

Agradecimentos

À minha querida família por tudo o que me ensinaram, pelo seu amor e carinho sempre presentes e sempre um porto de abrigo.

À Anabela pelo seu amor, ternura, sempre presente, e pelo seu inestimável apoio e segurança.

A todos os meus amigos.

Ao meu orientador, o Professor José Zorro Mendes, por toda a ajuda, apoio e disponibilidade para que este trabalho fosse possível. O meu muito obrigado.

Ao Doutor Eduardo Teixeira, da ERSE, pela cedência dos dados relativos ao MIBEL.

Ao Nord Pool pela cedência de dados

Resumo

Este trabalho pretende, através do estudo comparativo de dois blocos de mercados regionais, MIBEL e Nord Pool, para o período temporal 2008-2015, analisar a evolução de preços no mercado grossista, a convergência entre os dois blocos comerciais e qual destes apresenta maior integração entre os seus membros. O preço da energia é um fator preponderante, que afeta a competitividade das empresas e o bem-estar social, assim, um setor elétrico com baixa competitividade vai transferir as suas ineficiências a todos os setores da economia, tornando-se por isso importante avaliar a evolução do mercado interno no espaço Europeu, desde que a União Europeia, através da Directiva 96/92/CE, deu impulso à liberalização do setor elétrico. Um dos grandes desenvolvimentos rumo ao mercado interno de eletricidade está relacionado com a formação de mercados regionais, como passo intermédio, para a posterior integração, que é ainda um processo em curso. Este trabalho evidenciou que os dois blocos, MIBEL e Nord Pool, não estão relacionados, divergem quanto à evolução de preços no mercado grossista, apresentando-se mais convergente e integrado o MIBEL e mais competitivo o Nord Pool, com preços grossistas mais baixos.

Palavras-chave: Mercado da eletricidade, MIBEL, Nord Pool, União Europeia

Abstract

This work aims, through the comparative study of two blocks of regional markets, MIBEL and Nord Pool, for the time period 2008-2015, to analyze the evolution of prices in day-ahead market convergence between the two trading blocks and which of these is more integration among its members. The price of energy is a major factor affecting the competitiveness of enterprises and social welfare, so a weak competitive electricity sector will transfer its inefficiencies to all sectors of the economy, becoming so important to assess market developments internal in the European space, since the European Union by Directive 96/92 / EC, gave impetus to the electricity sector liberalization. One of the major developments towards the domestic electricity is related to the formation of regional markets as an intermediate step for further integration, which is still an ongoing process. This work showed that the two blocks, MIBEL and Nord Pool, are not related, they differ on the evolution of prices in day-ahead market, presenting more convergent and integrated MIBEL and competitive Nord Pool, with lower prices.

Keywords: Electricity market, MIBEL, Nord Pool, European Union

Siglas

ENTSOE - *A European Network of Transmission System Operators for Electricity*

ERGEG - *European Regulators' Group for Electricity and Gas*

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

MIE – Mercado Interno de Eletricidade

NordREG – *Nordic Energy Regulators*

NWE – *North-West Europe*

OMIE – Operador do Mercado Elétrico Espanhol

ORT – Operador da Rede de Transporte

RAR – Resolução da Assembleia da República

TIC – Tecnologias de Informação e Comunicação

TLC – Trilateral Market Coupling

UE – União Europeia

Índice Geral

Índice Geral	vi
1.INTRODUÇÃO	1
2.REVISÃO DA LITERATURA	4
2.1. O Movimento de Liberalização do Setor Elétrico	4
2.2. Alterações do Setor Elétrico no Espaço Europeu Promovidas pela UE.....	8
2.3. Mercados de Eletricidade Regionais	10
2.4. Acoplamento dos Mercados de Eletricidade	13
2.5. MIBEL.....	16
2.5.1. Portugal.....	18
2.5.2. Espanha.....	18
2.6. Nord Pool.....	18
2.6.1. Noruega	19
2.6.2. Suécia.....	20
2.6.3. Finlândia	20
2.6.4. Dinamarca.....	20
3.DADOS	20
4.METODOLOGIA	21
5.ANÁLISE DOS DADOS	22
6.CONCLUSÃO	29
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	32
ANEXOS	42

Índice de tabelas e figuras

Figura 1 - Evolução temporal do preço médio anual no MIBEL	42
Figura 2 - Evolução temporal do preço médio anual no Nord Pool	42
Figura 3 - Evolução temporal do Δ MIBEL mensal.....	43
Figura 4 - Evolução temporal do Δ Nord Pool mensal.....	43
Figura 5 - Evolução temporal do Δ MIBEL anual	43
Figura 6 - Evolução temporal do Δ Nord Pool anual	43
Figura 7 - Evolução do preço máximo e mínimo mensal no MIBEL	44
Figura 8 - Evolução do preço máximo e mínimo mensal no Nord Pool	44
Figura 9 - Evolução da correlação mensal no MIBEL	45
Figura 10 - Evolução da correlação anual para o par DK-FI.....	45
Figura 11 - Evolução da correlação anual para o par DK-NO	45
Figura 12 - Evolução da correlação anual para o par DK-FI.....	45
Figura 13 - Evolução da correlação anual para o par FI-NO.....	45
Figura 14 - Evolução da correlação anual para o par FI-SE.....	45
Figura 15 - Evolução da correlação anual para o par NO-SE	45
Figura 16 - Evolução da correlação mensal no Nord Pool	46
Tabela I - Preço médio anual e do período 2008-2015 no Nord Pool.....	42
Tabela II - Preço médio anual e do período 2008-2015 no MIBEL.....	42
Tabela III - Preços médios das zonas de preço da Noruega	44
Tabela IV - Evolução correlação anual no MIBEL.....	46
Tabela V - Evolução correlação anual no Nord Pool	46

1. INTRODUÇÃO

O âmbito de estudo da dissertação recai sobre a comercialização da energia elétrica, especificamente, o mercado diário grossista (*wholesale market*), nos mercados regionais da UE, particularmente quanto à convergência, integração e evolução temporal dos preços nos mercados MIBEL e Nord Pool, no horizonte temporal de 1 janeiro de 2008 a 31 de dezembro de 2015.

O setor energético é fulcral na economia da UE, tanto para os consumidores residenciais como para as empresas, tornando-se mais relevante, na medida em que esta região importou, em 2014, 53,4% da sua energia (Eurostat, 2016), sendo a região mais importadora de energia do mundo (European Commission, 2015b).

A energia é um elemento importante no desenvolvimento das atividades do dia-a-dia dos cidadãos e das empresas, pelo que, sem um setor elétrico competitivo e eficiente, as sociedades apresentam diminuição de bem-estar social. O preço da energia é um fator preponderante, que afeta a competitividade das empresas, principalmente nos setores intensivos em energia ou em setores com fraca eficiência energética, pondo em causa essa competitividade na indústria europeia. A UE apresenta preços de energia elétrica mais elevados que os seus parceiros económicos, apesar de, no mercado grossista, os preços serem semelhantes aos praticados nos EUA, podendo estes diferenciais pôr em causa investimentos nas indústrias intensivas em energia na Europa, provocando deslocações deste tipo de investimentos, para outras zonas do globo com preços de energia mais baixos (European Commission, 2014a).

A década de 90, deu início a fortes mudanças que vieram pôr em causa as formas tradicionais de organização do setor elétrico. Este setor era visto, à altura, como pouco eficiente, verticalmente integrado e não sujeito às regras de mercado e como tal, impunha

custos excessivos a todas as economias do espaço europeu, isto é, as ineficiências do setor elétrico eram absorvidas pelos outros setores da economia (Jamassb & Pollitt, 2005).

A liberalização do setor elétrico, na Europa, foi iniciada pelo Reino Unido seguindo-se a Noruega no início da década de 90, alastrando-se numa fase subsequente ao restante espaço europeu. Partindo do princípio de que as redes de transporte e de distribuição eram um monopólio natural, a geração e a comercialização eram vistas como atividades, na cadeia de valor, com potencial competitivo (Silva, 2007; Glachant & Ruester, 2014).

Desde os primeiros passos dados na criação do mercado único de energia elétrica, no espaço Europeu, a meio dos anos noventa, e apesar do esforço aplicado pelas instâncias europeias e pelos seus membros, há ainda caminho por fazer, apesar das evoluções e objetivos alcançados, designadamente quanto ao aumento de concorrência no setor, ao poder de escolha do consumidor quanto ao fornecedor de eletricidade, ao acesso não discriminatório às redes, ao aumento do comércio transfronteiriço e à integração dos mercados (Zachmann, 2008; Pellini, 2012).

Por forma a dar força à desverticalização do setor da energia elétrica, a UE tomou a iniciativa e criou condições para catalisar este processo através da elaboração de três pacotes legislativos, sob a forma de diretivas em 1996, 2003 e 2009. Esta legislação veio impor a separação da cadeia de valor do setor, favorecendo a eficiência, ao introduzir concorrência nos segmentos potencialmente competitivos, como são a produção e a comercialização, mantendo-se como monopólio natural o transporte e a distribuição.

No decurso do lançamento dos pacotes legislativos, constatou-se que o MIE não seria tarefa fácil, dada a grande variedade de soluções existentes nos diferentes Estados-Membros. Preferiu-se aproveitar as experiências dos mercados regionais existentes ou em

formação, para, a partir destes, se ir construindo um mercado pan-Europeu de eletricidade (Jamasb & Pollitt, 2005).

Face às diferenças existentes no setor elétrico de cada país e à diferente evolução na implementação dos pacotes legislativos no setor elétrico, a UE estabeleceu que teria de existir um passo intermédio, para acelerar o MIE: os mercados regionais (ERGEG, 2006). O desenvolvimento de mercados regionais de eletricidade são um passo e uma ponte para o objetivo final de um mercado único e competitivo (ERGEG, 2010).

Apesar dos vários avanços, e por várias razões, das quais se destacam a distância geográfica entre mercados, a insuficiente capacidade de interligação entre as redes de transporte e o diferente cabaz de produção dos vários Estados-Membros, ainda não se verifica uma integração entre todos os mercados, de forma a atingir o objetivo do mercado único, indo ao encontro dos resultados obtidos por vários autores, Zachmann (2008), Bosco et al (2010) e Pellini (2012). Portanto, o MIE é, ainda, um processo em evolução.

A ideia deste estudo decorre do facto de que, como um todo, considerando os preços da eletricidade nos mercados grossistas regionais, verifica-se que uma convergência de preços ainda não existe, no entanto, a convergência ocorre em diferentes momentos no espaço interior dos mercados regionais. Há mercados regionais com maior grau de integração que outros (Pellini, 2012; Ouriachi & Spataru, 2015), como são o caso do MIBEL e do Nord Pool (Sandsmark, 2009; Karova, 2011).

Apesar das diretivas e da construção do MIE, os preços convergem dentro dos dois blocos em estudo? A evolução dos preços praticados em bolsa nos dois blocos está relacionada? Os preços da eletricidade no mercado do grossista diminuíram nos dois mercados regionais?

Assim, o objetivo deste estudo é realizar uma análise comparativa entre os preços do mercado diário dos blocos MIBEL e Nord Pool.

O contributo deste trabalho para o estudo da integração do mercado elétrico, será o de trazer à luz os resultados da análise da evolução dos preços da energia no mercado grossista diário, de ambos os mercados, apurar em que mercado existe maior integração e convergência de preços entre os participantes desses mercados e se os preços dos blocos apresentam associação.

Os preços do mercado diário são a referência para os diferentes produtos financeiros associados à compra de energia, para os contratos bilaterais, assim como para o mercado intradiário tanto no MIBEL (Silva, 2007; Meeus, 2011), como para o Nord Pool (Botterud et al, 2010; Hellström et al, 2012).

Estes dois mercados regionais foram escolhidos pelas suas semelhanças: apresentam geografia periférica, mais a Península Ibérica, em relação ao centro da Europa e ligaram os mercados nacionais num mercado regional grossista gerido por um só operador de mercado.

A Dissertação terá como estrutura após a introdução, a revisão da literatura, com os aspetos mais relevantes abordados pelos vários autores, seguindo-se a metodologia utilizada, a análise dos dados e a conclusão. A elaboração deste trabalho segue as normas de *Harvard* para citações e referenciação bibliográficas.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. *O Movimento de Liberalização do Setor Elétrico*

O setor elétrico em Portugal estava organizado através de empresas privadas concessionadas, em 1975 deu-se a nacionalização e a integração vertical do setor tomou forma com a criação da Electricidade de Portugal (EDP), mas somente em 1980, se deu

por terminada a eletrificação rural. O preço da eletricidade era definido centralmente por processos de regulação tarifária pouco claros e os consumidores não tinham poder de escolha quanto ao fornecedor, face à existência de uma só empresa no setor elétrico. Assim, frequentemente, com objetivos políticos, os níveis tarifários eram alvo de gestão política realizada diretamente pelo Governo. Isto ocorria, porque o setor elétrico, face à sua dimensão e peso na economia nacional, tanto no emprego como no investimento e contribuição para o PIB, era usado como almofada nos períodos de crise económica (Saraiva et al, 2002).

No período pós-guerra, na Europa, o setor elétrico foi nacionalizado em vários países, tornando-se num monopólio público, paradigma dominante na Europa e noutros continentes (Silva, 2007).

A verticalização do setor elétrico surge para colmatar, também, imperfeições de mercado (Joskow, 2005), como, por exemplo, para internalizar investimentos ou, atendendo ao facto de ser um bem essencial, para garantir que chega a toda a população sem exceção, mesmo em locais isolados. Assim, este modelo justificava-se por motivos técnicos, por favorecer o controlo e a coordenação central do sistema face ao constante equilíbrio que tem de existir entre o consumo e a produção, dificilmente conseguido com um sistema descentralizado, sendo que os desequilíbrios, entre produção e consumo levam a variações no sistema de frequência (sai fora do intervalo de segurança centrado nos 50 Hz) que podem colocar geradores fora de serviço, e por cadeia de eventos, conduzir a um apagão (blackout), justificando-se também, por motivos económicos, porque o desenvolvimento das redes implica um elevado investimento, sendo o transporte e a distribuição monopólios naturais, seria economicamente ineficiente haver redundâncias nas redes. Assim, o monopólio internalizava os investimentos de longo

prazo e favorecia a propriedade Estatal do setor (Joskow, 1997; Ouriachi & Spataru, 2015). A decisão de construção de novas centrais de geração era feita centralmente, tal como o planeamento dos investimentos nas redes, devido ao ambiente económico pouco volátil e face à previsibilidade dos aumentos de carga e não só pelo formato verticalmente integrado do setor (Saraiva et al, 2002).

No seguimento do segundo choque petrolífero, e das consequências que isso teve nas economias europeias, altamente dependentes dos combustíveis fósseis, à exceção, talvez da Noruega, a maior parte da produção de energia elétrica era obtida a partir da queima de combustíveis fósseis, petróleo e gás natural. Com essa realidade, a Europa, foi confrontada com a grande vulnerabilidade das suas economias face a terceiros, designadamente, aos produtores de petróleo e gás natural. Assim, e como consequência dessa dependência externa, surge em diversos países uma preocupação em reduzir essa vulnerabilidade, com o incentivo, via legislativa, à utilização de recursos endógenos, tais como a construção de pequenas centrais hídricas, eólicas, à cogeração e à utilização de resíduos combustíveis, diversificando dessa forma, as fontes energéticas. Este recurso era aberto à iniciativa privada e obrigava as empresas integradas a adquirir a energia produzida por esses centros produtores, através de uma tarifa muito atrativa (Saraiva et al, 2002).

Paralelamente, começam a surgir as primeiras contestações ao modelo do setor elétrico, um serviço público com intervenção estatal e gerido por empresas públicas, assinalando que vários segmentos da cadeia de valor do setor elétrico tinham potencial, designadamente, a produção e a comercialização – os extremos, para estarem sujeitos às forças do mercado, enquanto os segmentos intermédios, rede de transporte e a rede de distribuição, pela sua natureza, constituem um monopólio natural. Mais de uma rede, seja

no transporte ou na distribuição, para ter disponível o mesmo serviço, conduz a uma utilização não ótima dos recursos, com aumento de custos, como assinalam Joskow (1997) e Bös (2003), ficando então sujeitas à regulação pela entidade supervisora do setor. A alteração do modelo do setor elétrico ocorre no decurso das alterações já sofridas por outras indústrias de rede, como são as telecomunicações, os transportes e serviços postais, alterando a configuração e modo de atuação em mercado concorrencial destes setores, nas economias nacionais (Silva, 2007), aumentando a concorrência, e dando aos clientes nestas áreas um papel mais ativo na escolha do seu fornecedor de serviços (Saraiva et al, 2002).

O setor elétrico ficou fora do movimento inicial da reestruturação das indústrias de rede, e como tal, foi necessário esperar que algumas condições se verificassem devido à própria natureza da eletricidade, diferente em muitos aspetos das restantes *commodities* como assinala Joskow (1997): não armazenável, pelo menos de forma economicamente viável e em grande escala, e a existência permanente de equilíbrio entre a produção e o consumo, em tempo real, coordenado de forma centralizada. Houve um conjunto de fatores que catalisaram o processo de alteração do setor elétrico, nomeadamente, as evoluções ocorridas nas décadas de 80 e 90 ao nível das TIC e dos meios computacionais, permitindo a supervisão e controlo das redes em tempo real e o acompanhamento, também em tempo real, dos trânsitos de energia e da evolução do consumo, aumentando a segurança e a fiabilidade do sistema, e dando impulso aos instrumentos de índole informática para o surgimento das bolsas de energia, designadas de *pool*, do mercado grossista.

Outro aspeto, que teve importância e que ajudou a promover a liberalização do mercado elétrico, foi o desenvolvimento ocorrido no mercado de gás natural,

designadamente, o alargamento da sua rede de distribuição, permitindo que os investimentos nas centrais de produção de ciclo combinado a gás natural pudessem ser feitos em locais economicamente mais vantajosos para a venda de energia, acompanhado pela evolução tecnológica das centrais, concretamente, pela diminuição da sua dimensão e pelo aumento de rendimento, face às anteriores versões, permitindo uma edificação mais célere e com menor propriedade capital intensivo, possibilitando menores prazos de amortização do investimento e favorecendo a dispersão geográfica deste tipo de eletroprodução (Saraiva et al, 2002).

Os primeiros passos na reestruturação do setor elétrico da Europa, foram dados pelo Reino Unido (Saraiva et al, 2002; Glachant & Ruester, 2014) e Noruega (Botterud et al, 2002; Silva, 2007) em 1990 e 1991, respetivamente. Posteriormente, outros países do espaço europeu, como Portugal e Espanha, seguiram o movimento, dando início a mudanças estruturais do setor em 1995 e 1997, respetivamente (Saraiva et al, 2002; Silva, 2007; Ferreira et al, 2007; Furió & Lucia, 2009).

2.2. Alterações do Setor Elétrico no Espaço Europeu Promovidas pela UE

A UE, no seguimento do Acto Único Europeu (União Europeia, 1986), em que, entre várias iniciativas, como a alteração no processo de tomada de decisão, relança a realização do mercado interno e cria as condições para que o setor elétrico se reformule, vislumbrando um MIE Europeu e supranacional. No passado, como assinala Meeus et al (2005), o fornecimento de energia elétrica era considerado um serviço de interesse económico geral e, conseqüentemente, não sujeito às regras de mercado. No entanto, o Tribunal Europeu da Justiça deliberou em sentido contrário em várias ocasiões, assinalando que a energia elétrica é um bem, pondo fim a essa consideração generalizada, dando impulso, de certa forma, à mercantilização da eletricidade. Dando forma ao

objetivo da construção do MIE, a UE lança três pacotes legislativos em formato de Diretivas: Directiva 96/92/CE em 1996, Directiva 2003/54/CE em 2003 e Directiva 2009/72/CE em 2009 (União Europeia 1996, 2003, 2009a), impondo alterações graduais para se alcançar esse objetivo, permitindo, de forma geral, uma expectável diminuição dos preços da eletricidade, aumento da segurança no aprovisionamento, aumento de competitividade e garantia de fornecimento e proteção ambiental (descarbonização do setor, ao favorecer as energias renováveis e a eficiência energética), como refere Figueiredo et al (2015). Estas Diretivas impunham metas sobre a arquitetura e o formato do mercado elétrico, que posteriormente foram objetivadas pelos governos, estabelecendo os mecanismos para atingir essas metas, sendo os vários Estados-Membros soberanos na escolha desses mecanismos (Meeus et al, 2005), que foram inscritos na legislação de cada país.

A UE veio promover a separação de propriedade, com a Diretiva 2009/72/CE, entre a geração e a rede de transporte e de distribuição, criando condições para que o acesso à rede de transporte seja feito sem arbitrariedades, isto é, permitindo o acesso não discriminatório de terceiros à rede, sendo crucial para os novos entrantes e para a gradual abertura dos mercados nacionais. A efetiva separação vertical (*unbundling*) vai potenciar a competição nos segmentos da cadeia de valor do setor elétrico, como são comercialização (*retailer market*) e a geração, nesta última vai promover o aumento da competitividade do mercado grossista (*wholesale market*). Surgem, face ao monopólio natural na distribuição e no transporte, a criação das entidades reguladoras nacionais do setor elétrico, com a independência e autoridade necessárias ao seu exercício, que regulam, entre outras ações, o acesso às redes. Os três pacotes legislativos, designadamente a última Diretiva, dão estímulo às trocas comerciais através das redes

transfronteiriças, com a sua regulamentação, promovem as fontes de energia renováveis e consolidam a posição central do consumidor na escolha do fornecedor de energia (Jamasp & Pollitt, 2005; Trillas, 2010; Pellini, 2012). De forma a favorecer e a agilizar as trocas comerciais transfronteiriças, foram estabelecidas regras para o espaço europeu, configuradas no Regulamento (CE) N° 714/2009 (União Europeia, 2009b).

No período que mediou a saída do 2° e 3° pacote legislativo a UE elaborou um conjunto de relatórios a analisar a evolução do MIE (European Commission, 2006 e 2007), coadjuvados por estudos de vários autores (Haas et al, 2006; Trillas, 2010; Bollino et al, 2013), assinalam que, apesar dos progressos ocorridos, o objetivo de um mercado completamente aberto ainda não foi conseguido. Um mercado competitivo nos vários segmentos da cadeia de valor, que garanta segurança no aprovisionamento a preços competitivos, é a força motriz para atingir o crescimento e o bem-estar social do espaço europeu. Para estes autores, os principais entraves ao mercado liberalizado são: a concentração dos mercados, nomeadamente concentração horizontal na geração; as práticas de colusão; a excessiva integração vertical entre geração e transporte; a discriminação no acesso às redes; o subinvestimento (falta deste ou o seu adiamento) face à integração vertical existente, seja em redes de transporte ou de distribuição ou em novos centros produtores e a falta de ligações transfronteiriças. Como consequência, o 3° pacote legislativo teve em conta a correção destes desvios ao MIE, assegurando uma separação clara entre o aprovisionamento, produção e o funcionamento das redes, transporte e distribuição (União Europeia, 2009a).

2.3. Mercados de Eletricidade Regionais

No decurso da evolução do MIE constatou-se que, no período pós implementação do 2° pacote legislativo, face às diferenças entre os países, designadamente, as diferentes

velocidades quanto à aplicação das diretivas, diferentes cabazes de produção e diferentes graus de verticalização do setor, teria de ser criado um conjunto de mercados regionais, semelhantes ao Nord Pool, uma etapa intermédia e essencial na edificação do MIE, conforme assinalam a ERGEG (2006 e 2010), Karova (2011), Figueiredo & Silva (2013), Glachant & Ruester (2014) e Weber et al (2010).

Os mercados regionais, pela experiência tida no espaço Europeu, devem iniciar-se envolvendo inicialmente dois a três membros (países), para posteriormente, face à sua própria integração, poderem alargar-se a outros membros, a exemplo do bem-sucedido Nord Pool (Oseni & Pollitt, 2016). Assim, a ERGEG em 2006, apoiada pela Comissão Europeia, promoveu a formação de sete mercados regionais de eletricidade (Regional Electricity Markets - REM), através das iniciativas regionais de eletricidade (Electricity Regional Initiatives - ERI), inscritas no Anexo I do Regulamento (CE) N.º 714/2009 (União Europeia, 2009b). As condições prévias ao estabelecimento das sete iniciativas regionais de eletricidade, como anota Karova (2011), são a separação entre as redes e a geração – reestruturação da integração vertical das empresas – e o desenvolvimento de ligações transfronteiriças, através do aumento da sua capacidade de trânsito de energia, pois têm papel relevante nas trocas comerciais entre os membros dos mercados regionais, limitando o congestionamento e fomentando a competitividade no seio de cada mercado.

O investimento em novas ligações transfronteiriças vai diminuir o poder de mercado dos geradores, aumentar a concorrência e promover o aumento do bem-estar social da área de importação (Turvey, 2006). Como assinala Meeus et al (2009), cerca de 10% do consumo na UE é suprido através do comércio transfronteiriço, indo este induzir à convergência de preços entre os países interligados (Parisio & Bosco, 2008).

Sem uma capacidade de interconexão nas linhas de transporte transfronteiriças, existe uma gestão pouco eficaz no congestionamento que ocorre quando o fluxo comercial de energia é superior à capacidade da rede e suas linhas, pondo em causa a integração dos mercados, bloqueando a própria construção do MIE. Este aspeto é tão importante para os mercados regionais e para o mercado comum de eletricidade, face à falta de elos de ligação entre diversos países, que a Comissão Europeia lhe dá grande enfoque, propondo o objetivo de 10% de capacidade de interligação elétrica até 2020 (European Commission, 2015a), tendo proposto que se aumentasse o atual objetivo de interligação de 10% para 15% até 2030 (European Commission, 2014b). O reforço das interligações irá contribuir, não só para aumentar o fluxo de energia transfronteiriça, diminuindo o preço da energia no lado importador, mas também vai reduzir a necessidade de investimento em novos centros produtores para os picos da procura (Hobbs et al, 2005) e favorecer a penetração das renováveis, permitindo assim, que a rede integre fluxos cada vez maiores de energia renovável contribuindo para a descarbonização do setor elétrico (European Commission, 2015a), correndo a favor das metas estabelecidas pela UE para 2020: 20% de energias renováveis e 20% na redução nas emissões de carbono (European Commission, 2010).

Um dos grandes entraves, e que atrasou a implementação dos mercados regionais, foi a dificuldade sentida na gestão dos congestionamentos e na gestão dos fluxos de energia transfronteiriços (Karova, 2011). Aliás, um dos grandes focos da integração é a gestão dos congestionamentos nas ligações transfronteiriças (Weber et al, 2010). Quando se verifica congestionamento nas ligações transfronteiriças, o mercado separa-se em várias áreas de preços (*pricing zones*), até que deixe de se verificar (Dominguez & Bernat, 2007; Ouriachi & Spataru, 2015). No MIBEL, em caso de congestionamento, o mercado

é separado em duas zonas que correspondem às áreas geográficas de Portugal e Espanha, no caso do Nord Pool, nem sempre foi estável a definição dessa separação. A Noruega atualmente apresenta cinco áreas de preços, a Dinamarca sempre manteve duas áreas de preços e a Suécia que começou por ser uma única área de preço, desde 01 de novembro de 2011 passou a ter quatro áreas, ocorrendo esta alteração para aumentar a eficiência do mercado e para promover o investimento no reforço da sua rede interna de transporte de acordo com o NordREG (2012). A Finlândia mantém, desde o início da entrada para o Nord Pool, uma área de preço (Nord Pool, 2015).

2.4. *Acoplamento dos Mercados de Eletricidade*

Para ligar os mercados de eletricidade, sejam locais ou regionais, várias metodologias são usadas para fazer a gestão dos congestionamentos de fluxos de energia transfronteiriços, havendo um consenso de que o *market coupling/market splitting* são a melhor metodologia para agregar mercados (Glachant, 2010; Figueiredo et al, 2015).

A metodologia do *market splitting* e *market coupling* é semelhante no seu algoritmo de otimização do bem-estar dos mercados agregados, permitindo a coordenação do preço de diferentes zonas através de leilões implícitos (Weber et al, 2010; Oggioni & Smeers, 2013; Figueiredo et al, 2015). O *market splitting*, aplicado no Nord Pool e no MIBEL, só lida com um operador de mercado, enquanto o *market coupling* liga vários mercados e lida com vários operadores, como é o caso do mercado TLC, que acopla os mercados da Bélgica, França e Holanda (Weber et al, 2010; Ouriachi & Spataru, 2015). Esta metodologia permite aos mercados com preços mais baixos exportarem para mercados com preços mais elevados, só limitada, essa exportação, pela capacidade das interligações transfronteiriças (Meeus et al, 2009). Sob as condições de perfeita concorrência entre os vários agentes de mercado, o preço da energia, sem limitações na

capacidade de interligação, tende a igualizar-se entre os mercados acoplados. A região com preços mais baixos vai exportar energia para a região com preços mais elevados, impondo um aumento de preços na região exportadora e uma diminuição na região importadora, promovendo a igualização de preços e um aumento no bem-estar do conjunto. Apesar das perdas e ganhos nos excedentes dos consumidores e dos produtores, em ambas as zonas, o resultado final é superior ao estado pré-acoplamento (Weber et al, 2010).

Os países nórdicos tomaram a dianteira com o acoplamento de quatro países (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca), formando um só bloco com um operador de mercado a gerir a bolsa de ofertas (*pool*), o Nord Pool (*power exchange*). Se a rede apresentar congestionamento, terá de ser feita a separação por diferentes zonas de preço (*pricing areas*), através do mecanismo de separação do mercado (*market splitting*), como assinala Glachant (2010). O autor salienta ainda, que face ao estágio de maturidade dos mercados regionais, designadamente o momento posterior às iniciativas regionais da ERGEG, caminhamos para o acoplamento e alargamento desses mercados regionais e locais existentes, em movimentos de união e abertura entre eles, através do *market coupling*, que agrega as ofertas das várias bolsas.

As ofertas de compra e venda dos operadores de cada bolsa são tratadas pelo coupler (acoplador dos operadores das bolsas), que agrega todas as propostas e determina o preço, produzindo o Despacho económico (Weber et al, 2010).

Após a emissão do Despacho económico pelo operador da bolsa, que faz a interceção das curvas da oferta e da procura, chega ao valor a pagar por Megawatt hora, no mercado diário, designado por *clearing market*, que depois carece de validação dos ORT's para apurar se a rede de transporte, em algum dos seus ramos, apresenta

congestionamento. Se não se verifica congestionamento, o OTR valida o Despacho passando a definitivo, se se verifica congestionamento o OTR terá que restabelecer a segurança na rede através de redistribuição dos fluxos entre os participantes do mercado (produtores, consumidores e aprovisionadores). Esta redistribuição assenta em entradas e saídas de energia, podendo chamar os produtores a aumentar a produção, em relação à oferta destes na bolsa, chamar outros produtores a injetar energia na rede, que ficaram excluídos por apresentarem valor superior ao valor marginal do mercado, e outros produtores poderão ter que suspender ou diminuir a injeção de energia na rede face ao estabelecido pelo Despacho económico emitido pelo operador do mercado. Após esta reorganização do despacho comercial, o OTR emite o Despacho final, designando-se este processo por Redespacho (*redispatching*). Os custos provocados pela redistribuição dos fluxos de energia, serão posteriormente sociabilizados pelos agentes conectados à rede (Oggioni & Smeers, 2013; Van den Bergh et al, 2015). Estes últimos autores, assinalam que o *Redespacho* é uma importante medida de gestão do congestionamento, definido como sendo o rearranjo do Despacho económico, de forma a obter um novo encontro entre a oferta e a procura, para manter as condições de segurança da rede.

Até ao acoplamento completo de todos os membros da UE, para atingir o objetivo do MIE, existe ainda um caminho a percorrer, designadamente, na harmonização das regras, na forma de atuação de cada operador de mercado, assim como, métodos mais adequados de avaliação de alocação de capacidades das redes e das interligações, de forma a otimizar esta união, permitindo que haja uma convergência de preços da eletricidade e uma integração mais profunda deste mercado (Weber et al, 2010).

A principal dificuldade na alocação da capacidade transfronteiriça, está relacionada com a divergência entre os fluxos comerciais, o caminho mais curto entre o

centro electroprodutor e o consumidor, e os fluxos físicos reais da energia que seguem através de caminhos paralelos da rede de acordo com as leis de Kirchhoff (Van den Bergh et al, 2016). Os caminhos da energia que se estabelecem no equilíbrio entre produção e consumo são dinâmicos, vão-se alterando com as entradas e saídas, seja de produtores ou de consumidores (Vany & Walls, 1999).

O atual método de alocação de capacidade transfronteiriça ou em ramos da rede de transporte no *market coupling/splitting*, é o *Available Transmission Capacity* (ATC), que dificulta a gestão de congestionamentos porque faz um uso subótimo das redes e das interligações transfronteiriças, porque o fluxo comercial de energia não é o mesmo que o fluxo físico e real da energia. Em 2015, surge em fase de implementação na região NWE, o método *Flow-Based Market Coupling* (FBMC), usado pelos ORT's, que atribui de forma mais eficiente a alocação de capacidades de transporte das redes e principalmente das interligações transfronteiriças, permitindo uma utilização ótima da rede de transporte (para explicação mais detalhada ver Van den Bergh et al (2016), Vukasovic & Schavemaker (2014) e Vukasovic (2015)).

A *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSOE, 2012), no seu relatório de 2012, assinalou que 80% dos congestionamentos nas redes de transporte (*bottlenecks*) identificados na Europa, estão diretamente relacionados com os crescentes fluxos de energia, advindos de produção renovável (Van den Bergh et al, 2015).

2.5. MIBEL

A sua construção, inicia-se em 2001 com a assinatura do Protocolo de Colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado

Ibérico de Electricidade, e que foi o culminar de conversações e estudos iniciados em 1998 (ERSE, 2001; Domínguez & Bernat, 2007).

O Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de Um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado a 20 de janeiro de 2004, veio criar um quadro jurídico que permitiu aos operadores dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, desenvolver a sua atividade em toda a Península Ibérica. O acordo é transposto para legislação nacional através da RAR n.º 33-A/2004, 20 de abril (ERSE, 2004). Como assinala Ferreira et al (2007), este acordo levou ao desenvolvimento do mercado Ibérico, sendo no entanto, um acordo aplicado a título provisório, entre as partes, não tendo entrado em vigor. O acordo é sujeito a revisão, por ambos os países, com ajustes necessários para o correto desenvolvimento do mercado Ibérico, assinado a 1 de outubro de 2004 e inscrito na legislação nacional através da RAR n.º 23/2006 de 23 março (ERSE, 2006), tendo entrado em vigor a 10 abril de 2006, sendo um marco histórico na sua edificação.

O MIBEL, só se tornou uma realidade a 1 de julho de 2007, depois de vários atrasos nas negociações e na sua preparação entre os Governos Português e Espanhol, sendo o operador do mercado diário o OMIE (Figueiredo et al, 2015).

Os mercados organizados do MIBEL são: mercado diário, que compreende as transações referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física; mercado intradiário, de liquidação necessariamente por entrega física, e mercado a prazo, que compreende as transações referentes a blocos de energia, com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física quer por diferenças.

Os mercados não organizados são compostos por contratos bilaterais entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como por diferenças (Silva, 2007).

2.5.1. Portugal

O arranque para um mercado liberalizado foi dado com a aprovação de um conjunto legislativo em 1995, que entre outros aspetos, dá origem à entidade reguladora do setor, cria regras de acesso às redes de transporte e de distribuição e concretiza a separação entre as redes e a liberalização total da geração (Saraiva et al, 2002; Amorim et al, 2013).

2.5.2. Espanha

O primeiro passo para a liberalização do mercado Espanhol foi dado em 1997, com a aprovação de legislação que levou, entre outras ações, à criação de um mercado grossista competitivo gerido pelo operador de mercado, onde a gestão técnica da rede de transporte incumbia ao operador da rede de transporte (Saraiva et al, 2002; Furió & Lucia, 2009).

2.6. Nord Pool

Os primeiros passos na construção do Nord Pool foram iniciados em 1996 com a junção dos mercados da Noruega e da Suécia. Antes deste passo, no início da década de 90, ambos os países realizaram um conjunto de alterações nos seus setores elétricos iniciando, assim, a liberalização dos seus mercados. Depois de 1993, as instituições responsáveis pela exploração das redes de transporte encetaram conversações e estudos para criar um mercado comum. Após a concretização de todas as diligências tidas por necessárias, o mercado Nórdico tomou forma, usando o *market splitting*, e inicia o seu

funcionamento em janeiro de 1996 (Ouriachi & Spataru, 2015), em que o operador do mercado é detido em partes iguais pelas companhias transportadoras (Saraiva et al, 2002). A Finlândia entrou como membro efetivo no Nord Pool, após ter feito as devidas alterações internas do mercado elétrico, em janeiro de 1998. A Dinamarca entrou para o grupo, elevando para quatro o número de membros do Nord Pool, a duas velocidades, entrando numa primeira fase a zona Oeste da Dinamarca, em janeiro de 1999 e posteriormente a zona Este da Dinamarca, em outubro de 2000 (Botterud et al, 2002; Bask et al, 2011).

Para Garcia & Palacios (2006), no Nord Pool existem dois métodos para gerir os congestionamentos da rede: áreas de preços, criadas pela separação de mercado (*market splitting*) e as trocas compensatórias (*counter trading*). A gestão dos congestionamentos é feita através do método *market splitting*, nas fronteiras das delimitações das zonas de preço: as cinco zonas da Noruega, as quatro zonas da Suécia, as duas zonas da Dinamarca e a Finlândia, e do mecanismo de *counter trading* no espaço interno das áreas de preços (Botterud et al, 2002; Fridolfsson & Tangerås, 2009), caracterizando-se por um pagamento de compensação aos geradores para que estes incrementem ou decrementem a sua produção, de forma a equilibrar o mercado, evitando o congestionamento da rede ou do ramo da rede (Garcia & Palacios, 2006).

O preço da eletricidade obtido na bolsa é a referência para os contratos Bilaterais e para os contratos financeiros transacionados no Nord Pool (Fridolfsson & Tangerås, 2009; Hellström et al, 2012). As entidades reguladoras Nórdicas para melhorar a sua coordenação e o desenvolvimento do mercado nórdico criaram a organização NordREG.

2.6.1. Noruega

Foi o primeiro país da Escandinávia a liberalizar o setor elétrico, introduzindo o princípio da competitividade e a separação entre a geração e o transporte, pelo menos a nível contabilístico, com as alterações legislativas corporizadas em 1991 e culminando com a abertura da rede a terceiros de forma não discriminatória (Botterud et al, 2002; Saraiva et al, 2002). Em 1993 entra em funcionamento o mercado grossista com o operador de mercado a ser o ORT (Hellström et al, 2012).

2.6.2. Suécia

Por volta de 1992 inicia a reestruturação do setor, realizando um caminho semelhante ao da Noruega, começando por introduzir a separação das atividades de produção e das atividades de exploração da rede de transporte. A 1 de janeiro de 1996, em conjunto com a Noruega, criam o Nord Pool, um mercado de eletricidade supranacional, uma novidade à altura (Botterud et al, 2002; Saraiva et al, 2002).

2.6.3. Finlândia

Iniciou a liberalização do setor favorecendo a competição em 1995, entrando para o Nord Pool em setembro de 1998 (Botterud et al, 2002). A sua total integração no mercado Nórdico ocorreu em março de 1999, quando as tarifas fronteiriças foram removidas (Hellström et al, 2012).

2.6.4. Dinamarca

O último país nórdico a entrar no Nord Pool, iniciou o processo em 1999, mas só o concluiu em 2000, apresentando uma política energética caracterizada por forte centralismo. A integração completa só ocorreu em março de 2002 após a remoção das tarifas fronteiriças (Garcia & Palacios, 2006; Bask et al, 2011).

3. DADOS

Os dados para a realização deste trabalho relativos ao mercado grossista diário do Nord Pool foram retirados, após permissão de acesso pelo operador do mercado, do arquivo deste mercado e os dados relativos ao mercado grossista diário do MIBEL, foram fornecidos pela ERSE. O horizonte temporal considerado, como já referido, compreende o período entre 2008 e 2015, definindo-se o ponto de partida do estudo o ano de 2008, devido ao facto de o MIBEL ter iniciado a transação de energia elétrica em ambos os países a 01 de julho de 2007.

Quando se faz menção ao bloco regional Nord Pool, refere-se somente aos países Escandinavos: Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca e não aos países do Báltico: Estónia, Letónia e Lituânia, que entraram posteriormente para o bloco regional.

Devido às alterações na definição, ao logo do tempo, das zonas de preços na Noruega e na Suécia, optou-se face aos dados disponibilizados pelo mercado nórdico, manter o preço horário associado às cidades representativas das áreas de preço, apesar de, por algum período, pertencerem à mesma, isto no caso da Noruega, e não através da codificação alfanumérica usada pelo operador de mercado (Nord Pool, 2015).

Assim, a partir dos preços horários das zonas de preço, foram-se construindo valores médios do país. A título de exemplo, o preço médio mensal e anual da Noruega, foi construído através da média dos valores médios mensais e anuais das cinco zonas de preço.

4. METODOLOGIA

A metodologia é realizada através de uma análise comparativa em termos de preços da eletricidade do mercado diário grossista, nos membros de cada um dos blocos regionais, usando o *software* estatístico Excel 2013.

Quando no decurso da análise dos dados se faz menção aos preços, somente em euros, é por uma questão de comodidade, querendo dizer €/MWh.

Os indicadores usados para a análise comparativa e interna dos mercados, foram:

- Preço médio mensal e anual, construídos a partir da média dos preços horários, através da função média do Excel;
- Preço médio do período 2008-2015, construído a partir da média dos preços médios mensais, através da função média do Excel;
- Diferencial, em módulo, entre os preços médios para o período 2008-2015 dos membros do MIBEL (Δ MIBEL), foi construído a partir da média das diferenças entre os preços médios mensais, através da função média do Excel;
- Diferencial entre os preços médios para o período 2008-2015 dos membros do Nord Pool (Δ Nord Pool), foi construído a partir das diferenças entre o preço médio mensal máximo e mínimo entre os seus membros, através da função média do Excel;
- Preço máximo e mínimo obtidos a partir dos preços horários, através da função máximo e mínimo do Excel;
- Correlação mensal e anual entre os membros de cada mercado, construído a partir dos seus preços médios diários, através da função correlação do Excel;
- Correlação entre o MIBEL e o Nord Pool, construído a partir dos seus preços médios mensais, através da função correlação do Excel.

5. ANÁLISE DOS DADOS

O preço médio para o período de 2008-2015 é mais baixo no Nord Pool, com o valor de 39,99€, enquanto o MIBEL apresentou o valor de 46,94€, assinando um diferencial de 6,95€.

Analisando a evolução do preço médio anual de ambos os mercados, verificamos que somente em 2010 o preço praticado no Nord Pool é mais elevado (Figura 1 e 2) que o preço do MIBEL, 54,90€ e 37,17€ (Tabela I e II), respetivamente, com uma diferença de 17,74€. Este episódio, é explicado em grande parte, pelo aumento acentuado no preço médio anual do Nord Pool face a 2009, de 36,60€ para 54,90€, devido à diminuição da produção nuclear na Suécia, causado pelos atrasos de manutenção e de modernização das centrais nucleares, pelo inverno com temperaturas abaixo da média (que aumentaram a procura) e pelas limitações na capacidade da rede de transporte dentro do espaço do Nord Pool (NordREG, 2011).

A variação do preço médio anual, para o período observado (2008-2015), foi descendente em ambos os blocos, embora diferente em magnitude, isto é, no Nord Pool o decréscimo foi de 26,74€, traduzindo-se em termos relativos por 52,86%, e no MIBEL o decréscimo foi de 16,83€ com 25,04% em termos relativos. O ano de 2008 é completamente diferente para os dois blocos, enquanto que o MIBEL tinha acabado de nascer a 01 de julho de 2007, o Nord Pool era já um mercado maduro, com os quatro membros a fazerem parte deste bloco desde finais de 2000, com maior concorrência pelo número de membros e pelo grande peso da hídrica e do nuclear, com preços marginais mais baixos. O valor médio anual, do ponto de partida do estudo (2008), é bem mais elevado para o MIBEL, com valor de 67,20€, em comparação com 50,59€ para o Nord Pool. O ponto de chegada, com o preço médio anual de 23,85€ e de 50,38€, para a

Escandinávia e a Península Ibérica respetivamente, evidencia uma divergência clara quanto à evolução do preço médio anual, uma vez que o decréscimo sentido no mercado Nórdico é mais acentuado.

A evolução do módulo da diferença preço médio mensal entre Portugal e Espanha (Δ MIBEL) apresenta evolução de tendência claramente descendente, com “picos” marcados no ano de 2008, a fase inicial do MIBEL, posteriormente as diferenças entram em valores abaixo da unidade monetária, apresentado nesse período até março de 2013 dois pequenos “picos” na ordem dos 3,10€ e no período seguinte, até dezembro de 2015, com diferenças muito próximas de zero (Figura 3). A curva com o módulo das diferenças do preço médio anual, torna ainda mais evidente a evolução e a proximidade dos preços médios anuais entre Portugal e Espanha (Figura 5), configurando o valor médio do delta para o período 2008-2015, de 1,28€ (Tabela II).

A evolução da diferença entre o preço médio mensal máximo e mínimo do espaço Nord Pool (Δ Nord Pool) não apresenta uma tendência clara, com muitas oscilações de picos e depressões, de base mais alargada ao verificado no MIBEL, evidenciando maior discrepância nos preços médios mensais (Figura 4). Mesmo através de uma análise menos “fina” com os preços médios anuais, a tendência é de difícil extração, apresentando uma curva de difícil caracterização quanto à sua tendência, tornando evidente que as diferenças são maiores neste espaço (Figura 6) com o valor médio mensal do delta de 8€, para o período 2008-2015.

De assinalar que a diferença do preço médio anual máximo e mínimo dentro das áreas de preço da Noruega, para o período de 2008 a 2015, foi de 4,66€. Para a Suécia, no período de novembro de 2011 a 2015, foi de 1,26€ (com 4 áreas a partir de 2011). O módulo da diferença entre o preço médio mensal entre as áreas Este e Oeste da Dinamarca

foi de 3,50€. Verificou-se para a Noruega (Tabela III) e Dinamarca um espectro de preço maior que para a Península Ibérica, reforçando as evidências de menor convergência de preços no Nord Pool em relação ao MIBEL. O espaço Nord Pool apresenta maior dispersão de preço que o MIBEL.

Outro dos parâmetros que permite analisar a amplitude de preços entre os blocos é o preço máximo e o preço mínimo. Este parâmetro fica consignado aos preços limite, superior e inferior de cada bloco, designados de *price caps*. Os preços limite para o MIBEL são de 180,30€ para o limite superior e de 0,00€ para o limite inferior, como especificam as regras de funcionamento de mercado (OMIE, 2015). O Nord Pool permite uma amplitude francamente mais ampla, em período anterior a novembro de 2013, os limites eram 2000,00€ e -200,00€, verificando atualmente como preço limite superior o valor de 3000,00€ e o valor de -500,00€ para o preço limite inferior, de acordo com as regras de funcionamento do mercado (Nord Pool, 2013), deixando espaço a uma maior flexibilidade.

A evolução do preço horário no MIBEL apresentou três valores máximos, dois em Portugal com valor de 180,30€ (o valor máximo permitido pelas regras do mercado), verificados nos meses de janeiro e março de 2010 e um em Espanha com valor de 145,00€, verificado em dezembro de 2010. O valor mínimo ocorreu em ambos os países com o valor de 0,00€ (o valor mínimo permitido pelas regras do mercado) no período de 2009-2014 (Figura 7).

No Nord Pool, a evolução do preço horário evidenciou cinco valores máximos, dois em todo o espaço nórdico com valor de 1400,00€, verificados em dezembro de 2009 e fevereiro de 2010, outros dois ocorreram na Dinamarca com o valor de 2000,00€ (o valor máximo permitido pelas regras do mercado à altura) em dezembro de 2010 e em

junho de 2013 e o valor de 1000,00€, sentido na Dinamarca e Noruega em janeiro de 2010. Os valores mínimos verificados ocorreram todos no espaço da Dinamarca, atingindo o limite do mercado de -200,00€, em dezembro de 2012, e o valor -119,90€ em dezembro de 2009, sendo os mínimos que sobressaem relativamente aos restantes (Figura 8).

Os valores máximos e mínimos horários verificaram-se quase exclusivamente no inverno, em ambos os blocos. A análise do preço máximo e mínimo, vem corroborar a ideia de que o Nord Pool apresenta maior flexibilidade no seu mercado, permitindo uma maior amplitude de preços no seu espaço e conseqüentemente, maior liberdade quanto aos preços de mercado.

No entanto, existe um caso particular, a Dinamarca que apresenta preços negativos. Estes ocorrem face à rigidez do seu parque electroprodutor em resposta à diminuição acentuada da procura no período noturno, preferindo pagar para manter a produção de eletricidade evitando, assim, custos maiores com a paragem e arranque da produção (tipicamente as centrais Térmicas, concretamente o Nuclear).

Em termos de associação, sob o coeficiente de correlação, entre os preços médios para o espaço do MIBEL, denota que a correlação entre os dois membros evolui em crescendo, seja pela observação da série da correlação de preços médios mensais ou pela série da correlação de preços anuais. Através da primeira, observa-se uma tendência ascendente clara (Figura 9). Através da série de correlação de preços médios anuais que inicia com valor de 0,855 (Tabela VI) e fecha o período com valor muito próximo da unidade, indicando associação muito forte (com coeficiente de correlação superior a 0,75) entre os preços de energia no mercado grossista dos dois países e com tendência crescente.

Para o Nord Pool são analisadas as seis associações possíveis. Através da evolução da correlação mensal dos seis pares é difícil a sua caracterização e análise, por apresentarem grandes oscilações (Figura 16). Assim, através da correlação anual dos seis pares, temos:

1. A correlação entre a Dinamarca (DK) e Finlândia (FI) apresenta evolução decrescente, com coeficiente de 0,848 em 2008 e de 0,497 em 2015, terminando com grau de intensidade moderada, abaixo de 0,5 (Figura 10);
2. O par Dinamarca e Noruega (NO) apresentou, nos anos 2010 e 2012, coeficientes decrescentes, e nos restantes anos, apresentou coeficientes com evolução crescente, atingindo, em 2013, o coeficiente de 0,431, configurando associação de intensidade moderada. A sua evolução com comportamento oscilante não apresenta tendência clara definida, mas grosso modo, apesar dos “picos” da curva, a evolução é de tendência ascendente. O ponto de partida (2008) e de chegada (2015) apresentam valores muito semelhantes, respetivamente, 0,626 e 0,636, mas maior o segundo (Figura 11);
3. A evolução da correlação entre Dinamarca e Suécia (SE) apresenta sempre coeficiente acima de 0,5, evidenciando grau de intensidade forte e muito forte. No entanto, a tendência, apesar do grau oscilante da curva, é descendente e o ponto de partida apresenta coeficiente superior ao ponto de chegada, 0,847 em 2008 e 0,778 em 2015 (Figura 12);
4. A correlação entre a Finlândia e a Noruega, apesar de apresentar crescimento em 2010 com coeficiente de 0,938, valor máximo para o período considerado, revelou movimento decrescente acentuado nos anos subsequentes. Termina o período com o coeficiente de 0,382, intensidade moderada, o valor mais baixo dos pares

relacionados. Os preços de energia elétrica, nos dois países, apresentaram associação de evolução decrescente (Figura 13);

5. O par Finlândia e Suécia apresentou evolução claramente decrescente, com coeficiente de 0,999 em 2008 e fechou o período em 2015, com coeficiente de 0,508. Evolui de um grau de intensidade muito forte para forte, denotando, apesar dessa evidência, elevada associação entre os preços de eletricidade (Figura 14);
6. A correlação entre a Noruega e a Suécia apresentou evolução ascendente. No entanto, denota a particularidade de apresentar movimento decrescente nos anos de 2009, 2012, 2013 e 2014. O crescimento na correlação em 2015 face a 2014, permitiu que a evolução para o par, fosse ascendente. Apesar dos movimentos anuais, o grau de intensidade situou-se sempre acima de 0,654. Por esse facto e por ter apresentado o coeficiente de 0.911 em 2015, o mais elevado dos pares para esse ano, o par NO-SE, de entre os pares do Nord Pool, é aquele que evidencia estar mais relacionado. A evolução mensal da correlação para o período vem reforçar essa evidência (Figura 15);
7. O par que evidenciou estar menos correlacionado foi DK-NO, apesar da tendência ascendente, apresentou em 7 dos 8 anos do período estudado, coeficientes inferiores a 0,71 e em 2013 verificou um coeficiente de 0,431. Esta evidência é corroborada pela evolução da correlação mensal.

Ao contrário do MIBEL, a correlação dentro do Nord Pool verificou muitas oscilações negativas e positivas (verificado pela evolução da correlação mensal Figura 16), próprias de um mercado tendencialmente mais flexível e aberto, apresentado menor correlação entre os seus pares, com divergência na correlação em vários períodos para alguns pares. No entanto, em praticamente todos os pares, existe uma associação pelo menos forte, com

coeficiente acima de 0,5, exceto nos pares FI-NO e DK-FI, em que a associação é moderada, com coeficiente de correlação a situar-se no intervalo de $[0,25;0,5[$. Constatase que a Finlândia, em associações dentro deste mercado, conduziu a coeficientes mais baixos de correlação.

Através da correlação mensal, para o período de 2008 a 2015, entre o MIBEL e o Nord Pool, verifica-se que não estão relacionados, apresentando o valor de 0,05796, revelando uma correlação muito fraca.

6. CONCLUSÃO

Face aos resultados do estudo, constata-se que o Nord Pool é o bloco com maior variação de preços no mercado grossista e a associação de preços entre os seus membros é menor, evidenciando um mercado menos integrado e menos convergente que o MIBEL. No entanto, a evolução dos preços de energia no mercado Nórdico, mostrou tendência descendente mais marcada, comparativamente ao mercado Ibérico. A energia elétrica foi transacionada, no mercado grossista do Nord Pool, a preços relativamente inferiores aos praticados no MIBEL, apontando para um mercado mais competitivo.

O Mercado Nórdico é tendencialmente mais flexível, apresenta e permite uma maior variação de preços às respostas da procura e da oferta, corroborado pelas evidências tidas com a análise dos preços máximos e mínimos. A Dinamarca foi o único país a apresentar valores mínimos negativos, que se verificaram durante o período noturno, onde a procura é relativamente baixa.

As diferenças de preços, mais presentes no Nord Pool, põem em relevo a insuficiência de capacidade nas linhas de transporte, concretamente, as linhas que ligam as zonas de preços, manifestada pela separação do mercado, indo ao encontro do que assinala a entidade NordREG (2014). A percentagem de horas em 2014, em que o preço

de energia foi igual para todo o espaço, foi de 11% (NordREG, 2015), o que coloca barreiras ao mercado do Nord Pool, impedindo/diminuindo o fluxo de energia das zonas de preço mais baixo, para as zonas de preço mais alto, opondo-se a um mercado plenamente eficiente.

O MIBEL apresentou preços com menor divergência, tornando evidente existirem menores períodos de separação do mercado, existindo separação do mesmo somente em 6% do tempo (MIBEL, 2014), confirmando a maior convergência de preços no MIBEL, o que significa maior integração dos seus membros.

Dentro do espaço Escandinavo, o par NO-SE é o que evidencia maior associação, com coeficiente de 0.91 em 2015, inferior, no entanto, ao MIBEL.

O MIBEL e o Nord Pool são mercados com fraca associação, denotando que não existe uma convergência de preços entre estes dois mercados, confirmando algumas das conclusões de Ouriachi & Spataru (2015). A distância geográfica entre estes dois blocos e a diminuta capacidade de transporte entre a Península Ibérica e a França (ENTSOE, 2012) determinam em certa parte essa divergência.

Este estudo tem algumas limitações que deveriam ser tidas em consideração em investigações futuras. Limita o estudo não verificando os níveis de concentração no mercado grossista em ambos os blocos por forma a permitir resultados mais robustos sobre a competitividade no mercado da Península Ibérica, assim como não verificar qual o volume de fluxos de energia que são transferidos nos espaços transfronteiriços dos membros dos blocos, poderá ter diminuído a consistência dos resultados. Outra limitação ao estudo, relaciona-se com a própria diferença entre os dois blocos quanto ao seu crescimento em área comercial, o Nord Pool, durante o período do estudo, alargou-se ao países Bálticos e estabeleceu várias ligações a outras regiões através de interconexões

(Cabos submarinos), com a Alemanha, a Holanda e a Polónia, permitindo um alargamento do mercado, enquanto o MIBEL esteve relativamente estável, mantendo ligações transfronteiriças de capacidade limitada com a França e com Marrocos, sendo as transações com esses países relativamente baixas.

Pelo menos duas questões ficaram em aberto, podendo dar linhas de estudo futuras:

- a) O MIBEL apresenta um maior isolamento geográfico em relação ao restante bloco europeu, concretamente a França, e ao continente africano. Qualquer país da Escandinávia está ligado, se não por fronteira, por cabos submarinos interconectores, a vários mercados, mesmo a Noruega, o mais distante do centro da UE, tem ligações com a Suécia, Rússia, Holanda e Dinamarca, o que equilibra também os operadores internos do seu mercado com os restantes mercados. Como um bloco, o Nord Pool está conectado a vários mercados, enquanto que, na Península Ibérica, a Espanha tem ligações à França e a Marrocos, mas de capacidade diminuta, as quais apenas permitem um fluxo baixo de trocas transfronteiriças. Estes factos influenciam o preço grossista da eletricidade?
- b) A diminuição de preços no mercado grossista nestes dois blocos (MIBEL e Nord Pool) é refletida nos preços praticados no mercado a retalho?

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amorim, F., Vasconcelos, J., Abreu, I., Silva, P. & Martins, V. (2013). How much room for a competitive electricity generation market in Portugal?. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 18, 103-118.
- Bask, M., Lundgren, J. & Rudholm, N. (2011). Market power in the expanding Nordic power market. *Applied Economics* 43, 1035-1043.
- Bollino, C., Ciferri, D. & Polinori, P. (2013). Integration and Convergence in European Electricity Markets. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2227541> [Acedido a 13/06/2016].
- Bös, D. (2003). *Regulation: Theory and Concepts* in Parker, D., Saal, D., (Eds). International Handbook on Privatization: Cheltenham, pp. 477-495.
- Bosco, B., Parisio, L., Pelagatti, M. & Baldi, F. (2010). Long-Run Relations in European Electricity Prices. *Journal of Applied Econometrics* 25, 805-832.
- Botterud, A., Bhattacharyya, A. & Ilic, M. (2002). Futures and spot prices – an analysis of the Scandinavian electricity market. 34th Annual North American power Symposium (NAPS). Tempa, outubro de 2002.
- Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M. (2010). The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics* 32, 967-978.
- Domínguez, E. & Bernat, J. (2007). Restructuring and generation of electrical energy in the Iberian Peninsula. *Energy Policy* 35, 5117-5129
- ERSE (2001). *Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade*. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaodesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCooperacao.pdf> [Acesso em 2016/07/02].

ERSE (2004). *Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004 - Aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de Um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado em Lisboa em 20 de Janeiro de 2004.* Disponível em:

<http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoesenvolvimento/Documents/RAR33A.pdf> [Acesso em 2016/07/02].

ERSE (2006). *Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006 - Aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de Um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado em Santiago de Compostela em 1 de Outubro de 2004.* Disponível em:

http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoesenvolvimento/Documents/Acordo_MIBEL_Santiago_Compostela.pdf [Acesso em 2016/07/02].

European Regulators Group for Electricity and Gas (2006). *The Electricity Regional Initiative: Making Progress Towards a Single European Market.* Disponível em: <http://www.cer.ie/docs/000567/cer06020.pdf> [Acesso em 2016/05/26].

European Regulators Group for Electricity and Gas (2010). *The Regional Initiatives - a major step towards integrating Europe's national energy markets.* Disponível em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/FS-10-03_RegionalInitiatives_2010-12_v10OK.pdf [Acesso em 2016/06/16].

European Commission (2006). *Communication from the Commission to the Council and European Parliament – Prospects for the internal gas and electricity market.* Brussels, 10 January 2006. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/legal->

[content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0841&from=EN](#) [Acesso em 21/06/2016].

European Commission (2007). *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*. Brussels, 10 January 2007. Disponível em: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/full_report_part1.pdf [Acesso a 21/06/2016].

European Commission (2010). *A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*. Brussels, 03 March 2010. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF> [Acesso em: 2016/06/12].

European Commission (2014a). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Energy prices and costs in Europe*. Brussels, 29 January 2014. Disponível em: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d252db5d-8102-478a-b2ce-5147c62e9467.0001.02/DOC_1&format=PDF [Acesso em: 2016/04/22].

European Commission (2014b). *Progress towards completing the Internal Energy Market*. Brussels 13 October 2014. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_0.pdf [Acesso em: 2016/06/12]

European Commission (2015a). *Achieving the 10% electricity interconnection target. Making Europe's electricity grid fit for 2020*. Brussels 25 February 2015. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7->

- [11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0003.01/DOC_1&format=PDF](https://ec.europa.eu/energy/energy_union/11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0003.01/DOC_1&format=PDF) [Acesso em: 2016/06/12]
- European Commission (2015b). *Energy Union: secure, sustainable, competitive, affordable energy for every European* – press release, Brussels 25.02.2015. Disponível em: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4497_en.htm [Acesso em: 2016/06/12].
- ENTSOE (2012). *10-Year Network Development Plan 2012*. Disponível em: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf [Acesso em: 2016/06/28].
- Eurostat (2016). *Energy dependency in the EU* – newsrelease 04.02.2016. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7150363/8-04022016-AP-EN.pdf/c92466d9-903e-417c-ad76-4c35678113fd> [Acesso em: 2016/06/12].
- Ferreira, P., Araújo, M. & O’Kelly, M. (2007). An overview of the Portuguese electricity market. *Energy Policy* 35, 1967-1977.
- Figueiredo, N. & Silva, P. (2013). *Integration of Central West Europe Spot Electricity Markets: An Update*. 10th International Conference on the European Energy Market (EEM). Stockholm, 27-31 de maio de 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6607299> [Acesso em 2016/05/26].
- Figueiredo, N., Silva, P. & Cerqueira, P. (2015). Evaluating the market splitting determinants: evidence from the Iberian spot electricity prices. *Energy Policy* 85, 218-234.

- Fridolfsson, S-O. & Tangerås, T. (2009). Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence. *Energy Policy* 37, 3681-3692
- Furió, D. & Lucia, J. (2009). Congestion management rules and trading strategies in the Spanish electricity market. *Energy Economics* 31, 48-60.
- García, J. & Palacios, C. (2006). La integración energética de los países nórdicos – Nord Pool-: lecciones para otros mercados. *Lecturas de Economía* 64 (enero-junio), 117-142.
- Glachant, J-M. (2010). *The Achievement of the EU Electricity Internal Market through Market Coupling* - Working Paper. Disponível em: http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/15189/RSCAS_2010_87.pdf?sequence=1&isAllowed=y [Acesso em 2016/05/26].
- Glachant, J-M. & Ruester, S. (2014). The EU internal electricity market: Done forever?. *Utilities Policy* 30, 1-7.
- Haas, R., Glachant, J.M., Auer, H., Keseric, N., Pérez, Y., (2006). Competition in the continental european electricity market: despair or work in progress. In: Shioshansi, F.P., Pfaffenberger, W. (Eds.), *Electricity Market Reform. An International Perspective*, Amsterdam: Elsevier, pp. 265-315.
- Hellström, J., Lundgren, J. & Yu, H. (2012). Why do electricity prices jump? Empirical evidence from the Nordic electricity market. *Energy Economics* 34, 1774-1781.
- Hobbs, B., Rijkers, F. & Boots, M. (2005). The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling. *The Energy Journal* 26 (4), 69-97.

- Jamasb, T. & Pollitt, M. (2005). Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *Energy Journal* 26, 11-41.
- Joskow, P. (1997). Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector. *Journal of Economic Perspectives* 11 (3), 119-138.
- Joskow, P. (2005). Vertical Integration. In: Ménard, C. and Shirley, M., (Eds.) *Handbook of New Institutional Economics*, Netherlands: Springer, pp. 319-348.
- Karova, R. (2011). Regional electricity markets in Europe: Focus on the Energy Community. *Utilities Policy* 19, 80-86.
- Meeus, L., Purchala, K. & Belmans, R. (2005). Development of the Internal Electricity Market in Europe. *The Electricity Journal* 18 (6), 25-35.
- Meeus, L., Vandezande, L., Cole, S. & Belmans, R. (2009). Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges. *Energy* 34, 228-234.
- Meeus, L. (2011). Why (and How) to regulate power exchanges in the EU market integration context? *Energy Policy* 39, 1470-1475.
- MIBEL (2014). Relatórios de informação mensal do MIBEL de 2014. Disponível em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=listado&relmenu=10&relcategoria=151®ini=10> [Acesso em 2016/10/05]
- Oggioni, G. & Smeers, Y. (2013). Markets failures o Market Coupling and counter-trading in Europe: an illustrative model based discussion. *Energy Economics* 35, 74-87.
- Nord Pool (2013). No. 52/2013 - Nord Pool Spot to introduce new minimum and maximum price caps. Disponível em: <http://www.nordpoolspot.com/message-center-container/nordicbaltic/exchange-message-list/2013/Q3/No-522013--->

- [Nord-Pool-Spot-to-introduce-new-minimum-and-maximum-price-caps/](#) [Acesso em 2016/08/28].
- Nord Pool (2015). *List of changes in Elspot Area*. Disponível em: <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/day-ahead/elspot-area-change-log.pdf> [Acesso em: 2016/08/30].
- NordREG (2011) – NordREG report on the price peaks in the Nordic wholesale market during winter 2009-2010. Disponível em: http://www.nordicenergyregulators.org/wpcontent/uploads/2013/02/Nordic_Pric_e_Peak_Report20111.pdf [Acesso em: 27.09.2016]
- NordREG (2012). *Nordic Market Report 2012*. Disponível em: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2012/12/Nordic-Market-Report-2012-Development-in-the-Nordic-Electicity-Market.pdf> [Acesso em: 28.09.2016]
- NordREG (2014). *Nordic Market Report 2014 – Development in the Nordic Electricity Market*. Disponível em: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf> [Acesso em 2016/05/26].
- NordREG (2015). *Dataset NMR*. Disponível em: <http://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2015/> [Acesso em 2016/07/07].
- OMIE (2015). *Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica*. Disponível: http://www.omie.es/files/reglas_diciembre_2015_1.pd [Acesso em 2016/08/28].

- Oseni, M. & Pollitt, M. (2016). The promotion of regional integration of electricity markets: Lessons for developing countries. *Energy Policy* 88, 628-638.
- Ouriachi, A. & Spataru, C. (2015). *Integrating regional electricity markets towards a single European market*. In 2015 12th International Conference on the European Energy Market, Lisbon, 19-22 May (EEM) (pp. 1-5). Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7216603> [Acesso em: 2016/05/26].
- Parisio, L. & Bosco, B. (2008). Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects. *Energy Economics* 30, 1760-1775.
- Pellini, E., 2012. *Convergence Across European Electricity Wholesale Spot Markets: Still a Way To Go*. Disponível em: https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=res_phd_2013&paper_id=274 [Acesso em 2016/05/31].
- Sandsmark, M. (2009). A regional energy paradox – the case of Central Norway. *Energy Policy* 37 (11), 4549-4556.
- Saraiva, J., Silva, J. & Leão, M. (2002). *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso de Redes*, 1ª Ed. Porto: FEUPedições.
- Silva, P. (2007). *O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia*, 1ª Ed. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra.
- Trillas, F. (2010). Electricity and telecoms reforms in the EU: Insights from the economics of federalism. *Utilities Policy* 18, 66-76.
- Turvey, R. (2006). Interconnector economics. *Energy Policy* 34, 1457-1472.
- União Europeia (1986). Acto Único Europeu. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias* L169, 1-9.

União Europeia (1996). Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias* L27, 20-29.

União Europeia (2003). Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE. *Jornal Oficial da União Europeia* L176, 37-55.

União Europeia (2009a). Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE. *Jornal Oficial da União Europeia* L211, 55-93.

União Europeia (2009b). Regulamento (CE) N° 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009 relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade e que revoga o Regulamento (CE) n° 1228/2003. *Jornal Oficial da União Europeia* L211, 15-35.

Van den Bergh, K., Couchuyt, D., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2015). Redispatching in a interconnected electricity system with high renewables penetration. *Electricity Power Systems Research* 127, 64-72.

Van den Bergh, K., Boury, J. & Delarue, J. (2016). The Flow-Based Market Coupling in Central Wester Europe: Concepts ad definitions. *The Electricity Journal* 29, 24-29.

Vany, A. & Walls, W. (1999). Cointegration analysis of spot electricity prices: insights on transmission efficiency in the western US. *Energy Economics* 21, 435-448.

- Vukasovic, M. & Schavemaker, P. (2014). *Towards the European internal electricity market: An efficient cross-zonal redispatch cost-sharing methodology among European transmission system operators*. In 11th International Conference on the European Energy Market. Krakow, 28-30 May (EEM14) (pp. 1-5). IEEE. Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6861241> [Acesso: 2016/06/24].
- Vukasovic, M. (2015). Simple nodal-PTDF Deviation Method_Solution for the Assessment of Unallocated and Unexpected Flows and Redispatch Cost-Sharing among TSOs in the European Zonal Market Design. *International Journal of Power and Renewable Energy Systems* 2 (2), 117-124.
- Weber, A., Graeber, D. & Semmig, A. (2010). Market Coupling and the CWE Project. *Z Energiewirtschaft* 34, 303-309.
- Zachmann, G. (2008). Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence?. *Energy Economics* 30, 1659-1671.

ANEXOS

TABELA I						
PREÇO MÉDIO ANUAL E DO PERÍODO 2008-2015 NO NORD POOL						
Ano/País	DINAMARCA	FINLÂNDIA	NORUEGA	SUÉCIA	NORD POOL	Δ NORD POOL
2008	56,53 €	51,02 €	43,69 €	51,12 €	50,59 €	12,84 €
2009	37,96 €	36,98 €	34,46 €	37,01 €	36,60 €	3,50 €
2010	51,71 €	56,64 €	54,45 €	56,82 €	54,90 €	5,10 €
2011	48,68 €	49,30 €	46,66 €	47,93 €	48,14 €	2,63 €
2012	36,95 €	36,64 €	30,06 €	32,51 €	34,04 €	6,88 €
2013	39,29 €	41,16 €	38,01 €	39,44 €	39,47 €	3,15 €
2014	31,41 €	36,02 €	28,93 €	31,59 €	31,99 €	7,09 €
2015	23,69 €	29,66 €	20,23 €	21,81 €	23,85 €	9,43 €
2008-2015	40,81 €	42,22 €	37,11 €	39,83 €	39,99 €	8,00 €

TABELA II				
PREÇO MÉDIO ANUAL E DO PERÍODO 2008-2015 NO MIBEL				
Ano/País	Portugal	Espanha	MIBEL	Δ MIBEL
2008	69,98 €	64,43 €	67,20 €	5,55 €
2009	37,63 €	36,96 €	37,30 €	0,67 €
2010	37,33 €	37,01 €	37,17 €	0,32 €
2011	50,45 €	49,93 €	50,19 €	0,53 €
2012	48,07 €	47,23 €	47,65 €	0,84 €
2013	43,65 €	44,26 €	43,96 €	0,61 €
2014	41,86 €	42,13 €	41,99 €	0,28 €
2015	50,43 €	50,32 €	50,38 €	0,10 €
2008-2015	47,38 €	46,50 €	46,94 €	1,28 €

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO TEMPORAL DO PREÇO MÉDIO ANUAL NO MIBEL

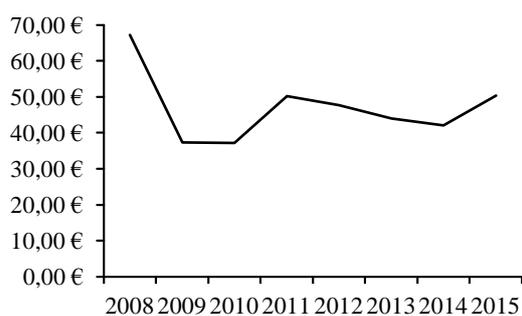


FIGURA 2 - EVOLUÇÃO TEMPORAL DO PREÇO MÉDIO ANUAL NO NORD POOL

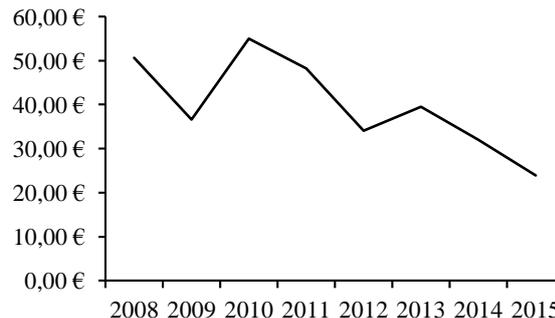


FIGURA 3 - EVOLUÇÃO TEMPORAL DO Δ MIBEL MENSAL

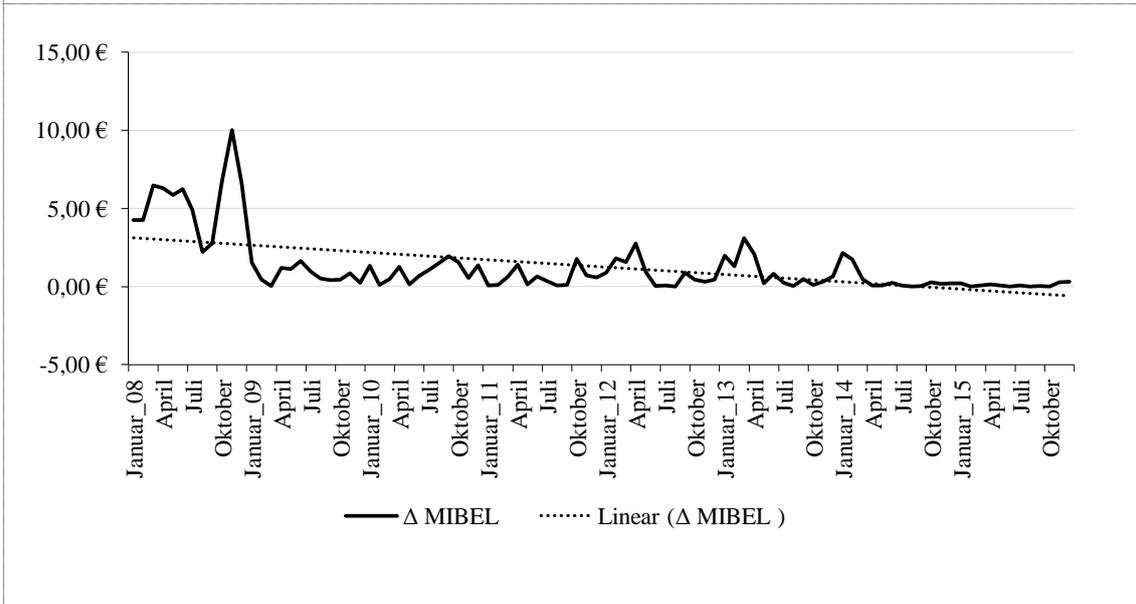


FIGURA 4 - EVOLUÇÃO TEMPORAL DO Δ NORD POOL MENSAL

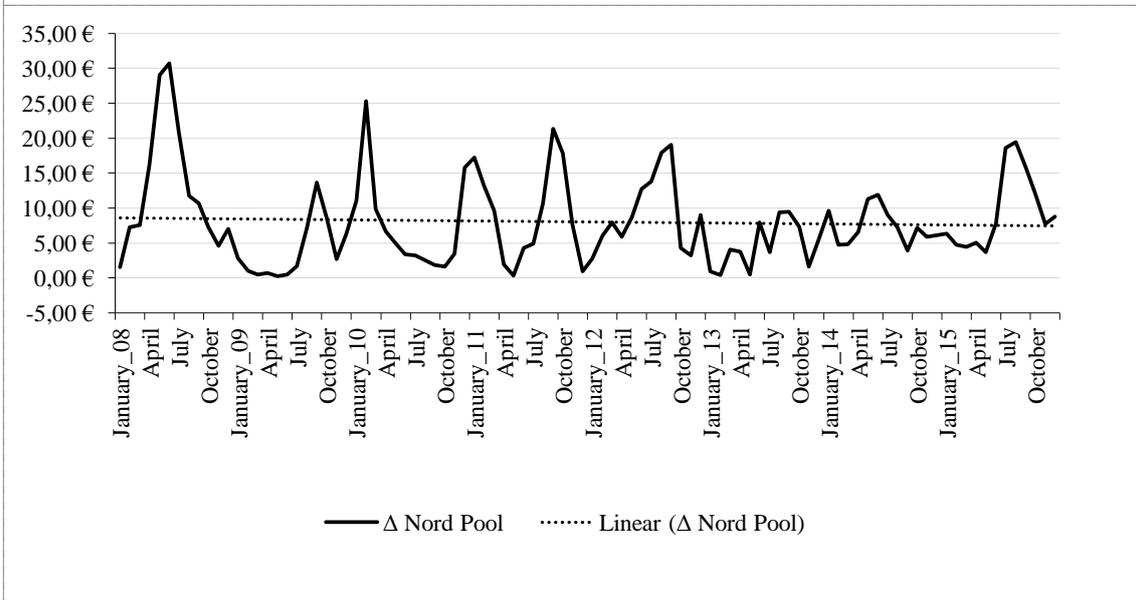


FIGURA 5 - EVOLUÇÃO TEMPORAL DO Δ MIBEL ANUAL

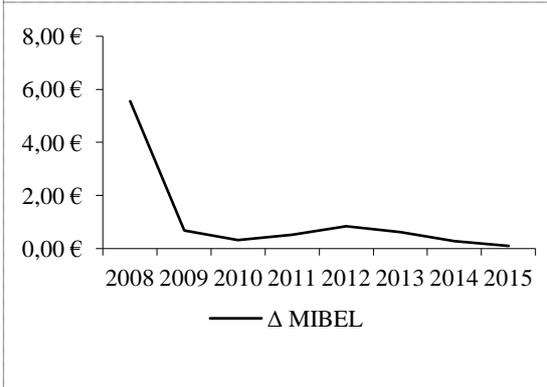


FIGURA 6 - EVOLUÇÃO TEMPORAL DO Δ NORD POOL ANUAL

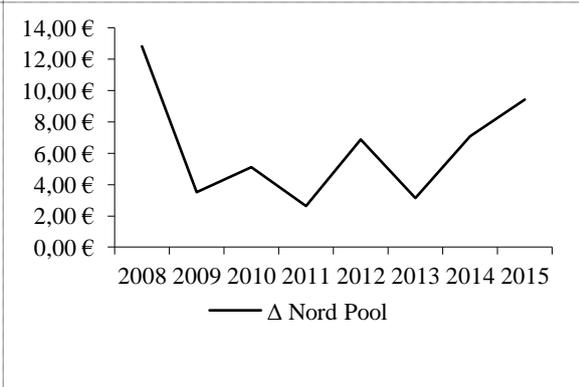


TABELA III							
PREÇOS MÉDIOS DAS ZONAS DE PREÇO DA NORUEGA							
	<i>Noruega</i>	<i>Bergen</i>	<i>Kristiansand</i>	<i>Oslo</i>	<i>Tromso</i>	<i>Kristiansund & Trondheim</i>	Δ <i>Noruega</i>
<i>Média 08-15</i>	37,11 €	35,53 €	35,46 €	36,04 €	39,03 €	39,50 €	4,66 €

FIGURA 7 - EVOLUÇÃO DO PREÇO MÁXIMO E MÍNIMO MENSAL NO MIBEL

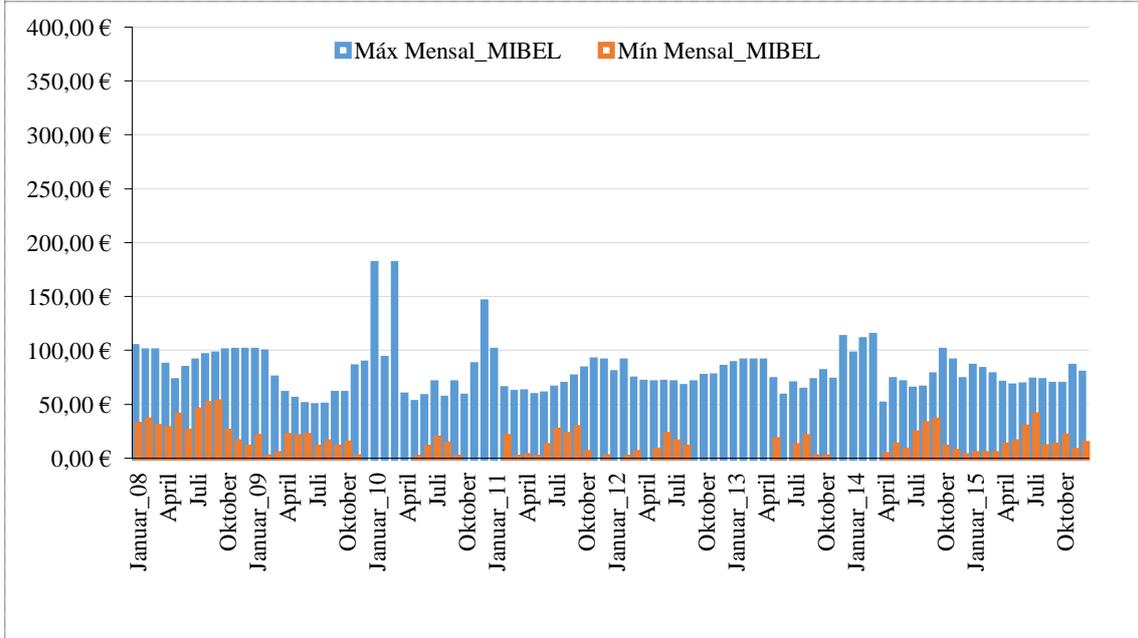
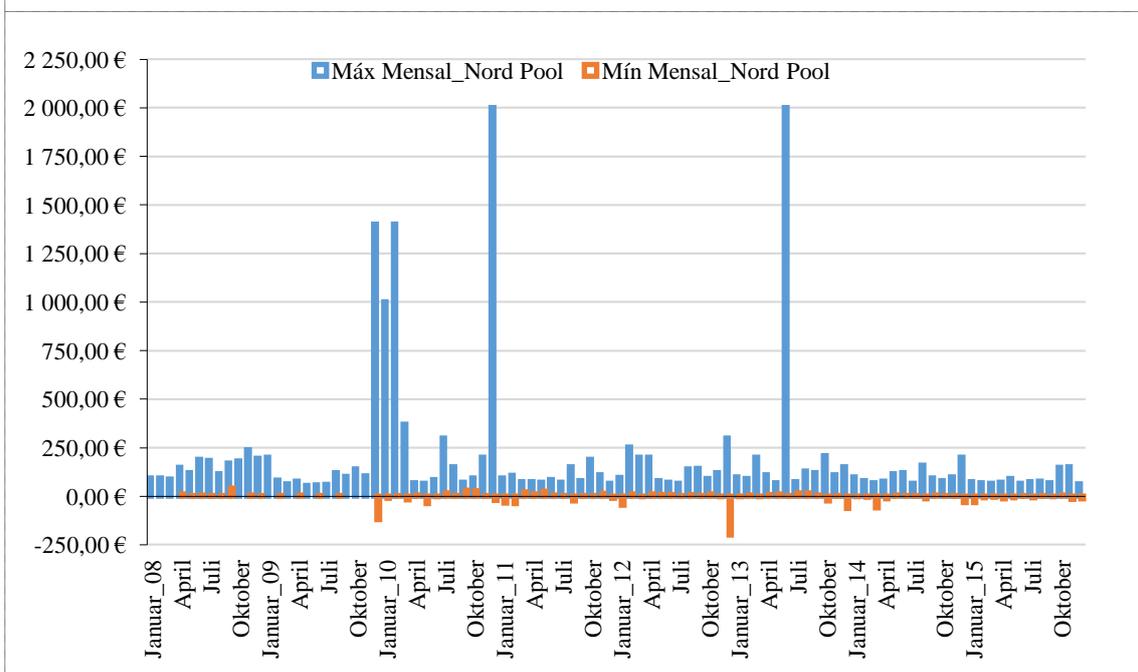


FIGURA 8 - EVOLUÇÃO DO PREÇO MÁXIMO E MÍNIMO MENSAL NO NORD POOL



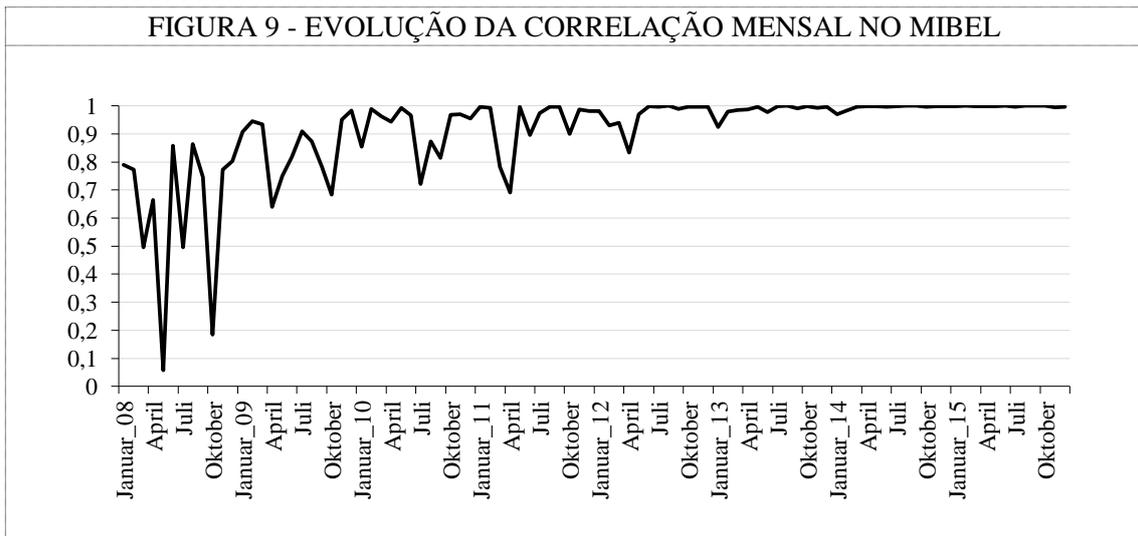


FIGURA 10 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO ANUAL PARA O PAR DK-FI

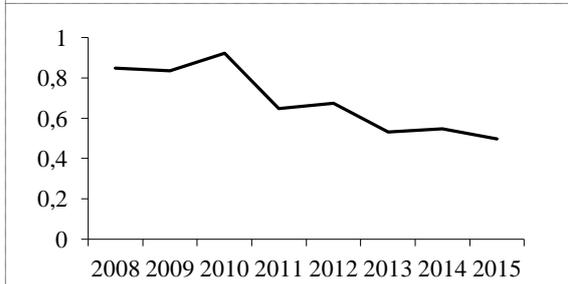


FIGURA 11 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO ANUAL PARA O PAR DK-NO

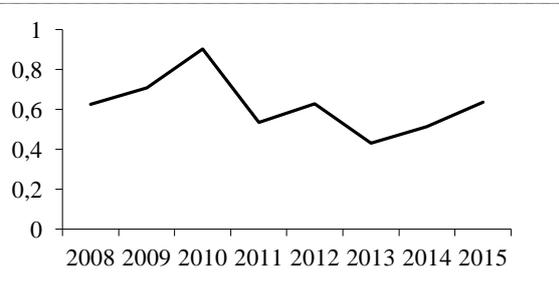


FIGURA 12 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO ANUAL PARA O PAR DK-SE

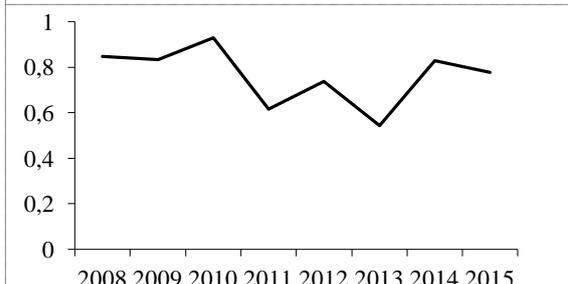


FIGURA 13 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO ANUAL PARA O PAR FI-NO

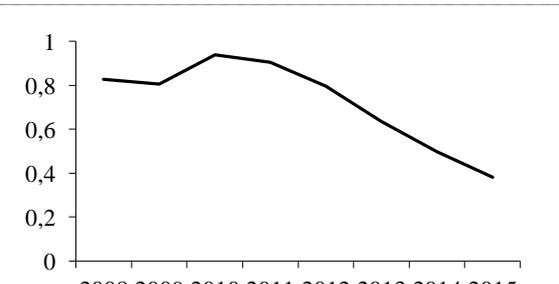


FIGURA 14 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO ANUAL PARA O PAR FI-SE

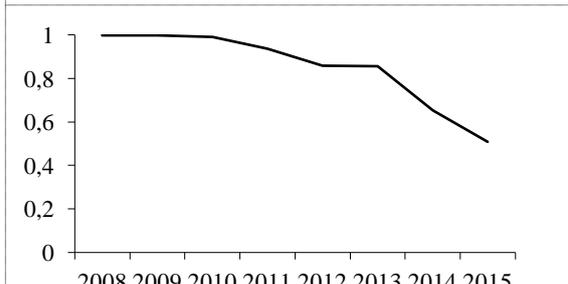


FIGURA 15 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO ANUAL PARA O PAR NO-SE

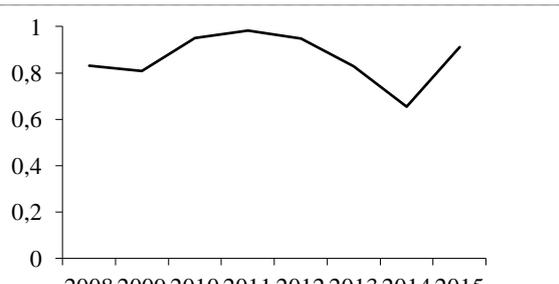


TABELA IV
EVOLUÇÃO CORRELAÇÃO ANUAL NO MIBEL

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Correlação	0,854502	0,969419	0,975525	0,970009	0,96801	0,989112	0,995142	0,99892

FIGURA 16 - EVOLUÇÃO DA CORRELAÇÃO MENSAL NO NORD POOL

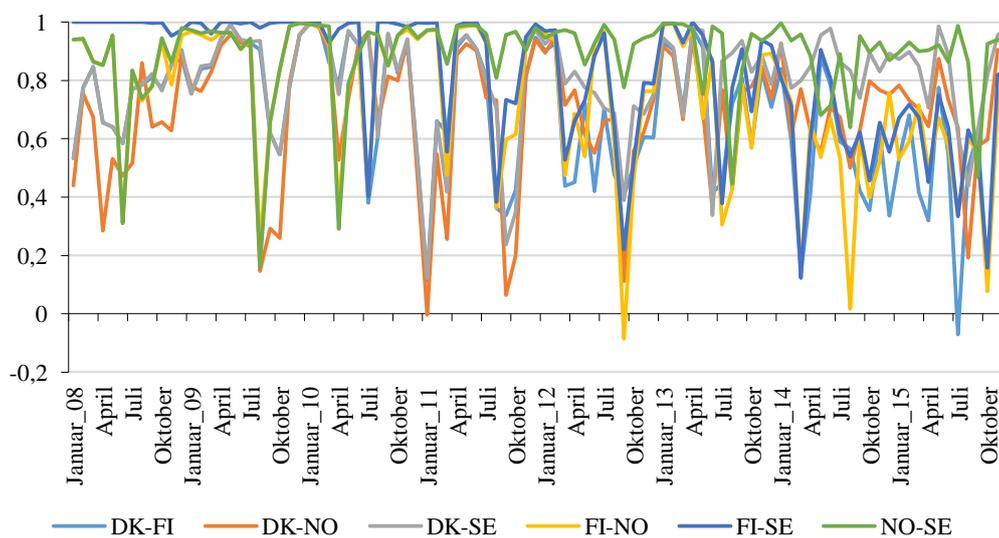


TABELA V
EVOLUÇÃO CORRELAÇÃO ANUAL NO NORD POOL

	DK-FI	DK-NO	DK-SE	FI-NO	FI-SE	NO-SE
2008	0,848471	0,625626	0,847148	0,82741	0,999048	0,831893
2009	0,834828	0,708094	0,833642	0,804917	0,999326	0,808531
2010	0,923005	0,903364	0,928316	0,938335	0,990822	0,951468
2011	0,647408	0,535703	0,616958	0,905652	0,936032	0,982603
2012	0,675067	0,626931	0,737006	0,79588	0,85923	0,948279
2013	0,530768	0,430666	0,54294	0,634849	0,857346	0,8286
2014	0,548293	0,512288	0,82921	0,496788	0,65185	0,653844
2015	0,496842	0,635714	0,777935	0,381756	0,508104	0,910809