilidade de elevada de aflúências constituem fortes restrições ao exercício de poder de mercado, que são aliviadas à medida que o armazenamento aumenta e a volatilidade de aflúências se reduz. Estes resultados serão testados em investigação empírica.

Ensaio 2 – Incerteza de aflúências, capacidade de armazenamento e poder de mercado na produção hidroelétrica em Portugal entre 2007 e 2017

Este ensaio analisa a relação entre poder de mercado e os padrões comportamentais da produção hidroelétrica em Portugal entre 2007 e 2017, no contexto do Mercado Ibérico de Eletricidade. Os resultados econométricos providenciam evidência que sugere o uso estratégico da produção hidroelétrica, em particular com centrais hidroelétricas de albufeiras, pelo operador histórico Português (o grupo EDP), quando Portugal se separava do MIBEL numa zona de preço

nacional. A influência do poder de mercado na gestão de centrais hidroelétricas de fio-de-água foi no entanto afastada, resultado que é explicado pela elevada volatilidade de aflúncias e reduzida capacidade de armazenamento. O facto de tanto as centrais hidroelétricas de albufeira como as centrais hidroelétricas de fio-de-água serem geridas pelo mesmo operador define uma experiência natural para avaliar como o poder de mercado influencia o comportamento das centrais hidroelétricas, face às suas características observáveis relativas a volatilidade de aflúncias e capacidade de armazenamento. A análise de centrais hidroelétricas individuais de albufeira permitiu verificar outras características suscetíveis de potenciar o comportamento estratégico, como a maior potência instalada, a possibilidade de gestão integrada da cascata de centrais num mesmo rio e a possibilidade das centrais hidroelétricas funcionarem em modo de bombagem.

Ensaio 3: Os custos ociosos na geração de eletricidade em Portugal e o seu enquadramento no regime comunitário dos auxílios de Estado

O presente ensaio analisa o enquadramento dos custos ociosos (*stranded costs*) na atividade de produção de energia elétrica do grupo EDP em Portugal, a partir de um conjunto de decisões da Comissão Europeia no âmbito do regime comunitário dos Auxílios de Estado. A análise conduzida concluiu que os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) da EDP, celebrados em 1996, continham auxílios de Estado ilegais face ao direito comunitário, conforme a jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia aplicada a contratos semelhantes na Hungria.

Paralelamente, a decisão da Comissão Europeia, datada de 2004, que aprova as compensações financeiras pela cessação antecipada desses CAE, o mecanismo denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), tem erros formais que põem em causa a sua legalidade. De facto, ao contrário do argumentado pela Comissão Europeia nessa decisão, nem os CAE da EDP deram a garantia de funcionamento que determinou os investimentos na construção das centrais – as centrais que assinaram CAE em 1996 tinham sido construídas entre os anos 50 e princípio dos anos 90 do século XX – nem alguma vez a EDP esteve em perigo de registar prejuízos caso não tivesse CMEC. Também não se poderá considerar que todas as centrais da EDP que foram abrangidas por CAE seriam ineficientes, tal como argumenta a Comissão Europeia, nem a Comissão Europeia apreciou a natureza dos contratos, na sua génese contratos entre duas empresas do mesmo grupo económico, situação que nas orientações da

Comissão Europeia, por princípio, não poderia dar origem à constituição de custos ociosos elegíveis. Os CMEC atribuídos à EDP entre 2007 e 2016 totalizaram 2767,4 milhões de Euros e agravaram os custos médios anuais de aquisição grossista da energia elétrica entre 5% e 28%. O presente ensaio analisou ainda a decisão do Estado Português de atribuir à EDP, em 2007, a exploração das centrais hidroelétricas CMEC para o período pós CAE/CMEC (para datas que começariam entre 2013 e 2027) até ao termo da vida útil dessas centrais (entre 2032 e 2053). O Estado aceitou o cálculo da avaliação económica do direito a explorar na perspetiva da EDP, em particular a avaliação que a EDP fazia do direito a receber o valor residual das centrais no termo dos CAE – um direito único à EDP e não comum ao mercado, e que constitui um outro auxílio de Estado dos CAE –, permitindo uma avaliação consideravelmente inferior à que se obteria segundo o princípio do investidor numa economia de mercado ou num concurso público. Estima-se que a decisão de estender a exploração das centrais hidroelétricas CMEC até ao fim da vida útil, sem concurso, em 2007, teve um custo de oportunidade para o Estado de 1082 milhões de Euros em comparação com um concurso em 2013.

Contents

Introduction	5
Chapter 1: Inflow volatility, reservoir capacity and market power in hydro Generation	7
1 Introduction	7
2 Literature review on market power and hydro generation	9
3 A two period model with uncertainty and storage constraints	13
4 A four period model with uncertainty, storage constraints and a terminal value	18
5 Conclusion	22
6 Bibliography	23
Chapter 2: Inflow volatility, reservoir capacity and market power in hydro generation in Portugal between 2007 and 2017	25
1 Motivation	26
2 Market power and hydro generation under transmission constraints	28
2.1 Market splitting and market power in the Portuguese price zone in IEM	28
2.2 Empirical measurement of market power	32
2.3 Market power and hydro generation	35
3 Empirical estimation of the relation between market power and hydro generation output in Portugal	38
3.1 Market power indexes	39
3.2 The data set	42
3.3 Estimation of the impact of market power indexes on the aggregated generation of run-of-river hydro plants	46

3.4 Estimation of the impact of market power indexes on the aggregated generation of reservoir hydro plants	47
4 Estimation of the impact of market power indexes on hydro variables of individual reservoir hydro power plants	55
5 Conclusion	62
6 Bibliography	64
7 Appendix I	67
8 Appendix II	70
9 Appendix III	73
10 Appendix IV	75
11 Appendix V	83

Capítulo 3: Os custos ociosos na geração de eletricidade em Portugal e o seu enquadramento

no regime comunitário dos auxílios de Estado	135
1. Introdução	136
2. Os fundamentos dos custos para a manutenção do equilíbrio contractual	138
2.1. O que são os custos ociosos	138
2.2. Os custos ociosos e o regime comunitário dos auxílios de Estado	141
2.3. As raízes dos CMEC: os CAE em 1996	142
2.4. O processo conducente à extinção dos CAE da EDP e a sua substituição pelos CMEC	145
2.5. Os fundamentos da decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC no Processo N161/2004	147
2.5.1. Contextualização	147
2.5.2. Os resultados financeiros gerados em mercado pelas centrais CMEC sem compensações	150
2.5.3. Apreciação crítica da avaliação dos custos ociosos na decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC	153

2.6. Da legalidade dos CAE da EDP à luz do regime comunitário dos auxílios de Estado – o precedente dos CAE na Hungria	154
2.7. Comparação entre os casos de contratos de longa duração – CAE – Português e Húngaro	158
2.8. Os efeitos dos CAEs e CMECs na concorrência	160
3. A atribuição à EDP do direito a explorar as centrais hidroelétricas CMEC até ao termo da respetiva vida útil	167
3.1. Contextualização	167
3.2. A decisão do Estado Português de estender sem concurso o direito a explorar as centrais hidroelétricas CMEC até ao termo da respetiva vida útil	167
3.3. O valor económico do direito a estender a exploração das centrais hidroelétricas CMEC até ao fim da vida útil	172
3.3.1. A diferença entre o valor atual da exploração das centrais hidroelétricas e o valor residual	172
3.3.2. O cálculo do valor residual atualizado das centrais hidroelétricas	173
3.4. Estimação do valor de exploração das centrais hidroelétricas no horizonte da extensão da concessão	176
3.4.1. Pressupostos	176
3.4.2. Cenários	181
3.5. A avaliação de um concurso em 2013	184
3.6. Discussão da decisão da Comissão Europeia de arquivar o processo de auxílio de Estado SA 35429, relativo à extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica	188
3.6.1. Contextualização	188
3.6.2. Crítica	189
4. Conclusão	193
5. Bibliografia	195
Anexo I – A remuneração da EDP nos CAE face à remuneração definida pela ERSE	

para as redes de distribuição da EDP	197
I.1.Fórmula de remuneração	198
I.2. A taxa de remuneração dos CAE face às taxas definidas pela ERSE para a EDP Distribuição	200
Anexo II – Simulação do valor de exploração das centrais CMEC - cenário Credit Suisse	204
Conclusions	207

Introduction

Electricity markets liberalization raised important challenges to policy makers: how to tackle market power in wholesale spot markets and how to deal with the potential stranded costs, related with fixed costs recoupment, that could be threatened by new entry by more efficient players. Long lived investments, highly capital intensive and with low marginal costs – like hydro or nuclear – were characteristics of the industry before liberalization and before lower scale and more efficient thermal technologies (like combined cycle gas turbines) have appeared and which, eventually, made the case for industry liberalization.

Although market power was an issue at the early stage of most electricity liberalization experiences, economic theory shows that even a monopolist may not recoup its fixed cost when he is charging the optimal monopoly price.

Market power and stranded costs were simultaneous issues and concerning the same players – as a consequence an apparent paradox was observed, e.g. players with market power were compensated with state aid support for stranded costs, as observed in Portugal and in Spain, while new entrants received no support.

Identifying the potential exercise of market power in mixed hydro-thermal systems, as the Portuguese electrical system, is a complex task. Hydro power shows very low marginal costs and very high fixed costs. The potential for market power is high – because hydro power players can sell electricity at a price substantially higher than the marginal cost, however marginal cost measurement depends on a dynamic assessment of current and future market and hydrological conditions, making it difficult to actually identifying the exercise of market power. In the Portuguese case, during the first years of the wholesale market liberalization, market conditions provided market power to the Portuguese historical player (the group EDP), which owned all the hydro power plants in Portugal. However, to which extent hydro power production was used strategically to increase electricity market prices is one topic for research, investigated in this PhD thesis.

The second field of this PhD research investigates whether the marginalist price setting pool of the Iberian Electricity Market (IEM) presented a plausible justification for stranded cost support of the Portuguese historical player, from 1996 to nowadays.

The PhD research project explored these two field of investigation in three essays, corresponding each essay to one chapter.

The first essay analyses theoretically how inflow volatility and storage constraints limit the exercise of market power by a strategic player, while the second essay tests some of

the implications of the theoretical research on an empirical analysis of the hydro power performance between 2007 and 2017 in Portugal after the IEM creation.

The third chapter/essay, written in Portuguese, targeted at Portuguese public decision makers, discusses the options adopted by the Portuguese state to address the recoupment and remuneration of generation assets fixed costs, firstly in vertical contracts between two companies belonging to the same economic entity (the group EDP), and latter through direct compensations authorized by the European Commission / DG Competition under the state aid framework. The chapter/essay discusses the assumptions on which state aid was authorized, at the time it was analyzed by the European Commission, assessing whether there were stranded costs, which would not be recouped in a liberalized market. This chapter goes further to analyze whether the economic evaluation on which the hydro concessions were extended to the Portuguese incumbent, without a tender, were correct. This essay is supported on public information, namely on facts revealed by DG Competition, EDP public reports and the findings of the Portuguese Parliamentary Inquiry on excessive rents on electricity generation in Portugal, which took place between the end of 2018 and May 2019, concerning the main features of the EDP's electricity Power Purchase Agreements signed in 1996 and the Portuguese government's decisions on hydro concessions adopted in 2007. This chapter presents the author's own reflections on the topic of stranded costs in Portugal, developed during the last ten years, as an competition regulation expert.

Chapter 1: Inflow volatility, reservoir capacity and market power in hydro generation

Abstract

The purpose of this chapter is to understand how inflow uncertainty and storage capacity affect the ability of a strategic player to exert market power with hydro generation technology in electricity wholesale markets. Two simple monopolist stochastic theoretical models are developed for which analytical solutions are obtained. The first model considers two periods with inflow uncertainty in the second period. The second model aims at characterizing more accurately the typical conditions of hydro usage, considering the possibility of cyclical changes in demand, whereby demand increases in one period and decreases in the next. Probabilistic constraints are used to incorporate inflow uncertainty in storage constraints instead of modeling uncertainty through the expected value of inflows only. It is showed that increasing volatility implies a similar effect as to decreasing available storage, both at the upper and lower levels. Withholding behavior, by which a market player generates less electricity to increase prices, is constrained by both storage capacity and volatility. The main result is that high volatility combined with low reservoir capacity are strong restrictions on market power and, as storage capacity increases or volatility decreases, market power is more likely to be observed. These theoretical results are to be tested in further empirical investigation. (JEL: L12,L13,L41,L43,L94)

1 Introduction

The early stage of many liberalization processes of the electricity industry has been a history of market power. England and Wales (Green and Newbery, 1992; Wolfram, 1999) as well as California, (Borenstein et al. 2001, Wolak, 2003) are widely studied examples of how market power distorted prices and welfare.

Electricity supply depends on very specific features, like non-storability, real time balance between consumption and generation and extremely inelastic short-term demand. Industry concentration levels inherited from pre-liberalization were high and while free entry was made possible by liberalization other entry barriers still exist. Power plants are highly capital intensive investments, available sites for new power plants are typically scarce and it takes a minimum of two years from the point the investment is decided to the actual plant commissioning (in the case of a combined cycle gas turbine) (Wolak, 2009). The combination of these features has made likely the observation and exercise of market power.

The most studied liberalizations, with a few exceptions (for example Nordpool and New Zealand, both highly influenced by hydro inflows volatility), are dominantly thermal systems where hydro plays a minor role. Thermal generation cost functions are relatively straightforward to estimate rendering it easier to model and to assess strategic behavior, measured by prices increase over marginal cost benchmarks. In thermal generation, each period can be modeled independently in time, since the restriction on access to fuel does not play an important role.

Hydro management under a market framework is more complex. The decision of hydro output generation depends on storage, inflows and present and future prices, which are stochastic variables. Inflows are not known in advance and must be forecasted with some uncertainty (Scott, 1996). The decision on when and how much to produce, results from stochastic dynamic programming (Stachurski, 2009) that aims to maximize profit. Each period cannot be modeled and simulated independently.

Before liberalization, under centralized generation coordination, on mixed hydro thermal systems, hydro was used to minimize costs, given inflows, storage and thermal costs on a multi-period framework. The concept of water value, a direct result from optimization i.e. the shadow value of water resources constraints is a key concept to understand hydro generation decisions. Water values, which measures the opportunity cost of generation decisions, depend negatively on inflows and storage and positively on future thermal costs. When water is abundant (inflows plus storage) and future thermal costs are decreasing, water value is low, signaling the decision to generate existing hydro resources. When inflows and storage are low and future generation costs are increasing, the water value is high, meaning that postponing generation renders a higher value for existing water resources.

With liberalization, centralized cost minimization was replaced by decentralized decision making under competition between market players.

Theoretically, under no market power, former cost minimization methods and profit maximization by competitive hydro power generators would render equivalent results.

Market power is defined as the ability to raise prices above marginal costs. Taken prices as given, the objective of each hydro generator would be to maximize profits according to water values, generating when market prices are higher than water values, and conserving water in the opposite case. The main difference results from using market prices (spot and forward, an output of liberalization) instead of using thermal generation costs (actual and future).

Market power may induce strategic behavior, by which each agent will try to influence the price. Withholding generation, i.e. artificially increasing the scarcity of generation in a profitable way, i.e. the lower electricity production is compensated by the increase in price, has long been studied as a strategy to increase profits by market players with market power (see Wolack and Patrick 1997). In the case of hydro generation, one such strategy would possibly be spilling water without generating, e.g. reducing the generation sold in the market. However, spilling is monitored and can be easily detected.

More sophisticated market power strategies could be used. Even without spilling water,

strategic hydro generators may change hydro scheduling across periods in order to induce profitable price changes (Bushnell, 2003).

Hydro generation depends on other variables than prices, which are stochastic in nature. It is difficult to determine a unique explanation for the observed behavior. The present observation of bid prices, hydro output and storage are insufficient to assess the exercise of market power. As noted by Kauppi and Liski (2008), market power in hydro power is difficult to detect since it requires to evaluate the expectations about future market conditions which itself is subject to uncertainty.

The purpose of this chapter is to understand how inflow uncertainty and storage capacity affect the ability of a strategic player to exert market power with hydro generation technology in electricity wholesale markets. A brief literature review is presented in section 2.1. In sections 3 and 4 two simple monopolist stochastic theoretical models are derived from which analytical solutions are obtained. Section 5 concludes.

2 Literature review on market power and hydro generation

The theoretical investigation of the impact of market power in hydro-generation can be divided in two blocks, namely, the usage of analytical models with no uncertainty, namely the contributions by Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003), and the stochastic dynamic programming models, whose results are obtained through by numerical simulation, namely, the ones presented by Scott (1996), Kelman et al. (2001) and Kauppi and Liski (2008).

Crampes and Moreaux (2001), used a simple mixed hydro-thermal model with two periods to study the use of water resources in power generation, under different behavioral hypothesis. Utility functions ($u_{1,2}$), associated with end users consumption, could be different across periods due to demand change. Hydropower generation ($q_{1,2}^H$) has zero marginal cost and thermal production ($q_{1,2}^T$) is characterized by a convex thermal cost function. The utility function may not be identical in both periods, due to non-constant demand. Future was not discounted.

Crampes and Moreaux (2001) used a simplified water resource constraint, whereby water resources could be moved across periods, were finite and the total stock (S) could be used ($q_{1,2}^H$) in one period (see next equation).

$$q_1^H + q_2^H \leq S. \quad (1)$$

The welfare maximization result in equilibrium (social optimum), excluding corner solutions, postulates that marginal utilities are identical in both periods and identical to the water constraint shadow value (μ). The stock of water is used to smooth out thermal generation cost differences between periods. Prices are identical in both periods because thermal cost functions remain unchanged and there is a unique μ^* water value, which is derived

from water resource constraints that links both periods. This result depends on non-binding constraints on maximum generation capacity in hydro.

$$u'_1(q_1^{H*} + q_1^{T*}) = u'_2(q_2^{H*} + q_2^{T*}) = \mu^* = c'(q_1^{T*}) = c'_2(q_2^{T*}) \quad (2)$$

Campres and Moreaux (2001) also analysed the monopoly case in the hydro generation only case. The optimal result for the hydro monopolist ($q_{1,2}^{Hm}$) equals marginal revenue ($Rm_{1,2}$) across periods (instead of marginal utility as in the previous case), conditioned by the inter-temporal water stock constraint (μ^m with m denoting the monopolist shadow value of water) that links both periods.

$$Rm_1(q_1^{Hm}) = \mu^m = Rm_2(q_2^{Hm}) \quad (3)$$

With different utility functions in both periods, it is interesting to compare the results of total welfare and monopoly in the only hydro technology case. Total welfare maximization leads to equal marginal utility and similar prices in both periods. In the monopoly case, marginal revenues equalization across periods with different utility functions leads to different quantities of water used in each period (compared to the social welfare case) and different prices. Different prices in each period in the monopoly case means that the monopolist will charge a higher price (than the welfare maximization case) in one period and a lower price (than the welfare maximization case) in the other. The monopoly and the social welfare maximization cases also differ on the shadow value of water, being equal to the price in both periods in the social welfare case, and equal to the marginal revenue in the monopoly case.

The simple model developed by Campres and Moreaux (2001) does not predict water spillage in the monopolist case. Since the marginal cost of hydro generation is 0, the resource S will be fully used because marginal revenue is strictly positive (or otherwise $MR=\mu=0$, and S is not fully used).

Crampes and Moreaux (2001) extended the monopoly case to a dual hydro (Hm) and thermal (Tm) technology framework. In this case, interestingly, water resource allocation between periods in the monopoly optimal result is similar to the welfare maximization case. Because thermal costs functions are similar across periods and must be equal to the water resource shadow price, which is the same for both periods, marginal revenue equalization between periods will lead to similar prices, the smooth peak shaving result similar to the total welfare maximization case. This result depends largely on the assumption of equal thermal costs functions in both periods.

$$Rm_1(q_1^{Tm} + q_1^{Hm}) = Rm_2(q_1^{Tm} + q_2^{Hm}) = \mu^m = c'_1(q_1^{Tm}) = c'_2(q_2^{Tm}). \quad (4)$$

Bushnell (2003) sets a more general multi-period mixed thermal and hydro Cournot model, which includes a set of maximum and minimum generation capacity constraints in hydro (q_{it}^h) and thermal plants (q_{it}^{Th}) and a water resources constraint, with a fixed total

resource (\bar{q}_i^h), available for each firm i , similar to the previous models analyzed by Campres and Moreaux (2001). Under this more general framework, Bushnell (2003) reaches a similar conclusion that marginal revenues equalization across periods with different utility functions leads to different quantities of water used in each period.

Bushnell (2003) defines the optimal production problem for each firm i , given the output of other firms, as:

$$Max_{q_{it}^h, q_{it}^{Th}} \sum_t p(Q_t) q_{it} - C_i(q_{it}^{Th}) \quad (5)$$

subject to

$$q_{it,min}^h \leq q_{it}^h \leq q_{it,max}^h \forall t, \quad (6)$$

$$q_{it}^{Th} \leq q_{it,max}^{Th} \forall t, \quad (7)$$

$$q_{it}^h, q_{it}^{Th} \geq 0 \forall t, \quad (8)$$

$$\sum_t q_{it}^h = \bar{q}_i^h \quad (9)$$

The Karush-Kuhn-Tucker (KKT) condition for the hydro generation variable derivative is:

$$\frac{\partial L}{\partial q_{it}^h} = p_t(Q_t) + \frac{\partial p}{\partial q} q_{it} + \gamma_{it} - \delta_{it} - \sigma_i = 0 \forall i, t \quad (10)$$

In the least-cost solution ($\partial p / \partial q = 0$), when hydro or thermal maximum and minimum production constraints are non-binding (the multipliers of the max and min hydro generation constraints, γ_{it} and δ_{it} , and thermal constraints, are equal to zero), prices and the marginal cost of thermal production will be the same across periods, and equal to the shadow price of the fixed water constraint (σ_i), due to the peak shaving result from the optimal hydro production allocation with a constant marginal value of water across the time periods of the planning horizon. The market power / Cournot solution, under the same assumption of non-binding flow constraints is different from the least cost solution. Although the marginal value of water is still the same for the planning period, the market power solution will, in contrast, allocate hydro production to shave marginal revenues ($p_t(Q_t) + \frac{\partial p}{\partial q} q_t$) rather than demand (Bushnell, 2003).

Bushnell (2003) simulated the mixed thermal Cournot setup in the context of the western U.S. Electricity market, finding that the market power optimal solution differed from the perfect competition solution, whereby strategic firms would find it optimal to allocate water away from periods with inelastic residual demand - high demand periods - into periods where their residual demand is relatively more elastic - low demand periods.

So far, the results hereby presented were obtained through deterministic analytical models. Incorporating the stochastic nature of hydro resources - market players can forecast but do not know with full certainty the amount of water they will have to generate in the next period(s) - is therefore an important feature to understand how uncertainty influences gen-

eration decisions.

Scott and Read (1996) adopted a stochastic dynamic model, using the Cournot behaviour hypothesis (competition in quantities), to study market power on the New Zealand electric system, which is dominated by hydropower. The purpose of their work was to understand how contracts could reduce the incentives for strategic behavior. The results of their investigation showed that high levels of future contract coverage could be used to prevent hydro generation withholding.

Kelman et al (2001) also used a stochastic model to understand how contracts could be used to mitigate market power in Brazil, where hydro is the dominant generation source of production. Kelman et al. (2001) also departed from the Cournot hypothesis and modeled a mixed hydro/thermal system. Their model used a cost function, which measures the impact of using hydro generation and reservoir storage in the Immediate Cost of generation and in the Future Cost of generation. The more water is used from storage to generate electricity in the present moment, the lower is the Immediate Cost, since it reduces the current use of thermal generation. The less water is used in the present moment, e.g. hydro is stored for delayed generation, displacing future thermal generation costs, the lower is the Future Cost of generation. The sum of Immediate Cost and Future Costs results in a Full Cost Function in each moment. This function was recursively calculated by a stochastic dynamic programming scheme, determining for each moment the decision, which minimizes the full cost function. The optimum decision is obtained where Immediate Cost and Future Cost are equal, e.g. water values are equal across the programming period.

Kelman et al. (2001) simulated different inflow and storage scenarios for each stage for a period of three years for the Brazilian electrical system, and compared the Nash-Cournot solution to the least cost solution.

The Nash-Cournot solution, compared to the least cost solution, induced less overall production but also lower water transfers from wet to dry seasons. Prices were also higher in the Nash-Cournot simulation than the least cost solution and without the smoothing effect that characterizes the role of hydro in social welfare optimization. The work by Kempler et al (2001) does not provide the intuition behind the shift of water between periods, but in some way it is consistent with the predictions made by analytical models developed by Bushnell (2003) and Crampes and Moureaux (2001).

The findings of Kelman et al. (2001) are also consistent with Kauppi and Liski (2008) model results for hydro production and storage in the Nordic market - Norway, Sweden, Finland and Denmark - for the period between 2000 and 2005. Kauppi and Liski (2008) using historical data in the Nordic region tried to find the best-fitting market structure that simulates a similar pattern of prices, storage and production in the studied period. They studied market power only on the hydro generation subset - using the residual demand for hydro obtained by deducting thermal generation from the demand -, by aggregating all hydro plants storage and generating capacity. Their predictions are for the Nordic market - the system average price for the Nordic Region - and does not take into account zonal price issues and transmission bottlenecks between different Nordic price zones.

Kauppi and Liski (2008) developed two models, being the first the social planner model that aims at maximizing social welfare using a standard stochastic dynamic programming model, and a second model, which departs from the first, with some fraction of the total reservoir and turbine capacity assumed to behave strategically while the rest of generation remained under the competitive behavior assumption. The fraction was estimated from the best-fitting simulation to actual observed patterns of generation, prices and storage distributions.

Kauppi and Liski (2008)'s results showed that in the best-fitting structure (market power case), in some years, hydro generators tend to generate less in winter and more in summer, by shifting production from winter to summer, compared to the social planner result (maximization of total welfare).

Despite the limitations of not considering market power on the thermal generation subset¹, Kauppi and Liski (2008) results seem to demonstrate that market power, similar to the previous models, introduces a distortion on the use of water resources for generation.

3 A two period model with uncertainty and storage constraints

The purpose of this essay is to investigate how inflow uncertainty and storage capacity affect the ability for a strategic player to exert market power. The analytical models presented in the previous section do not include uncertainty. On the other hand, the numerical models results' that were presented depend largely on the characteristics of the markets that are being simulated, namely on the interaction between hydro and thermal technologies. To overcome these limitations it is developed a two period model, with no discounting, which includes uncertainty and which can be solved analytically.

It is assumed that the possibility for shifting water between periods is constrained by maximum (R_{max}) and minimum (R_{min}) storage capacity and there is no condition to fully use overall inflows, unlike in the Crampes and Moreaux (2001), allowing for some storage to be left unused in the second period. Since some water is allowed to be left unused, this hypothesis is not substantially different from water spillage, a common result in monopolistic models and which is typically ruled out because it is easily observed and sanctioned. In this sense, the use of storage to withhold generation allows for some level of hidden-action that makes it more difficult to assess possible strategic behaviour. The monopoly and perfect competition cases are calculated in order to compare the results.

The stochastic component relates with uncertainty outcomes for the inflow in the second period (q_2). It is assumed that q_2 is normally distributed with mean μ and variance σ^2 . The

¹Fridolfsson and Tangeras (2009) point out that by failing to take thermal market power into account on the actual residual demand for hydro, Kauppi and Liski's social planner model simulations may overstate the optimal peak-hydro production and understate the optimal off-peak production. This fact may limit the actual accuracy of the simulation of the Nordic market, since the residual demand may have been incorrectly assessed. However, if we disregard possible demand measurement errors, the model results remain useful in understanding how market power affects hydro reservoirs management.

hydro generator can only observe the statistic distribution of inflows in the second period².

The approach adopted in the present essay goes further from treating uncertainty only through the expected value calculation of next period inflow ($E(q_2)$). If volatility increases (an increase of standard deviation) without changing the mean value, volatility would not have an impact on the decision variables. When volatility is high the approach of calculating the expected value does not ensure that there are no violations of the constraints. In fact, the volatility of q_2 might induce min and max storage constraints violation for a given choice of x_1 and the given $E(q_2)$. This may induce penalties which arise from constraints violations, exogenously determined by concession contracts, sanctions by authorities that regulate water management or the energy loss when max storage constraints are violated and water is spilled without economic value.

In order to avoid the limitations of expected value approach, probability constraints are used, in particular the more simple case like individual probability constraints that can be solved analytically (van Ackooij et al., 2011). With probability constraints the condition has to be fulfilled with a certain level of confidence or high level of probability (p). The level of p chosen is typically higher than 0.9. The objective is to ensure that the probability of constraint violation is low enough. It is not the purpose of this essay to discuss which is the appropriate level of p to be used in hydro generation optimization under uncertainty, it is only assumed that it must be high. Equations (16) and (17) define the min and max probability constraints to be met in the second period.

This is a dynamic problem where the state variable is the stored stock of water. It is not specified a terminal value for the state variable. It is also adopted the no spillage condition, like Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003). In each period the storage balance equation must be satisfied, i.e. the end of period storage (r_i) equals initial storage (r_{i-1}) plus inflow (q_i) less generation (x_i). In the second period there is no terminal value, so the hydro generator can decide the optimum level of water that will remain unused. The initial stock r_0 and the inflow in the first period q_1 are given. The transition of the stock of water between periods follows equations (12) and (13).

This problem will be solved under two different behavioural hypotheses. In the first case the objective function is to maximize the monopolist profit function with two periods, with the inverse demand function being equal in both periods. In the second case the objective function it to maximize total welfare, to obtain the perfect competition result, to be compared to the monopoly case.

The monopolist problem is presented in equations (11) to (17).

$$\max_{x_1, x_2} E[p(x_1) x_1 + p(x_2) x_2] \quad (11)$$

s.t.

²Vegard Hansen (2009) also introduced inflow volatility in the second period but with the mandatory constraint for all inflow to be used and with no storage constraints. Vegard Hansen (2009) results' depend largely on the assumption of no water spillage and the absence of storage constraints, with the impacts of uncertainty depending mainly on the functional form of the demand equation (in the linear case uncertainty does not produce any impact on outcomes).

$$r_1 = q_1 + r_0 - x_1 \quad (12)$$

$$r_2 = q_2 + r_1 - x_2 \quad (13)$$

$$r_1 \geq R_{min} \quad (14)$$

$$r_1 \leq R_{max} \quad (15)$$

$$P[r_2 \geq R_{min}] \geq p \quad (16)$$

$$P[r_2 \leq R_{max}] \geq p \quad (17)$$

Two important properties of individual probabilistic constraints are used to solve this problem: if the constraint from which the probability constraint is derived is linear, then the probability constraint will be linear as well (van Ackooij et al., 2011). Also, individual dimensional distribution functions can be inverted via the concept of quantile (van Ackooij et al., 2011). Also, if X is a random variable normal distributed and b is a constant, then $E(X + b) = E(X) + b$ and $Var(X + b) = Var(X)$

Since x_1 and x_2 are non-random decision variables and r_0 and q_1 are fixed, r_2 is a transformation of q_2 . r_2 then follows a normal distribution with $N(\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2, \sigma^2)$. From this result it is easy to compute the z-score from which the storage probability constraints for period two are derived.

The z-score for the minimum storage capacity constraint is calculated as follows:

$$z = \frac{R_{min} - (\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2)}{\sigma} \quad (18)$$

Because $P[z \geq x] = 1 - P[z \leq x]$ the following result is derived

$$\frac{R_{min} - (\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2)}{\sigma} \leq q_{1-p} \quad (19)$$

where q_{1-p} is the (1-p) quantile of the standard normal distribution, for a given p probability.

Rearranging (19), the min storage probabilistic constraint can be written in a deterministic way (20), which can be used for standard optimization calculus.

For p greater than 0.5, q_{1-p} is negative (it belongs to the left-hand side of the standard normal distribution), therefore, when the volatility increases (σ), the min storage threshold, which must be satisfied, also increases.

$$E[r_2] = \mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 \geq R_{min} - \sigma q_{1-p} \quad (20)$$

For the maximum storage constraint the same procedure was followed.

$$\frac{R_{max} - (\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2)}{\sigma} \geq q_p \quad (21)$$

where q_p is the (p) quantile of the standard normal distribution.

$$E[r_2] = \mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 \leq R_{max} - \sigma q_p \quad (22)$$

For p greater than 0.5, q_p is positive, so the maximum threshold accepted for storage in the second period reduces with greater volatility, to accommodate possible higher inflows that make it possible for a violation of the max storage constraint.

Compared to a deterministic case, the introduction of uncertainty under probabilistic constraints makes the interval between the max and min storage restrictions narrower, and therefore more restrictive.

The monopolist profit objective function was derived with a linear inverse demand equation, equal for both periods:

$$p = (A - b x_{1,2}) \quad (23)$$

With this inverse demand equation the profit function is concave. The restrictions are linear, therefore the first order conditions for the Lagrange equation will deliver a maximum.

The Lagrange equation is represented in (24), where the multiplier for the min storage constraint is η_i and β_i for the maximum storage constraint and λ for the stock of water transition constraints.

$$\begin{aligned} L = & (A - b x_1) x_1 + (A - b x_2) x_2 + \lambda_1 (r_0 + q_1 - x_1 - r_1) \\ & + \lambda_2 (r_1 + \mu - x_2 - r_2) + \eta_1 (r_1 - R_{min}) + \eta_2 (E[r_2] - R_{min} - \sigma q_{1-p}) \\ & + \beta_1 (-r_1 + R^{max}) + \beta_2 (-E[r_2] + R^{max} - \sigma q_p) \end{aligned} \quad (24)$$

Solving the Karush-Khun-Tucker conditions for x_1 and x_2 the results are expressed in (25) and (26).

$$x_1^{m*} = \frac{A - \eta_2 - \eta_1 + \beta_2 + \beta_1}{2b} \quad (25)$$

$$x_2^{m*} = \frac{A - \eta_2 + \beta_2}{2b} \quad (26)$$

The complementary slackness conditions are represented in (27) to (30), with the usual interpretation: if the constraints are not binding the η and β values are 0.

$$\eta_1 (r_1 - R_{min}) = 0 \quad (27)$$

$$\eta_2 (E[r_2] - R_{min} + \sigma q_{1-p}) = 0 \quad (28)$$

$$\beta_1 (-r_1 + R^{max}) = 0 \quad (29)$$

$$\beta_2 (-E[r_2] + R^{max} - \sigma q_p) = 0 \quad (30)$$

It becomes evident that the monopolist generator will optimize along the demand curve and only change generation schedule if some of the constraints becomes binding. If the min storage constraint in period 2 is binding, the monopolist will decrease generation in period 1. If the maximum storage constraint is binding in period 2, the monopolist will increase generation in period 1. The impact of volatility becomes evident on the shadow values for the second period on the optimum generation value for the first period (x_1^{m*}).

Recall that the multiplier value, at optima, is equal to the Lagrange function derivative with respect to the constraint parameter.

$$\beta_2 = \frac{dL}{d(R_{max} - q_p \sigma)}, \eta_2 = \frac{dL}{d(R_{min} - q_{1-p} \sigma)} \quad (31)$$

The multiplier (shadow value) of a constraint is strictly positive and it measures the impact on the decision value of the constraint parameter (min or max that must be complied). The higher the level of restrictiveness of the constraint, the higher the value of the multiplier, and therefore the higher the impact of the constraint parameter on the optimal value of the decisional variable.

If the min storage capacity constraint is binding, the higher the volatility of inflow on the second period (e.g. the higher the value of σ), the higher the value of the term $-q_{1-p} \sigma$ (recall that this value its positive). Therefore, the higher the volatility, the higher will be the min constraint to comply with, which in turn will mean a higher value of the multiplier. According to the optimal result in (25), a higher absolute value of η_2 will result in lower generation in period one, to meet the min storage obligation in the second period under uncertainty. In summary, in this case, higher volatility implies decreasing generation in period one in order to avoid the violation of the minimum storage probability constraint in period two.

If the maximum storage capacity constraint is binding, the higher the volatility (σ), the higher the value of the term $-q_p \sigma$ (which its negative in this case). Therefore, the maximum constraint parameter will be lower, increasing the restrictiveness of the max constraint. In order to avoid max probability constraint violation in period 2, according to result (25), the generation in period one has to increase. The interesting part of this result is that a monopolist, in the presence of higher volatility, will increase generation, so higher

volatility is a constraint on strategic behavior (withholding of generation in period one).

In the very specific case where both min and max constraints are binding it is more difficult to assert the impact of increased volatility. We can state that the end result will depend on the difference between the max and min multipliers. The predetermined probability threshold for one or both constraints may not be fulfilled.

In the perfect competition case the objective is to maximize total welfare (32).

$$\max_{x_1, r_2} E\left[\int_0^{x_1} (A - b y_1) dy_1 + \int_0^{x_2} (A - b y_2) dy_2\right] \quad (32)$$

s.t. equations (12) to (15), (20) and (22).

The Lagrange equation for the perfect competition problem is the following:

$$\begin{aligned} L = & \int_0^{x_1} (A - b y_1) dy_1 + \int_0^{x_2} (A - b y_2) dy_2 + \lambda_1 (r_0 + q_1 - x_1 - r_1) \\ & + \lambda_2 (r_1 + \mu - x_2 - r_2) + \eta_1 (r_1 - R_{min}) + \eta_2 (r_2 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) \\ & + \beta_1 (-r_1 + R^{max}) + \beta_2 (-r_2 + R^{max} - \sigma q_p) \end{aligned} \quad (33)$$

and the optimum values x_1^{c*}, x_2^{c*} are

$$x_1^{c*} = \frac{A - \eta_2 - \eta_1 + \beta_2 + \beta_1}{b} \quad (34)$$

$$x_2^{c*} = \frac{A - \eta_2 + \beta_2}{b} \quad (35)$$

If no constraints are binding, in the perfect competition case, the generation is two times higher than in the monopoly case (for the particular demand function used in this example). The impact of volatility is the same in monopoly or perfect competition, through the resource constraints, however, from different points of departure - the monopolist will generate less and store more water, so the impact of the constraint will be different from the competition case. The multiplier is higher in the competition case, since the unconstrained optimal generation is also higher.

4 A four period model with uncertainty, storage constraints and a terminal value

The previous model had no condition about the level of storage at the end of the second period. As result of the optimization, water could be left unused due to strategic behavior (that result could also be explained by demand total satisfaction). However, leaving the reservoir with unused water in the next period is an option that is only available for the last period. If there would be an extra period, leaving water unused in the previous period, under the no spillage hypothesis, would impose the need to increase production in the next period, possibly unprofitably depressing prices.

Also, the reservoir intake capacity impact on prices on a multi-period problem would likely be low, since the reservoir capacity ratio against the sum of all inflows in a multi-period problem tends asymptotically to zero. The strategy to withhold energy by leaving water in the reservoir unused, transferred for latter periods, may only be suitable for very large reservoirs.

In this second model, it is imposed a constraint on the overall usage of water: the total generation must be equal to the sum of expected inflows in all periods, therefore, the terminal value for the stock of water must satisfy the extra constraint (36), whereby the expected storage level at the last period must be equal to the initial storage level. This constraint disallows strategically using storage in the last period or spilling water without generating.

Because of this constraint, the last period multipliers constraints on max or min storage capacity are redundant. In a two period model that would exclude any impact of uncertainty in the next period, because the reservoir level would have to be the same as in the previous period. To overcome this issue, two extra periods were added, with the model now featuring 4 periods (also without discounting). Inflows in period three and four have identical distributions to q_2 .

$$E[r_4] = r_0 \quad (36)$$

The constraint (36) makes also redundant the transition water balance equation in the previous model, which is now resumed to constraint (38).

Although it is ruled out using storage or spilling for strategic behavior, this model explores another feature of storage, studied by Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003), e.g. to use storage to shave prices (or marginal revenues) across periods with different demand profiles. In fact, in electricity wholesale markets, demand changes cyclically between high and low periods. Demand changes between night and day and between week days and weekend days, following the cycle of human activity. Demand of electricity also changes between seasons, reflecting the impact of energy demand for heating or refrigeration purposes. This feature was added to the model, by considering a higher demand in periods one and three (term A from equation (23) is multiplied by 2). In periods two and four the inverse demand function is the same as in the previous section.

The second model set up is described in the following equations:

$$\max_{x_1, x_2, x_3, x_4} E[(2A - b x_1) x_1 + (A - b x_2) x_2 + (2A - b x_3) x_3 + (A - b x_4) x_4] \quad (37)$$

s.t.

$$q_1 + E[q_2] + E[q_3] + E[q_4] = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 \quad (38)$$

$$r_0 + q_1 - x_1 \geq R_{min} \quad (39)$$

$$r_0 + q_1 - x_1 \leq R^{max} \quad (40)$$

$$E[r_2] = \mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 \leq R_{max} - \sigma q_p \quad (41)$$

$$E[r_2] = \mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 \geq R_{min} - \sigma q_{1-p} \quad (42)$$

$$E[r_3] = 2\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 - x_3 \leq R_{max} - \sigma q_p \quad (43)$$

$$E[r_3] = 2\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 - x_3 \geq R_{min} - \sigma q_{1-p} \quad (44)$$

$$E[r_4] = 3\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 - x_3 - x_4 \leq R_{max} - \sigma q_p \quad (45)$$

$$E[r_4] = 3\mu + q_1 + r_0 - x_1 - x_2 - x_3 - x_4 \geq R_{min} - \sigma q_{1-p} \quad (46)$$

And the Lagrange equation to be optimized is:

$$\begin{aligned}
L = & (2A - bx_1)x_1 + (A - bx_2)x_2 + (2A - bx_3)x_3 + (A - bx_4)x_4 \\
& + \lambda_1(q_1 + 3\mu - x_1 - x_2 - x_3 - x_4) + \eta_1(r_0 + q_1 - x_1 - R_{min}) \\
& + \eta_2(r_0 + q_1 + \mu - x_1 - x_2 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) + \eta_3(r_0 + q_1 + \\
& 2\mu - x_1 - x_2 - x_3 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) + \eta_4(r_0 + q_1 + 3\mu - x_1 - x_2 - x_3 - x_4 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) \\
& + \beta_1(-r_0 - q_1 + x_1 + R^{max}) + \beta_2(-r_0 - q_1 - \mu + x_1 + x_2 + R^{max} - \sigma q_p) \\
& + \beta_3(-r_0 - q_1 - 2\mu + x_1 + x_2 + x_3 + R^{max} - \sigma q_p) + \beta_4(-r_0 - q_1 - 3\mu + x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + R^{max} - \sigma q_p)
\end{aligned} \quad (47)$$

The optimal generation in periods one to four is described in the next equations.

$$x_1^{m*} = \frac{2A - 3\eta_1 - 2\eta_2 - \eta_3 + 3\beta_1 + 2\beta_2 + \beta_3}{8b} + \frac{q_1 + 3\mu}{4} \quad (48)$$

$$x_2^{m*} = \frac{q_1 + 3\mu}{4} - \frac{2A - \eta_1 + 2\eta_2 + \eta_3 + \beta_1 - 2\beta_2 - \beta_3}{8b} \quad (49)$$

$$x_3^{m*} = \frac{2A + \eta_1 + 2\eta_2 - \eta_3 - \beta_1 - 2\beta_2 + \beta_3}{8b} + \frac{q_1 + 3\mu}{4} \quad (50)$$

$$x_4^{m*} = \frac{q_1 + 3\mu}{4} - \frac{2A - \eta_1 - 2\eta_2 - 3\eta_3 + \beta_1 + 2\beta_2 + 3\beta_3}{8b} \quad (51)$$

The perfect competition objective function aims at maximizing total welfare (52).

$$\max_{x_1, x_2, x_3, x_4} E\left[\int_0^{x_1} (2A - b y_1) dy_1 + \int_0^{x_2} (A - b y_2) dy_2 + \int_0^{x_3} (2A - b y_3) dy_3 + \int_0^{x_4} (A - b y_4) dy_4\right] \quad (52)$$

s.t. to conditions (38) to (46), from which we write the Lagrange equation.

$$\begin{aligned} L = & \int_0^{x_1} (2A - b y_1) dy_1 + \int_0^{x_2} (A - b y_2) dy_2 + \int_0^{x_3} (2A - b y_3) dy_3 \\ & + \int_0^{x_4} (A - b y_4) dy_4 + \lambda_1 (q_1 + 3\mu - x_1 - x_2 - x_3 - x_4) + \eta_1 (r_0 + q_1 - x_1 - R_{min}) \\ & + \eta_2 (r_0 + q_1 + \mu - x_1 - x_2 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) \\ & + \eta_3 (r_0 + q_1 + 2\mu - x_1 - x_2 - x_3 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) \\ & + \eta_4 (r_0 + q_1 + 3\mu - x_1 - x_2 - x_3 - x_4 - R_{min} + \sigma q_{1-p}) \\ & + \beta_1 (-r_0 - q_1 + x_1 + R^{max}) + \beta_2 (-r_0 - q_1 - \mu + x_1 + x_2 + R^{max} - \sigma q_p) \\ & + \beta_3 (-r_0 - q_1 - 2\mu + x_1 + x_2 + x_3 + R^{max} - \sigma q_p) \\ & + \beta_4 (-r_0 - q_1 - 3\mu + x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + R^{max} - \sigma q_p) \quad (53) \end{aligned}$$

The optimal generation in the perfect competition case is:

$$x_1^{c*} = \frac{2A - 3\eta_1 - 2\eta_2 - \eta_3 + 3\beta_1 + 2\beta_2 + \beta_3}{4b} + \frac{q_1 + 3\mu}{4} \quad (54)$$

$$x_2^{c*} = \frac{q_1 + 3\mu}{4} - \frac{2A - \eta_1 + 2\eta_2 + \eta_3 + \beta_1 - 2\beta_2 - \beta_3}{4b} \quad (55)$$

$$x_3^{c*} = \frac{2A + \eta_1 + 2\eta_2 - \eta_3 - \beta_1 - 2\beta_2 + \beta_3}{4b} + \frac{q_1 + 3\mu}{4} \quad (56)$$

$$x_4^{c*} = \frac{q_1 + 3\mu}{4} - \frac{2A - \eta_1 - 2\eta_2 - 3\eta_3 + \beta_1 + 2\beta_2 + 3\beta_3}{4b} \quad (57)$$

The results (48) to (51) and (54) to (57) are consistent with Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003) findings. If no constraints are binding, the monopolist will

take the average inflow into account, shifting $A/4b$ from low demand periods to high demand periods. In the perfect competition case, the amount of generation shifted between periods is $A/2b$, exactly twice more than the monopolist. The monopolist uses storage to shave marginal revenue between periods, while in the perfect competition case storage is used to equalize prices across periods. Price differences between periods are higher in the monopoly case.

The impact of volatility in this model is similar to the impact in the model presented in the previous section. Higher volatility will have an impact on the optimum generation value for the first period (x_1) through the multipliers storage constraints for the next two periods (η_2 and η_3 in the case of the minimum constraints, and β_2 and β_3 in the case of the maximum constraints). The impact is overall the same: if the upper limit of the reservoir probability constraint is binding, higher volatility will increase generation in period one to avoid probability constraint violation of the maximum storage capacity in the next two periods; the reservoir must be empty enough to accommodate more volatile inflows. On the contrary, if the lower reservoir limit is binding, higher volatility will also impose the need to refrain generation in current period, in order to avoid minimum reservoir probability constraint violation in the next periods, implying the need to save water in order to cope with future lower inflows.

As in the model from the previous section, the difference between the monopoly and perfect competition case lies in the different point of departure. If one of the constraints is binding, the multiplier will be higher in the case where generation changes more from the unconstrained optima to the constrained optima.

Overall, the conclusion is the same. Volatility narrows the interval between the upper and lower level of available storage and introduces a restriction on the ability for a monopolistic agent to behave strategically.

5 Conclusion

This essay aimed at understanding how inflow uncertainty and storage capacity affect the ability for a strategic hydro generator to exert market power. A larger hydro reservoir might increase the freedom for a hydro generator with market power to engage in strategic behavior, because it makes its actions less dependent on the binding effect of reservoir management constraints. However, it is also required to take into account inflow uncertainty and the probability of constraint violations in order to more accurately assess the potential for strategic conduct.

The models presented in the two previous sections departed from different hypothesis regarding reservoir management objectives, but converged in the same results: volatility might act as a factor that limits the ability of hydro generator to engage in strategic behavior. Uncertainty reduces the usage of available storage. Due to natural meteorological conditions, which create inflow volatility, the usage of available storage has to take into account uncertain events, leaving room in storage for future higher inflows, or to save hydro

resources in order to cope with potential future droughts. The use of reservoir storage to shift inflows between high demand and low demand periods in the monopoly case is lower than the social optimum. Interestingly, under uncertainty and volatility, higher storage capacity is required to make it possible for market power to be observed, but a monopolist compared to the social optimum result will underuse that higher reservoir capacity.

These results are important to guide empirical investigation on the evaluation of the likelihood for strategic behavior of hydro generators with market power. The analysis of hydro generators has to take into account both available physical storage capacity and inflow volatility.

The main thesis is that high volatility combined with low reservoir capacity may act as strong restrictions on market power and, as storage capacity increases or volatility decreases, market power is more likely to be observed. These theoretical results are to be tested in further empirical investigation.

The purpose of this investigation is to identify, from a policy perspective, the reservoirs and generators that should be closely monitored by regulators, namely the hydro power plants which are more likely to engage in strategic behavior.

6 Bibliography

. van Ackooij, W., R. Zorgati, R. Henrion and A. Miller. 2011. Chance Constrained Programming and Its Applications to Energy Management. Stochastic Optimization - Seeing the Optimal for the Uncertain. Dr. Ioannis Drietas (Ed.), InTech, DOI: 10.5772/15438.

Borenstein, S., J. Bushnell and F. Wolak. 2002. Measuring market inefficiencies in California's wholesale electricity industry. *American Economic Review*. 92 (5), pp. 1376-1405.

Bushnell, J. 2003. A mixed complementarily model of hydrothermal electricity, competition in the western United States. *Operations Research*. 51 (1), pp. 80-93.

Crampes, C. and M. Moreaux. 2001. Water resource and power generation International, *Journal of Industrial Organization*. 19 (6), pp. 975-997.

Fridolfsson, S-O. and T.P. Tangeras. 2009. Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence. *Energy Policy*. 37(9), pp. 3681-3692

Green, R.J. and D.M. Newbery. 1992. Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*. 100 (5), pp. 929-953.

Kauppi, O. and M. Liski. 2008. An empirical model of imperfect dynamic competition and application to hydroelectricity storage. Manuscript, Helsinki School of Economics.

Kelman, R., L. A. N. Barroso and M. V. F. Pereira. 2001. Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems. *IEEE Trans. Power Systems*. 16(3), pp. 354-359.

Newbery, D.M., R. Green, K. Neuhoff, and P. Twomey. 2004. A review of the monitoring of market power, ETSO Report', November 2004.

Sandsmark, M. and B. Tennbakk. 2010. Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets, *Energy Policy*. 38 (3), p.p. 1500-1509.

Scott, T.J. and E.G. Read. 1996. Modelling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market. *International Transactions in Operational Research*. 3 (3), p.p. 243-254.

Stachurski, J. 2009. *Economic Dynamics: Theory and Computation*, MIT Press.

Vegard Hansen, P. 2009. Inflow Uncertainty in Hydropower Markets, *Scandinavian Journal of Economics*. 111(1), pp. 189-207.

Wolak, F.A. Patrick, R. H. 1997. The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales Electricity market. mimeo. February 1997.

Wolak, F.A. 2003. Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: the California market, 1998-2000. *American Economic Review*. 93 (2), p.p. 425-430.

Wolak, F.A. 2009. An Assessment of the performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market, Department of Economics, Stanford University.

Wolfram, Catherine D. 1999. Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *The American Economic Review*. 89 (4), p.p. 805-826.

Chapter 2: Inflow volatility, reservoir capacity and market power in hydro generation in Portugal between 2007 and 2017

Abstract

This chapter analyses the relation between market power and the observed behavioral patterns of hydro generation in Portugal between 2007 and 2017, in the Iberian Electricity Wholesale Market (IEM). The econometric results provided evidence that suggests the strategic use of hydro generation, in particular in reservoir hydro plants, by a player with market power in Portugal (the Portuguese incumbent firm, EDP), when markets are split and Portugal becomes a separated price zone. The influence of market power in run-of-river power plants performance was, however, ruled out, a result which can be explained by inflow volatility and low reservoir storage capacity. The fact that both run-of-river and large reservoir power plants are managed by the same player, provides a natural experiment to assess how market power influences hydro management given each hydro power plant observable characteristics, regarding inflow volatility and storage capacity. The analysis of individual hydro units reveals also that other features, like the ability to pump storage, high rated power capacity and the possibility of reservoir cascade management, are likely to enhance strategic behavior. (JEL: L12,L13,L41,L43,L94)

1 Motivation

The Portuguese electricity wholesale market was liberalized in July 2007 with the Iberian Electricity Wholesale Market (IEM) creation. In IEM, like in the Nordic electricity market, the existence of a single price for the Iberian Peninsula depends on non-binding transmission constraints between Portugal and Spain, under the so-called market splitting mechanism used to manage congestion in the interconnection between the two countries. When transmission bottlenecks occur between Portugal and Spain, the Iberian market is split in two price zones.

EDP is the dominant player in Portugal, accounting for around half of the generation capacity. However, at the Iberian level is the fourth player in installed generation capacity (Portuguese Competition Authority, 2009, 2015). EDP has all the hydro power generation in Portugal.

In Portugal, hydro generation plays an important role in market functioning, influencing wholesale prices and the usage of interconnection capacity. Hydro represents 6523 MW installed capacity, of which 4074 MW are reservoir hydro and 2448 MW are run-of-river. Hydro installed capacity represents around 1/3 of total capacity in 2016 and satisfies between 12% and 31% of Portugal's mainland electricity consumption. Between 2007 and 2017, the average hydro generation was 10.3 TWh / year, and ranged between 5.8 TWh (2012) and 15.3 TWh (2016). When hydro production is high, the excess non-storable hydro generation - e.g. run-of-river - is exported through the interconnection to Spain, while in dry years, lower hydro is replaced with higher imports (Portuguese Competition Authority, 2009, 2015). The increase in wind power in Portugal after IEM creation also contributed for this trade pattern, which is highly dependent on the status of renewables availability.

Hydro pumping plants, which can pump water from lower reservoirs for latter generation, can also impact on market functioning, since the energy that is used for pumping is bought in wholesale markets and can affect market prices. Hydro pumping installed capacity grew from 983 MW in 2007 to 2698 MW in 2017, an increase which is closely related with the expansion of renewables, to take advantage of excess supply periods when wind and other hydro are abundant. Pumping capacity in 2017 represented around one third of peak demand.

Between 2007 and until the beginning of 2009, transmission capacity between Portugal and Spain was frequently congested, leading to significant price differences between Portugal and Spain (see Figure 1). The first two years of IEM were relatively dry years, with lower hydro production (9.5 TWh in 2007 and 6.4 TWh in 2008) in Portugal, factors which may have contributed for the observed price differences. During the first six months of IEM operation, hydro was the main marginal price setter at peak demand hours in the IEM's Portuguese price zone, and fuel-oil thermal conventional generation came in second as a price setter (Portuguese Competition Authority, 2009), although representing less than 2.5% of total generation in 2007. Conventional thermal fuel technology has high marginal costs and could be seen, at the time, as the reference thermal technology which hydro was

replacing. Fuel-oil thermal generation was fully replaced by modern combined cycle gas turbine (CCGT) technology from 2010.

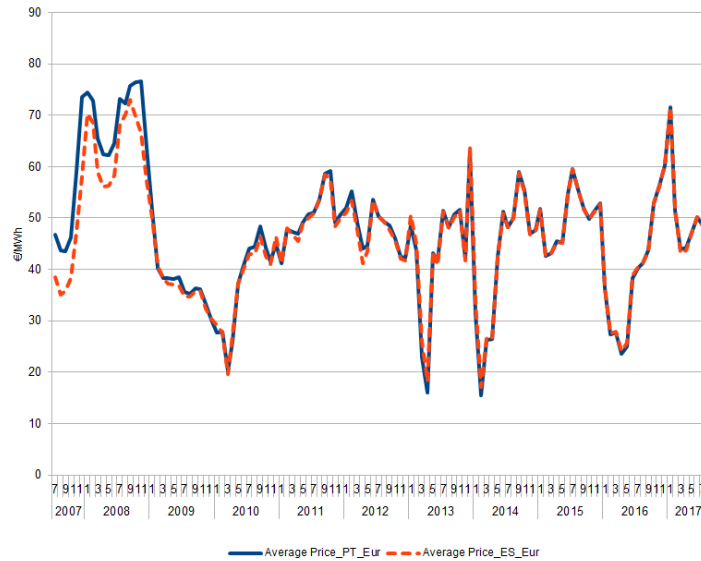


Figure 1: Average wholesale monthly price in Portugal and Spain since IEM creation. Source: OMIE, own calculations

Until the end of 2008, as a result of market splitting, EDP frequently fixed the price in the IEM’s Portuguese zone (Portuguese Competition Authority, 2009). From 2009, congestion levels fell significantly, which diminished the Portuguese incumbent generator market power in price setting and led to price convergence between the two countries (Figure 1).

During the first two years of IEM, the causality relation between transmission congestion and market power was not clear. Congestion could have been the result of market power or may have resulted from the relative dry and low hydro conditions at the time, or both explanations are valid.

To which extent hydro was strategically used by EDP during the first two years of IEM, is a question that remains to be answered. In fact, to assess whether a dominant player has engaged in strategic behavior with hydro power plants is a complex task.

The purpose of the present chapter is to assess the relation between market power and the observed behavioral patterns of hydro generation in Portugal between 2007 and 2017 in the IEM electricity wholesale market. The evolution of transmission congestion over time provides a natural experiment to assess how market power influenced the management of hydro power plants in Portugal.

The chapter is organized as follows: in section two it is analyzed the relationship between market splitting and market power in Portugal, and presented a brief review of the relevant literature on measuring market power and hydro generation. In section three, it is developed an empirical analysis of hydro performance at the aggregated level, while in the fourth section the same analysis is performed for individual hydro reservoirs power plants. Last section presents the main conclusions.

2 Market power and hydro generation under transmission constraints

2.1 Market splitting and market power in the Portuguese price zone in IEM

The IEM was created in July 2007, based on a marginal price wholesale electricity market, e.g. the price is set by the marginal unit required to meet demand, adopting the market splitting mechanism in two price zones - Portugal and Spain - to manage limited transmission capacity between Portugal and Spain. In IEM, Spanish demand is approximately 4 times higher than the Portuguese.

Under the market splitting congestion mechanism, transmission capacity is used to transfer electricity from the low price zone to the high price zone until price differences are fully arbitrated. When transmission capacity is enough to integrate both markets into a single price zone, prices are determined for the whole Iberian Peninsula and competition for the Iberian demand is disputed, with no restrictions, between Spanish and Portuguese generators (Portuguese Competition Authority, 2009).

When congestion occurs, markets are divided in two price zones, one with a high price and the other with a low price. Market splitting is equivalent to expanding supply in one area, by adding imports from the neighbor country, and expanding demand in the exporting country by an equivalent amount, but, since transmission is constrained to its maximum capacity, prices do not fully converge to a single price zone. When congestion occurs, the supply of the marginal generation unit that satisfies demand in Portugal is disputed between generators located in Portugal. As long as transmission from Spain is fully used, no extra MWh import is available to meet the Portuguese marginal demand.

The demand function facing generators in an small region bordering a much larger market is represented in the Figure 2, adapted from Mirza and Bergland (2015), identifying three segments. Assume that the price in the larger market, P_{LM} , is not affected by the impact of trade (import or export) with the small region.

For prices higher than the price of the larger market (P_{LM}), the small region demand is the residual-demand, local demand minus import capacity (T), because energy will flow from the larger market until it fully uses import capacity. For prices below the larger's market price, the small region demand is equivalent to local demand plus export capacity (T, assuming import and export capacities are symmetric), because energy will flow to the larger market until it fully uses the export capacity. At prices equal to the larger market, the demand function is flat (perfectly elastic). When there are import or export constraints, the demand price elasticity is much lower. Even when the small market is export constrained, a monopolist firm in the lower price area may possess market power, as long as prices are higher than marginal costs and demand is inelastic. However, for prices equal to the larger's market price, even an monopolist in the small market, facing a perfect elastic demand, has

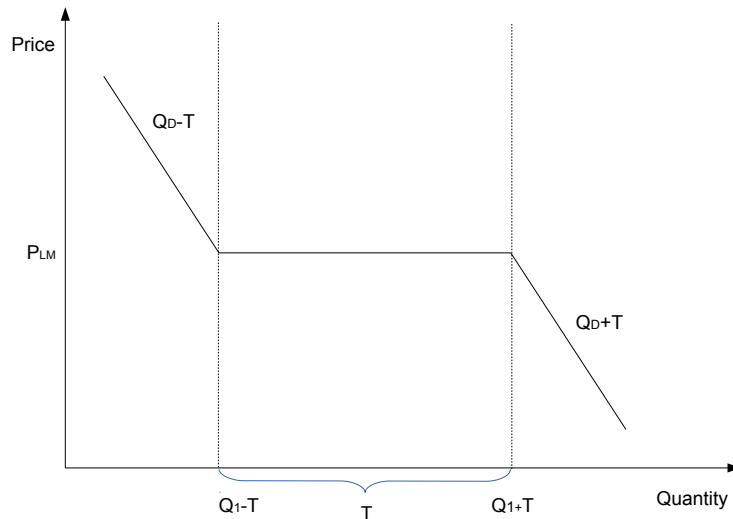


Figure 2: Demand in an small interconnected market

no market power.

In such a framework, the existence of transmission capacity constraints may provide the conditions for competitive effects to arise, as studied by Borenstein et al. (2000), namely, limited transmission capacity can give a firm the incentive to restrict its output in order to congest transmission into its area of dominance. In fact, transmission bottlenecks allow for the opportunity for strategic behavior, exploiting bottlenecks to create or increase price differences among the two iberian markets.

Under the framework of market splitting, the conditions for local market power in Portugal may be exacerbated in moments of congestion. Although the incumbent player in Portugal, EDP, is not a monopolist, it accounts for about half of the generation capacity and controls all of the hydro power plants in Portugal, while at the Iberian level it is only the 4th largest player. For most of the time since IEM creation, EDP had a positive residual-demand (demand minus available rival generators capacity and import capacity).

Using the same methodology presented by Wolak (2003,2009), for the identification of residual demand through bidding data, the impacts of congestion in EDP's market power are illustrated in EDP's residual demand with and without market splitting for two particular periods, within one same day.

Figure 3 describes the equilibrium outcome for hour 1 of the 10th of January 2008, where markets were split in two price zones. Around the equilibrium price, EDP's residual demand can be seen as quite inelastic. The shape of EDP's residual demand also reveals that demand price elasticity is not constant. The flatter, more elastic, zone of the residual demand represents imports from the neighbor market at a constant price (the equilibrium Spanish price), and reveals how imports can curb the incumbent player's market power.

In the same day, at hour 12, the markets cleared in one single price zone and EDP's

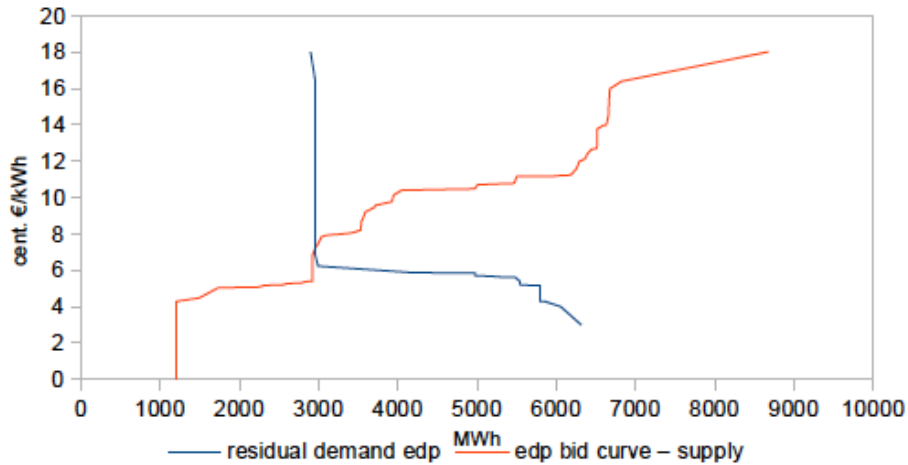


Figure 3: EDP's bid supply curve and residual demand (in Portugal) on hour 1 day 10/01/2008. Source: OMIE, own calculations

residual demand on the Iberian market becomes quite more elastic, given the fact that the Portuguese historical player is actually the 4th player in generation capacity (Figure 4).

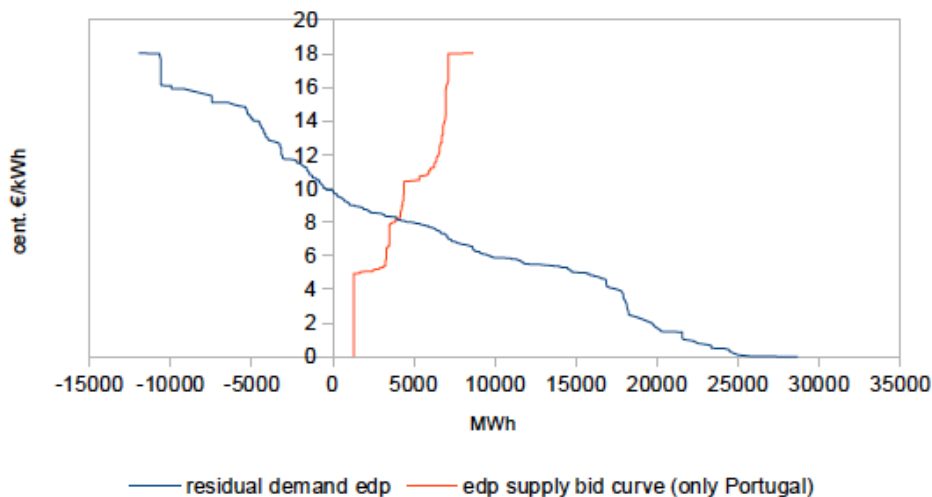


Figure 4: EDP's bid supply curve and residual demand (in Iberia) on hour 12 day 10/01/2008. Source: OMIE, own calculations

From 2009 on, congestion levels dropped significantly - see table 1 - and the Portuguese and Spanish prices have converged (see Figure 1). Several factors contributed for this result, namely: electricity demand fell with the economic and financial crisis (Portuguese Competition Authority, 2015); while peak demand remained stable, between 8000 and 9000 MW, import capacity, built by the Iberian Transmission System Operators (TSOs) - REN and REE -, grew from 1100 MW in 2007 to around 1800 MW in 2012, which contributed for diminishing transmission congestion levels; the expansion in wind power generation in Portugal, from 1894 MW installed capacity in 2007 to 5090 MW in 2017, a zero marginal cost source of generation, also contributed for shifting the generation supply curve to the

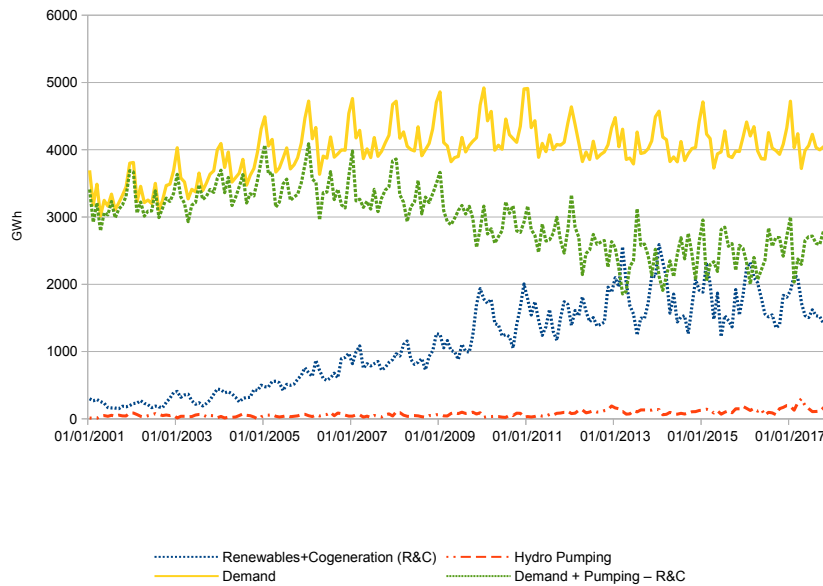


Figure 5: Monthly residual demand for conventional generation between 2001-2017. Source: REN

right, reducing prices when wind availability increases.

Table 1: Market-splitting per year in IEM - Mean annual values. Source: REN

Year	Import Capacity (MW)	Export Capacity (MW)	% time market-splitting
2007 (from july)	1102.9	1057.7	80.60%
2008	1277.1	1176.4	61.70%
2009	1282.3	1195.2	24.80%
2010	1339.8	1212.7	21.00%
2011	1789.9	1900.8	8.50%
2012	1860.2	2109.9	9.80%
2013	1793.4	1719.1	10.80%
2014	1993.4	2069.0	5.50%
2015	2147.0	2798.6	2.40%
2016	1934.6	2392.2	8.20%
2017 (until august)	1966.3	2932.1	6.50%

As a result of the increase in renewable and cogeneration, the increase of import capacity and the slow fall of electricity demand, the residual demand for conventional generation (large hydro plus thermal) has diminished (see Figure 5), affecting also the residual demand of the portuguese largest market player. The contribution from renewables to increase competition (or decrease incumbents' market power) has also been observed by Mulder and Schonbeek (2013) and Mulder (2015) in the Dutch wholesale electricity market. The financial support for renewables, namely with feed-in tariffs at levels higher than the wholesale prices, has therefore contributed for more price competition on the wholesale market, although at an higher cost for overall generation. The public support, has, intentionally, substituted conventional generation for (more costly) renewable generation, given the objective to reduce CO2 emissions, while having a side effect in reducing market power of the incumbent portuguese dominant firm.

2.2 Empirical measurement of market power

The ability and the incentive to use market power in electricity markets has been a topic of much study in many liberalized markets. Market power, by definition, is the ability to raise prices above costs.

Monopoly is the ultimate case of market power. Monopoly power either explicit or implicit (in the residual demand), is not uncommon in the electricity industry. Short run demand is perfectly rigid (a vertical curve). In certain conditions, after all other power plants are already fully used, only one generator is available to meet the marginal demand, either in the wide electric system or in a local assessment, when the ability to bring another energy unit from other areas is constrained by transmission bottlenecks. Indispensable generators or pivotal generators' market power is measured through indicators like the Pivotal Supplier Index (PSI) or the Residual Supplier Index (RSI).

The PSI for a given generator measures its indispensability and it takes the value of 1 if residual demand (total demand minus the available capacity of competing generators) is positive, in other words, if the generator is a residual monopolist, and it takes the value of 0 if the residual demand is negative. The PSI is computed for a given period, for instance a year, and delivers the percentage of time in which the given generator is pivotal.

The RSI for a given generator computes the same information continuously, and is obtained for the ratio between the available generation from rival generators ($\sum q_{-i}$) and demand (Q) (see Sheffrin, (2001, 2002a, b) and Sheffrin and Chen (2002)). The lower the RSI, the higher the market power. A RSI which is barely higher than 1 means the generator is not pivotal, but requires that all available generation from other players to be used to generate, including possible less efficient generating units. CAISO - the California Independent System Operator - proposed a threshold for the RSI for market monitoring purposes, which states that if the RSI is less than 110% (1.1) for more than 5% of the time, the market is unlikely to deliver a competitive outcome (Sheffrin, 2002a).

$$RSI_i = \frac{\sum q_{-i}}{Q} \quad (1)$$

The Lerner Index, which measures the distance between prices and marginal costs, the typical measure of market power, has been found to be positively correlated with RSI and PSI observations (see London Economics 2007 and Wolak 2009), showing their usefulness to measure market power.

From the oligopolist profit maximization problem we know

$$L_i = \frac{(P - mc_i)}{P} = \frac{s_i}{\epsilon} \quad (2)$$

that in equilibria the Lerner Index for firm i (L_i) will be equal to the ratio between the firm market share s_i and the demand price elasticity ϵ (see equation 2). In the monopoly particular case, the market share (s_i) is equal to one. In the industry equilibria, the average Lerner Index will be equal to the industry Herfindahl-Hirschman (HH) index divided by the

demand elasticity (see equation 3).

$$L = \frac{(P - mc_{indu.})}{P} = \frac{HHI}{\epsilon} \quad (3)$$

Mulder (2015), using hourly power plant data and engineering costs estimates, measured the weighted average Lerner index for the Dutch electricity market and found it to be positively correlated with the HH index, measured for flexible generation and imports.

Newbery (2009) showed that under the assumption that all but one firm is non-pivotal and non-pivotal firms generate at full capacity (with marginal cost below market prices), the pivotal firm's profit maximization equilibria, can be rewritten using the firm's RSI index:

$$L_i = \frac{(P - mc_i)}{P} = \frac{1 - RSI_i}{\epsilon} \quad (4)$$

The intuition behind this result is simple: if rival firms' generation capacity is fully used, the pivotal firms' RSI is just simply the symmetric of its market share, therefore $RSI_i = (1 - s_i)$. The potential competition that is measured by the RSI, when rivals' capacity is fully used, becomes a measure of actual competition. In the case of single dominance Newbery (2009) considers the RSI to be useful. The lower the firm's RSI, the higher the Lerner Index. As the RSI approaches 0, the Lerner index approaches the monopoly level. Newbery (2009) also demonstrates that the same result is approximately obtained under a n-firm oligopoly, where each firm has the same capacity and identical cost functions.

The structural approach for the econometric identification of market power, following Bresnahan (1982) and Lau (1982), estimates a conduct parameter (θ), which nests various market structures, between perfect competition and monopoly behaviour. The conduct parameter modifies the equilibrium condition for profit maximization, which equates marginal cost and marginal revenue, using an "effective or perceived" marginal revenue function (Perloff et al., 2007). If θ is equal to zero, the market performs competitively, if θ equals to 1 the market performs as a monopoly (or a cartel where firms split the monopoly profits), and if θ equals to $\frac{1}{n}$ the market behaves as in an Cournot equilibrium with n identical firms. This approach requires the simultaneous estimation of the demand function and marginal costs, with the specification of the demand function integrating a rotation element in order to allow the unique identification of θ .

$$MC(\theta) = MR(\theta) = P + \theta \frac{dP}{dQ} \cdot Q \quad (5)$$

Wolfram (1999), using an estimation of demand price elasticity from another study and engineering generation cost data, based on fuel costs and efficiency rates for thermal power stations, estimated the parameter θ for the England and Wales (E&W) wholesale market following the restructuring and liberalisation. Given the very low price elasticity of demand (the elasticity used was -0.125), although prices were significantly above the estimated marginal costs, the conduct parameter estimated by Wolfram (1999), revealed that generators in E&W did not fully exploited their theoretical market power.

Another approach to measure market power, as proposed by Wolak (2003), is based on

the estimation of the residual demand semi-elasticity, derived directly from firms' bid data in wholesale markets. As stated by Crampes and Moreaux (2001), a Cournot duopolist is nothing but a monopolist that extracts profits from its residual demand. The semi-elasticity is interpreted as the mark-up over marginal costs, derived from the monopolist's profit maximization problem:

$$\max \pi_m = P(Q) \cdot Q_i - C(Q_i) \quad (6)$$

with

$$Q = \sum Q_i \quad (7)$$

from which the equilibrium condition is obtained

$$P = MC(Q_i) + \frac{dP}{dQ} \cdot \frac{dQ}{dQ_i} \cdot Q_i = MC(Q_i) + \eta \quad (8)$$

Using bid derived residual demand, Wolak (2003, 2009) calculated the semi-elasticity of each generators' inverse residual demand curve (η), as a measure of the ability to raise prices. Under a structural model, the absolute value of the semi-elasticity provides a measure for the \$/MWh increase in price for an optimizing agent. Wolak (2009) found a correlation between the semi-elasticity, market prices and the generators' bids in New Zealand.

Both Wolak (2009) and Newbery (2009) separate the ability to raise spot prices from the incentive to actually use market power to increase electricity wholesale prices. Longer term price commitments (e.g. forward contracts or retail supply contracts with end customers at a fixed-price) may counteract against the ability to raise prices in the short term. If the increase in prices in the short term leads to losses in forward commitments, for instance, if the wholesale price becomes higher than the retail price commitment, the firm may face a loss, depending on how large is the firm's retail commitment and how low is the energy generated that is not committed to retail supply. If the firm supplies more energy than its fixed-priced obligations, it is said to be "net long" and has an incentive to raise prices. If the firm generates less energy than its fixed-price obligations, it has to source the remaining at the wholesale market, it is said to be "net short", and has no incentive to raise prices. The incentive to raise prices depends, therefore, on how large are the commitments on forward contracts - the higher the commitment the lower the incentive - which is the reason why forward contracting has been used as an instrument to curb market power.

Newbery (2009) proposed that the RSI should include contractual commitments to supply on terms unrelated to the spot price, adding to the sum of rival's generating capacity, therefore raising the RSI with contracts. Wolak (2009) also adapted the residual demand function to include forward commitments.

Market power may induce strategic behavior, by which each agent will try to influence the price. Withholding generation, i.e. artificially increasing the scarcity of generation in a profitable way, i.e. the lower electricity production is compensated by the increase in price, has long been studied as a strategy to increase profits by market players with market

power (Wolack and Patrick, 1997). Therefore, another approach to identify market power is output gap analysis, which aims at evaluating if all competitively available generation is fully used. This strategy is typically undertaken with generation units that have competitive costs, in order to shift the supply curve to the left. The observation of withholding comes from the fact that competitive power plants will be underused (London Economics, 2007).

The analysis of output gap, while valuable for thermal power plants, is less useful to understand hydro generation, since hydro power plants cost assessment is much more difficult to calculate and hydro plants only run at full capacity in certain periods (unlike competitive thermal plants - so-called base-load power plants - that are supposed to work on full capacity for most of the time).

2.3 Market power and hydro generation

Hydro generation depends on storage, inflows and present and future electricity prices, which are stochastic variables, and the decision on when and how much to generate, results from stochastic dynamic programming, where each period cannot be modeled and simulated independently (Scott, 1996) (Stachurski, 2009), as explained in chapter 2.

The shadow value of water resources constraints, a direct result from optimization, e.g. the concept of water value, measures the opportunity cost of generation decisions. Low water values, when the hydro resource is abundant and future thermal costs are low, signal the decision to generate existing hydro resources, while high water values, when the hydro resource is scarce and future thermal costs are higher, signal the decision to withhold hydro generation on the current period (Kelman et. al., 2001) (see chapter 2).

To assess whether an agent with market power has engaged in strategic behavior is a complex task. Market power exercise involves hydro generation withholding. However, except for spilling water without generating, which is monitored and can be easily detected (Bushnell, 2003), other forms of withholding are more difficult to detect. As proposed by Johnsen (2001), Bushnell (2003), Arellano (2003) (see chapter 2), hydro generators with market power may change hydro scheduling across periods in order to induce profitable price changes, limiting generation in high demand periods, strategically using hydro storage.

Kauppi and Liski (2008) mention that detecting market power in hydro power requires to evaluate the expectations about future market conditions which itself is subject to uncertainty. In fact, since hydro generation depends on other variables than prices, which are stochastic in nature, it is difficult to determine a unique explanation for the observed behavior, as noted in the previous chapter. Therefore, as concluded in chapter 2, the current observation of bid prices, hydro output and storage are insufficient to assess the exercise of market power.

In hydro generation, under welfare maximization optimization, if no constraint is bidding, storage allows to equalize prices across periods with different demand profiles. Under market power, storage serves a different purpose, namely to equalize marginal revenues. Crampes and Moreaux (2001) studied in a two period model the function of hydro reser-

voir, for the perfect competition and monopoly cases. Under the no spillage condition, overall generation may be equal in both the monopolistic and the competition case, however, in the monopolistic case, generation in high demand periods will be lower than the competitive case, and in low demand periods, the monopolistic generation will be higher than the competitive case. The monopolist case results in charging a higher price (than the welfare maximization case) in one period and a lower price (than the welfare maximization case) in the other (Crampes and Moreaux, 2001).

Johnsen (2001) analysed hydro generation, storage and transmission constraints in a two period model with inflow uncertainty, in the framework of the Norwegian wholesale market, which is hydro dominated and where transmission constraints play an important role in price formation, namely when certain regions of Norway become high price areas when are import constrained. Johnsen (2001) concluded in this simple framework that a monopolist finds it profitable to generate more than the competitive result in the first period (in summer, when inflows are higher from snow melting, with lower demand and lower price), storing less water, in order to become import constrained in the second period (winter with higher demand), inducing higher prices than in the Nordpool area.

In chapter 2 it was investigated how storage capacity and inflow volatility may constrain the ability of a player with market power to behave strategically with hydro generation. In chapter 2, inflow uncertainty was modeled by introducing probabilistic constraints in the optimization of two cases: maximizing total welfare, in the competitive case, or maximizing profits, in the monopolistic case. Using this technique it was possible to find an analytical solution for the optimization problem (van Ackooij et al., 2011) and obtain predictions that could be empirically tested. Compared to the deterministic case, the introduction of volatility under probabilistic constraints makes the interval between the max and min storage restrictions narrower. Increasing volatility implies a similar effect as to decreasing available storage, both at the upper and lower levels. This result implies that, under the no spillage condition, smaller reservoir hydro generation plants facing volatile inflows - like, for example run-of-river hydro power plants - will not engage in strategic behavior, e.g. changing generation schedules across periods. On the other hand, only hydro power plants with higher storage capacity, which can cope with inflow volatility, have the ability to engage in the strategic behavior.

Empirical studies of market power in hydro generation, have followed different approaches.

Specifying a structural model following Bresnahan (1982) and Lau (1982), Steen (2005) studied the non-competitive effects of transmission capacity constraints in the southern Norwegian price zone, between January 2001 and October 2002, estimating demand (highly inelastic) and the marginal costs of hydro generation, but only controlling for storage levels. Markups found by Steen (2005) were moderate. Mirza and Bergland (2015) investigated also southern Norway price zone between May 2004 and April 2008, and found that import congestion was endogenous during certain periods, meaning that hydro generators were able to utilize public information on available interconnection capacity in order to induce

transmission congestion, and estimated an mark up of 19.5% above marginal costs, after controlling for inflows, reservoir levels and fuel costs (using crude oil price) and carbon price.

However, computing the competitive price and the marginal cost of hydro generation is a complex task. In theory, it would require solving a stochastic dynamic programming problem, which can be quite sensitive to the assumptions on future distribution of water inflows and load growth (Wolak, 2009). Hydro generation cost it's essentially an opportunity cost, depending on uncertain factors like future prices, inflows and storage. Therefore, calculating the market power mark up for hydro generation is less straightforward compared to the thermal generation, where marginal costs and startup costs can be accurately estimated, given fuel costs.

Several authors proposed *proxies* of the competitive water values by using simplifying assumptions based on the intuition from theoretical models. Wolak (2009), in the analysis of New Zealand mixed hydro thermal system, used as a competitive benchmark of the opportunity cost the highest market price at which hydro generators could sell the energy stored in hydro reservoirs. Under the no market power assumption, the highest price would be equal to the most expensive thermal power station cost it was replacing (Wolak, 2009), a result that is predicted both by Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003).

Sandsmark and Tennbakk (2010) developed a benchmark for screening potential uncompetitive outcomes in Norway for hydro generation. According to Sandsmark and Tennbakk (2010), due to the high degree of flexibility in Norwegian hydropower, water values should be equal across the day, therefore they selected as a benchmark for the competitive water values the prices at night. This benchmark is according to the smoothing effect (peak shaving) provided by hydro generation in prices in competitive models, also as predicted by Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003). Sandsmark and Tennbakk (2010) also highlighted the merits of forward (future) prices for competitive water values assessment, but they rejected their use in the context of Nordpool, because Nordpool's forward prices refer to system average prices that do not take into account zonal price differences (which are the actual relevant prices for generators located within zonal areas).

3 Empirical estimation of the relation between market power and hydro generation output in Portugal

EDP has all the hydro power generation in Portugal, namely 23 reservoir hydro power plants and 12 run-of-river (see Appendix I), which are aggregated in four bidding units at the IEM wholesale market, namely: (i) the Cávado and Lima rivers hydro plants, (ii) the Douro river plants, (iii) the Tejo and Mondego rivers hydro plants and (iv) the Guadiana river hydro plants. Reservoir hydro plants have storage capacity ranging from one month inflow to more than one year (Alto Rabagão, the largest reservoir in Portugal), and run-of-river power plants, have very limited storage, which allows only to store at night and release during the day, at peak price hours. In the period under analysis - between July 2007 and August 2017 - aggregated reservoir observed maximum storage was around 2900 GWh, and daily inflows were on average 10 GWh, with a maximum of 184 GWh of daily inflow. Run-of-river plants in the main rivers, like Douro and Tejo, have the highest average inflows, but low storage. Run-of-river have an estimated maximum reservoir capacity of 10 GWh, daily inflows are on average 16 GWh (e.g. higher than the storage capacity), ranging between a minimum of 1 GWh and around 55 GWh maximum - see Appendix I with hydro generation descriptive statistics.

As stated in previous section, the variation of transmission congestion and market splitting are important factors that shape the Portuguese electricity incumbent's market power, as illustrated by the differences between EDP's residual demand curve representation, with and without congestion.

The change in market power conditions, arising from transmission constraints and residual demand, may have had an effect in the way EDP has managed its hydro portfolio. As in previous works by Steen (2005) and Mirza and Bergland (2015), to understand how market power may have influenced hydro power management by the Portuguese dominant player, it is required to control for hydro supply conditions change over time, namely inflow and storage data, for run-of-river and reservoir power plants.

Pump storage reservoirs are able to pump water from a lower reservoir to an upper reservoir, arbitraging against price differences between periods. Pumping influences the amount of water available for delayed generation and the electricity that is used for pumping is bought in wholesale markets, affecting overall demand, so pumping decisions are required to be analyzed.

REN, the Portuguese TSO, publishes, on a daily basis, inflow, storage, pumping and generation data for each main hydro plant and for the overall aggregated hydro generation.

A Vector Autoregressive approach, popularized in macroeconomics by Sims (1980), was chosen to analyze reservoir hydro, treating all hydro decision variables as endogenous, recognizing the interdependence between each other. On a given day, hydro generation influences storage levels variation, pumping influences generation in next periods, and inflows affect both storage and generation decisions and may also affect pumping. Inflows, in theory, are determined by nature, therefore they could be seen as exogenous and inde-

pendent of other hydro variables. However, to the extent that there are hydro plants in a same river, organized as a cascade - for instance in Cavado and Mondego rivers system -, only the inflow in the head hydro plant of each river could be regarded as truly exogenous and independent. Downstream hydro plants may have inflows dependent on the generation schedule of hydro plants up the river. Therefore, inflows, at least partially, could be analyzed as an endogenous variable.

The VAR modeling approach allows to study the interactions between hydro decision variables, namely generation, storage, and pumping and how these variables react to inflows. A set of exogenous variables was introduced in the VAR models (transforming it in an VARX), reflecting demand and supply conditions, which influence hydro management, and market power indexes, in order to assess the impact of market power on the hydro decision variables.

3.1 Market power indexes

Assessing the relation between market power and hydro requires to measure market power. One possible approach is to econometrically measure EDP's residual demand semi-elasticity, following the approach by Wolak (2003,2009). This technique requires intensive manipulation of data, that can be cumbersome. Assessing directly the Lerner index, as in Mulder (2015), was ruled out because hydro cost data can only be assessed as an opportunity cost, which is dependent on the assumptions of future inflow distribution and future thermal cost data.

In this essay it was chosen an indirect approach to measure market power, through *proxies* of market power, namely the EDP's RSI index and also two other indexes based on the performance of the market splitting mechanism.

EDP's RSI was calculated for daily data, because hydro generation data provided by the portuguese TSO was only available on a daily basis. The estimated RSI gives an average picture of each day and not, as it is usual, an hourly assessment of this index. For the EDP's RSI calculation, data was collected on available import capacity from the wholesale market data operator (OMIE) web page. Rival generator's data, concerning one coal power plant and two CCGTs, were assessed using installed generation capacity, ignoring unavailabilities (except for some periods of retrofitting of anti-pollution equipment in one coal plant, the availability of thermal power plants is typically high, so this simplification did not introduce any significant distortion).

Daily data for demand and renewables (wind and others) and cogeneration was extracted from the portuguese TSO site. Demand data excluded demand from hydro pumping. Even though energy used for pumping in reservoir hydro stations is sourced from the market, with a non negligible effect in overall demand, its demand is not exogenous, it is endogenous on market conditions. Pumping allows EDP to increase its overall demand, but EDP's pumping specific behavior is treated on the VAR equation that explains pumping decisions. The renewables' data used is actual generation and not renewables' installed capacity. Using theoretical installed capacity would overstate the possible competition threat

from this source of generation because renewables' typical average usage rate of capacity is low, albeit, due to volatility, it can reach high levels. EDP's own renewable capacity was treated as a competitor, because renewables feed-in tariffs are higher than wholesale prices and present a higher withholding opportunity cost.

The data used for demand and renewables is real and not day-ahead estimations. In theory, in order for all variables to be set on the same time horizon, day-ahead estimations of demand and renewables should have been used, because most of the trading at the wholesale market is done one day-ahead. It is assumed that, on average, deviations between day-ahead estimations and real time observations of demand and renewables are not biased. Demand data included also the consumption by pump storage hydro.

Two approaches for the treatment of renewable generation data were considered on the EDP's RSI calculation: to deduct renewable generation from demand, therefore obtaining the residual demand for conventional generation (large hydro and thermal generation), the same approach as Mulder and Schoonbeek (2013), or to consider renewable generation as a competitor generator for the dominant operator.

Because renewables have volatile generation schedules, highly dependent on the renewable source availability, and given the high level of wind power installed capacity in Portugal, the residual demand for conventional generation can decrease significantly. On the other hand, dominant firm's rival non-renewable generators capacity, composed by thermal power plants, and import capacity have much less variation. Under this conditions, calculating the RSI considering in the denominator the demand, net of renewables, leads to high volatility and the observation of outliers (because of very low levels of net demand in certain periods). Therefore, it was taken the option to treat renewables as one competing generation source, included in the numerator of EDP's RSI index. In figure 6 it is depicted the EDP's RSI index, which performance reflects renewables intermittence.

In this essay, beside the use of the EDP's RSI, it was tested two other market power *proxies*. The first proxy measure of market power is the average daily price differences between Portugal and Spain (variable $PDI F_t$). This indicator can be regarded as providing a measure of EDP's ability to raise prices above the Spanish level - the higher the price difference, the higher EDP's market power. When the price difference is 0 it is considered that EDP's market power is only related from its position in IEM, where it stands as the 4th player in installed generation capacity.

To associate country price differences with market power is a strong hypothesis and not without limitations: price differences between Portugal and Spain can be cost reflective and not derived from market power, for instance if the marginal price setter in Portugal was a power plant which uses a costly technology (like thermal fuel-oil, still in operation in Portugal at the early stage of IEM creation), more expensive than combined cycle gas turbines, the marginal price setter in Spain at the time (Portuguese Competition Authority, 2009). On the other hand, the price difference being zero does not give a full picture of the lack of market power in the Portuguese zone; for example, when costs in Portugal are lower than in Spain, EDP may still have the ability to raise the Portuguese price until it reaches

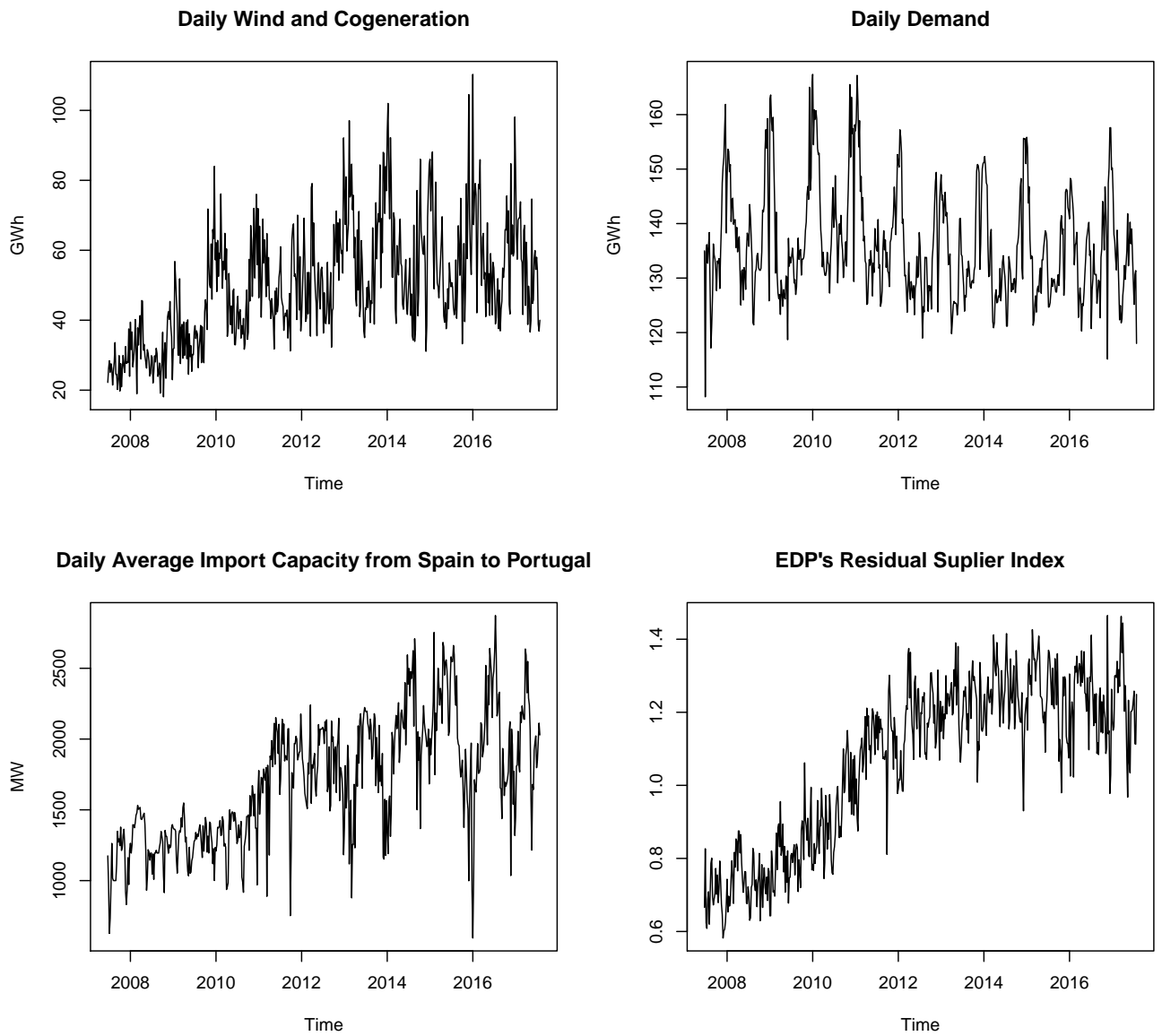


Figure 6: Wind, Cogeneration, Consumption, Import Capacity and Residual Supplier Index.
Source: REN

the Spanish price level, a situation where EDP has induced a price increase above costs to match the Spanish price. On the other hand, there can exist other periods when price differences were 0, and EDP had the ability to profitably raise the Portuguese price above the Spanish price and did not explore that opportunity. Finally, when price differences are negative (Portuguese price is lower than the Spanish), this indicator may give the illusive image of negative market power, which is not correct, because EDP, as the price setter in the low cost region may still have the power to raise the Portuguese price above the generation costs in Portugal.

To overcome these limitations, this essay tested a second *proxy* of market power, namely a variable that provides the measure of the number of hours of congestion in each day - which ranges from 0 to a maximum 24 (when all hours of the day had congestion / price differences) (variable $CONG_t$). The higher the number of congested hours, the higher EDP's market power, because EDP is the dominant player in the Portuguese zone, regardless of the fact that Portugal was a low or a high price zone within IEM. The correlation between daily price differences and number of hours of congestion per day is 0.7.

The annual average comparison between the three *proxies* of market power is presented in table 2, where it is possible to observe that they show similar trends. The higher average congestion levels and price differences in 2007 and 2008 are correlated with lower RSI. The RSI rises above 1.1, the threshold level defined by Sheffrin (2002a), to monitor possible uncompetitive outcomes, only after 2012. The price difference between Portugal and Spain fell sharply in 2009, to values close to 0, while congestion levels persisted, but with lower values, meaning congestion levels after 2009 did not generate significant price differences among the two countries.

Table 2: Mean annual values of market power indexes. Source: REN

Year	Congestion Hours per day	EDP's RSI	Price difference PT-ES
2007	19.35	0.68	9.98
2008	14.81	0.73	5.55
2009	5.95	0.79	0.67
2010	5.03	0.90	0.32
2011	2.04	1.09	0.53
2012	2.35	1.14	0.84
2013	2.59	1.18	-0.61
2014	1.33	1.23	-0.28
2015	0.58	1.21	0.10
2016	1.97	1.19	-0.23
2017	1.56	1.16	0.12
Total	4.67	1.04	1.18

3.2 The data set

A data set of 10 years of hydro daily data, starting in July 2007, was extracted from the Portuguese TSO's web page with a web data extraction program written in Python code - see Appendix III. A long series is useful to explore similar hydro conditions, as the ones observed in the first two years of IEM, but with much lower congestion levels, which adds robustness to the analysis of the impact of market power on hydro output. Because individual plant hydro data is available only on a daily basis, all other data was calculated at

the daily level, namely average daily price data from the price data published by OMIE, the operator that manages the IEM wholesale market.

The set of exogenous variables includes each market power index and variables which characterize demand and supply conditions, namely renewables and cogeneration (variable $RENW_t$), and price data. According to the contributions by Wolak (2009), the Spanish day-ahead price ($SPPrice_t$) was chosen as the opportunity cost for hydro, because hydro generation in Portugal is a substitute for imports from Spain and the alternative use of hydro when it is in excess is to be exported to Spain at the prevailing Spanish price. The standard deviation of Spanish day-ahead hourly prices ($sdSPPrice_t$) was used in order to better model the peak-shaving (or marginal revenue shaving) usage of hydro reservoirs, as studied by Crampes and Moreaux (2001) and Bushnell (2003). No forward measure of opportunity costs was used; although IEM wholesale market provides forward prices for next week, next month, next quarter or next year, based on trading on forward commitments, defining the relevant forward horizon depends on storage planning period, which is not uniform between hydro power plants - see section 4. On the other hand, since all forward prices tend to move along with spot prices, it was considered less relevant the inclusion of a forward price control.

Demand conditions control variables used were the overall demand ($DEMD_t$), excluding hydro pumping, and a dummy week-days ($dwday$), because hydro generation follows the weekly cycle of demand, increasing generation with higher demand at week-days and lowering generation at week-ends.

In figures 5, 6, 7 and 8, a graphical representation of each time series used in the econometric analysis is presented.

Hydro inflow variables reveal stochastic seasonality - due to the transition between dry years and wet years and irregular precipitation regimes. Wind and cogeneration and pump storage reveal trend stochastic processes - both increase because of the increase in installed capacity of wind generation and the upgrade of pumping capacity in existing hydro and new pumping hydro power plants commissioned in the period under analysis. On the other hand, the market power index related with congestion and price differences show a diminishing stochastic trend, whereas EDP's RSI increases over time. Spanish market prices and the standard deviation of the Spanish day-ahead hourly prices reveal trends and shocks and non-stationary variance.

Hydro storage is highly persistent and shows a pattern of stochastic seasonality - changes little from period to period (close to random walk), while run-of-river generation follows very closely inflows - the graphical representation of both time series is quite similar, a result which is derived from low storage in this type of hydro stations.

Each time series was tested for non-stationarity with the ADF and DF-GLS tests, which tests the null hypothesis of integration, and for stationarity, using the KPSS test, which test the null for stationarity. The unit root tests rejected the null for integration at the 5% level only for inflows and generation time series, for both reservoir and run-of-river hydro. The null hypothesis for stationary in the KPSS test was not rejected only at the 1% level for

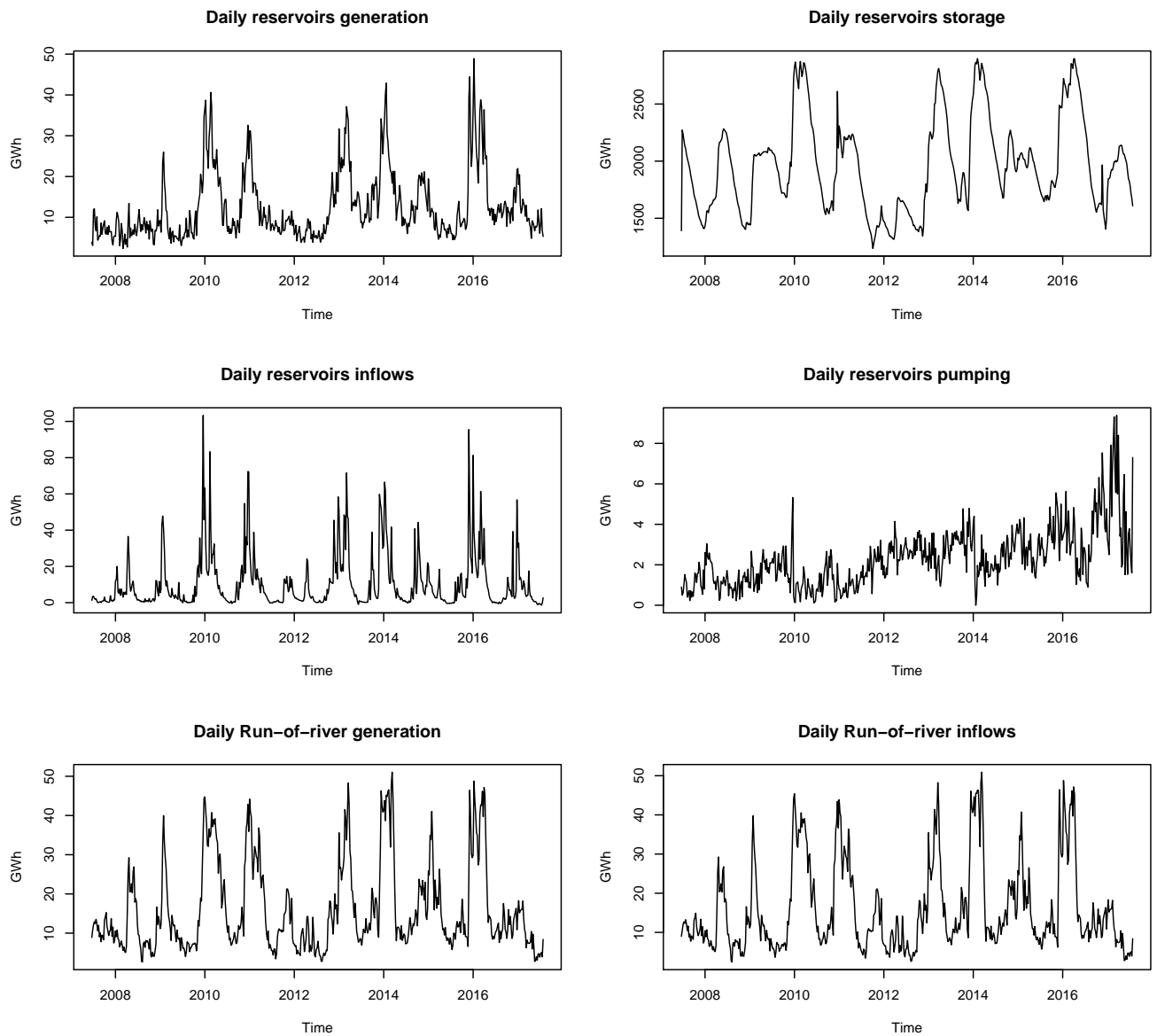


Figure 7: Hydro variables. Source: REN

Table 3: Unit root tests

variable	Adf-Test: None	Adf-Test: Const.	Adf-Test: Trend	DF-GLS: Const.	DF-GLS: Trend	KPSS: Const.	KPSS: Trend
Run of River Daily Generation (GWh)	-2.5078*	-4.4406	-4.4378	-4.2361	-4.2361	0.3124***	0.1757*
Run of River Daily Inflow (GWh)	-2.5004*	-4.3965	-4.3933	-3.8558	-4.2053	0.3191***	0.1736*
Reservoir Daily Generation (GWh)	-2.1029*	-3.9868	-4.0698	-2.5484*	-3.7352	0.9744	0.1878*
Reservoir Daily Storage (GWh)	-0.8410***	-3.5999	-3.6365*	-2.9543	-3.4361*	0.6545*	0.2123
Reservoir daily Inflow (GWh)	-4.2247	-7.5346	-7.5439	-4.8198	-5.3823	0.2237***	0.1277**
Reservoir Daily Pumping (GWh)	-1.9493**	-4.2931	-6.0820	-2.3598*	-6.0026	6.5387	0.2528
Congestion Hours per day	-2.7581	-3.2556*	-4.4457	-1.0336***	-3.7632	7.0559	1.6052
EDP's RSI	-0.0351***	-2.7825**	-4.4523	-1.5155***	-4.3428	9.8704	1.9893
Average daily wholesale Spanish Price (Euro/MWh)	-0.8431***	-3.9288*	-3.9437*	-2.5598*	-3.3533*	0.3061***	0.2676
SD Average daily wholesale Spanish Price (Euro/MWh)	-1.7644**	-4.6143	-4.8640	-4.1545	-4.2711	1.0341	0.2742
Price difference between Portugal and Spain (Euro/MWh)	-3.7444	-3.9541	-4.7662	-1.3865***	-3.7571	4.8424	1.2422
Renewables and Cogeneration ((GWh)	-0.9745***	-4.5904	-5.9904	-2.0222**	-4.7337	5.4663	0.6505
Demand (GWh)	-0.4734***	-6.18	-6.3283	-1.9302**	-3.2045*	0.6422*	0.0852***
Import Capacity (MW)	-0.5176***	-3.6575	-5.1595	-1.4856***	-4.7889	7.2986	0.4116

***significant at 10 pct level;** significant at 5 pct level; * significant at 1 pct level

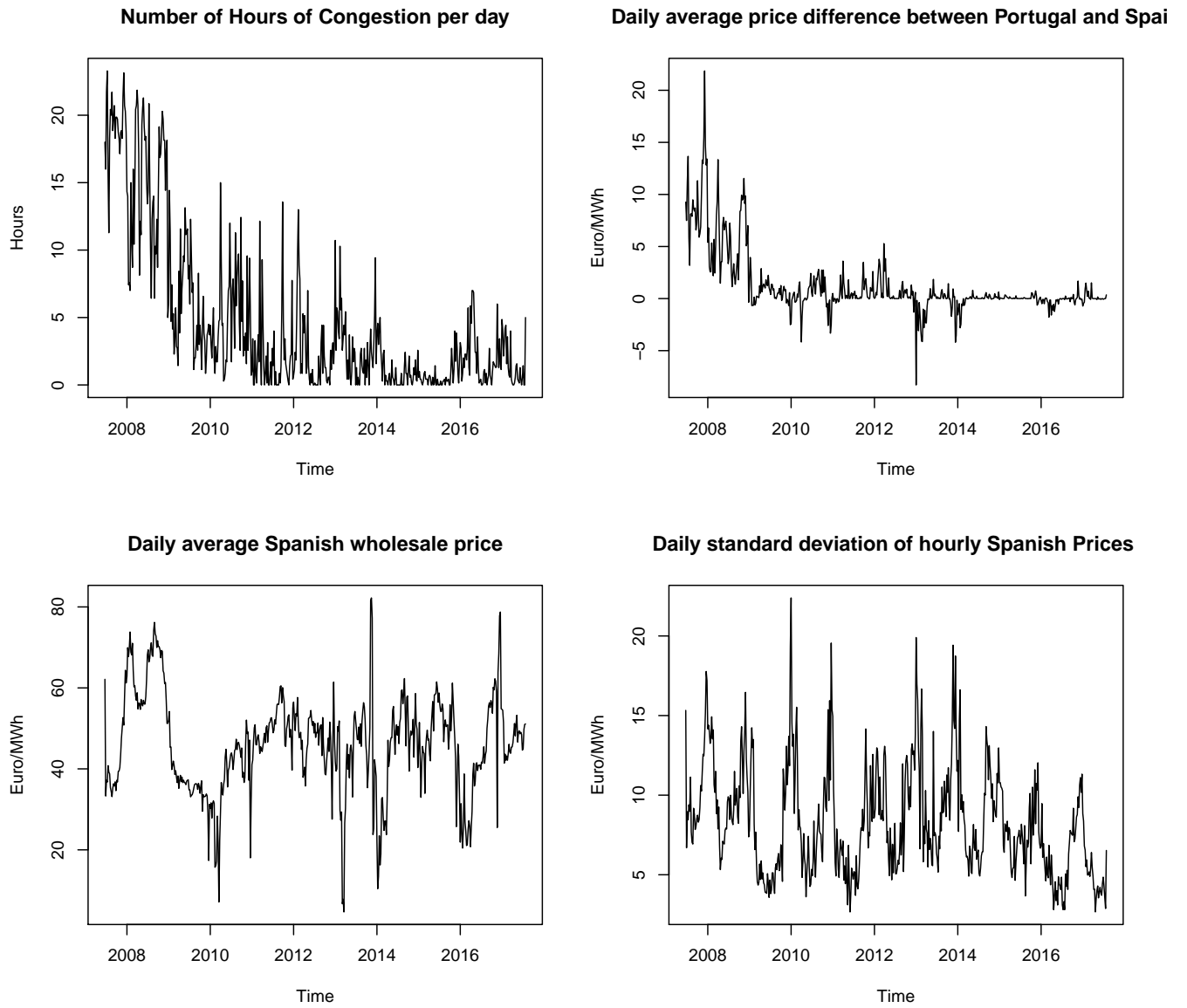


Figure 8: Price variables. Source: REN

inflows and generation time series. The tests for hydro storage and pumping did not reject the existence of a unit root.

The unit root DF-GLS test, with a drift / constant, revealed an unit root process on EDP's RSI, $PDIF_t$ and $CONG_t$ time series. For the other exogenous variables the null hypothesis of the existence of an unit root was not rejected at the 5% level.

Therefore, except for inflows and generation, all the variables included in the regression analysis have unit roots and there are no signs of deterministic trends or deterministic seasonality, indicating that these variables should be differenced to fulfill the requirement of stationarity and avoid spurious correlations.

3.3 Estimation of the impact of market power indexes on the aggregated generation of run-of-river hydro plants

The relation between the hydro output of run-of-river and each of the three indexes of market power - variables $PDIF_t$, $CONG_t$, and EDP's RSI -, was tested in regression analysis (see equation 9, where Δ represents the difference operator, and table 4). Regression coefficients were tested with Newey West standard errors corrected for autocorrelation and heteroskedasticity. All the estimations were run in R (see the code in Appendix IV).

The run-of-river model is quite simpler, because there is an almost perfect correlation between daily inflows ($INFLRoR_t$) and daily generation ($GENRoR_t$) (see figure 5 and table 4) and all indexes of market power have estimated parameters close to 0 or not statistically significant in relation with the generation output of run-of-river hydro plants. Therefore, there is empirical evidence that the reservoir storage limitations and the volatility of inflows do not allow for strategic behavior without reservoir constraints violation.

The EDP's RSI in differences estimated parameter sign, although not significant, is negative and inconsistent with theoretical predictions - the higher the RSI the lower is generation from hydro run-of-river plants, e.g. the lower the market power the higher the withholding effect - a result that will be analyzed in more detail in the next section. Besides inflows, the other drivers of run-of-river generation are renewables and cogeneration in differences (a positive variation of renewables will decrease current run-of-river generation) and demand (the higher the variation of demand, the higher the run-of-river generation). An increase of standard deviation of Spanish hourly prices also leads to lower generation, but the coefficient is only significant at the 10% level.

$$GENRoR_t = \beta_0 + \beta_1 INFLRoR_t + \beta_2 \Delta RSI_t + \beta_3 \Delta SPPrice_t + \beta_4 \Delta sdSPPrice_t + \beta_5 \Delta DEMD + \beta_6 \Delta RENW + weekday + \epsilon_t \quad (9)$$

Table 4: Run of River hydro regressions controlling for the impact of market power indexes

	Dependent variable: GEN_RoR_t		
	(1)	(2)	(3)
$INFLRoR_t$	0.995*** (0.001)	0.995*** (0.001)	0.995*** (0.001)
$\Delta EDP'sRSI_t$	-0.124 (0.189)		
$\Delta PDIF_t$		-0.003 (0.004)	
$\Delta CONG_t$			-0.004 (0.002)
$\Delta SPPrice_t$	0.004 (0.002)	0.003 (0.003)	0.003 (0.003)
$\Delta sdSPPrice_t$	-0.005* (0.003)	-0.005* (0.003)	-0.004 (0.003)
$\Delta DEMD_t$	0.005*** (0.002)	0.006*** (0.001)	0.006*** (0.001)
$\Delta RENW_t$	-0.003*** (0.001)	-0.004*** (0.001)	-0.004*** (0.001)
dummy_weekday	0.001 (0.027)	0.001 (0.027)	0.0002 (0.027)
Constant	0.192*** (0.024)	0.192*** (0.024)	0.193*** (0.024)
Adjusted R^2	0.99	0.99	0.99
F stat.	3.207e+5	3.207e+5	3.207e+5
N obs.	3715	3715	3715

Note: * p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

3.4 Estimation of the impact of market power indexes on the aggregated generation of reservoir hydro plants

The econometric modeling of hydro reservoirs adopted a VARX in differences for all hydro variables, capturing the short-term dynamics and interactions between endogenous hydro variables (a non structural VAR does not consider contemporaneous relations between endogenous variables) and the impacts of the contemporaneous exogenous variables variations, in particular, the market power indexes. Long run relations between hydro variables and market power indexes are not captured when the regression is conducted in differences. A VAR in levels would face the question of spurious regression given that almost all variables included in this analysis are non-stationary.

The purpose of the present VAR analysis is more focused on understanding the impacts of exogenous controls on the hydro endogenous variables, than to understand the long run relations between the endogenous hydro variables, for instance, using co-integration analysis. Furthermore, it is not clear that all the endogenous variables share the same order of integration - while storage and pumping are clearly integrated, for generation the null hypothesis of integration was rejected at the 5% level but not at the 1% level and reservoirs' inflows is clearly stationary - which may rule out a Vector Error Correction Model. Moreover, no co-integration was found between hydro variables and the exogenous controls, in particular market power indexes.

VAR models, presented in equations 10 to 13, were estimated with the package vars in R and lag selection was supported on the Schwartz Criteria. VAR coefficients were tested with Newey West standard errors corrected for autocorrelation and heteroskedasticity. The results are presented in tables 5 to 7 for weekly daily average values and in Appendix II for daily observations.

$$\begin{aligned}
\Delta GENR_t &= \sum_{j=1}^n \beta_{1j} \Delta GENR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{2j} \Delta STORR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{3j} \Delta PUMPR_{t-j} \\
&+ \sum_{j=1}^n \beta_{4j} \Delta INFLR_{t-j} + \beta_5 \Delta RSI_t + \beta_6 \Delta SPPrice_t + \beta_7 \Delta sdSPPrice_t + \\
&\beta_8 \Delta DEMD + \beta_9 \Delta RENW + weekday + \epsilon_t \quad (10)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta STORR_t &= \sum_{j=1}^n \beta_{1j} \Delta GENR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{2j} \Delta STORR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{3j} \Delta PUMPR_{t-j} \\
&+ \sum_{j=1}^n \beta_{4j} \Delta INFLR_{t-j} + \beta_5 \Delta RSI_t + \beta_6 \Delta SPPrice_t + \beta_7 \Delta sdSPPrice_t + \\
&\beta_8 \Delta DEMD + \beta_9 \Delta RENW + weekday + \epsilon_t \quad (11)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta PUMPR_t &= \sum_{j=1}^n \beta_{1j} \Delta GENR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{2j} \Delta STORR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{3j} \Delta PUMPR_{t-j} \\
&+ \sum_{j=1}^n \beta_{4j} \Delta INFLR_{t-j} + \beta_5 \Delta RSI_t + \beta_6 \Delta SPPrice_t + \beta_7 \Delta sdSPPrice_t + \\
&\beta_8 \Delta DEMD + \beta_9 \Delta RENW + weekday + \epsilon_t \quad (12)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta INFLR_t &= \sum_{j=1}^n \beta_{1j} \Delta GENR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{2j} \Delta STORR_{t-j} + \sum_{j=1}^n \beta_{3j} \Delta PUMPR_{t-j} \\
&+ \sum_{j=1}^n \beta_{4j} \Delta INFLR_{t-j} + \beta_5 \Delta RSI_t + \beta_6 \Delta SPPrice_t + \beta_7 \Delta sdSPPrice_t + \\
&\beta_8 \Delta DEMD + \beta_9 \Delta RENW + weekday + \epsilon_t \quad (13)
\end{aligned}$$

One challenge of hydro reservoirs modeling and scheduling is to choose the right planning time horizon. Unlike in run-of-river plants, the impact of inflows on reservoirs is much less direct. Inflows can be stored and storage allows to take generation decisions without concerns of current inflows being spillover. Current inflows can affect generation and storage but its impacts on decision making are more likely to be observed in next periods.

The VARs impulse response function based on daily observations showed very little short run influence from daily inflows variation to other hydro variables. Previous day increases in inflows have a slightly significant effect on generation - see figure 9 - but previous day inflows have no significant impact on storage (see figure 10; albeit the estimated

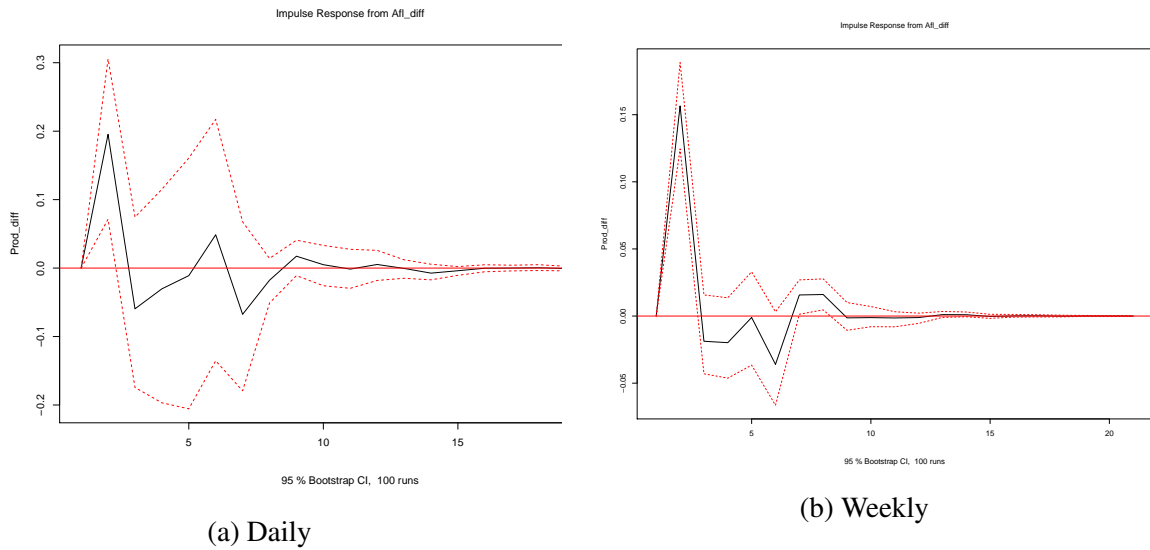
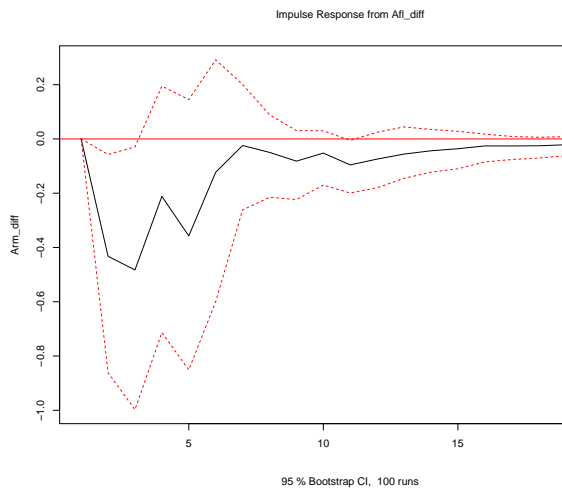


Figure 9: Impulse reaction functions of Reservoir generation in response to a change in inflows

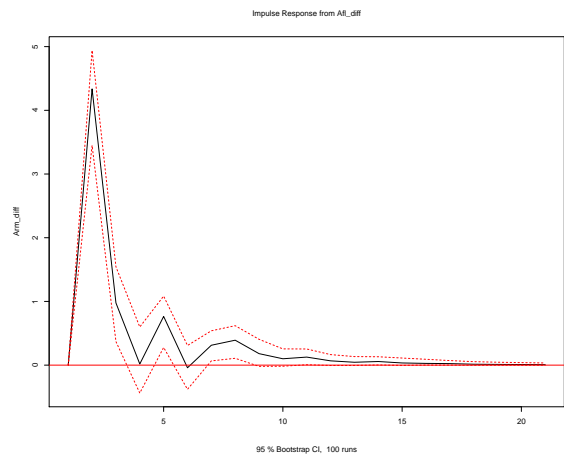
response of storage to inflows is negative, the confidence interval shows the estimated values are non significant).

To better understand the impact of inflows, it was calculated the weekly average values of each variable from which weekly differences were obtained in order to run a VAR in a weekly time horizon. On a weekly assessment, the change in inflows has an impact both on next periods (week) generation and storage, while the impact of inflows on pumping is not significant (see figures 9 to 11). The weekly time horizon is also adopted in models used by the Portuguese TSO, namely the model Valoragua developed by REN and which is also used to calculate competitive benchmarks for weekly generation schedules of EDP's hydro plants under the calculations of the Portuguese stranded costs compensation scheme. Because the weekly time horizon more adequately captures the impacts of inflows, providing the smoothing effect of a moving average, the VAR models were run both on a daily and weekly assessment, controlling for the impact of each of the three market power indexes.

General dynamics captured by the VARs reveals that increases in generation in previous periods have a significant negative impact both on current generation and on current storage variations. Positive increases of pumping and inflows, up to three weeks lag, have a significant positive effect in current generation and storage. The exogenous controls also have impacts on the decision variables. A positive change in demand has a positive impact in generation and a negative impact on storage and pumping. An increase in renewables and cogeneration leads to a negative variation in current generation but increases pumping. This effect is derived from the depressing impact of zero marginal cost renewables on prices, increasing the opportunities for pumping and making less interesting to generate. A positive variation of the Spanish price, the chosen benchmark for the competitive opportunity cost for hydro in Portugal, has a negative impact in generation, which can be regarded as a scarcity effect - the higher the opportunity cost the more the stored hydro resource is saved - while an increase of the standard deviation of hourly prices increases both gener-

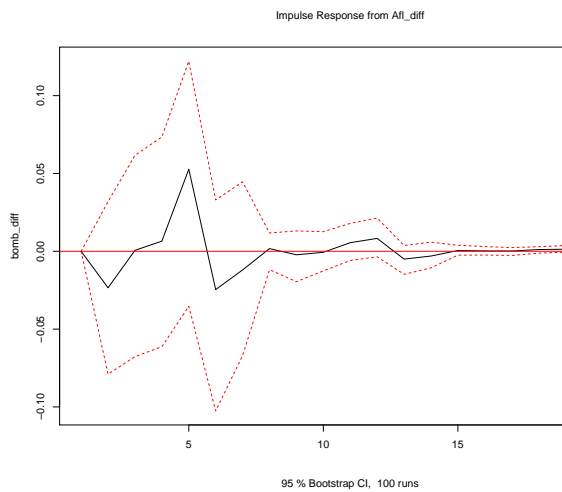


(a) Daily

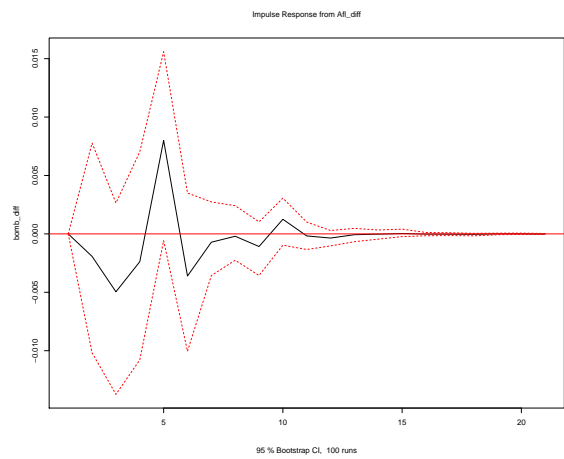


(b) Weekly

Figure 10: Impulse reaction functions of Reservoir storage in response to a change in inflows



(a) Daily



(b) Weekly

Figure 11: Impulse reaction functions of Reservoir pumping in response to a change in inflows

ation - hydro is used as an instrument for peak-shaving - and pumping - which arbitrages between high and low prices, therefore pumping increases when this gap is higher.

Table 5: Reservoir Hydro variables VAR controlling for the effect of Number of daily Congestion hours in differences ($\Delta CONG_t$) - Weekly daily averages

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
$\Delta GENR_{t-1}$	-0.278*** (0.051)	-3.080*** (1.009)	0.002 (0.014)	0.428*** (0.162)
$\Delta STORR_{t-1}$	-0.005** (0.002)	-0.122** (0.060)	-0.00002 (0.0005)	-0.001 (0.012)
$\Delta PUMPR_{t-1}$	0.324* (0.182)	1.452 (3.322)	-0.448*** (0.073)	1.116** (0.533)
$\Delta INFLR_{t-1}$	0.157*** (0.019)	4.336*** (0.492)	-0.002 (0.004)	-0.347*** (0.063)
$\Delta GENR_{t-2}$	-0.309*** (0.044)	-3.423*** (0.817)	0.007 (0.013)	0.282 (0.183)
$\Delta STORR_{t-2}$	0.006 (0.004)	0.230*** (0.081)	-0.0003 (0.0005)	-0.003 (0.005)
$\Delta PUMPR_{t-2}$	0.580*** (0.217)	2.131 (3.062)	-0.304*** (0.064)	1.600*** (0.619)
$\Delta INFLR_{t-2}$	0.102*** (0.026)	3.497*** (0.464)	-0.007 (0.005)	-0.390*** (0.100)
$\Delta GENR_{t-3}$	-0.206*** (0.078)	-2.946*** (0.863)	0.012 (0.015)	0.108 (0.155)
$\Delta STORR_{t-3}$	0.007** (0.003)	0.331*** (0.035)	-0.0003 (0.001)	-0.011* (0.006)
$\Delta PUMPR_{t-3}$	0.533*** (0.253)	4.912 (3.004)	-0.197*** (0.061)	1.420** (0.660)
$\Delta INFLR_{t-3}$	0.074** (0.030)	1.749*** (0.327)	-0.008 (0.005)	-0.233*** (0.086)
$\Delta GENR_{t-4}$	-0.149*** (0.045)	-2.270* (1.323)	-0.001 (0.010)	-0.156 (0.126)
$\Delta STORR_{t-4}$	0.002 (0.003)	0.187*** (0.050)	-0.001 (0.0004)	-0.013** (0.006)
$\Delta PUMPR_{t-4}$	0.155 (0.156)	2.362 (3.583)	-0.134*** (0.052)	0.018 (0.468)
$\Delta INFLR_{t-4}$	0.036 (0.025)	0.862 (0.572)	0.001 (0.004)	-0.135*** (0.051)
$\Delta CONG_t$	-0.023 (0.051)	-1.306 (0.852)	-0.007 (0.013)	-0.284* (0.152)
$\Delta RENW_t$	-0.060*** (0.018)	-0.331 (0.572)	0.026*** (0.005)	0.160*** (0.050)
$\Delta sdSPPrice_t$	0.160* (0.095)	4.285 (2.787)	0.036* (0.020)	0.265 (0.300)
$\Delta SPPrice_t$	-0.156*** (0.045)	-5.241*** (1.322)	-0.004 (0.007)	-0.814*** (0.129)
$\Delta DEMD_t$	0.163*** (0.034)	-2.221** (0.868)	-0.025*** (0.007)	0.104 (0.109)
Adjusted R^2	0.37	0.58	0.35	0.45
F stat.	15.52	35.19	14.75	21.26
N obs.	531	531	531	531

Note: *p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

All results are consistent with theoretical predictions of hydro usage, providing an adequate fit in order to analyse the impact of market power indexes. The results for the impact of daily congestion levels variation show that this index does not have an significant impact in any hydro variable (both on an daily and weekly assessment). It must be noted that a VAR model in differences does not capture the possible long run relation between transmission congestion and hydro performance.

An increase in the price difference between Portugal and Spain ($PDI F_t$), on a weekly assessment, has a negative impact on generation - revealing withholding - but also has a negative effect on storage, meaning that there was no withholding effect on overall storage. The negative correlation between contemporaneous price differences increases between Portugal and Spain and inflow variations, recommends a word of caution in the interpretation of these results. On the one hand, as previously demonstrated, short-term variations of inflows are less relevant for generation decisions than inflows variations in previous periods. On the other hand, in cascades of hydro plants in a same river, downstream reservoirs

inflows depend on the generation of upstream hydro reservoirs. Lower generation in current period will lead to less inflows in downstream hydro plants in the current period. Therefore, the negative contemporaneous correlation between inflows variations and price differences ($PDIF_t$) variations could be explained by the effect of this index on overall generation. The overall performance of the $PDIF_t$ index suggests that there is a negative correlation between market power and hydro generation.

Table 6: Reservoir Hydro variables VAR controlling for the effect of price difference between Portugal and Spain in differences ($\Delta PDIF_t$)- Weekly daily averages

Dependent variable:				
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
$\Delta GENR_{t-1}$	-0.250*** (0.049)	-2.522** (0.977)	0.001 (0.014)	0.502*** (0.140)
$\Delta STORR_{t-1}$	-0.004* (0.002)	-0.099* (0.055)	-0.0001 (0.0005)	0.002 (0.010)
$\Delta PUMPR_{t-1}$	0.305* (0.180)	1.105 (3.324)	-0.447*** (0.073)	1.074** (0.533)
$\Delta INFLR_{t-1}$	0.141*** (0.017)	4.034*** (0.479)	-0.001 (0.004)	-0.388*** (0.054)
$\Delta GENR_{t-2}$	-0.296*** (0.041)	-3.103*** (0.753)	0.007 (0.013)	0.333** (0.164)
$\Delta STORR_{t-2}$	0.006* (0.004)	0.238*** (0.080)	-0.0003 (0.0005)	-0.002 (0.005)
$\Delta PUMPR_{t-2}$	0.483** (0.209)	0.170 (3.103)	-0.301*** (0.065)	1.335** (0.638)
$\Delta INFLR_{t-2}$	0.088*** (0.027)	3.215*** (0.453)	-0.006 (0.005)	-0.427*** (0.080)
$\Delta GENR_{t-3}$	-0.204*** (0.075)	-2.851*** (0.867)	0.013 (0.015)	0.126 (0.144)
$\Delta STORR_{t-3}$	0.006** (0.003)	0.304*** (0.031)	-0.0003 (0.001)	-0.015*** (0.005)
$\Delta PUMPR_{t-3}$	0.527** (0.247)	4.824 (2.976)	-0.196*** (0.061)	1.411** (0.706)
$\Delta INFLR_{t-3}$	0.063** (0.029)	1.521*** (0.317)	-0.007 (0.005)	-0.265*** (0.076)
$\Delta GENR_{t-4}$	-0.123*** (0.041)	-1.697 (1.141)	-0.001 (0.011)	-0.073 (0.119)
$\Delta STORR_{t-4}$	0.001 (0.003)	0.173*** (0.050)	-0.001 (0.0004)	-0.014*** (0.005)
$\Delta PUMPR_{t-4}$	0.125 (0.144)	1.818 (3.538)	-0.132** (0.051)	-0.047 (0.452)
$\Delta INFLR_{t-4}$	0.035 (0.023)	0.846 (0.548)	0.001 (0.004)	-0.137*** (0.048)
$\Delta PDIF_t$	-0.441*** (0.135)	-9.068*** (2.394)	0.015 (0.031)	-1.238*** (0.293)
$\Delta RENW_t$	-0.072*** (0.018)	-0.554 (0.610)	0.026*** (0.005)	0.130*** (0.048)
$\Delta sdSPPrice_t$	0.170* (0.097)	4.294 (2.618)	0.034* (0.020)	0.240 (0.317)
$\Delta SPPrice_t$	-0.182*** (0.046)	-5.729*** (1.362)	-0.002 (0.008)	-0.874*** (0.126)
$\Delta DEMD_t$	0.171*** (0.032)	-2.086*** (0.771)	-0.026*** (0.007)	0.119 (0.098)
Adjusted R^2	0.39	0.60	0.35	0.46
F stat.	17.17	38.58	14.75	22.62
N obs.	531	531	531	531

Note: * p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

EDP's RSI impact on generation is strongly related to the way this index was constructed and the way renewables variations affect its performance. When zero marginal cost renewables increase, two effects are observed: EDP's residual demand decreases and, therefore, the RSI increases reflecting the higher available competitive generation; prices are driven to lower levels, reflecting the increase of less costly generation. EDP's RSI partially captures the effect of renewables increases, which is confirmed by the VAR's coefficient for variations of renewables (variable $RENW_t$), which changes signal compared to the previous VARs. This means that when renewables increase, because of the reduced prices, the natural incentives, even for a competitive agent, are to withhold hydro generation. Therefore, the withholding effect is not related with an increase of market power

through higher residual demand. The withholding effect when EDP's RSI indicates more competitive available generation is significant in both VAR in differences for daily observations and for weekly observations.

EDP's RSI has also a significant impact in pumping: when residual demand decreases as result of an increase of less costly renewable generation, pumping increases, which is consistent with a competitive behavior. The effect of EDP's RSI on storage is different from the impact on generation and pumping: when EDP's RSI decreases, storage increases, which is an withholding effect related with market power - the signs are negative both for daily and weekly VARs but it is only significant for daily VAR. The impact of EDP's RSI on current storage could be also explained by inflows, which are negatively correlated with EDP' RSI (when EDP's RSI decrease both inflows and storage increase).

The results obtained for EDP's RSI showed that the incorporation of renewables on the RSI calculation presents some challenges. EDP's RSI was calculated combining two different sets of generation, namely capacity that is available and can be used - thermal conventional and import capacity - and actual renewable generation. Using instead the renewables' theoretical capacity (and not the actual renewable generation) would lead to the over evaluation of renewable generation competition threat, given the low usage rate of renewables generating capacity and the fact that this source of generation is not controllable (renewables depend on the availability of natural resources that are volatile and difficult to predict, like wind).

In summary, EDP's RSI provided a correlation between higher market power and hydro withholding only for storage but not for generation and pumping. The impact of market splitting mechanism on hydro performance was only noticeable for the $PDI F_t$ index: when Portugal becomes an isolated price zone, the higher the price difference against Spain, the lower was generation from hydro reservoirs, suggesting a withholding effect from market power. Transmission bottlenecks itself were not enough to produce sensible impacts on generation. The impact of market splitting on hydro variables was only noticeable when significant price differences emerged between Portugal and Spain (price differences between Portugal and Spain, due to market splitting, were higher in years 2007 and 2008).

Table 7: Reservoir Hydro variables VAR controlling for the effect EDP's RSI in differences - Weekly daily averages

<i>Dependent variable:</i>				
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
$\Delta GENR_{t-1}$	-0.276*** (0.052)	-3.081*** (1.005)	0.002 (0.014)	0.425*** (0.143)
$\Delta STORR_{t-1}$	-0.003 (0.002)	-0.101** (0.045)	-0.0003 (0.0005)	0.001 (0.012)
$\Delta PUMPR_{t-1}$	0.276 (0.180)	0.907 (3.364)	-0.440*** (0.068)	1.061** (0.535)
$\Delta INFLR_{t-1}$	0.159*** (0.019)	4.377*** (0.479)	-0.002 (0.004)	-0.341*** (0.060)
$\Delta GENR_{t-2}$	-0.302*** (0.041)	-3.258*** (0.822)	0.006 (0.012)	0.310* (0.162)
$\Delta STORR_{t-2}$	0.006* (0.004)	0.235*** (0.076)	-0.0003 (0.0004)	-0.003 (0.005)
$\Delta PUMPR_{t-2}$	0.568*** (0.204)	2.014 (3.053)	-0.302*** (0.057)	1.590** (0.639)
$\Delta INFLR_{t-2}$	0.099*** (0.025)	3.476*** (0.469)	-0.006 (0.005)	-0.391*** (0.085)
$\Delta GENR_{t-3}$	-0.182** (0.072)	-2.594*** (0.726)	0.009 (0.015)	0.154 (0.149)
$\Delta STORR_{t-3}$	0.006* (0.003)	0.309*** (0.031)	-0.0002 (0.001)	-0.014** (0.006)
$\Delta PUMPR_{t-3}$	0.513** (0.237)	4.692 (3.030)	-0.193*** (0.050)	1.399** (0.693)
$\Delta INFLR_{t-3}$	0.066** (0.029)	1.638*** (0.299)	-0.007 (0.005)	-0.247*** (0.076)
$\Delta GENR_{t-4}$	-0.143*** (0.043)	-2.143* (1.180)	-0.001 (0.010)	-0.136 (0.121)
$\Delta STORR_{t-4}$	0.002 (0.003)	0.186*** (0.046)	-0.001 (0.0004)	-0.013** (0.006)
$\Delta PUMPR_{t-4}$	0.218 (0.155)	3.244 (3.135)	-0.143*** (0.047)	0.131 (0.469)
$\Delta INFLR_{t-4}$	0.025 (0.024)	0.732 (0.468)	0.003 (0.004)	-0.150*** (0.054)
$\Delta EDP's RSI_t$	-18.532*** (4.016)	-233.143 (154.481)	3.067*** (0.849)	-26.564** (11.361)
$\Delta RENW_t$	0.054* (0.031)	1.119* (0.621)	0.007 (0.008)	0.326*** (0.102)
$\Delta sdSPPrice_t$	0.113 (0.092)	3.443 (2.342)	0.041* (0.021)	0.135 (0.327)
$\Delta SPPPrice_t$	-0.126*** (0.039)	-4.798*** (1.122)	-0.008 (0.007)	-0.755*** (0.117)
$\Delta DEMD_t$	0.034 (0.038)	-3.871** (1.752)	-0.004 (0.008)	-0.088 (0.120)
Adjusted R^2	0.40	0.59	0.37	0.45
F stat.	18.06	36.91	15.64	21.56
N obs.	531	531	531	531

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

4 Estimation of the impact of market power indexes on hydro variables of individual reservoir hydro power plants

Hydro reservoir power plants main characteristics and performance data for generation, storage and inflows between 2007-2017 are presented in tables 8 and 9. Total reservoir capacity amounts to approximately 2977 GWh. Six reservoir concentrate 80% of storage in Portugal mainland, namely Alto Rabagão (which accounts for nearly one third of total reservoir capacity), Alqueva, Cabril, Castelo de Bode and Paradela. More than half of storage is concentrated in the basin of river Cávado (Alto Rabagão, Paradela, Salamonde, Caniçada and Vilarinho das Furnas), most of which are pump storage.

For Caldeirão and Paradela no inflow data is publicly provided by REN. Vila Nova / Venda Nova statistical unit was aggregated with the values of Frades II, which shares the same reservoir as Vila Nova - Venda Nova.

Table 8: Hydro Power Plants main characteristics and performance data for generation and storage between 2007-2017. Source: REN, ERSE (2001)

Hydro Plant	Type	Commissioning Year	River	Pump Cap.	Power (MW)	Storage Cap. (GWh)	Annual Generation (GWh)
Caldeirão	Reservoir	1994	Mondego	no	40.00	1.5	15,550
Aguieira	Reservoir	1981	Mondego	yes	336.00	39.2	337,221
Raiva	Reservoir	1982	Mondego	no	24.00	0.5	38,409
Cabril	Reservoir	1954	Zêzere (Tejo)	no	108.00	339.3	270,459
Bouçã	Reservoir	1955	Zêzere (Tejo)	no	44.00	-	139,210
Castelo de Bode	Reservoir	1951	Zêzere (Tejo)	no	159.00	159.5	300,867
Pracana	Reservoir	1950	Ocreza (Tejo)	no	41.00	9.8	42,845
Alto Lindoso	Reservoir	1992	Lima	no	630.00	224.6	746,687
Touvedo	Reservoir	1993	Lima	no	22.00	0.2	61,917
Alto Rabagão	Reservoir	1964	Rabagão (Cávado)	yes	68.00	973.1	88,998
Vila/Venda Nova	Reservoir	1951	Rabagão (Cávado)	yes	135.00	125.2	787,798
Paradela	Reservoir	1956	Cávado	no		222.5	
Salamonde	Reservoir	1953	Cávado	yes	42.00	26.9	231,226
Vilarinho Furnas	Reservoir	1972	Homem (Cávado)	yes	125.00	137.9	157,837
Caniçada	Reservoir	1954	Cávado	no	62.00	32.0	281,938
VilarTabuaço	Reservoir	1965	Távora (Douro)	no	58.00	115.6	108,184
Torrão	Reservoir	1988	Tâmega (Douro)	yes	140.00	8.3	149,503
BaixoSaborMontante	Reservoir	2015	Sabor (Douro)	yes	140.00	96.5	169,099
BaixoSaborJusante	Reservoir	2015	Sabor (Douro)	no	0.00	3.9	38,008
Foz Tua	Reservoir	2017	Tua (Douro)	yes	270.00	4.2	105,158
Alqueva	Reservoir	2002	Guadiana	yes	500.00	442.6	614,807
Ribeiradio	Reservoir	2016	Vouga	no	70.00		74,414

During the period under analysis, three hydro plants expanded their capacity - new hydraulic circuits were built and generating units installed -, namely in Alqueva, Salamonde and Vila/Venda Nova (Frades II) plants, and four other were commissioned from newly built reservoirs, namely in Foz Tua, Ribeiradio, Baixo Sabor Montante and Baixo Sabor Jusante.

The number of hydro power plants that are able to work as pump storage also grew from six in 2007 (Aguieira, Alqueva, Alto Rabagão, Torrão, Vila/Venda Nova and Vilar-

inho) to ten in 2017 (Foz Tua, Baixo Sabor Montante and Baixo Sabor Jusante were built with this feature, while Salamonde's new generation unit has pumping capability). Pump storage units are less dependent on inflows to generate, in fact, are more dependent on price volatility, arbitraging price differences between periods, pumping in low price periods and generating in high price periods. Because there are efficiency losses - the energy spent in pumping is higher than the energy that can be generated with the pumped water flow-, the price difference must be high enough to compensate for those losses.

During this period, following the acquisition of Alqueva by EDP from the state-owned company EDIA, EDP committed before the Portuguese Competition Authority to concede the management of Aguieira to a third party in order to get the acquisition approval. Between April 2009 and March 2014, Aguieira pump storage reservoir was managed by Iberdrola, a Spanish based generator.

Alqueva, Aguieira and Castelo de Bode are multipurpose reservoirs, with restrictions on the full usage of the reservoir, e.g. the stored water, for energy generation. Alqueva and Aguieira water reservoirs are used for agriculture irrigation, while Castelo de Bode supports the supply of fresh water to Lisbon metropolitan area, the largest urban area in Portugal.

In table 9, inflows are characterized for each hydro reservoir with two simple statistics, namely average inflow in m³/s and standard deviation of inflow, for the 10 year period under analysis, from which is calculated how many days of average inflow can be accommodated in existing working storage. In general, inflows standard deviation is higher than inflows annual average. Two indicators of inflow were considered, namely average inflow and average inflow plus standard deviation. This second measure aims at evaluating higher inflows levels in the statistical inflow distribution, values which are probable and have to be taken into account in order to avoid spillovers.

The reservoirs that can accumulate more days of average inflow are Alqueva, Alto Rabagão, Castelo de Bode and Baixo Sabor Montante, with the capability to accommodate more than one year of inflows. Cabril has a large reservoir but, given the relatively high inflows, it can only accommodate half a year of inflows. Vilar Tabuaço and Caniçada have lower storage but, given the lower inflows, can accommodate more than half a year of inflows. Alto Lindoso and Paradela have also important reservoirs. Ten hydro plants cannot reach half a year of inflows and 7 cannot reach a quarter year of inflows.

After adding the standard deviation to average inflow, e.g. considering a measure of volatility, only Alto Rabagão can reach one year of inflows. Alqueva, because of high standard deviation, stands below half a year of storage. Castelo de Bode has the second highest storage given volatility and Baixo Sabor Montante can nearly store more than one quarter year of inflows (Baixo Sabor's series of data is much shorter than for other hydro power plants, due to the fact that it was only commissioned in 2016, therefore its statistics are less reliable). Fourteen hydro reservoir have less than one quarter of a year of storage, given average inflow plus standard deviation.

Following the theoretical results obtained in chapter 2, the obvious candidates for strate-

Table 9: Reservoir Hydro Power Plants performance data for storage and inflows between 2007-2017. Source: REN, ERSE(2001)

Hydro Plant	Working Storage Capacity (hm ³)	Average inflow (m ³ /s)	St.Dev Inflow (m ³ /s)	Storage Days Average Inflow	Storage Days Average+SD Inflow
Caldeirão	3.50	2.90			
Aguieira	216.00	33.10	69.70	75.60	24.30
Raiva	12.00	3.10	6.50	44.80	14.40
Cabril	615.00	38.30	63.40	185.70	69.90
Bouçã	7.90	0.00	0.00	0.00	0.00
Castelo de Bode	902.50	15.80	43.60	663.20	175.90
Pracana	95.60	13.40	38.10	82.80	21.50
Alto Lindoso	347.90	38.30	59.40	105.00	41.20
Touvedo	4.50	6.90	15.20	7.50	2.40
Alto Rabagão	550.10	6.00	12.10	1053.80	350.20
Vila Venda Nova	92.10	7.10	13.30	149.60	52.30
Paradela	158.20				
Salamonde	55.00	9.20	15.50	69.60	25.90
Vilar. Furnas	69.70	5.80	12.70	138.50	43.50
Caniçada	144.40	7.80	16.50	213.50	68.60
VilarTabuaço	95.50	3.80	9.30	290.50	84.10
Torrão	58.50	65.80	130.50	10.30	3.50
BaixoSaborMontante	630.00	22.70	53.80	321.40	95.40
BaixoSaborJusante	0.00	1.60	6.00	0.00	0.00
Foz Tua	28.00	10.60	15.20	30.50	12.50
Alqueva	3150.00	58.60	187.10	621.90	148.30
Ribeiradio	49.00	19.10	44.20	29.70	9.00

gic use are the ones with higher capability to accommodate its inflows, namely Alqueva, Alto Rabagão and Castelo de Bode. To test this hypothesis, a VAR regression, on weekly daily averages, was conducted for each of the reservoirs in order to control the impact of market power indexes, namely average price difference between Portugal and Spain ($PDI F_t$), number of congestion hours ($CONG_t$) and EDP's RSI.

Given the fact that 12 hydro plants do not have the ability to pump, the VARs in these cases omitted pumping. The regression models included dummies reflecting capacity expansion during the period under analysis, namely in the case of Vila / Venda Nova, Alqueva and Salamonde. In the case of Aguieira a dummy was introduced to reflect the period in which this hydro reservoir was under the management by Iberdrola. Alqueva VAR model also included a dummy to reflect the period where it was managed by its previous owner (EDIA), during the first four months after IEM creation.

The fitted VAR model for the individual hydro reservoirs regressions was similar to the one tested in the previous section for the aggregated hydro reservoirs variables. Individual reservoir VAR models lag selection was supported on the Akaike Information Criteira. Coefficients were tested with Newey West standard errors corrected for autocorrelation and heteroskedasticity. The VAR results for each power plant and each market power index are presented in Appendix V. The estimated effect on each endogenous variables for each market power index and for each hydro plant is presented in tables 10 to 12.

The impact of congestion levels in hydro variables performance was less significant

Table 10: Impact of number of hours of transmission congestion - in differences - ($\Delta CONG_t$) on hydro variables in individual reservoirs

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Alqueva $\Delta CONG_t$	-29.258** (11.508)	-0.008 (0.092)	-0.308 (8.490)	-3.490* (1.906)
Aguieira $\Delta CONG_t$	-7.368 (6.005)	-0.061 (0.041)	-6.832* (3.866)	-0.380 (0.581)
AltoRabagao $\Delta CONG_t$	2.635 (2.835)	-0.365 (0.401)	-1.668 (2.206)	-0.241* (0.139)
BaixoSaborJusante $\Delta CONG_t$	4.390 (8.843)	0.007 (0.038)	5.156 (4.616)	-0.049 (0.182)
Baixo_Sabor_Montante $\Delta CONG_t$	21.249 (29.392)	0.746 (0.478)	-13.089 (13.923)	4.446 (2.928)
Salamonde $\Delta CONG_t$	-2.690 (3.108)	-0.052* (0.028)	1.776* (1.063)	-0.360** (0.155)
Torrao $\Delta CONG_t$	7.703 (18.352)	-0.024 (0.033)	-12.156 (8.236)	-0.228 (3.061)
Vila_VendaNova $\Delta CONG_t$	-1.771 (10.544)	-0.078 (0.092)	0.812 (6.534)	-0.290** (0.130)
VilarinhoF $\Delta CONG_t$	-7.109** (3.482)	-0.134 (0.090)	-0.340 (0.701)	-0.277** (0.109)
AltoLindoso $\Delta CONG_t$	12.452 (17.455)	-0.409* (0.212)		-1.411** (0.550)
Cabril $\Delta CONG_t$	7.444 (4.817)	-0.222 (0.229)		-0.297 (0.773)
Canicada $\Delta CONG_t$	-3.174 (3.360)	-0.028** (0.011)		-0.286** (0.140)
CasteloBode $\Delta CONG_t$	5.583 (6.980)	-0.096* (0.055)		-0.893* (0.501)
Pracana $\Delta CONG_t$	-0.960 (2.361)	-0.024 (0.023)		-0.239 (0.447)
Raiva $\Delta CONG_t$	-1.322 (1.160)	0.00002 (0.001)		-0.058 (0.046)
Ribeiradio $\Delta CONG_t$	35.526*** (12.266)	0.185** (0.076)		3.860** (1.910)
Tabuaco $\Delta CONG_t$	3.552 (2.165)	-0.004 (0.047)		-0.025 (0.090)
Touvedo $\Delta CONG_t$	0.186 (1.267)	0.0004 (0.001)		-0.237 (0.144)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 11: Impact of price differences between Portugal and Spain - in differences - ($PDIF_t$) on hydro variables in individual reservoirs

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Alqueva $\Delta PDIF_t$	-16.856 (18.324)	-0.543** (0.213)	-32.635* (17.111)	-6.453** (3.158)
Aguieira $\Delta PDIF_t$	-63.665*** (13.502)	0.040 (0.129)	7.099 (11.795)	-4.460*** (1.266)
AltoRabagao $\Delta PDIF_t$	6.979* (3.937)	-2.483** (1.143)	-6.681 (4.551)	-0.667*** (0.220)
BaixoSaborJusante $\Delta PDIF_t$	-66.434** (30.572)	-0.257*** (0.098)	10.936 (10.307)	-0.677 (0.785)
Baixo_Sabor_Montante $\Delta PDIF_t$	-194.424*** (71.072)	-3.223** (1.325)	54.213 (43.894)	-17.816** (7.419)
Salamonde $\Delta PDIF_t$	-10.642** (4.992)	-0.079 (0.054)	-0.224 (2.081)	-0.398 (0.303)
Torrao $\Delta PDIF_t$	-220.089*** (27.378)	-0.103 (0.100)	59.467** (23.286)	-33.365*** (7.254)
Vila_VendaNova $\Delta PDIF_t$	-38.037 (28.707)	-0.285 (0.331)	31.781** (15.567)	-0.637*** (0.234)
VilarinhoF $\Delta PDIF_t$	-32.324*** (11.783)	-0.435*** (0.129)	2.072 (2.291)	-0.526** (0.241)
AltoLindoso $\Delta PDIF_t$	-153.474*** (57.388)	-1.538*** (0.393)		-3.194*** (0.980)
Cabril $\Delta PDIF_t$	-0.180 (8.041)	-1.513*** (0.320)		-5.827*** (1.467)
Canicada $\Delta PDIF_t$	-17.097** (6.708)	-0.043 (0.031)		-0.394 (0.281)
CasteloBode $\Delta PDIF_t$	-21.389 (16.846)	-0.560*** (0.112)		-3.484*** (0.790)
Pracana $\Delta PDIF_t$	-15.183*** (4.383)	-0.156*** (0.037)		-2.148*** (0.731)
Raiva $\Delta PDIF_t$	-10.365*** (2.392)	-0.003 (0.002)		-0.138 (0.094)
Ribeiradio $\Delta PDIF_t$	-126.941** (52.889)	-0.714** (0.356)		-13.545* (7.277)
Tabuaco $\Delta PDIF_t$	-7.544* (4.053)	-0.370*** (0.081)		-0.535*** (0.170)
Touvedo $\Delta PDIF_t$	-6.821*** (2.086)	-0.002* (0.001)		-0.465 (0.305)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 12: Impact of EDP's RSI - in differences - on hydro variables in individual reservoirs

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Alqueva $\Delta EDP'sRSI_t$	1,272.485 (1,073.585)	0.626 (6.144)	680.796 (679.053)	133.322 (138.950)
Aguieira $\Delta EDP'sRSI_t$	-1,225.151* (626.263)	2.172 (1.805)	965.746*** (232.143)	-120.304** (49.849)
AltoRabagao $\Delta EDP'sRSI_t$	-737.470*** (219.034)	-101.291 (75.986)	-203.784* (112.019)	-25.951*** (8.634)
BaixoSaborJusante $\Delta EDP'sRSI_t$	79.104 (171.670)	1.228 (1.062)	56.458 (118.135)	-10.368 (9.479)
Baixo_Sabor_Montante $\Delta EDP'sRSI_t$	1,059.216 (827.341)	-19.324** (9.060)	-1,100.488 (716.159)	-119.430** (47.682)
Salamonde $\Delta EDP'sRSI_t$	-320.103** (144.464)	-1.520 (1.977)	65.042 (87.344)	-33.988*** (12.455)
Torrao $\Delta EDP'sRSI_t$	-263.840 (438.025)	1.546 (1.868)	-68.094 (225.981)	-28.621 (76.659)
Vila_VendaNova $\Delta EDP'sRSI_t$	-4,178.332*** (1,060.853)	-29.420* (16.040)	1,614.872*** (546.235)	-35.552*** (10.607)
VilarinhoF $\Delta EDP'sRSI_t$	-1,263.174*** (421.247)	-10.847 (6.784)	211.603** (102.709)	-15.775* (8.352)
AltoLindoso $\Delta EDP'sRSI_t$	-5,954.961*** (2,288.261)	-33.785 (23.233)		-139.854*** (45.183)
Cabril $\Delta EDP'sRSI_t$	-924.331** (384.281)	35.573** (15.716)		-37.414 (43.035)
Canicada $\Delta EDP'sRSI_t$	-630.429*** (201.035)	-0.421 (1.052)		-34.034*** (12.680)
CasteloBode $\Delta EDP'sRSI_t$	-1,139.842*** (381.822)	-5.069 (5.729)		-44.888 (28.246)
Pracana $\Delta EDP'sRSI_t$	-150.053 (97.485)	1.351 (0.836)		-18.699 (23.175)
Raiva $\Delta EDP'sRSI_t$	-163.035** (77.097)	-0.183*** (0.044)		-7.109** (3.060)
Ribeiradio $\Delta EDP'sRSI_t$	-503.485** (244.124)	-3.407** (1.627)		-64.682 (43.017)
Tabuaco $\Delta EDP'sRSI_t$	-695.176*** (183.514)	-7.523* (4.317)		-15.700*** (6.996)
Touvedo $\Delta EDP'sRSI_t$	-213.240*** (65.587)	-0.060 (0.041)		-20.647 (15.094)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

than the other two market power indexes. Only Alqueva and Vilarinho das Furnas show an withholding effect on generation when transmission congestion increases. Salamonde's pumping increases when congestion hours increases while in Agueira the effect of congestion is the opposite - to some extent this result could be explained by the fact that during 5 years of the period under analysis Agueira was managed by a third party with no market power in Portugal.

The price difference between Portugal and Spain ($PDIF_t$) impact on generation was significant in most hydro reservoirs generation, even smaller ones, but it was not significant on higher capacity reservoirs like Alqueva, Vila / Venda Nova, Castelo de Bode and Cabril. The impact of $PDIF_t$ was positive in pumping in reservoirs like Torrao and Vila / Venda Nova, suggesting the possible strategic use of pumping capacities when price differences between Portugal and Spain increase.

The impact of $PDIF_t$ on generation, although not providing full proof consistent results, does not contradict the main theoretical hypothesis that relates hydro generation withholding with market power. Price difference between Portugal and Spain impacts' on generation reveal that most, even the smaller reservoirs, can withhold generation when potential market power measured by the price difference between countries is higher. It must be noted that the VAR in differences captures short term effects, and these results show that, in the short-run, most hydro reservoirs can adjust to market conditions, making less relevant how large is the storage. To capture long term effects, a VAR in levels would be required, but given the non-stationarity of most time series included in this analysis its results would

be unreliable.

The impact of EDP's RSI reveal that an increase of the RSI (lower residual demand) has generally a significant negative impact in generation in most hydro reservoirs, with a few exceptions: it is negative but non significant in Pracana and Torrao, and it is positive for Alqueva and Baixo Sabor Montante and Jusante. Except for these cases, these results demonstrate that most hydro reservoirs withhold generation when face a lower residual demand or more competition, a result that is derived from higher renewables which depresses prices and discourages generation. This result is similar to the one obtained for hydro reservoirs at the aggregated level.

A withholding effect was observed in storage (storage increases when EDP's RSI decreases) in two pumping units, namely Baixo Sabor Montante and Vila-Venda Nova but also in smaller reservoirs like Raiva, Ribeiradio and Tabuaco. The impact of an increase of EDP's RSI on pumping is positive in Aguieira and Vila-Venda Nova (pumping increases when residual demand lowers), but is negative in Alto Rabagao, meaning that this power plant increases pumping when EDP's residual demand is higher. This latter result suggests that pumping could have been used for strategic purposes, like for instance increase the price of energy when EDP's RSI reveal less competition.

EDP's RSI results are strongly related with renewables performance. When wind power is high, prices are lower and the rational management of hydro, even for a competitive player, is to store or pumping hydro resources for latter generation.

The general results on individual VAR regressions suggest that most hydro reservoirs are able to withhold when renewables are high and prices are low but also when EDP faces less competition and price differences against Spain were significant.

VAR Regression analysis reveals that Alto Rabagão's output generation, despite the fact that it is the largest reservoir, is not influenced by market power indexes, against the initial intuition given its high storage capacity. This fact may be explained by Alto Rabagão's low max output (only 90 MW). Castelo Bode also revealed to be not sensitive to any market power indexes, against initial intuition - a possible explanation is that Castelo de Bode faces restrictions on its market behavior derived from being the reservoir that supplies fresh water to the largest metropolitan area in Portugal.

VAR results suggest that, generally, the ability to either generate or to pump allows for more strategic behavior. Not only Alqueva, with the second highest reservoir, but also Vila-Venda Nova, and Baixo Sabor Montante, with a much lower reservoir capacity, show that pumping increases the ability for hydro strategic use. Cávado cascade system - see figure 12-, given its high reservoir capacity - the largest reservoir being Alto Rabagão, at the head of the system - and with several hydro reservoirs with pumping capacity, possess the highest potential for strategic usage, as confirmed by the VAR results: Vila-Venda Nova pumping increases with higher price differences against Spain and increases storage when EDP's RSI reveal less competition from third parties, Vilarinho das Furnas lowers generation when congestion increases, Salamonde increases pumping when congestion increases, and Alto Rabagão increases pumping when EDP's RSI decreases, revealing less

competition from third parties. Cávado joint cascade management enhances the potential for strategic behavior of each individual reservoir.

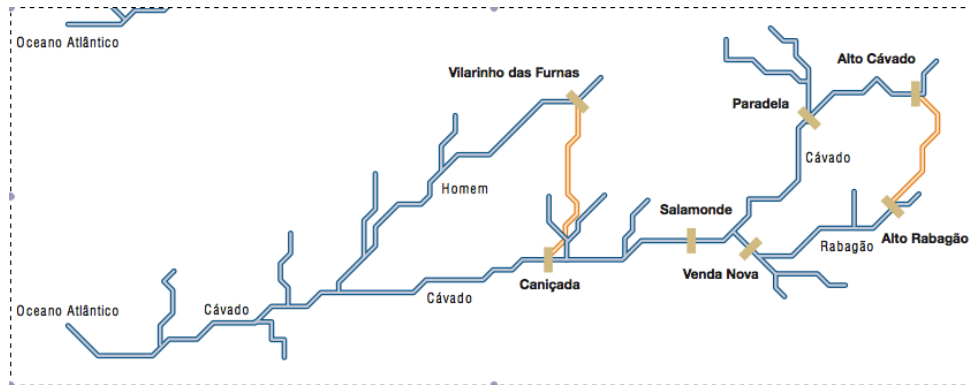


Figure 12: Cávado river hydro cascade. Source: ERSE (2001)

5 Conclusion

The econometric results provided evidence that suggests the strategic use of hydro generation by a player with market power (the Portuguese incumbent firm, EDP), during the first two years after the IEM creation, in particular in reservoir hydro plants. The influence of market power in run-of-river power plants performance was, however, ruled out, which can be explained by inflow volatility and low reservoir storage capacity. The fact that both run-of-river and large reservoir power plants are managed by the same player, provides a natural experiment to assess how market power influences hydro management given each hydro power plant observable characteristics, regarding inflow volatility and storage capacity.

The strategic use of larger reservoir hydro power plants by EDP may have contributed for the Portuguese price zone to have higher prices than in Spain, because lowering hydro generation output during congested periods - as the econometric results suggests - may have induced higher prices in Portugal. From the point of view of a dominant player, using hydro strategically, as an instrument for market manipulation, may well be a better candidate than using other conventional thermal power plants, because price-cost margins and other indicators that allow to more accurately assess deviations from the competitive behavior are more complex to assess in hydro generation.

Long run relations between hydro variables and market power indexes were not captured by the present essay, given the non-stationary of almost all variables used in the econometric regressions, to avoid the issue of spurious regression in levels. Other limitation of the present analysis is that the market power indexes $PDIF_t$ and $CONG_t$ are quite specific to the Portuguese case: a dominant player bordering a larger market that benefits from an imperfect level of integration with the Spanish market, which profits from the impact of transmission bottlenecks in price formation, may not be a very common framework. Therefore, the use of the set of measures of market power tested in this essay are not necessarily an alternative to other approaches, like residual demand semi-elasticity calculation.

Using market splitting performance data as a *proxy* for market power also raises the issue of to which extent market splitting was cost related and not market power related. The first two years of IEM coincided with relatively dry years, with lower hydro production, while fuel-oil thermal power plants were still in use. If market splitting reflects cost differences between Portugal and Spain, this may lead to a bias on the conclusions - in particular, in the case hydro generation was reduced when market splitting occurred, not because of market power, but because water values were high, possibly signaling the need to save hydro resources. However, even if market splitting could be cost related, separation in price zones unavoidably granted market power to the Portuguese incumbent generator in price setting. On the other hand, the time series under analyses covers a very long period, including periods with similar dry hydro conditions, but without congestion (a result that can be explained by the increase in transmission capacity and renewables generation): the fact that market splitting indicators are negatively related with hydro generation gives support to the

conclusion that market power was one of the reasons that lead to lower hydro production and not possible cost drivers leading to markets being divided in two price zones.

The use of EDP's RSI in regression analysis reveal the challenges of including volatile renewable generation in individual players' RSI calculation. While the RSI is mainly exogenous in nature and does not take into account the binding nature of transmission constraints on price formation, on the other hand, $PDI F_t$ and $CON G_t$ are endogenous on the market splitting mechanism and on demand and supply conditions.

The individual hydro plant regressions showed that having a large reservoir, alone, is not sufficient to allow for strategic behavior, being also required to have high installed rated power capacity - meaning having the capability of throwing large flows of water on a short period of time - and the ability to explore peak-prices opportunities. Market power indexes influence on generation output was not ruled out for hydro generation units with smaller reservoirs, namely where cascade management was possible and pump storage capability was present. In general, in the short-run, most reservoirs, even the smaller ones, are able to adjust to market conditions, withholding generation when renewables are high or withholding generation when price differences between Portugal and Spain increase.

The possible use of pumping for strategic purposes is an important question for regulators, given its potential impact on price formation. Through pumping EDP can significant raise demand (pumping installed capacity represents one third of Portugal's peak demand) and induce price increases, particular in periods when Portugal would be a low price area in IEM and EDP has market power, since it can raise prices above costs.

6 Bibliography

. van Ackooij, W., Zorgati, R., Henrion, R., Miller, A. 2011. Chance Constrained Programming and Its Applications to Energy Management, Stochastic Optimization - Seeing the Optimal for the Uncertain. Dr. Ioannis Dritsas (Ed.), InTech, DOI: 10.5772/15438.

Arellano, Maria. 2003. Diagnosing and Mitigating Market Power in Chile's Electricity Industry. Massachusetts Institute of Technology. Center for Energy and Environmental Policy Research. 03-010 WP.

Borenstein, S., Bushnell, J., Stoff, S., 2000. The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *RAND Journal of Economics*. 31 (2), pp. 294-325.

Borenstein, S., Bushnell, J., Wolak, F., 2002. Measuring market inefficiencies in California's wholesale electricity industry. *American Economic Review*. 92 (5), pp. 1376-1405.

Bresnahan, T., 1982. The Oligopoly Solution Concept is Identified. *Economics Letters*. 10, pp. 87-92.

Bushnell, J., 2003. A mixed complementarily model of hydrothermal electricity, competition in the western United States. *Operations Research*. 51(1), pp. 80-93.

Crampes, C., Moreaux, M., 2001. Water resource and power generation. *International Journal of Industrial Organization*. 19 (6), pp. 975-997.

ERSE. 2001. Caracterizacao do Sector Electrico - Portugal Continental.

European Transmission System Operators, ETSO. 2001. Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management - Final Report. April 2001.

Fridolfsson, S-O., Tangeras, T.P., 2009, Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence. *Energy Policy*. 37(9), pp. 3681-3692.

Green, R.J., Newbery, D.M., 1992. Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*. 100 (5), pp. 929-953.

Kauppi, O., Liski, M., 2008. An empirical model of imperfect dynamic competition and application to hydroelectricity storage. Manuscript, Helsinki School of Economics.

Kelman, R., L. A. N. Barroso, M. V. F. Pereira, 2001. Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems. *IEEE Trans. Power Systems*. 16(3), pp. 354-359.

Lau, L. J., 1982. On Identifying the Degree of Competitiveness from Industry Price and Output Data. *Economics Letters*. 10, pp. 93-9.

London Economics in association with Global Energy Decisions. Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Presented to DG Comp. 2007.

Johnsen, T. 2001. Hydropower generation and storage, transmission constraints and market power. *Utilities Policy*. 10 (2), pp. 63-73.

Mirza, F., Bergland, O. 2012. Transmission congestion and market power: the case of the Norwegian electricity market. *The Journal of Energy Markets*. 5 (2), pp. 59-88.

Mirza, F., Bergland, O. 2015. Market power in Norwegian electricity market: Are the transmission bottlenecks truly exogenous?. *The Energy Journal*. 36 (4), pp. 313-330.

Mulder, M., 2015. Competition in the Dutch Electricity Market: An Empirical Analysis over 2006-2011. *The Energy Journal*. 36 (2), pp.1-28.

Mulder, M., L. Schoonbeek, L., 2013, Decomposing changes in competition in the Dutch electricity market through the Residual Supply Index. Research Report 130003-EEF. University of Groningen.

Newbery, D.M., Green, R., Neuhoff, K., Twomey, P., 2004. A review of the monitoring of market power. ETSO Report. November 2004.

Newbery, D.M., 2009. Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets. European University Institute. RSCAS Working Papers 2009/03.

Perloff, J., Karp, L., Golan, A. (2007). *Estimating Market Power and Strategies*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511753985

Portuguese Competition Authority. 2009. Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia elétrica em Portugal no segundo semestre de 2007.

Portuguese Competition Authority. 2015. Merger decision on procedure Ccent. 09/2015 EDP Renewables / Ativos ENEOP. 14/08/2015.

Sandsmark, M., Tennbakk, B., 2010. Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets. *Energy Policy*. 38 (3), pp. 1500-1509.

Scott, T.J., Read, E.G., 1996. Modelling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market. *International Transactions in Operational Research*. 3 (3), pp. 243-254.

Sheffrin, A., 2001. Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring. Draft Comments Dept of Market Analysis, California ISO, FERC RTO Workshop. October 19, 2001.

Sheffrin, A., 2002a. Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. Presented to FERC Market Monitoring Workshop December 3-4, 2002.

Sheffrin, A., 2002b. Empirical evidence of strategic bidding in California ISO real-time market. *Electric Pricing in Transition*. Norwell, MA: Kluwer 2002, pp. 267-281.

Sheffrin, A., Chen, J. 2002. Predicting market power in wholesale electricity markets. Proceedings, 15th annual Western Conference, South Lake Tahoe, CA, June 19-21, 2002.

Sims, C. 1980. Macroeconomics and Reality. *Econometrica*, Econometric Society. vol. 48(1), pp. 1-48.

Stachurski, J. 2009. *Economic Dynamics: Theory and Computation*. MIT Press.

Steen, F. 2005. Do Bottlenecks generate market power? An Empirical Study of the Norwegian Electricity Market . Department of Economics, Norwegian School of Economics and Business Administration.

Wolak, F.A., Patrick, R. H. 1997. The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales Electricity market. mimeo, February 1997.

Wolak, F.A., 2003. Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: the California market, 1998-2000. *American Economic Review*. 93 (2), pp. 425-430.

Wolak, F.A., 2009. An Assessment of the performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market. Department of Economics, Stanford University.

Wolfram, Catherine D. 1999. Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *The American Economic Review*. 89 (4), pp. 805-826.

7 Appendix I

Table 13: Hydro Power Plants main characteristics and performance data for generation and storage between 2007-2017. Source: REN

Hydro Plant	Type	Commissioning Year	River	Pump Cap.	Power (MW)	Storage Cap. (GWh)	Annual Generation (GWh)
1 Caldeirão	Reservoir	1994	Mondego	no	40.00	1.5	15,550
2 Agueira	Reservoir	1981	Mondego	yes	336.00	39.2	337,221
3 Raiva	Reservoir	1982	Mondego	no	24.00	0.5	38,409
4 Cabril	Reservoir	1954	Zêzere (Tejo)	no	108.00	339.3	270,459
5 Bouçã	Reservoir	1955	Zêzere (Tejo)	no	44.00	-	139,210
6 Castelo de Bode	Reservoir	1951	Zêzere (Tejo)	no	159.00	159.5	300,867
7 Pracana	Reservoir	1950	Ocreza (Tejo)	no	41.00	9.8	42,845
8 Fratel	Run-of-river	1974	Tejo	no	132.00	-	256,721
9 Alto Lindoso	Reservoir	1992	Lima	no	630.00	224.6	746,687
10 Touvedo	Reservoir	1993	Lima	no	22.00	0.2	61,917
11 Alto Rabagão	Reservoir	1964	Rabagão (Cávado)	yes	68.00	973.1	88,998
12 Vila/Venda Nova	Reservoir	1951	Rabagão (Cávado)	yes	135.00	125.2	787,798
13 Paradela	Reservoir	1956	Cávado	no		222.5	
14 Salamonde	Reservoir	1953	Cávado	yes	42.00	26.9	231,226
15 Vilarinho Furnas	Reservoir	1972	Homem (Cávado)	yes	125.00	137.9	157,837
16 Caniçada	Reservoir	1954	Cávado	no	62.00	32.0	281,938
17 Miranda	Run-of-river	1960	Douro	no	390.00	0.0	133,269
18 Picote	Run-of-river	1958	Douro	no	195.00	0.0	0
19 Bemposta	Run-of-river	1964	Douro	no	240.00	0.0	0
20 Pocinho	Run-of-river	1983	Douro	no	186.00	0.0	383,920
21 Valeira	Run-of-river	1976	Douro	no	240.00	0.0	602,861
22 VilarTabuaço	Reservoir	1965	Távora (Douro)	no	58.00	115.6	108,184
23 Régua	Run-of-river	1973	Douro	no	180.00	0.0	551,302
24 Carrapatelo	Run-of-river	1971	Douro	no	975.60	13.8	728,614
25 Torrão	Reservoir	1988	Tâmega (Douro)	yes	140.00	8.3	149,503
26 Crestuma-Lever	Run-of-river	1985	Douro	no	117.00	0.0	324,778
27 BaixoSaborMontante	Reservoir	2015	Sabor (Douro)	yes	140.00	96.5	169,099
28 BaixoSaborJusante	Reservoir	2015	Sabor (Douro)	no	0.00	3.9	38,008
29 Foz Tua	Reservoir	2017	Tua (Douro)	yes	270.00	4.2	105,158
30 Alqueva	Reservoir	2002	Guadiana	yes	500.00	442.6	614,807
31 Ribeirão	Reservoir	2016	Vouga	no	70.00		74,414

Table 14: Hydro Power Plants performance data for storage and inflows between 2007-2017.
Source: REN

Hydro Plant	Working Storage Capacity (hm ³)	Average inflow (m ³ /s)	St. Dev Inflow (m ³ /s)	Storage Days Average Inflow	Storage Days Average+SD Inflow
1 Caldeirão	3.50	2.90			
2 Aguieira	216.00	33.10	69.70	75.60	24.30
3 Raiva	12.00	3.10	6.50	44.80	14.40
4 Cabril	615.00	38.30	63.40	185.70	69.90
5 Bouçã	7.90	0.00	0.00	0.00	0.00
6 Castelo de Bode	902.50	15.80	43.60	663.20	175.90
7 Pracana	95.60	13.40	38.10	82.80	21.50
8 Fratel	21.00	180.10	254.30	1.30	0.60
9 Alto Lindoso	347.90	38.30	59.40	105.00	41.20
10 Touvedo	4.50	6.90	15.20	7.50	2.40
11 Alto Rabagão	550.10	6.00	12.10	1053.80	350.20
12 Vila/Venda Nova	92.10	7.10	13.30	149.60	52.30
13 Paradela	158.20				
14 Salamonde	55.00	9.20	15.50	69.60	25.90
15 Vilar. Furnas	69.70	5.80	12.70	138.50	43.50
16 Caniçada	144.40	7.80	16.50	213.50	68.60
17 Miranda	6.70	215.30	226.80	0.40	0.20
18 Picote	70.40	0.00	0.00	0.00	0.00
19 Bemposta	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20 Pocinho	12.20	285.70	327.20	0.50	0.20
21 Valeira	13.00	307.20	358.40	0.50	0.20
22 VilarTabuaço	95.50	3.80	9.30	290.50	84.10
23 Rgua	12.00	349.30	409.20	0.40	0.20
24 Carrapatelo	0.00	376.50	468.00	0.00	0.00
25 Torrão	58.50	65.80	130.50	10.30	3.50
26 Crestuma-Lever	22.30	496.10	561.80	0.50	0.20
27 BaixoSaborMontante	630.00	22.70	53.80	321.40	95.40
28 BaixoSaborJusante	0.00	1.60	6.00	0.00	0.00
29 Foz Tua	28.00	10.60	15.20	30.50	12.50
30 Alqueva	3150.00	58.60	187.10	621.90	148.30
31 Ribeiradio	49.00	19.10	44.20	29.70	9.00

Table 15: Reservoir hydro: descriptive statics for generation, storage and inflows. Source: REN

	Reservoir Gen. GWh	Reservoir Storage GWh	Reservoir Inflow GWh
min	0.60	1226.90	-9.70
max	58.70	2918.60	184.80
range	58.10	1691.70	194.50
median	9.80	1930.30	4.10
mean	12.61	1965.83	10.53
SE.mean	0.15	6.74	0.28
CI.mean.0.95	0.29	13.21	0.55
var	83.61	168664.49	294.94
std.dev	9.14	410.69	17.17
coef.var	0.73	0.21	1.63

Table 16: Run-of-river hydro: descriptive statics for generation, storage and inflows. Source: REN

	Run-of-river Gen. GWh	Run-of-river Storage GWh	Run-of-river Inflow GWh
min	0.90	0.00	0.90
max	54.50	10.80	55.00
range	53.60	10.80	54.10
median	12.00	6.80	11.90
mean	16.23	6.05	16.12
SE.mean	0.19	0.05	0.19
CI.mean.0.95	0.38	0.10	0.38
var	138.36	8.82	139.37
std.dev	11.76	2.97	11.81
coef.var	0.72	0.49	0.73

8 Appendix II

Table 17: Reservoir Hydro variables VAR controlling for the effect of Number of daily Congestion hours in differences - Daily values

<i>Dependent variable:</i>				
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
$\Delta GENR_{t-1}$	-0.576*** (0.095)	0.600** (0.282)	-0.019 (0.027)	0.393 (0.259)
$\Delta STORR_{t-1}$	-0.164* (0.094)	1.232*** (0.286)	0.031 (0.028)	0.389 (0.263)
$\Delta PUMPR_{t-1}$	0.389*** (0.113)	-0.792** (0.312)	-0.641*** (0.038)	-0.112 (0.289)
$\Delta INFLR_{t-1}$	0.195** (0.094)	-0.425 (0.289)	-0.022 (0.027)	-0.548** (0.265)
$\Delta GENR_{t-2}$	-0.398*** (0.083)	0.469* (0.263)	-0.014 (0.038)	0.262 (0.253)
$\Delta STORR_{t-2}$	0.102 (0.069)	-0.149 (0.224)	-0.015 (0.032)	-0.205 (0.212)
$\Delta PUMPR_{t-2}$	0.248*** (0.109)	-0.502 (0.306)	-0.547*** (0.051)	0.116 (0.288)
$\Delta INFLR_{t-2}$	0.099 (0.080)	-0.323 (0.261)	-0.010 (0.037)	-0.387 (0.244)
$\Delta GENR_{t-3}$	-0.287*** (0.090)	0.094 (0.255)	-0.022 (0.034)	-0.071 (0.216)
$\Delta STORR_{t-3}$	0.049 (0.100)	-0.288 (0.348)	-0.005 (0.018)	-0.319 (0.321)
$\Delta PUMPR_{t-3}$	0.183 (0.117)	-0.279 (0.275)	-0.446*** (0.048)	0.258 (0.226)
$\Delta INFLR_{t-3}$	0.072 (0.096)	-0.007 (0.238)	-0.006 (0.033)	-0.016 (0.199)
$\Delta GENR_{t-4}$	-0.257*** (0.091)	0.425* (0.249)	-0.062** (0.030)	0.371 (0.228)
$\Delta STORR_{t-4}$	0.008 (0.088)	0.234 (0.300)	-0.058 (0.041)	0.343 (0.285)
$\Delta PUMPR_{t-4}$	0.129 (0.105)	-0.307 (0.237)	-0.278*** (0.040)	-0.047 (0.208)
$\Delta INFLR_{t-4}$	0.055 (0.093)	-0.223 (0.230)	0.048 (0.030)	-0.342* (0.194)
$\Delta GENR_{t-5}$	-0.241*** (0.092)	-0.001 (0.149)	-0.022 (0.027)	-0.123 (0.143)
$\Delta STORR_{t-5}$	-0.048 (0.079)	-0.359 (0.275)	0.029 (0.036)	-0.473** (0.230)
$\Delta PUMPR_{t-5}$	0.264** (0.107)	-0.032 (0.203)	-0.242*** (0.038)	0.370** (0.175)
$\Delta INFLR_{t-5}$	0.112 (0.092)	0.060 (0.148)	0.020 (0.026)	0.060 (0.136)
$\Delta GENR_{t-6}$	-0.083*** (0.016)	0.068 (0.058)	0.002 (0.007)	-0.015 (0.058)
$\Delta STORR_{t-6}$	0.119 (0.091)	0.129 (0.156)	0.011 (0.026)	0.134 (0.141)
$\Delta PUMPR_{t-6}$	0.134*** (0.039)	-0.226*** (0.071)	-0.194*** (0.020)	0.103* (0.058)
$\Delta INFLR_{t-6}$	0.017** (0.009)	0.005 (0.021)	0.005** (0.002)	0.024 (0.022)
$\Delta CONG_t$	0.011 (0.017)	-0.027 (0.039)	-0.008 (0.008)	-0.006 (0.036)
dwday_1	0.129** (0.065)	-0.073 (0.192)	-0.045** (0.021)	0.104 (0.179)
$\Delta RENW_t$	-0.094*** (0.006)	0.238*** (0.021)	0.037*** (0.004)	0.113*** (0.020)
$\Delta sdSPPrice_t$	0.085*** (0.019)	0.002 (0.060)	0.060*** (0.008)	0.020 (0.062)
$\Delta SPPrice_t$	0.099*** (0.014)	-0.289*** (0.059)	-0.049*** (0.007)	-0.142** (0.061)
$\Delta DEMD_t$	0.094*** (0.006)	-0.122*** (0.019)	-0.025*** (0.003)	-0.004 (0.019)
Adjusted R^2	0.48	0.62	0.52	0.16
F stat.	113.6	200.1	134.6	24.5
N obs.	3708	3708	3708	3708

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 18: Reservoir Hydro variables VAR controlling for the effect of price difference between Portugal and Spain in differences - Daily values

<i>Dependent variable:</i>				
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
$\Delta GENR_{t-1}$	-0.576*** (0.095)	0.608** (0.283)	-0.018 (0.028)	0.400 (0.258)
$\Delta STORR_{t-1}$	-0.164* (0.094)	1.239*** (0.287)	0.032 (0.029)	0.395 (0.262)
$\Delta PUMPR_{t-1}$	0.390*** (0.113)	-0.799** (0.312)	-0.642*** (0.038)	-0.116 (0.287)
$\Delta INFLR_{t-1}$	0.195** (0.094)	-0.432 (0.289)	-0.023 (0.028)	-0.554** (0.263)
$\Delta GENR_{t-2}$	-0.399*** (0.083)	0.472* (0.264)	-0.013 (0.039)	0.264 (0.252)
$\Delta STORR_{t-2}$	0.102 (0.069)	-0.156 (0.222)	-0.016 (0.033)	-0.211 (0.210)
$\Delta PUMPR_{t-2}$	0.249** (0.109)	-0.502 (0.307)	-0.548*** (0.051)	0.117 (0.287)
$\Delta INFLR_{t-2}$	0.099 (0.080)	-0.324 (0.262)	-0.010 (0.038)	-0.388 (0.243)
$\Delta GENR_{t-3}$	-0.286*** (0.090)	0.090 (0.253)	-0.023 (0.033)	-0.074 (0.218)
$\Delta STORR_{t-3}$	0.050 (0.100)	-0.296 (0.348)	-0.006 (0.018)	-0.325 (0.323)
$\Delta PUMPR_{t-3}$	0.183 (0.117)	-0.273 (0.274)	-0.445*** (0.047)	0.263 (0.229)
$\Delta INFLR_{t-3}$	0.072 (0.096)	-0.001 (0.237)	-0.005 (0.033)	-0.011 (0.201)
$\Delta GENR_{t-4}$	-0.256*** (0.092)	0.432* (0.248)	-0.061** (0.030)	0.379* (0.227)
$\Delta STORR_{t-4}$	0.009 (0.088)	0.248 (0.298)	-0.056 (0.040)	0.357 (0.286)
$\Delta PUMPR_{t-4}$	0.128 (0.105)	-0.315 (0.237)	-0.279*** (0.040)	-0.056 (0.207)
$\Delta INFLR_{t-4}$	0.054 (0.093)	-0.230 (0.229)	0.047 (0.030)	-0.350* (0.193)
$\Delta GENR_{t-5}$	-0.241*** (0.092)	0.008 (0.147)	-0.021 (0.028)	-0.114 (0.142)
$\Delta STORR_{t-5}$	-0.049 (0.079)	-0.358 (0.274)	0.029 (0.036)	-0.473** (0.228)
$\Delta PUMPR_{t-5}$	0.264** (0.108)	-0.040 (0.201)	-0.243*** (0.038)	0.362** (0.173)
$\Delta INFLR_{t-5}$	0.111 (0.092)	0.050 (0.146)	0.018 (0.026)	0.052 (0.134)
$\Delta GENR_{t-6}$	-0.082*** (0.016)	0.068 (0.057)	0.002 (0.007)	-0.014 (0.057)
$\Delta STORR_{t-6}$	0.119 (0.091)	0.121 (0.154)	0.010 (0.026)	0.126 (0.140)
$\Delta PUMPR_{t-6}$	0.134*** (0.039)	-0.226*** (0.071)	-0.194*** (0.021)	0.103* (0.058)
$\Delta INFLR_{t-6}$	0.017** (0.009)	0.005 (0.021)	0.005** (0.003)	0.024 (0.021)
$\Delta PDIF_t$	-0.012 (0.031)	-0.112 (0.072)	-0.013 (0.018)	-0.115* (0.065)
dwday_1	0.128** (0.065)	-0.072 (0.192)	-0.045** (0.021)	0.104 (0.179)
$\Delta RENW_t$	-0.094*** (0.007)	0.234*** (0.021)	0.036*** (0.004)	0.109*** (0.021)
$\Delta sdSPPrice_t$	0.087*** (0.019)	0.0002 (0.058)	0.059*** (0.008)	0.021 (0.060)
$\Delta SPPrice_t$	0.096*** (0.015)	-0.308*** (0.064)	-0.051*** (0.007)	-0.162** (0.068)
$\Delta DEMD_t$	0.095*** (0.007)	-0.116*** (0.020)	-0.025*** (0.004)	0.003 (0.020)
Adjusted R^2	0.48	0.62	0.52	0.17
F stat.	113.6	200.3	134.6	24.6
N obs.	3708	3708	3708	3708

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 19: Reservoir Hydro variables VAR controlling for the effect EDP's RSI in differences - Daily values

<i>Dependent variable:</i>				
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
$\Delta GENR_{t-1}$	-0.577*** (0.093)	0.599** (0.283)	-0.018 (0.026)	0.389 (0.256)
$\Delta STORR_{t-1}$	-0.165* (0.092)	1.232*** (0.287)	0.032 (0.027)	0.387 (0.260)
$\Delta PUMPR_{t-1}$	0.371*** (0.111)	-0.839*** (0.317)	-0.630*** (0.037)	-0.190 (0.288)
$\Delta INFLR_{t-1}$	0.199** (0.092)	-0.420 (0.287)	-0.024 (0.026)	-0.537** (0.260)
$\Delta GENR_{t-2}$	-0.398*** (0.084)	0.472* (0.262)	-0.014 (0.036)	0.266 (0.245)
$\Delta STORR_{t-2}$	0.103 (0.072)	-0.149 (0.220)	-0.015 (0.033)	-0.203 (0.207)
$\Delta PUMPR_{t-2}$	0.224** (0.110)	-0.561* (0.305)	-0.533*** (0.050)	0.014 (0.277)
$\Delta INFLR_{t-2}$	0.100 (0.081)	-0.323 (0.260)	-0.010 (0.035)	-0.385 (0.236)
$\Delta GENR_{t-3}$	-0.289*** (0.088)	0.085 (0.253)	-0.020 (0.035)	-0.085 (0.222)
$\Delta STORR_{t-3}$	0.049 (0.096)	-0.294 (0.345)	-0.005 (0.018)	-0.324 (0.315)
$\Delta PUMPR_{t-3}$	0.161 (0.115)	-0.327 (0.273)	-0.434*** (0.048)	0.173 (0.227)
$\Delta INFLR_{t-3}$	0.074 (0.094)	-0.001 (0.238)	-0.007 (0.035)	-0.007 (0.206)
$\Delta GENR_{t-4}$	-0.260*** (0.090)	0.416* (0.248)	-0.060* (0.031)	0.356 (0.224)
$\Delta STORR_{t-4}$	0.003 (0.088)	0.225 (0.300)	-0.055 (0.043)	0.326 (0.288)
$\Delta PUMPR_{t-4}$	0.117 (0.103)	-0.332 (0.240)	-0.271*** (0.040)	-0.094 (0.207)
$\Delta INFLR_{t-4}$	0.061 (0.092)	-0.208 (0.231)	0.045 (0.030)	-0.318* (0.192)
$\Delta GENR_{t-5}$	-0.245*** (0.091)	-0.008 (0.150)	-0.020 (0.025)	-0.137 (0.143)
$\Delta STORR_{t-5}$	-0.047 (0.081)	-0.354 (0.269)	0.029 (0.036)	-0.467** (0.217)
$\Delta PUMPR_{t-5}$	0.253** (0.107)	-0.059 (0.199)	-0.235*** (0.037)	0.323* (0.170)
$\Delta INFLR_{t-5}$	0.116 (0.090)	0.068 (0.150)	0.017 (0.024)	0.076 (0.135)
$\Delta GENR_{t-6}$	-0.084*** (0.015)	0.064 (0.057)	0.003 (0.007)	-0.020 (0.056)
$\Delta STORR_{t-6}$	0.123 (0.090)	0.137 (0.158)	0.009 (0.024)	0.149 (0.141)
$\Delta PUMPR_{t-6}$	0.126*** (0.039)	-0.244*** (0.071)	-0.190*** (0.021)	0.073 (0.058)
$\Delta INFLR_{t-6}$	0.018** (0.008)	0.005 (0.020)	0.005** (0.002)	0.025 (0.020)
$\Delta EDP'sRSI_t$	-6.350*** (1.645)	-14.274** (5.905)	3.715*** (0.866)	-25.364*** (5.724)
dwday.l	0.126* (0.065)	-0.076 (0.190)	-0.044** (0.021)	0.097 (0.176)
$\Delta RENW_t$	-0.057*** (0.012)	0.320*** (0.044)	0.015*** (0.005)	0.259*** (0.043)
$\Delta sdSPPrice_t$	0.082*** (0.019)	-0.013 (0.059)	0.062*** (0.008)	-0.001 (0.059)
$\Delta SPPrice_t$	0.107*** (0.014)	-0.269*** (0.057)	-0.054*** (0.007)	-0.108* (0.058)
$\Delta DEMD_t$	0.047*** (0.014)	-0.230*** (0.051)	0.002 (0.006)	-0.194*** (0.048)
Adjusted R^2	0.48	0.62	0.53	0.18
F stat.	115.2	202	138.1	27.9
N obs.	3708	3708	3708	3708

Note: *p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

9 Appendix III

Python code

```
import bs4 as bs
import re
from robobrowser import RoboBrowser
import pandas as pd
import time
import csv

file1 = open("/Users/mslopes_joao1/Documents/testfile1.txt","a")
file2 = open("/Users/mslopes_joao1/Documents/testfile2.txt","a")
file3 = open("/Users/mslopes_joao1/Documents/testfile3.txt","a")

dates=[]
with open("/Users/mslopes_joao1/Documents/listav0.csv","r") as csvfile:
    data=csv.reader(csvfile , delimiter=";")
    for row in data:
        dates.append(row[0])
#     date=list(data)
# dates=date.pop()
# dates=["01-01-2018","02-01-2018","03-01-2018"]
for date in dates:
    time.sleep(15)
    browser = RoboBrowser(history=True)
    browser.open
    ("http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/
    ...../Paginas/EstatisticaDiaria.aspx")
    form = browser.get_form()
    form
    ["ct100$m$g_c89f2ff7_a358_4229_b248_060477965e5b
    .....$txtDatePicker$foo"].value
    =date
    browser.submit_form(form)
    hidro=browser.get_link('Hidraulica')
    browser.follow_link(hidro)
    src=browser.parsed

    table=src.find_all("table")[69]
    table_rows=table.find_all("tr")
```

```

for tr in table_rows:
    td=tr.find_all("td")
    row=[i.text for i in td]
    print(date, ";", (';_'.join(map(str, row))), file=file1)
#    print(row, file=file1)

table2=src.find_all("table")[70]
table_rows2=table2.find_all("tr")
for tr in table_rows2:
    td=tr.find_all("td")
    row=[i.text for i in td]
    print(date, ";", (';_'.join(map(str, row))), file=file2)
#    print(row, file=file2)

table3=src.find_all("table")[71]
table_rows3=table3.find_all("tr")
for tr in table_rows3:
    td=tr.find_all("td")
    row=[i.text for i in td]
    print(date, ";", (';_'.join(map(str, row))), file=file3)
#    print(row, file=file3)

#69,70,71

```

10 Appendix IV

R code

Reservoir models

```
mydata_agr<-read.table("/Users/Joao/Desktop/Tese_Hidro/hidro_precosf.csv",
header=TRUE, sep=";", dec=".",)
attach(mydata_agr)
data<-as.Date(data)
data.ts_agr<-as.ts(mydata_agr)

pdif<-(Preco_M_PT_Eur-Preco_M_ES_Eur)
library(pracma)
pmova10<-movavg(Preco_M_ES_Eur,10,type=c("s"))
pdfi2<-Preco_M_ES_Eur-pmova10
library(dynlm)

pmova20<-movavg(Preco_M_ES_Eur,20,type=c("s"))
pdfi3<-Preco_M_ES_Eur-pmova20
pmova30<-movavg(Preco_M_ES_Eur,30,type=c("s"))
pdfi4<-Preco_M_ES_Eur-pmova30

w<-strftime(data,format="%V")

mds<-cbind(mydata_agr,pdif,pdfi2,pdfi3,pdfi4,w)

mydata_agr_w<-aggregate(.~w+Ano,mds,mean)
sdPESs<-aggregate(Preco_M_ES_Eur~w+Ano,mds,sd)
ww<-cbind(mydata_agr_w,sdPESs)
colnames(ww)[80]<-"dpPESs"
seman_s<-ts(ww,frequency=53,start=c(2007,26))

library(strucchange)
library(vars)
library(dynlm)
breakpoints(Albuf_GWh_Producao~lag(Albuf_GWh_Producao,k=1)
+Albuf_GWh_Energia_Afluente_Util+lag(Albuf_GWh_Energia_Afluente_Util,k=1)
+Preco_M_ES_Eur+Albuf_GWh_Armazenamento,data=seman_s)
breakpoints(Albuf_GWh_Bombagem~1,data=seman_s)
```

```

d1<-as.numeric(time(seman_s))
d5<-as.numeric(d1 <=2009.170)

library(sandwich)
library(lmtest)

Prod_1<-ww$Albuf_GWh_Producao[-1]
Afl_1<-ww$Albuf_GWh_Energia_Afluente_Util[-1]
Bomb_1<-ww$Albuf_GWh_Bombagem[-1]
Arm_1<-ww$Albuf_GWh_Armazenamento[-1]
PRE_diff<-diff(ww$PRE)
Prod_diff<-diff(ww$Albuf_GWh_Producao)
Arm_diff<-diff(ww$Albuf_GWh_Armazenamento)
bomb_diff<-diff(ww$Albuf_GWh_Bombagem)
Afl_diff<-diff(ww$Albuf_GWh_Energia_Afluente_Util)
DPES_diff<-diff(ww$DesvP_Preco_ES_Eur)
d5_1<-d5[-1]
Cong_diff<-diff(ww$Cong)
pdif_1<-ww$pdif[-1]
pdfi4_1<-ww$pdfi4[-1]
Preco_M_ES_Eur_diff<-diff(ww$Preco_M_ES_Eur)
dwday_1<-ww$dwday[-1]
CONSUMO_diff<-diff(ww$CONSUMO)
RSI_diff<-diff(ww$RSI4)
RSI3_diff<-diff(ww$RSI3)
bd_diff<-cbind(Bomb_1,bomb_diff,Prod_1,Prod_diff,Arm_1,Arm_diff,
Afl_1,Afl_diff,
DPES_diff,PRE_diff,Preco_M_ES_Eur_diff,d5_1,Cong_diff,
pdif_1,pdfi4_1,dwday_1)
bd_diff<-as.ts(bd_diff)
pdif_diff<-diff(ww$pdif)
sdPESs_diff<-diff(ww$sdPESs)

var.8e <-VAR(cbind(Prod_diff,Arm_diff,bomb_diff,Afl_diff),lag.max=14,
ic="SC",
type="none",exogen=cbind(pdif_diff,PRE_diff,DPES_diff,
Preco_M_ES_Eur_diff,CONSUMO_diff))

causality(var.8e, cause = "Afl_diff", vcov.=NULL, boot=TRUE, boot.runs=100)
library(stargazer)
library(lmtest)

```

```

library ( sandwich )

coefest ( var.8e$varresult$Prod_diff , NeweyWest ( var.8e$varresult$Prod_diff ) )
coefest ( var.8e$varresult$Arm_diff , NeweyWest ( var.8e$varresult$Arm_diff ) )
coefest ( var.8e$varresult$bomb_diff , NeweyWest ( var.8e$varresult$bomb_diff ) )
coefest ( var.8e$varresult$Afl_diff , NeweyWest ( var.8e$varresult$Afl_diff ) )

stargazer ( coefest ( var.8e$varresult$Prod_diff ,
NeweyWest ( var.8e$varresult$Prod_diff ) ) ,
coefest ( var.8e$varresult$Arm_diff ,
NeweyWest ( var.8e$varresult$Arm_diff ) ) ,
coefest ( var.8e$varresult$bomb_diff ,
NeweyWest ( var.8e$varresult$bomb_diff ) ) ,
coefest ( var.8e$varresult$Afl_diff ,
NeweyWest ( var.8e$varresult$Afl_diff ) ) , no.space=TRUE, font.size="tiny" )

ir.8 <- irf ( var.8e, impulse = "Afl_diff", response = "Prod_diff",
n.ahead = 20, ortho = FALSE )

# Plot the IRF
plot ( ir.8 )

ir.9 <- irf ( var.8e, impulse = "Afl_diff", response = "Arm_diff",
n.ahead = 20, ortho = FALSE )

# Plot the IRF
plot ( ir.9 )

ir.10 <- irf ( var.8e, impulse = "Afl_diff", response = "bomb_diff",
n.ahead = 20, ortho = FALSE )

# Plot the IRF
plot ( ir.10 )

```

Run-of-river models

```

mydata_agr <- read.table ( "/Users/Joao/Desktop/Tese_Hidro/hidro_precosf.csv",
header=TRUE, sep=";", dec="," )
attach ( mydata_agr )
data <- as.Date ( data )

```



```

data.ts_agr<-as.ts(mydata_agr)

pdf1<-(Preco_M_PT_Eur-Preco_M_ES_Eur)
library(pracma)
pmova10<-movavg(Preco_M_ES_Eur,10,type=c("s"))
pdfi2<-Preco_M_ES_Eur-pmova10
library(dynlm)

pmova20<-movavg(Preco_M_ES_Eur,20,type=c("s"))
pdfi3<-Preco_M_ES_Eur-pmova20
pmova30<-movavg(Preco_M_ES_Eur,30,type=c("s"))
pdfi4<-Preco_M_ES_Eur-pmova30

mds<-cbind(mydata_agr,pdf1,pdfi2,pdfi3,pdfi4)

diario<-as.ts(mds)

library(strucchange)
library(vars)
library(dynlm)

d1<-as.numeric(time(diario))
d5<-as.numeric(d1<=565)

ror<-dynlm(F_Agua_GWh_Produ....o~F_Agua_GWh_Energia_Afluyente...til
+d(Cong,1)+d(Preco_M_ES_Eur,1)+d(DesvP_Preco_ES_Eur,1)+d(CONSUMO,1)
+d(PRE,1)+dweekday,
data=diario)
ror1<-dynlm(F_Agua_GWh_Produ....o~F_Agua_GWh_Energia_Afluyente...til+
d(pdf1,1)
+d(Preco_M_ES_Eur,1)+d(DesvP_Preco_ES_Eur,1)+d(CONSUMO,1)+d(PRE,1)+dweekday,
data=diario)
ror2<-dynlm(F_Agua_GWh_Produ....o~F_Agua_GWh_Energia_Afluyente...til+
d(RSI3,1)+
+d(Preco_M_ES_Eur,1)+d(DesvP_Preco_ES_Eur,1)+d(CONSUMO,1)+d(PRE,1)+dweekday,
data=diario)
coefest(ror2,NeweyWest(ror2))
coefest(ror1,NeweyWest(ror1))
coefest(ror,NeweyWest(ror))
library(stargazer)

```

```

stargazer (coefstest (ror2 ,NeweyWest (ror2 ) ) ,
coefstest (ror1 ,NeweyWest (ror1 ) ) ,
coefstest (ror ,NeweyWest (ror ) ) ,no . space=TRUE, font . size="tiny")

```

Individual hydro reservoir models

```

mydat<-read . table (" /Users /Joao /Desktop /Tese _Hidro /albeprecos _ff . csv" ,
header=TRUE, sep=";" ,dec="," )
attach (mydat)
data<-as . Date ( data , format= "%d-%m-%Y" )
w<-strftime ( data , format="%V" )
mydata<-cbind ( data ,w, mydat)
library (pracma)
library (dynlm)
library (memisc)
library (stargazer)
library (vars)

name1<-list (); name2<-list (); name3<-list (); name4<-list (); name5<-list ()
for ( central in c(" _AlquevaI+II" , " _Aguieira" , " _Alto Lindoso" ,
" _Alto Rabagao" ,
" _Baixo Sabor Jusante" ,
" _Baixo Sabor Montante" , " _Cabril" , " _Canicada" , " _Castelo Bode" , " _Foz Tua" ,
" _Pracana" , " _Raiva" ,
" _Ribeiradio" , " _SalamondeT" , " _Tabuaco" , " _Torrao" , " _Touvedo" ,
" _Vila /Venda _Nova /Frades" , " _Vilarinho F .")) {
name1 [[ central ]]=paste0 ( central , ". s" , sep="")
name2 [[ central ]]=paste0 ( central , ". t" , sep="")
name3 [[ central ]]=paste0 ( central , ". ts" , sep="")
name4 [[ central ]]=paste0 ( central , ". out" , sep="")
name5 [[ central ]]=paste0 ( central , ". f" , sep="")
name1 [[ central ]]<-c ( central )
name2 [[ central ]]<-mydata [mydata$central %in% name1 [[ central ] ] ,]
name3 [[ central ]]<-aggregate ( . ~ w + Ano, name2 [[ central ] ] ,
mean, na.rm=TRUE, na.action=NULL)
name4 [[ central ]]<-aggregate (Preco _M _ES _Eur ~ w + Ano,
name2 [[ central ] ] , sd, na.rm=TRUE, na.action=NULL)
name5 [[ central ]]<-ts ( cbind (name3 [[ central ] ] ,name4 [[ central ] ] ) ,
frequency=53, start=c (name3 [[ central ] ] [1 ,2] ,name3 [[ central ] ] [1 ,1]))
}

```

```

Alqueva<-name5 [[ 1]]
Aguieira<-name5 [[ 2]]
AltoLindoso<-name5 [[ 3]]
AltoRabagao<-name5 [[ 4]]
BaixoSaborJusante<-name5 [[ 5]]
Baixo_Sabor_Montante<-name5 [[ 6]]
Cabril<-name5 [[ 7]]
Canicada<-name5 [[ 8]]
CasteloBode<-name5 [[ 9]]
FozTua<-name5 [[ 10]]
Pracana<-name5 [[ 11]]
Raiva<-name5 [[ 12]]
Ribeiradio<-name5 [[ 13]]
Salamonde<-name5 [[ 14]]
Tabuaco<-name5 [[ 15]]
Torrao<-name5 [[ 16]]
Touvedo<-name5 [[ 17]]
Vila_VendaNova<-name5 [[ 18]]
VilarinhoF<-name5 [[ 19]]

dA<-as.numeric(time(Alqueva))
dA5<-as.numeric(dA<=2007.830)
dA5_1<-dA5[-1]
Alqueva_var<-VAR(cbind(diff(Alqueva[, "Prod_Liquida_MWh"]),
diff(Alqueva[, "Armaz_."]),
diff(Alqueva[, "Bomb_MWh"]), diff(Alqueva[, "C_Afluentem3.s"])),
lag.max=5, ic="AIC", type = "none",
exogen=cbind(dA5_1, Alqueva[-1, "dRP"], diff(Alqueva[, "RSI3"]),
diff(Alqueva[, "DesvP_Preco_ES_Eur"]),
diff(Alqueva[, "Preco_M_ES_Eur"]), diff(Alqueva[, "PRE"]),
diff(Alqueva[, "CONSUMO"])))

library(stargazer)
library(lmtest)
library(sandwich)

coefTest(Alqueva_var$varresult$dA5_1, Alqueva.... Prod_Liquida_MWh...,
NeweyWest(Alqueva_var$varresult$dA5_1, Alqueva.... Prod_Liquida_MWh...))
coefTest(Alqueva_var$varresult$dA5_2, Alqueva.... Armaz_....,
NeweyWest(Alqueva_var$varresult$dA5_2, Alqueva.... Armaz_....))

```

```

coefstest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Bomb_MWh... ,
NeweyWest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Bomb_MWh...))
coefstest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... C_Afluentem3 . s ... ,
NeweyWest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... C_Afluentem3 . s ...))

stargazer (coefstest (Alqueva_ var$ varresult$
diff . Alqueva .... Prod_Liquida_MWh... ,
NeweyWest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Prod_Liquida_MWh...)) ,
coefstest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Armaz_.... ,
NeweyWest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Armaz_....)) ,
coefstest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Bomb_MWh... ,
NeweyWest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... Bomb_MWh...)) ,
coefstest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... C_Afluentem3 . s ... ,
NeweyWest (Alqueva_ var$ varresult$ diff . Alqueva .... C_Afluentem3 . s ...)) ,
no.space=TRUE, font.size="tiny")

```

```

dAli<-as.numeric (time (AltoLindoso))
dAli5<-as.numeric (dAli <=2009.264)

```

```

AltoLindoso_ var<-VAR (cbind (diff (AltoLindoso [, "Prod_Liquida_MWh"] ) ,
diff (AltoLindoso [, "Armaz_." ] ) , diff (AltoLindoso [, "C_Afluentem3 . s" ])) ,
lag.max=5, ic="AIC" , type = "none" , exogen=cbind (AltoLindoso [-1, "dRP"] ,
diff (AltoLindoso [, "RSI3" ] ) ,
diff (AltoLindoso [, "DesvP_Precos_ES_Eur" ] ) ,
diff (AltoLindoso [, "Precos_M_ES_Eur" ] ) ,
diff (AltoLindoso [, "PRE" ] ) , diff (AltoLindoso [, "CONSUMO" ])))

```

```

library (stargazer)
library (lmtest)
library (sandwich)

```

```

coefstest (AltoLindoso_ var$ varresult$ diff . AltoLindoso .... Prod_Liquida_MWh... ,
NeweyWest (AltoLindoso_ var$ varresult$
diff . AltoLindoso .... Prod_Liquida_MWh...))
coefstest (AltoLindoso_ var$ varresult$ diff . AltoLindoso .... Armaz_.... ,
NeweyWest (AltoLindoso_ var$ varresult$ diff . AltoLindoso .... Armaz_....))
coefstest (AltoLindoso_ var$ varresult$ diff . AltoLindoso .... C_Afluentem3 . s ... ,
NeweyWest (AltoLindoso_ var$ varresult$ diff . AltoLindoso .... C_Afluentem3 . s ...))

```

```

stargazer (
coefstest (AltoLindoso_ var$ varresult$ diff . AltoLindoso .... Prod_Liquida_MWh... ,

```

```

NeweyWest( AltoLindoso_ var $ varresult $
diff . AltoLindoso .... Prod_Liquida_MWh...)) ,
coefstest( AltoLindoso_ var $ varresult $ diff . AltoLindoso .... Armaz_.... ,
NeweyWest( AltoLindoso_ var $ varresult $ diff . AltoLindoso .... Armaz_....)) ,
coefstest( AltoLindoso_ var $ varresult $ diff . AltoLindoso .... C_Afluentem3.s... ,
NeweyWest( AltoLindoso_ var $ varresult $
diff . AltoLindoso .... C_Afluentem3.s...)) ,
no.space=TRUE, font.size="tiny")

```

11 Appendix V

Table 20: Alqueva RSI

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Alqueva. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.503*** (0.061)	-0.003*** (0.001)	0.070 (0.043)	0.022 (0.022)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-1}$	19.470* (10.748)	0.437*** (0.074)	-16.580*** (4.724)	0.228 (1.855)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.142** (0.067)	0.003** (0.002)	-0.488*** (0.046)	0.013 (0.012)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.473*** (0.596)	0.012* (0.006)	-0.743*** (0.154)	-0.141 (0.159)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.411*** (0.088)	-0.001* (0.001)	0.041 (0.048)	-0.002 (0.012)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-2}$	4.127 (10.926)	0.074 (0.048)	-6.092 (4.962)	0.719 (1.717)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.052 (0.101)	0.003* (0.001)	-0.262*** (0.058)	0.013 (0.017)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-2}$	0.760 (0.533)	0.004 (0.005)	0.028 (0.275)	-0.291 (0.189)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.220* (0.125)	-0.001 (0.001)	0.034 (0.049)	0.041 (0.030)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-3}$	2.946 (5.751)	0.163*** (0.061)	0.072 (5.894)	2.712** (1.194)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.025 (0.117)	0.001 (0.001)	-0.205*** (0.059)	-0.023 (0.019)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.067* (0.637)	0.002 (0.002)	-0.231 (0.244)	-0.287** (0.115)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.140* (0.074)	-0.001*** (0.0005)	-0.017 (0.036)	0.003 (0.013)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-4}$	-3.321 (7.078)	-0.082* (0.048)	-4.045 (4.264)	-3.454* (1.952)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.020 (0.090)	-0.0001 (0.001)	-0.152*** (0.050)	-0.024** (0.012)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-4}$	-0.037 (0.445)	0.001 (0.003)	0.139 (0.145)	-0.302*** (0.090)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.109** (0.051)	-0.001*** (0.0003)	-0.043 (0.032)	-0.011 (0.007)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-5}$	0.854 (5.169)	0.045 (0.034)	4.586 (3.606)	-0.468 (0.896)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-5}$	-0.076 (0.059)	0.0001 (0.001)	-0.036 (0.043)	-0.014* (0.008)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.076 (0.316)	0.006** (0.002)	-0.070 (0.125)	-0.118** (0.052)
<i>dummyEDIA</i>	41.141 (76.441)	-0.271 (0.349)	-0.375 (64.041)	4.115 (3.521)
Alqueva. <i>dummyPEXP</i>	-5.528 (37.145)	0.126 (0.392)	1.959 (33.410)	0.150 (3.462)
Alqueva. $\Delta EDP'sRSI_t$	1,272.485 (1,073.585)	0.626 (6.144)	680.796 (679.053)	133.322 (138.950)
Alqueva. $\Delta sdSPPrice_t$	23.930 (22.261)	0.596*** (0.226)	19.742 (16.777)	12.072*** (3.720)
Alqueva. $\Delta SPPPrice_t$	-13.058 (11.783)	-0.063 (0.060)	-10.031* (5.712)	-4.109** (1.648)
Alqueva. $\Delta RENW_t$	-7.912 (5.362)	-0.0004 (0.047)	8.012* (4.619)	-1.832* (0.967)
Alqueva. $\Delta DEMD_t$	20.851 (12.929)	-0.065 (0.071)	-8.360 (6.918)	2.860* (1.482)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 21: Alqueva Cong

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Alqueva. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.494*** (0.065)	-0.003*** (0.001)	0.064 (0.043)	0.024 (0.023)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-1}$	19.284* (10.673)	0.437*** (0.074)	-16.631*** (4.682)	0.207 (1.907)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.140** (0.069)	0.003** (0.002)	-0.486*** (0.046)	0.012 (0.012)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.490*** (0.620)	0.012* (0.006)	-0.717*** (0.153)	-0.140 (0.162)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.414*** (0.093)	-0.001* (0.001)	0.037 (0.049)	-0.002 (0.012)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-2}$	3.976 (10.731)	0.074 (0.047)	-6.037 (4.984)	0.699 (1.746)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.055 (0.105)	0.003* (0.001)	-0.259*** (0.058)	0.013 (0.017)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-2}$	0.720 (0.524)	0.004 (0.005)	0.044 (0.287)	-0.296 (0.186)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.219* (0.126)	-0.001 (0.001)	0.035 (0.049)	0.041 (0.030)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-3}$	3.817 (6.610)	0.163*** (0.061)	0.527 (5.927)	2.804** (1.257)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.023 (0.115)	0.001 (0.001)	-0.207*** (0.057)	-0.023 (0.019)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.098* (0.645)	0.002 (0.002)	-0.226 (0.237)	-0.283** (0.115)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.139* (0.075)	-0.001*** (0.0005)	-0.020 (0.037)	0.003 (0.013)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-4}$	-4.493 (6.842)	-0.083* (0.047)	-4.591 (4.250)	-3.579* (1.954)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.019 (0.090)	-0.0001 (0.001)	-0.151*** (0.050)	-0.024** (0.012)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-4}$	-0.064 (0.443)	0.001 (0.003)	0.147 (0.154)	-0.305*** (0.091)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.108** (0.051)	-0.001*** (0.0003)	-0.046 (0.033)	-0.011 (0.007)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-5}$	1.931 (5.322)	0.045 (0.033)	4.779 (3.678)	-0.345 (0.949)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-5}$	-0.078 (0.056)	0.0001 (0.001)	-0.037 (0.042)	-0.014* (0.008)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.118 (0.318)	0.006** (0.002)	-0.050 (0.130)	-0.113** (0.053)
<i>dummyEDIA</i>	46.792 (71.101)	-0.270 (0.354)	0.117 (64.070)	4.777 (3.987)
Alqueva. <i>dummyPEXP</i>	-4.844 (35.551)	0.127 (0.396)	2.124 (33.428)	0.228 (3.530)
Alqueva. $\Delta CONG_t$	-29.258** (11.508)	-0.008 (0.092)	-0.308 (8.490)	-3.490* (1.906)
Alqueva. $\Delta sdSPPrice_t$	29.098 (23.419)	0.597*** (0.213)	18.457 (17.040)	12.726*** (3.980)
Alqueva. $\Delta SPPrice_t$	-12.776 (12.940)	-0.062 (0.059)	-9.065 (6.119)	-4.102** (1.688)
Alqueva. $\Delta RENW_t$	-0.213 (4.671)	0.003 (0.027)	12.190*** (3.105)	-1.027 (0.773)
Alqueva. $\Delta DEMD_t$	12.710 (8.109)	-0.069 (0.057)	-13.020*** (4.206)	2.016** (0.936)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 22: Alqueva pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Alqueva. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.517*** (0.064)	-0.003*** (0.001)	0.059 (0.042)	0.020 (0.022)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-1}$	19.095* (10.669)	0.428*** (0.072)	-17.174*** (4.640)	0.110 (1.842)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.145** (0.069)	0.003** (0.002)	-0.487*** (0.046)	0.013 (0.012)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.527*** (0.608)	0.013** (0.006)	-0.707*** (0.149)	-0.134 (0.159)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.421*** (0.094)	-0.001* (0.001)	0.032 (0.047)	-0.004 (0.012)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-2}$	4.325 (10.819)	0.077* (0.043)	-5.861 (5.086)	0.764 (1.712)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.057 (0.107)	0.002* (0.001)	-0.262*** (0.058)	0.013 (0.017)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-2}$	0.800 (0.527)	0.004 (0.005)	0.064 (0.286)	-0.284 (0.185)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.220* (0.126)	-0.001 (0.001)	0.029 (0.049)	0.040 (0.030)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-3}$	3.987 (6.415)	0.170*** (0.061)	0.897 (6.029)	2.875** (1.260)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.022 (0.118)	0.001 (0.001)	-0.203*** (0.057)	-0.023 (0.019)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.088 (0.662)	0.003 (0.002)	-0.203 (0.234)	-0.281** (0.117)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.146** (0.073)	-0.001*** (0.0005)	-0.022 (0.037)	0.002 (0.013)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-4}$	-4.159 (6.966)	-0.077 (0.049)	-4.241 (4.119)	-3.492* (1.922)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.023 (0.091)	-0.00005 (0.001)	-0.150*** (0.050)	-0.023** (0.012)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.002 (0.445)	0.001 (0.003)	0.190 (0.157)	-0.292*** (0.091)
Alqueva. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.114** (0.051)	-0.001*** (0.0003)	-0.045 (0.033)	-0.011 (0.007)
Alqueva. $\Delta STORR_{t-5}$	1.298 (5.328)	0.048 (0.032)	4.958 (3.642)	-0.395 (0.897)
Alqueva. $\Delta PUMPR_{t-5}$	-0.078 (0.058)	0.0001 (0.0005)	-0.035 (0.043)	-0.014* (0.008)
Alqueva. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.112 (0.321)	0.006*** (0.002)	-0.050 (0.131)	-0.114** (0.054)
<i>dummyEDIA</i>	43.630 (76.023)	-0.217 (0.347)	3.289 (61.863)	4.838 (2.974)
Alqueva. <i>dummyPEXP</i>	-5.258 (35.998)	0.126 (0.391)	2.063 (33.539)	0.171 (3.337)
Alqueva. $\Delta PDIF_t$	-16.856 (18.324)	-0.543** (0.213)	-32.635* (17.111)	-6.453** (3.158)
Alqueva. $\Delta sdSPPrice_t$	21.675 (23.542)	0.605*** (0.200)	18.953 (16.390)	11.918*** (3.563)
Alqueva. $\Delta SPPrice_t$	-12.347 (12.880)	-0.098* (0.057)	-11.226* (6.307)	-4.347** (1.744)
Alqueva. $\Delta RENW_t$	-0.399 (4.788)	-0.006 (0.027)	11.611*** (3.157)	-1.128 (0.795)
Alqueva. $\Delta DEMD_t$	12.419 (8.465)	-0.060 (0.055)	-12.466*** (4.231)	2.057** (0.981)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 23: Agueira RSI3

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Agueira. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.660*** (0.102)	-0.004*** (0.0005)	0.104* (0.057)	0.003 (0.008)
Agueira. $\Delta STORR_{t-1}$	6.959 (14.213)	-0.083 (0.121)	9.879 (8.727)	-3.340** (1.653)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.306*** (0.111)	0.003*** (0.001)	-0.418*** (0.054)	0.008 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-1}$	8.332*** (1.279)	0.045*** (0.007)	-2.318*** (0.695)	-0.019 (0.124)
Agueira. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.389*** (0.108)	-0.004*** (0.001)	0.118 (0.081)	-0.0004 (0.015)
Agueira. $\Delta STORR_{t-2}$	46.443*** (10.510)	0.352*** (0.071)	-13.750** (6.913)	3.677*** (1.409)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.182 (0.139)	0.002*** (0.001)	-0.306*** (0.078)	0.010 (0.012)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.692 (1.641)	0.034*** (0.011)	-1.168 (1.129)	-0.315* (0.183)
Agueira. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.191** (0.091)	-0.002** (0.001)	0.139** (0.066)	-0.009 (0.011)
Agueira. $\Delta STORR_{t-3}$	-20.485* (12.250)	0.178* (0.093)	0.181 (7.328)	-2.114 (1.447)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.063 (0.076)	0.001* (0.001)	-0.279*** (0.064)	-0.003 (0.010)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.586 (0.838)	0.021** (0.011)	-1.837*** (0.679)	-0.144 (0.148)
Agueira. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.095** (0.039)	-0.0003 (0.0004)	0.056* (0.033)	0.005 (0.008)
Agueira. $\Delta STORR_{t-4}$	-8.071 (7.303)	0.061 (0.061)	-7.264 (4.701)	-0.204 (0.740)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.092 (0.058)	0.0005 (0.0004)	-0.165*** (0.042)	0.011 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.655 (0.849)	0.006 (0.005)	-0.970*** (0.368)	-0.050 (0.081)
<i>dummyIberd</i>	5.409 (15.339)	0.0003 (0.119)	-3.157 (11.571)	0.162 (1.968)
Agueira. $\Delta EDP'sRSI_t$	-1,225.151* (626.263)	2.172 (1.805)	965.746*** (232.143)	-120.304** (49.849)
Agueira. $\Delta sdSPPrice_t$	31.279** (15.669)	-0.022 (0.073)	21.899*** (7.999)	-0.170 (1.187)
Agueira. $\Delta SPPrice_t$	-24.525*** (5.647)	-0.071*** (0.024)	1.182 (2.149)	-2.771*** (0.582)
Agueira. $\Delta RENW_t$	5.900* (3.062)	-0.004 (0.016)	-1.455 (1.368)	0.857*** (0.328)
Agueira. $\Delta DEMD_t$	-1.153 (6.905)	-0.012 (0.017)	4.880* (2.631)	-0.310 (0.596)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 24: Agueira Cong

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Agueira. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.653*** (0.112)	-0.004*** (0.0005)	0.104* (0.059)	0.004 (0.009)
Agueira. $\Delta STORR_{t-1}$	8.184 (15.436)	-0.080 (0.119)	9.859 (8.886)	-3.245* (1.768)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.312*** (0.113)	0.003*** (0.001)	-0.422*** (0.054)	0.009 (0.010)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-1}$	8.134*** (1.342)	0.045*** (0.007)	-2.279*** (0.707)	-0.035 (0.121)
Agueira. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.367*** (0.122)	-0.004*** (0.001)	0.105 (0.084)	0.002 (0.015)
Agueira. $\Delta STORR_{t-2}$	48.066*** (11.132)	0.343*** (0.066)	-16.088** (6.811)	3.865*** (1.274)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.165 (0.148)	0.002*** (0.001)	-0.296*** (0.080)	0.009 (0.013)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.300 (1.788)	0.035*** (0.011)	-0.942 (1.193)	-0.351* (0.185)
Agueira. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.166* (0.098)	-0.002** (0.001)	0.127* (0.070)	-0.007 (0.011)
Agueira. $\Delta STORR_{t-3}$	-22.161 (14.030)	0.192** (0.092)	3.410 (7.760)	-2.330 (1.546)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.078 (0.083)	0.001* (0.001)	-0.273*** (0.065)	-0.004 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.370 (0.944)	0.021** (0.011)	-1.737** (0.733)	-0.163 (0.151)
Agueira. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.094** (0.041)	-0.0003 (0.0004)	0.058* (0.034)	0.005 (0.007)
Agueira. $\Delta STORR_{t-4}$	-8.166 (7.522)	0.055 (0.061)	-8.267* (5.010)	-0.184 (0.705)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.095 (0.064)	0.0004 (0.0004)	-0.170*** (0.043)	0.012 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.654 (0.863)	0.005 (0.005)	-1.041** (0.411)	-0.048 (0.071)
<i>dummyIberd</i>	4.005 (16.726)	0.002 (0.118)	-2.205 (11.979)	0.028 (1.922)
Agueira. $\Delta CONG_t$	-7.368 (6.005)	-0.061 (0.041)	-6.832* (3.866)	-0.380 (0.581)
Agueira. $\Delta sdSPPrice_t$	36.022** (17.433)	-0.011 (0.065)	21.456*** (8.290)	0.206 (1.325)
Agueira. $\Delta SPPrice_t$	-26.700*** (6.348)	-0.072*** (0.025)	2.160 (2.520)	-2.964*** (0.614)
Agueira. $\Delta RENW_t$	-1.634 (2.086)	0.009 (0.009)	4.459*** (1.091)	0.118 (0.209)
Agueira. $\Delta DEMD_t$	7.343 (4.838)	-0.025 (0.020)	-1.518 (2.132)	0.516 (0.463)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 25: Agueira pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Agueira. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.614*** (0.102)	-0.004*** (0.001)	0.097 (0.059)	0.006 (0.008)
Agueira. $\Delta STORR_{t-1}$	10.214 (13.131)	-0.086 (0.123)	9.060 (8.959)	-3.093* (1.755)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.254** (0.110)	0.003*** (0.001)	-0.416*** (0.053)	0.005 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-1}$	7.419*** (1.334)	0.046*** (0.008)	-2.128*** (0.705)	-0.086 (0.118)
Agueira. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.333*** (0.105)	-0.004*** (0.001)	0.099 (0.084)	0.004 (0.014)
Agueira. $\Delta STORR_{t-2}$	42.557*** (9.727)	0.352*** (0.065)	-14.832** (6.339)	3.467*** (1.306)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.110 (0.136)	0.003*** (0.001)	-0.288*** (0.081)	0.005 (0.013)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-2}$	0.905 (1.476)	0.035*** (0.012)	-0.848 (1.191)	-0.379** (0.173)
Agueira. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.170** (0.085)	-0.002*** (0.001)	0.123* (0.070)	-0.007 (0.011)
Agueira. $\Delta STORR_{t-3}$	-20.776* (11.288)	0.181** (0.091)	2.101 (7.917)	-2.213 (1.491)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.080 (0.070)	0.001* (0.001)	-0.269*** (0.065)	-0.004 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.178 (0.812)	0.022** (0.011)	-1.673** (0.735)	-0.177 (0.154)
Agueira. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.081** (0.034)	-0.0003 (0.0004)	0.054 (0.033)	0.006 (0.007)
Agueira. $\Delta STORR_{t-4}$	-9.544 (6.496)	0.061 (0.062)	-7.461 (4.899)	-0.292 (0.719)
Agueira. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.061 (0.059)	0.0005 (0.0004)	-0.165*** (0.042)	0.009 (0.009)
Agueira. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.599 (0.783)	0.006 (0.005)	-0.991** (0.387)	-0.053 (0.069)
<i>dummyIberd</i>	3.704 (14.263)	0.003 (0.118)	-2.078 (11.552)	0.006 (1.862)
Agueira. $\Delta PDIF_t$	-63.665*** (13.502)	0.040 (0.129)	7.099 (11.795)	-4.460*** (1.266)
Agueira. $\Delta sdSPPrice_t$	35.842** (17.580)	-0.028 (0.069)	19.481** (8.134)	0.229 (1.318)
Agueira. $\Delta SPPPrice_t$	-30.235*** (6.498)	-0.066** (0.026)	3.000 (2.602)	-3.220*** (0.619)
Agueira. $\Delta RENW_t$	-3.132 (2.199)	0.011 (0.009)	4.641*** (1.097)	0.013 (0.206)
Agueira. $\Delta DEMD_t$	8.326* (4.414)	-0.027 (0.020)	-1.809 (2.131)	0.588 (0.428)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 26: Alto Rabagao RSI3

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.258*** (0.053)	-0.025*** (0.006)	0.016 (0.024)	0.001 (0.001)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-1}$	0.356 (0.240)	-0.246*** (0.041)	-0.508*** (0.189)	0.017 (0.018)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-1}$	-0.140** (0.068)	0.038*** (0.009)	-0.227*** (0.065)	-0.001 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.510 (1.530)	0.573* (0.343)	2.030 (1.317)	-0.456*** (0.095)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.246*** (0.050)	-0.031*** (0.004)	-0.006 (0.024)	0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-2}$	0.447** (0.193)	0.096* (0.056)	-0.339** (0.158)	-0.014 (0.012)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.086 (0.057)	0.038*** (0.010)	-0.310*** (0.071)	0.008** (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-2}$	-0.461 (1.154)	0.515 (0.354)	1.769 (1.304)	-0.448*** (0.109)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.188*** (0.050)	-0.027*** (0.005)	0.005 (0.024)	-0.001 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-3}$	0.770*** (0.180)	0.288*** (0.042)	-0.403*** (0.117)	-0.032*** (0.008)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.062 (0.069)	0.017** (0.007)	-0.161** (0.069)	0.001 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-3}$	-0.353 (1.175)	0.418 (0.311)	1.018 (0.890)	-0.277*** (0.085)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.098*** (0.036)	-0.018*** (0.006)	-0.024 (0.022)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-4}$	0.410** (0.197)	0.313*** (0.047)	-0.204 (0.162)	-0.037*** (0.011)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.049 (0.057)	0.009 (0.007)	-0.122* (0.064)	0.003 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-4}$	-1.375 (0.957)	0.399*** (0.154)	0.656 (0.767)	-0.241*** (0.085)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.054 (0.047)	0.003 (0.004)	-0.002 (0.023)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-5}$	0.425* (0.235)	0.155*** (0.036)	0.093 (0.156)	0.001 (0.013)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-5}$	-0.018 (0.058)	0.012* (0.007)	-0.075 (0.062)	0.011*** (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-5}$	-1.092 (0.919)	0.012 (0.091)	0.657 (0.724)	-0.160* (0.087)
AltoRabagao. $\Delta EDP'sRSI_t$	-737.470*** (219.034)	-101.291 (75.986)	-203.784* (112.019)	-25.951*** (8.634)
AltoRabagao. $\Delta sdSPPrice_t$	4.929 (4.140)	1.160 (1.210)	-7.138 (4.626)	-0.114 (0.241)
AltoRabagao. $\Delta SPPrice_t$	0.573 (2.370)	-1.683** (0.680)	-6.510*** (2.469)	-0.621*** (0.108)
AltoRabagao. $\Delta RENW_t$	0.231 (1.797)	0.339 (0.268)	2.216** (1.049)	0.238*** (0.067)
AltoRabagao. $\Delta DEMD_t$	0.911 (1.876)	-1.795** (0.895)	-1.575 (1.412)	-0.111 (0.096)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 27: Alto Rabagao Cong

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.267*** (0.056)	-0.026*** (0.006)	0.015 (0.025)	0.001 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-1}$	0.181 (0.273)	-0.270*** (0.051)	-0.557*** (0.185)	0.010 (0.016)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-1}$	-0.140** (0.069)	0.038*** (0.009)	-0.228*** (0.064)	-0.001 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.311 (1.550)	0.535 (0.383)	1.937 (1.256)	-0.468*** (0.094)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.240*** (0.051)	-0.031*** (0.004)	-0.005 (0.024)	0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-2}$	0.411* (0.211)	0.090 (0.064)	-0.350** (0.152)	-0.016 (0.013)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.108** (0.055)	0.040*** (0.012)	-0.304*** (0.071)	0.009** (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-2}$	-0.837 (1.161)	0.450 (0.405)	1.619 (1.248)	-0.468*** (0.104)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.196*** (0.052)	-0.029*** (0.006)	0.001 (0.024)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-3}$	0.854*** (0.185)	0.305*** (0.036)	-0.362*** (0.120)	-0.027*** (0.010)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.048 (0.073)	0.017** (0.008)	-0.161** (0.068)	0.001 (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-3}$	-0.422 (1.206)	0.416 (0.313)	1.023 (0.893)	-0.276*** (0.085)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.103*** (0.038)	-0.018*** (0.007)	-0.026 (0.022)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-4}$	0.434** (0.207)	0.313*** (0.048)	-0.207 (0.160)	-0.038*** (0.011)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.059 (0.059)	0.012 (0.008)	-0.115* (0.067)	0.004 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-4}$	-1.203 (0.913)	0.408** (0.169)	0.655 (0.784)	-0.242*** (0.091)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.061 (0.050)	0.002 (0.004)	-0.004 (0.023)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-5}$	0.447* (0.241)	0.156*** (0.036)	0.093 (0.155)	0.001 (0.012)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-5}$	-0.024 (0.058)	0.012* (0.007)	-0.075 (0.066)	0.011*** (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-5}$	-1.005 (0.942)	0.008 (0.091)	0.630 (0.738)	-0.164* (0.087)
AltoRabagao. $\Delta CONG_t$	2.635 (2.835)	-0.365 (0.401)	-1.668 (2.206)	-0.241* (0.139)
AltoRabagao. $\Delta sdSPPrice_t$	5.844 (4.097)	1.465 (1.497)	-6.294 (4.644)	0.001 (0.267)
AltoRabagao. $\Delta SPPrice_t$	-0.377 (2.256)	-1.864** (0.753)	-6.940*** (2.490)	-0.678*** (0.127)
AltoRabagao. $\Delta RENW_t$	-4.351*** (1.154)	-0.296 (0.290)	0.932 (0.657)	0.074* (0.042)
AltoRabagao. $\Delta DEMD_t$	6.040*** (1.304)	-1.069** (0.459)	-0.084 (1.270)	0.079 (0.086)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 28: Alto Rabagao pdf

<i>Dependent variable:</i>				
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.268*** (0.056)	-0.025*** (0.005)	0.016 (0.023)	0.001 (0.001)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-1}$	0.154 (0.287)	-0.261*** (0.051)	-0.532*** (0.184)	0.013 (0.016)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-1}$	-0.131* (0.069)	0.034*** (0.007)	-0.237*** (0.067)	-0.002 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.345 (1.560)	0.514 (0.354)	1.891 (1.298)	-0.472*** (0.090)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.242*** (0.051)	-0.030*** (0.004)	-0.003 (0.023)	0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-2}$	0.401* (0.216)	0.094 (0.069)	-0.341** (0.155)	-0.015 (0.012)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.106* (0.056)	0.041*** (0.012)	-0.302*** (0.072)	0.009** (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-2}$	-0.794 (1.148)	0.423 (0.365)	1.561 (1.328)	-0.472*** (0.104)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.197*** (0.053)	-0.029*** (0.006)	0.001 (0.023)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-3}$	0.891*** (0.191)	0.296*** (0.033)	-0.390*** (0.110)	-0.030*** (0.009)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.050 (0.073)	0.017** (0.008)	-0.161** (0.067)	0.001 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-3}$	-0.359 (1.250)	0.399 (0.296)	0.972 (0.870)	-0.282*** (0.083)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.107*** (0.039)	-0.017*** (0.006)	-0.023 (0.022)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-4}$	0.425** (0.204)	0.314*** (0.051)	-0.202 (0.173)	-0.037*** (0.011)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.068 (0.058)	0.010 (0.008)	-0.122* (0.063)	0.003 (0.003)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-4}$	-1.319 (0.865)	0.437** (0.198)	0.749 (0.789)	-0.231*** (0.083)
AltoRabagao. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.058 (0.050)	0.0005 (0.004)	-0.008 (0.022)	-0.002 (0.002)
AltoRabagao. $\Delta STORR_{t-5}$	0.440* (0.224)	0.157*** (0.038)	0.097 (0.160)	0.002 (0.012)
AltoRabagao. $\Delta PUMPR_{t-5}$	-0.020 (0.060)	0.011 (0.007)	-0.078 (0.058)	0.010** (0.004)
AltoRabagao. $\Delta INFLR_{t-5}$	-1.147 (0.942)	0.047 (0.105)	0.748 (0.745)	-0.151* (0.086)
AltoRabagao. $\Delta PDIF_t$	6.979* (3.937)	-2.483** (1.143)	-6.681 (4.551)	-0.667*** (0.220)
AltoRabagao. $\Delta sdSPPrice_t$	6.315 (3.888)	1.439 (1.430)	-6.533 (4.650)	-0.041 (0.255)
AltoRabagao. $\Delta SPPrice_t$	-0.119 (2.331)	-1.996** (0.792)	-7.247*** (2.755)	-0.704*** (0.120)
AltoRabagao. $\Delta RENW_t$	-4.230*** (1.187)	-0.343 (0.305)	0.810 (0.694)	0.062 (0.043)
AltoRabagao. $\Delta DEMD_t$	6.001*** (1.329)	-1.037** (0.441)	-0.021 (1.274)	0.083 (0.078)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 29: BaixoSaborJusante RSI3

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
BaixoSaborJusante. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.353*** (0.053)	-0.0003 (0.0005)	-0.032 (0.046)	-0.005 (0.004)
BaixoSaborJusante. $\Delta STORR_{t-1}$	29.164*** (10.299)	-0.396*** (0.100)	-11.090 (7.166)	0.195 (0.483)
BaixoSaborJusante. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.022 (0.086)	0.0004 (0.001)	-0.583*** (0.079)	-0.010 (0.006)
BaixoSaborJusante. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.584 (2.537)	0.011 (0.021)	0.003 (0.883)	-0.472*** (0.092)
BaixoSaborJusante. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.312*** (0.069)	-0.001* (0.001)	0.016 (0.054)	-0.001 (0.002)
BaixoSaborJusante. $\Delta STORR_{t-2}$	7.259 (14.007)	-0.157* (0.084)	-2.327 (8.199)	-0.008 (0.312)
BaixoSaborJusante. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.067 (0.109)	-0.00001 (0.001)	-0.446*** (0.073)	0.004 (0.003)
BaixoSaborJusante. $\Delta INFLR_{t-2}$	4.031* (2.204)	0.005 (0.012)	0.457 (1.302)	-0.404*** (0.121)
BaixoSaborJusante. $\Delta EDP'sRSI_t$	79.104 (171.670)	1.228 (1.062)	56.458 (118.135)	-10.368 (9.479)
BaixoSaborJusante. $\Delta sdSPPrice_t$	10.822 (7.148)	0.067** (0.034)	1.396 (4.954)	0.0003 (0.206)
BaixoSaborJusante. $\Delta SPPrice_t$	-5.989** (2.809)	-0.006 (0.016)	3.155** (1.375)	-0.144 (0.107)
BaixoSaborJusante. $\Delta RENW_t$	-3.150** (1.559)	-0.017** (0.007)	1.623** (0.731)	0.068 (0.066)
BaixoSaborJusante. $\Delta DEMD_t$	7.850*** (2.358)	0.029** (0.014)	-2.001 (1.260)	0.023 (0.099)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 30: BaixoSaborJusante Cong

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
BaixoSaborJusante. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.341*** (0.052)	-0.0002 (0.0004)	-0.019 (0.043)	-0.006 (0.004)
BaixoSaborJusante. $\Delta STORR_{t-1}$	28.933*** (10.252)	-0.402*** (0.102)	-11.179* (6.635)	0.245 (0.502)
BaixoSaborJusante. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.021 (0.085)	0.0003 (0.001)	-0.580*** (0.059)	-0.009 (0.006)
BaixoSaborJusante. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.408 (2.485)	0.011 (0.020)	-0.225 (0.979)	-0.476*** (0.087)
BaixoSaborJusante. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.307*** (0.077)	-0.001* (0.001)	0.023 (0.057)	-0.001 (0.002)
BaixoSaborJusante. $\Delta STORR_{t-2}$	5.075 (13.734)	-0.160** (0.078)	-4.917 (6.931)	0.010 (0.363)
BaixoSaborJusante. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.059 (0.114)	0.00001 (0.001)	-0.436*** (0.069)	0.003 (0.003)
BaixoSaborJusante. $\Delta INFLR_{t-2}$	3.720* (2.203)	0.004 (0.012)	0.117 (1.277)	-0.394*** (0.121)
BaixoSaborJusante. $\Delta CONG_t$	4.390 (8.843)	0.007 (0.038)	5.156 (4.616)	-0.049 (0.182)
BaixoSaborJusante. $\Delta sdSPPrice_t$	9.738 (6.110)	0.063* (0.033)	0.169 (4.885)	0.024 (0.236)
BaixoSaborJusante. $\Delta SPPrice_t$	-5.744** (2.644)	-0.004 (0.015)	3.410*** (1.262)	-0.155 (0.112)
BaixoSaborJusante. $\Delta RENW_t$	-2.715** (1.106)	-0.011** (0.005)	1.928*** (0.382)	0.010 (0.021)
BaixoSaborJusante. $\Delta DEMD_t$	7.285*** (1.797)	0.019* (0.010)	-2.356* (1.191)	0.110 (0.084)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 31: BaixoSaborJusante pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
BaixoSaborJusante. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.333*** (0.065)	-0.0002 (0.0004)	-0.033 (0.047)	-0.005 (0.004)
BaixoSaborJusante. $\Delta STORR_{t-1}$	31.002*** (10.477)	-0.394*** (0.094)	-11.739 (7.180)	0.270 (0.492)
BaixoSaborJusante. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.027 (0.103)	0.0003 (0.001)	-0.593*** (0.071)	-0.008 (0.005)
BaixoSaborJusante. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.132* (1.888)	0.010 (0.018)	0.121 (0.898)	-0.484*** (0.085)
BaixoSaborJusante. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.300*** (0.085)	-0.001 (0.001)	0.014 (0.053)	-0.001 (0.002)
BaixoSaborJusante. $\Delta STORR_{t-2}$	12.409 (13.821)	-0.136* (0.074)	-3.126 (8.379)	0.037 (0.336)
BaixoSaborJusante. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.114 (0.118)	-0.0002 (0.001)	-0.438*** (0.073)	-0.0001 (0.003)
BaixoSaborJusante. $\Delta INFLR_{t-2}$	4.109** (1.901)	0.005 (0.012)	0.397 (1.252)	-0.396*** (0.121)
BaixoSaborJusante. $\Delta PDIF_t$	-66.434** (30.572)	-0.257*** (0.098)	10.936 (10.307)	-0.677 (0.785)
BaixoSaborJusante. $\Delta sdSPPrice_t$	10.047** (4.792)	0.063** (0.029)	1.436 (4.827)	0.007 (0.199)
BaixoSaborJusante. $\Delta SPPrice_t$	-6.823*** (2.106)	-0.008 (0.013)	3.353** (1.436)	-0.162 (0.116)
BaixoSaborJusante. $\Delta RENW_t$	-2.724*** (0.848)	-0.011** (0.005)	1.944*** (0.363)	0.010 (0.023)
BaixoSaborJusante. $\Delta DEMD_t$	6.389*** (1.662)	0.016* (0.009)	-2.350* (1.226)	0.103 (0.073)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 32: Baixo_Sabor_Montante RSI3

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.507*** (0.113)	-0.009*** (0.001)	0.232** (0.089)	-0.009 (0.007)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-1}$	16.335** (8.148)	0.365*** (0.126)	9.356** (4.425)	1.859 (1.170)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-1}$	-0.010 (0.123)	0.007*** (0.002)	-0.573*** (0.126)	-0.009 (0.010)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-1}$	7.885*** (0.669)	0.158*** (0.029)	-1.821** (0.694)	-0.063 (0.085)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-2}$	0.109 (0.111)	-0.008*** (0.002)	0.087 (0.065)	0.030 (0.019)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-2}$	5.918 (9.146)	-0.274 (0.179)	-26.627*** (4.899)	-0.744 (0.710)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.105 (0.148)	0.003 (0.002)	-0.367** (0.164)	-0.002 (0.009)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-2}$	-2.639* (1.435)	0.087** (0.035)	-2.778** (1.113)	-0.610** (0.236)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-3}$	0.009 (0.192)	-0.007*** (0.003)	-0.085 (0.099)	0.020 (0.018)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-3}$	-22.802*** (6.340)	0.524*** (0.114)	14.525** (6.153)	-0.677 (0.601)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.261 (0.163)	0.003 (0.002)	-0.154 (0.175)	0.006 (0.011)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.494 (2.892)	0.112*** (0.038)	0.966 (1.016)	-0.482* (0.263)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.612*** (0.101)	-0.002 (0.002)	-0.021 (0.129)	-0.022** (0.009)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-4}$	-4.756 (8.402)	-0.152 (0.097)	0.410 (8.038)	-1.782 (1.195)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.055 (0.107)	0.002 (0.002)	-0.172 (0.153)	-0.001 (0.012)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-4}$	7.055*** (1.860)	0.060* (0.033)	-1.530 (1.697)	0.199 (0.133)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.416*** (0.104)	-0.0003 (0.002)	0.067 (0.099)	-0.035 (0.023)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-5}$	18.749*** (6.120)	0.211 (0.133)	-2.630 (8.807)	0.554 (0.682)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.260** (0.128)	-0.001 (0.002)	-0.017 (0.081)	0.001 (0.009)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-5}$	3.323*** (1.214)	0.017 (0.022)	-0.835 (1.410)	0.192 (0.191)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta EDP'sRSI_t$	1.059.216 (827.341)	-19.324** (9.060)	-1.100.488 (716.159)	-119.430** (47.682)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta sdSPPrice_t$	122.235*** (36.134)	-1.563** (0.758)	41.738* (22.817)	1.922 (2.114)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta SPPrice_t$	-15.464** (7.228)	-0.228** (0.102)	5.239 (5.767)	-1.108 (0.708)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta RENW_t$	-6.156 (5.390)	0.128* (0.076)	11.606** (4.524)	1.204** (0.512)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta DEMD_t$	24.072*** (8.746)	-0.278** (0.127)	-33.848*** (7.154)	-0.808 (0.707)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 33: Baixo_Sabor_Montante Cong

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.515*** (0.109)	-0.009*** (0.001)	0.236** (0.090)	-0.011 (0.008)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-1}$	15.440* (8.789)	0.247** (0.113)	9.219** (4.208)	1.148 (0.910)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-1}$	-0.019 (0.126)	0.008*** (0.002)	-0.558*** (0.123)	-0.004 (0.011)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-1}$	7.690*** (0.722)	0.153*** (0.023)	-1.690** (0.722)	-0.095 (0.083)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-2}$	0.077 (0.100)	-0.009*** (0.002)	0.105* (0.062)	0.022* (0.012)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-2}$	5.574 (10.178)	-0.249 (0.155)	-26.127*** (5.056)	-0.596 (0.734)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.169 (0.153)	0.004** (0.002)	-0.414** (0.156)	0.006 (0.013)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-2}$	-2.013 (1.900)	0.120*** (0.032)	-3.081** (1.160)	-0.416** (0.203)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-3}$	0.003 (0.169)	-0.009*** (0.002)	-0.092 (0.087)	0.010 (0.011)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-3}$	-21.202*** (7.477)	0.447*** (0.112)	12.490** (5.644)	-1.142** (0.562)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.288 (0.183)	0.003 (0.002)	-0.173 (0.165)	0.009 (0.011)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.582 (2.533)	0.136*** (0.029)	1.076 (0.935)	-0.339* (0.182)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.621*** (0.113)	-0.004 (0.003)	-0.026 (0.111)	-0.033*** (0.012)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-4}$	-4.649 (8.615)	-0.118 (0.091)	0.578 (8.690)	-1.581 (1.039)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.108 (0.123)	0.003 (0.002)	-0.216 (0.145)	0.003 (0.013)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-4}$	6.818*** (2.072)	0.084** (0.033)	-1.124 (1.389)	0.347** (0.166)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.435*** (0.133)	-0.002 (0.002)	0.072 (0.096)	-0.044* (0.026)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-5}$	18.586*** (6.038)	0.277** (0.133)	-1.960 (8.962)	0.955 (0.785)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.269** (0.128)	-0.001 (0.002)	-0.025 (0.096)	0.001 (0.008)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-5}$	3.504** (1.694)	0.048* (0.025)	-0.751 (1.394)	0.378 (0.255)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta CONG_t$	21.249 (29.392)	0.746 (0.478)	-13.089 (13.923)	4.446 (2.928)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta sdSPPrice_t$	109.814*** (34.609)	-1.862** (0.774)	50.476** (24.283)	0.150 (2.346)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta SPPrice_t$	-16.839** (7.898)	-0.235** (0.113)	6.409 (6.110)	-1.150* (0.644)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta RENW_t$	-0.377 (2.275)	0.001 (0.036)	5.424*** (1.722)	0.417 (0.276)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta DEMD_t$	14.519** (6.567)	-0.085 (0.111)	-23.774*** (6.682)	0.383 (0.461)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 34: Baixo_Sabor_Montante pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.437*** (0.129)	-0.008*** (0.002)	0.212** (0.094)	-0.003 (0.008)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-1}$	20.080*** (7.496)	0.370*** (0.120)	7.075* (3.640)	1.869* (1.100)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.002 (0.119)	0.008*** (0.002)	-0.561*** (0.135)	-0.004 (0.009)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-1}$	6.081*** (0.942)	0.130*** (0.028)	-1.298 (0.902)	-0.222* (0.117)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-2}$	0.051 (0.117)	-0.009*** (0.002)	0.100 (0.062)	0.024 (0.015)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-2}$	-0.779 (9.090)	-0.361* (0.186)	-24.241*** (5.105)	-1.218** (0.483)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.109 (0.146)	0.002 (0.002)	-0.382** (0.172)	-0.005 (0.010)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-2}$	-2.237 (1.487)	0.101*** (0.028)	-2.741*** (1.009)	-0.534** (0.227)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-3}$	0.078 (0.187)	-0.007*** (0.002)	-0.124 (0.092)	0.021 (0.016)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-3}$	-8.872 (8.549)	0.668*** (0.164)	8.754 (7.058)	0.092 (0.701)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.326* (0.184)	0.003 (0.002)	-0.177 (0.183)	0.010 (0.010)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.467 (2.516)	0.125*** (0.030)	1.269 (0.924)	-0.405* (0.224)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.501*** (0.126)	-0.001 (0.002)	-0.072 (0.117)	-0.017** (0.008)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-4}$	-7.272 (8.378)	-0.174* (0.094)	1.532 (7.873)	-1.899 (1.181)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.009 (0.145)	0.0004 (0.002)	-0.178 (0.137)	-0.010 (0.011)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-4}$	3.937* (2.311)	0.029 (0.036)	-0.195 (1.661)	0.039 (0.175)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.389*** (0.121)	-0.0004 (0.002)	0.048 (0.089)	-0.035* (0.021)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta STORR_{t-5}$	11.857* (6.457)	0.143 (0.110)	0.317 (8.344)	0.198 (0.634)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.207 (0.136)	-0.002 (0.002)	-0.006 (0.095)	-0.005 (0.010)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta INFLR_{t-5}$	3.405** (1.434)	0.034* (0.019)	-0.507 (1.286)	0.294 (0.198)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta PDI F_t$	-194.424*** (71.072)	-3.223** (1.325)	54.213 (43.894)	-17.816** (7.419)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta sdSPPrice_t$	133.150*** (33.376)	-1.292** (0.620)	40.648* (23.640)	3.447 (2.548)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta SPPrice_t$	-18.836** (7.738)	-0.257** (0.114)	6.759 (6.033)	-1.261* (0.701)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta RENW_t$	-0.853 (2.246)	0.001 (0.041)	5.415*** (1.638)	0.423 (0.275)
Baixo_Sabor_Montante. $\Delta DEMD_t$	14.033** (6.354)	-0.100 (0.094)	-23.520*** (7.116)	0.297 (0.464)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 35: Salamonde RSI3

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Salamonde. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.319*** (0.058)	-0.002*** (0.001)	-0.022 (0.023)	-0.004* (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-1}$	16.264*** (3.743)	0.082 (0.076)	0.621 (3.607)	-0.075 (0.240)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.023 (0.056)	0.0002 (0.001)	-0.350*** (0.078)	-0.001 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-1}$	0.989* (0.546)	0.004 (0.008)	-0.950 (0.647)	-0.392*** (0.059)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.196*** (0.056)	-0.001* (0.001)	-0.009 (0.038)	-0.0001 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-2}$	9.548** (3.783)	-0.165*** (0.056)	-1.844 (3.489)	0.0002 (0.217)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.059 (0.044)	0.0001 (0.001)	-0.449*** (0.110)	0.005 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-2}$	-0.276 (0.408)	0.002 (0.007)	-0.699 (0.673)	-0.335*** (0.058)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.120** (0.059)	-0.001 (0.001)	-0.041 (0.053)	-0.001 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-3}$	-3.004 (2.685)	-0.006 (0.050)	5.382 (4.623)	-0.154 (0.182)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.012 (0.054)	0.0002 (0.001)	-0.278** (0.141)	0.010* (0.005)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.954* (0.490)	0.003 (0.009)	-0.295 (0.705)	-0.214*** (0.057)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.105** (0.046)	-0.001** (0.001)	-0.022 (0.042)	-0.002 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-4}$	9.903*** (3.277)	-0.006 (0.051)	0.051 (4.433)	0.054 (0.210)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-4}$	-0.027 (0.059)	0.00000 (0.001)	-0.144* (0.082)	-0.001 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.436 (0.520)	-0.004 (0.008)	0.522 (0.706)	-0.208*** (0.052)
Salamonde. <i>dummyPEXP</i>	-6.507 (13.322)	-0.026 (0.123)	0.025 (21.659)	-0.117 (0.704)
Salamonde. $\Delta EDP'sRSI_t$	-320.103** (144.464)	-1.520 (1.977)	65.042 (87.344)	-33.988*** (12.455)
Salamonde. $\Delta sdSPPrice_t$	-1.786 (3.187)	0.0002 (0.047)	2.882* (1.699)	-0.124 (0.313)
Salamonde. $\Delta SPPrice_t$	-1.409 (1.354)	-0.031 (0.024)	0.421 (1.029)	-0.710*** (0.136)
Salamonde. $\Delta RENW_t$	-0.123 (1.139)	-0.001 (0.015)	-0.229 (0.705)	0.352*** (0.094)
Salamonde. $\Delta DEMD_t$	1.609 (1.366)	0.022 (0.020)	0.689 (0.952)	-0.160 (0.119)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 36: Salamonde Cong

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Salamonde. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.319*** (0.059)	-0.002*** (0.001)	-0.021 (0.023)	-0.004* (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-1}$	16.742*** (3.753)	0.085 (0.076)	0.480 (3.603)	-0.022 (0.239)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.032 (0.054)	0.0002 (0.001)	-0.352*** (0.078)	0.00001 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-1}$	0.797 (0.528)	0.003 (0.008)	-0.897 (0.642)	-0.413*** (0.057)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.192*** (0.057)	-0.001* (0.001)	-0.008 (0.037)	0.0002 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-2}$	9.625** (3.857)	-0.167*** (0.056)	-1.803 (3.508)	0.005 (0.214)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.063 (0.046)	0.0001 (0.001)	-0.449*** (0.109)	0.005 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-2}$	-0.444 (0.405)	0.001 (0.007)	-0.661 (0.669)	-0.353*** (0.061)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.117** (0.059)	-0.001 (0.001)	-0.041 (0.052)	-0.001 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-3}$	-3.152 (2.646)	-0.004 (0.049)	5.334 (4.568)	-0.165 (0.181)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.021 (0.056)	0.0004 (0.001)	-0.282** (0.142)	0.011** (0.005)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.978** (0.494)	0.004 (0.009)	-0.322 (0.708)	-0.210*** (0.057)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.109** (0.047)	-0.001** (0.001)	-0.020 (0.043)	-0.002 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-4}$	9.728*** (3.209)	-0.007 (0.051)	0.096 (4.374)	0.035 (0.207)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-4}$	-0.039 (0.059)	-0.0001 (0.001)	-0.140* (0.081)	-0.002 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.527 (0.510)	-0.003 (0.008)	0.503 (0.694)	-0.198*** (0.054)
Salamonde. <i>dummyPEXP</i>	-6.257 (13.308)	-0.025 (0.122)	-0.022 (21.933)	-0.091 (0.717)
Salamonde. $\Delta CONG_t$	-2.690 (3.108)	-0.052* (0.028)	1.776* (1.063)	-0.360** (0.155)
Salamonde. $\Delta sdSPPrice_t$	-0.391 (3.104)	0.015 (0.047)	2.331 (1.557)	0.040 (0.301)
Salamonde. $\Delta SPPrice_t$	-2.104 (1.357)	-0.037 (0.024)	0.647 (1.027)	-0.789*** (0.152)
Salamonde. $\Delta RENW_t$	-2.131*** (0.653)	-0.010 (0.009)	0.181 (0.479)	0.139*** (0.044)
Salamonde. $\Delta DEMD_t$	3.862*** (1.092)	0.034** (0.016)	0.199 (0.757)	0.082 (0.098)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 37: Salamonde pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Salamonde. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.314*** (0.058)	-0.002*** (0.001)	-0.022 (0.023)	-0.004* (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-1}$	17.013*** (3.751)	0.086 (0.077)	0.552 (3.597)	-0.021 (0.241)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.030 (0.052)	0.0002 (0.001)	-0.352*** (0.078)	-0.0001 (0.003)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-1}$	0.552 (0.474)	0.001 (0.008)	-0.923 (0.658)	-0.419*** (0.058)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.186*** (0.054)	-0.001 (0.001)	-0.010 (0.037)	0.001 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-2}$	9.261** (3.797)	-0.168*** (0.056)	-1.896 (3.532)	0.003 (0.216)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.062 (0.047)	0.0001 (0.001)	-0.450*** (0.111)	0.005 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-2}$	-0.564 (0.401)	0.0003 (0.007)	-0.669 (0.675)	-0.357*** (0.060)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.122** (0.057)	-0.001 (0.001)	-0.043 (0.051)	-0.001 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-3}$	-3.620 (2.658)	-0.009 (0.049)	5.441 (4.592)	-0.199 (0.181)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.015 (0.058)	0.0003 (0.001)	-0.279* (0.142)	0.010* (0.005)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.872* (0.476)	0.003 (0.009)	-0.291 (0.708)	-0.219*** (0.059)
Salamonde. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.102** (0.046)	-0.001** (0.001)	-0.021 (0.043)	-0.002 (0.002)
Salamonde. $\Delta STORR_{t-4}$	10.073*** (3.246)	-0.004 (0.051)	0.089 (4.347)	0.049 (0.215)
Salamonde. $\Delta PUMPR_{t-4}$	-0.031 (0.057)	0.00000 (0.001)	-0.142* (0.082)	-0.002 (0.004)
Salamonde. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.511 (0.504)	-0.003 (0.008)	0.504 (0.696)	-0.199*** (0.054)
Salamonde. <i>dummyPEXP</i>	-6.277 (13.106)	-0.025 (0.123)	-0.028 (21.723)	-0.091 (0.724)
Salamonde. $\Delta PDI F_t$	-10.642** (4.992)	-0.079 (0.054)	-0.224 (2.081)	-0.398 (0.303)
Salamonde. $\Delta sdSPPrice_t$	-0.736 (3.088)	0.006 (0.046)	2.723* (1.635)	-0.029 (0.317)
Salamonde. $\Delta SPPrice_t$	-2.616* (1.429)	-0.039 (0.025)	0.510 (1.110)	-0.791*** (0.143)
Salamonde. $\Delta RENW_t$	-2.355*** (0.672)	-0.012 (0.009)	0.174 (0.515)	0.131*** (0.044)
Salamonde. $\Delta DEMD_t$	4.060*** (1.093)	0.034** (0.016)	0.251 (0.772)	0.082 (0.092)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 38: Torrao RSI3

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Torrao. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.664*** (0.211)	-0.001** (0.0004)	-0.035 (0.105)	0.025 (0.032)
Torrao. $\Delta STORR_{t-1}$	-15.214 (52.608)	-0.252** (0.103)	-43.306 (33.713)	-3.627 (9.290)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.473*** (1.237)	0.006* (0.003)	0.413 (0.624)	-0.501** (0.188)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.480** (0.223)	-0.0002 (0.001)	-0.489*** (0.109)	-0.022 (0.039)
Torrao. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.353 (0.296)	-0.001 (0.001)	-0.115 (0.118)	0.039 (0.047)
Torrao. $\Delta STORR_{t-2}$	-94.747 (59.900)	-0.410*** (0.097)	46.458* (27.301)	-33.271*** (10.304)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.779 (1.807)	0.006 (0.004)	0.564 (0.845)	-0.413 (0.307)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.021 (0.321)	0.001 (0.001)	-0.250* (0.148)	-0.040 (0.045)
Torrao. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.116 (0.341)	-0.001 (0.001)	-0.045 (0.100)	-0.003 (0.051)
Torrao. $\Delta STORR_{t-3}$	-93.856* (51.848)	0.034 (0.136)	-11.899 (20.310)	-16.261* (9.304)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.372 (2.129)	0.004 (0.004)	0.499 (0.729)	-0.307 (0.342)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.079 (0.307)	0.0001 (0.001)	-0.094 (0.147)	-0.019 (0.043)
Torrao. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.334 (0.231)	-0.0002 (0.0003)	-0.036 (0.048)	-0.063* (0.033)
Torrao. $\Delta STORR_{t-4}$	-109.680** (42.258)	-0.099 (0.123)	55.648** (22.156)	-32.176*** (7.395)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.158 (1.670)	0.002 (0.003)	0.528 (0.417)	0.147 (0.242)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.017 (0.261)	-0.0001 (0.001)	-0.097 (0.124)	-0.007 (0.040)
Torrao. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.427*** (0.101)	-0.0003 (0.0002)	0.048 (0.030)	-0.088*** (0.011)
Torrao. $\Delta STORR_{t-5}$	-168.741*** (50.315)	0.077 (0.103)	9.270 (27.147)	-5.923 (4.949)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-5}$	2.346*** (0.713)	0.003 (0.002)	-0.264 (0.263)	0.579*** (0.103)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.168 (0.190)	-0.0001 (0.001)	0.076 (0.065)	0.019 (0.028)
Torrao. $\Delta EDPSRSI_t$	-263.840 (438.025)	1.546 (1.868)	-68.094 (225.981)	-28.621 (76.659)
Torrao. $\Delta sdSPPrice_t$	35.198 (26.025)	0.032 (0.084)	10.592 (10.922)	5.013 (3.220)
Torrao. $\Delta SPPrice_t$	-29.601*** (5.407)	-0.032*** (0.010)	3.642** (1.792)	-4.305*** (1.008)
Torrao. $\Delta RENW_t$	5.748* (3.240)	-0.004 (0.011)	1.829 (1.388)	1.234** (0.544)
Torrao. $\Delta DEMD_t$	7.880 (5.901)	0.021 (0.014)	-10.831*** (2.803)	2.157** (1.014)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 39: Torrao Cong

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Torrao. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.671*** (0.207)	-0.001** (0.0005)	-0.022 (0.101)	0.025 (0.033)
Torrao. $\Delta STORR_{t-1}$	-19.691 (54.239)	-0.235** (0.113)	-38.425 (34.255)	-3.659 (9.335)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.540*** (1.250)	0.006 (0.004)	0.348 (0.594)	-0.500** (0.210)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.486** (0.223)	-0.0002 (0.001)	-0.491*** (0.100)	-0.021 (0.037)
Torrao. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.370 (0.294)	-0.001 (0.001)	-0.096 (0.116)	0.039 (0.049)
Torrao. $\Delta STORR_{t-2}$	-87.914 (56.172)	-0.428*** (0.136)	33.619 (20.894)	-33.627*** (10.648)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.867 (1.815)	0.005 (0.005)	0.453 (0.806)	-0.414 (0.328)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.031 (0.320)	0.001 (0.001)	-0.242* (0.129)	-0.041 (0.042)
Torrao. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.136 (0.344)	-0.0005 (0.001)	-0.033 (0.101)	-0.004 (0.053)
Torrao. $\Delta STORR_{t-3}$	-97.938* (49.475)	0.042 (0.134)	-2.097 (20.617)	-15.888* (8.889)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.519 (2.140)	0.003 (0.005)	0.385 (0.697)	-0.303 (0.356)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.096 (0.311)	0.00004 (0.001)	-0.097 (0.133)	-0.018 (0.042)
Torrao. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.349 (0.227)	-0.0001 (0.0004)	-0.019 (0.055)	-0.063* (0.034)
Torrao. $\Delta STORR_{t-4}$	-107.286** (43.434)	-0.101 (0.133)	48.324** (23.183)	-32.513*** (7.572)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.286 (1.648)	0.001 (0.004)	0.435 (0.403)	0.152 (0.248)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.024 (0.258)	-0.0001 (0.001)	-0.100 (0.113)	-0.007 (0.041)
Torrao. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.420*** (0.097)	-0.0003 (0.0002)	0.041 (0.029)	-0.088*** (0.012)
Torrao. $\Delta STORR_{t-5}$	-171.559*** (47.938)	0.096 (0.100)	6.729 (27.398)	-6.365 (5.050)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-5}$	2.411*** (0.717)	0.002 (0.002)	-0.269 (0.229)	0.585*** (0.109)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.180 (0.181)	-0.0002 (0.001)	0.051 (0.062)	0.018 (0.027)
Torrao. $\Delta CONG_t$	7.703 (18.352)	-0.024 (0.033)	-12.156 (8.236)	-0.228 (3.061)
Torrao. $\Delta sdSPPrice_t$	32.020 (26.268)	0.039 (0.085)	17.045 (11.644)	5.215 (3.785)
Torrao. $\Delta SPPPrice_t$	-29.757*** (5.663)	-0.031*** (0.011)	3.456** (1.690)	-4.333*** (1.001)
Torrao. $\Delta RENW_t$	3.976 (2.577)	0.006 (0.005)	1.837** (0.763)	1.077** (0.455)
Torrao. $\Delta DEMD_t$	10.385** (4.124)	0.007 (0.009)	-10.978*** (2.891)	2.369*** (0.645)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 40: Torrao pdif

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Torrao. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.670*** (0.172)	-0.001* (0.001)	-0.033 (0.082)	0.024 (0.029)
Torrao. $\Delta STORR_{t-1}$	14.703 (40.933)	-0.231** (0.094)	-52.018** (25.109)	0.960 (7.456)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.311*** (0.968)	0.006 (0.004)	0.468 (0.500)	-0.526*** (0.179)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.426** (0.191)	-0.0002 (0.001)	-0.472*** (0.078)	-0.030 (0.023)
Torrao. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.384 (0.241)	-0.001 (0.001)	-0.109 (0.100)	0.035 (0.044)
Torrao. $\Delta STORR_{t-2}$	-93.229** (43.227)	-0.402*** (0.111)	45.456* (25.733)	-32.992*** (7.854)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.006 (1.509)	0.006 (0.005)	0.511 (0.691)	-0.379 (0.288)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.081 (0.292)	0.001 (0.001)	-0.236* (0.121)	-0.049 (0.047)
Torrao. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.121 (0.293)	-0.001 (0.001)	-0.050 (0.083)	-0.004 (0.049)
Torrao. $\Delta STORR_{t-3}$	-74.870* (37.727)	0.031 (0.130)	-16.062 (19.589)	-13.462** (6.271)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.521 (1.719)	0.003 (0.005)	0.492 (0.607)	-0.287 (0.307)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.154 (0.245)	0.0001 (0.001)	-0.107 (0.140)	-0.009 (0.032)
Torrao. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.232 (0.165)	-0.0001 (0.0004)	-0.066 (0.048)	-0.047* (0.028)
Torrao. $\Delta STORR_{t-4}$	-108.900*** (28.864)	-0.086 (0.114)	54.417** (21.388)	-31.974*** (4.297)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.902 (1.334)	0.001 (0.003)	0.629* (0.366)	0.106 (0.215)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.054 (0.221)	-0.0001 (0.001)	-0.104 (0.124)	-0.002 (0.039)
Torrao. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.393*** (0.080)	-0.0003 (0.0002)	0.040 (0.035)	-0.083*** (0.008)
Torrao. $\Delta STORR_{t-5}$	-158.407*** (47.479)	0.106 (0.104)	4.467 (27.082)	-4.193 (5.868)
Torrao. $\Delta INFLR_{t-5}$	2.448*** (0.515)	0.003 (0.002)	-0.264 (0.263)	0.592*** (0.087)
Torrao. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.316*** (0.111)	-0.00004 (0.0005)	0.035 (0.068)	0.042* (0.022)
Torrao. $\Delta PDIF_t$	-220.089*** (27.378)	-0.103 (0.100)	59.467** (23.286)	-33.365*** (7.254)
Torrao. $\Delta sdSPPrice_t$	31.377* (17.227)	0.025 (0.084)	12.038 (10.168)	4.400 (3.017)
Torrao. $\Delta SPPPrice_t$	-36.821*** (3.240)	-0.034*** (0.009)	5.469** (2.125)	-5.389*** (0.694)
Torrao. $\Delta RENW_t$	3.515 (2.282)	0.004 (0.006)	1.630** (0.692)	0.961** (0.409)
Torrao. $\Delta DEMD_t$	9.686*** (3.380)	0.008 (0.009)	-10.224*** (2.717)	2.341*** (0.607)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 41: Vila_VendaNova RSI

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.446*** (0.052)	-0.002*** (0.001)	0.048 (0.081)	0.0003 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-1}$	11.632** (5.424)	0.061 (0.096)	-7.759** (3.931)	0.011 (0.053)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.277*** (0.071)	0.002*** (0.001)	-0.378*** (0.120)	0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-1}$	8.661** (4.345)	0.154*** (0.056)	1.087 (2.149)	-0.389*** (0.046)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.333*** (0.064)	-0.002*** (0.001)	0.032 (0.028)	-0.0003 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-2}$	11.273* (6.206)	0.041 (0.062)	-2.130 (2.830)	0.042 (0.057)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.216*** (0.075)	0.0001 (0.001)	-0.184* (0.098)	0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.900 (4.555)	0.104** (0.043)	-0.540 (2.251)	-0.344*** (0.054)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.193*** (0.048)	-0.001 (0.0004)	0.049 (0.036)	0.00001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-3}$	4.928 (5.885)	0.005 (0.035)	-0.190 (3.046)	-0.061 (0.071)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.273*** (0.097)	0.002*** (0.001)	-0.140 (0.102)	0.003** (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.201 (4.713)	0.057 (0.039)	-2.617 (2.861)	-0.229*** (0.053)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.113** (0.050)	-0.001* (0.0005)	-0.033 (0.033)	-0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-4}$	5.022 (4.157)	-0.041 (0.052)	-0.618 (2.256)	-0.051 (0.065)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.268*** (0.073)	0.001* (0.001)	-0.141 (0.088)	0.001** (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.321 (4.000)	0.077** (0.034)	0.007 (1.353)	-0.179*** (0.049)
Vila_VendaNova. <i>dummyPEXP</i>	-11.392 (77.190)	0.073 (0.538)	59.099 (101.895)	0.077 (0.705)
Vila_VendaNova. $\Delta EDP'sRSI_t$	-4,178.332*** (1,060.853)	-29.420* (16.040)	1,614.872*** (546.235)	-35.552*** (10.607)
Vila_VendaNova. $\Delta sdSPPrice_t$	10.596 (19.819)	0.407 (0.249)	23.448** (9.411)	-0.194 (0.279)
Vila_VendaNova. $\Delta SPPrice_t$	-2.285 (9.191)	-0.286*** (0.080)	0.903 (5.299)	-0.657*** (0.108)
Vila_VendaNova. $\Delta RENW_t$	16.171** (6.672)	0.162** (0.073)	1.955 (4.998)	0.336*** (0.092)
Vila_VendaNova. $\Delta DEMD_t$	-9.710 (11.231)	-0.377** (0.183)	-0.795 (6.023)	-0.169* (0.096)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 42: Vila_VendaNova Cong

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.461*** (0.054)	-0.002*** (0.001)	0.054 (0.089)	0.0002 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-1}$	10.778* (6.220)	0.055 (0.108)	-7.429* (3.983)	0.003 (0.047)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.284*** (0.067)	0.002** (0.001)	-0.380*** (0.130)	0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-1}$	7.047 (4.571)	0.142** (0.056)	1.712 (2.354)	-0.407*** (0.046)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.341*** (0.070)	-0.002*** (0.001)	0.036 (0.031)	-0.0003 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-2}$	10.292 (6.542)	0.032 (0.060)	-1.748 (2.897)	0.027 (0.059)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.228*** (0.080)	0.0002 (0.001)	-0.189* (0.100)	0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.742 (4.758)	0.096** (0.043)	-0.091 (2.355)	-0.356*** (0.060)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.216*** (0.056)	-0.001 (0.0005)	0.057 (0.039)	-0.0003 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-3}$	6.289 (6.636)	0.017 (0.038)	-0.719 (2.800)	-0.043 (0.068)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.273** (0.109)	0.002*** (0.001)	-0.140 (0.115)	0.003** (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.843 (5.156)	0.063 (0.038)	-2.868 (2.998)	-0.218*** (0.057)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.121** (0.055)	-0.001* (0.0005)	-0.030 (0.036)	-0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-4}$	5.910 (4.386)	-0.035 (0.054)	-0.962 (2.402)	-0.043 (0.065)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.257*** (0.072)	0.001* (0.001)	-0.137 (0.102)	0.001* (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.772 (4.127)	0.087** (0.041)	-0.554 (1.358)	-0.166*** (0.049)
Vila_VendaNova. <i>dummyPEXP</i>	-8.003 (70.689)	0.098 (0.599)	57.787 (111.227)	0.111 (0.849)
Vila_VendaNova. $\Delta CONG_t$	-1.771 (10.544)	-0.078 (0.092)	0.812 (6.534)	-0.290** (0.130)
Vila_VendaNova. $\Delta sdSPPrice_t$	21.234 (23.232)	0.499* (0.298)	19.304** (9.798)	-0.034 (0.285)
Vila_VendaNova. $\Delta SPPrice_t$	-8.366 (10.440)	-0.333*** (0.099)	3.261 (5.607)	-0.726*** (0.125)
Vila_VendaNova. $\Delta RENW_t$	-9.486** (4.131)	-0.019 (0.052)	11.871*** (3.228)	0.117** (0.047)
Vila_VendaNova. $\Delta DEMD_t$	19.013** (8.694)	-0.173* (0.097)	-11.899*** (4.274)	0.082 (0.092)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 43: Vila_VendaNova pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.457*** (0.054)	-0.002*** (0.001)	0.051 (0.086)	0.0003 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-1}$	10.922* (6.053)	0.056 (0.107)	-7.549* (4.006)	0.006 (0.051)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.277*** (0.068)	0.002** (0.001)	-0.375*** (0.125)	0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-1}$	6.118 (4.779)	0.136** (0.056)	2.499 (2.301)	-0.419*** (0.047)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.339*** (0.068)	-0.002*** (0.001)	0.033 (0.029)	-0.0003 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-2}$	10.105 (6.532)	0.032 (0.060)	-1.576 (2.861)	0.030 (0.059)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.218*** (0.078)	0.0002 (0.001)	-0.180* (0.100)	0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.259 (4.715)	0.092** (0.043)	0.317 (2.234)	-0.362*** (0.059)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.212*** (0.054)	-0.001 (0.0005)	0.055 (0.038)	-0.0001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-3}$	6.046 (6.530)	0.013 (0.037)	-0.531 (2.875)	-0.053 (0.069)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-3}$	0.279** (0.110)	0.002*** (0.001)	-0.145 (0.107)	0.003** (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.442 (5.129)	0.059 (0.039)	-2.545 (2.938)	-0.230*** (0.058)
Vila_VendaNova. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.121** (0.055)	-0.001* (0.0005)	-0.030 (0.036)	-0.001 (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta STORR_{t-4}$	6.320 (4.474)	-0.032 (0.053)	-1.305 (2.468)	-0.036 (0.065)
Vila_VendaNova. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.253*** (0.072)	0.001* (0.001)	-0.133 (0.096)	0.001* (0.001)
Vila_VendaNova. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.693 (3.997)	0.086** (0.040)	-0.487 (1.382)	-0.168*** (0.049)
Vila_VendaNova. <i>dummyPEXP</i>	-7.752 (70.761)	0.099 (0.594)	57.565 (107.520)	0.111 (0.839)
Vila_VendaNova. $\Delta PDIF_t$	-38.037 (28.707)	-0.285 (0.331)	31.781** (15.567)	-0.637*** (0.234)
Vila_VendaNova. $\Delta sdSPPrice_t$	21.497 (22.916)	0.484 (0.300)	18.916* (10.366)	-0.095 (0.293)
Vila_VendaNova. $\Delta SPPrice_t$	-10.727 (11.223)	-0.347*** (0.111)	5.273 (5.554)	-0.749*** (0.124)
Vila_VendaNova. $\Delta RENW_t$	-10.364** (4.384)	-0.025 (0.057)	12.607*** (3.241)	0.103** (0.048)
Vila_VendaNova. $\Delta DEMD_t$	19.757** (8.484)	-0.169* (0.092)	-12.536*** (4.090)	0.088 (0.089)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 44: VilarinhoF RSI

	<i>Dependent variable:</i>			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.476*** (0.063)	-0.006*** (0.001)	0.012 (0.014)	0.004*** (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-1}$	2.421 (3.979)	-0.248*** (0.061)	3.543 (2.396)	0.003 (0.220)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.652** (0.320)	0.002 (0.004)	-0.380*** (0.111)	0.008 (0.005)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-1}$	10.453*** (2.608)	0.489*** (0.044)	-0.652 (0.820)	-0.546*** (0.095)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.462*** (0.082)	-0.006*** (0.001)	0.018 (0.028)	0.003 (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-2}$	11.534*** (4.239)	0.097 (0.062)	-0.037 (1.089)	-0.045 (0.083)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-2}$	-0.026 (0.382)	0.0003 (0.004)	-0.436*** (0.068)	0.014 (0.009)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-2}$	11.005** (4.295)	0.455*** (0.056)	-1.738 (2.036)	-0.564*** (0.169)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.370*** (0.072)	-0.005*** (0.001)	0.026 (0.026)	-0.00002 (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-3}$	6.470 (4.615)	0.236*** (0.045)	-1.105 (1.102)	-0.328*** (0.117)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.518** (0.202)	-0.002 (0.004)	-0.295*** (0.076)	0.011 (0.010)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-3}$	6.795 (4.255)	0.369*** (0.065)	-1.711 (1.852)	-0.337** (0.147)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.230*** (0.053)	-0.003*** (0.001)	0.018* (0.010)	-0.001 (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-4}$	13.570*** (4.451)	0.187*** (0.060)	-2.239 (1.588)	-0.338*** (0.116)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.277 (0.338)	-0.005* (0.003)	-0.278*** (0.069)	0.003 (0.008)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-4}$	4.672 (3.150)	0.198*** (0.055)	-0.801 (0.974)	-0.120 (0.086)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.048 (0.041)	-0.001** (0.001)	-0.024* (0.013)	-0.002* (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-5}$	1.309 (2.362)	0.124** (0.051)	-0.294 (0.409)	0.128* (0.065)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.090 (0.295)	-0.0003 (0.003)	-0.222*** (0.061)	0.006 (0.008)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-5}$	3.558* (2.069)	0.070* (0.038)	0.527 (0.502)	0.039 (0.064)
VilarinhoF. $\Delta EDP'sRSI_t$	-1,263.174*** (421.247)	-10.847 (6.784)	211.603** (102.709)	-15.775* (8.352)
VilarinhoF. $\Delta sdSPPrice_t$	13.321* (6.942)	-0.116 (0.158)	-0.041 (1.127)	-0.138 (0.219)
VilarinhoF. $\Delta SPPrice_t$	-5.260* (2.937)	-0.386*** (0.088)	-1.296* (0.679)	-0.494*** (0.079)
VilarinhoF. $\Delta RENW_t$	5.987* (3.604)	0.099** (0.038)	-1.120* (0.574)	0.295*** (0.068)
VilarinhoF. $\Delta DEMD_t$	-1.107 (3.533)	-0.159** (0.079)	1.973* (1.114)	-0.008 (0.080)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 45: VilarinhoF Cong

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.496*** (0.063)	-0.006*** (0.001)	0.016 (0.015)	0.004** (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-1}$	0.151 (4.898)	-0.268*** (0.060)	3.906 (2.616)	-0.028 (0.202)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.670* (0.344)	0.002 (0.004)	-0.381*** (0.117)	0.009 (0.005)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-1}$	10.781*** (2.774)	0.491*** (0.043)	-0.726 (0.860)	-0.544*** (0.090)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.495*** (0.093)	-0.007*** (0.001)	0.023 (0.030)	0.002 (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-2}$	10.851** (4.312)	0.088 (0.069)	0.009 (1.160)	-0.062 (0.082)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.085 (0.379)	0.002 (0.005)	-0.450*** (0.072)	0.016* (0.008)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-2}$	12.006** (4.810)	0.464*** (0.058)	-1.893 (2.151)	-0.550*** (0.159)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.398*** (0.083)	-0.005*** (0.001)	0.030 (0.028)	-0.0005 (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-3}$	8.157* (4.891)	0.255*** (0.045)	-1.290 (1.160)	-0.295*** (0.108)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.514** (0.238)	-0.002 (0.005)	-0.297*** (0.079)	0.011 (0.010)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-3}$	8.096* (4.716)	0.382*** (0.071)	-1.908 (1.976)	-0.318** (0.143)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.246*** (0.057)	-0.003*** (0.001)	0.021* (0.011)	-0.001 (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-4}$	14.901*** (5.054)	0.199*** (0.065)	-2.451 (1.753)	-0.320*** (0.119)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.362 (0.344)	-0.004 (0.002)	-0.285*** (0.067)	0.005 (0.008)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-4}$	5.316 (3.503)	0.203*** (0.060)	-0.938 (1.060)	-0.115 (0.087)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.050 (0.044)	-0.001* (0.001)	-0.024* (0.013)	-0.002* (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-5}$	1.055 (2.196)	0.121** (0.053)	-0.274 (0.390)	0.122* (0.063)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.036 (0.285)	-0.001 (0.002)	-0.211*** (0.062)	0.005 (0.007)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-5}$	3.904* (2.235)	0.072* (0.040)	0.441 (0.542)	0.039 (0.066)
VilarinhoF. $\Delta CONG_t$	-7.109** (3.482)	-0.134 (0.090)	-0.340 (0.701)	-0.277** (0.109)
VilarinhoF. $\Delta sdSPPrice_t$	17.189*** (6.521)	-0.066 (0.166)	-0.336 (1.274)	-0.046 (0.210)
VilarinhoF. $\Delta SPPrice_t$	-7.730** (3.215)	-0.411*** (0.096)	-0.977 (0.696)	-0.537*** (0.087)
VilarinhoF. $\Delta RENW_t$	-1.851 (1.975)	0.031 (0.031)	0.186 (0.314)	0.196*** (0.039)
VilarinhoF. $\Delta DEMD_t$	7.795*** (2.568)	-0.081 (0.065)	0.517 (0.599)	0.108 (0.074)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 46: VilarinhoF pdif

	Dependent variable:			
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta PUMPR_t$	$\Delta INFLR_t$
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.483*** (0.062)	-0.006*** (0.001)	0.015 (0.014)	0.004*** (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-1}$	0.819 (4.494)	-0.259*** (0.058)	3.872 (2.604)	-0.015 (0.208)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-1}$	0.664** (0.299)	0.002 (0.004)	-0.381*** (0.114)	0.008 (0.005)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-1}$	9.646*** (2.693)	0.477*** (0.043)	-0.643 (0.799)	-0.560*** (0.090)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.475*** (0.085)	-0.006*** (0.001)	0.022 (0.029)	0.003 (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-2}$	10.764** (4.360)	0.088 (0.066)	0.050 (1.142)	-0.057 (0.086)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-2}$	0.049 (0.397)	0.001 (0.004)	-0.450*** (0.075)	0.015 (0.009)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-2}$	11.033** (4.504)	0.451*** (0.056)	-1.838 (2.090)	-0.567*** (0.163)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.392*** (0.077)	-0.005*** (0.001)	0.030 (0.028)	-0.0003 (0.002)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-3}$	6.989 (4.768)	0.237*** (0.045)	-1.266 (1.153)	-0.324*** (0.121)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-3}$	-0.450** (0.216)	-0.001 (0.005)	-0.301*** (0.074)	0.012 (0.010)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-3}$	7.358* (4.465)	0.371*** (0.068)	-1.872 (1.919)	-0.332** (0.145)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.243*** (0.054)	-0.003*** (0.001)	0.021* (0.011)	-0.001 (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-4}$	13.769*** (4.452)	0.184*** (0.063)	-2.384 (1.702)	-0.340*** (0.119)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-4}$	0.231 (0.271)	-0.006** (0.003)	-0.280*** (0.064)	0.002 (0.008)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-4}$	5.756* (3.344)	0.209*** (0.059)	-0.951 (1.045)	-0.105 (0.086)
VilarinhoF. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.054 (0.041)	-0.001** (0.001)	-0.023* (0.013)	-0.002* (0.001)
VilarinhoF. $\Delta STORR_{t-5}$	1.711 (2.246)	0.131** (0.055)	-0.304 (0.397)	0.135** (0.069)
VilarinhoF. $\Delta PUMPR_{t-5}$	0.040 (0.317)	-0.001 (0.002)	-0.212*** (0.059)	0.005 (0.008)
VilarinhoF. $\Delta INFLR_{t-5}$	4.543** (2.159)	0.081** (0.040)	0.415 (0.537)	0.053 (0.063)
VilarinhoF. $\Delta PDIF_t$	-32.324*** (11.783)	-0.435*** (0.129)	2.072 (2.291)	-0.526** (0.241)
VilarinhoF. $\Delta sdSPPrice_t$	16.278** (6.904)	-0.087 (0.163)	-0.461 (1.266)	-0.098 (0.216)
VilarinhoF. $\Delta SPPrice_t$	-9.410*** (3.478)	-0.432*** (0.097)	-0.821 (0.751)	-0.554*** (0.084)
VilarinhoF. $\Delta RENW_t$	-2.605 (2.037)	0.021 (0.031)	0.238 (0.360)	0.185*** (0.038)
VilarinhoF. $\Delta DEMD_t$	8.193*** (2.557)	-0.076 (0.059)	0.473 (0.554)	0.110 (0.073)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 47: Alto Lindoso RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.538*** (0.054)	-0.004*** (0.001)	0.004** (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-1}$	-10.498 (8.604)	-0.026 (0.080)	-0.158 (0.169)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-1}$	15.665*** (2.969)	0.170*** (0.033)	-0.329*** (0.065)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.552*** (0.071)	-0.003*** (0.001)	0.002 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-2}$	7.011 (4.312)	0.188*** (0.051)	-0.147 (0.138)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-2}$	14.892*** (3.606)	0.136*** (0.036)	-0.327*** (0.099)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.473*** (0.091)	-0.002*** (0.001)	-0.0003 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-3}$	9.390 (6.554)	0.159*** (0.054)	-0.290* (0.160)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-3}$	12.873*** (3.263)	0.101*** (0.025)	-0.162* (0.095)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.344*** (0.081)	-0.002*** (0.001)	-0.003 (0.003)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-4}$	20.479*** (7.018)	0.171*** (0.062)	-0.033 (0.195)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-4}$	7.181*** (2.346)	0.044** (0.018)	-0.111 (0.085)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.121** (0.050)	-0.00002 (0.0004)	0.001 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-5}$	9.363** (4.503)	-0.022 (0.042)	0.073 (0.143)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-5}$	5.700*** (2.127)	0.017 (0.014)	0.025 (0.085)
AltoLindoso. $\Delta EDP'sRSI_t$	-5,954,961*** (2,288,261)	-33,785 (23,233)	-139,854*** (45,183)
AltoLindoso. $\Delta sdSPPrice_t$	25,506 (43,132)	0,207 (0,441)	-0,267 (1,233)
AltoLindoso. $\Delta SPPrice_t$	-41,630*** (15,729)	-0,936*** (0,236)	-2,864*** (0,516)
AltoLindoso. $\Delta RENW_t$	13,316 (10,069)	0,184* (0,098)	1,277*** (0,339)
AltoLindoso. $\Delta DEMD_t$	1,406 (24,165)	-0,626** (0,267)	-0,482 (0,414)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 48: Alto Lindoso Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.554*** (0.054)	-0.004*** (0.001)	0.003** (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-1}$	-12.818 (9.904)	-0.041 (0.083)	-0.216 (0.154)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-1}$	15.396*** (3.370)	0.167*** (0.032)	-0.339*** (0.062)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.576*** (0.079)	-0.003*** (0.001)	0.001 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-2}$	6.724 (4.580)	0.186*** (0.053)	-0.155 (0.140)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-2}$	15.110*** (3.883)	0.138*** (0.035)	-0.321*** (0.095)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.497*** (0.102)	-0.002*** (0.001)	-0.001 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-3}$	11.927 (7.454)	0.185*** (0.055)	-0.191 (0.149)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-3}$	13.469*** (3.241)	0.106*** (0.026)	-0.141 (0.091)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.358*** (0.081)	-0.002*** (0.001)	-0.003 (0.003)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-4}$	21.555*** (7.448)	0.177*** (0.066)	-0.007 (0.203)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-4}$	7.794*** (2.320)	0.047** (0.022)	-0.101 (0.085)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.130* (0.054)	-0.0001 (0.0004)	0.001 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-5}$	8.774* (4.783)	-0.026 (0.046)	0.058 (0.151)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-5}$	5.943*** (1.910)	0.017 (0.016)	0.024 (0.086)
AltoLindoso. $\Delta CONG_t$	12.452 (17.455)	-0.409* (0.212)	-1.411** (0.550)
AltoLindoso. $\Delta sdSPPrice_t$	35.682 (50.631)	0.380 (0.503)	0.381 (1.316)
AltoLindoso. $\Delta SPPrice_t$	-50.681** (20.479)	-1.016*** (0.254)	-3.179*** (0.596)
AltoLindoso. $\Delta RENW_t$	-23.869** (10.114)	-0.028 (0.101)	0.400* (0.212)
AltoLindoso. $\Delta DEMD_t$	42.893*** (13.722)	-0.377** (0.156)	0.539 (0.355)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 49: Alto Lindoso pdfi

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.523*** (0.050)	-0.004*** (0.001)	0.004** (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-1}$	-12.293 (9.475)	-0.034 (0.083)	-0.201 (0.144)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-1}$	14.289*** (3.206)	0.157*** (0.032)	-0.359*** (0.059)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.562*** (0.076)	-0.003*** (0.001)	0.002 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-2}$	6.783 (4.519)	0.187*** (0.052)	-0.153 (0.137)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-2}$	14.168*** (3.703)	0.128*** (0.037)	-0.342*** (0.090)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.492*** (0.100)	-0.002*** (0.001)	-0.001 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-3}$	11.351* (6.763)	0.167*** (0.058)	-0.241 (0.155)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-3}$	12.771*** (3.439)	0.097*** (0.025)	-0.162* (0.084)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.330*** (0.084)	-0.002*** (0.001)	-0.002 (0.003)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-4}$	19.412*** (7.378)	0.156** (0.063)	-0.052 (0.193)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-4}$	7.973*** (2.547)	0.050*** (0.019)	-0.093 (0.079)
AltoLindoso. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.140*** (0.053)	-0.0002 (0.0004)	0.0005 (0.002)
AltoLindoso. $\Delta STORR_{t-5}$	9.335** (4.646)	-0.020 (0.043)	0.070 (0.142)
AltoLindoso. $\Delta INFLR_{t-5}$	6.095*** (2.000)	0.020 (0.015)	0.034 (0.084)
AltoLindoso. $\Delta PDIF_t$	-153.474*** (57.388)	-1.538*** (0.393)	-3.194*** (0.980)
AltoLindoso. $\Delta sdSPPrice_t$	43.256 (47.973)	0.328 (0.497)	0.138 (1.301)
AltoLindoso. $\Delta SPPrice_t$	-60.877*** (20.891)	-1.086*** (0.268)	-3.290*** (0.587)
AltoLindoso. $\Delta RENW_t$	-27.378*** (10.375)	-0.062 (0.101)	0.330 (0.213)
AltoLindoso. $\Delta DEMD_t$	45.383*** (12.880)	-0.367* (0.144)	0.545 (0.349)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 50: Cabril RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Cabril. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.227*** (0.054)	-0.012*** (0.002)	0.012** (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-1}$	3.466*** (1.328)	0.251** (0.116)	-0.316 (0.316)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.646*** (0.417)	0.147*** (0.041)	-0.151** (0.069)
Cabril. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.224*** (0.051)	-0.006** (0.002)	-0.005 (0.007)
Cabril. $\Delta STORR_{t-2}$	3.543*** (0.972)	0.144** (0.059)	0.153 (0.160)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.349*** (0.371)	0.067* (0.035)	-0.308*** (0.097)
Cabril. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.068 (0.049)	-0.003* (0.002)	0.008 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-3}$	1.321 (1.289)	0.053 (0.073)	-0.008 (0.264)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.652*** (0.519)	0.079*** (0.021)	-0.140* (0.080)
Cabril. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.109** (0.047)	-0.004** (0.002)	-0.002 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-4}$	0.633 (1.228)	0.093* (0.051)	-0.210 (0.285)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.110 (0.438)	0.021 (0.016)	-0.187** (0.081)
Cabril. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.013 (0.039)	-0.001 (0.002)	-0.002 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-5}$	0.760 (0.803)	0.112*** (0.042)	0.032 (0.150)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.675* (0.377)	0.021 (0.014)	-0.056 (0.062)
Cabril. $\Delta EDP'sRSI_t$	-924.331** (384.281)	35.573** (15.716)	-37.414 (43.035)
Cabril. $\Delta sdSPPrice_t$	-8.088 (6.611)	0.502 (0.457)	2.472* (1.481)
Cabril. $\Delta SPPrice_t$	3.985 (3.337)	-0.130 (0.195)	-2.501*** (0.491)
Cabril. $\Delta RENW_t$	1.615 (2.241)	-0.254*** (0.083)	0.119 (0.349)
Cabril. $\Delta DEMD_t$	6.668* (3.949)	0.372* (0.205)	0.399 (0.520)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 51: Cabril Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Cabril. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.223*** (0.052)	-0.012*** (0.002)	0.012** (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-1}$	3.443*** (1.279)	0.251** (0.120)	-0.312 (0.318)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.602*** (0.414)	0.149*** (0.041)	-0.154** (0.067)
Cabril. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.215*** (0.051)	-0.006** (0.003)	-0.005 (0.007)
Cabril. $\Delta STORR_{t-2}$	3.827*** (0.969)	0.133** (0.058)	0.162 (0.162)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.270*** (0.365)	0.070* (0.037)	-0.314*** (0.097)
Cabril. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.063 (0.048)	-0.003* (0.002)	0.008 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-3}$	1.140 (1.282)	0.061 (0.078)	-0.027 (0.271)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.548*** (0.483)	0.083*** (0.022)	-0.139* (0.077)
Cabril. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.105** (0.047)	-0.004** (0.002)	-0.003 (0.007)
Cabril. $\Delta STORR_{t-4}$	0.940 (1.162)	0.080 (0.053)	-0.190 (0.294)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.105 (0.435)	0.021 (0.017)	-0.185** (0.080)
Cabril. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.008 (0.041)	-0.001 (0.002)	-0.002 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-5}$	0.269 (0.860)	0.130*** (0.043)	0.026 (0.158)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.571 (0.365)	0.025* (0.015)	-0.059 (0.064)
Cabril. $\Delta CONG_t$	7.444 (4.817)	-0.222 (0.229)	-0.297 (0.773)
Cabril. $\Delta sdSPPrice_t$	-7.997 (6.891)	0.483 (0.450)	2.616* (1.376)
Cabril. $\Delta SPPrice_t$	3.137 (3.344)	-0.094 (0.204)	-2.572*** (0.513)
Cabril. $\Delta RENW_t$	-4.043*** (1.334)	-0.036 (0.058)	-0.110 (0.182)
Cabril. $\Delta DEMD_t$	12.826*** (2.517)	0.133 (0.181)	0.663 (0.409)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 52: Cabril pdif

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Cabril. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.225*** (0.053)	-0.011*** (0.002)	0.014** (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-1}$	3.500*** (1.236)	0.257** (0.121)	-0.287 (0.303)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.578*** (0.411)	0.144*** (0.041)	-0.173** (0.069)
Cabril. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.218*** (0.051)	-0.006** (0.002)	-0.005 (0.007)
Cabril. $\Delta STORR_{t-2}$	3.795*** (0.973)	0.125** (0.057)	0.127 (0.153)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.232*** (0.359)	0.070* (0.037)	-0.317*** (0.098)
Cabril. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.069 (0.049)	-0.004** (0.002)	0.006 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-3}$	0.996 (1.307)	0.060 (0.080)	-0.041 (0.255)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.606*** (0.491)	0.082*** (0.022)	-0.138 (0.084)
Cabril. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.110** (0.047)	-0.004** (0.002)	-0.003 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-4}$	1.045 (1.204)	0.074 (0.051)	-0.205 (0.285)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.142 (0.435)	0.024 (0.017)	-0.170** (0.077)
Cabril. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.005 (0.041)	-0.002 (0.001)	-0.005 (0.006)
Cabril. $\Delta STORR_{t-5}$	0.439 (0.878)	0.140*** (0.043)	0.079 (0.158)
Cabril. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.588 (0.372)	0.030** (0.015)	-0.041 (0.064)
Cabril. $\Delta PDI F_t$	-0.180 (8.041)	-1.513*** (0.320)	-5.827*** (1.467)
Cabril. $\Delta sdSPPrice_t$	-6.242 (6.690)	0.449 (0.430)	2.617* (1.385)
Cabril. $\Delta SPPrice_t$	2.676 (3.436)	-0.179 (0.203)	-2.934*** (0.516)
Cabril. $\Delta RENW_t$	-4.042*** (1.391)	-0.065 (0.061)	-0.220 (0.190)
Cabril. $\Delta DEMD_t$	13.017*** (2.402)	0.155 (0.175)	0.762** (0.367)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 53: Canicada RS13

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Canicada. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.253*** (0.054)	-0.001*** (0.0002)	0.001 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-1}$	41.381*** (12.251)	0.061 (0.075)	-1.785*** (0.642)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.557*** (0.836)	0.026*** (0.006)	-0.242*** (0.060)
Canicada. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.156*** (0.034)	-0.001*** (0.0002)	-0.001 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-2}$	22.035* (11.664)	-0.066 (0.053)	1.146* (0.687)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.266* (0.742)	0.017*** (0.004)	-0.324*** (0.045)
Canicada. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.192*** (0.045)	0.0001 (0.0002)	-0.001 (0.003)
Canicada. $\Delta STORR_{t-3}$	31.547*** (8.149)	-0.076 (0.047)	-0.254 (0.522)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.318** (0.642)	0.020*** (0.005)	-0.251*** (0.048)
Canicada. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.074 (0.051)	-0.0004* (0.0002)	-0.002 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-4}$	5.731 (10.571)	-0.061 (0.060)	-0.832 (0.743)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.854 (0.828)	0.012** (0.005)	-0.203*** (0.047)
Canicada. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.009 (0.039)	0.0003 (0.0002)	0.003 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-5}$	14.695 (9.702)	-0.027 (0.041)	-0.515 (0.521)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.431 (0.667)	0.019*** (0.005)	-0.011 (0.075)
Canicada. $\Delta EDP'sRSI_t$	-630.429*** (201.035)	-0.421 (1.052)	-34.034*** (12.680)
Canicada. $\Delta sdSPPrice_t$	-4.393 (4.492)	0.004 (0.022)	0.105 (0.360)
Canicada. $\Delta SPPrice_t$	-2.776 (2.649)	-0.025** (0.010)	-0.678*** (0.118)
Canicada. $\Delta RENW_t$	2.698* (1.523)	0.007 (0.009)	0.400*** (0.106)
Canicada. $\Delta DEMD_t$	-1.766 (2.210)	0.007 (0.010)	-0.129 (0.105)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 54: Canicada Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Canicada. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.261*** (0.054)	-0.001*** (0.0002)	0.0003 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-1}$	46.030*** (11.432)	0.076 (0.073)	-1.481** (0.643)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.091*** (0.756)	0.025*** (0.006)	-0.270*** (0.055)
Canicada. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.152*** (0.035)	-0.001*** (0.0002)	-0.001 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-2}$	20.677* (11.856)	-0.074 (0.052)	1.042 (0.685)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-2}$	0.903 (0.718)	0.017*** (0.004)	-0.344*** (0.047)
Canicada. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.191*** (0.044)	0.0001 (0.0002)	-0.001 (0.003)
Canicada. $\Delta STORR_{t-3}$	31.651*** (7.525)	-0.073 (0.046)	-0.238 (0.516)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.291** (0.628)	0.020*** (0.005)	-0.252*** (0.051)
Canicada. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.088* (0.051)	-0.0004* (0.0002)	-0.003 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-4}$	5.848 (11.044)	-0.062 (0.060)	-0.828 (0.744)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.006 (0.927)	0.012** (0.005)	-0.195*** (0.044)
Canicada. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.005 (0.038)	0.0003 (0.0002)	0.003* (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-5}$	15.034 (9.709)	-0.023 (0.039)	-0.481 (0.502)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.466 (0.724)	0.019*** (0.005)	-0.011 (0.078)
Canicada. $\Delta CONG_t$	-3.174 (3.360)	-0.028** (0.011)	-0.286** (0.140)
Canicada. $\Delta sdSPPrice_t$	-2.334 (4.305)	0.011 (0.021)	0.241 (0.366)
Canicada. $\Delta SPPrice_t$	-3.919 (2.652)	-0.027*** (0.010)	-0.745*** (0.137)
Canicada. $\Delta RENW_t$	-1.253 (0.871)	0.005 (0.004)	0.187*** (0.052)
Canicada. $\Delta DEMD_t$	2.654 (1.916)	0.011 (0.007)	0.113 (0.091)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 55: Canicada pdf

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Canicada. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.264*** (0.054)	-0.001*** (0.0002)	0.0004 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-1}$	45.446*** (11.593)	0.065 (0.073)	-1.593** (0.643)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.874*** (0.694)	0.025*** (0.006)	-0.270*** (0.055)
Canicada. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.153*** (0.035)	-0.001*** (0.0002)	-0.001 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-2}$	20.181* (11.918)	-0.070 (0.053)	1.088 (0.681)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-2}$	0.901 (0.720)	0.017*** (0.004)	-0.342*** (0.044)
Canicada. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.198*** (0.044)	0.0001 (0.0002)	-0.001 (0.003)
Canicada. $\Delta STORR_{t-3}$	31.150*** (7.633)	-0.076 (0.047)	-0.270 (0.515)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.258** (0.632)	0.020*** (0.005)	-0.254*** (0.052)
Canicada. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.074 (0.051)	-0.0004 (0.0002)	-0.002 (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-4}$	7.123 (11.046)	-0.058 (0.059)	-0.794 (0.742)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.961 (0.898)	0.012** (0.005)	-0.196*** (0.043)
Canicada. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.013 (0.040)	0.0003 (0.0002)	0.003* (0.002)
Canicada. $\Delta STORR_{t-5}$	10.627 (9.968)	-0.037 (0.042)	-0.611 (0.501)
Canicada. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.675 (0.729)	0.020*** (0.005)	-0.004 (0.080)
Canicada. $\Delta PDIF_t$	-17.097** (6.708)	-0.043 (0.031)	-0.394 (0.281)
Canicada. $\Delta sdSPPrice_t$	-2.477 (4.645)	0.007 (0.023)	0.192 (0.381)
Canicada. $\Delta SPPrice_t$	-4.730* (2.739)	-0.028*** (0.010)	-0.753*** (0.128)
Canicada. $\Delta RENW_t$	-1.572* (0.860)	0.004 (0.004)	0.180*** (0.050)
Canicada. $\Delta DEMD_t$	2.829 (1.945)	0.010 (0.007)	0.111 (0.089)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 56: Castelo Bode RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.299*** (0.050)	-0.002*** (0.0005)	0.002 (0.005)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-1}$	31.169*** (7.394)	0.163 (0.117)	-0.109 (0.773)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.319*** (1.045)	0.030** (0.014)	-0.262*** (0.094)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.211*** (0.051)	-0.002*** (0.001)	0.002 (0.005)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-2}$	13.238*** (5.098)	0.244*** (0.076)	-0.342 (0.473)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.742*** (0.858)	0.026* (0.014)	-0.375*** (0.144)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.115** (0.048)	-0.0004 (0.0004)	-0.002 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-3}$	18.140** (7.541)	0.029 (0.073)	-0.845 (0.660)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.766** (0.763)	0.011 (0.008)	-0.190* (0.100)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.067 (0.046)	-0.001* (0.0004)	-0.004 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-4}$	-4.199 (5.969)	0.098 (0.061)	-0.003 (0.485)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.496 (0.908)	0.013 (0.008)	-0.204** (0.101)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.045 (0.043)	0.0003 (0.0004)	-0.004 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-5}$	-1.497 (6.464)	0.020 (0.036)	0.593 (0.527)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.982 (0.790)	0.002 (0.005)	-0.077 (0.077)
CasteloBode. $\Delta EDP'sRSI_t$	-1,139.842*** (381.822)	-5.069 (5.729)	-44.888 (28.246)
CasteloBode. $\Delta sdSPPrice_t$	1.100 (8.418)	0.135 (0.111)	0.242 (1.144)
CasteloBode. $\Delta SPPrice_t$	-0.402 (4.186)	-0.070 (0.068)	-2.273*** (0.494)
CasteloBode. $\Delta RENW_t$	0.018 (3.366)	-0.007 (0.030)	0.189 (0.243)
CasteloBode. $\Delta DEMD_t$	7.490* (4.110)	-0.015 (0.082)	0.301 (0.331)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 57: Castelo Bode Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.296*** (0.051)	-0.002*** (0.0005)	0.002 (0.005)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-1}$	30.887*** (7.188)	0.159 (0.118)	-0.144 (0.768)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.186*** (1.026)	0.030** (0.014)	-0.269*** (0.093)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.206*** (0.053)	-0.002*** (0.001)	0.002 (0.005)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-2}$	13.392*** (5.017)	0.243*** (0.072)	-0.353 (0.473)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.626*** (0.812)	0.025* (0.013)	-0.379*** (0.143)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.121** (0.048)	-0.001 (0.0004)	-0.002 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-3}$	17.811** (7.321)	0.033 (0.072)	-0.806 (0.633)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.690** (0.756)	0.011 (0.008)	-0.184* (0.099)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.065 (0.046)	-0.001* (0.0004)	-0.005 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-4}$	-3.233 (5.991)	0.107* (0.062)	0.079 (0.494)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.512 (0.892)	0.014* (0.008)	-0.199** (0.100)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.051 (0.045)	0.0003 (0.0004)	-0.004 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-5}$	-2.610 (6.344)	0.022 (0.037)	0.609 (0.531)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.919 (0.816)	0.002 (0.005)	-0.077 (0.076)
CasteloBode. $\Delta CONG_t$	5.583 (6.980)	-0.096* (0.055)	-0.893* (0.501)
CasteloBode. $\Delta sdSPPrice_t$	2.359 (8.450)	0.169 (0.118)	0.553 (1.089)
CasteloBode. $\Delta SPPrice_t$	-1.813 (3.987)	-0.084 (0.069)	-2.394*** (0.523)
CasteloBode. $\Delta RENW_t$	-7.053*** (2.112)	-0.038** (0.017)	-0.087 (0.167)
CasteloBode. $\Delta DEMD_t$	15.141*** (3.047)	0.022 (0.057)	0.630** (0.281)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 58: Castelo Bode pdif

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.287*** (0.050)	-0.002*** (0.0004)	0.004 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-1}$	31.296*** (7.187)	0.175 (0.118)	-0.039 (0.732)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-1}$	3.016*** (1.006)	0.026* (0.014)	-0.293*** (0.080)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.210*** (0.053)	-0.002*** (0.001)	0.002 (0.005)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-2}$	13.282** (5.355)	0.244*** (0.074)	-0.343 (0.431)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.534*** (0.836)	0.023* (0.013)	-0.395*** (0.130)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.128*** (0.048)	-0.001 (0.0004)	-0.003 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-3}$	16.996* (7.522)	0.001 (0.076)	-1.022 (0.688)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.726** (0.785)	0.011 (0.008)	-0.192** (0.096)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.068 (0.045)	-0.001* (0.0004)	-0.004 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-4}$	-2.890 (6.052)	0.107* (0.060)	0.064 (0.450)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-4}$	0.606 (0.895)	0.015* (0.008)	-0.191* (0.100)
CasteloBode. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.056 (0.045)	0.0001 (0.0004)	-0.005 (0.004)
CasteloBode. $\Delta STORR_{t-5}$	-1.372 (6.469)	0.041 (0.035)	0.714 (0.516)
CasteloBode. $\Delta INFLR_{t-5}$	1.002 (0.810)	0.003 (0.005)	-0.067 (0.074)
CasteloBode. $\Delta PDIF_t$	-21.389 (16.846)	-0.560*** (0.112)	-3.484*** (0.790)
CasteloBode. $\Delta sdSPPrice_t$	4.003 (8.347)	0.155 (0.111)	0.398 (1.024)
CasteloBode. $\Delta SPPrice_t$	-3.538 (4.151)	-0.115 (0.071)	-2.569*** (0.490)
CasteloBode. $\Delta RENW_t$	-7.453*** (2.193)	-0.049*** (0.018)	-0.156 (0.160)
CasteloBode. $\Delta DEMD_t$	15.698*** (3.086)	0.031 (0.053)	0.676*** (0.246)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 59: Pracana RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Pracana. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.608*** (0.088)	-0.004*** (0.001)	-0.005 (0.015)
Pracana. $\Delta STORR_{t-1}$	13.125 (8.743)	-0.162* (0.085)	-5.417*** (1.343)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.827*** (0.587)	0.025*** (0.005)	-0.202** (0.080)
Pracana. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.581*** (0.117)	-0.004*** (0.001)	-0.033* (0.017)
Pracana. $\Delta STORR_{t-2}$	21.627* (12.184)	0.239*** (0.074)	5.096*** (1.722)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.274*** (0.535)	0.018*** (0.005)	-0.219* (0.120)
Pracana. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.348*** (0.119)	-0.003*** (0.0005)	-0.001 (0.019)
Pracana. $\Delta STORR_{t-3}$	15.258* (7.935)	0.069 (0.051)	1.765 (1.711)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.714*** (0.626)	0.014*** (0.003)	-0.248*** (0.096)
Pracana. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.198*** (0.071)	-0.001*** (0.001)	0.009 (0.020)
Pracana. $\Delta STORR_{t-4}$	-17.463 (12.443)	0.012 (0.045)	-5.953*** (2.101)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.276*** (0.414)	0.007** (0.003)	-0.179* (0.092)
Pracana. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.078 (0.051)	-0.001 (0.0004)	0.001 (0.012)
Pracana. $\Delta STORR_{t-5}$	7.839 (8.204)	0.058 (0.048)	0.196 (1.293)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.321 (0.235)	0.002 (0.002)	-0.137** (0.067)
Pracana. $\Delta EDP'sRSI_t$	-150.053 (97.485)	1.351 (0.836)	-18.699 (23.175)
Pracana. $\Delta sdSPPrice_t$	7.383** (3.505)	0.017 (0.040)	0.508 (0.863)
Pracana. $\Delta SPPrice_t$	-4.260*** (1.273)	-0.060*** (0.016)	-1.664*** (0.361)
Pracana. $\Delta RENW_t$	-0.105 (0.905)	-0.021*** (0.008)	0.124 (0.215)
Pracana. $\Delta DEMD_t$	1.185 (1.659)	0.011 (0.014)	0.213 (0.318)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 60: Pracana Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Pracana. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.605*** (0.088)	-0.005*** (0.001)	-0.005 (0.015)
Pracana. $\Delta STORR_{t-1}$	12.756 (8.633)	-0.155* (0.086)	-5.451*** (1.452)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.812*** (0.589)	0.025*** (0.005)	-0.204** (0.083)
Pracana. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.582*** (0.116)	-0.004*** (0.001)	-0.033* (0.017)
Pracana. $\Delta STORR_{t-2}$	21.328* (12.258)	0.235*** (0.073)	5.034*** (1.764)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.258*** (0.515)	0.019*** (0.005)	-0.221* (0.124)
Pracana. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.348*** (0.120)	-0.003*** (0.001)	-0.001 (0.019)
Pracana. $\Delta STORR_{t-3}$	15.240** (7.689)	0.072 (0.050)	1.775 (1.711)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.724*** (0.626)	0.014*** (0.003)	-0.246** (0.101)
Pracana. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.190*** (0.070)	-0.002*** (0.001)	0.010 (0.019)
Pracana. $\Delta STORR_{t-4}$	-17.015 (12.295)	0.007 (0.045)	-5.902*** (2.108)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.250*** (0.401)	0.007** (0.003)	-0.183* (0.095)
Pracana. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.076 (0.050)	-0.001 (0.0004)	0.001 (0.012)
Pracana. $\Delta STORR_{t-5}$	7.027 (7.985)	0.069 (0.048)	0.108 (1.276)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.299 (0.229)	0.002 (0.002)	-0.140** (0.069)
Pracana. $\Delta CONG_t$	-0.960 (2.361)	-0.024 (0.023)	-0.239 (0.447)
Pracana. $\Delta sdSPPrice_t$	7.950** (3.407)	0.021 (0.038)	0.609 (0.842)
Pracana. $\Delta SPPrice_t$	-4.519*** (1.238)	-0.060*** (0.017)	-1.703*** (0.380)
Pracana. $\Delta RENW_t$	-1.018** (0.515)	-0.013** (0.005)	0.010 (0.126)
Pracana. $\Delta DEMD_t$	2.234* (1.320)	0.003 (0.013)	0.347 (0.247)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 61: Pracana pdif

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Pracana. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.590*** (0.086)	-0.004*** (0.001)	-0.003 (0.015)
Pracana. $\Delta STORR_{t-1}$	16.665* (8.699)	-0.116 (0.081)	-4.909*** (1.390)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.604*** (0.563)	0.023*** (0.005)	-0.233*** (0.075)
Pracana. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.550*** (0.118)	-0.004*** (0.001)	-0.028 (0.018)
Pracana. $\Delta STORR_{t-2}$	18.242 (11.713)	0.206*** (0.072)	4.619*** (1.725)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.068*** (0.542)	0.017*** (0.004)	-0.248* (0.127)
Pracana. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.363*** (0.118)	-0.003*** (0.001)	-0.003 (0.019)
Pracana. $\Delta STORR_{t-3}$	12.166 (8.306)	0.039 (0.054)	1.329 (1.748)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.781*** (0.628)	0.015*** (0.003)	-0.238** (0.102)
Pracana. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.185*** (0.071)	-0.001*** (0.0005)	0.011 (0.020)
Pracana. $\Delta STORR_{t-4}$	-14.303 (11.952)	0.035 (0.048)	-5.514*** (2.101)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.278*** (0.413)	0.007** (0.003)	-0.179* (0.097)
Pracana. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.083 (0.051)	-0.001* (0.0004)	0.0001 (0.013)
Pracana. $\Delta STORR_{t-5}$	6.862 (7.639)	0.066 (0.045)	0.073 (1.278)
Pracana. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.349 (0.230)	0.002 (0.002)	-0.132* (0.071)
Pracana. $\Delta PDIF_t$	-15.183*** (4.383)	-0.156*** (0.037)	-2.148*** (0.731)
Pracana. $\Delta sdSPPrice_t$	8.421** (3.444)	0.022 (0.038)	0.649 (0.859)
Pracana. $\Delta SPPrice_t$	-5.327*** (1.241)	-0.067*** (0.016)	-1.811*** (0.346)
Pracana. $\Delta RENW_t$	-1.299** (0.523)	-0.016*** (0.005)	-0.030 (0.122)
Pracana. $\Delta DEMD_t$	2.551** (1.235)	0.006 (0.012)	0.389* (0.222)

Note:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 62: Raiva RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Raiva. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.121** (0.060)	-0.00003 (0.00003)	-0.003 (0.003)
Raiva. $\Delta STORR_{t-1}$	-99.619** (48.805)	-0.538*** (0.089)	7.846*** (2.577)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-1}$	5.546*** (1.672)	-0.001 (0.001)	-0.628*** (0.102)
Raiva. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.107* (0.056)	-0.00002 (0.00002)	-0.006*** (0.002)
Raiva. $\Delta STORR_{t-2}$	-82.684 (59.062)	-0.313** (0.134)	5.505** (2.537)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-2}$	5.819*** (1.214)	0.0002 (0.001)	-0.477*** (0.103)
Raiva. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.128*** (0.045)	-0.00000 (0.00002)	-0.002 (0.002)
Raiva. $\Delta STORR_{t-3}$	14.665 (59.623)	-0.139 (0.095)	5.469* (2.997)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-3}$	4.236*** (1.294)	-0.0001 (0.001)	-0.335*** (0.107)
Raiva. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.035 (0.046)	-0.00004 (0.00002)	-0.003 (0.004)
Raiva. $\Delta STORR_{t-4}$	18.056 (38.854)	-0.115* (0.067)	1.613 (2.574)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.880*** (1.040)	-0.001 (0.001)	-0.312*** (0.097)
Raiva. $\Delta GENR_{t-5}$	0.041 (0.054)	0.00001 (0.00003)	0.004 (0.006)
Raiva. $\Delta STORR_{t-5}$	-8.730 (31.623)	-0.146*** (0.046)	1.676 (2.347)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.946 (0.928)	-0.001 (0.0005)	-0.045 (0.052)
Raiva. $\Delta EDP'sRSI_t$	-163.035** (77.097)	-0.183*** (0.044)	-7.109** (3.060)
Raiva. $\Delta sdSPPrice_t$	-0.017 (1.649)	0.0002 (0.001)	-0.043 (0.066)
Raiva. $\Delta SPPrice_t$	-2.562*** (0.822)	-0.0003 (0.001)	-0.143*** (0.030)
Raiva. $\Delta RENW_t$	0.536 (0.466)	0.0002 (0.0003)	0.097*** (0.036)
Raiva. $\Delta DEMD_t$	-0.017 (0.821)	0.0004 (0.0005)	-0.031 (0.031)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 63: Raiva Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Raiva. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.125** (0.060)	-0.00003 (0.00003)	-0.004 (0.003)
Raiva. $\Delta STORR_{t-1}$	-112.654** (48.358)	-0.549*** (0.089)	7.276*** (2.574)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-1}$	5.525*** (1.652)	-0.001 (0.001)	-0.629*** (0.107)
Raiva. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.109** (0.052)	-0.00002 (0.00002)	-0.006*** (0.002)
Raiva. $\Delta STORR_{t-2}$	-91.113 (59.809)	-0.316** (0.135)	5.135** (2.547)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-2}$	5.674*** (1.219)	0.0001 (0.001)	-0.483*** (0.113)
Raiva. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.125*** (0.044)	-0.00000 (0.00003)	-0.002 (0.002)
Raiva. $\Delta STORR_{t-3}$	6.713 (59.833)	-0.146 (0.097)	5.121* (3.048)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-3}$	4.209*** (1.154)	-0.0001 (0.001)	-0.336*** (0.119)
Raiva. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.030 (0.046)	-0.00003 (0.00002)	-0.003 (0.004)
Raiva. $\Delta STORR_{t-4}$	19.340 (39.390)	-0.117* (0.068)	1.671 (2.731)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.896*** (1.030)	-0.0005 (0.001)	-0.311*** (0.110)
Raiva. $\Delta GENR_{t-5}$	0.036 (0.051)	0.00000 (0.00003)	0.003 (0.006)
Raiva. $\Delta STORR_{t-5}$	-4.106 (32.680)	-0.143*** (0.047)	1.879 (2.388)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-5}$	1.017 (0.820)	-0.0004 (0.001)	-0.042 (0.053)
Raiva. $\Delta CONG_t$	-1.322 (1.160)	0.00002 (0.001)	-0.058 (0.046)
Raiva. $\Delta sdSPPrice_t$	0.620 (1.825)	0.001 (0.001)	-0.015 (0.069)
Raiva. $\Delta SPPrice_t$	-2.860*** (0.820)	-0.001 (0.001)	-0.156*** (0.032)
Raiva. $\Delta RENW_t$	-0.444 (0.281)	-0.001*** (0.0003)	0.055** (0.025)
Raiva. $\Delta DEMD_t$	1.105* (0.650)	0.002*** (0.0004)	0.018 (0.027)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 64: Raiva pdf

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Raiva. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.127** (0.057)	-0.00003 (0.00003)	-0.004 (0.003)
Raiva. $\Delta STORR_{t-1}$	-125.946** (49.835)	-0.553*** (0.084)	7.195*** (2.604)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-1}$	5.072*** (1.548)	-0.001* (0.001)	-0.635*** (0.106)
Raiva. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.113** (0.052)	-0.00002 (0.00002)	-0.007*** (0.002)
Raiva. $\Delta STORR_{t-2}$	-99.368* (56.189)	-0.319** (0.130)	5.196** (2.636)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-2}$	5.350*** (1.130)	-0.00000 (0.001)	-0.485*** (0.113)
Raiva. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.138*** (0.043)	-0.00001 (0.00003)	-0.002 (0.002)
Raiva. $\Delta STORR_{t-3}$	-6.158 (57.917)	-0.149 (0.092)	4.998* (2.995)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-3}$	4.096*** (1.174)	-0.0001 (0.001)	-0.336*** (0.118)
Raiva. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.004 (0.042)	-0.00002 (0.00002)	-0.003 (0.004)
Raiva. $\Delta STORR_{t-4}$	24.408 (41.349)	-0.115* (0.066)	1.648 (2.749)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.745*** (1.026)	-0.001 (0.001)	-0.311*** (0.112)
Raiva. $\Delta GENR_{t-5}$	0.006 (0.051)	-0.00000 (0.00003)	0.003 (0.006)
Raiva. $\Delta STORR_{t-5}$	-11.427 (32.478)	-0.145*** (0.047)	1.718 (2.351)
Raiva. $\Delta INFLR_{t-5}$	1.029 (0.851)	-0.0004 (0.001)	-0.041 (0.053)
Raiva. $\Delta PDIF_t$	-10.365*** (2.392)	-0.003 (0.002)	-0.138 (0.094)
Raiva. $\Delta sdSPPrice_t$	0.496 (1.657)	0.001 (0.001)	-0.026 (0.069)
Raiva. $\Delta SPPrice_t$	-3.414*** (0.865)	-0.001 (0.001)	-0.161*** (0.034)
Raiva. $\Delta RENW_t$	-0.626** (0.300)	-0.001*** (0.0003)	0.052** (0.024)
Raiva. $\Delta DEMD_t$	1.264** (0.607)	0.002*** (0.0004)	0.019 (0.026)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 65: Ribeiradio RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.316** (0.124)	-0.004*** (0.001)	0.049* (0.025)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-1}$	-25.304 (24.542)	0.100 (0.132)	-0.742 (1.187)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-1}$	5.116*** (1.132)	0.035*** (0.006)	-0.354** (0.145)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.646*** (0.207)	-0.002 (0.002)	-0.006 (0.030)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-2}$	40.760* (20.959)	-0.029 (0.079)	-1.512 (2.140)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-2}$	3.390** (1.314)	0.026** (0.012)	-0.394 (0.255)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.155 (0.173)	-0.002* (0.001)	0.002 (0.024)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-3}$	2.271 (11.282)	0.280* (0.155)	-2.054 (2.209)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.912 (1.428)	0.014 (0.015)	-0.235 (0.264)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.294* (0.169)	-0.001 (0.001)	-0.046** (0.022)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-4}$	-11.323 (19.460)	-0.017 (0.177)	-7.687** (3.740)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.175 (1.506)	0.002 (0.010)	0.152 (0.138)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.066 (0.104)	-0.001 (0.001)	-0.020 (0.019)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-5}$	14.526 (22.598)	-0.133 (0.172)	4.086 (2.502)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-5}$	1.375** (0.690)	0.013** (0.005)	0.465*** (0.138)
Ribeiradio. $\Delta ED P^l sRSI_t$	-503.485** (244.124)	-3.407** (1.627)	-64.682 (43.017)
Ribeiradio. $\Delta sdSPPrice_t$	-15.585 (15.559)	-0.201* (0.108)	-4.504 (3.158)
Ribeiradio. $\Delta SPPrice_t$	-13.593** (6.050)	-0.138*** (0.038)	-2.788** (1.094)
Ribeiradio. $\Delta RENW_t$	3.095* (1.766)	0.024** (0.010)	0.767** (0.345)
Ribeiradio. $\Delta DEMD_t$	7.261 (5.554)	0.021 (0.043)	1.750 (1.062)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 66: Ribeiradio Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.283** (0.117)	-0.004*** (0.001)	0.051* (0.030)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-1}$	-18.022 (17.801)	0.136 (0.151)	0.015 (1.957)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-1}$	4.515*** (0.999)	0.032*** (0.008)	-0.414** (0.197)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.555*** (0.184)	-0.002 (0.002)	0.003 (0.030)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-2}$	39.735** (16.687)	-0.040 (0.083)	-1.690 (2.175)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.937* (1.503)	0.024* (0.013)	-0.436 (0.274)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.141 (0.155)	-0.002 (0.001)	0.002 (0.025)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-3}$	-12.670 (14.826)	0.203 (0.179)	-3.668 (2.604)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.889 (1.200)	0.015 (0.017)	-0.228 (0.251)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.322** (0.130)	-0.001 (0.001)	-0.049** (0.021)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-4}$	-6.854 (17.203)	0.009 (0.145)	-7.160*** (2.699)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-4}$	2.256* (1.167)	0.003 (0.012)	0.169 (0.193)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.088 (0.094)	-0.001 (0.001)	-0.023 (0.015)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-5}$	15.271 (18.961)	-0.126 (0.148)	4.198* (2.442)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-5}$	1.674*** (0.582)	0.015*** (0.004)	0.503*** (0.129)
Ribeiradio. $\Delta CONG_t$	35.526*** (12.266)	0.185** (0.076)	3.860** (1.910)
Ribeiradio. $\Delta sdSPPrice_t$	-15.383 (14.437)	-0.200** (0.094)	-4.478 (2.991)
Ribeiradio. $\Delta SPPrice_t$	-13.059** (5.970)	-0.137*** (0.033)	-2.749** (1.097)
Ribeiradio. $\Delta RENW_t$	-0.411 (0.982)	0.001 (0.004)	0.327** (0.133)
Ribeiradio. $\Delta DEMD_t$	12.932* (6.884)	0.057 (0.043)	2.453* (1.249)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 67: Ribeiradio pdif

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.248* (0.128)	-0.004*** (0.001)	0.055* (0.032)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-1}$	-15.047 (13.311)	0.156 (0.164)	0.315 (1.833)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-1}$	4.173*** (0.937)	0.030*** (0.010)	-0.449** (0.212)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.549*** (0.155)	-0.002 (0.002)	0.004 (0.032)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-2}$	34.315* (18.993)	-0.069 (0.099)	-2.273 (2.096)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-2}$	2.715** (1.261)	0.022 (0.015)	-0.458 (0.305)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.109 (0.188)	-0.002 (0.002)	0.005 (0.026)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-3}$	3.315 (14.785)	0.287** (0.132)	-1.932 (2.196)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.311 (1.408)	0.012 (0.018)	-0.288 (0.281)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.211 (0.138)	-0.001 (0.001)	-0.037 (0.023)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-4}$	4.188 (17.106)	0.072 (0.138)	-5.986* (3.325)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.081 (1.273)	-0.003 (0.015)	0.045 (0.223)
Ribeiradio. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.086 (0.087)	-0.001 (0.001)	-0.022 (0.015)
Ribeiradio. $\Delta STORR_{t-5}$	0.331 (21.497)	-0.211 (0.190)	2.605 (2.930)
Ribeiradio. $\Delta INFLR_{t-5}$	1.238** (0.486)	0.013* (0.007)	0.456*** (0.146)
Ribeiradio. $\Delta PDIF_t$	-126.941** (52.889)	-0.714** (0.356)	-13.545* (7.277)
Ribeiradio. $\Delta sdSPPrice_t$	-12.748 (13.931)	-0.185* (0.095)	-4.197 (2.851)
Ribeiradio. $\Delta SPPrice_t$	-16.559*** (6.156)	-0.156*** (0.039)	-3.125** (1.212)
Ribeiradio. $\Delta RENW_t$	-0.225 (0.873)	0.002 (0.006)	0.347** (0.161)
Ribeiradio. $\Delta DEMD_t$	9.862* (5.303)	0.041 (0.034)	2.122** (1.059)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 68: Tabuaco RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.262*** (0.071)	-0.006*** (0.001)	0.002 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-1}$	4.550 (4.000)	0.351*** (0.108)	0.114 (0.117)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.568* (1.350)	0.361*** (0.094)	-0.277*** (0.063)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.163*** (0.058)	-0.003** (0.001)	0.002 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-2}$	5.157 (3.563)	0.235*** (0.082)	0.004 (0.108)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-2}$	3.916** (1.625)	0.130** (0.062)	-0.402*** (0.098)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.002 (0.051)	-0.001 (0.001)	0.001 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-3}$	2.070 (3.170)	0.066 (0.078)	-0.285*** (0.098)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.323 (1.340)	0.101*** (0.029)	-0.235** (0.102)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.068 (0.048)	-0.001 (0.001)	-0.003** (0.001)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-4}$	-0.777 (1.214)	0.099*** (0.025)	-0.025 (0.055)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-4}$	-0.716 (1.516)	0.044 (0.034)	-0.202*** (0.065)
Tabuaco. $\Delta EDP'sRSI_t$	-695.176*** (183.514)	-7.523* (4.317)	-15.700** (6.996)
Tabuaco. $\Delta sdSPPrice_t$	0.199 (3.715)	-0.021 (0.114)	-0.260 (0.189)
Tabuaco. $\Delta SPPrice_t$	-1.607 (1.497)	-0.131*** (0.033)	-0.408*** (0.090)
Tabuaco. $\Delta RENW_t$	2.406* (1.383)	0.034 (0.025)	0.115** (0.048)
Tabuaco. $\Delta DEMD_t$	-2.452 (1.950)	-0.089* (0.050)	0.038 (0.070)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 69: Tabuaco Cong

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.263*** (0.072)	-0.006*** (0.001)	0.002 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-1}$	3.134 (4.164)	0.337*** (0.114)	0.084 (0.125)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.519* (1.318)	0.360*** (0.098)	-0.281*** (0.065)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.175*** (0.060)	-0.003*** (0.001)	0.002 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-2}$	5.584* (3.343)	0.237*** (0.081)	0.007 (0.100)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-2}$	4.330** (1.706)	0.134** (0.067)	-0.394*** (0.088)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.011 (0.050)	-0.001 (0.001)	0.001 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-3}$	2.856 (2.942)	0.078 (0.080)	-0.257** (0.102)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.582 (1.294)	0.105*** (0.031)	-0.227** (0.092)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.055 (0.048)	-0.001 (0.001)	-0.003** (0.001)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-4}$	-0.734 (1.304)	0.097*** (0.026)	-0.029 (0.055)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-4}$	-0.267 (1.673)	0.047 (0.036)	-0.195*** (0.054)
Tabuaco. $\Delta CONG_t$	3.552 (2.165)	-0.004 (0.047)	-0.025 (0.090)
Tabuaco. $\Delta sdSPPrice_t$	1.026 (3.811)	-0.002 (0.113)	-0.215 (0.186)
Tabuaco. $\Delta SPPrice_t$	-2.331 (1.462)	-0.141*** (0.037)	-0.431*** (0.097)
Tabuaco. $\Delta RENW_t$	-1.857** (0.771)	-0.012 (0.013)	0.019 (0.019)
Tabuaco. $\Delta DEMD_t$	2.203 (1.356)	-0.038 (0.038)	0.146* (0.076)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 70: Tabuaco pdif

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.260*** (0.073)	-0.006*** (0.001)	0.003 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-1}$	3.593 (4.211)	0.355*** (0.110)	0.110 (0.112)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-1}$	2.095 (1.295)	0.343*** (0.097)	-0.305*** (0.065)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.171*** (0.060)	-0.003** (0.001)	0.002 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-2}$	5.451 (3.386)	0.242*** (0.084)	0.016 (0.102)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-2}$	3.951** (1.739)	0.118* (0.063)	-0.417*** (0.086)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.004 (0.050)	-0.001 (0.001)	0.001 (0.002)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-3}$	2.907 (2.894)	0.063 (0.078)	-0.281*** (0.095)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-3}$	0.421 (1.244)	0.093*** (0.034)	-0.244*** (0.094)
Tabuaco. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.052 (0.047)	-0.001 (0.001)	-0.002** (0.001)
Tabuaco. $\Delta STORR_{t-4}$	-1.116 (1.197)	0.087*** (0.026)	-0.042 (0.054)
Tabuaco. $\Delta INFLR_{t-4}$	-0.401 (1.650)	0.045 (0.032)	-0.198*** (0.055)
Tabuaco. $\Delta PDIF_t$	-7.544* (4.053)	-0.370*** (0.081)	-0.535*** (0.170)
Tabuaco. $\Delta sdSPPrice_t$	2.136 (3.651)	0.008 (0.112)	-0.206 (0.181)
Tabuaco. $\Delta SPPrice_t$	-3.015** (1.467)	-0.164*** (0.038)	-0.463*** (0.098)
Tabuaco. $\Delta RENW_t$	-2.011*** (0.773)	-0.019 (0.013)	0.008 (0.018)
Tabuaco. $\Delta DEMD_t$	2.409* (1.302)	-0.031 (0.036)	0.154** (0.074)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Table 71: Touvedo RSI3

	Dependent variable:		
	$\Delta GENR_t$	$\Delta STORR_t$	$\Delta INFLR_t$
Touvedo. $\Delta GENR_{t-1}$	-0.404*** (0.047)	-0.00001 (0.00002)	0.0004 (0.007)
Touvedo. $\Delta STORR_{t-1}$	127.339 (102.956)	-0.578*** (0.050)	2.702 (13.005)
Touvedo. $\Delta INFLR_{t-1}$	1.878*** (0.313)	0.0003 (0.0002)	-0.422*** (0.049)
Touvedo. $\Delta GENR_{t-2}$	-0.246*** (0.043)	0.00003 (0.00002)	0.005 (0.006)
Touvedo. $\Delta STORR_{t-2}$	-24.440 (123.235)	-0.547*** (0.048)	-3.227 (16.285)
Touvedo. $\Delta INFLR_{t-2}$	1.662*** (0.383)	0.001*** (0.0002)	-0.406*** (0.046)
Touvedo. $\Delta GENR_{t-3}$	-0.206*** (0.044)	-0.00000 (0.00003)	-0.003 (0.006)
Touvedo. $\Delta STORR_{t-3}$	-74.468 (118.031)	-0.311*** (0.053)	-7.439 (16.462)
Touvedo. $\Delta INFLR_{t-3}$	1.651*** (0.340)	0.0003* (0.0002)	-0.310*** (0.051)
Touvedo. $\Delta GENR_{t-4}$	-0.125*** (0.048)	0.00001 (0.00002)	-0.016*** (0.006)
Touvedo. $\Delta STORR_{t-4}$	40.455 (104.407)	-0.177*** (0.051)	1.912 (13.970)
Touvedo. $\Delta INFLR_{t-4}$	1.331*** (0.306)	0.0002 (0.0002)	-0.250*** (0.058)
Touvedo. $\Delta GENR_{t-5}$	-0.009 (0.039)	0.00002 (0.00002)	-0.007 (0.005)
Touvedo. $\Delta STORR_{t-5}$	64.284 (87.689)	-0.137*** (0.043)	3.066 (13.684)
Touvedo. $\Delta INFLR_{t-5}$	0.951*** (0.315)	0.0001 (0.0001)	-0.010 (0.076)
Touvedo. $\Delta EDP'sRSI_t$	-213.240*** (65.587)	-0.060 (0.041)	-20.647 (15.094)
Touvedo. $\Delta sdSPPrice_t$	-2.187 (1.499)	0.0001 (0.001)	-0.227 (0.293)
Touvedo. $\Delta SPPrice_t$	-2.309*** (0.988)	-0.0001 (0.0003)	-0.666*** (0.113)
Touvedo. $\Delta RENW_t$	0.523 (0.531)	0.001* (0.0003)	0.344*** (0.117)
Touvedo. $\Delta DEMD_t$	2.009*** (0.705)	0.0003 (0.0005)	0.024 (0.149)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Capítulo 3: Os custos ociosos na geração de eletricidade em Portugal e o seu enquadramento no regime comunitário dos auxílios de Estado

Resumo

O presente capítulo analisa o enquadramento dos custos ociosos (*stranded costs*) na atividade de produção de energia elétrica do grupo EDP em Portugal, a partir de um conjunto de decisões da Comissão Europeia no âmbito do regime comunitário dos Auxílios de Estado. A análise conduzida concluiu que os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) da EDP, celebrados em 1996, continham auxílios de Estado ilegais face ao direito comunitário, conforme a jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia aplicada a contratos semelhantes na Hungria. Paralelamente, a decisão da Comissão Europeia, datada de 2004, que aprova as compensações financeiras pela cessação antecipada desses CAE, o mecanismo denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), tem erros formais que põem em causa a sua legalidade. De facto, ao contrário do argumentado pela Comissão Europeia nessa decisão, nem os CAE da EDP deram a garantia de funcionamento que determinou os investimentos na construção das centrais – as centrais que assinaram CAE em 1996 tinham sido construídas entre os anos 50 e princípio dos anos 90 do século XX – nem alguma vez a EDP esteve em perigo de registar prejuízos caso não tivesse CMEC. Também não se poderá considerar que todas as centrais da EDP que foram abrangidas por CAE seriam ineficientes, tal como argumenta a Comissão Europeia, nem a Comissão Europeia apreciou a natureza dos contratos, na sua génese contratos entre duas empresas do mesmo grupo económico, situação que nas orientações da Comissão Europeia, por princípio, não poderia dar origem à constituição de custos ociosos elegíveis. Os CMEC atribuídos à EDP entre 2007 e 2016 totalizaram 2767,4 milhões de Euros e agravaram os custos médios anuais de aquisição grossista da energia elétrica entre 5% e 28%. O presente capítulo analisou ainda a decisão do Estado Português de atribuir à EDP, em 2007, a exploração das centrais hidroelétricas CMEC para o período pós CAE/CMEC (para datas que começariam entre 2013 e 2027) até ao termo da vida útil dessas centrais (entre 2032 e 2053). O Estado aceitou o cálculo da avaliação económica do direito a explorar na perspectiva da EDP, em particular a avaliação que a EDP fazia do direito a receber o valor residual das centrais no termo dos CAE – um direito único à EDP e não comum ao mercado, e que constitui um outro auxílio de Estado dos CAE –, permitindo uma avaliação consideravelmente inferior à que se obteria segundo o princípio do investidor numa economia de

mercado ou num concurso público. Estima-se que a decisão de estender a exploração das centrais hidroelétricas CMEC até ao fim da vida útil, sem concurso, em 2007, teve um custo de oportunidade para o Estado de 1082 milhões de Euros em comparação com um concurso em 2013.

(JEL: G18, G32, K12, K21, K23, L10, L20, L43, L50, L94)

1. Introdução

O tema das rendas excessivas em determinados setores da economia Portuguesa nasce na primeira versão do Memorando de Entendimento, de maio de 2011, celebrado entre o Estado Português e a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional (a troika), no âmbito do programa de ajustamento da economia Portuguesa no período 2011-2014. Este tema foi retomado em 2018, no âmbito da Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade.

A maior parte das rendas consideradas excessivas têm origem em contratos anteriores à liberalização do mercado de produção de energia elétrica (pré-1997), nomeadamente os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo, os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) — as compensações atribuídas à EDP por ter rescindido antecipadamente os seus CAE em 2007 — e ainda os contratos dos regimes subsidiados das renováveis e das cogerações, que garantem aos produtores preços de venda acima dos preços de mercado grossista da energia elétrica.

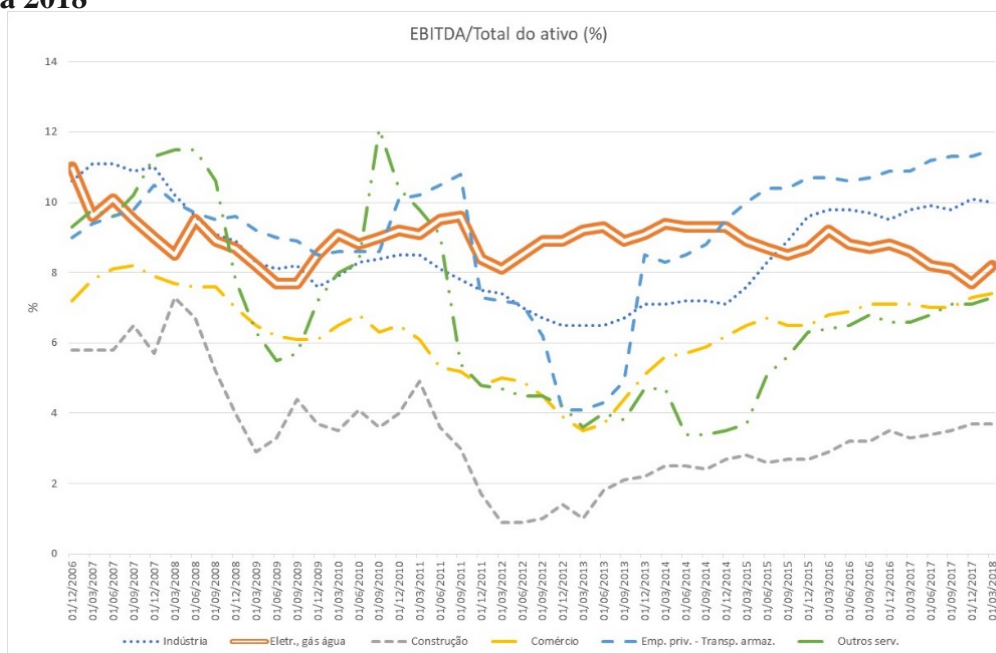
Não existe uma definição para rendas excessivas, antes existe uma definição de rendas económicas. A definição de renda económica corresponde à remuneração de um factor que exceda a remuneração mínima necessária para que esse factor seja fornecido (Varian, 2010).

No caso do setor da energia em Portugal, as rendas económicas relacionadas com o factor capital têm representação nas estatísticas das empresas não financeiras da Central de Balanços do Banco de Portugal. O setor identificado pelo Banco de Portugal como “Eletricidade, gás e água” tem níveis de rendibilidade do ativo entre os mais elevados da economia Portuguesa e também os mais estáveis, insensíveis às recessões económicas, em particular aquela que a economia Portuguesa atravessou durante o programa de ajustamento com a troika, como se evidencia na Figura 1.

O comportamento da rendibilidade da série “Eletricidade, gás e água” é potencialmente inconsistente com a relação esperada entre risco e remuneração (quanto menor o risco, menor o rendimento esperado exigido). Segundo o modelo *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* (Sharpe, 1964; Lintner, 1965; Mossin, 1966), a remuneração de um ativo estrutura-se em função da taxa sem risco adicionada de um prémio de risco que reflete o nível de risco desse ativo face ao risco de mercado.

A rendibilidade da série “Eletricidade, gás e água” sendo a mais estável, é por isso a com menos risco, e encontra-se entre as mais elevadas em Portugal, por isso com um prémio potencialmente mais do que proporcional ao respetivo nível de risco. Tal resulta

Figura 1: **Rendibilidade do ativo por atividade das empresas não financeiras em Portugal – 2006 a 2018**



Fonte: Central de Balanços do Banco de Portugal

numa remuneração potencialmente acima do custo do capital (o menor risco implica um menor custo do capital na perspetiva do CAPM), concedendo uma renda económica no sentido clássico da teoria económica.

O comportamento estável e o perfil elevado das remunerações do setor da “Eletricidade, gás e água” referidos na figura anterior correspondem a um retrato médio, que reflete tanto as metodologias de regulação económica dos ativos de indústrias de rede, como também o enquadramento de regimes contratuais que protegem a remuneração de atividades de produção de energia elétrica, nos regimes subsidiados, por transferências dos consumidores para as empresas elétricas, nomeadamente através dos preços pagos nas tarifas de acesso às redes em monopólio natural.

Os CAE da EDP, que deram lugar aos CMEC a partir de 2007, com a criação do mercado ibérico da energia elétrica (MIBEL), fazem parte da discussão em torno do tema das rendas económicas na energia. A extensão da exploração das centrais CMEC até ao fim da vida útil sem concurso, em particular no que respeita ao valor alegadamente baixo pago pela EDP ao Estado, é outro tema que faz parte dessa discussão.

Os CAE da EDP são contratos privados, celebrados em 1996 entre a EDP e a REN, o operador da rede de transporte de energia elétrica português. À data da assinatura desses contratos, a REN era propriedade da EDP. A cada central da EDP Produção (então Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade) correspondeu um CAE, para um total de 7330 MW de capacidade instalada. As centrais que assinaram CAE foram construídas entre a década de 50 e o início da década de 90 do século XX.

Os CAE são contratos de longa duração, de natureza exclusiva, que remuneram o ativo das centrais (mediante os denominados encargos de potência, pagamentos de natureza es-

sencialmente fixa) e os custos variáveis de exploração (custos com combustíveis e encargos de operação e manutenção). Os CAE estabeleciam um conjunto de direitos em matéria de proteção da remuneração do produtor, em contrapartida de um regime de exclusividade e de garantia de disponibilidade de produção ao comprador.

Os CMEC são um auxílio de Estado aprovado pela Comissão Europeia em 2004 e adotado na legislação nacional pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. Os CMEC são compensações financeiras atribuídas aos produtores pela cessação antecipadas dos CAE, constituindo um pagamento, suportado pelos consumidores de energia elétrica, que acresce às margens brutas que as centrais CMEC obtenham no mercado grossista, com vista a garantir margens totais idênticas àquelas que haviam sido contratualizadas nos CAE.

O objetivo do presente capítulo consiste em analisar o papel da Comissão Europeia, em particular nas decisões que permitiram validar e reconhecer os auxílios de Estado atribuídos ao operador histórico português na geração de eletricidade, a título de custos ociosos e na concessão da exploração de centrais hidroelétricas sem concurso a um preço inferior a uma avaliação de mercado.

A análise apresentada compreende a teoria e prática nos Estados Unidos e na Europa em relação ao enquadramento dos custos ociosos, as opções assumidas para enquadrar a remuneração dos investimentos do operador histórico em Portugal — do monopólio, aos CAE e posteriormente aos CMEC — e as três decisões que a DG Concorrência da Comissão Europeia adotou em relação a esta temática no âmbito do regime comunitário dos Auxílios de Estado, nomeadamente a decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC¹, a decisão de abrir uma investigação à extensão da exploração das centrais CMEC até ao fim da vida útil sem concurso², mas que reitera a decisão original que aprovou os CMEC, e a decisão que arquiva a investigação em relação ao valor pago pela EDP ao Estado pela extensão da exploração até ao fim da vida útil em matéria de auxílio de Estado.³

A análise desenvolvida tem também em conta os factos apurados na Comissão parlamentar de inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade (CPI das Rendas Excessivas), em particular no que respeita ao enquadramento da extensão da exploração do domínio público hídrico. Algumas das conclusões da CPI são também analisadas e densificadas com análise económica de suporte.

2. Os fundamentos dos custos para a manutenção do equilíbrio contractual

2.1. O que são os custos ociosos

Nos anos 90, ainda antes da inovação tecnológica das renováveis, a liberalização dos mer-

¹ Auxílio Estatal N 161/2004 — Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004.

² Decisão de abertura do processo do Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal, de 18.09.2013.

³ Decisão de arquivamento do Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal, de 15.05.2017.

cados elétricos associou-se a uma tecnologia de geração de energia elétrica em particular, nomeadamente as centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT). Esta tecnologia caracteriza-se por consumos de combustível menores que as convencionais centrais térmicas de ciclo simples, a gás, carvão ou a fuel. Os níveis de emissões poluentes do gás natural também são mais reduzidos que os da queima do carvão ou do fuel, permitindo que as centrais que usem essa fonte energética tenham menores custos com títulos de emissões de CO₂. Por último, o custo de investimento por MW instalado, com menores economias de escala, e o tempo de construção dessas centrais (time to market) – 2 anos entre a decisão de construção e a entrada (Wolak, 2009) – permitiram reduzir consideravelmente as barreiras à entrada na indústria elétrica.

As CCGT foram a tecnologia central do processo de liberalização em diversas geografias e alimentaram a entrada de novos operadores, nomeadamente os distribuidores de gás natural, que entraram em concorrência com as empresas elétricas tradicionais (Lopes et al., 2005).

A entrada de novos concorrentes mais eficientes representava um risco para os operadores tradicionais face aos investimentos em centrais em risco de obsolescência, às quais por vezes também se associavam contratos de aquisição de energia de longa duração com garantia de funcionamento. O risco de não recuperação dos investimentos em centrais mais antigas ou o risco de os contratos com garantia de funcionamento, com preço mais alto que o custo de novos entrantes, provocarem prejuízos económicos, levou ao desenvolvimento do conceito de custos ociosos⁴ (Nunez, 2007).

Tanto nos Estados Unidos como na Europa, os custos ociosos mereceram, enquadramento específico no âmbito da regulação setorial e, em particular, no caso europeu, no regime comunitário dos auxílios de Estado.

Nunez (2007) classificou os custos ociosos em três categorias, mas também identificou benefícios ociosos, classificados em outras tantas categorias. Os custos ociosos, segundo Nunez (2007), incluíam os ativos regulatórios (receitas postecipadas com a garantia regulatória, a recuperar futuramente, como por exemplo é o caso da dívida tarifária em Portugal), ativos de produção de energia elétrica (em particular centrais nucleares) e contratos de longo prazo, celebrados com vista a garantir o abastecimento e eliminar o risco de preço dos produtores por períodos de longo prazo – 30 a 40 anos – como são os CAE em Portugal.

Por seu lado, os benefícios ociosos, segundo Nunez (2007), teriam origem em centrais de baixo custo com um valor de mercado superior ao valor contabilístico já depreciado, créditos regulatórios (que permitiam ganhos regulatórios, a favor dos consumidores, superiores aos custos operacionais), e contratos de longa duração, que permitissem comprar energia abaixo do preço de mercado. Nos EUA, em 1997, um estudo do RDI (Resource Data International, Inc., 1997) citado por Nunez (2007), avaliou os custos ociosos em 202 mil milhões de dólares e os benefícios ociosos em 59 mil milhões de dólares, resultando em custos ociosos líquidos de 143 mil milhões de dólares.

Os operadores elétricos, face aos riscos financeiros colocados pela entrada de novos concorrentes, defenderam formas de compensação financeira pela alteração do quadro re-

⁴ Stranded costs na terminologia anglo-saxónica.

Tabela 1: Argumentos a favor e contra a recuperação de custos ociosos nos Estados Unidos

Argumentos a favor	Argumentos contra
No quadro regulatório (“regulatory compact”), legisladores e reguladores assumiram compromissos com as empresas elétricas (“utilities”) que conferiram direitos e responsabilidades. O quadro regulatório confere às empresas elétricas o direito à recuperação total de custos ociosos.	Apesar dos legisladores e reguladores terem atuado em representação dos consumidores, poucos consumidores (ou nenhum) assinaram ou concordaram com o quadro regulatório (“regulatory compact”). A recuperação total de custos ociosos diminui a velocidade de entrada de novos concorrentes no mercado e retira aos consumidores os benefícios imediatos da concorrência.
Desregulação sem compensação representa a expropriação de propriedade que é restringida constitucionalmente (“Taking clause” da 5ª emenda da Constituição dos Estados Unidos)	A norma constitucional (“Taking clause” da 5ª emenda da Constituição dos Estados Unidos) que impede a expropriação não previne que uma indústria regulada não venha a ser desregulada, sujeita a reforma de mercado ou à entrada de concorrência.
A alteração imprevista do quadro regulatório (“regulatory compact”) prejudica financeiramente os investidores em empresas elétricas e pode desencorajar futuros investimentos na produção de energia elétrica.	A desregulação ocorreu em muitas indústrias (transportes, banca e telecoms). Investidores racionais deveriam ter antecipado a reforma do mercado de produção de energia elétrica. Acresce que, após a reforma desses outros mercados os investimentos continuam a ocorrer, pelo que não existem razões para concluir que o investimento parasse após a reforma do setor elétrico.
Empresas elétricas financeiramente mais frágeis podem causar deterioração da segurança e qualidade do abastecimento em prejuízo dos consumidores.	A recuperação de custos ociosos protege as empresas de eletricidade financeiramente mais frágeis, frustra a entrada de novos operadores e a concorrência e perpetua a ineficiência no setor elétrico.

Fonte: Woo et al. (2003).

gulatório que permitia a concorrência. Todavia, a recuperação de custos ociosos no setor elétrico não mereceu consenso, em particular face aos custos que teriam de ser recuperados junto dos consumidores.

Woo et al. (2003) sintetizaram os argumentos a favor e contra a recuperação de custos ociosos, conforme apresentado na tabela 1.

Nos Estados Unidos, a *Order* 888, emitida em 1996 pela *Federal Energy Regulatory Commission* estabeleceu que a recuperação de custos ociosos, legítimos, prudentes e verificáveis deveria ser permitida. Como refere D’Souza e Jacob (2001), a recuperação dos custos ociosos depende de verificar se estes resultaram de investimentos impostos por obrigações regulatórias e não em resultado de decisões voluntárias das empresas.

Nos Estados Unidos, um método utilizado para reduzir custos ociosos foi a venda de ativos de geração (por exemplo, em leilões), servindo um duplo propósito: por um lado, identificar o valor de mercado do ativo e assim quantificar, pela diferença face ao valor

contabilístico, o custo ocioso a recuperar; por outro lado, reduzir a dominância dos operadores históricos e as oportunidades para comportamentos abusivos (Woo et al., 2003). Esta solução poderia ser implementada com base em leilões, solução que também foi defendida em Portugal pela ERSE antes da adoção dos CMEC⁵.

2.2. Os custos ociosos e o regime comunitário dos auxílios de Estado

A Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e para a sua progressiva liberalização.

Considerando o risco de recuperação de custos ociosos derivados do processo de liberalização e criação do mercado interno da energia elétrica, a Comissão estabeleceu uma Comunicação relativa à análise e tratamento desses custos (Comunicação da Comissão Europeia)⁶. Nessa Comunicação, a Comissão Europeia definiu como custo ocioso o custo de compromissos ou de garantias de funcionamento, tomadas no contexto prévio ao da liberalização do mercado de energia elétrica, que pudessem não ser honrados na sequência da aplicação da Diretiva 96/92/CE e que o seu não cumprimento, por força da abertura do mercado ditada por essa Diretiva, poderia pôr em causa a viabilidade da empresa.

A Comunicação da Comissão Europeia estabeleceu os critérios de identificação dos custos ociosos considerados elegíveis para efeitos de compensação, à luz das regras dos auxílios de Estado previstas no artigo 87.º do Tratado (atual artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia – TFUE). O artigo 107.º do TFUE estabelece, no respetivo n.º 1, a proibição da concessão de auxílios financiados com recurso estatais, de forma seletiva, e que confirmam uma vantagem ao beneficiário que distorçam a concorrência e afetem o comércio entre Estados Membros. A proibição dos auxílios de Estado é fiscalizada de forma centralizada pela Comissão Europeia e o seu fim principal é a proteção do mercado interno. Ainda assim, existem condições em que as proibições previstas no TFUE podem ser derrogadas, tendo a Comissão Europeia considerado que a recuperação dos custos ociosos pode ser enquadrada no n.º 3 do artigo 107º do TFUE, nomeadamente na condição da alínea c), que estabelece a compatibilidade dos “auxílios destinados a facilitar o desenvolvimento de certas atividades ou regiões económicas, quando não alterem as condições das trocas comerciais de maneira que contrariem o interesse comum”.

Na raiz da identificação dos custos ociosos tanto poderiam estar compromissos entre partes cujo processo de liberalização tornaria não económicos, como também a própria ineficiência dos equipamentos construídos antes da liberalização e cuja viabilidade fosse posta em causa com a entrada de novos operadores e tecnologias.

A Comunicação da Comissão Europeia definiu como princípio colocar reservas no que

⁵ ERSE, Parecer da ERSE sobre o projecto de Decreto-Lei CMEC, maio de 2004, disponível na página da internet da Assembleia da República.

⁶ Comunicação da Comissão relativa à Metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, disponível em http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_pt.pdf

diz respeito aos auxílios destinados a compensar custos ociosos que não correspondessem aos critérios referidos na Comunicação ou que fossem suscetíveis de provocar distorções de concorrência contrárias ao interesse comum.

Em matéria de elegibilidade, a Comunicação da Comissão Europeia pronunciou duas condições de exclusão potencial:

- O princípio de apenas aceitar como suscetíveis de constituir custos ociosos elegíveis os associados a compromissos ou garantias de funcionamento anteriores a 19 de fevereiro de 1997, data de entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE (ponto 3.1 da Comunicação)
- A condição que os compromissos ou garantias que ligam empresas pertencentes a um mesmo grupo não poderiam, em princípio, constituir custos ociosos (ponto 3.5 da Comunicação).

Para efeitos de contratos de compra e venda de longo prazo, a Comunicação da Comissão Europeia ⁷estabeleceu que os custos ociosos seriam calculados por comparação com as condições em que, num mercado liberalizado, a empresa teria, em princípio, podido vender ou comprar o bem considerado, mantendo-se os restantes fatores invariáveis.

Ainda no caso de contratos de compra e venda de longo prazo, a Comunicação da Comissão Europeia definiu como princípio exprimir as maiores reservas nomeadamente quando (ponto 4.8 da Comunicação) “o auxílio se destina a manter no todo ou em parte as receitas anteriores à entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE, sem tomar devidamente em conta os custos ociosos elegíveis que poderiam resultar da introdução da concorrência.”

2.3. As raízes dos CMEC: os CAE em 1996

O grupo EDP é a entidade que resultou da nacionalização, nos anos 70 do século XX, do conjunto de empresas produtoras de energia elétrica que operavam em Portugal. Nos anos 80, a maioria das concessões municipais de distribuição em Baixa Tensão foram entregues ao grupo EDP, reforçando o seu estatuto de grupo verticalmente integrado.

Na primeira metade dos anos 90 são formalizados os primeiros CAE (ou *Power Purchase Agreements* na terminologia anglo-saxónica) que viabilizaram os primeiros investimentos independentes em centrais termoelétricas desde a nacionalização do setor elétrico nos anos 70.

O primeiro CAE foi assinado em 1993, relativo à central a carvão do Pego, com 584 MW, da empresa Tejo Energia. O segundo CAE foi celebrado em 1994, relativo à central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, com 990 MW, da empresa Turbogás (Catroga, 2017). Esses dois CAE resultaram de consultas competitivas⁸ e serviram de suporte a decisões de investimento em centrais em construção (central a carvão do Pego)⁹ ou a construir (a central da Turbogás, que entrou em serviço em 1998, foi o primeiro ciclo

⁷ Idem. Vide nota de rodapé n.º 4 da Comunicação da Comissão.

⁸ Catroga (2017). Cumpre notar que é escassa a informação pública sobre os processos que conduziram à contratação dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás.

⁹ International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries - Portugal, 1996 Review*.

combinado da península ibérica e foi também um cliente âncora para o projeto da introdução do gás natural em Portugal).

Os CAE da Tejo Energia e da Turbogás garantiam aos investidores as condições de comercialização da energia produzida pelas centrais, formalizando as relações comerciais com a então empresa monopolista verticalmente integrada, o grupo EDP. Sem os CAE, esses investidores independentes não teriam formas alternativas de viabilizarem a comercialização da energia. De facto, à época em que os CAE da Tejo Energia e da Turbogás foram assinados, o sector não se encontrava aberto à concorrência, i.e. não eram permitidas as relações bilaterais livres entre produtores, comercializadores e clientes finais.

Em 1995, é criado um pacote legislativo (Decretos-Lei n.ºs 182 a 187/95, de 27 de julho) que procede à separação vertical de atividades, nos níveis de produção, transporte, distribuição e comercialização e introduz a regulação económica independente das tarifas de energia e da remuneração das atividades de rede, criando a ERSE. O pacote de 1995 antecedeu a primeira diretiva europeia de liberalização do mercado interno da energia elétrica (Diretiva 96/92/CE) e a privatização da EDP, cuja primeira fase se inicia em 1997.

O pacote legislativo de 1995 previu a criação de CAE para um conjunto pré-definido de centrais produtoras da CPPE — Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade (hoje EDP Produção), do grupo EDP, identificadas no Anexo do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, o qual incluía 26 centrais hidroelétricas, uma central a carvão, quatro centrais a fuel-óleo e duas centrais a gásóleo. O modelo do contrato dos CAE, consagrado no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, assentava em relações de venda exclusiva à entidade concessionária da rede nacional de transporte (RNT) e de longa duração (não inferior a 15 anos). Nos termos do n.º 5 do supra-citado artigo, a remuneração da energia elétrica fornecida resultava da aplicação de um sistema misto, baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, refletindo, respetivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia.

A concessionária da RNT (hoje REN) à época era detida a 100% pelo grupo EDP; a autonomização da REN do grupo EDP só acontece em 2000, quando o Estado toma 70% do capital da REN)¹⁰.

A concessionária da RNT exercia as funções de comprador único do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP). O comprador único tinha por função minimizar o custo variável de fornecimento da procura de energia do SEP, gerindo uma carteira de 33 contratos CAE com a EDP e 2 outros CAE com os operadores Tejo Energia e Turbogás.

Neste enquadramento, em 1996¹¹, e poucos meses antes da entrada em vigor da Dire-

¹⁰ Vide Autoridade da Concorrência, Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, novembro de 2013.

¹¹ A Autoridade da Concorrência, na Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, de novembro de 2013, indica que os CAE foram assinados em 1996, citando o Relatório e Contas da REN de 2005. O Parecer n.º 4/2016 da Procuradoria Geral da República, publicado em Diário da República, 2.a série, n.º 44, de 2/03/2018, indica que os CAE terão sido celebrados “em 26 de setembro de 1996, entre a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (Concessionária da RNT – Rede Nacional de Transporte), como comprador, e a CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A., como produtor”. Por seu lado, o Parecer n.º 26/2017 da Procuradoria Geral da República, publicado em Diário da República, 2.a série, n.º 23, de 1/02/2018, refere que “em 26 de setembro de 1996 a REN

tiva 96/92/CE, a EDP celebrou 33 CAE com a REN. As condições comerciais estabelecidas nesses contratos foram definidas unilateralmente no seio do grupo EDP, uma vez que constituíram contratos entre duas empresas do mesmo grupo.

A remuneração fixada unilateralmente pela EDP nos respetivos CAE, baseou-se numa taxa de remuneração real de 8.5% sobre o ativo líquido atualizado à inflação¹², para todo o período de duração desses contratos, entre 1996 e 2027 (data de término do contrato mais longo).

A taxa fixada pela EDP nos respetivos CAE ainda assim é inferior às taxas de remuneração dos outros dois CAE (Turbogás/Tapada do Outeiro e Tejo Energia/Pego), fixadas em 10%¹³.

Todavia, apesar da remuneração mais elevada dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás, no cômputo geral o maior impacto financeiro adveio dos CAE da EDP. Com efeito, previamente à assinatura dos CAE da EDP apenas existiam dois CAE, sendo que a partir de 1996, passaram a existir 35. Porque todos os 33 CAE da EDP datam de 1996, a rentabilidade da maior parte da capacidade de produção nacional foi definida num mesmo ano, cristalizando até ao termo dos contratos (para a maior parte das centrais com CAE, até entre 2013 até 2027) essas condições remuneratórias.

Como refere o parecer da ERSE ao projeto de Lei CMEC, em 2004, se as taxas de remuneração dos CAE fossem indexadas à evolução de taxas de mercado (que a ERSE, avaliava, em 2004, em valores na ordem dos 5%), as tarifas a clientes finais poderiam ter sido 8,5% mais baixas nesse ano.¹⁴

A justificação dos CAE da EDP também é diferente dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás. As centrais da EDP que celebraram CAE em 1996 eram pré-existentes — os 33 CAE de 1996 referiam-se a centrais com entrada em serviço entre 1950 e 1994¹⁵.

Enquanto os dois CAE dos operadores independentes foram a garantia contratual que tornou possível a recuperação de investimento em ativos únicos, com um investimento inicial significativo, os CAE da EDP destinaram-se a definir as condições de remuneração para centrais já construídas durante os 40 anos anteriores, até ao fim da vida útil das centrais térmicas (entre 2007 e 2017) ou para os 17 a 31 anos seguintes no caso das centrais hidroelétricas, conforme se estima no Anexo VI do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Tal como refere a AdC¹⁶, “a longa duração e a ausência de risco comercial do ven-
— Rede Elétrica Nacional, S. A., concessionária da Rede Nacional de Transporte, como compradora, e a CPPE — Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade, S. A., como produtora e vendedora, outorgaram um contrato de aquisição de eletricidade da capacidade total, em potência e energia, dos Grupos 1 a 4 da Central de Sines, considerando-se o contrato iniciado em 1 de janeiro de 1995 e tendo o seu termo em 31 de dezembro de 2017”.

¹² EDP, Investor Day 2014, Lisbon, 14th May, 2014, slide 38, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202014.pdf> .. A fórmula descrita é a seguinte: “Contracted Gross Profit (“PPA”)=Contracted Net Assets ⁽¹⁾ x 8.5% ⁽²⁾ + Annual Depreciation + Contracted costs w/efficiency incentives (...) ⁽¹⁾ Inflation updated ⁽²⁾ Return on Assets before Inflation and taxes”.

¹³ ERSE, Parecer da ERSE sobre o projecto de Decreto-Lei CMEC, maio de 2004, disponível na página da internet da Assembleia da República

¹⁴ Idem, pág. 14.

¹⁵ ERSE “Caracterização do Sector Elétrico, Portugal Continental, 2001”. A entrada em serviço das centrais da EDP que celebraram CAE variava entre 1950 (Pracana) e 1994 (Caldeirão).

¹⁶ Idem.

dedor são as principais características do modelo CAE, de que a EDP veio beneficiar a partir de 1996, em seguida ao fim do regime de monopólio legal que até então vigorou, e antes da entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE, que ditou as regras para a construção do mercado interno da energia elétrica e liberalização do sector”, acrescentando ainda que “com a assinatura dos CAE, todos os riscos de natureza concorrencial que poderiam advir do processo de liberalização passaram, segundo este modelo, a ser suportados pelos consumidores. Qualquer perda que pudesse advir do processo de liberalização, associada a uma eventual redução da produção ou do preço de mercado, ou mesmo a qualquer subida de custos, seria suportada pelos consumidores”.

Conforme se apura no Anexo 1, as taxas reais de remuneração dos CAE da EDP foram, em média, 39% mais altas que as taxas reais que a ERSE definiu para a EDP Distribuição entre 1999 e 2017. A avaliação da ERSE ao nível de risco das atividades exercidas pelo grupo EDP em Portugal considerou que a atividade de produção com contrato de longo prazo tinha um risco mais baixo que o da atividade de distribuição de eletricidade¹⁷. Desse modo, poder-se-á considerar a remuneração da EDP Distribuição como um majorante do custo de capital da atividade com CAE da EDP Produção, indiciando que a remuneração dos CAE da EDP foi superior em pelo menos 39% face ao custo de capital dessa atividade no período 1999-2017.

Os CAE da EDP foram assinados enquanto a EDP era ainda 100% detida pelo Estado, no ano anterior ao que a empresa foi privatizada. As condições contratuais criadas para a venda de energia elétrica pela EDP foram também um garante para os investidores na privatização que se inicia no ano seguinte.

2.4. O processo conducente à extinção dos CAE da EDP e a sua substituição pelos CMEC

Em 1998, menos de dois anos depois da assinatura dos CAE da EDP começam as primeiras conversações entre Portugal e Espanha sobre a criação do MIBEL¹⁸. Desde o início do percurso da criação do MIBEL, discutiu-se a necessidade de questionar a continuidade dos CAE nos termos em que os mesmos tinham sido celebrados em 1996, uma vez que o regime de exclusividade punha em causa o desenvolvimento da concorrência e a liquidez do futuro mercado grossista ibérico. Em 2002, no documento "Modelo de Organização do MIBEL"¹⁹, a ERSE identifica a necessidade de renegociar os CAE, i.e. 6 anos após a sua celebração e muito antes do termo desses contratos – a maioria terminaria entre 2013 e 2027.

Em 2000, o Estado toma 70% do capital da REN, ficando a EDP com 30% (participação essa que mais tarde será reduzida a 5% com a publicação do Decreto-Lei n.º 29/2006,

¹⁷ Este facto é também notado no Relatório Final da Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na internet da Assembleia da República (Vide Capítulo 1, página 26).

¹⁸ Vide referências ao início das conversações entre Portugal e Espanha, datadas de 1998, no “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico da Electricidade, de 14 de Novembro de 2001 (disponível em www.erse.pt).

¹⁹ ERSE, CNE, Modelo de Organização do Mercado Ibérico da Electricidade, CNE/ERSE, março de 2002.

de 15 de fevereiro).

Em 2004, i.e. aproximadamente 8 anos após a celebração de contratos da EDP, definem-se as condições para a extinção antecipada dos CAE (Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro).

O mecanismo então instituído, denominado CMEC, consistia em atribuir uma compensação financeira pela cessação antecipada dos CAE, consistente num pagamento suplementar à remuneração que a empresa conseguisse extrair em mercado grossista, com vista a manter condições de remuneração equivalentes àquelas que a empresa auferia nos CAE.

O princípio do equilíbrio contratual assentava assim em manter as condições dos CAE em regime de mercado no âmbito do MIBEL. No arranque do mecanismo, estimar-se-ia, *ex-ante*, o valor bruto da compensação CMEC, calculado como a diferença entre o valor dos CAE e o valor das receitas expectáveis em mercado, deduzidas dos encargos de exploração, com base em pressupostos de preços e custos, nos termos dos artigos 3.º e 4.º Decreto-Lei n.º 240/2004. A compensação bruta CMEC inicialmente estimada seria convertida numa renda anual, para todo o horizonte de duração do mecanismo, até ao fim do último CAE, em 2027 (no caso da EDP).

Os pressupostos para o cálculo do montante bruto da compensação previam um preço de 36 € / MWh para todo o horizonte de duração do mecanismo.

Os pressupostos foram revistos em 2007, por via do Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de março, subindo o preço de mercado previsto para 50 €/MWh. Segundo a EDP, em virtude da alteração dos pressupostos, o valor bruto da compensação CMEC inicialmente estimada desceu de 3,4 mil milhões de Euros, em 2004, baseada em receitas unitárias de 36 € / MWh, para 0,8 mil milhões de Euros em 2007, baseadas em receitas unitárias em mercado de 50 € / MWh²⁰.

A renda anual foi calculada com base no montante bruto da compensação CMEC de 833,467 milhões de Euros²¹, utilizando para o efeito o custo de capital da EDP fixado pela Portaria n.º 611/2007, de 7,55%, da qual resultou um valor de renda anual CMEC de 81,2 milhões de Euros. A taxa de atualização relevante para o cálculo da renda anual CMEC foi posteriormente revista em baixa pela Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, para 4,72%. Em consequência, a renda anual foi revista em baixa para 67,5 milhões de Euros²².

Nos primeiros 10 anos, a compensação CMEC seria ajustável por via do mecanismo de revisibilidade. Mediante esse mecanismo, seria calculado, anualmente, o desvio da remuneração ótima em mercado, simulada *ex-post* com o modelo da REN Valorágua, avaliando o impacto decorrente de desvios face aos pressupostos iniciais relativos a preço, custos dos combustíveis fósseis e regime hidrológico. Através da revisibilidade, a compensação CMEC seria ajustável através da parcela de ajustamento. A partir dos 10 anos, a compensação passaria a ser fixa, calculada com base no histórico dos primeiros 10 anos. Como

²⁰EDP, Investigation of the transition process from PPA contracts to CMEC in Portugal, June 2007, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/ConfCall%20Investigation%20PPA-CMEC%20vf.pdf>.

²¹ Vide ERSE, Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico, dezembro de 2008.

²² Vide ERSE, Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014, dezembro de 2013.

referem as apresentações de resultados da EDP, também citadas pela AdC²³, os CMEC garantiram “a preservação do VAL dos CAEs, baseado num retorno estável nos próximos 10 anos”²⁴.

A cessação antecipada dos CAE e a entrada em aplicação dos CMEC somente veio a ocorrer em junho de 2007, com a entrada em funcionamento do mercado grossista ibérico (MIBEL).

2.5. Os fundamentos da decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC no processo N161/2004

2.5.1. Contextualização

Os CMEC foram enquadrados no regime comunitário dos Auxílios de Estado, carecendo da prévia aprovação da Comissão Europeia antes da sua entrada em vigor. Interessa analisar as justificações que conduziram à aprovação, pela Comissão Europeia, desse Auxílio de Estado.

O projeto de legislação que permitia a atribuição de compensações em contrapartida da cessação antecipada dos CAE foi notificado à Comissão Europeia em abril de 2004²⁵, tendo sido avaliado à luz da Comunicação relativa à análise de custos ociosos²⁶.

Na análise da medida de auxílio aos produtores com CAE em Portugal, a Comissão Europeia identificou as vantagens de que os titulares desses contratos beneficiavam. De facto, tal como refere a Comissão Europeia,

“(…) na verdade, os CAE eximem os produtores vinculados de todos os riscos associados aos investimentos cobertos pelos contratos: dispõem da garantia de reembolso de todos os seus custos, e de venda de um montante fixo de eletricidade a um preço garantido e durante um período determinado e muito longo. Este factor de segurança contra todos os riscos, num mercado aliás muito cíclico, é proporcionado sem qualquer contrapartida. Constitui uma clara vantagem para os produtores que celebraram os CAE. Por conseguinte, a cessação dos CAE e a concessão de compensações a esse título constitui apenas um modo de alterar a forma como era concedida a vantagem anterior e não um modo de compensar uma desvantagem. De facto, após a cessação dos CAE, aqueles produtores receberão uma compensação que lhes permitirá, não obstante a abertura do mercado, manter o seu volume de vendas (deste modo limitando os riscos em que de outro modo incorreriam) ainda que os centros produtores em questão se venham a revelar ser intrinsecamente menos eficientes que outros centros produtores que possam ser construídos no futuro por novos concorrentes potenciais.”

Para efeitos da aferição de um auxílio estatal nos termos do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE é requerido que a medida seja financiada por recursos estatais. Neste âmbito, a

²³ Vide Autoridade da Concorrência, Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, novembro de 2013.

²⁴ EDP, Resultados, 2009.

²⁵ Auxílio Estatal N 161/2004 — Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004.

²⁶ Idem.

Comissão Europeia identificou a presença de financiamento por recursos estatais²⁷, uma vez que os CMEC seriam financiados através das receitas decorrentes de uma tarifa aplicada pelo Estado com base num Decreto-Lei. Com efeito, nos termos do projeto de legislação, os CMEC seriam financiados pelos consumidores nas tarifas de uso global do sistema, ou seja, através de receitas tributadas no pagamento da utilização das redes de energia elétrica, um serviço público essencial em regime de monopólio legal e natural, tendo necessariamente um carácter mandatário.

Na apreciação do projeto de legislação CMEC, a Comissão Europeia, em linha com a sua prática decisória anterior em relação a custos ociosos em Espanha²⁸, nomeadamente a relativa aos *Custos de Transición a la Competencia* (CTC), e Grécia²⁹, considerou que “os investimentos em centros electroprodutores economicamente ineficientes constituem uma categoria de custos ociosos reconhecida pela metodologia, na medida em que possa ser estabelecido que tais investimentos foram realizados com uma garantia de funcionamento.” Na verdade, os CTC em Espanha têm fundamentos distintos dos CMEC, já que em Espanha não existiam CAE, sendo os CTC uma medida com uma duração limitada por um período até 10 anos³⁰, enquanto os CMEC durariam tanto quanto os CAE que substituíam, ou seja até à data de termo do último CAE, em 2027 (ou seja, face ao ano de 2004, os CMEC durariam mais de 20 anos).

A Comissão Europeia considerou como pressupostos da sua decisão de aprovação, em particular, que:

- “Os CAE constituem a garantia de funcionamento que tornou possível a construção destes centros electroprodutores. A existência e validade dos CAE no quadro jurídico português são claramente reconhecidas no projecto de Decreto- Lei objecto da notificação.”(pág. 5 da Decisão da Comissão Europeia relativa ao processo N161/2004);
- “Os custos ociosos dizem respeito a investimentos em centros electroprodutores ineficientes, e não a acordos celebrados entre duas partes. Assim sendo, é neste caso irrelevante verificar se os custos ociosos resultam ou não de garantias que liguem duas empresas pertencentes a um mesmo grupo.” (pág.6 da Decisão da Comissão Europeia relativa ao processo N161/2004).”

Os dois parágrafos citados são os pressupostos em que a Comissão Europeia suporta a aprovação dos CMEC, todavia, no caso das centrais com CAE da EDP o erro de apreciação da Comissão Europeia é notório, tal como também concluiu o Relator da CPI das rendas excessivas³¹.

Em primeiro lugar, os CAE foram suporte para a decisão de investimento na construção

²⁷ Auxílio Estatal N 161/2004 — Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004.

²⁸ Vide processo NN 49/99 - Espanha , JO C 268 de 22.9.2001, p. 7.

²⁹ Vide processo N 133/01 - Grécia, JO C 9 de 15.1.2003, p. 6.

³⁰ Os CTCs foram criados pela Ley 54/1997, de 27 de novembro, e terminados antecipadamente pelo Real- Decreto Ley 7/2006, de 23 de junho.

³¹ Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

de centrais apenas nos casos da Turbogás e da Tejo Energia. Este argumento não se aplica às centrais da EDP. Em 1996, ano em que foram celebrados os CAE da EDP, essas centrais já tinham sido construídas, com datas de entrada em serviço entre 1950 e 1994. Trata-se nessa medida de um erro factual na análise da Comissão Europeia, que também é notado pelo Relator da CPI das rendas excessivas³².

Na verdade, os CAE da EDP, datados de 1996, anteciparam em alguns meses a entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE (fevereiro de 1997) — que liberalizou o Mercado interno da energia elétrica —, data a partir da qual seriam considerados inelegíveis para constituir custos ociosos os compromissos ou garantias de funcionamento do tipo CAE (vide ponto 3.1 da Comunicação³³

A decisão da Comissão Europeia classifica como ineficientes todas as centrais abrangidas por CAE, tratando de modo idêntico centrais em obsolescência económica, exemplo das centrais a fuel ou a gasóleo, com custos variáveis médios ou marginais em geral superiores aos preços de mercado, e as centrais hídricas, a carvão e a gás natural.

A classificação das centrais hídricas como ineficientes é um pressuposto questionável. As centrais hídricas revelam custos marginais sistematicamente inferiores aos preços de mercado, dado o recurso hídrico utilizado ter custo nulo, e não emitem CO₂, pelo que a avaliação dos respetivos custos não enfrenta os mesmo fatores de incerteza que as restantes tecnologias baseadas na queima de combustíveis fósseis.

Por outro lado, o grupo EDP pagou ao Estado um valor de 759 milhões de Euros (vide Despacho n.º 16982/2007, publicado em 2 de agosto de 2007) pela extensão da exploração das centrais hídricas CMEC até ao termo da respetiva vida útil (entre 2032 e 2053, consoante os centros electroprodutores). Este pagamento foi realizado de forma praticamente coincidente com a entrada em vigor das compensações CMEC (já em 2007). Como se verá na secção 3 do presente capítulo, o valor pago ainda assim subestima a avaliação da exploração em mercado desses ativos.

O mero facto de a EDP ter pago um valor positivo pela extensão da exploração das centrais hidroelétricas CMEC para o período pós-CAE/CMEC, demonstra que após o termo desses contratos essas centrais continuariam a ser viáveis em mercado, num horizonte temporal que se estende até ao fim da respetiva vida útil, muito para além da data de termo daqueles contratos. Como também notado pelo Relator da CPI das rendas excessivas³⁴, o pagamento para continuar a explorar as centrais hidroelétricas após o termo dos CAE concorre contra a alegação pela Comissão Europeia que essas centrais seriam ineficientes.

A classificação das centrais a carvão como ineficientes também será pressuposto suscetível de ser posto em causa. O relatório final da CPI das rendas excessivas analisa o facto da central a carvão de Sines ter condições económicas de exploração, geradoras de

³² Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

³³ Comunicação da Comissão relativa à Metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, disponível em http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_pt.pdf.

³⁴ Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

resultados positivos, mesmo após a cessação do respetivo CAE/CMEC, a partir de 2017, demonstrando que essa central era passível de ser explorada em mercado sem a necessidade do suporte económico de um auxílio de Estado³⁵. À data em que a Comissão Europeia apreciou os CMEC, em 2004, a avaliação da eficiência da central a carvão de Sines dependeria em grande medida da evolução futura dos custos com a emissão de CO₂, porém, a Comissão Europeia não tomou em consideração nenhum elemento de avaliação económica para suportar o pressuposto da ineficiência da central a carvão de Sines.

Com o fim dos CAE/CMEC das centrais hídricas e do CAE/CMEC da central a carvão de Sines, essas centrais mantiveram-se em atividade, demonstrando a sua eficiência, o que não sucedeu com as centrais a fuel e a gasóleo, em obsolescência económica, cujo fim após terminação do período do contrato CAE/CMEC foi necessariamente a respetiva desativação.

A classificação das centrais hidroelétricas como ineficientes, em igualdade de circunstâncias como as centrais a fuel e a gasóleo, é, face ao exposto, um pressuposto errado da decisão da Comissão Europeia.

O argumento da ineficiência das centrais CMEC permitiu à Comissão Europeia, na decisão que aprova esse auxílio de Estado, estabelecer a irrelevância de verificar se os custos ociosos resultam ou não de garantias que liguem duas empresas pertencentes a um mesmo grupo – recorde-se que à data em que os contratos foram assinados a CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade (hoje EDP Produção) e a REN faziam parte do mesmo grupo económico. Tivesse considerado as centrais como eficientes, a Comissão Europeia teria tido a necessidade de apreciar a natureza dos contratos, nomeadamente face ao princípio estabelecido no ponto 3.5 da Comunicação da Comissão Europeia relativa a custos ociosos³⁶

No fim de contas, os CMEC aplicados às centrais hídricas e a carvão, tiveram apenas por objetivo a preservação do nível de receitas que era assegurado pela garantia de funcionamento dos CAE, contra o que estabelece o ponto 4.8 da metodologia de cálculo que a Comissão Europeia adotou para os custos ociosos³⁸, que estabelece que os auxílios se devem circunscrever tão-somente a compensar as perdas efetivas que decorram da ineficiência dos investimentos em causa num ambiente de mercado competitivo.

2.5.2. Os resultados financeiros gerados em mercado pelas centrais CMEC sem compensações

A cessação antecipada dos CAE da EDP ocorre em julho de 2007, coincidindo com a entrada em funcionamento do mercado grossista de energia elétrica ibérico (o MIBEL).

³⁵ Vide Capítulo 2 do Relatório Final da Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na internet da Assembleia da República.

³⁶ Comunicação da Comissão relativa à Metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, disponível em http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_pt.pdf, que estabeleceu que os compromissos ou garantias que ligam empresas pertencentes a um mesmo grupo não poderiam, em princípio, constituir custos ociosos, tal como também salientado pelo Relator da CPI das rendas excessivas³⁷.

³⁸ Auxílio Estatal N 161/2004 — Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004.

Table 2: Discriminação das receitas e custos variáveis das centrais CAE/CMEC da EDP entre 2007 e 2016 (milhões de Euros)

	Receitas CAE (1)	Receitas no Mercado (2)	CMEC* (3)	Receitas Totais (4) = (1)+(2)+(3)	Custos Variáveis (combustíveis, CO2 e outros custos) (5)	Margem bruta c/CMEC (4)-(5)	Margem bruta s/CMEC (1)+(2)-(5)
2007	587,5	469,2	211,9	1268,6	291,8	976,8	764,9
2008	0	1311,9	300,5	1612,4	629,6	982,8	682,3
2009	0	689	535,5	1224,5	279	945,5	410
2010	0	755,5	312,9	1068,4	106,5	961,9	649
2011	0	909,2	237	1146,2	246,5	899,7	662,7
2012	0	749,1	474,6	1223,7	323,7	900	425,4
2013	0	922	115	1037	268	769	654
2014	0	846	159	1005	280	725	566
2015	0	828	205	1033	367	666	461
2016	0	649	216	865	286	579	363

Fonte: EDP, cálculos próprios com base nas apresentações de resultados da EDP. *Nas apresentações de resultados a EDP classifica as receitas CMEC em duas componentes (desvio anual e acréscimo de proveitos CAE/CMEC), que são agregadas na tabela.

Ao contrário da EDP, os outros dois operadores com CAE, a Tejo Energia e a Turbogás, optaram por não rescindir os respetivos contratos.

O desempenho económico e financeiro das centrais CMEC desde 2007, avaliado a nível agregado, constitui um importante teste à tese de ineficiência com base na qual a Comissão Europeia decidiu aprovar os CMEC.

Na tabela 2 estima-se o valor anual das compensações CMEC de acordo com as apresentações de resultados anuais da EDP, apurando-se para o período entre 2007 a 2016 um valor total acumulado de 2767,4 milhões de Euros. Os anos com maiores compensações CMEC foram 2009 e 2012, com valores na ordem dos 500 milhões de Euros, compensando os baixos preços e menores produções hidroelétricas verificadas nesses anos.

A margem bruta das centrais CMEC (receitas menos custos variáveis) foi sempre positiva, variando entre 410 milhões de Euros e 764,9 milhões de Euros.

Para melhor se conhecer os resultados financeiros das centrais CMEC é necessário deduzir à margem bruta as amortizações e os custos operacionais dessas centrais.

Estimou-se na tabela 3 os resultados antes de impostos das centrais CMEC, ignorando o contributo das compensações CMEC. O exercício proposto nessa tabela é muito simples, já que consiste em apurar os lucros antes de impostos, considerando a margem bruta das centrais CMEC, sem compensação CMEC, deduzida das amortizações e dos custos operacionais.

Para o efeito utilizaram-se os dados constantes das apresentações de resultados da EDP,

Table 3: Resultados financeiros das centrais CMEC sem compensação CMEC (milhões de Euros)

	Receitas no mercado (1)	Custos diretos CAE/CMEC (2)	Margem bruta s/CMEC (3)=(1)-(2)	Custos operacionais líquidos* (4)	Amortizações* (5)	EBIT s/CMEC (3)-(4)-(5)
2008	1311,9	629,6	682,3	204,6	254,1	223,6
2009	689	279	410	206,3	263,5	-59,8
2010	755,5	106,5	649	199,7	213,8	235,5
2011	909,2	246,5	662,7	171,2	202,5	289
2012	749,1	323,7	425,4	186,3	210,3	28,8
2013	922	268	654	150	207	297
2014	846	280	566	119	174	273
2015	828	367	461	135	161	165
2016	649	286	363	110	130	123

Fonte: Apresentações de resultados da EDP, cálculos próprios. * incluem também valores respeitantes às centrais PRE, excluindo eólicas, do grupo EDP.

relativos à margem bruta das centrais com contratos de longo prazo, que no caso das centrais CMEC são individualizadas das restantes centrais com contratos de longo prazo (centrais em regime especial da EDP, excluindo eólicas)³⁹. Já os custos operacionais líquidos e as amortizações relativos às centrais com contratos de longo prazo são apresentados pela EDP de forma agregada, incluindo, além dos valores relativos às centrais CMEC, também os valores relativos às centrais em regime especial da EDP (excluindo eólicas). A inclusão dos custos operacionais e das amortizações das centrais PRE da EDP neste exercício determina necessariamente que os lucros antes de impostos das centrais CMEC, sem compensações, assim estimados, estarão subestimados.

Os elementos apurados relativos aos 9 anos completos dos CMEC, designadamente entre 2008 e 2016 (vide tabela 3), revelam que as centrais CMEC, mesmo sem compensações, revelariam lucro antes de impostos (EBIT) positivos em 8 anos, e superiores a 100 milhões de Euros em 7 anos. Em apenas um ano, designadamente 2009 (ano hidrologicamente seco, i.e. com menos geração hidroelétrica, com preços historicamente baixos, em contexto de crise económica), houve lugar a prejuízos (-59.8 milhões de Euros) muito embora se esteja a utilizar uma medida sobre-estimada dos custos operacionais líquidos e das amortizações.

Em média, nos 9 anos considerados, o EBIT, i.e. já deduzidas as amortizações, sem compensações CMEC das centrais abrangidas por esse regime ascendeu a pelo menos 175 milhões de Euros de média anual. Uma vez que os prejuízos fiscais são dedutíveis nos

³⁹ A partir do exercício económico de 2017 a EDP deixou de individualizar os resultados das centrais CMEC nas suas apresentações de resultados.

lucros de exercícios futuros, é irrelevante haver um período com prejuízo quando a média no período alargado é positiva.

Esta constatação refuta o tratamento como ineficientes do conjunto global das centrais CMEC do grupo EDP, tal como a Comissão Europeia considerou como fundamento para aprovar os CMEC. De facto, mesmo se se excluíssem as compensações CMEC, essas centrais teriam lucro marginal positivo (margem bruta maior que zero) e conseguiriam ainda cobrir, em média, os respetivos custos fixos de capital relacionados com amortizações. A remuneração do capital seria positiva, ainda que mais baixa do que aquela fixada nos CAE.

Por outro lado, mesmo no ano 2009, em que se estimou que a EDP poderia ter registado prejuízos nas centrais CMEC caso não beneficiasse da compensação, seria improvável que a EDP registasse prejuízos como um todo sem essas compensações. De facto, em 2009, as compensações CMEC terão ascendido a 535,5 milhões de Euros (estimados a partir da apresentação de resultados da EDP desse ano), mas o lucro global deste grupo antes de impostos ascendeu a mais de 1465 milhões de Euros, pelo que, sem compensações CMEC, a EDP teria ainda aproximadamente 930 milhões de Euros de lucros antes de impostos.

2.5.3. Apreciação crítica da avaliação dos custos ociosos na decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC

A Comissão Europeia baseou a sua aprovação dos CMEC em pressupostos errados: nem os CAE da EDP deram a garantia de funcionamento que tornou possível a construção das centrais da EDP – as centrais que assinaram CAE em 1996 tinham sido construídas entre os anos 50 e princípio dos anos 90 do século XX – nem a EDP registaria prejuízos caso não tivesse CMEC.

Também não se poderá considerar que todas as centrais da EDP que foram abrangidas por CAE seriam ineficientes. Certamente haveriam custos ociosos, mas nunca seriam por alegadas ineficiências das centrais hidroelétricas (a EDP pagou, antecipadamente à entrada em vigor do mecanismo CMEC, mais de 759 milhões para estender a exploração até ao fim da vida útil dessas centrais), alegadas ineficiências das centrais a carvão (em 2004 havia alguma incerteza em avaliar se seriam ou não ineficientes, em grande medida dependente dos custos com emissões de CO₂, mas a prática demonstrou que as centrais a carvão, durante a duração dos CAE/CMEC, nunca deixaram de ser eficientes em mercado), apenas se poderia falar em ineficiência nas centrais a fuel e a gasóleo, que efetivamente não seriam capazes de operar num mercado competitivo e aberto à entrada de novas tecnologias mais eficientes.

A preocupação de proteger a recuperação de alguns investimentos em centrais ineficientes era legítima, mas o perímetro de centrais a abranger por esse pressuposto seria bastante mais circunscrito do que na realidade a Comissão Europeia veio a aprovar. No fim de contas, os CMEC aplicados às centrais hídricas e a carvão, tiveram apenas por objetivo a preservação do nível de receitas que era assegurado pela garantia de funcionamento dos CAE, contra o que estabelece o ponto 4.8 da metodologia de cálculo que a Comissão

Europeia adotou para os custos ociosos, e também contra o princípio que estabelece que os auxílios se devem circunscrever tão-somente a compensar as perdas efectivas que decorram da ineficiência dos investimentos em causa, tal como refere a decisão do Auxílio Estatal N161/2004.

Em suma, a decisão da Comissão Europeia no Auxílio Estatal N 161/2004 assenta em pressupostos errados e revela uma análise superficial das características económicas das centrais sobre as quais incidiu essa decisão, que ditam a sua potencial contestabilidade judicial. Na verdade, quando em setembro de 2013, a Comissão Europeia revisitou a decisão N161/2004, após denúncia de cidadãos portugueses, não discutiu nenhum argumento da denúncia, tendo-se limitado a constatar que na falta de utilização incorreta do auxílio aprovado ou de prova de efeitos negativos não desejados na sua aplicação no mercado de eletricidade em questão e dado que o auxílio pago até 2011 correspondia a menos de 27% do montante máximo aprovado até 2027, a Comissão entendeu não ter motivos para concluir pela ilegalidade do auxílio de Estado”⁴⁰. Na prática, sem recurso judicial, a Comissão Europeia decidiu manter o entendimento anterior sem sequer discutir os méritos da denúncia dos cidadãos portugueses.

2.6. Da legalidade dos CAE da EDP à luz do regime comunitário dos auxílios de Estado – o precedente dos CAE na Hungria

Sendo discutíveis os pressupostos em que assenta a decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC, coloca-se a questão de aferir, em que medida, se são apenas os CMEC que são questionáveis nos seus fundamentos, ou se a raiz dos direitos que ditam a existência de custos ociosos para ser compensados, que residem nos CAE, também não deveria ser questionada à luz do regime comunitário dos auxílios de Estado.

Recorde-se que, na decisão do processo do Auxílio Estatal N 161/2004 que aprova os CMEC, a Comissão Europeia já havia posto em causa as vantagens atribuídas pelos CAE, nomeadamente quando discordou da posição das autoridades Portuguesas, manifesta na notificação do auxílio de Estado, “que tais compensações consistiam apenas numa justa indemnização pelo facto de o Estado proceder à cessação antecipada dos CAE, que são contratos entre duas partes privadas, o que não poderá ser considerado uma vantagem”. Na verdade, pelo contrário, a Comissão Europeia considerou que “tal justificação não se aplica a este caso específico, dado que os contratos iniciais, que serão objecto de cessação, já concedem uma vantagem aos produtores vinculados”.

Por outro lado, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 240/2004, a rescisão antecipada dos CAE não era obrigatória, e por essa razão a Turbogás e a Tejo Energia não terminaram os respetivos CAE.

O precedente do caso dos CAE na Hungria (processo Auxílio Estatal C41/2005)⁴¹, for-

⁴⁰ Comissão Europeia, Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de iniciar uma investigação, 18.09.2013.

⁴¹ Decisão 2009/609/CE da Comissão, de 4 de junho de 2008, relativa ao Auxílio Estatal C 41/05 concedido pela Hungria através de contratos de aquisição de energia (JO 2009, L 225, p. 53).

nece uma referência para a interpretação das vantagens concedidas nos CAE à luz do direito comunitário caso não se procedesse à cessação antecipada ao abrigo do regime CMEC.

É importante registar as semelhanças entre os CAE celebrados em 1996 em Portugal, antes da privatização da EDP, e os CAE na Hungria, objeto da decisão da Comissão Europeia no processo C 41/05: os CAE na Hungria são contratos de longa duração – entre 15 a 20 anos –, assinados entre 1995 e 2001, antes da privatização das centrais de produção de energia elétrica, tendo como comprador único o operador estatal húngaro *Magyar Villamos Művek Zrt.* (MVM). Os CAE húngaros cobriam 7 produtores e abrangiam 10 centrais. A legislação húngara previu dois ciclos de regulamentação de fixação de preços para a energia vendida no âmbito dos CAE com garantias de remuneração para os produtores. Tal como o governo Português no caso dos CMEC, em 2004 o governo Húngaro notifica à Comissão Europeia um decreto governamental (o Decreto 183/2002)⁴², destinado a conceder o pagamento de compensações estatais à MVM em determinadas circunstâncias, para que esta pudesse honrar os seus compromissos ao abrigo dos CAE e, simultaneamente, manter os preços de revenda no segmento de serviços públicos aproximadamente ao nível dos preços do mercado livre.

Contudo, a Comissão Europeia considerou que esses pagamentos não constituíam um auxílio estatal à MVM, antes serviam para financiar o preço de aquisição pago pela MVM às centrais elétricas no âmbito dos CAE, sendo esse financiamento, assim, parte da vantagem conferida aos produtores pelos CAE. A Comissão Europeia considerou que a principal vantagem decorrente dos CAE derivava da obrigatoriedade de compra pela MVM — por um período que cobre grande parte da duração dos ativos — das capacidades reservadas (incluindo obrigações de quantidades mínimas), mediante um mecanismo de fixação de preços que permitia aos produtores a cobertura dos seus custos fixos e variáveis.

No decorrer da investigação, a Comissão Europeia discutiu em que medida a MVM, aquando da assinatura dos CAE, havia observado o princípio do investidor numa economia de mercado. Segundo tal princípio, como refere a Comissão Europeia⁴³, “as intervenções públicas em empresas que realizam atividades económicas podem ser consideradas isentas de elementos de auxílio estatal na aceção das regras da UE quando forem efetuadas em condições que um operador privado teria aceitado em condições de mercado (princípio do investidor numa economia de mercado – PIEM). Se o PIEM não for respeitado, a intervenção pública constitui um auxílio estatal na aceção das regras da UE (artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia – TFUE), porque proporciona uma vantagem económica ao beneficiário que os seus concorrentes não têm”.

Para efeito da análise do princípio do operador privado, a Comissão Europeia comparou os CAE com as formas de contratação de energia nos mercados grossistas de energia elétrica na Europa, em particular nos mercados à vista e nos mercados a prazo. Em relação aos mercados à vista (ou spot, como é o caso do MIBEL), a Comissão Europeia considerou que as vendas implicam um elevado grau de incerteza quanto à remuneração dos custos

⁴² Essa notificação veio posteriormente a ser retirada na sequência das objeções da Comissão Europeia. Vide Decisão 2009/609/CE da Comissão, de 4 de junho de 2008.

⁴³ Comissão Europeia, IP/15/4940, 07 Maio 2015.

fixos e de capital e ao nível de utilização das capacidades de produção. Por seu lado, nos mercados a prazo, cujos preços são derivados dos preços nos mercados spot, a Comissão Europeia considerou que os produtores também não têm garantias de recuperação dos custos fixos e de capital por via dos volumes e preços fixados. Ainda que o risco nos mercados a prazo seja menor, dado que permitem contratar por prazos mais longos volumes pré-determinados de energia a preços fixos, o horizonte temporal de contratação é menor que o dos CAE e tem ainda subjacente outros riscos, como variações inesperadas dos preços dos combustíveis fósseis usados na geração de energia elétrica.

Para a Comissão Europeia, os CAE na Hungria ofereciam desse modo mais garantias aos produtores do que os contratos comerciais comuns transacionados nos mercados grossistas de energia elétrica, colocando-os numa situação mais vantajosa do que aquela que enfrentariam no mercado livre sem os CAE. Por outro lado, do ponto de vista da MVM, enquanto comprador, ainda que o operador estatal húngaro, por via dos CAE, conseguisse obter energia suficiente para satisfazer as necessidades de fornecimento no mercado de serviços públicos durante um longo período, essa garantia de volume não tinha associada nenhuma garantia de preço, dado que os CAE não ofereciam qualquer proteção contra o risco de flutuação dos custos de combustível usado nas centrais.

Assim, a Comissão Europeia concluiu que os benefícios obtidos pelas autoridades públicas através dos CAE não proporcionavam a proteção em termos de preços da energia que um operador de mercado médio esperaria de um contrato a longo prazo, ao qual se associava um risco significativo de obrigação de compra de energia excessiva em relação às necessidades efetivas, assim como de incorrer em perdas com a revenda das quantidades excedentárias.

Em resultado da comparação entre os CAE e as práticas comerciais comuns nos mercados grossistas de energia elétrica europeus, a Comissão Europeia concluiu que um comprador motivado por interesses meramente comerciais não teria aceite estes efeitos prejudiciais e teria adotado outras estratégias de compra e celebrado diferentes tipos de contratos em conformidade com as práticas comerciais comuns. Desse modo, a Comissão Europeia concluiu que os princípios fundamentais dos CAE conferiam aos produtores de eletricidade uma vantagem superior à contratação comercial normal.

Em conformidade, a Comissão Europeia declarou que as obrigações de compra estabelecidas nos CAE celebrados entre a MVM e os 7 produtores húngaros constituíam um auxílio estatal a favor dos produtores de eletricidade, proibido pelo n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE (atual artigo 107.º do TFUE) e ordenou a recuperação do auxílio concedido desde maio de 2004 – data de adesão da Hungria à União Europeia. Para efeito do cálculo do auxílio a recuperar pelo Estado Húngaro, a Comissão Europeia emitiu orientações relativas ao método de quantificação do montante a recuperar, nomeadamente a realização de uma simulação do cenário contrafactual para apurar a diferença entre as receitas obtidas com a venda de eletricidade à MVM ao abrigo dos CAE no cenário real e os montantes que teriam sido pagos pela MVM num cenário contrafactual de mercado.

A decisão da Comissão Europeia no processo do Auxílio Estatal C41/2005 foi objeto

de vários recursos para o Tribunal Geral da União Europeia, os quais confirmaram⁴⁴ o entendimento da Comissão Europeia em relação à aplicação do critério do investidor privado e ao método de cálculo do valor de auxílio a devolver ao Estado Húngaro.

Essa mesma decisão foi confirmada pelo acórdão do Tribunal de Justiça da União Europeia (Tribunal de Justiça), no processo *ELECTRABEL E DUNAMENTI ERŐMŰ* / Comissão (C-357/14 P), de 1 de outubro de 2015, na qual foi aclarada a questão de determinar a identidade dos beneficiários dos auxílios. Com efeito, uma vez que as empresas detentoras das centrais elétricas haviam sido privatizadas pelo Estado Húngaro após a celebração dos CAE – o argumento de privatização dos *cash-flows*, igualmente defendido por Catroga (2017) em Portugal –, as recorrentes alegaram “que a vantagem resultante do CAE em causa foi incluída no preço pago pela *Electrabel* para a aquisição da *Dunamenti Erőmű* (*Dunamenti*) e, conseqüentemente, a *Electrabel* reembolsou antecipadamente essa vantagem ao Estado húngaro.

Ainda segundo a alegação da *Dunamenti*, foi, portanto, “esse Estado quem conservou essa vantagem depois da privatização realizada em 1995, uma vez que a *Dunamenti* foi adquirida pela *Electrabel* num processo de concurso concorrencial e aberto”, levando a que a *Dunamenti* considerasse ainda que “o Estado húngaro agiu como um investidor privado na privatização da *Dunamenti Erőmű*”⁴⁵.

Todavia, o Tribunal de Justiça no acórdão citado determinou claramente que a vantagem conferida pelo CAE era atribuída unicamente à *Dunamenti* e não aos seus acionistas, separando a identidade de uns e outros. Importa salientar que as empresas beneficiárias atuam em mercado e é nos mercados em que operam que os auxílios de Estado podem produzir uma vantagem para as beneficiárias.

Para dar cumprimento à decisão da Comissão Europeia, o governo húngaro determinou a cessação antecipada dos CAE em 31 de dezembro de 2008, tendo encomendado à consultora *London Economics* a simulação de mercado para o cálculo do contrafactual de suporte dos auxílios de Estado ilegais atribuídos aos produtores de energia, entre maio de 2004 e dezembro de 2008.

No caso de três produtores [a *Dunamenti*, detida pela *Electrabel*, que integra atualmente o grupo GDF Suez, a *Budapesti Erőmű* (*Budapesti*), detida pela EDF, e a *Pannon Hőerőmű*, detida pela *Veolia* (66%) e pela EDF (34%)], a Comissão Europeia veio posteriormente a aprovar um mecanismo de recuperação de custos ociosos (processo Auxílio de Estado N691/2009, com decisão de aprovação de 27 de abril de 2010), fundamentado no princípio de que os CAE foram a garantia que suportou o investimento em centrais de produção de energia elétrica construídas antes da liberalização. Os outros quatro produtores húngaros abrangidos pela cessação antecipada não beneficiaram de apoios para o suporte de custos ociosos.

Na delimitação dos custos ociosos, foram excluídos os investimentos posteriores em

⁴⁴ Acórdãos do Tribunal Geral da União Europeia, *Dunamenti Erőmű/Comissão* (T-179/09) e *Tisza Erőmű / Comissão* (T-468/08).

⁴⁵ Acórdão do Tribunal de justiça, no processo *ELECTRABEL EDUNAMENTI ERŐMŰ* / Comissão(C-357/14 P), de 1.10.2015.

novos grupos geradores, apenas se aceitando os investimentos justificados prévios à adesão da Hungria à UE e os investimentos posteriores destinados a dar suporte à continuidade da operação.

No caso dos produtores húngaros beneficiários de custos ociosos, a Comissão Europeia aprovou que os mesmos fossem pagos por liquidação face aos auxílios de Estado ilegais recebidos entre maio de 2004 e dezembro de 2008⁴⁶.

Os cálculos da *London Economics* apuraram um valor total de custos ociosos reconhecidos superiores ao valor do auxílio ilegal no período até à extinção dos CAE. No caso da *Dunamenti* o auxílio ilegal equivalia a 85% do total de custos ociosos totais, ou seja, já teria recebido a maior parte dos custos ociosos a que teria direito, mas já no caso da *Budapesti* essa percentagem baixava para 33%. Todavia, o Estado húngaro veio a assumir o compromisso que não iria pagar nenhum auxílio que excedesse o valor de auxílios ilegais recebidos entre maio de 2004 e dezembro de 2008.

Estando em causa potenciais direitos de propriedade, a questão da ilegalidade dos CAE e dos custos ociosos por receber veio ainda a ser dirimida por parte dos accionistas da *Dunamenti (Electrabel)* e da *Budapesti (EDF International)*, em sede arbitragens internacionais ao abrigo do Tratado da Carta da Energia (TCE)⁴⁷.

No processo arbitral *Electrabel S.A. v. Hungria* (caso ICSID n.º ARB/07/19), em novembro de 2015, o Tribunal Arbitral sustentou que a *Dunamenti* assumiu o risco da alteração da legislação e os riscos comerciais face ao período de transição e que por via do mecanismo de auxílio que a Hungria aprovou junto da Comissão Europeia, a *Dunamenti* já havia sido ressarcida em 85% dos custos ociosos reconhecidos, pelo que decidiu não atribuir nenhuma compensação adicional à *Electrabel*. No caso *EDF International vs Hungria*, caso *ad hoc* UNCITRAL, com decisão de 4 de dezembro de 2014 (o texto da decisão não é público), mencionado no caso ICSID n.º ARB/07/19, houve atribuição de compensação à *EDF International*, sem todavia que essa compensação correspondesse ao valor máximo dos custos ociosos por receber. Embora a decisão do caso da *EDF International* fosse divergente do caso da *Electrabel*, o tribunal arbitral no caso ICSID n.º ARB/07/19 entendeu não haver razões para conceder compensação à *Electrabel*.

2.7. Comparação entre os casos de contratos de longa duração – CAE – Português e Húngaro

Os contratos CAE foram originalmente contratos intra-grupo, entre duas empresas do grupo EDP (a CPPE e a RNT). A passagem dos custos dos CAE, inerentes às condições contratuais estipuladas, aos consumidores finais, no seio da empresa verticalmente integrada, resultavam das garantias criadas por via da legislação datada de 1995 que suportava a criação dos CAE e a regulação do setor elétrico, nomeadamente na regulação de preços do

⁴⁶ Decisão da Comissão de 27.04.2010. relativa ao Auxílio de Estado N 691/2009, Hungarian stranded costs compensation scheme.

⁴⁷ Tratado da Carta de Energia, assinado em Lisboa em 17/12/1994 e em vigor desde 16/04/1998.

então Sistema Elétrico de Serviço Público pela ERSE⁴⁸. Na verdade, desde a criação dos CAE, mesmo no contexto de contratos intra-grupo, existiu sempre a garantia estatal dos compromissos e vantagens contidas nesses contratos.

Os contratos perderam a natureza de contratos intra-grupo a partir de 2000, quando o Estado tomou 70% do capital da REN, e passaram a ser contratos com uma garantia Estatal duplamente reforçada, ou seja, por via de legislação e por via da contraparte nos contratos ser um operador controlado pelo Estado. Essa constatação surge reforçada pelo preâmbulo do Decreto-Lei n.º 198/2000, que consubstancia a tomada de controlo da REN pelo Estado português, no qual se lê: "A forma de alcançar o resultado previsto é a compra e venda de capital social da REN, o que permite ainda que, sem necessidade de qualquer outro acto jurídico, se mantenham válidos, e plenamente eficazes, o conjunto de direitos e obrigações constantes dos contratos de que a REN é parte, designadamente, perante os seus trabalhadores, o Grupo EDP e os demais operadores do mercado". No fundo, com a tomada pelo Estado de 70% do capital da REN, o Estado, via participação acionista, assumiu todas as responsabilidades contratuais em que a REN era contraparte.

A REN veio novamente a ser privatizada 7 anos depois da entrada do Estado no seu capital, mas a propriedade da empresa veio a ser igualmente indiferente no que toca às garantias estatais que suportam as remunerações previstas nos CAE, seja no caso da EDP ou no caso das outras duas empresas com CAE que nunca aderiram ao regime CMEC. De facto, mesmo quando foi parcialmente privatizada já em 2007, todos os sobrecustos inerentes aos CAE ou aos CMEC assumidos pela REN perante os produtores seriam passados aos consumidores por via das tarifas de acesso às redes, através da legislação publicada em 2006 (Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto).

Do exposto, num cenário hipotético, em que os CAE da EDP não fossem extintos, face às vantagens neles contidas com suporte em garantias Estatais, a sua validade seria sempre questionável à luz do regime comunitário dos auxílios de Estado, tanto mais que neste caso também se observa a violação do princípio do operador privado numa economia de mercado. De facto, como demonstrado na secção 2.5, as centrais da EDP com CAE, num contexto de mercado aberto e livre teriam sempre preços mais baixos do que aqueles que vieram a ser pagos por via dos CAE e beneficiavam de garantias contratuais que representavam uma partilha muito assimétrica do risco, que um comprador privado não assumiria em contexto de mercado. Com efeito, um operador privado não assumiria todo o risco de exploração das centrais tal como os CAE vieram a determinar, protegendo o produtor de todos os eventos desfavoráveis à sua remuneração. Os sucessivos regimes tarifários vieram a ditar que a assunção dos riscos de exploração dos CAE e CMEC pela REN fosse transferida para os consumidores, de acordo com a legislação setorial.

O carácter singular dos CAE da EDP, resultante de contratos intra-grupo, afasta-se também do típico contrato entre partes, de um lado o comprador que quer garantir o preço mais competitivo, e do outro o vendedor, que quer alcançar o preço mais alto. No caso dos CAE da EDP, não houve processo de seleção competitivo do lado do comprador, antes exis-

⁴⁸ Decretos-Lei n.ºs 182/95 a 187/95, de 27 de julho.

tiu uma determinação unilateral do vendedor em relação ao preço de venda, com suporte no enquadramento legal dos CAE e do regime tarifário do então Sistema Elétrico de Serviço Público. Por essa razão, por princípio, a Comissão Europeia não aceitaria garantias contratuais intra-grupo como constituidora de custos ociosos, na medida que essas garantias são constituídas sem verdadeiros processos competitivos de seleção do fornecedor.

Outra conclusão importante da abordagem da Comissão Europeia aos CAE na Hungria reside no facto de quando os CAE constituem efetivamente um mecanismo de garantia de suporte à realização de investimentos, como aconteceu, em 1993, no caso da Tejo Energia, à data do CAE em fase construção, e da Turbogás, na central que viria a entrar em serviço anos mais tarde, em 1997, a Comissão Europeia aceita o princípio de que o contrato de longa duração pode ser gerador de custos ociosos do lado do comprador, pelas garantias assumidas de preço e de compra por grosso da energia produzida. Esse princípio já se encontrava aliás plasmado na decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC, mas que se aplicava apenas aos dois primeiros CAE do sistema elétrico nacional.

2.8. Os efeitos dos CAEs e CMECs na concorrência

Num Estudo da CEPA (*Cambridge Economic Policy Associates*)⁴⁹, elaborado a pedido da AdC, em 2004, foram apreciados, ex ante, os impactos prováveis no funcionamento do mercado que poderiam decorrer dos CMEC.

A análise realizada teve em conta a experiência verificada com o sistema de recuperação de custos ociosos em Espanha, os denominados *Custos de Transición a la competencia* (CTCs).

Os CTCs, à semelhança dos CMEC, tinham em vista compensar as empresas elétricas espanholas pela liberalização da atividade de produção, face ao enquadramento regulatório previamente existente assente numa rentabilidade razoável, prevenindo os efeitos provocados por eventuais quebras nos preços grossistas da energia elétrica, no mercado grossista espanhol que arrancou em 1998. Tal como os CMEC, os CTCs foram qualificados pela Comissão Europeia como um auxílio de Estado⁵⁰. O sistema previsto inicialmente para durar dez anos, pré-definia para cada empresa incumbente – Endesa, Iberdrola, Union Fenosa e Hidrocantábrico – um montante máximo de compensação durante a aplicação desse regime de auxílio de Estado. Cada empresa teria direito a coletar CTCs se os preços de mercado fossem inferiores a um patamar de 36 €/MWh. Se os preços fossem superiores a 36 €/MWh, a receita realizada em excesso seria abatida ao valor máximo de compensação, de molde que os CTC's poderiam acabar antecipadamente caso o montante máximo fosse alcançado antes dos 10 anos.

Os CTCs definiram um incentivo, comum a todas as empresas incumbentes, a praticar preços iguais ou inferiores a 36 €/MWh. Os incentivos associados aos CTCs terão condicionado o desempenho do mercado grossista espanhol (Fabra e Toro, 2005), e suportaram

⁴⁹ Cambridge Economic Policy Associates Ltd, Study on Electricity and Gás Markets in Portugal, Final Report, abril 2004, disponível na página internet da Autoridade da Concorrência.

⁵⁰ Vide processo NN 49/99 - Espanha , JO C 268 de 22.9.2001

alegações que as empresas incumbentes, beneficiando dos CTCs, terão fixado preços baixos como forma de erguer uma barreira à entrada de novos concorrentes⁵¹. A constatação das distorções na concorrência provocada pelos CTCs e a consciência do elevado grau de amortização dos ativos de geração abrangidos pelos CTCs levou a que, em 2006, o governo Espanhol tenha optado por antecipadamente extinguir os CTCs, tal como explanado no preâmbulo do Real-Decreto Ley 7/2006. O facto de a base jurídica do auxílio de Estado CTC não ter o mesmo grau de garantia contratual como os CAE em Portugal, significou que a extinção antecipada dos CTC enfrentava menos barreiras legais⁵².

A análise aos efeitos prováveis dos CMEC realizada pela CEPA foi balizada pelo conhecimento da forma como funcionaram os CTCs em Espanha. De facto, o preço de referência de mercado inicialmente previsto nos CMEC era o mesmo dos CTC em Espanha (36 €/MWh), revelando a preocupação de harmonização dos esquemas de recuperação de custos ociosos dos dois países no âmbito do MIBEL. Todavia, ao contrário dos CTCs, que funcionavam como um preço máximo, os CMECs funcionavam como um rendimento máximo (*revenue cap*), que dependia tanto dos preços como dos volumes vendidos. O estudo da CEPA reconheceu que os CMEC forneceriam incentivos não necessariamente coincidentes com os CTCs, já que estes últimos dependiam predominantemente do preço unitário de mercado.

A análise da CEPA conjeturou diferentes cenários de incentivos associados aos CMEC em função do nível do *revenue cap* dos CMEC: caso o *revenue cap* da compensação CMEC fosse alto, a CEPA considerou que a EDP, por forma a dissuadir a entrada, teria incentivos em fixar preços grossistas baixos, acima do seu custo marginal de curto prazo e abaixo do custo de entrada de novos concorrentes operando centrais CCGT a gás natural – neste caso, o CMEC compensaria a empresa em relação aos preços grossista mais baixos; caso o *revenue cap* da compensação CMEC fosse baixo, a empresa poderia ter incentivos a fazer subir os preços.

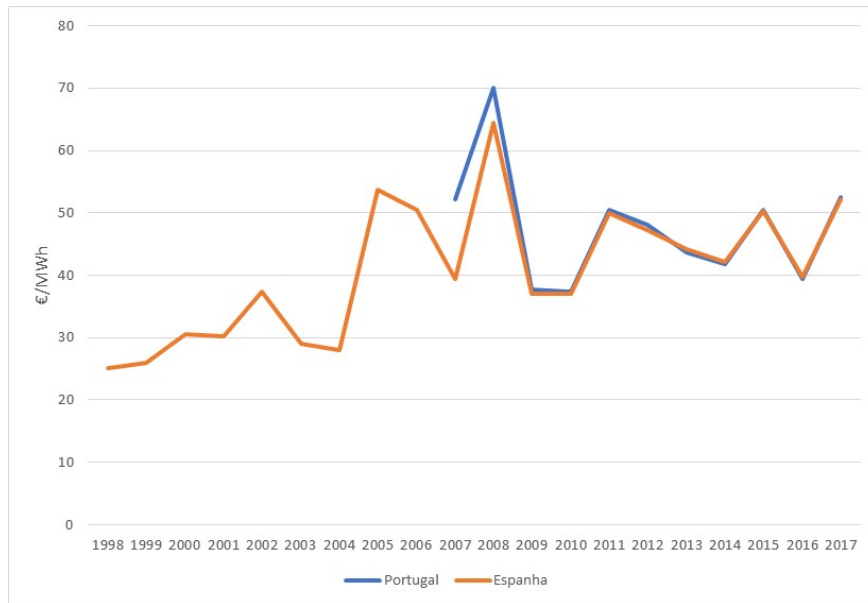
As teses do estudo da CEPA não se vieram a comprovar, apesar do *revenue cap* dos CMEC ser alto (nos 10 primeiros anos, as compensações CMEC variaram entre 115 e 535 milhões de Euros). Nos dois primeiros anos do MIBEL, o mercado português registou preços mais altos que os preços em Espanha, em resultado da interligação limitada gerar a aplicação frequente do regime de *market splitting* (separação de mercado em duas zonas de preço). Entre as razões que poderão justificar esse comportamento encontra-se o facto de nem toda a capacidade de produção da EDP se encontrava imunizada pelos CMEC, existindo capacidade de geração que beneficiava diretamente das subidas de preços, designadamente as centrais de gás natural (central em Castanheira do Ribatejo) e hidroelétricas (Alqueva e outras pequenas hídricas) sem CAE⁵³.

⁵¹ Entre os concorrentes há a destacar a Gas Natural, empresa incumbente de gás em Espanha, que foi um dos principais novos entrantes com centrais CCGT, beneficiando da sua posição enquanto fornecedor de gás natural.

⁵² Este facto é também notado no Relatório Final da Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na internet da Assembleia da República (Vide Capítulo 1, página 34).

⁵³ Vide Autoridade da Concorrência, Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia elétrica em Portugal no segundo semestre de 2007, março de 2009.

Figure 2: Preços grossistas (média anual aritmética) da energia elétrica em Portugal e Espanha



Fonte: OMIE

Por outro lado, CTC e CMEC nunca chegaram a coexistir no mercado ibérico, porque os CTC foram antecipadamente extintos em 2006 e os CMEC arrancaram somente em 2007. Por fim, a partir de 2009, com a quebra de procura associada à crise económica, o crescimento da capacidade de transporte de energia das interligações entre Portugal e Espanha, e das fontes renováveis com custo marginal 0 em Portugal, os mercados português e espanhol aumentaram o nível de integração – como se comprova na figura 2 -, reduzindo o poder de mercado da EDP para marcar autonomamente o preço de mercado em Portugal.

O estudo da CEPA antecipava a possibilidade dos CMEC também produzirem impactos no funcionamento do mercado de serviços de sistema, mas sem chegar a especificar a natureza dos mesmos. Os serviços de sistema são serviços adquiridos pelo operador de sistema aos produtores de energia tendo em vista manter o equilíbrio permanente entre consumo e produção, integrando a reserva / banda secundária⁵⁴, a reserva terciária⁵⁵ e as restrições técnicas da rede de transporte. Na verdade, porque o mercado de serviços de sistema tem fortes barreiras à entrada e a troca de serviços de sistema entre Portugal e Espanha ser limitada e restrita aos serviços de reserva terciária, o poder de mercado da EDP persistiu, com maior destaque no serviço de banda secundária que apenas pode ser fornecido por produtores localizados na rede de transporte portuguesa, permitindo que os efeitos dos CMEC se manifestassem de forma mais notória nesses mercados.

Com efeito, a AdC apurou que a fórmula de cálculo do processo de revisibilidade CMEC, baseado na otimização *ex-post* da participação em mercado grossista, era susce-

⁵⁴ O serviço de banda secundária tem por função o ajuste automático da produção da central que presta o serviço, via regulação a partir do centro de controlo do sistema elétrico. Esse ajuste da produção visa garantir o equilíbrio permanente entre produção e consumo.

⁵⁵ A reserva de terciária serve para repor a reserva secundária utilizada, sendo acionada com base em instruções do operador de Sistema.

tível de influenciar os incentivos da EDP na participação no mercado de serviços de sistema⁵⁶. De facto, enquanto o cálculo da margem ótima do mercado grossista era revista com base em parâmetros exógenos à conduta da EDP (preços reais⁵⁷, custos combustíveis e regime hidrológico real), o processo de revisibilidade relativa ao mercado de serviços de sistema baseava-se nas receitas reais nessa atividade. A análise da AdC do impacto dos CMEC concentrou-se em particular no serviço de banda secundária. Caso a EDP realizasse receitas de serviço de banda secundária inferiores às ótimas, a indemnização CMEC aumentaria, compensando esse comportamento sub-ótimo. O facto de a EDP ter uma posição dominante no serviço de banda secundária e ter outras centrais não abrangidas pelos CMEC deu origem a um conflito de interesse. Se a EDP deixasse de participar no serviço de banda secundária com centrais CMEC os consumidores seriam penalizados com indemnizações CMEC mais altas, ao mesmo tempo que a EDP beneficiaria com a possibilidade de aumentar os seus lucros com centrais em mercado por si detidas e não abrangidas pelos CMEC. Consistentemente com a falha regulatória apurada, a AdC apurou baixos níveis de utilização das centrais abrangidas pelos CMEC na prestação do serviço de banda secundária, dando justificação à necessidade de rever a falha de regulação do regime CMEC⁵⁸. A recomendação ao governo da AdC, adotada em 2013, teve em vista resolver o conflito de interesse no desenho dos CMEC, garantindo que as receitas de serviços de sistema calculadas *ex-post* se baseassem em princípios de otimização.

Por outro lado, a ERSE⁵⁹ apurou uma significativa subida dos preços no mercado de serviços de sistema em 2012, em particular no mercado de banda de regulação secundária.

O comportamento da EDP nos mercados de serviços de sistema veio a despoletar a intervenção regulatória e do governo, inclusivamente determinando um regime de preço máximo no serviço de banda secundária, baseado no preço de mercado para o mesmo serviço em Espanha⁶⁰. Tal como constata a AdC⁶¹, “a decisão de aplicar um regime de preço máximo é indissociável dos incentivos, do poder de mercado e do comportamento observado pela EDP nos leilões de banda secundária durante 2012”, ano em que o preço de mercado do serviço de banda secundária subiu a um máximo histórico. A partir de 2014, com a aplicação do regime de preço máximo, o preço nacional do serviço de banda secundária convergiu com o de Espanha (vide figura 3). Conforme ainda nota a AdC, em consequência da aplicação do regime de preço máximo ao serviço de banda secundária, o valor total do mercado da telerregulação em Portugal Continental reduziu-se de 114 milhões de euros em 2012 para apenas 37 milhões de euros em 2016, apesar de em ambos os

⁵⁶ Autoridade da Concorrência, Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, novembro de 2013.

⁵⁷ Embora nos dois primeiros anos do MIBEL a EDP tivesse poder de mercado na fixação dos preços no Mercado grossista, a capacidade da EDP para influenciar a formação dos preços em Portugal, no quadro do MIBEL, reduziu-se a partir de 2009 com o reforço da integração com o mercado Espanhol.

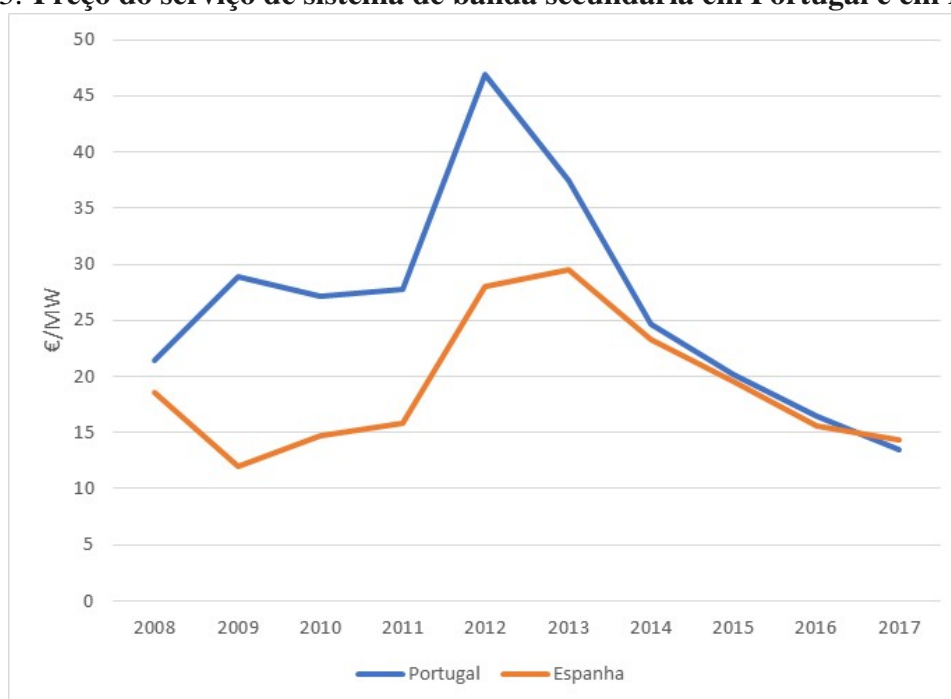
⁵⁸ Autoridade da Concorrência, Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, novembro de 2013.

⁵⁹ vide Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia.

⁶⁰ Vide Despacho n.º 4694/2014 do Secretário de Estado da Energia, de 1 de abril.

⁶¹ Autoridade da Concorrência, versão pública da Ccent. 9/2015 EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14/08/2015.

Figure 3: Preço do serviço de sistema de banda secundária em Portugal e em Espanha



Fonte: REN, REE, Informe del Sistema Eléctrico Español

anos se verificarem níveis de procura idênticos”⁶².

Os CMEC tiveram ainda impactos significativos nos custos grossistas da energia elétrica, que derivam do facto da energia comprada às centrais CMEC ser onerada com uma compensação que acresce ao custo direto de transação em mercado. Durante os 10 primeiros anos dos CMEC, conforme se estima na tabela 4, o efeito de agravamento direto dos custos de aquisição da energia provocado pelos CMEC (ignorando outros sobrecustos atribuíveis aos CAE da Turbogás e da Tejo Energia e às renováveis), variou entre 5 e 28% do custo total de aquisição grossista de energia avaliado a preço de mercado.

Em suma, os CMEC provocaram impactos no funcionamento dos mercados, não os inicialmente previstos, mas antes outros, relacionados com a forma como um agente sofisticado encontrou forma de contornar a regulação. É importante registar que os efeitos mais notórios dos CMEC no funcionamento dos mercados se verificaram no mercado de banda secundária, que é significativamente mais pequeno (valeu entre 37 e 114 milhões de Euros nos cálculos apresentados pela AdC⁶³) que o mercado grossista de Portugal Continental avaliado a preços de mercado (que valeu entre 1877 e 3540 milhões de Euros estimado na tabela acima). Ainda que o impacto direto dos CMEC no funcionamento do mercado grossista tenha sido potencialmente baixo, conforme se documenta na tabela anterior, o impacto nos custos grossistas de aprovisionamento suportado pelos consumidores foi elevado, em particular nos anos de 2009, 2010 e 2012.

Será redutor analisar os CAE e os CMEC apenas do ponto de vista do impacto nos

⁶² Comunicado 12/2018, Autoridade da Concorrência acusa EDP Produção por abuso de posição dominante que onera consumidores, de 3 de setembro de 2018.

⁶³ Idem.

Table 4: Impactos dos CMEC nos custos de aquisição grossistas avaliado a preços de mercado (milhões de Euros)

Ano	Consumo referido à emissão (GWh)	Preço médio aritmético de Portugal (€/MWh)	Volume mercado grossista (mE)	CMEC (mE)	CMEC/Mercado grossista
2007	50 059	52.17	2611.6	211.9	8.11%
2008	50 595	69.98	3540.6	300.5	8.49%
2009	49 884	37.63	1877.1	535.5	28.53%
2010	52 198	37.33	1948.6	312.9	16.06%
2011	50 499	50.45	2547.7	237	9.30%
2012	49 060	48.07	2358.3	474.6	20.12%
2013	49 150	43.65	2145.4	115	5.36%
2014	48 825	41.86	2043.8	159	7.78%
2015	48 964	50.43	2469.3	205	8.30%
2016	49 274	39.44	1943.4	216	11.11%

Fonte: REN, OMIE, EDP

preços e nas quantidades vendidas em mercado (no caso do mercado de banda secundária), uma vez que existem potencialmente outros efeitos em outras variáveis sujeitas ao processo concorrencial.

Um concorrente com auxílios de Estado reforça a sua capacidade financeira face aos seus concorrentes, o que é relevante do ponto de vista de outra variável de concorrência, nomeadamente as decisões de investimento.

Tal como referiu o Presidente da Comissão Executiva da EDP na Comissão Parlamentar de Inquérito às rendas excessivas “sem o estabelecimento dos CAE [em 1996] a empresa não seria solvente e a privatização não teria sido possível”⁶⁴.

Coincidindo com a entrada em aplicação dos CAE, a EDP, previamente dada com dificuldades financeiras, inicia uma estratégia de internacionalização e diversificação de atividades. Logo em 1996, inicia a sua entrada no Brasil, com a aquisição de uma empresa de distribuição de energia elétrica, reforçada com a aquisição de produção hidroelétrica nos anos seguintes⁶⁵. Em 2002, a EDP entra em Espanha, com a aquisição de uma participação na Hidrocantábrico⁶⁶, operador elétrico verticalmente integrado em Espanha, a qual é reforçada em 2004, permitindo o controlo desse operador em Espanha. Em 2007, a EDP compra a Horizon wind⁶⁷, um operador eólico nos Estados Unidos da América, iniciando uma expansão no mercado norte americano.

⁶⁴ Apresentação de António Mexia, Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, 26 de fevereiro de 2019, disponível na página na internet da Assembleia da República.

⁶⁵ EDP Investor Day, May 20th, 2010, Slide 99, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202010.pdf>.

⁶⁶ Operação de concentração COMP/M.2684/EnBW/EDP/CAJASTUR, decidida pela Comissão Europeia em 19/03/2002.

⁶⁷ Anúncio EDP, Acquisition of Horizon Wind Energy, TUESDAY 27, MARCH 2007

Além da expansão noutros mercados elétricos, a EDP constitui ainda o principal investidor em novos meios de produção em Portugal – investindo em novas centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT), em Castanheira do Ribatejo (entre 2001 a 2004) e em Lares (em 2009), neste último caso antecipando-se aos seus principais concorrentes potenciais. De facto, em 2006, a EDP, a Endesa, a Iberdrola e a GALP conquistaram, simultaneamente, licenças para construir novas centrais de ciclo combinado⁶⁸. No caso da Iberdrola e GALP, as respetivas licenças não chegaram a ser concretizadas, ao passo que a Endesa somente em 2011 concluiu o investimento numa nova CCGT no Pego. A estratégia seguida pela EDP nas licenças de CCGT atribuídas em 2006 assemelha-se ao do operador incumbente no *overcapacity deterrence game*, com vista a dissuadir a entrada de terceiros concorrentes. A EDP conseguiu também uma forte posição investidora em centrais hidroelétricas⁶⁹, com ampliações de potência em vários empreendimentos pré-existent (Alqueva, Salamonde, Venda Nova, Paradela, Picote e Bemposta) e construção de novas centrais hidroelétricas (Baixo Sabor, Foz-Tua e Ribeiradio), com base em licenças obtidas em concursos públicos.

É provável que os CAE/CMEC, libertando recursos acima do custo de capital, e reduzindo drasticamente o risco de atividade – e dessa forma também reduzindo o risco de crédito da empresa –, tenham potenciado a capacidade de investimento face aos rivais potenciais novos entrantes em Portugal e face a outros concorrentes em outros países. Por outro lado, é muito improvável que uma empresa alegadamente em dificuldades financeiras antes da assinatura dos CAE tivesse realizado o percurso de expansão de capacidade acima caracterizado sem o apoio da rentabilidade garantida desses contratos de longa duração.

Sendo esse o caso, os CAE, e os CMEC que os substituíram, alimentaram uma estratégia de campeão nacional financiado com recursos públicos diretamente obtidos junto dos consumidores de energia elétrica.

Estes factos contradizem a análise da Comissão Europeia que os CMEC (ou os CAE) não produziram efeitos na concorrência, nomeadamente na decisão de abrir uma investigação à extensão da exploração das centrais CMEC até ao fim da vida útil sem concurso⁷⁰, mas que reitera a decisão original que aprovou os CMEC, e a decisão que arquiva a investigação em relação ao valor pago pela EDP ao Estado pela extensão da exploração até ao fim da vida útil em matéria de auxílio de Estado.⁷¹

⁶⁸ Autoridade da Concorrência, Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007, maio de 2009, pág. 43 a 45.

⁶⁹ EDP Investor Day, May 20th, 2010, slides 53 a 55, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202010.pdf>.

⁷⁰ Decisão de abertura do processo do Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal, de 18.09.2013.

⁷¹ Decisão de arquivamento do Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal, de 15.05.2017.

3. A atribuição à EDP do direito a explorar as centrais hidroelétricas CMEC até ao termo da respetiva vida útil

3.1. Contextualização

A atribuição à EDP da extensão das concessões das 27 centrais hidroelétricas abrangidas pelo regime CMEC, decidida em 2007 pelo Estado português, é um processo que motivou uma queixa de cidadãos nacionais⁷² à Comissão Europeia, relacionada com essa decisão ter sido adotada sem concurso público.

O presente capítulo analisa a informação pública em relação a essa decisão e discute as conclusões da investigação que conduz ao arquivamento pela Comissão Europeia do processo do Auxílio Estatal SA 35429 – Portugal, adotada em 15.05.2017, relativa à extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica. A partir dessa análise identificam-se um conjunto de questões e análises alternativas, em relação a valores das contrapartidas a pagar pela extensão da exploração das centrais até ao termo da respetiva vida útil – entre 2032 e 2053 – após a cessação dos CAE/CMEC – entre 2013 e 2027.

A análise conduzida tem ainda em conta a apresentação da EDP sobre a investigação do Ministério Público relativa aos CMEC⁷³, e os factos apurados pela CPI das rendas excessivas, e que foram remetidos para a declaração de voto do Relator do respetivo Relatório Final⁷⁴.

3.2. A decisão do Estado Português de estender sem concurso o direito a explorar as centrais hidroelétricas CMEC até ao termo da respetiva vida útil

Nos acordos de rescisão dos CAE celebrados em 2005 pela EDP, a rescisão foi condicionada ao exercício do direito de utilização dos recursos hídricos por um período não inferior ao fim de vida do equipamento e obras de energia civil⁷⁵. Como se viu na secção 2 do presente capítulo, caso não houvesse rescisão, a continuidade dos CAE seria em teoria possível já que o Decreto-Lei n.º 240/2004 não tornava obrigatória a rescisão dos CAE – prerrogativa da qual beneficiaram a Tejo Energia e a Turbogás –, todavia, como também visto na secção 2 do presente capítulo, os CAE da EDP seriam inevitavelmente questionados mais

⁷² Decisão da Comissão de 15.5.2017 sobre a medida SA.35429 - 2017/C (ex 2013/NN) implementada por Portugal relativa à extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica.

⁷³ EDP, Investigation of the transition process from PPA contracts to CMEC in Portugal, June 2017, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/ConfCall%20Investigation%20PPA-CMEC%20vf.pdf>.

⁷⁴ Declaração de voto do Bloco de Esquerda, apresentada pelo Deputado Jorge Costa, ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

⁷⁵ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de arquivamento de investigação de 15.05.2017.

tarde caso não fossem extintos no quadro do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Tal como refere Catroga (2017), “em caso da não extensão do Domínio Público Hídrico ou em caso de concurso, o Estado teria de pagar o valor residual no final do período de cada CAE hídrico”, o qual seria calculado “até à amortização completa desses empreendimentos”. Por outro lado, como também alegou a EDP junto da Comissão Europeia⁷⁶, “o valor residual das centrais hidroelétricas que tem direito a recuperar é, na realidade, um crédito da EDP sobre o Estado, através da REN, desde a entrada em vigor dos CAE em 1995”.

Os CAE hídricos cessavam em anos compreendidos entre 2013 e 2027 e a vida dos equipamentos prolongava-se até entre 2032 e 2053, conforme se documenta na tabela 6 apresentada na secção 3.4.

Nestes termos, os CAE garantiam não só uma rentabilidade certa durante a duração dos contratos, como também, no final desses contratos, no caso de a EDP não continuar a explorar essas centrais hidroelétricas, os CAE ofereciam uma garantia estatal adicional quanto ao Valor Residual dos empreendimentos até à sua completa amortização.

Como se analisa de seguida, a garantia do valor residual é um auxílio de Estado que deriva dos CAE, a que acresce outro auxílio adicional, relacionado com a opção concedida à EDP pelos CMEC de continuar a explorar as centrais após o término dos CAE. Esses auxílios não foram analisados na decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC em 2004.

Caso se seguisse o procedimento concursal previsto para o termo dos CAE⁷⁷, a REN assumiria o pagamento do valor residual (VR) ao operador cessante⁷⁸. Na prática, em caso de concurso, seria o respetivo vencedor a assumir esse pagamento, já que a REN faria o *pass-through* do valor residual com a transmissão dos ativos (não seria racional a REN pagar o VR ao operador cessante sem o fazer refletir no vencedor do concurso). O concurso iria apurar, em condições de mercado aberto e concorrencial, o valor económico da diferença entre o valor esperado da margem de exploração futura ($E_M[VE]$) e o VR. O $E_M[VE]$ seria o apurado entre a data de termo do CAE e a amortização plena das centrais, i.e. até ao termo da vida útil. O $E_M[VE]$ dependeria das receitas, dos preços futuros da eletricidade e dos custos de exploração futuros das centrais. Em concurso aberto e concorrencial, o preço do concurso (P_C) seria igual a $E_M[VE]$.

No termo de cada CAE, supondo que este terminaria na data inicialmente prevista, a EDP seria confrontada com duas opções:

- participar no concurso se o valor esperado da EDP em relação à exploração futura das

⁷⁶ Idem.

⁷⁷ A Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República, cita a cláusula 25. dos CAE, que refere por acordo entre a REN e a EDP os CAE poderiam ser estendidos. Na falta de acordo da REN, o CAE terminaria na data prevista, situação em que, seria organizado um concurso nos termos da cláusula 26. dos CAE.

⁷⁸ Conforme a cláusula 26 dos CAE, citada na Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República, no caso de ser celebrado contrato com novo produtor, este tomaria posse do aproveitamento e a REN pagaria o Valor Residual à EDP.

centrais ($E_{EDP}[VE]$) fosse superior ao valor residual (VR); em caso da EDP vencer o concurso, em first price auction, o preço do concurso P_C seria idêntico a $E_{EDP}[VE]$; no caso de um second price auction, P_C seria igual $E_M[VE]$ e potencialmente inferior a $E_{EDP}[VE]$. Supõe-se que $E_{EDP}[VE]$ pudesse ser superior a $E_M[VE]$ em resultado de sinergias que a EDP possui pelo portfólio produtivo diversificado e integração vertical em Portugal. Assume-se ainda que nesse concurso nenhum agente conseguiria formar expectativas sobre os custos/ofertas dos seus concorrentes; nas hipóteses previstas do teorema de equivalência da receita (revenue equivalence theorem), entre as quais a possibilidade de os agentes formarem expectativas sobre as ofertas de concorrentes, os diferentes tipos de leilão teriam um resultado idêntico.

- se o $E_{EDP}[VE]$ e o $E_M[VE]$ fossem inferior ao VR, i.e. na situação em que a margem de exploração futura não permitisse recuperar o valor do ativo por amortizar à data de cessação dos CAE, a opção da EDP seria não participar no concurso e reaver o VR.

A garantia em relação ao valor residual, suportada pelo Estado, funcionaria assim como um seguro que protegia a empresa em relação a cenários de mercado que penalizassem a margem de exploração após o término dos CAE. Por exemplo, caso o $E_M[VE]$ e o $E_{EDP}[VE]$ fossem inferiores ao VR, o concurso ficaria deserto e o Estado seria obrigado a assumir a exploração das centrais hidroelétricas, pagando o VR à EDP e assumindo o prejuízo económico de exploração.

Este tipo de garantias em relação à recuperação do ativo por amortizar, oferecidas pelo Estado, entram em contradição com o princípio do investidor em economia de mercado, já que o Estado nos CAE assumiu um risco que os operadores em mercados grossistas de energia elétrica não assumem, como se viu no caso dos CAE na Hungria. Por exemplo, as novas concessões hidroelétricas atribuídas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, garantem um período de concessão até 75 anos mas não garantem a recuperação do investimento inicial⁷⁹, sendo esse risco assumido pelo investidor. Nessa medida, a garantia do valor residual seria um auxílio de Estado, com origem nos CAE, cuja legalidade seria questionável, também pelas mesmas razões que os CAE seriam considerados ilegais, como visto na secção 2 do presente capítulo. O período coberto pela garantia do ativo por amortizar, que se estendia até entre 2032 e 2053, ia também muito além do período máximo que se antevia na primeira diretiva do mercado interno da energia elétrica para o reconhecimento e pagamento de custos ociosos (até 2006)⁸⁰. Como referido na secção 2 do presente capítulo, esta garantia foi concedida em contratos intra-grupo para centrais que já haviam sido construídas, pelo que não foram essas garantias que permitiram a realização desses investimentos.

A legislação CMEC veio, todavia, alterar o procedimento a aplicar com o fim dos

⁷⁹ O artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, estabelece a possibilidade do reembolso do investimento não recuperado no termo da concessão somente para investimentos adicionais autorizados ou, em alternativa, a prorrogação do prazo de concessão até ao limite máximo de 75 anos. O mecanismo de reembolso não se aplica ao investimento inicial no empreendimento hidroelétrico.

⁸⁰ Vide ponto 3.12 da Comunicação da Comissão relativa à Metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, disponível em http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_pt.pdf

CAE, concedendo à EDP a opção de continuar a explorar as centrais após o fim dos CAE/CMEC, em contrapartida de o valor residual ser deduzido ao valor dos CAE⁸¹. Na visão da EDP^{82,83}, o exercício da opção pela continuação da exploração tinha como custo de oportunidade abdicar de receber o valor residual no termo dos CAE (que pode ser interpretado como fazendo parte integrante dos mesmos caso a EDP decidisse não continuar a explorar).

Em virtude dessa opção⁸⁴, os CMEC vieram conceder um potencial novo auxílio de Estado. No caso em que o $E_{EDP}[VE]$ fosse superior ao VR, o exercício da opção permitiria que a empresa se apropriasse da diferença ($E_{EDP}[VE] - VR$), situação que não seria permitida num concurso, no qual o preço do concurso convergiria para $E_{EDP}[VE]$ ou $E_M[VE]$, consoante se adotasse um concurso baseado em *first* ou *second price auction*.

O facto de o Estado alienar um ativo a um preço inferior ao do seu valor de mercado implicaria um sacrifício de recursos que pertenceriam ao Estado, concedendo à empresa uma vantagem económica ilegal à luz do artigo 107.º do TFUE.

Ora, a decisão da Comissão Europeia que aprova os CMEC não acautelou este auxílio adicional. Com os CMEC, a EDP amplia o auxílio de Estado que provinha dos CAE no que respeita ao VR (sob a forma de um seguro), auferindo também um prémio associado à opção de continuar a explorar, que não seria permitido num concurso.

O único cenário em que não existiria auxílio de Estado seria aquele em que $E_M[VE]$ fosse igual ao VR.

Em fevereiro de 2007, alegando alterações no mercado grossista elétrico, marcada por uma subida dos preços de mercado grossista da energia elétrica em Espanha, face aos valores de 36 €/MWh adotados como referência para os CMEC e também para os CTC's, a EDP anuncia⁸⁵ que o governo planeava introduzir um novo pacote legislativo em relação ao tratamento do valor do equilíbrio económico-financeiro relativo à extensão da exploração das centrais.

O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, publicado em 31 de maio, veio dispor, por um lado, no artigo 91.º, que a EDP poderia continuar a utilizar os recursos hídricos através de outorga de

⁸¹ Nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, no artigo 4.º, n.º 1, alínea a), determinou-se que o valor do CAE, reportado à data prevista para a sua cessação antecipada, calculado de acordo com as disposições nele prescritas, teria em consideração, na sub-alínea vii), a seguinte disposição: “no caso dos centros produtores hidroeléctricos, e na hipótese de os respetivos produtores pretenderem manter a exploração até ao termo da concessão do domínio hídrico, ao valor do CAE é deduzido o valor residual dos bens que, nos termos do respetivo título de concessão, não devessem reverter gratuitamente para o Estado no final do contrato” (sublinhado nosso).

⁸² Apresentação da EDP, PPAs/CMECs Legislation Package, Lisbon, February 16th, 2007, página 10: “• *edp agreed to operate its hydro plants in the market after the end of PPAs and until the end of hydro concessions*; • *edp agreed not to receive PPAs contracted residual value*”. Disponível em https://www.edp.com/sites/default/files/2007-02-16_-_ppa-cmec_presentation_en_0.pdf.

⁸³ EDP, Investigation of the transition process from PPA contracts to CMEC in Portugal, June 2017, página 3 e 4: “*Should EDP keep the plants after the end of PPA, it would abdicate of residual value*”. “*Residual value of concessions, which right of receipt EDP gave away*”. Disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/ConfCall%20Investigation%20PPA-CMEC%20vf.pdf>

⁸⁴ Denominada por opção real pelo Professor Paulo Pinho na CPI das Rendas Excessivas, citado na Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade

⁸⁵ Apresentação da EDP, PPAs/CMECs Legislation Package, Lisbon, February 16th, 2007, disponível em https://www.edp.com/sites/default/files/2007-02-16_-_ppa-cmec_presentation_en_0.pdf.

contrato de concessão a celebrar entre o Estado e a entidade concessionária da RNT, por um prazo correspondente à vida útil das centrais. Por outro lado, estabeleceu que a transmissão desses direitos ficaria sujeita ao pagamento de um valor de equilíbrio económico-financeiro.

O valor do equilíbrio económico-financeiro de cada centro electroprodutor, nos termos do artigo 92.º Decreto-Lei n.º 226-A/2007, corresponderia à diferença entre o valor de mercado da sua exploração, desde o termo previsto no CAE até ao termo da concessão de utilização do domínio hídrico, e o valor residual previsto no contrato de aquisição de energia relevante, utilizando, para o efeito, as taxas de desconto apropriadas para os fluxos financeiros de cada um daqueles valores.

O Decreto-Lei n.º 226-A/2007 estabeleceu ainda que o valor do equilíbrio económico-financeiro seria definido mediante despacho conjunto dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente e da energia, precedido de audição do respetivo titular, a REN, tendo por base o valor identificado em duas avaliações realizadas por entidades financeiras independentes de elevada reputação e constaria do contrato a celebrar entre o Estado, a entidade concessionária da RNT e as empresas titulares dos centros electroprodutores.

Através do Despacho n.º 16982/2007, publicado em 2 de agosto, o governo português estabeleceu em 759 milhões de Euros o valor de equilíbrio económico-financeiro aplicável à totalidade dos centros electroprodutores hídricos com CAE/CMEC, valor esse que foi definido como contrapartida para a EDP explorar até ao termo da concessão de utilização do domínio hídrico as 27 centrais hidroelétricas que cessavam os CAE. O valor de 759 milhões de Euros foi o resultado da avaliação por duas entidades financeiras independentes de elevada reputação, nomeadamente a Caixa — Banco de Investimento, S. A. (Caixa BI), e o Credit Suisse First Boston (Credit Suisse), nos termos dos critérios estabelecidos no artigo 92º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio.

Em teoria, a solução adotada no Decreto-Lei n.º 226-A/2007 permitiria corrigir o auxílio de Estado adicional que foi atribuído com os CMEC. Todavia, a forma como foi realizada a avaliação económico financeiro foi questionada pela Comissão Europeia, dando origem a uma abertura de inquérito ao abrigo do regime de concorrência e dos auxílios de Estado, nomeadamente o processo de Auxílio Estatal SA 35429, aberto em setembro de 2013⁸⁶ e posteriormente encerrado em maio de 2017⁸⁷.

Parte importante das questões analisadas pela Comissão Europeia prenderam-se com a seleção das taxas de desconto apropriadas para os fluxos financeiros de cada um daqueles valores (valor de mercado da exploração e valor residual).

⁸⁶ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de abertura de investigação de 18.09.2013.

⁸⁷ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de arquivamento de investigação de 15.05.2017.

3.3. O valor económico do direito a estender a exploração das centrais hidroelétricas CMEC até ao fim da vida útil

3.3.1. A diferença entre o valor atual da exploração das centrais hidroelétricas e o valor residual

Na decisão da Comissão Europeia, de arquivamento do Auxílio de Estado SA 35429, de maio de 2017⁸⁸, são fornecidos os detalhes das avaliações financeiras realizadas nos termos do n.º 2 do artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, nomeadamente as realizadas pelo Caixa BI e pelo Credit Suisse.

Essas avaliações seguiram pressupostos comuns relativos i) aos futuros fluxos de caixa livres resultantes das receitas expectáveis da exploração com base em estimativas da oferta (modelo Valorágua) a preços médios (50 €/MWh) depois de deduzidos os encargos de manutenção e futuros planos de investimento até à data prevista para a extensão de cada concessão e ii) a estimativas do valor residual devido à EDP na data da prevista cessação de cada CAE. Essas avaliações calcularam valores atualizados a 2007.

A avaliação do Caixa BI estimou um valor entre 650 milhões e 750 milhões de euros, com base em duas taxas de desconto. O valor residual dos CAE foi atualizado à taxa de 4,57%, que inclui um *spread* de 50 pontos de base sobre a taxa de 4,05 % das obrigações do Estado a 15 anos; as receitas geradas pela exploração das centrais foi atualizada com uma taxa que reflete o custo médio ponderado do capital da EDP de 7,72%, apurado “com base num modelo de avaliação dos bens de capital alimentado com dados derivados indiretamente de estimativas dos custos de capital e de risco de operadores europeus semelhantes”⁸⁹.

Por seu lado, o Credit Suisse estimou um valor de 759 milhões de euros, calculando as receitas da venda da eletricidade gerada pelas centrais a partir do pressuposto de um preço da eletricidade de 50 €/MWh para o horizonte de análise até 2047, atualizada à taxa de desconto de 7,89% para o custo de capital, “num modelo de avaliação dos bens de capital alimentado com dados derivados indiretamente de estimativas dos custos de capital e de risco de operadores europeus semelhantes”⁹⁰. O valor residual das centrais, devido à EDP no termo dos CAE/CMEC foi atualizado à taxa de 4,55%. A decisão da Comissão Europeia de maio de 2017 fornece em detalhe os cálculos efetuados pelo Credit Suisse, sendo o valor atual dos resultados futuros de exploração avaliado em 2115 milhões de Euros, atualizados a 2007 à taxa de 7,89%, e o valor residual avaliado em 1356 milhões de Euros, atualizados a 2007 à taxa de 4,55%.

A decisão de abertura da CE do processo do Auxílio de Estado SA 35429, de setembro de 2013, descrevia ainda uma terceira avaliação, cuja existência não é referida no Despacho n.º 16982/2007, avaliação essa realizada pela REN, que estimou o valor da extensão da concessão em 1672 milhões de euros, com base numa taxa de desconto única de 6,6% que

⁸⁸ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de arquivamento de investigação de 15.05.2017.

⁸⁹ Idem.

⁹⁰ Idem.

Table 5: Valores económicos da extensão da exploração das centrais hidroelétricas e as taxas de desconto de referência

	REN	Credit suisse Firts Boston	Caixa Banco In- vestimento	Processo AE SA 35429
Taxa actualização Valor Residual	6.6%	4.55%	4.57%	7.55%
Taxa actualização Cash_flows receitas	6.6%	7.89%	7.72%	7.55%
Valor exploração (milhões de Euros)		2115		
Valor Residual (mi- lhões de Euros)		1356		
Valor líquido total (milhões de Euros)	1672	759	650 a 750	1340

Fonte: Comissão Europeia, processo AE SA 35429, 2017.

“corresponde ao valor que a EDP comunicou para o custo médio ponderado do capital”⁹¹.

A decisão de abertura da Comissão Europeia no processo do Auxílio de Estado SA 35429, de setembro de 2013, descreve ainda uma quarta avaliação, na qual se considerou uma taxa única correspondente ao custo médio ponderado de capital da EDP que foi fixada na Portaria n.º 611/2007, de 20 de julho, para efeitos do regime CMEC (7,55%), nomeadamente para o cálculo da renda anual CMEC. Essa avaliação foi fornecida à Comissão Europeia pelo Governo Português no âmbito do processo do Auxílio de Estado SA 35429. Essa taxa é inferior àquelas que tanto o Credit Suisse e a Caixa BI utilizaram, calculadas com base no custo de capital de empresas congéneres europeias, mas é superior à taxa que a EDP reportou à REN como correspondendo ao seu custo de capital.

Os valores económicos da extensão da exploração e as taxas de desconto de referência das quatro avaliações citadas são apresentadas na tabela 5.

3.3.2. O cálculo do valor residual atualizado das centrais hidroelétricas

A diferença entre a avaliação do Credit Suisse (759 milhões de Euros) e a avaliação feita no processo AE SA 35429 (1340 milhões de Euros) é significativa e não justificável pela taxa de desconto aplicada ao valor futuro de exploração (7.89% vs. 7.55%), o que levanta a importância da taxa de desconto aplicada na atualização do valor residual das centrais.

O cálculo do valor residual corresponde à valorização, a 2007, do valor residual devido no fim dos CAE. Os CAE terminavam nos anos de 2013 (3 centrais), 2015 (7 centrais), 2020 (1 central), 2022 (2 centrais), 2024 (12 centrais) e em 2027 (1 central), conforme se evidencia na tabela 6 apresentada na secção 3.4.

⁹¹ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de abertura de investigação de 18.09.2013.

A seleção das taxas de atualização é de crucial importância para os valores calculados, sendo necessário ter em conta os riscos associados às diferentes categorias de fluxos de caixa⁹². No caso presente, a adoção de taxas diferenciadas para as receitas de venda da eletricidade e para o valor residual derivam de perceções de risco diferenciadas.

De facto, a EDP alegou junto da Comissão Europeia⁹³ que:

“o valor residual das centrais hidroelétricas que tem direito a recuperar é, na realidade, um crédito da EDP sobre o Estado, através da REN, desde a entrada em vigor dos CAE em 1995. A REN é uma empresa controlada pelo Estado português. O risco de não cumprir as suas obrigações deve, por conseguinte, ser associado ao risco da dívida do Estado. A EDP conclui que a taxa de desconto relevante para atualizar esse valor deve, assim, ter apenas em conta o risco associado ao incumprimento pela REN dessa obrigação”.

Pelo contrário, a avaliação da REN baseou-se numa taxa única, metodologia que foi sustentada com base na argumentação⁹⁴ que “o critério de avaliação do projeto tem intrínseca a ligação entre o investimento inicial e os fluxos anuais, uma coisa não está dissociada da outra (...), pois têm o mesmo nível de risco”.

Por seu lado, a posição do Relator da CPI das Rendas Excessivas⁹⁵ defendeu que o “princípio adequado para a formação pelo Estado de um preço de venda seria o do investidor privado numa economia de mercado ou num concurso público, o que levaria à utilização de uma única taxa de desconto para todo o investimento (pagamento inicial do valor residual e proveitos futuros de exploração)”. Nesse sentido, o Relator da CPI⁹⁶ defendeu que a avaliação do “valor residual (direito singular da EDP e não comum ao mercado) a uma taxa baixa (...) não sucederia no caso de qualquer outro operador, que descontaria sempre o valor residual (que assegurava a transmissão das centrais no termo dos CAE) à mesma taxa utilizada para descontar os proveitos futuros da exploração das centrais”.

⁹² A Comissão de Normalização Contabilística - na Norma Contabilística e de Relato Financeiro 12 - Imparidade de Activos - Versão 070618, especifica, nos parágrafos 21. a 23.: “21. A(s) taxa(s) de desconto deve(m) ser a(s) taxa(s) antes de impostos que reflecta(m) as avaliações correntes de mercado sobre: (a) o valor temporal do dinheiro; e (b) os riscos específicos para o activo em relação aos quais as estimativas de fluxos de caixa futuros não tenham sido ajustadas. 22. Uma taxa que reflecta as avaliações correntes de mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos para o activo é o retorno que os investidores exigiriam se fossem eles a escolher um investimento que gerasse fluxos de caixa de quantias, tempestividade e perfil de risco equivalentes às que a entidade espera obter do activo. Esta taxa é estimada a partir da taxa implícita nas transacções correntes de mercado para activos semelhantes ou a partir do custo médio ponderado do capital de uma entidade cotada em bolsa que tenha um único activo (ou uma carteira de activos) semelhante em termos de potencial de serviço e de riscos para o activo em causa. Contudo, a(s) taxa(s) de desconto usada(s) para mensurar o valor de uso de um activo não deve(m) reflectir os riscos em relação aos quais as estimativas de fluxos de caixa futuros tenham sido ajustadas. De outro modo, o efeito de alguns pressupostos será tido em consideração duas vezes.

23. Quando uma taxa de um activo específico não estiver directamente disponível no mercado, uma entidade usa substitutos para estimar a taxa de desconto.”

⁹³ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de arquivamento de investigação de 15.05.2017.

⁹⁴ Vide a declaração de Maria de Lurdes Baía, citada na Declaração de voto do Bloco de Esquerda, apresentada pelo Deputado Jorge Costa, ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

⁹⁵ Declaração de voto do Bloco de Esquerda, apresentada pelo Deputado Jorge Costa, ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

⁹⁶ Idem.

Na aparência a posição da EDP e da REN são antagónicas e apenas uma das posições é economicamente correcta. Na verdade, ambas estão correctas, partem de pontos de vista distintos.

A avaliação que o Credit Suisse realizou e que o Estado português adotou é feita do ponto de vista de quem compra a extensão da exploração, neste caso, é a avaliação particular para a EDP, que tinha um direito associado ao valor residual, e não do ponto de vista de quem vende o direito a explorar as mesmas centrais até ao termo da respetiva vida útil. Como se demonstrou na secção 3.2, o direito ao valor residual no termo dos CAE constitui um auxílio de Estado e a EDP atualizou o valor futuro desse direito com base numa taxa sem risco. Do ponto de vista da EDP, essa avaliação é correta.

Contudo, tratando-se do vendedor do direito a explorar o Estado a avaliação deveria ser realizada do ponto de vista do Estado.

Se o Estado se comportasse como um operador privado, queria receber o máximo valor pela venda do direito a estender a exploração das centrais hidroelétricas até ao termo da vida útil. Caso um operador privado recebesse um valor inferior ao da sua própria avaliação, optaria por explorar diretamente as centrais após o termo dos CAE ao invés de ceder esse direito à EDP.

No caso de um operador privado, por exemplo, na situação em que a contraparte da EDP nos CAE fosse outro operador da indústria elétrica e que ponderasse a exploração direta das centrais após o termo dos CAE, a avaliação, em 2007, do pagamento futuro do valor residual no fim dos contratos CAE (horizonte entre 2013 e 2027), mesmo que fosse um valor certo, seria descontada ao seu custo médio do capital, porque o pagamento do valor residual seria o investimento inicial num projeto com o risco inerente ao da exploração de centrais hidroelétricas em mercado. Este seria o ponto de vista do Estado caso se comportasse de acordo com o princípio de um investidor numa economia de mercado.

Do mesmo modo, caso se organizasse um concurso, em 2007, para o direito de explorar as centrais a partir do termo dos CAE (entre 2013 e 2027) até ao fim da vida útil das centrais (entre 2032 a 2053), as regras do concurso determinariam que o adjudicatário deveria pagar o valor residual no fim de cada CAE como contrapartida do direito a explorar as centrais⁹⁷.

A avaliação de qualquer concorrente, em 2007, do valor residual que teria de pagar no termo de cada CAE, ainda que esse valor fosse certo, seria obtida com o desconto com base na taxa de atualização correspondente ao respetivo custo de capital, tal como acontece em qualquer avaliação de valor atualizado líquido de um projeto, porque o valor do investimento inicial (ainda que sujeito a menos incertezas) faz parte de um projeto que tem associado o risco inerente ao das receitas futuras da atividade de explorar centrais hidroelétricas em mercado.

⁹⁷ João Manso Neto na CPI das Rendas excessivas refere que a organização de um concurso a 2007 teria como inconveniente que a terceira parte teria de estar a pagar, em 2007, por um ativo que só começaria a explorar à medida que os CMEC/CAE fossem cessando. Todavia, esta situação não difere substancialmente dos leilões do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, nos quais os operadores vencedores pagaram, em 2008, pelo direito de explorar de centrais, algumas das quais, passados mais de 10 anos estão ainda em construção. Vide Apresentação de João Manso Neto, na Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, 18/12/2018, disponível na página na internet da Assembleia da República.

Em ambos os casos – a avaliação segundo o princípio de um investidor numa economia de mercado ou o preço de um concurso em 2007 – a avaliação seria obtida a partir da diferença entre os resultados de exploração futuros, atualizada ao custo de capital, e o valor do pagamento inicial correspondente ao valor residual, atualizada com a mesma taxa de desconto. Em ambos os casos, a avaliação por um operador privado ou um concurso, assumindo a homogeneidade dos custos de capital dos operadores elétricos num concurso, forneceria valores idênticos para a avaliação do valor líquido da exploração futura das centrais.

A atualização do valor residual com duas taxas distintas merece ainda duas notas adicionais.

Por um lado, fica demonstrado que é a garantia Estatal dos CAE em relação ao valor residual que justifica a diferença significativa no valor do equilíbrio económico-financeiro. A diferença entre a avaliação do Credit Suisse e aquela adotada no processo AE SA 35429, com taxas de desconto aproximadas, ascende a 581 milhões de Euros, sendo esse o valor que o Estado sacrificou em virtude da garantia Estatal concedida em 1996 nos CAE. Sem a garantia Estatal do valor residual, um auxílio de Estado, a questão da adoção de duas taxas de desconto distintas não se colocaria.

Por outro lado, é importante registar uma notável contradição na seleção das taxas de atualização por parte do Estado. Por um lado, em 2007, para o cálculo da renda anual dos CMEC, o Estado adotou, conforme previsto na legislação CMEC (Decreto-Lei n.º 240/2004) o valor do custo de capital da EDP, quando o valor da renda CMEC, tem garantia de Estado, pelo que se justificaria adotar uma taxa de atualização sem risco (o que veio a acontecer em 2013, por via da Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, que adotou uma taxa de 4.72% ao invés de 7.55%⁹⁸). Por outro lado, o mesmo Estado Português, no mesmo ano, aceitou que a taxa de desconto a aplicar na atualização do valor residual das centrais hidroelétricas, dada a garantia Estatal subjacente, deveria ser feita com uma taxa de 4.55%.

3.4. Estimação do valor de exploração das centrais hidroelétricas no horizonte da extensão da concessão

3.4.1. Pressupostos

Para melhor compreender as diferentes avaliações foram reconstruídas as avaliações do valor económico da extensão da exploração das centrais, separando as duas componentes: i) os resultados de exploração, a partir das receitas expectáveis e custos de operação e manutenção no horizonte da extensão da exploração; ii) o valor residual atualizado a 2007.

Para esse efeito consideraram-se os elementos caracterizadores das centrais objeto da decisão de extensão da exploração, apresentados na tabela 6, relativos à potência instalada, à data de entrada em serviço, à data de cessação dos CAE, à data de termo da concessão,

⁹⁸ Vide ERSE, Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014, dezembro de 2013.

bem como os valores das produções médias anuais, segundo a EDP e a Comissão Nacional Portuguesa das Grandes Barragens (CNPGB)⁹⁹. Os dados da EDP apresentam-se em duas fontes distintas, nomeadamente os dados de produção média anual provenientes do site da EDP (EDP Fonte 1 na Tabela 6)¹⁰⁰ e a apresentação aos investidores, já citada, datada de 2007 sobre o regime CMEC (EDP Fonte 2 na Tabela 6)¹⁰¹.

Os valores totais das produções médias anuais segundo as três fontes analisadas variam entre 11.180 GWh e 9.412 GWh, sendo os mais altos com fonte CNPGB e os mais baixos com fonte na apresentação aos investidores da EDP de 2007.

Para estimar o valor das receitas de exploração das centrais hidroelétricas no período de extensão optou-se pelo cenário de produção média anual mais baixo, constante da apresentação aos investidores da EDP de 2007. A adoção de valores mais elevados traduzir-se-ia em, tudo o resto constante, avaliações da exploração económicas mais elevadas.

A avaliação considera as médias históricas de produção. Embora a produção hidroelétrica esteja sujeita a uma grande volatilidade inter-anual, as médias históricas são mais estáveis, servindo o propósito de avaliar, no médio-longo prazo, o nível de produção esperado. Nesta análise não se entra em linha de consideração com o risco de alteração da média histórica, que pudesse resultar, por exemplo, de fenómenos de alterações climáticas.

Investimentos

Em relação aos investimentos previstos – designadamente os reforços de potência de Picote, Bemposta e Venda Nova – assume-se, por hipótese, que esses projetos teriam valor atual líquido nulo, i.e. a situação em que os resultados futuros resultantes desses reforços de potência, descontados, têm um valor idêntico aos investimentos iniciais projetados. Esta é uma hipótese simplificadora para permitir realizar a simulação. Caso o valor atual líquido desses projetos fosse negativo, ocorreria a situação em que o valor de exploração futura seria mais baixo em função da realização desses investimentos, situação em que os contribuintes estariam a subsidiar a concretização desses investimentos.

Preços de mercado

Assumiu-se que os preços e custos de operação e manutenção evoluem de acordo com uma inflação de 2% ao ano, por se tratar da inflação de referência para a zona Euro adotada pelo Banco Central Europeu. Essa hipótese é também referida pela EDP em apresentação aos investidores datada de 2010, fazendo ainda notar que o preço de 50 €/MWh inclui já os proveitos de serviços de sistema e pagamentos de capacidade¹⁰³.

A consideração da inflação é necessária dado que os valores de custo de capital utilizados para descontar os fluxos de caixa futuros são nominais. Se não se considerasse a inflação, implicitamente estar-se-ia a assumir um valor real decrescente com o tempo para o preço da eletricidade em mercado.

⁹⁹ Comissão Nacional Portuguesa das Grandes Barragens <http://cnpgeb.apambiente.pt/>

¹⁰⁰ A informação apresentada na tabela foi consultada no site <https://a-nossa-energia.edp.pt/> em 2018, entretanto descontinuado. A EDP apresenta a mesma informação num novo site <https://portugal.edp.com/pt-pt/producao-hidrica-e-termica>.

¹⁰¹ Apresentação da EDP, PPAs/CMECs Legislation Package, Lisbon, February 16th, 2007, disponível em https://www.edp.com/sites/default/files/2007-02-16_-_ppa-cmec_presentation_en_0.pdf.

¹⁰³ EDP Investor Day, May 20th, 2010, slide 56, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202010.pdf>.

Table 6: Características das centrais hidroelétricas sujeitas a extensão da exploração do domínio hídrico

	Entrada em serviço	Termo CAE	Termo concessão	MW	Anos em 2007	Duração da concessão	Produção média anual CNPGB (GWh)	Produção média anual EDP Fonte 1 (GWh)	Produção média anual EDP Fonte 2 (GWh)
Aguieira	1981	2024	2052	336	27	71	209.6	209.9	219
Alto Lindoso	1992	2024	2052	630	16	60	948	933.8	831
Alto Rabagão	1964	2015	2042	68	44	78	97	85.2	78
Bemposta	1964	2013	2042	240	44	78	1086	924.1	853
Bouça	1955	2015	2032	44	53	77	157.2	153.2	152
Cabril	1954	2015	2022	108	54	68	301	304.8	272
Caldeirão	1994	2024	2053	40	14	59	45	48.7	48
Cançada	1954	2015	2032	62	54	78	346	337.4	317
Carrapatelo	1971	2024	2052	201	37	81	870.6	806.1	752
Castelo Bode	1951	2015	2032	159	57	81	390	396.5	391
Crestuma-Lever	1985	2024	2052	117	23	67	366.9	360	298
Fratel	1974	2020	2052	132	34	78	347.5	357.9	325
Miranda	1960	2013	2042	369	48	82	1036.3	897.8	846
Picote	1958	2013	2042	195	50	84	1038	868.6	794
Pocinho	1983	2024	2052	186	25	69	534	408.4	389
Pracana	1993	2024	2052	41	15	59	61.8	63.8	52
Raiva	1982	2024	2052	24	26	70	44.8	44.9	52
Régua	1973	2024	2052	180	35	79	738	581.1	593
Salamonde	1953	2015	2032	42	55	79	232	231.2	217
Tabuaço	1965	2024	2042	58	43	77	148	137.6	127
Torrão	1988	2022	2052	140	20	64	228	222.3	218
Touvedo	1993	2024	2052	22	15	59	67	66.8	75
Valeira	1976	2024	2052	240	32	76	801	610.7	641
Paradela	1956	2015	2032	54	52	76	253	256.7	0
Venda Nova	1951	2015	2032	90	57	81	389	383.9	412
Vendas Novas II (Frades)	2005	2027	2032	196	3	27	220*	220	273
Vilarinho das Furnas	1972	2022	2052		36	80	225	189	187
		2019	2043		27		11180.7	10100.4	9412

Fonte: EDP, Comissão Europeia¹⁰², CNPBG, * valor do site da EDP

O preço de mercado grossista da energia elétrica utilizado na simulação do Credit Suisse serviu de suporte a uma avaliação de receitas entre 2014 – ano em que as primeiras centrais hidroelétricas ingressariam em mercado após o termo dos respetivos CAE/CMEC – e 2053, data do termo da última concessão. O exercício de previsão em horizontes tão longos necessitaria de uma reflexão aprofundada, que não se limitasse a extrapolar, em 2007, os preços verificados nos dois anos anteriores no mercado grossista OMEL (2005 e 2006), em Espanha, para os 47 anos seguintes (até 2053) – vide figura 2.

Caso fosse adotado um preço de mercado grossista mais alto que os 50 €/MWh, o valor dos fluxos de caixa libertados pelas centrais hidroelétricas aumentaria e, conseqüentemente, aumentaria o valor de mercado da extensão da utilização das centrais CMEC até ao fim da respetiva vida útil.

A avaliação do preço no médio-longo prazo haveria que levar em linha de consideração o preço dos combustíveis fósseis e o custo do CO₂, ainda que a componente de produção de energia elétrica baseada em combustíveis fósseis seja decrescente no tempo. De facto, o preço do CO₂ é suscetível de ser passado (*pass-through*) aos preços grossistas da eletricidade, como demonstrado por Fabra e Reguant (2014) nos preços do mercado grossista Espanhol. O preço do CO₂ deveria ser contextualizado numa avaliação de médio e longo prazo, tendo em conta as políticas de combate às alterações climáticas, fazendo ainda notar a vantagem da tecnologia hidroelétrica das centrais objeto de prolongamento da exploração, dado ser uma tecnologia não emissora de poluentes atmosféricos.

Conforme se documenta na figura 4, as três primeiras fases do mercado europeu de direitos de emissões de CO₂ (2005-2007, 2008-2012 e 2013-2020) caracterizaram-se por sinais de preço do CO₂ inconsistentes, verificando-se apenas em 2008 e 2018 preços mais altos (vide figura 4 abaixo). Esse resultado refletiu o excesso de licenças de CO₂, motivado pela crise económica de 2008/2009 e pela descoordenação e sobreposição face a outras políticas de combate às alterações climáticas, nomeadamente, as medidas de promoção de renováveis e de eficiência energética que por si só reduziram as emissões¹⁰⁴.

A reforma conduzida pelas instituições europeias (Comissão Europeia e Parlamento Europeu) para a fase IV do mercado europeu de direitos de emissões de CO₂ – 2021-2030 – pretende que o preço do CO₂ sinalize as decisões de operação dos meios de produção – por exemplo, tornar mais caro o custo de produção das centrais a carvão, que produzem cerca de três vezes mais emissões por kWh gerado que as centrais de ciclo combinado a gás natural. Para a fase IV estima-se que aumente o ritmo de redução das emissões, em linha com os objetivos do Acordo de Paris sobre as alterações climáticas (2015), existindo estimativas que projetam o crescimento do preço do CO₂ para um pico de 35 Euros/ton. em 2023¹⁰⁵.

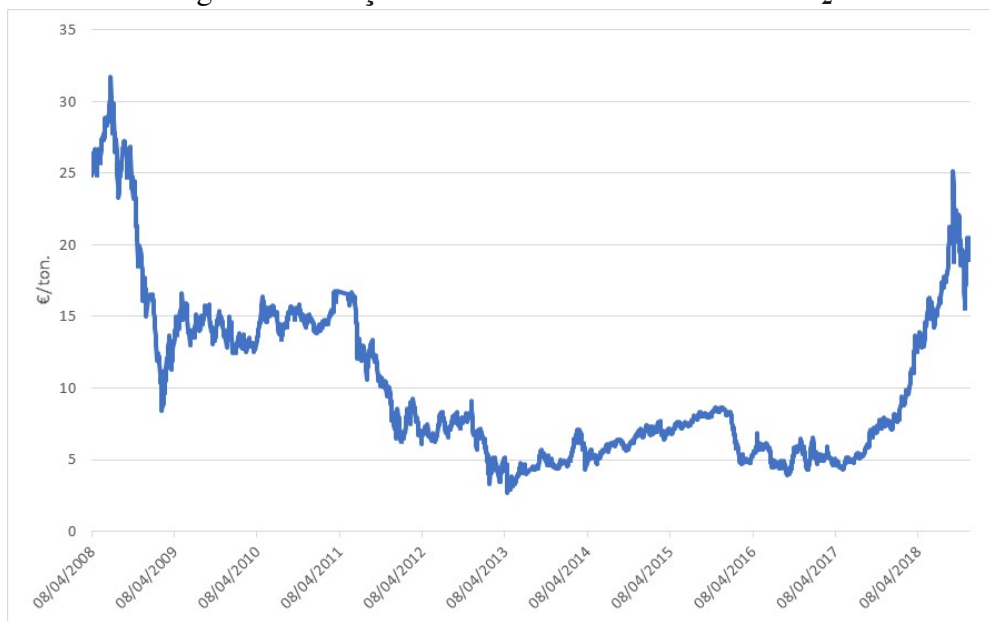
O impacto das cotações do CO₂ nos preços grossistas da energia elétrica a longo prazo é também corroborada pela apresentação de Manso Neto na CPI das Rendias Excessivas¹⁰⁶.

¹⁰⁴The EU ETS phase IV reform: implications for system functioning and the carbon price signal, The Oxford Institute for Energy Studies, setembro 2018.

¹⁰⁵ Idem.

¹⁰⁶ Apresentação de João Manso Neto, na Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendias Excessivas aos Produtores de Eletricidade, 18/12/2018, disponível na página na internet da Assembleia da República.

Figure 4: Cotação dos direitos de emissão de CO₂



Fonte: Historical Future Prices: ECX EUA Futures, Continuous Contract #1. Non-adjusted price based on spot-month continuous contract calculations. Raw data from ICE. Dados extraídos de Quandl.

Em face do exposto, numa perspetiva de longo prazo, a cotação do CO₂ é um factor de pressão nos preços grossistas da energia eléctrica, a qual poderá não ter sido devidamente incorporada no preço médio de 50 €/MWh e inflação anual de 2% considerados na avaliação do Credit Suisse.

Para além da necessidade de analisar de uma forma mais aprofundada o preço grossista, deveria ser ainda levado em conta a vantagem das centrais hidroeléctricas, inerente à respetiva flexibilidade produtiva, para prestar serviços de equilibragem do sistema. Os serviços de sistema representam uma importante fonte de receita adicional nas centrais hidroeléctricas e têm uma procura crescente no tempo, com o aumento do peso de tecnologias renováveis intermitentes na produção de energia eléctrica, tal como a EDP reconhece na apresentação aos investidores de fevereiro de 2007¹⁰⁷.

Além da apreciação de quais os pressupostos de preço considerados, seria ainda necessário poder avaliar os pressupostos considerados na avaliação do Credit Suisse em relação à energia eléctrica produzível no horizonte temporal da extensão, informação essa que é desconhecida. Conforme a informação que é apresentada na tabela 6, as três fontes públicas consultadas evidenciam diferenças de produção média anual apreciáveis, com impactos potencialmente sensíveis nos cálculos da valia económica da exploração futura no período em análise.

Custos de operação e manutenção

Slide 32, “A previsão da NERA sobre a extensão de remuneração das eólicas relativa à evolução do preço da pool na altura [2012], situava-se, a partir de 2022, acima do CAP de 98€/MWh definidos no Decreto-Lei 35/2013”

¹⁰⁷ Apresentação da EDP, PPAs/CMECs Legislation Package, Lisbon, February 16th, 2007, página 7, disponível em https://www.edp.com/sites/default/files/2007-02-16_-_ppa-cmec_presentation_en_0.pdf.

Os custos de operação e manutenção foram estimados em €/MW, por referência às potências das centrais da apresentação da EDP aos investidores de 2007, e parametrizados de molde a que o valor atual da exploração das centrais resultasse idêntico ao valor que foi apurado pelo Credit Suisse (2115 milhões de Euros) que é referida na decisão da Comissão Europeia de maio de 2017, com preços de 50 Euros/MWh, inflação anual de 2% e taxa de desconto de 7.89%.

O valor que se apurou para que a simulação fornecesse um valor para os resultados (receitas menos custos) atualizados idênticos aos da avaliação do Credit Suisse ascende a cerca de 40,35 €/MW, o qual, considerando as produções médias anuais em causa nas centrais CMEC, equivale, a 17,7 €/MWh de custo médio de operação e manutenção. O valor que se apura não se afasta significativamente daquele que é divulgado por Portugal, junto da Agência Internacional de Energia, para o custo de operação e manutenção de centrais hidroelétricas, situado entre 12,14 a 16,65 \$/MWh¹⁰⁸, consoante se considere centrais de albufeira, sem bombagem e com bombagem, respetivamente.

Valor residual

Para calcular o valor residual atualizado das centrais no termo dos CAE, seria necessário conhecer os valores previstos nos CAE, informação que não é pública. Apenas se conhece uma estimação do valor residual, divulgada pela decisão da Comissão Europeia de maio de 2017, que ascende a um valor de 1356 milhões de Euros, calculada com uma taxa de atualização de 4,55%. Para contornar essa dificuldade optou-se por estimar indiretamente o valor residual, com base no seguinte método: uma vez determinando-se uma estimativa do valor atual dos resultados de exploração das centrais hidroelétricas e conhecendo-se o valor líquido da extensão da exploração para cada um dos cenários, conforme reportado nas decisões da Comissão Europeia, o valor residual apurou-se a partir da diferença entre o valor atual dos proveitos de exploração e o valor líquido da extensão da exploração relevante para cada cenário.

3.4.2. Cenários

Antes de proceder à apresentação dos cenários estimados, importa ainda notar que os valores apurados correspondem a meras aproximações, com vista a apurar as ordens de grandeza e diferenças fundamentais entre as avaliações sob os diferentes prismas pertinentes para análise. Os valores detalhados da simulação que reproduz a avaliação do Credit Suisse são apresentados no Anexo II.

Em conformidade com o exposto, usando a metodologia de atualização dos valores futuros para o ano de 2007 com as taxas de desconto relevantes, apuraram-se os valores para os cenários a seguir apresentados, sintetizados na tabela 7.

Cenário Credit Suisse

O cenário de avaliação do Credit Suisse adota as taxas que foram supra indicadas, com

¹⁰⁸Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY NUCLEAR ENERGY AGENCY ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT, vide tabela 4.13., disponível em <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>

valores do valor económico da extensão da concessão a atingir 759 milhões de Euros, resultante dos resultados para o horizonte de extensão da exploração, em valor atual, de 2115 milhões de Euros (taxa de desconto de 7.89%) e o valor residual de 1356 milhões de Euros (taxa de desconto de 4.55%). Esta avaliação corresponde à avaliação que a EDP estaria disponível a pagar, tendo em consideração que a EDP tinha o direito a receber o valor residual no termo dos contratos com garantia Estatal e como tal com um menor risco de pagamento.

Cenário processo Auxílio de Estado SA 35429

O cenário correspondente à avaliação fornecida pelo Governo Português no processo Auxílio de Estado SA 35429 e que é citada na abertura da investigação em setembro de 2013¹⁰⁹, aplica uma taxa única de 7,55% (a taxa que foi inicialmente utilizada para o cálculo da renda anual CMEC) tanto aos resultados futuros como ao valor residual. Neste cenário, o valor atual dos resultados de exploração estimado atinge 2257,7 milhões de Euros (mais alto do que o obtido pelo Credit Suisse) e o valor residual estimado desce para 917,7 milhões de Euros (menos 438,3 milhões de Euros que o estimado pelo Credit Suisse, em virtude da taxa de atualização do Credit Suisse para o valor residual ser consideravelmente mais baixa). O valor líquido da extensão das concessões ascenderia a 1340 milhões de Euros, sendo esse resultado influenciado de forma mais sensível pela redução do valor residual atualizado.

Este é o valor que um operador de mercado, com um custo de capital de 7,55%, em negociação com a EDP ou num concurso público, adotaria para valorizar o direito a explorar as centrais até ao termo da vida útil, pagando, em contrapartida, à EDP o valor residual, atualizado a 2007, no vencimento de cada contrato. As taxas de desconto são idênticas tanto para os fluxos de caixa libertados como para o pagamento do valor residual, porque o pagamento do valor residual é o investimento inicial num projeto que tem associado o risco de exploração das centrais hidroelétricas em mercado; ainda que o valor residual seja um valor certo, tem associado, para quem o pague na transmissão da titularidade das centrais, os riscos de exploração dessas centrais em mercado.

Cenário REN

O cenário da avaliação da REN, como o anterior, aplica uma taxa única, nesse caso de 6.6%, sendo o valor atual dos resultados de exploração estimado em 2725,7 milhões de Euros e o valor residual em 1053,7 milhões de Euros. Neste caso, o valor residual é mais alto do que aquele que se obteve com uma taxa única de 7.55% porque a taxa adotada pela REN é mais baixa. O valor líquido calculado pela REN, conhecido das decisões da Comissão Europeia, de 1672 milhões de Euros, é explicado pelo maior valor atual dos resultados de exploração (mais 610,7 milhões de Euros que a avaliação do Credit Suisse) e pelo menor valor residual a deduzir (menos 302,3 milhões de Euros).

Cenário Estado

O cenário Estado analisa a aplicação do artigo 92º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 na ótica do Estado, caso a EDP optasse por não exercer o direito de estender a exploração, estimando o valor para o Estado de assumir diretamente a exploração das centrais. Qual a

¹⁰⁹ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de abertura de investigação de 18.09.2013.

taxa a utilizar para descontar o futuro em investimentos governamentais é matéria suscetível de debate: para Arrow e Lind (1970), Jorgenson et al. (1964) o Estado deve adotar taxas sem risco para avaliar os respetivos investimentos. Segundo estes autores, o Estado deve ignorar a incerteza e o risco uma vez que o Estado pode obter maior diversificação de projetos que os investidores privados e na medida em que os riscos dos projetos não sejam correlacionados com a atividade económica nacional a nível agregado. A taxa de desconto social pode ser aferida através das obrigações do tesouro com maturidades mais longas, ou calculada a partir do referencial do modelo de Ramsey, com uma formulação segundo a qual a taxa de desconto social depende do factor de desconto da função de utilidade social, da elasticidade da utilidade marginal em relação ao consumo e da taxa de crescimento anual do consumo. Neste último enquadramento, Arrow *et al.* (2014) propõem que para investimentos intergeracionais, como é o caso de investimentos ambientais que visem prevenir as alterações climáticas, se adotem taxas de desconto decrescentes no tempo, sinalizando exemplos de países como o Reino Unido e a França em que essa abordagem já é adotada.

Para outros autores, como Hirshleifer (1964, 1966), a abordagem do Estado em investimentos em atividades económicas deve ser semelhante à que os privados adotariam para os mesmos investimentos, com taxas de desconto que refletem o nível de risco da atividade, dado que a adoção de taxas mais baixas pode levar à seleção de projetos de qualidade inferior que reduzem o bem-estar global. Essa abordagem é consistente com o princípio do investidor numa economia de mercado utilizado na apreciação de auxílios de Estado. Essa abordagem é idêntica àquela do cenário processo Auxílio de Estado SA 35429, em que os resultados futuros foram descontados à taxa de desconto de 7.55%, baseada no custo de capital da EDP.

Para efeitos da análise no cenário Estado, calculado com base numa taxa de desconto social, utilizou-se uma taxa de desconto que reflete a taxa de juro da dívida pública (i.e. o custo médio do capital para o agente Estado, tendo-se adotado a mesma taxa de atualização utilizada pelo Credit Suisse para descontar o valor residual, i.e. a taxa de 4,55%¹¹⁰). Assim, a taxa de desconto aplicada aos resultados de exploração e ao valor residual será idêntica.

No cenário Estado, este agente económico pagaria o valor residual e beneficiaria em contrapartida do valor atual dos resultados calculados com base nos pressupostos de preço e custos considerados. Neste cenário, o valor atual dos resultados para o Estado de explorar diretamente as concessões ascenderia a 4215,6 milhões de Euros (aproximadamente o dobro do estimado pelo Credit Suisse) e o valor residual que o Estado pagaria à EDP para ficar proprietário da exploração das centrais seriam os mesmos 1356 milhões de Euros estimados pelo Credit Suisse. O valor líquido para o Estado caso a EDP optasse por não exercer o direito de exploração ascenderia a 2859,6 milhões de Euros.

Cenário preço de reserva da EDP

O último cenário analisado corresponde ao valor máximo que a EDP estaria disponível a pagar (preço de reserva), assumindo a taxa de desconto baseada na dívida pública Por-

¹¹⁰ Em bom rigor, este valor inflaciona o custo da dívida pública com um *spread* sobre o valor real do financiamento do Estado medido em 2007 – recorde-se que a avaliação do Caixa Banco Investimento considerou uma taxa de 4,05% para as obrigações do Estado a 15 anos.

tuguesa (idêntica à avaliação do Credit Suisse) para o valor residual, i.e. a taxa sem risco, associado à garantia Estatal do Valor Residual, e o custo de capital da EDP, que segundo a decisão da Comissão Europeia¹¹¹, a EDP terá fornecido à REN para as avaliações financeiras, para atualizar as receitas futuras com venda de eletricidade citada pelas decisões da Comissão Europeia (6.6%). Existem factores que fazem com que o valor do custo de capital associado à atividade de produção da EDP seja inferior ao custo de capital global da EDP, em virtude da atividade de produção da EDP beneficiar da proteção da remuneração conferida pelo regime CAE/CMEC, tal como se constata nas análises que as decisões tarifárias da ERSE realizam ao custo de capital da EDP. De notar que essa proteção dos CAE/CMEC, apesar de decrescente no tempo, com o termo desses contratos e a entrada de novas capacidades em mercado, permite, ainda assim, que a atividade de produção da EDP tenha sido, persistentemente, nas análises de custo de capital da ERSE, a que revelou mais baixo risco no portfolio de atividades em Portugal.

O valor atual dos resultados de exploração calculado com um custo de capital de 6,6% apura o máximo valor que a EDP estaria disponível a pagar pela extensão da concessão, já que desconta os resultados de exploração com o seu custo de capital e não com o custo de capital médio da indústria elétrica europeia, que o Credit Suisse adotou. Neste cenário, apura-se o valor máximo que a EDP estaria disponível a pagar, ascendendo a 1368 milhões de Euros, que resulta da diferença entre o valor atual dos resultados estimados com uma taxa de desconto de 6,6% (2725,7 milhões de Euros), deduzido do valor residual conhecido à taxa de 4,55%. O maior valor líquido neste cenário deve-se fundamentalmente ao facto de se descontar os ganhos de exploração futuros com uma taxa que é 1.29% mais baixa do que aquela que o Credit Suisse adotou.

3.5. A avaliação de um concurso em 2013

Nos acordos de rescisão dos CAE celebrados em 2005, a EDP fez depender a rescisão antecipada dos CAE em função da atribuição do direito a explorar as centrais hidroelétricas além da data de termo desses contratos (que ocorreria entre 2013 e 2027) e até ao fim da respetiva vida útil (entre 2032 e 2053). A EDP não era obrigada a rescindir antecipadamente esses contratos, dado que o Decreto-Lei n.º 240/2004 não impunha essa decisão, e tanto assim foi que os outros dois produtores com CAE – a Tejo Energia e a Turbogás – optaram por não rescindir os respetivos CAE.

Caso a EDP e nenhum dos outros produtores aceitasse os CMEC e a rescisão antecipada, o Decreto-Lei n.º 240/2004 ficaria vazio de sentido. O encerramento do mercado provocado pelos CAE permaneceria e o Estado português teria que identificar outra solução para esses contratos, não se pondo de parte uma intervenção da Comissão Europeia no sentido de decretar a ilegalidade desses contratos, como o fez na Hungria (vide a secção 2.6).

¹¹¹ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de abertura de investigação de 18.09.2013.

Tabela 7: Cenários estimados para o valor de exploração da extensão da exploração e do valor residual das centrais hídricas (valores em milhões de Euros)

	REN	Credit suisse First Boston	Processo AE SA 35429	Valor Estado	Preço de re- serva EDP
Taxa atualização do Valor Residual	6.6%	4.55%	7.55%	4.55%	4.55%
Taxa atualização proveitos explo- ração / receitas energia	6.6%	7.89%	7.55%	4.55%	6.6%
Valor Residual (1)	1053,7	1356,0	917,7	1356,0	1356,0
Valor receitas (2)	4094,0	3152,8	3372,5	6410,4	4094,0
Valor O&M (3)	1368,3	1038,2	1114,8	2194,9	1368,3
Valor exploração (4)=(2)-(3)	2725,7	2115,0	2257,7	4215,6	2725,7
Valor Líquido to- tal (4)-(1)	1672,0	759,0	1340,0	2859,6	1369,7

Fonte: Comissão Europeia, cálculos próprios.

A rescisão antecipada dos CAE e a cláusula suspensiva que a EDP incluiu nos acordos de rescisão dos CAE fez assim antecipar a decisão em relação à titularidade e à avaliação do valor da exploração das centrais hidroelétricas entre o termo dos CAE e o fim da vida útil dessas centrais, decisão essa que de outro modo aconteceria mais tarde, próximo do fim dos CAE/CMEC. No caso concreto, tal avaliação foi realizada em 2007.

Caso não houvesse rescisão antecipada, a decisão relativa à titularidade da exploração no período pós-CAE seria tomada no termo dos CAE, i.e. a partir de 2013, em concursos públicos a realizar para os três primeiros CAE, do Douro, que cessavam nesse ano, designadamente de Picote, Pocinho e Bemposta.

É possível simular o resultado de um concurso global em 2013, conhecendo os valores e taxas de desconto utilizadas para diferentes cenários. A metodologia para essa simulação foi sugerida em apresentação da EDP aos investidores datada de 2010¹¹² e também pelo Relator da CPI¹¹³.

Na citada apresentação aos investidores, a EDP reavaliou em dezembro de 2010, com um custo médio ponderado do capital de 7,8% o valor atual do direito a explorar as centrais até ao termo da vida útil, tendo apurado um valor de cerca de 2,6 mil milhões de Euros. Esse valor era superior em cerca de 300 milhões de Euros face ao valor avaliado em 2007 de 2,3 mil milhões de Euros (pago em 2008).

Por seu lado, na Declaração de voto do Relator da CPI das rendas excessivas¹¹⁴ simula-

¹¹²EDP Investor Day, May 20th, 2010, slide 99, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202010.pdf>.

¹¹³ Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade

¹¹⁴ Declaração de voto do Bloco de Esquerda ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade

se a avaliação do valor líquido da exploração, em função do ano de avaliação, no período de 2008 a 2013, i.e. até ao fim dos primeiros CAE/CMEC hidroelétricos no Douro, com as mesmas taxas consideradas pelo Credit Suisse. A metodologia adotada pelo Relator da CPI consistiu em capitalizar cada parcela do cálculo do equilíbrio económico-financeiro com as taxas consideradas pelo Credit Suisse:

- O Valor de exploração foi capitalizado ao custo de capital considerado pelo Credit Suisse.
- O valor residual avaliado em 2007 foi capitalizado à taxa da dívida pública considerada pelo Credit Suisse.
- O Valor do equilíbrio económico-financeiro foi obtido da diferença entre os dois anteriores

O Relator da CPI avaliou o custo de oportunidade para o decisor Estado com base na diferença entre o valor líquido do equilíbrio económico-financeiro capitalizado apurado com a metodologia descrita e o valor líquido calculado pelo Credit Suisse em 2007 (759 milhões de Euros), capitalizado à taxa da dívida pública. Com base nessa metodologia, o Relator da CPI concluiu que se a avaliação fosse conduzida em 2013, com as mesmas duas taxas diferenciadas, o Estado beneficiaria em mais 573,6 milhões de Euros, se se considerasse o valor de 759 milhões de Euros calculados em 2007 capitalizado à taxa do Estado até 2013. Este benefício potencial decorre do facto de o valor da exploração crescer a uma taxa mais alta que a taxa aplicada ao valor residual, pelo que o Relator da CPI concluiu que a decisão de antecipar para 2007 a titularidade da exploração das centrais hidroelétricas foi lesiva para o interesse do Estado.

No presente capítulo adapta-se a metodologia proposta pelo Relator da CPI para simular um concurso para exploração das centrais conduzido em 2013.

Para efeitos da presente simulação, usou-se como referência a avaliação realizada especificamente para o processo AE SA 35429 da Comissão Europeia, com uma taxa única, idêntica à taxa do custo de capital da EDP de 7,55%.

Como visto na secção 3.3.2, num concurso, o valor residual seria pago com a transferência da titularidade da exploração das centrais, e corresponderia ao investimento inicial pelo novo operador. Segundo o princípio do operador do investidor numa economia de mercado, mesmo que o valor residual fosse um valor certo e não sujeito a incerteza, porque esse investimento se integra num projeto com os riscos inerentes à exploração de centrais hidroelétricas em mercado, este investimento seria atualizado com uma taxa de desconto proporcional ao risco dessa atividade. A avaliação do processo AE SA 35429 da Comissão Europeia fornece por isso a referência para a avaliação de um concurso realizado em 2007. Para se simular o concurso em 2013, capitalizou-se, a 2013, o valor apurado para 2007, usando a mesma taxa do custo de capital (7.55%). Como o somatório dos fluxos de caixa apenas se inicia a partir de 2013, por cada ano que passa até 2013, o valor atual corresponde ao valor do ano anterior capitalizado à taxa relevante.

Na presente análise, assume-se que tanto a avaliação do valor de exploração, usando

Tabela 8: Valor de exploração da extensão da exploração e do valor residual das centrais hídricas em função do ano de avaliação, com as taxas de desconto adotadas na avaliação realizada no processo AE SA 35429

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Valor líquido exploração capitalizado a 7.55% / ano (1)	1340,0	1441,2	1550,0	1667,0	1792,9	1928,2	2073,8
Valor pago em 2007 capitalizado à taxa dívida pública (4.55% /ano) (2)	759.0	793.5	829.6	867.4	906.9	948.1	991.3
Benefício Estado (1)-(2)	581.0	647.6	720.3	799.6	886.0	980.1	1082.5

Fonte: cálculos próprios.

como referência o preço de 50 €/MWh, como o valor residual, por força da fórmula de remuneração dos CAE¹¹⁵, tiveram em conta a inflação. Assume-se que as taxas nos anos seguintes se mantinham constantes. Tal como o Relator da CPI, usa-se o custo da dívida pública para avaliar o custo de oportunidade do capital para o Estado para capitalizar o resultado apurado pelo Credit Suisse para 2013.

A análise é referenciada para o decisor político em 2007. Neste caso está-se a comparar duas opções distintas:

- a antecipação a 2007 da decisão relativa à titularidade da exploração das centrais no período pós CAE, com base nas duas taxas diferenciadas adotadas na avaliação do Credit Suisse;
- um concurso em 2013.

Na tabela 8 compara-se o valor de um concurso em 2013 com o valor calculado pelo Credit Suisse em 2007 capitalizado à taxa da dívida pública para 2013. Verifica-se que a avaliação em 2013 do valor líquido da exploração, equivalente a 2073,8 milhões de Euros, é 1082 milhões de Euros mais elevado que o valor pago pela EDP em 2007, capitalizado à taxa da dívida pública até 2013.

Os elementos apurados revelam que, face aos pressupostos considerados, a opção ótima para o Estado, em 2007, seria não aceitar a metodologia de avaliação assente em duas taxas e optar por realizar um concurso em 2013, na data de cessação dos primeiros CAE.

¹¹⁵EDP, Investor Day 2014, Lisbon, 14th May, 2014, slide 38, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202014.pdf>. A fórmula descrita é a seguinte: “Contracted Gross Profit (“PPA”)=Contracted Net Assets ⁽¹⁾ x 8.5% ⁽²⁾ + Annual Depreciation + Contracted costs w/efficiency incentives (...) ⁽¹⁾ Inflation updated ⁽²⁾ Return on Assets before Inflation and taxes”.

3.6. Discussão da decisão da Comissão Europeia de arquivar o processo de auxílio de Estado SA 35429, relativo à extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica

3.6.1. Contextualização

A decisão do Estado português de atribuir à EDP, sem concurso, o direito a explorar até ao termo da concessão de utilização do domínio hídrico das 27 centrais hidroelétricas que cessavam os CAE originais assinados em 1996, foi um dos motivos da queixa que cidadãos nacionais apresentaram, em 2012, à Comissão Europeia. Essa queixa esteve na origem da investigação pela Comissão Europeia do processo de Auxílio Estatal SA 35429, aberta em setembro de 2013¹¹⁶ e posteriormente encerrada em maio de 2017¹¹⁷.

Em setembro de 2013, a Comissão Europeia, quando abriu a investigação, entendeu referir que “a confirmar-se, o auxílio *ad hoc* viria juntar-se à compensação dos custos ociosos (CMEC) que a Comissão Europeia aprovou para as mesmas centrais elétricas até 2027, com base no artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.”

Na abertura de investigação a Comissão Europeia sublinhou que a renegociação da extensão poderia também violar as normas dos concursos públicos e o direito da concorrência, posição que permanece em aberto após o encerramento do procedimento formal de investigação, já que a decisão de junho de 2017 não aprecia a conformidade da medida com outras disposições do direito da UE, nomeadamente com as regras da UE em matéria de contratação pública e em matéria *antitrust*, baseadas nos artigos 106.º e 102.º do TFUE.

Na decisão que abriu a investigação, a Comissão Europeia salientou que três metodologias poderiam ter sido observadas pelo Estado para evitar a atribuição de um auxílio ilegal: um concurso transparente, aberto e não discriminatório; uma negociação bilateral, em que o Estado atuaria segundo o princípio do operador privado numa economia de mercado e o preço baseado numa metodologia de avaliação objetiva.

De facto, na decisão de abertura, de setembro de 2013, a Comissão Europeia verificou discrepâncias significativas entre as avaliações disponíveis: a avaliação da REN, que utilizou uma única taxa de desconto de 6,6%, como correspondente ao custo médio ponderado do capital da EDP, para atualizar os fluxos de caixa livres resultantes das receitas expectáveis da exploração deduzidas dos encargos de manutenção e futuros investimentos, e o valor residual, ascendendo a 1672 milhões de Euros, e as avaliações do Credit Suisse, no valor de 759 milhões de euros, e do Caixa BI que apresentava um limite superior na ordem dos 750 milhões de euros, em ambos os casos utilizando taxas de desconto distintas: uma taxa mais alta, refletindo o custo médio ponderado de capital da indústria, aplicada aos fluxos de caixa livres e uma taxa mais baixa, refletindo a taxa de remuneração da dívida

¹¹⁶ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de abertura de investigação de 18.09.2013.

¹¹⁷ Auxílio estatal SA 35429 (2013/C) (ex 2013/NN) (ex 2012/CP) – Portugal Extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica, decisão de arquivamento de investigação de 15.05.2017.

pública (sem risco) para o valor residual.

A metodologia prevista no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, ao prever taxas distintas, não era intuitiva em relação às taxas de desconto a utilizar, pelo que a Comissão Europeia, na decisão de abertura de investigação disse expressamente, em setembro de 2013: “justifica-se objetivamente que se descontem todos os fluxos financeiros previsíveis, desde o direito de utilização de recursos hídricos com a mesma taxa de desconto, baseada no custo do capital da EDP, para que os benefícios e os custos para a EDP sejam avaliados de forma justa e na mesma base.”

Em maio de 2017, após a investigação conduzida ao longo de 4 anos, a Comissão Europeia tomou a decisão na qual considera que a medida que Portugal implementou a favor da EDP – Energias de Portugal, S.A., no que se refere à extensão da utilização dos recursos hídricos para produção de energia hidroelétrica, não constitui um auxílio estatal.

A Comissão Europeia, após as explicações recebidas pela EDP, veio a decidir que era correto o método de utilizar duas taxas de desconto distintas. Como refere a decisão de arquivamento de maio de 2017, “a aplicação de uma taxa de desconto inferior aumenta o valor atual líquido do valor residual e diminui o preço da extensão. Tendo em conta que o valor residual não é afetado pelas mesmas incertezas económicas que os fluxos de caixa livres, pode concluir-se que a aplicação da taxa sem risco é justificada.”

Consequentemente, a Comissão Europeia entendeu que a metodologia adotada por Portugal para avaliar o preço da extensão, com base nas avaliações realizadas por duas instituições financeiras independentes, era satisfatória.

Na decisão de arquivamento, a Comissão Europeia expressou ainda a posição que a avaliação da REN não seguia a prática de mercado, por considerar o custo de capital da EDP. Conforme a decisão da Comissão Europeia, alternativamente à metodologia da REN, o custo médio ponderado do capital deveria ter em conta a rendibilidade requerida por um painel de investidores (para atores comparáveis no mercado) de um determinado setor num determinado país para um certo tipo de projeto. Por outro lado, a Comissão Europeia entendeu que a avaliação da REN não era uma avaliação independente.

3.6.2. Crítica

A decisão da Comissão Europeia que arquiva o Auxílio Estatal SA 35429 apresenta erros formais e omissões.

A Comissão Europeia, consistentemente com a posição adotada em relação à falta de independência da avaliação da REN, deveria também ter posto em causa a avaliação do Caixa BI. O Caixa BI é um banco 100% detido pelo Estado. Quando o Estado decide conceder um auxílio a uma dada empresa, se se pretende uma avaliação independente, esta deveria ser obtida junto de terceiras entidades e não de entidades que se encontrem sob a esfera de controlo do Estado. Se a avaliação da REN (à época 70% detida pelo Estado) não se aceita, também não se poderia aceitar a avaliação da Caixa BI.

A atribuição de taxas de desconto distintas para atualizar os fluxos económicos associados às receitas em mercado e aos valores residuais contratualmente garantidos, é deter-

minante para as diferenças apuradas entre as diferentes avaliações apreciadas.

Embora o princípio de utilizar uma taxa de desconto que reflita o nível de risco associado aos valores a descontar não esteja em causa, a Comissão Europeia não compreendeu na íntegra o significado da atribuição do baixo nível de incerteza em relação ao valor residual, quando ao mesmo está associado uma garantia Estatal – na verdade, o que está em causa é outro auxílio de Estado, que a análise da Comissão Europeia não identificou nem acautelou quando aprovou os CMEC em 2004, nomeadamente o relacionado com a garantia do valor residual que provinha dos CAE e que foi mantida com os CMEC.

De facto, um elemento central da forma de cálculo do valor residual, que concedia uma vantagem económica à EDP, prende-se com a garantia Estatal subjacente ao facto de a parte que assegura o pagamento do valor residual ser o Estado. É esse facto que permite que se se considere o valor residual como um valor certo, sem risco. Quanto maior fosse o valor residual, menos a EDP teria de pagar pelo exercício do direito a estender a exploração das centrais hidroelétricas CMEC e, conseqüentemente, menor a receita que o Estado faria pela concessão desse direito. No fundo, quanto maior fosse o valor residual, maior o desconto no valor a pagar pela EDP para exercer o direito de extensão da exploração, e maior a perda de receita fiscal para o Estado.

Em matéria de taxas de descontos, o principal erro da Comissão Europeia na decisão de arquivamento do processo Auxílio de Estado SA 35429 é analisar a avaliação do ponto de vista de quem compra a extensão da exploração, neste caso, a avaliação particular para a EDP, que tinha um direito associado ao valor residual, e não do ponto de vista de quem vende o direito a explorar as mesmas centrais até ao termo da respetiva vida útil. Tratando-se do vendedor do direito a explorar o Estado e a vantagem potencialmente atribuída no valor de venda, sob a forma de um preço mais baixo, a avaliação da Comissão Europeia do potencial auxílio estatal devia assumir o ponto de vista da avaliação de quem vende.

Segundo a decisão que arquiva a investigação, em caso de concurso, Portugal teria tido de pagar à EDP o montante dos ativos não amortizados no final do período de concessão dos CAE. Na verdade, ao contrário do que refere a decisão, em caso de concurso, o Estado nunca assumiria o pagamento do valor residual, seria o operador que ganhasse o concurso que assumiria o pagamento desse valor, na data de vencimento de cada CAE. O Estado apenas assumiria diretamente o pagamento dos ativos não amortizados (valor residual) caso optasse por assumir diretamente a exploração das centrais.

O valor residual, para uma terceira parte que não a EDP, seria considerado como o investimento inicial, i.e. a contrapartida paga à EDP, pelo direito de explorar as centrais hidroelétricas até ao termo da respetiva vida útil. O pagamento do valor residual, enquanto investimento num projeto que tinha em vista a exploração, em mercado, de centrais hidroelétricas, seria atualizado a 2007 com uma taxa que refletisse o risco dessa atividade, e não uma taxa sem risco.

A avaliação por um operador privado ou um concurso, assumindo a homogeneidade dos custos de capital dos operadores elétricos num concurso, forneceria valores idênticos para a avaliação do valor líquido da exploração futura das centrais. Demonstra-se assim que

se o Estado se comportasse seguindo o princípio do investidor numa economia de mercado, descontaria o valor residual a uma taxa com risco de mercado.

O valor correspondente à avaliação do Estado segundo o princípio do investidor numa economia de mercado apura-se nas simulações realizadas pelo governo Português apresentadas no processo do Auxílio de Estado SA 35429, com um custo médio de capital de 7.55%, assumindo que esse custo médio é uma estimativa correta, à data, do custo de capital de um operador de mercado, e corresponde a um valor líquido de 1340 milhões de euros.

Caso o Estado adotasse a sua avaliação, agindo como o agente Estado e não como operador privado, adotaria uma taxa de desconto associada à dívida pública. O valor da avaliação do ponto de vista do agente Estado, simulado no presente capítulo, ascende a 2859 milhões de euros.

O ponto de vista da EDP é diferente dos demais operadores de mercado porque tinha um direito – receber o valor residual – que observava menos risco de recebimento do que o risco da sua atividade (exploração em mercado de centrais hidroelétricas). Por isso, para a EDP, a avaliação era diferente e mais baixa. Mas essa avaliação não era uma avaliação de mercado, antes era a avaliação da EDP.

Evidentemente, havendo uma diferença de avaliações tão significativa, um operador privado nunca venderia o direito de estender a exploração por um valor inferior ao da sua própria avaliação (nem o Estado o deveria fazer se atuasse de acordo com a avaliação do agente público). Caso o Estado decidisse exigir à EDP um valor superior ao da avaliação do Credit Suisse, a EDP estaria legitimada a optar por não exercer o direito a estender a exploração das centrais até ao termo da vida útil, preferindo receber o valor residual no termo de cada CAE. Por seu lado, na data de vencimento dos CAE o Estado poderia decidir ou explorar diretamente as centrais ou organizar concursos para a transmissão dessa exploração.

Do mesmo modo, a EDP, caso fosse a concurso oferecendo apenas 759 milhões de euros, quando os seus concorrentes ofereciam 1340 milhões de Euros, perderia o concurso. Se pretendesse continuar a explorar as centrais hidroelétricas num concurso, a EDP teria que avaliar o valor residual de forma idêntica ao dos seus concorrentes.

O Estado português ao adotar o ponto de vista da avaliação de quem compra, no caso particular da EDP, e não ter salvaguardado a perspectiva de quem vende, neste caso o dono do direito a explorar as centrais após o termo dos CAE – o próprio Estado – vendeu o direito dessa exploração abaixo das avaliações mais conformes, concedendo um auxílio de Estado avaliado em pelo menos 581 milhões de euros (i.e. a diferença entre os 1340 milhões e os 759 milhões efetivamente pagos). Do mesmo modo, o valor da venda do direito ficou muito aquém da avaliação do ponto de vista do agente Estado (2859 milhões de Euros pela exploração direta pública das centrais).

A tabela 9 sintetiza as diferentes perspectivas de avaliação do direito a explorar as centrais hidroelétricas após o termo dos CAE/CMEC até ao fim da respetiva vida útil.

Para além do benefício inerente à metodologia baseada em duas taxas de desconto, o

Tabela 9: Síntese das perspectivas de avaliação do direito a explorar as centrais hidroelétricas após o termo dos CAE/CMEC, até ao fim da vida útil dessas centrais, avaliadas em 2007

	Problema de avaliação da EDP	Problema de avaliação do Estado		
		Exploração direta	Concurso Público	Avaliação segundo o princípio do investidor numa economia de mercado – PIEM
Alternativas	Receber o valor residual ou pagar para continuar a explorar as centrais até ao termo da vida útil	Receber o pagamento da EDP do direito a continuar a explorar ou pagar o valor residual e explorar diretamente as centrais	Receber o pagamento da EDP do direito a continuar a explorar ou organizar um concurso público	Receber o pagamento da EDP do direito a continuar a explorar ou pagar o valor residual e explorar diretamente as centrais, avaliando como um operador privado
Avaliação dos fluxos de caixa libertados entre o termo dos CAE/CMEC e o termo da vida útil das centrais	Atualização à taxa correspondente ao custo de capital da EDP – entre 6.6% (o valor que a EDP forneceu à REN) e 7.89%	Atualização à taxa de desconto social medida a partir do custo de capital do Estado – 4.55%	Num concurso aberto participariam operadores internacionais, que avaliariam os proveitos futuros de acordo com os custos de capital da indústria na Europa, atento o processo de construção do mercado interno. Taxa de atualização de acordo com estimativas dos custos de capital e de risco de operadores europeus semelhantes – 7.55% a 7.89%	O Estado avaliaria os fluxos de caixa libertados com a mesma abordagem de um operador de mercado da indústria europeia, atento o processo de construção do mercado interno. Taxa de atualização de acordo com estimativas dos custos de capital e de risco de operadores europeus semelhantes – 7.55% a 7.89%
Avaliação do valor residual	A EDP tinha o direito a receber do Estado o valor residual, o qual representa o custo de oportunidade da decisão de estender a exploração até ao termo da vida útil. O valor residual tinha garantia estatal – atualização à taxa sem risco do Estado, 4.55%	Atualização à taxa de desconto social medida a partir do custo de capital do Estado – 4.55%	O vencedor do concurso pagaria o valor residual ao Estado/EDP, para garantir o direito a explorar as centrais até ao termo da vida útil. O pagamento do valor residual é o investimento inicial para garantir o direito a explorar, devido na cessação do CAE/CMEC. É avaliado a 2007 à mesma taxa dos fluxos de caixa libertados, porque o pagamento do valor residual faz parte de um projeto que tem inerentes os mesmos riscos da exploração de centrais em mercado.	O pagamento do valor residual é o investimento inicial para garantir o direito a explorar, devido na cessação do CAE/CMEC. É avaliado a 2007 à mesma taxa dos fluxos de caixa libertados, porque o pagamento do valor residual faz parte de um projeto que tem inerentes os mesmos riscos da exploração de centrais em mercado.
Valor líquido em 2007	759 a 1369 m€	~ 2859 m€ 192	~ 1340 m€	~ 1340 m€

Estado concedeu um benefício adicional ao ter aceite negociar a extensão da exploração das centrais em 2007, quando os primeiros CAE terminavam somente a partir de 2013, tal como também foi referido pelo Relator da CPI das Rendas excessivas¹¹⁹. O custo de oportunidade de ter atribuído a extensão da exploração das centrais hidroelétricas, avaliado em 2007, face à alternativa de realizar um concurso em 2013 ascendeu a mais 1082,5 milhões de Euros que o valor recebido em 2007 capitalizado a 2013 com a taxa do Estado (vide Tabela 8).

Em conclusão, o direito a explorar as centrais hidroelétricas até ao termo da vida útil foi concedido por um valor substancialmente mais baixo que as avaliações alternativas do ponto de vista de um operador privado ou do agente Estado. A Comissão Europeia arquivou a investigação com base na aceitação de uma avaliação que refletia a avaliação da EDP e não uma avaliação de mercado consistente com o princípio do investidor numa economia de mercado ou num concurso público.

Há recursos estatais no valor pago pela EDP porque o Estado aceitou uma metodologia que fornecia um valor substancialmente mais baixo que aquela que forneceria uma avaliação segundo o princípio de um operador privado numa economia de mercado ou segundo um concurso, recebendo substancialmente menos pelo valor da extensão do direito a explorar as centrais hidroelétricas até ao termo da vida útil.

4. Conclusão

Quando a Comissão Europeia abriu a investigação sobre a extensão das concessões sem concurso em setembro de 2013, esta isentou os CMEC de ilegalidade, lembrando os pressupostos fundamentais da decisão N161/2004 que levaram à aprovação dos CMEC, nomeadamente que (i) a garantia de funcionamento que os CAE representaram para as centrais da EDP em questão poderia ter influenciado investimentos muito importantes geradores de prejuízos muito elevados para estas centrais, (ii) dada a sua alegada ineficiência e (iii) que na falta de compensação dos custos em questão, atendendo à sua dimensão, a Comissão Europeia concluiu que a viabilidade da EDP podia estar em perigo (sublinhado nosso).

A Comissão Europeia baseou a sua aprovação dos CMEC em 2004 em pressupostos errados: nem os CAE da EDP deram a garantia de funcionamento que determinou os investimentos – as centrais que assinaram CAE em 1996 tinham sido construídas entre os anos 50 e princípio dos anos 90 do século XX – nem alguma vez a EDP esteve em perigo de registar prejuízos caso não tivesse CMEC, como se demonstrou no presente capítulo.

Também não se poderá considerar que todas as centrais da EDP que foram abrangidas por CAE seriam ineficientes, como a Comissão Europeia incorretamente observou na sua decisão de 2004. Certamente haveriam custos ociosos, mas nunca seriam por alegadas ineficiências das centrais hidroelétricas (a EDP pagou 759 milhões para estender a exploração dessas centrais até ao fim da vida útil dessas centrais), alegadas ineficiências das centrais

¹¹⁹ Declaração de voto do Bloco de Esquerda, apresentada pelo Deputado Jorge Costa, ao Relatório Final da CPI ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade, disponível na página na Internet da Assembleia da República.

a carvão (em 2004 havia alguma incerteza em avaliar se seriam ou não ineficientes, em grande medida dependente dos custos com emissões de CO₂, mas a prática demonstrou que as centrais a carvão, durante a duração dos CAE/CMEC, nunca deixaram de ser eficientes em mercado), apenas se poderia argumentar a ineficiência em centrais a fuel e a gasóleo, que efetivamente não seriam capazes de operar num mercado competitivo e aberto à entrada de novas tecnologias mais eficientes.

A Comissão Europeia também não apreciou a natureza dos contratos, na sua génese contratos entre duas empresas do mesmo grupo económico – à época de assinatura dos CAE a REN pertencia ao grupo EDP –, situação que nas orientações da Comissão Europeia, por princípio, não poderia dar origem à constituição de custos ociosos elegíveis.

Desse modo, os CAE e posteriormente os CMEC não se justificaram na proteção da recuperação de custos ociosos, já que as centrais hidroelétricas e a carvão poderiam ser viáveis em mercado, como se demonstrou na análise dos resultados financeiros das centrais caso não tivessem CMEC. Neste enquadramento, os CAE serviram essencialmente para proteger a rentabilidade da empresa e dos investidores após a privatização e liberalização do setor. A partir de 1996, valorizaram-se os investimentos efetuados entre os anos 50 e princípio dos anos 90, cristalizando a taxa de remuneração para os 30 anos seguintes.

Os CAE da EDP, datados de 1996, anteciparam em alguns meses a entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE (fevereiro de 1997) — que liberalizou o mercado interno da energia elétrica —, data a partir da qual seriam considerados inelegíveis para constituir custos ociosos os compromissos ou garantias de funcionamento do tipo CAE.

Os CAE/CMEC geraram distorções de concorrência nos mercados de serviços de sistema, agravaram significativamente os custos grossistas da energia elétrica para o consumidor final e, como auxílio de Estado, alimentaram uma estratégia de campeão nacional, permitindo a expansão do grupo EDP para outros mercados, designadamente, para o Brasil, Espanha e Estados Unidos.

Posteriormente, na decisão do Estado que atribuiu à EDP a extensão da utilização do domínio público hídrico em 2007, já não se está perante a privatização dos *cashflows* dos CAE, como alega Catroga (2017), antes está-se perante um novo auxílio, que a Comissão Europeia veio de forma incorreta a permitir.

Com efeito, em maio de 2017, novamente, a Comissão Europeia vem encerrar uma investigação com argumentos discutíveis, superficiais, numa decisão de apenas 14 páginas, para justificar que aquilo que era aparentemente óbvio em setembro de 2013 – que o Estado cedeu, sem concurso, a extensão das concessões hídricas com um forte desconto (pelo menos 581 milhões de Euros) – não envolvia um auxílio de Estado à EDP.

A avaliação que foi adotada pelo Estado português em 2007, fornecida pelo Credit Suisse, não foi uma avaliação de mercado, na ótica do vendedor que pretendia alcançar a melhor avaliação para o direito a explorar as centrais hidroelétricas até ao termo da respetiva vida útil.

A avaliação que foi adotada pelo Estado português foi antes uma avaliação na perspetiva de um agente económico, a EDP, que tinha um direito único – o direito de receber

o valor residual das centrais, um auxílio de Estado dos CAE de 1996 – que mais nenhum agente no mercado dispunha.

A avaliação de um agente de mercado valorizaria o pagamento do valor residual como o investimento inicial que lhe permitiria aceder ao direito a explorar as centrais hidroelétricas até ao termo da vida útil, investimento esse que teria os riscos de mercado inerentes à exploração futura dessas centrais, e por isso seria descontado em 2007 à mesma taxa de desconto dos fluxos de caixa futuros gerados pelas centrais em mercado. O valor para avaliação, na perspetiva do mercado, numa negociação bilateral ou num concurso, teria como uma melhor aproximação a avaliação de 1340 milhões de Euros, que foi calculada no âmbito do processo de auxílio de Estado SA 35429.

Por fim, a melhor opção para o Estado, em 2007, no pressuposto de que as taxas de custo de capital se mantinham, seria não aceitar o valor da avaliação proposta pelo Credit Suisse e antes optar por um concurso no final dos primeiros CAE / CMEC hidroelétricos, em 2013, opção que se avaliou no presente capítulo como concedendo proveitos de 2073 milhões de Euros, mais 1082,5 milhões do que os recebidos em 2007 (759 milhões de Euros, capitalizados para 2013 à taxa de capital do Estado).

Convirá notar que, nos termos do artigo 17.º do Regulamento (EU) 2015/1589 do Conselho, de 13 de julho de 2015, ao fim de 10 anos prescreve o poder da Comissão Europeia obrigar a devolução dos auxílios ilegais atribuídos – o que também permite compreender o momento da decisão de arquivamento do processo relativo ao auxílio de Estado SA 35429. De facto, o auxílio atribuído pelo Estado português à EDP remonta a 2007 e a prescrição encontrava-se prestes a acontecer ao momento em que a Comissão Europeia, com a decisão de arquivamento de maio de 2017, põe termo à investigação desse mesmo auxílio.

Em suma, desde 1995 o grupo EDP tem vindo a ser privilegiado com decisões favoráveis do Estado: de 1996 a 2000 com CAE intra-grupo, desnecessários ao fim da proteção dos investimentos – as centrais eficientes poderiam efetivamente manter-se viáveis num ambiente de mercado; 2000 a 2007, com CAE garantidos por uma empresa controlada pelo Estado; a partir de 2007 com CMEC até ao fim da respetiva duração dos CAE; depois da duração dos CAE, com um desconto financeiro na extensão da vida útil das centrais hidroelétricas, baseado na metodologia de duas taxas de desconto aplicada com uma considerável antecipação face ao momento correto para decidir o titular da exploração das centrais depois de terminados os CAE/CMEC, i.e. a partir de 2013.

Os CMEC atribuídos à EDP entre 2007 e 2016 totalizaram 2767,4 milhões de Euros e agravaram os custos de aquisição grossista da energia elétrica entre 5% e 28%.

Estima-se que a decisão de estender a exploração das centrais hidroelétricas CMEC até ao fim da vida útil teve um custo de oportunidade de 1082 milhões de Euros, avaliado em 2007, em comparação com um concurso em 2013.

5. Bibliografia

Arrow, K. J. *et al.* (2014) ‘Should governments use a declining discount rate in project

analysis?' *Review of Environmental Economics and Policy*, 8(2), pp. 145–163. doi: 10.1093/reep/reu008.

Arrow, K. J. and Lind, R. C. (1970) 'Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions', *American Economic Review*, 60, pp. 364-78.

Catroga, E. (2017) 'Questões e mitos no sector elétrico', *O Economista, Ordem dos Economistas*, (Número 30), pp. 142–151.

D'Souza, Julia; Jacob, J. (2001) 'Electric Utility Stranded Costs: Valuation and Disclosure Issues', *Journal of Accounting Research*, 39, pp. 495–512.

Fabra, N. and Reguant, M. (2014) 'Pass-through of emissions costs in electricity markets', *American Economic Review*. 104(9), p.p. 2873-99. doi: 10.1257/aer.104.9.2872.

Fabra, N. and Toro, J. (2005) 'Price wars and collusion in the Spanish electricity market', *International Journal of Industrial Organization*, 23(3-4), p.p. 155-181.

Hirshleifer, J. (1964) 'Efficient Allocation of Capital in an Uncertain World', *The American Economic Review*, 54(3), pp. 77-85.

Hirshleifer, J. (1966) 'Investment decisions under uncertainty: applications of the state-preference approach.', *Quarterly Journal of Economics*, 30(May), pp. 252–277.

Jorgenson, D., Vickrey, W., Koopmans, T., Samuelson, P. A. (1964) 'Discussion', *American Economic Review*, 54(3), pp. 93–96.

Joskow, P. (2007) 'Regulation of Natural Monopolies', *Handbook of Law and Economics*. doi: 10.1039/C0NJ00359J.

Lintner, J. (1965) 'The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets', *Review of Economics and Statistics*, 47(1), pp. 13–37.

Lopes, João, Gata, J. (2005) A Comparative Overview of the Progress Achieved to Date in the Construction of the EC Internal Energy Market, Autoridade da Concorrência.

Mossin, J. (1966) 'Equilibrium in a Capital Asset Market', *Econometrica*. 34(4), pp. 768-783.

Nunez, K. (2007) 'Electric utility deregulation: Stranded costs vs. stranded benefits', *Journal of Accounting and Public Policy*, 26(2), pp. 193-211.

Schmalensee, R. (1989) 'An expository note on depreciation and profitability under rate-of-return regulation', *Journal of Regulatory Economics*, 1,293-298 .

Sharpe, W. F. (1964) 'Capital Asset Prices: A Theory Of Market Equilibrium Under Conditions Of Risk'. *Journal Of Finance*, 19(3), pp. 425-442.

Varian, H. R. (2010) *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach*, University of California. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

Wolak, F. (2009) 'An assessment of the performance of the New Zealand wholesale electricity market', *Report for the New Zealand Commerce Commission*. doi: 10.1002/jat.2809.

Woo, C. K., Lloyd, D., Karimov, R., Tishler, A. (2003) 'Stranded cost recovery in electricity market reforms in the US', *Energy*, 28(1), pp. 1-14.

Anexo I – A remuneração da EDP nos CAE face à remuneração definida pela ERSE para as redes de distribuição da EDP

A apresentação aos investidores da EDP de maio de 2014¹²⁰ salienta que a margem bruta contratada dos CAE resulta de uma fórmula, a seguir descrita, que soma uma taxa de retorno de 8,5% (reais sem impostos) sobre o ativo líquido contratado (atualizado à inflação), mais o valor das amortizações e mais um conjunto de custos de operação contratados na base de sistemas de incentivos.

$$MB_{CAE} = AL_{CAE} \times 8.5\% + D_{CAE} + CV_{CAE} \quad (1)$$

em que:

MB_{CAE} : Margem bruta CAE

AL_{CAE} : Ativo líquido contratual atualizado à inflação

D_{CAE} : Amortizações anuais

CV_{CAE} : Custos contratados com incentivos de eficiência

A atualização à inflação da base de ativos sobre a qual se calcula a remuneração é uma prática comum nos reguladores no Reino Unido¹²¹. Por outro lado, a inclusão das amortizações no custo de capital é também uma prática regulatória comum, também aplicada em Portugal. Embora a metodologia de cálculo da remuneração dos CAE, na aparência, mimetize metodologias da regulação económica, existem duas diferenças fundamentais:

- a taxa de remuneração foi fixada unilateralmente pela EDP e não por um regulador independente;
- A taxa foi fixada para todo o período dos contratos sem possibilidade de revisão periódica (cobrindo inclusivamente investimentos futuros, como aqueles que a EDP fez na central de Sines em 2007 e 2008¹²²). Na regulação independente na Europa as taxas de remuneração são revistas periodicamente (em Portugal tal acontece de três em três anos, uma vez que a ERSE adota períodos regulatórios com duração de três anos) para se ajustarem à evolução, entre outros fatores, das taxas sem risco, da inflação e do custo de endividamento.

Em Portugal, a utilização da inflação para atualizar os ativos é uma prática que a ERSE não adota na regulação da remuneração dos ativos da rede elétrica. De facto, no setor elétrico, a atualização dos ativos à inflação não se aplica em mais nenhum contrato¹²³ que não os CAE

¹²⁰ EDP, Investor Day 2014, Lisbon, 14th May, 2014, slide 38, disponível em <https://www.edp.com/sites/default/files/Investor%20Day%20-%20May%202014.pdf> .. A fórmula descrita é a seguinte: “Contracted Gross Profit (“PPA”)=Contracted Net Assets ⁽¹⁾ x 8.5% ⁽²⁾ + Annual Depreciation + Contracted costs w/efficiency incentives (...) ⁽¹⁾ Inflation updated ⁽²⁾ Return on Assets before Inflation and taxes”.

¹²¹ OXERA, Which WACC when? A cost of capital puzzle, 2015. https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/07/Which-WACC-when_a-cost-of-capital-puzzle.pdf

¹²² Vide Apresentação de resultados da EDP de 2008.

¹²³ Do mesmo modo, as bases de concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, publicadas em Anexo ao Decreto-Lei n.º 172/2006, preveem que em caso de extinção da concessão por decurso do prazo apenas se pagará o valor contabilístico dos ativos, líquido de amortizações e de participações financeiras, sem qualquer menção à atualização à inflação.

e também não é aceite pela ERSE na regulação dos ativos de rede em monopólio natural do gás natural¹²⁴. A fórmula de regulação adotada pela ERSE, como se verá na secção seguinte, pode ser criticada do ponto de vista da formação inter-temporal eficiente do preço em ativos singulares (Joskow, 2007), todavia essas críticas ganham menos significado no contexto da regulação agregada de atividades com múltiplos ativos, como são as redes, cujos troços foram sendo contruídos ao longo do tempo.

Analisam-se de seguida as implicações de atualizar os ativos à inflação e as taxas de remuneração reais adotadas.

I.1. Fórmula de remuneração

A regra básica para determinar a remuneração de um investimento num ativo assegura que o valor atual dos fluxos de caixa que remuneram esse ativo, na sua vida útil, descontado ao custo de oportunidade do capital do investidor, é maior ou igual que o investimento inicial no ativo (Joskow, 2007). Dessa forma asseguram-se os incentivos económicos para que esse investimento seja realizado. Para efeitos de regulação económica pretende-se que o valor atual dos fluxos de caixa remuneratórios não exceda o valor do investimento.

O custo de oportunidade do capital define-se usualmente a partir do custo médio ponderado do capital, que se calcula ponderando entre o custo do capital próprio e o custo do endividamento (capital alheio).

A fórmula de Brandeis¹²⁵ (Joskow, 2007) – a seguir apresentada – define que os investimentos realizados com base em critérios prudentes são remunerados anualmente, durante a vida útil, somando o valor da depreciação do ativo, a uma taxa constante, e uma remuneração do ativo líquido contabilístico, de acordo com uma taxa de remuneração nominal, regulada de acordo com o custo de oportunidade do capital. Em Portugal, a ERSE adota a fórmula de regulação de Brandeis.

$$\Pi_t = Dt + rRAB_t = K_0/N + r(K_0 - \sum_0^t D_0) \quad (2)$$

em que:

Π_t – remuneração anual

D_t – Depreciação anual no ano t

r – taxa de remuneração regulada

¹²⁴ É importante notar que existe um diferendo entre a ERSE e as empresas distribuidoras de gás natural, justamente sobre a reavaliação dos ativos à inflação. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 3 abril, aprovou a minuta dos contratos de Concessão dos operadores de rede de distribuição do gás natural, que estabeleceu, na cláusula 39, n.º 3, que as concessionárias têm direito à reavaliação dos ativos da concessão de acordo com a inflação, antes do início de cada período regulatório (i.e. de três em três anos). Neste caso, a atualização de ativos à inflação foi explicitamente determinada por via legal, posição que reduz a autonomia do regulador, critério económico que ainda assim a ERSE considerou desadequado (a ERSE defende que as taxas de remuneração, nominais, já têm em consideração a inflação, pelo que a reavaliação dos ativos conduziria a uma dupla contabilização do impacto da inflação (vide notícia publicada no jornal Público de 10/04/2017 “Consumidores arriscam-se a pagar milhões às empresas de gás natural”). Neste domínio em particular, as decisões da ERSE foram impugnadas judicialmente pelas concessionárias de distribuição de gás natural, processo ainda pendente de decisão. Dentro da autonomia da regulação económica independente em Portugal, a reavaliação anual à inflação não é um critério económico aceite.

¹²⁵ A autoria desta fórmula é atribuída ao Juiz Louis Brandei, no caso *Southwestern Bell Telephone Company v. Public Service Commission of Missouri* 262 U.S. 276 (1923). – citado por Joskow (2006).

RAB_t – Base de ativos regulada no ano t

K₀ – valor inicial do ativo

N – anos de vida útil do ativo

$\Sigma_0^t D_o$ – depreciação acumulada no ano t

Schmalensee (1989) demonstrou que a fórmula de Brandeis satisfaz a regra que o valor atual dos fluxos remuneratórios seja igual ao custo de investimento inicial, demonstrando ainda que existem múltiplas outras fórmulas de refletir a depreciação dos ativos na remuneração do investidor que permitem obter o mesmo resultado.

A fórmula de Brandeis é criticável por induzir um valor inicial de remuneração muito alto, mas que decresce rapidamente, não permitindo que o preço pela utilização de um ativo seja eficientemente determinado ao longo da respectiva vida útil. Joskow (2007) propõe que a fórmula de Brandeis possa ser adaptada para ter em conta a depreciação física, a evolução tecnológica e a inflação, de modo que, satisfazendo a regra do valor atual idêntico ao investimento inicial, assegure uma regulação eficiente do preço de utilização do ativo ao longo da sua vida útil.

A fórmula de remuneração baseada em taxas de remuneração reais e ativo atualizado à inflação tem valores de remuneração iniciais mais baixos do que a remuneração baseada na fórmula de Brandeis, mas que decrescem mais lentamente no tempo. Este efeito de alisamento inter-temporal da remuneração é defendido pela Oxera¹²⁶ como vantajoso, já que origina uma depreciação real constante. Esta metodologia de remuneração também satisfaz a propriedade de permitir um valor atual do fluxo remuneratório idêntico ao do investimento inicial.

Os CAE adotaram uma fórmula de remuneração baseada em ativo líquido atualizado à inflação remunerado a uma taxa real.

A vida útil dos equipamentos produtivos dos CAE é por natureza longa (as centrais térmicas de ciclo combinado têm 30 anos de vida útil, as centrais a carvão 40 e as centrais hidroelétricas chegam aos 80 anos)¹²⁷. No caso das centrais hidroelétricas com CAE, a sua vida útil excede a duração desses contratos, resultando na existência de um valor residual no respetivo termo (vide secção 3 do presente capítulo). A longa duração dos ativos traduz-se em baixas taxas de depreciação anuais. Por outro lado, a utilização da inflação para atualizar ativos com vida útil longa origina uma menor perda de valor dos ativos. Em ativos de longa duração é bastante provável que a taxa de inflação equipare ou mesmo supere a taxa de amortização.

Como demonstra Schmalensee (1989), quando as taxas de remuneração são fixadas acima do custo de capital, a firma regulada prefere ritmos de depreciação dos ativos mais lentos.

¹²⁶ A OXERA considera que o tratamento entre atuais e futuros consumidores é harmonizado, tendo em conta que os diferentes grupos de consumidores tiram partido da utilização do ativo regulado. Vide OXERA, Which WACC when? A cost of capital puzzle, 2015. https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/07/Which-WACC-when_a-cost-of-capital-puzzle.pdf

¹²⁷ Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY NUCLEAR ENERGY AGENCY ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT, vide tabela 4.13., disponível em <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>

Do exposto resulta que, ainda que a fórmula de remuneração dos CAE não seja necessariamente desequilibrada a favor da empresa, caso a remuneração tenha sido determinada acima do nível do custo de capital, a longa duração dos contratos combinada com a lenta perda de valor dos ativos pode revelar-se vantajosa para o titular do contrato, concedendo um valor atual superior ao valor do investimento inicial. Na secção seguinte analisa-se em concreto o valor fixado nos CAE face ao custo de capital da EDP.

I.2. A taxa de remuneração dos CAE face às taxas definidas pela ERSE para a EDP Distribuição

A ERSE revê periodicamente, de três em três anos, o custo médio ponderado do capital das empresas reguladas, incluindo também o da EDP Distribuição. O custo de capital calculado pela ERSE fornece um elemento de comparação importante face à taxa de remuneração da EDP Produção nos CAE. Antes de proceder a essa comparação importa notar alguns aspetos metodológicos para melhor compreender o custo médio de capital da EDP Distribuição e a sua comparação com o custo de capital da EDP Produção.

O custo médio ponderado do capital é uma média ponderada do custo do capital próprio e do capital alheio, ponderados pelo peso que cada uma dessas componentes tem na estrutura de capital. A ERSE considera uma estrutura de capital teórica eficiente, refletindo um nível teórico de 55% do capital composto por endividamento¹²⁸.

A metodologia adotada pela ERSE para calcular o custo do capital próprio baseia-se no modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM) (Sharpe, 1964; Lintner, 1965; Mossin, 1966), um dos modelos mais usados pela regulação para o cálculo do custo de capital. Segundo o CAPM a remuneração de um ativo estrutura-se em função da taxa sem risco adicionada de um prémio de risco que reflete o nível de risco desse ativo face ao risco de mercado. Para níveis de riscos inferiores ao risco de mercado, os investidores estarão disponíveis a receber uma remuneração menor que a de mercado. Para atividades sem risco, os investidores estarão disponíveis a receber a taxa sem risco, usualmente medida pela taxa de financiamento do Estado.

A ERSE utiliza as cotações da ação EDP para determinar o risco sistemático¹²⁹ do grupo EDP, a partir do qual estima depois o custo de capital por atividade do grupo EDP. As estimativas do risco por atividade da EDP apuradas periodicamente pela ERSE revelam que a produção contratada de longo prazo da EDP (i.e. com CAE) é a atividade com risco sistemático mais baixo no âmbito do grupo EDP, inclusivamente inferior ao risco sistemático da EDP Distribuição. A baixa volatilidade da remuneração da produção em regime de contrato de longo prazo (i.e. com CAE) contribuiu decisivamente para que esta empresa elétrica tivesse um risco inferior ao das empresas semelhantes da indústria elétrica europeia. Este facto é constatado, por exemplo, consultando a decisão tarifária da ERSE

¹²⁸ ERSE, PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2015 A 2017, dezembro de 2014.

¹²⁹ Conforme refere a ERSE, "o risco sistemático de um ativo em comparação com o conjunto do mercado é medido pelo beta, que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos. Vide ERSE, PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2015 A 2017, dezembro de 2014.

para o período regulatório 2002-2004¹³⁰.

Face ao exposto, o custo de capital que a ERSE fixou para a EDP Distribuição sobreestima o custo de capital da EDP Produção em regime CAE.

Na tabela 10 comparam-se as taxas reais e nominais com inflação real dos CAE da EDP, com as taxas de remuneração que a ERSE fixou para a remuneração da EDP Distribuição, revistas de 3 em 3 anos, com exceção do ano de 2005, no qual a ERSE definiu uma remuneração para apenas um ano. A ERSE aplicou sempre taxas nominais, pelo que houve que estimar a taxa real correspondente, pela equação de Fischer, tendo em conta as hipóteses que a ERSE assumiu em cada período regulatório para a taxa de inflação. No caso dos períodos regulatórios 2009-2011 e 2015-2017, a ERSE adotou taxas nominais indexadas, pelo que houve que considerar as inflações estimadas *ex-ante* pela ERSE ano a ano. Para além das taxas reais usando pressupostos iniciais da ERSE, considerou-se uma taxa real calculada com base na inflação real.

Embora se possa colocar em causa a comparação de taxa de remuneração dos CAE – determinadas para um horizonte de 30 anos – com taxas calculadas para vigorar em horizontes de três anos, na verdade, os CAE não fundamentaram nenhum investimento, antes foram um arranjo administrativo para investimentos passados, realizados ao longo de 40 anos anteriores à data da assinatura desses contratos. Neste enquadramento, pode colocar-se a possibilidade de outros arranjos contratuais, como aquele que a ERSE pôs em hipótese no parecer sobre os CMEC em 2004¹³² (custo de capital indexado e revisto periodicamente).

A análise da Tabela 10 revela que a taxa de remuneração real estimada, que a ERSE adotou para a EDP Distribuição, usando os pressupostos iniciais de inflação, foi sempre inferior àquela que a EDP definiu para os CAE. Se considerarmos a taxa real da ERSE de acordo com a inflação real, esta foi superior à dos CAE em 3 dos 18 anos do período em análise, em virtude de sobrestimação significativa da previsão da inflação pela ERSE nos anos de 2009, 2013 e 2014 (ainda que no período 1999-2017 o desvio médio de estimação da inflação pela ERSE tenha sido reduzido).

Na tabela 11 sintetizam-se os resultados obtidos para as taxas estimadas para o período entre 1999 e 2017, na qual se apura que a taxa de retorno real garantida nos CAE, definida unilateralmente pela EDP em 1996, foi, em média simples, aproximadamente 39% superior à taxa real que a ERSE fixou para a EDP Distribuição. Se consideramos a diferença entre a taxa nominal estimada dos CAE e as taxas nominais fixadas pela ERSE, a diferença desce para 28,5%.

A taxa de remuneração que se considerou foi aquela que a ERSE adotou para a EDP Distribuição. Porém, como se concluiu nesta secção, a taxa de remuneração da EDP Distribuição deverá sobrestimar o custo de capital da EDP Produção na atividade com CAE.

¹³⁰ Vide ERSE, Parâmetros para o Triénio 2002-2004 e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2002 - Portugal Continental, 30-11-2001, no qual se afirma, pág 266, “Este facto está totalmente de acordo com a visão de muitos analistas financeiros que consideram a EDP uma empresa de risco muito baixo, como é o caso da Schroeder Salomon Smith Barney que afirmou no final do ano passado que a EDP é a “... Europe’s lowers-risk utility””.

¹³² ERSE, Parecer da ERSE sobre o projecto de Decreto-Lei CMEC, maio de 2004.

Tabela 10: Taxas de remuneração real dos CAE e nominal e real estimadas pela ERSE entre 1999 e 2017

Ano	Tx. rem. real CAE	Tx. inflação	Tx. nominal CAE	Tx. rem. nominal ERSE EDP Dist.	Tx. infl. implic. Decisões tarifárias ERSE	Tx. real ERSE EDP Dist. c/ infl. Implic. nas decisões tarifárias	Tx. real ERSE EDP Dist. com inflação real observada
1996	8,5	3,1	11,9				
1997	8,5	2,3	11,0				
1998	8,5	2,6	11,3				
1999	8,5	2,3	11,0	8,50*	2,00	6,37	6,06
2000	8,5	2,9	11,6	8,50*	2,00	6,37	5,44
2001	8,5	4,4	13,3	8,50*	2,00	6,37	3,93
2002	8,5	3,6	12,4	9,00	3,00	5,83	5,21
2003	8,5	3,2	12,0	9,00	3,00	5,83	5,62
2004	8,5	2,4	11,1	9,00	3,00	5,83	6,45
2005	8,5	2,3	11,0	8,50	2,40	5,96	6,06
2006	8,5	3,1	11,9	8,00	2,30	5,57	4,75
2007	8,5	2,5	11,2	8,00	2,30	5,57	5,37
2008	8,5	2,6	11,3	8,00	2,30	5,57	5,26
2009	8,5	-0,8	7,6	8,55	2,50	5,90	9,43
2010	8,5	1,4	10,0	8,39	1,60	6,68	6,89
2011	8,5	3,7	12,5	8,56	2,00	6,43	4,69
2012	8,5	2,8	11,5	9,50	1,40	7,99	7,05
2013	8,5	0,3	8,8	9,50	1,30	8,09	8,24**
2014	8,5	-0,3	8,2	9,50	1,30	8,09	8,39**
2015	8,5	0,5	9,0	6,34	0,90	5,39	5,81**
2016	8,5	0,6	9,2	6,48	1,40	5,01	5,84
2017	8,5	1,4	10,0	6,68	1,50	5,10	5,21
Média 1999-2017	8,5	2,05	10,72	8,34	2,01	6,21	6,10

Fonte: ERSE, EDP, Pordata, cálculos próprios. * valor para a REN; nos dois primeiros períodos regulatórios a ERSE fixou taxas de remuneração idênticas para a REN e para a EDP Distribuição¹³¹.

**as taxas de remuneração aplicadas pela ERSE na EDP Distribuição entre 2012 e 2014 estiveram indexadas aos CDS (Credit Default Swap), considerada uma variável representativa das condições de financiamento da economia nacional. As taxas finais aplicadas foram de 10,05% em 2012, de 8,56% em 2013 e de 8,26% em 2014.

Tabela 11: Valores médios de Remuneração de 100 Euros a preços correntes de 1996 segundo os CAE e a regulação pela ERSE de acordo com as taxas adotadas para EDP Distribuição, entre 1999 e 2017

	Taxa	Valor	dif. CAE/ERSE	%
Nominal	CAE c/ inflação real	10,72		
	ERSE	8,34	28,52%	
Real	CAE ERSE	8,5		
	c/inflação ex-ante	6,21	36,90%	
	ERSE c/inflação real	6,10	39,34%	

Fonte: ERSE, EDP, Pordata, cálculos próprios.

Face ao baixo nível de risco dos contratos CAE, o nível de remuneração garantida nesses contratos é qualificável como excessiva face ao custo de capital da atividade de produção do grupo EDP, por referência à taxa de remuneração fixada pela ERSE para a EDP Distribuição.

RECEITAS ENERGIA

Table with columns for year (2026-2042) and various energy regions (Aguilera, Alto Lindoso, Alto Rabalho, Bemposta, Bouca, Cabril, Calderião, Caniçada, Carrapatelo, Castelo de Bode, Crestuma-Lever, Miranda, Nogueira, Paredes, Póvoa, Pracina, Raiva, Régua, Salamonde, Tabooso, Torão, Vila Verde, Vobado, Vendas Novas, Vendas Novas III (Fradel), Vilamoure das Furnas, Energia Total). Rows represent years from 2026 to 2042.

preço gossista atualizado inflação 2%/ano

preços anuais a preço atualizado a inflação

de 2007 a 2026

preço gossista atualizado a 2007 preço com inflação

reata anual atualizada a 2007 preço com inflação

valor atual 2007 receitas de mercado preço com inflação

CUSTOS OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Table with columns for year (2026-2042) and various energy regions (Aguilera, Alto Lindoso, Alto Rabalho, Bemposta, Bouca, Cabril, Calderião, Caniçada, Carrapatelo, Castelo de Bode, Crestuma-Lever, Miranda, Nogueira, Paredes, Póvoa, Pracina, Raiva, Régua, Salamonde, Tabooso, Torão, Touveio, Vila Verde, Vendas Novas, Vendas Novas III (Fradel), Vilamoure das Furnas, Energia Total). Rows represent years from 2026 to 2042.

custos O&M unitário com inflação 2%/ano

custos anuais O&M a preço com inflação

factor de desconto com custo capital 7,8%

custo ano atualizado a 2007 preço com inflação

custo ano atualizado a 2007 preço com inflação

custo unitário O&M por unidade produzida

Conclusions

The main findings on market power and stranded costs in hydro power, investigated in the three essays, are interlinked and have risen important public policy issues, highlighting that the assumptions on which the Portuguese state support was granted to recover stranded costs were wrongly assessed.

Theoretical and empirical analysis confirms that the performance of hydro power plants with very low storage capacity and facing volatile inflows, like run-of-river power plants, are not affected by market power. However, the empirical analysis of the Portuguese reservoir hydro power plants performance suggests that, in general, in the short term, there is correlation between hydro generation behavior and market power indexes related with the market splitting performance in IEM (it was assumed that when Portugal – EDP's area of dominance – becomes a separated price zone from Spain, EDP has more market power). The ability to pump, high rated power capacity and cascade management of reservoirs were identified as other factors which enhance the ability for hydro power to behave strategically.

In the period analyzed (2007-2017), market power indexes showed a general diminishing trend, which is related with a diminishing EDP's residual demand, due to the increase of both renewables and import capacity from Spain and a slow decreasing trend of overall demand for electricity in Portugal. Portuguese wholesale prices of electricity converged with the Spanish prices, showing that the EDP's ability to raise prices over the price of the bordering market (which is approximately 4 times larger than the Portuguese) has diminished over time.

However, EDP's generation profits were mostly ex-ante defined in contracts (Power Purchase Agreements) and latter in subsidies (stranded costs compensations, the so-called CMEC) and were in a lesser extent dependent on actual electricity wholesale prices, except for the market for grid balancing services, a market which is national in scope (but much smaller than the wholesale market) and in which EDP remained dominant, and where the Portuguese energy regulator and the portuguese competition authority detected evidence of the exercise of market power.

In fact, Power Purchase Agreements (PPA), signed in 1996, one year before liberalization at the EU level, mostly for hydro power plants, established a fixed remuneration for the next 30 years (on average), for power plants built between the fifties and early nineties of the XX century, with a rate of return which was at least 39% higher than the EDP's real cost of capital between 1999 and 2017 for power plants with long term contracts. EDP's

accounting information showed that EDP's power plants, which received stranded costs compensation support, would remain profitable even without compensations, demonstrating that there was no evidence of stranded costs (costs that would not be possible to recoup under a competitive market framework), against the assumption on which these payments were authorized by DG Competition.

PPA contracts and stranded costs compensations provided EDP with a stable rate of return, with very low risk, at a higher level than EDP's cost of capital for generation assets with long term contracts, which boosted EDP's investment capacity, allowing it to expand to other geographic markets (Brazil, Spain and the US) and to respond to entry threats by other players, presenting a significant distortion of competition.

There is also evidence of state aid to EDP when the Portuguese State decided to extend hydro concessions for more than 20 years on average, selling the concession rights below what a private investor or a competition tender would pay.

In general, the Portuguese state pursued a policy of promoting a national champion within the European internal energy market, supported in state subsidies financed by the electricity consumers. Although EDP's market power diminished over time, as long as the contracts and the stranded costs compensations were in force, its generation profits remained mostly unaffected. EDP's financial support had an important impact on wholesale and retail prices of electricity supported by end customers, and lead to very significant welfare transfers from the consumers in favor to the EDP group.

In conclusion, EDP's market power at the beginning of the liberalization and the difficulties to detect its exercise, given the complexities of hydro management, presented important public policy issues. However, the main sources of concerns from a consumer welfare perspective, were related with how the issue of fixed costs recoupment was dealt by the Portuguese state and by EDP in the beginning of liberalization, pre-determining risk free high rates of return for most pre-existing generation assets in Portugal, conditions which would last for the next 30 years.