INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO
Universidade Técnica de Lisboa

A Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha

Carlos Filipe de Matos Cardoso

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Júri

Presidente: Prof. Doutor Paulo José da Costa Branco

Orientador: Prof. Doutor João José Esteves Santana

Vogal: Prof. Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho

Dezembro de 2011

Agradecimentos

Quero agradecer ao Professor Doutor João Santana por ter aceite este trabalho, e por toda a motivação e entusiasmo que me transmitiu ao longo da realização do mesmo, bem como todas as ideias, esclarecimentos e apoio que me deu.

Quero agradecer aos meus Pais, por tudo, e aos restantes familiares que me foram transmitindo palavras de motivação ao longo do curso.

Finalmente quero agradecer a todos os colegas e amigos que me ajudaram ao longo do meu percurso académico.

Abstract

The electrical interconnection between Portugal and Spain is nowadays the base that supports the Iberian Electricity Market.

This work intends to present an analysis to the past, present and future of the electrical interconnection between the two countries.

To accomplish that, firstly a characterization of both the electric systems of the two countries is made, analyzing the patterns and evolution of the production and consumption in the last few years, as well as the electricity transmission networks, where the big differences in dimension and structure of the Portuguese and Spanish electric systems can be easily noted.

Secondly, it is presented the history of the interconnection between both Iberian countries and the methodology currently used for the computation of the Net Transfer Capacity. This methodology is applied to the years of 2010 and 2011 enabling an analysis of the use and anomalies of the interconnection.

An analysis of the Spanish and Portuguese electric systems operation is also made, mainly the Iberian Electricity Market, including its results for 2010. It can be concluded that the Iberian electrical interconnections is very important, especially to Portugal, because its weight is far less on the Spanish electric system.

Finally, having in consideration the forecasts for the electric power production and consumption evolution in the next years, the goals and matching investments agreed by the Portuguese and Spanish authorities for the interconnection capacity as well as the resolution of the anomalies are reviewed. It is also presented an economic analysis of those investments, where it can be noted that the investments make sense economically, especially from the Portuguese point of view. From the Spanish point, they also make sense if they are complimented with a significant improvement in the interconnection between Spain and France.

Keywords:

Electrical Interconnection, Electric System, Net Transfer Capacity, Electricity Market, Market Splitting, Transmission Line

Resumo

A interligação elétrica entre Portugal e Espanha é atualmente um pilar fundamental sobre o qual se apoia o Mercado Ibérico de Eletricidade.

Com este trabalho pretende-se efetuar uma análise ao passado, presente e futuro da interligação elétrica entre os dois países.

Para isso, faz-se em primeiro lugar uma caracterização dos sistemas elétricos dos dois países, analisando os padrões e evolução da produção e consumo nos últimos anos, bem como das redes de transporte de eletricidade, verificando-se principalmente as grandes diferenças nas dimensões e composições dos sistemas elétricos português e espanhol.

Seguidamente descreve-se a história da interligação entre os dois países ibéricos e a metodologia atualmente utilizada para o cálculo da sua capacidade comercial. Aplica-se a metodologia aos anos de 2010 e 2011 para análise da utilização da interligação e das anomalias que se verificam no seu funcionamento.

Posteriormente faz-se uma análise à operação dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, principalmente do Mercado Ibérico de Eletricidade, analisando-se os resultados do mesmo em 2010. Verifica-se que, nas condições atuais, a interligação elétrica ibérica é muito importante principalmente para Portugal, pois não tem um peso tão grande no sistema espanhol.

Finalmente, tendo em conta previsões de evolução para o consumo e produção nos próximos anos, analisam-se as metas definidas pelas autoridades portuguesas e espanholas para a capacidade de interligação, bem como os investimentos necessários ao cumprimento desses objetivos e à resolução das anomalias existentes no presente. Faz-se uma análise económica desses investimentos, onde se verifica que os investimentos relacionados com o incremento da capacidade fazem sentido económico, principalmente do ponto de vista português. Do ponto de vista espanhol, também fazem se forem complementados com uma melhoria significativa na interligação entre Espanha e França.

Palavras-chave:

Interligação Elétrica, Sistema Elétrico, Capacidade de Interligação, Mercado de Eletricidade, *Market Splitting*, Linha de Transmissão

Índice

1 Introdução ... 1

1.1 Contexto ... 1

1.2 Objetivos ... 1

1.3 Estrutura ... 3

2 Caracterização dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha ... 5

2.1 Parques Eletroprodutores ... 5

2.2 Repartição da produção e abastecimento do consumo de energia elétrica por tecnologia ... 8

2.3 Utilização da potência instalada ... 12

2.4 Evolução da produção e do consumo ... 15

2.5 Análise dos diagramas de carga característicos ... 19

2.6 Evolução das redes de transporte ... 21

3 Caracterização da Interligação dos SEE de Portugal e Espanha ... 25

3.1 História e motivos da Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha ... 25

3.2 Metodologia da determinação da capacidade de interligação e anomalias ... 30

3.3 A Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha hoje ... 33

3.4 Capacidades de Interligação para 2010 – indicativas e efetivamente utilizadas ... 34

3.5 Capacidades Indicativas de Interligação para o ano de 2011 ... 41

3.6 Evolução do saldo ibérico de importação/exportação de energia elétrica e da utilização da capacidade de interligação ... 49

3.7 Interligação de SEE no resto da Europa ... 56

4 Operação dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha ... 59

4.1 Custos de Produção ... 59

4.2 Mercados de Eletricidade – o MIBEL ... 63

4.3 Economia da Interligação – Análise dos resultados do MIBEL em 2010 ... 71

5 Futuro da Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha ... 83

5.1 O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte ... 84

5.2 Previsões da evolução do consumo e da oferta ... 85

5.3 Problemas da interligação e viabilidade de soluções ... 90

5.4 Metas relativas à capacidade de interligação e ganhos obtidos ... 96

5.5 Investimentos previstos na interligação e na resolução das anomalias verificadas ... 99

5.6 Análise económica do incremento da capacidade de interligação ... 103

5.7 Interligação Espanha-França e o seu interesse para Portugal 106
6 Conclusões 109
Referências Bibliográficas 113
Anexo A – Resumo dos critérios de segurança usados pela REN e REE no cálculo da capacidade de interligação 115
Anexo B – Tabelas de potência instalada e energia produzida por tecnologia em Portugal e Espanha 116
Anexo C – Exemplo de comunicado da REN ao Operador de Mercado com vista à redução da capacidade de interligação para o dia seguinte devido à previsão de elevada produção eólica 117
Anexo D – Exemplos de Trânsitos de Energia limitativos em regime de exportação e importação portuguesa, para efeitos de cálculo da capacidade comercial de interligação para 2011 119

Lista de Figuras

Fig. 2.1 - Potências instaladas por tecnologia no parque produtor Português [2] 6
Fig. 2.2 - Potências instaladas por tecnologia no parque produtor Espanhol [4] 6
Fig. 2.3 - Estruturas dos parques eletroprodutores dos países pertencentes à ENTSO-E [4] 7
Fig. 2.4 - Repartição do abastecimento do consumo por tecnologia em Portugal [2] 9
Fig. 2.5 - Repartição do abastecimento do consumo por tecnologia em Espanha (*Outras PRE 15%: dos quais 12% térmicas) [4] 9
Fig. 2.6 - Produção de energia elétrica por tecnologia, nos países pertencentes à ENTSO-E [4] 11
Fig. 2.7 - Utilização da potência disponível por tecnologia, em percentagem da potência instalada, em Portugal (2009 e 2010) [2] 13
Fig. 2.8 - Utilização da potência disponível por tecnologia, em percentagem da potência instalada, em Espanha (2009 e 2010) [4] 13
Fig. 2.9 - Evolução na produção de eletricidade em Portugal por tecnologia, entre 2006 e 2010 [2] 16
Fig. 2.10 - Evolução na produção de eletricidade em Espanha por tecnologia, entre 2006 e 2010 [4] 16
Fig. 2.11 - Variação percentual do consumo de eletricidade, entre 2006 e 2010, nos países pertencentes à ENTSO-E [4] 18
Fig. 2.12 - Curvas de carga para um dia característico de inverno e um de verão, para o caso português [5] 19
Fig. 2.13 - Curvas de carga para um dia característico de inverno e um de verão, para o caso espanhol [5] 19
Fig. 2.14 - Curvas de carga dos SEE português e espanhol, normalizadas à potência mínima 20
Fig. 2.15 - Evolução da rede de transporte de eletricidade de Portugal entre 2006 e 2010 [2] 22
Fig. 2.16 - Evolução da rede de transporte de eletricidade de Espanha entre 2006 e 2010 [4] 22
Fig. 3.1 - Estruturas da Rede Nacional de Transporte em 1951 e 1966 (Azul: 150kV, Verde: 220kV, Vermelho: 400kV) [1] 27
Fig. 3.2 - Estruturas da Rede Nacional de Transporte em 1992 e 2010 (Azul: 150kV, Verde: 220kV, Vermelho: 400kV) [1] 29
Fig. 3.3 - Linhas de Interligação entre Portugal e Espanha em funcionamento no início de 2011 (verde: 220kV, vermelho: 400kV) [2] 33
Fig. 3.4 - Limites de cada uma das Linhas Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2 400kV [8] 34

Fig. 3.5 - Limites da Linha Lagoaça – Aldeadávila 400kV [8] 35
Fig. 3.6 - Limites da Linha Falagueira – Cedillo 400kV [8] 35
Fig. 3.7 - Limites da Linha Alqueva – Brovales 400kV [8] 35
Fig. 3.8 - Limites de cada uma das Linhas Pocinho – Aldeadávila 1 e 2 220kV [8] 36
Fig. 3.9 - Limites da Linha Pocinho – Saucelle 220kV [8] 36
Fig. 3.10 - Valores de capacidade de interligação calculados e realizados em 2010 (positivo: sentido PT->ES, negativo: sentido ES->PT) [8] 39
Fig. 3.11 - Histogramas dos valores da capacidade de interligação calculados e realizados em 2010 (esquerda: sentido PT->ES, direita: sentido ES->PT) [8] 39
Fig. 3.12 - Utilização da interligação acima dos 95% em percentagem do número de horas, entre 2006 e 2010 [8] 40
Fig. 3.13 - Limites e utilização da capacidade de interligação no dia 12/08/2011 (do ponto de vista espanhol) [5] 46
Fig. 3.14 - Composição da produção portuguesa no dia 12/08/2011 [10] 46
Fig. 3.15 - Limites e utilização da capacidade de interligação no dia 23/03/2011 (do ponto de vista espanhol) [5] 47
Fig. 3.16 - Composição da produção portuguesa no dia 23/03/2011 [10] 47
Fig. 3.17 - Valores indicativos da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha para 2011 [9] 48
Fig. 3.18 - Distribuições acumuladas das capacidades comerciais de interligação disponíveis no mercado diário entre Portugal e Espanha entre os anos de 2001 e 2010, com limitações de rede e sistema produtor, no sentido Espanha -> Portugal [3] 50
Fig. 3.19 - Distribuições acumuladas das capacidades comerciais de interligação disponíveis no mercado diário entre Portugal e Espanha entre os anos de 2001 e 2010, com limitações de rede e sistema produtor, no sentido Portugal -> Espanha [3] 50
Fig. 3.20 - Fluxos ibéricos de energia nas interligações entre 2006 e 2010, do ponto de vista de Espanha [4] 51
Fig. 3.21 - Valores de capacidade comercial de interligação ibéricos, nos dois sentidos das interligações e para ponta (azul) e vazio (laranja) [4] 52
Fig. 3.22 - Utilizações médias da capacidade de interligação entre Espanha e Portugal, França e Marrocos em 2010 [4] 53
Fig. 3.23. - Curva monótonas das percentagens de utilização das interligações ibéricas, em ambos os sentidos [4] 53
Fig. 3.24 - Saldos energéticos das interligações ibéricas, do ponto de vista de Espanha, no ano de 2010 [4] 54
Fig. 3.25 - Mapa com os fluxos de energia, em cada linha de interligação ibérica, no ano de 2010 [4] 55
Fig. 3.26 - Mapa dos países pertencentes à ENTSO-E e fluxos entre países vizinhos em 2010 [4] 56

Fig. 4.1 - Custos variáveis de produção em função da potência de carga, para o caso português 61
Fig. 4.2 - Custos variáveis de produção em função da potência de carga, para o caso espanhol 62
Fig. 4.3 - Estrutura do Sistema Elétrico Português [12] 64
Fig. 4.4 - Estrutura do Sistema Elétrico Espanhol [13] 64
Fig. 4.5 - Sequência cronológica dos eventos relevantes para a criação do MIBEL [14] 65
Fig. 4.6 - Exemplo de determinação de preço único no Mercado Diário, para a hora 13 do dia 8/07/2011 (A curva azul é a da oferta de compra e a curva laranja corresponde à oferta de venda.) [5] 68
Fig. 4.7 - Funcionamento do *Market Splitting* [19] 69
Fig. 4.8 - Sessões do mercado intradiário referentes a um dia "D" [18] 70
Fig. 4.9- Diagrama com a sequência cronológica relativa ao funcionamento do MIBEL [14] 70
Fig. 4.10 - Energia contratada ao longo de 2010 em Espanha e Portugal [14] 71
Fig. 4.11 - Evoluções mensais da eletricidade contratada em Portugal em 2009 e 2010 [14] 72
Fig. 4.12 - Preços médios da energia elétrica contratada no Mercado Diário em Espanha e Portugal (2010) [14] 73
Fig. 4.13 - Evolução dos preços no Mercado Diário em Portugal e Espanha (2010) [14] 74
Fig. 4.14 - Evolução ao longo do ano de 2010 dos preços médios diários em Portugal e Espanha [14] 74
Fig. 4.15 - Comparação dos preços médios mensais no Mercado Diário em Portugal (2009 e 2010) [14] 75
Fig. 4.16 - Evolução mensal do volume económico transacionado no Mercado Diário em Portugal e Espanha (2010) [14] 76
Fig. 4.17 - Percentagem de tempo com aplicação de Market Splitting, para cada mês de 2010, nos dois sentidos da interligação [14] 77
Fig. 4.18 - Diferenças do preço da eletricidade no Mercado Diário entre Portugal e Espanha ao longo das horas do ano de 2010 [14] 78
Fig. 4.19 - Capacidades de interligação em 2010 e sua ocupação [14] 78
Fig. 4.20 - Energia transacionada no Mercado Diário por tecnologia, no parque português - 2010 [14] 79
Fig. 4.21 - Energia transacionada no Mercado Diário por tecnologia, no parque espanhol - 2010 [14] 79
Fig. 4.22 - Número de horas de cada mês de 2010 em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha [14] 80
Fig. 4.23 - Número de horas de cada mês de 2010 em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal [14] 80

Fig. 4.24 - Relação entre as principais tecnologias a mercado em Portugal e o preço médio mensal [14] 81
Fig. 4.25 - Relação entre as principais tecnologias a mercado em Espanha e o preço médio mensal [14] 81
Fig. 5.1 - Cenários de evolução da procura de energia elétrica em Portugal entre 2011 e 2022 [3] 86
Fig. 5.2 - Histórico e perspetivas de evolução das pontas sazonais até 2021 [3] 86
Fig. 5.3 - Esquema do transformador desfasador [23] 93
Fig. 5.4 - Esquema do UPFC [22] 94
Fig. 5.5 - Esquema de uma ligação HVDC bipolar [24] 95
Fig. 5.6 - Evolução da percentagem de tempo em que se atingiu o limite da capacidade de interligação entre Portugal e França, entre 2003 e 2010 [3] 98
Fig. 5.7 - Previsão dos valores mínimos indicativos da capacidade comercial de interligação até 2017 [3] 100
Fig. 5.8 - Mapa com as linhas de interligação entre Portugal e Espanha, atuais e planeadas [2] 102
Fig. 5.9 - Comparação do investimento TEE por finalidade entre o PDIRT 2009-2014 e 2012-2016 [3] 104
Fig. 5.10 - Evolução dos resultados dos leilões de capacidade anuais e mensais na interligação entre Espanha e França, em 2010 [4] 107
Fig. 5.11 - Esquema da nova linha de interligação HVDC Espanha-França [31] 108

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Valores de capacidade de interligação para o ano de 2010 37
Tabela 3.2 - Plano de Indisponibilidades de elementos da RNT para 2011 com influência na capacidade de interligação..... 42
Tabela 3.3 - Capacidades técnicas das linhas de interligação em MAT para 2011 42
Tabela 3.4 - Cenários de produção previstos para 2011 em Portugal 43
Tabela 3.5 - Cenários de carga esperados para 2011 43
Tabela 3.6 - Capacidade técnica de interligação para 2011 tendo em conta apenas restrições na RNT 45
Tabela 4.1 - Custos variáveis por tipo de tecnologia..... 60
Tabela 5.1 - Novos centros produtores PRO até 2017 87
Tabela 5.2 - Desclassificação de centrais até 2017 87
Tabela 5.3 - Empreendimentos hidroelétricos de grande dimensão previstos até 2017 88
Tabela 5.4 - Cenário de previsões de evolução da PRE..... 89

Lista de Abreviações

PT – Portugal

ES – Espanha

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

AT – Alta Tensão

MAT – Muito Alta Tensão

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

SEE – Sistema de Energia Elétrica

RNT – Rede Nacional de Transporte

AC – Corrente Alternada

DC – Corrente Direta

CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbina a Gás de Ciclo Combinado

PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte

VE – Veículo Elétrico

TEE – Transporte de Energia Elétrica

RMS – *Root Mean Square*

HVDC – *High Voltage Direct Current*

FACTS – *Flexible AC Transmission System*

UPFC – *Unified Power Flow Controller*

1 Introdução

1.1 Contexto

O Sistema Elétrico Português tem sofrido, nos últimos anos, um rápido desenvolvimento que começou com a liberalização do setor elétrico nacional. Portugal, desde a sua eletrificação, apresentou problemas frequentes de insuficiência no parque eletroprodutor. Estas insuficiências, em conjunto com os problemas de estabilidade da primária rede de transporte, levaram a que se criasse uma interligação elétrica com Espanha, o que veio ajudar na mitigação dos problemas em grande medida. No entanto, o país vizinho aproveitou-se das debilidades do nosso sistema elétrico e cobrou durante muito tempo um preço demasiado alto pela energia importada. Portugal viu-se obrigado a negociar inclusivamente com França, mas também sem grandes vantagens, tendo abrandado o desenvolvimento da interligação com Espanha durante algum tempo [1].

Após a liberalização dos setores elétricos de Portugal e Espanha, iniciada em meados da década de 90, seguiu-se a tendência europeia de criação de mercados regionais de energia elétrica, o que, devido ao inerente aumento de competitividade, veio dar um grande impulso ao desenvolvimento da interligação ibérica, bem como da rede nacional de transporte e do parque eletroprodutor português.

Em relação ao parque produtor português, na mesma altura (início do século XXI) começou a surgir a aposta em fontes de energia elétrica renováveis, com custos de investimento bastante elevados e subsidiadas pelo Estado, o que fez aumentar consideravelmente a potência instalada no parque português e veio possibilitar que Portugal conseguisse exportar energia elétrica em determinadas condições [2].

Este conjunto de fatores, dos quais o principal é a oficialização do Mercado Ibérico de Energia, veio dar um grande impulso no desenvolvimento da interligação elétrica entre Portugal e Espanha, estando planeada, até ao final da década, uma mais que duplicação da capacidade de interligação, bem como um significativo aumento na potência instalada [3].

1.2 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se fazer um estudo aprofundado da interligação entre os Sistemas Elétricos de Portugal e de Espanha, nomeadamente do seu passado, presente e futuro.

Em relação ao passado pretende-se fazer uma descrição da história da Rede Nacional de Transporte, que está intrinsecamente ligada à história da interligação com Espanha. Analisam-se os marcos históricos e alterações que impulsionaram o desenvolvimento da interligação, nomeadamente a liberalização dos setores elétricos em Portugal e Espanha.

Em relação ao presente faz-se uma caracterização não só da interligação em si, mas de todo o meio em que se insere. Pretende-se então inicialmente fazer uma análise dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, com o objetivo de evidenciar todas as diferenças entre eles e obter uma base para a compreensão do funcionamento da interligação. Esta caracterização deve incidir sobre os parques eletroprodutores, sobre os padrões de consumo, e também sobre as redes de transporte dos dois países. Assim, será possível identificar as fraquezas nos sistemas elétricos que justifiquem necessidades em termos de capacidade de interligação. Pretende-se também compreender o peso dos fluxos internacionais de energia elétrica no abastecimento do consumo nos dois países.

Seguidamente analisa-se a motivação que surgiu na Europa para a criação de mercados regionais de eletricidade, e que levou a criação de uma entidade que tem o objetivo de harmonizar as redes elétricas dos países europeus. Estuda-se portanto a metodologia criada por essa entidade para a determinação da capacidade comercial de interligação entre países e depois analisam-se as particularidades acordadas pelos operadores das redes de transporte de eletricidade de Portugal e Espanha na aplicação dessa metodologia ao caso ibérico. Posteriormente pretende-se exemplificar a aplicação dessa metodologia, para os anos de 2010 e 2011. No caso de 2010, é possível comparar os valores de capacidade de interligação calculados no início do ano com aqueles efetivamente verificados. No caso de 2011 pretende-se um maior aprofundamento do estudo de maneira a caracterizar as anomalias que se verificam atualmente no funcionamento da interligação. Para o ano de 2010 e anteriores, faz-se também uma análise dos fluxos energéticos verificados nas interligações físicas entre Portugal e Espanha, após uma caracterização das mesmas. Faz-se ainda uma comparação entre o caso ibérico e o resto da Europa.

Pretende-se também analisar o funcionamento dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, especialmente no que concerne à operação conjunta dos mesmos, através do Mercado Ibérico de Eletricidade. Para efeitos de comparação realiza-se inicialmente uma análise simplificada dos custos de produção dos parques produtores ibéricos, em função da carga e não considerando a interligação. Faz-se uma caracterização do MIBEL e analisam-se os seus resultados no ano de 2010, com destaque no papel da interligação no funcionamento do Mercado.

Em relação ao futuro, pretende-se uma reflexão sobre as previsões da evolução da produção e do consumo até ao final da década e também sobre as metas acordadas pelas autoridades portuguesas e espanholas para o aumento da capacidade de interligação. Faz-se uma síntese dos problemas físicos verificados atualmente na interligação entre Portugal e

Espanha e uma comparação de possíveis soluções. Pretende-se também apresentar os investimentos previstos pela operadora portuguesa da Rede Nacional de Transporte para atingir as metas e resolver as anomalias, fazendo-se uma análise económica a esses investimentos. Finalmente pretende-se também fazer uma reflexão sobre o incremento e funcionamento da interligação entre Espanha e França, bem como da sua importância não só para o país vizinho, como também para o nosso.

1.3 Estrutura

Esta dissertação é constituída por seis capítulos e quatro anexos. Com o primeiro e presente capítulo pretende-se fazer uma introdução ao trabalho, descrevendo o contexto em que se insere, os objetivos pretendidos com a sua realização, para além desta descrição da estrutura do documento.

No segundo capítulo apresenta-se uma caracterização dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha passando pela produção, consumo e também pelo transporte de energia elétrica. Começa-se por fazer a descrição dos parques eletroprodutores ibéricos no presente. Seguidamente analisa-se a repartição da produção e do abastecimento de energia elétrica por cada tecnologia instalada. Posteriormente caracterizam-se as evoluções da produção e do consumo nos anos recentes também nos dois países, bem como os diagramas de carga e padrões de consumo nos dois países ibéricos. Por fim analisa-se a evolução das redes de transporte de Portugal e Espanha nos últimos anos.

Com o terceiro capítulo pretende-se definir e caracterizar a interligação física entre as redes elétricas dos dois países ibéricos. Iniciando na história da interligação, que está intrinsecamente associada à própria história das Redes de Transporte portuguesa e espanhola, segue-se uma análise à metodologia padrão europeia de cálculo da capacidade comercial de interligação entre redes elétricas, bem como às variações introduzidas no caso ibérico. Para isso analisa-se a sua aplicação em dois anos: o ano de 2010, já terminado e no qual é possível comparar as previsões com os valores efetivos, e o corrente ano de 2011, no qual se aprofundam mais as previsões e cálculos. Entretanto faz-se uma descrição física da interligação elétrica entre os países ibéricos e uma análise à evolução nos últimos anos das capacidades comerciais de interligação e dos fluxos energéticos trocados entre Portugal e Espanha. Por fim situa-se a interligação ibérica no contexto europeu.

No capítulo quatro analisa-se a operação dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, começando-se por fazer um estudo simplificado dos custos de produção de energia elétrica nos parques produtores ibéricos. Seguidamente faz-se uma introdução ao Mercado Ibérico de Eletricidade e analisam-se os resultados do mesmo no ano de 2010.

O capítulo cinco é dedicado à análise e previsões do futuro da interligação elétrica entre Portugal e Espanha. Após uma introdução ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte faz-se uma análise às previsões de evolução do consumo e da oferta nos próximos anos. Posteriormente faz-se a síntese dos problemas atuais verificados com a interligação ibérica e comparam-se várias soluções possíveis para os mesmos. De seguida, descrevem-se e analisam-se as metas definidas pelas autoridades portuguesas e espanholas relativas à capacidade de interligação bem como os ganhos esperados, caracterizando os investimentos previstos para o aumento da capacidade de interligação e para a resolução das anomalias verificadas. Estes investimentos são por sua vez alvo de uma análise económica, através da comparação com outras alternativas. Finalmente analisa-se o interesse para Portugal, e também para Espanha, da interligação elétrica entre Espanha e França.

As conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo seis.

2 Caracterização dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha

A caracterização dos sistemas elétricos dos países em estudo – Portugal e Espanha – é essencial para a compreensão de todo o conjunto de necessidades e especificidades que uma interligação entre esses sistemas apresentará. Um sistema elétrico é constituído pela produção, transporte/distribuição e consumo. Neste capítulo faz-se uma apresentação e descrição desses elementos nos dois países, bem como a respetiva evolução nos últimos anos.

2.1 Parques Eletroprodutores

Dá-se o nome de parque eletroprodutor a todo o conjunto de centrais e unidades produtoras de energia elétrica que estejam ligadas à rede elétrica de um determinado país. Historicamente, a eletricidade era produzida em centrais perto dos centros urbanos. Posteriormente, com o desenvolvimento das redes e tecnologias de transporte de eletricidade em Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) verificou-se uma centralização da produção em grandes centrais perto dos eixos de maior consumo e com melhores acessibilidades. Esse paradigma está hoje em alteração em Portugal e Espanha, com um crescimento vincado da Produção em Regime Especial e uma clara massificação e disseminação de unidades produtoras de potência menos elevada.

No final de 2010, o parque eletroprodutor continental português contava com 17 920 MW de potência instalada, um aumento substancial de 7,6% em relação ao final do ano anterior. Por seu lado, o parque espanhol contava com uma potência de 97 447 MW, 4% superior ao fim de 2009 [2].

Nos seguintes gráficos apresentam-se as percentagens de potências instaladas por tecnologia nos parques eletroprodutores português e espanhol, tanto em PRE como em PRO. Os valores apresentados referem-se ao final dos anos de 2010 e 2009.

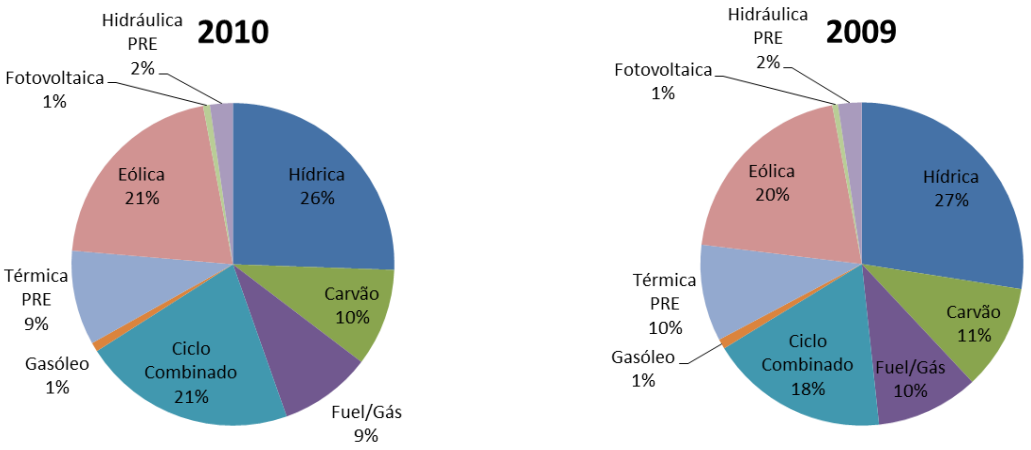


Fig. 2.1 - Potências instaladas por tecnologia no parque produtor Português [2]

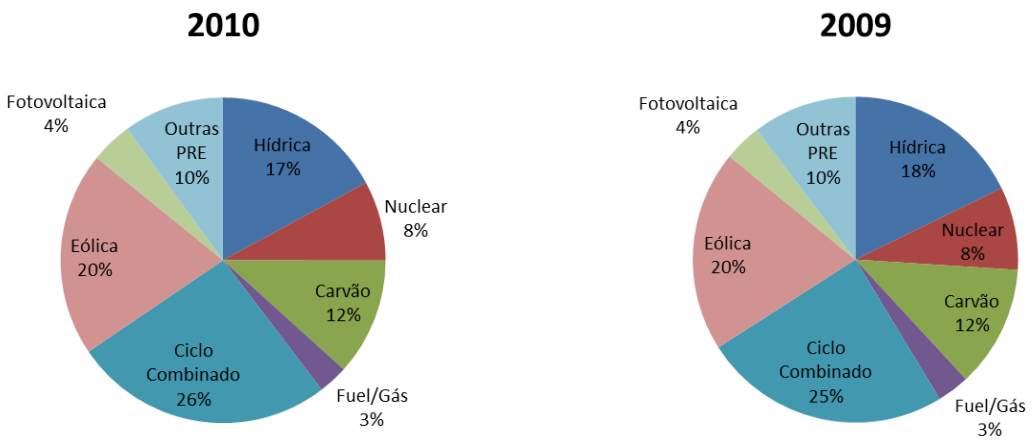


Fig. 2.2 - Potências instaladas por tecnologia no parque produtor Espanhol [4]

Através dos dados acima pode-se verificar que há diferenças relevantes entre os dois parques produtores ibéricos, tanto a nível de tecnologias usadas, como no peso das mesmas na potência instalada.

No caso português, a tecnologia com a maior parcela da potência instalada é a hidroelétrica (28%), contabilizando as centrais hidroelétricas PRO e os produtores hidráulicos PRE. Esta percentagem é significativamente superior ao caso espanhol (17%, faltando somar a produção hidráulica em PRE, incluída na fatia Outras PRE).

No caso espanhol, a tecnologia com maior peso é o ciclo combinado (26%), mais do que no nosso país, onde é a segunda tecnologia mais relevante, a par da eólica (21%).

Ainda assim, como semelhança nos dois países tem-se que a potência com origem térmica obtém a maior fatia quer em Portugal (50%), quer em Espanha (49%, faltando somar a produção térmica em PRE). A composição da produção térmica nos dois parques é que é substancialmente diferente, salientando-se logo à partida a presença de centrais nucleares no país vizinho, que representa uma fatia de 16% na potência térmica ordinária e de 8% na total.

Em virtude da expansão de parques eólicos que se tem verificado nos últimos anos, a potência com esta origem tem já um peso de 21% no total instalado em Portugal – percentagem semelhante ao ciclo combinado e bem maior do que o carvão - e 20% em Espanha, sendo esta outra semelhança entre os dois parques. Vale ainda a pena uma referência às fotovoltaicas, que não chegam a 1% no nosso país, mas já ultrapassam os 4% no vizinho.

Analisando as tecnologias nas quais se tem investido num lado e no outro da fronteira, mais especificamente as que sofreram acréscimos relevantes no ano de 2010, verifica-se que em Portugal foi a potência da fotovoltaica que mais aumentou (+29%), seguida do ciclo combinado (+28%) e da eólica (+10%). Esta mesma ordem se verificou também em Espanha, mas com percentagens mais baixas (+16%, +9%, +6%, respetivamente). A única tecnologia que viu a sua potência reduzida, tanto num país como no outro, foi o fuel/gás (-3% Portugal, -5% Espanha).

Depois de analisados em pormenor os parques produtores ibéricos, apresenta-se agora a estrutura de 2010 dos parques dos países pertencentes à ENTSO-E, no gráfico seguinte.

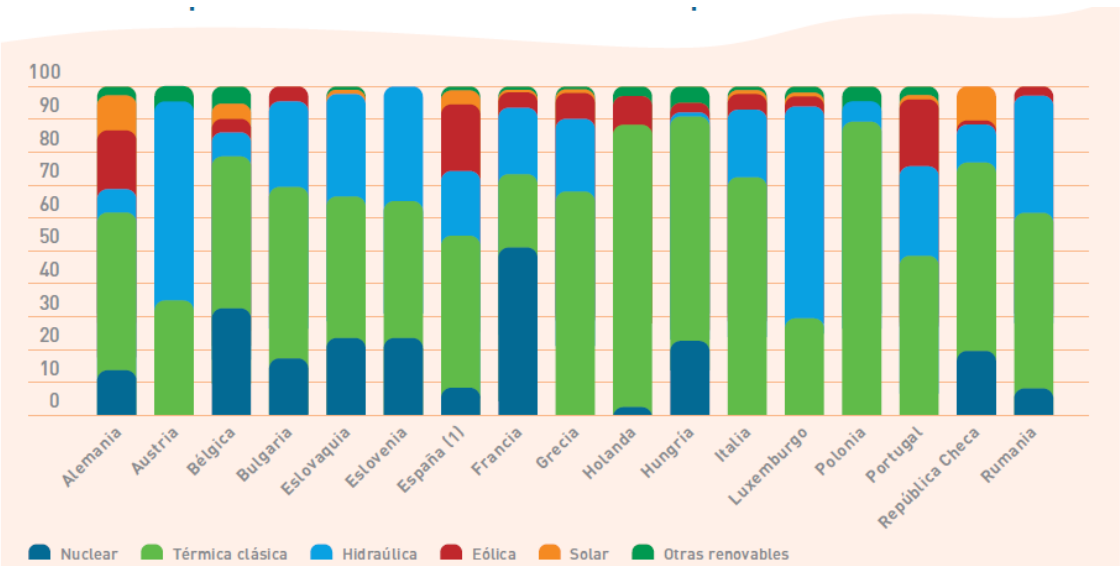


Fig. 2.3 - Estruturas dos parques eletroprodutores dos países pertencentes à ENTSO-E [4]

Observam-se diferenças muito grandes entre os vários países europeus, resultantes de condicionantes geográficas, demográficas e económicas, mas também obviamente de escolhas políticas históricas. Mais de metade dos países tem instalada potência nuclear, apesar de ser na França que esta se destaca como mais de 50% do total instalado. No contexto europeu, o parque mais semelhante ao português é o espanhol, apesar das diferenças analisadas anteriormente. Em conjunto com a Alemanha, são os três países onde as "novas" renováveis[1] já têm um peso considerável. Contudo, na quase totalidade dos países, a maior parte da potência instalada ainda é térmica clássica. Exceção para a Áustria e Luxemburgo, onde mais de metade da potência tem origem hidráulica.

2.2 Repartição da produção e abastecimento do consumo de energia elétrica por tecnologia

A caracterização dos parques produtores não chega para a compreensão da origem da energia elétrica que chega aos consumidores, numa dada rede elétrica. O tipo de tecnologia, a sua dependência de condições ou recursos naturais, bem como os custos marginais de operação das centrais, influenciam a produção e consumo de energia elétrica.

No ano de 2010 foram consumidos 52 204 GWh de energia elétrica em Portugal Continental, um valor 4,7% superior (3,3% com correção do efeito da temperatura e dias úteis) ao ano anterior. Em Espanha Continental, foram abastecidos 259 940 GWh no mesmo período, o que corresponde a um aumento de 3,2% (2,9% corrigidos) em relação a 2009. Ou seja, foi consumida sensivelmente 5 vezes mais energia elétrica no País vizinho do que em Portugal.

Os próximos gráficos mostram o abastecimento de eletricidade por tecnologia, para os anos de 2010 e 2009, e para os dois países ibéricos.

[1] Eólica e fotovoltaica

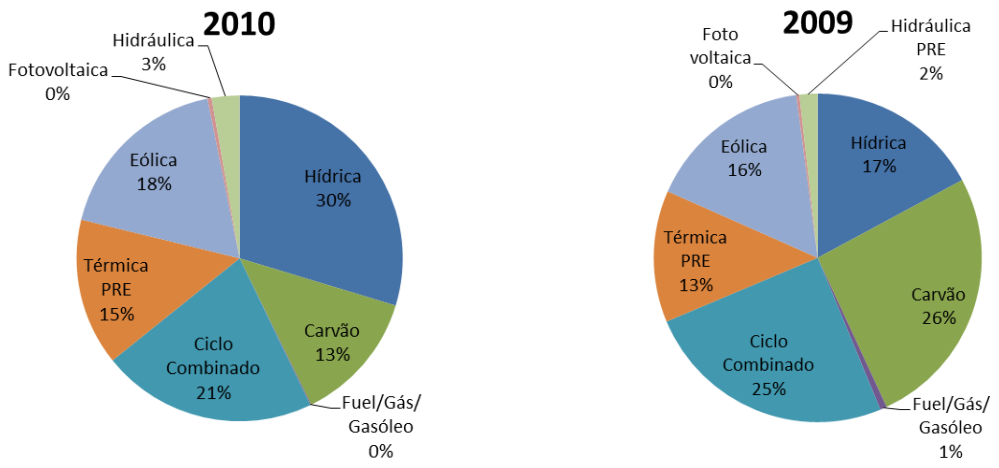


Fig. 2.4 - Repartição do abastecimento do consumo por tecnologia em Portugal [2]

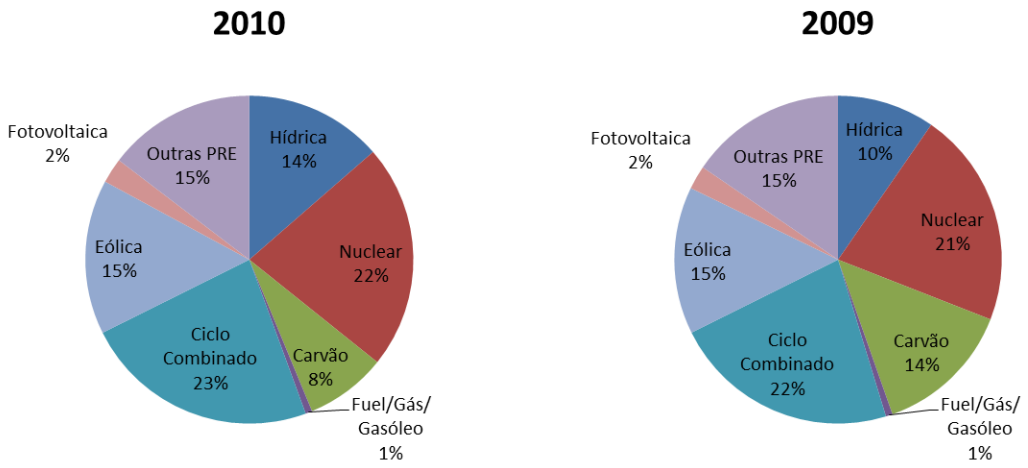


Fig. 2.5 - Repartição do abastecimento do consumo por tecnologia em Espanha (*Outras PRE 15%: dos quais 12% térmicas) [4]

Mais uma vez, há diferenças a salientar entre os casos português e espanhol. No primeiro, verifica-se que em 2010 mais de metade da energia elétrica teve origem em fontes renováveis (51%, um aumento de 16% em relação a 2009), premiando o esforço de investimento neste tipo de tecnologias nos últimos anos. No segundo, essa parcela é de pouco mais de um terço (34%, mais 4% que no ano anterior). Para estes aumentos contribuiu não só uma política de incentivo ao investimento e preferência em energias renováveis, mas também um aumento dos índices de produtividade eólica e hídrica, como se verá a seguir.

A fatia hidráulica é a maior no diagrama português. Tal é justificável devido a grande potência instalada e principalmente devido ao elevado índice de hidraulicidade verificado: 1,31.

Em Espanha, o índice foi semelhante – 1,30 – mas a fração de potência instalada desta tecnologia é menor.

No diagrama espanhol a maior fatia cabe ao ciclo combinado (23%) que é também a tecnologia com mais potência instalada no parque produtor vizinho. Esta tecnologia é a segunda que mais produziu em Portugal em 2010 (21%).

Destaque também para a eólica e a nuclear. A primeira por ter representado 15% do consumo espanhol, tendo sido a terceira maior fonte de energia elétrica em 2010 naquele país, mas menos do que os 18% verificados em Portugal, que ainda assim também correspondem ao terceiro lugar das tecnologias com maior produção. Para tal também contribuiu um bom índice de eolicidade: 1,08. O destaque para a nuclear deve-se fundamentalmente ao facto de esta tecnologia corresponder a 8% da potência instalada em Espanha, mas em 2010 ter abastecido 22% do consumo de eletricidade, cabendo-lhe o segundo lugar bem perto do ciclo combinado, visto anteriormente.

O saldo importador português é de 5% e o saldo exportador espanhol é de 4,8%, ou 8 490 GWh, 2 623 GWh dos quais para Portugal (ou seja, 31%).

Analisando o caso de 2009, que foi um ano de baixa hidraulicidade e menor eolicidade que 2010, e comparando estes dois anos, é possível verificar que, no sistema elétrico português, a tecnologia que mais reduziu a produção em 2010 foi o carvão. Conclui-se que será esta tecnologia que mais compensará o consumo em anos de baixa produção renovável, a manter-se a estrutura do parque produtor português.

No parque espanhol, o carvão também foi a tecnologia que viu a sua produção mais reduzida de 2009 para 2010, verificando-se também o seu papel de apoio em caso de baixa produção renovável.

Conforme foi feito no ponto anterior, também se analisa agora no gráfico seguinte, o quadro europeu no que respeita à produção de energia elétrica por tecnologia, em 2010.

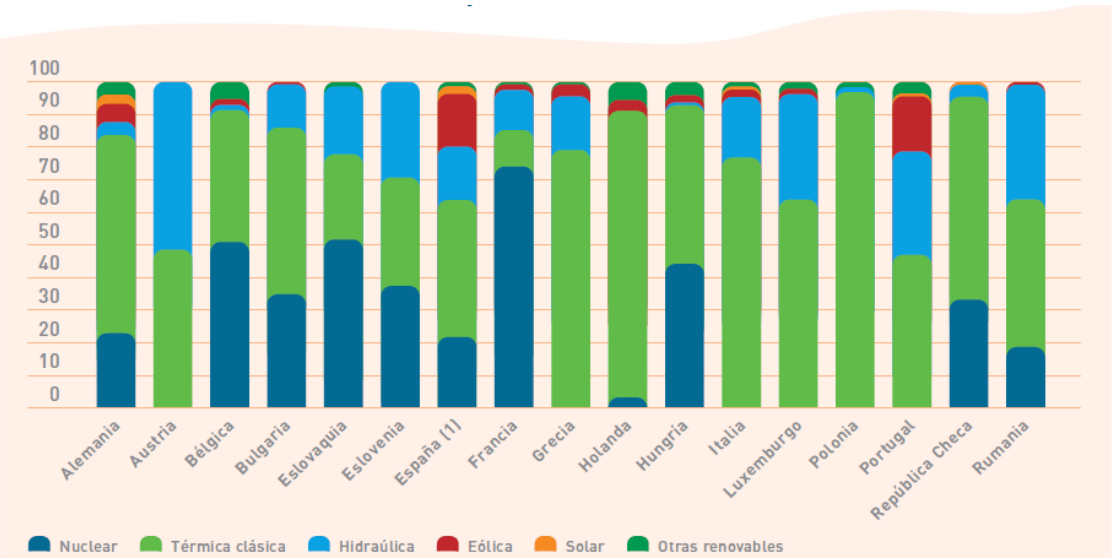


Fig. 2.6 - Produção de energia elétrica por tecnologia, nos países pertencentes à ENTSO-E [4]

Verifica-se que Portugal é o país do conjunto estudado com a maior percentagem de eletricidade produzida de fontes renováveis, o que se deve principalmente à política energética de fomento deste tipo de tecnologias seguida nos últimos anos, aliada à elevada disponibilidade no nosso país dos recursos naturais utilizados por essas tecnologias. O único país que se aproxima é a Áustria, com uma percentagem também superior a 50% de origem hidráulica. Os dois países com maior produção de origem eólica são Portugal e Espanha.

Verifica-se que o grupo de países com potência nuclear instalada baseia grande parte da produção nesta tecnologia, o que se deve aos baixos custos marginais de operação deste tipo de centrais. A França depende profundamente do nuclear, com uma percentagem superior a 70% de energia produzida através desta tecnologia. Essa percentagem na Bélgica e na Eslováquia também rondam os 50%.

Temos um terceiro subgrupo de países, no qual a maior parte da eletricidade tem origem térmica clássica. O caso mais evidente é a Polónia, com quase 100% de energia gerada neste tipo de centrais, seguida da Holanda, Grécia e Itália, com percentagens acima dos 75%.

2.3 Utilização da potência instalada

Como se pôde verificar, a potência instalada não é utilizada ao máximo. As centrais podem não funcionar o ano todo, e podem ter vários grupos geradores dos quais só alguns estejam a funcionar num dado momento. Para além disso, as energias renováveis estão bastante dependentes das condições meteorológicas, pelo que especificamente no caso dessas é improvável ter todas a funcionar na potência máxima. Outro motivo que leva a diferentes utilizações nas tecnologias, é também, obviamente, o seu preço de venda em mercado, que deriva dos custos marginais de operação das centrais e dos preços dos vários combustíveis utilizados.

Utilizando os dados dos pontos anteriores, é possível calcular a utilização da potência instalada, no total, e para cada tecnologia. O resultado pode ser exprimido como uma percentagem da potência instalada, ou como o número equivalente de horas de utilização da potência elétrica instalada.

Verifica-se então que, no ano de 2010, houve em Portugal uma utilização média de 36,7% da potência instalada, valor 1,1% inferior ao do ano anterior. Em Espanha verificou-se uma utilização de 30,5% da potência contra 30,7% no ano de 2009. Estes valores permitem concluir que, em média, tem sido utilizado apenas cerca de um terço da potência elétrica instalada na Península Ibérica.

Na figura seguinte representa-se, para os dois países em estudo e os dois anos referidos, a utilização anual da potência disponível por tecnologia, em percentagem da potência instalada.

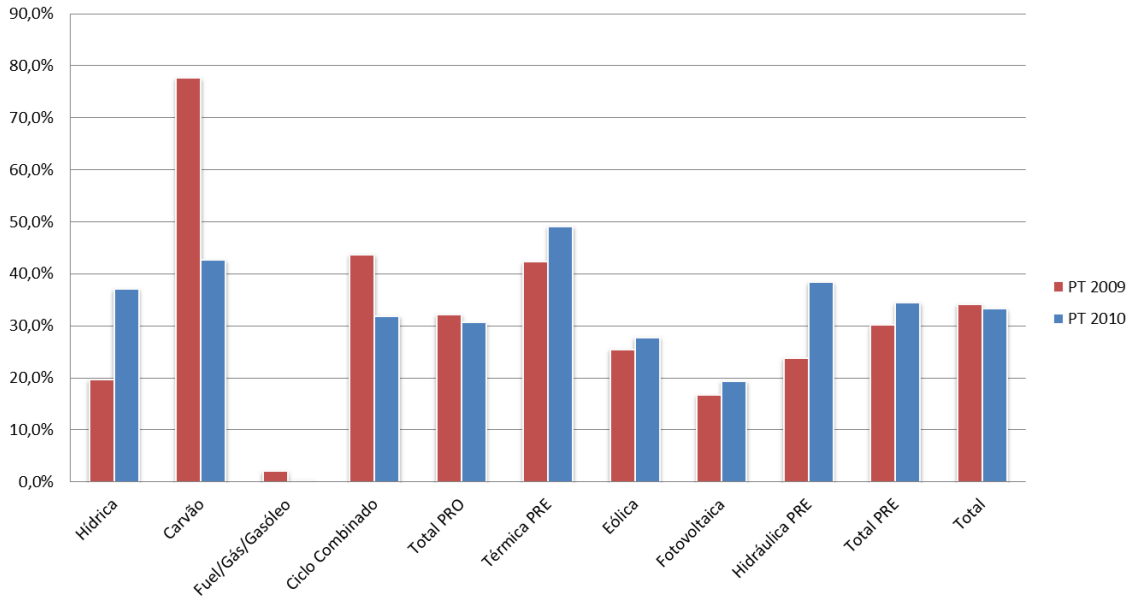


Fig. 2.7 - Utilização da potência disponível por tecnologia, em percentagem da potência instalada, em Portugal (2009 e 2010) [2]

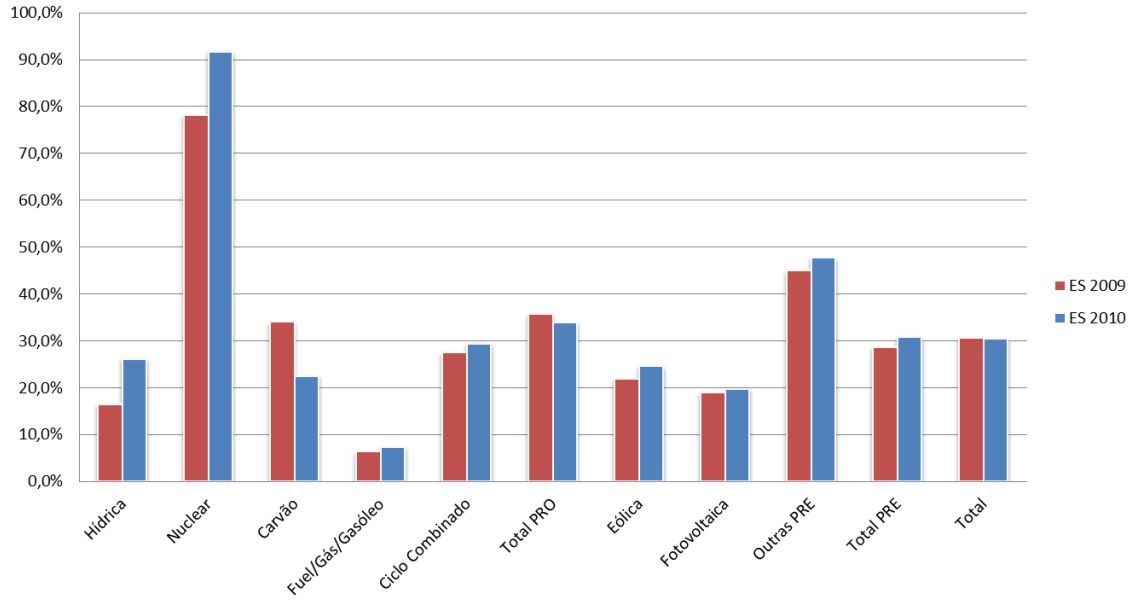


Fig. 2.8 - Utilização da potência disponível por tecnologia, em percentagem da potência instalada, em Espanha (2009 e 2010) [4]

Com base nos dados é possível tirar várias conclusões. Logo em primeiro lugar, que a utilização da potência disponível é maior em Portugal do que em Espanha, embora não muito. Em segundo lugar, que se verificam diferenças significativas na utilização de algumas tecnologias nos dois países. Como foi dito anteriormente, verifica-se que, em geral, a utilização de tecnologias renováveis é inferior à das não-renováveis.

A tecnologia que salta logo à vista como a de maior utilização da Península Ibérica é a nuclear. Em 2010 apresentou uma utilização de 92%, o que será praticamente o máximo, tendo em conta as normais indisponibilidades que possam acontecer ao longo do ano. Isto deve-se ao facto dos custos variáveis de produção desta tecnologia serem bastante inferiores aos restantes, apesar do investimento inicial ser elevado. Outro motivo é a elevada disponibilidade deste tipo de centrais, que não necessitam de muita manutenção. Por outro lado, a potência disponível também não depende de condições meteorológicas, como no caso das energias renováveis.

Em segundo lugar em 2010, tanto em Portugal como em Espanha, ficou a térmica PRE, respetivamente com uma utilização de 49,2% e de cerca de 47,7% (neste caso inclui uma pequena percentagem de outras tecnologias PRE).

A tecnologia com menor utilização nos dois países é o fuel/gás/gasóleo, sendo que no caso português é mesmo quase nula. Tal deve-se ao facto de ser a tecnologia com maior custo de produção derivado aos elevados custos dos combustíveis do nome da tecnologia, e também por ser uma das tecnologias mais poluentes. Por estes motivos, esta é a única tecnologia que em 2010 sofreu diminuição de potência instalada nos dois países, sendo previsível ainda mais cortes nos próximos anos e que se mantenha uma pequena fração apenas como reserva para períodos de ponta.

As duas tecnologias a seguir com menor utilização tanto num país como no outro (apesar de maior em Portugal) são a eólica e a fotovoltaica. Isto deve-se ao facto que já foi falado anteriormente, destas tecnologias serem muito dependentes das condições meteorológicas. Para além disso, são tecnologias que ainda têm alguma margem de desenvolvimento no rendimento e custos fixos, especialmente a fotovoltaica.

Analisando os dados dos dois anos verificamos que a tecnologia cujo papel em Portugal se assemelha mais ao da nuclear em Espanha é o carvão. Isto é, em anos de relativa baixa produção renovável e hídrica, será o carvão – tecnologia não-renovável PRO com custo marginal mais baixo no nosso país, como se verá posteriormente – que satisfará grande parte o consumo. Isto aconteceu em 2009, por exemplo, em que o carvão atingiu 78% de utilização.

Em relação à hídrica, verifica-se que em anos com hidraulicidade semelhantes nos dois países ibéricos, como foram 2010 e 2009, há uma menor utilização desta tecnologia em Espanha do que em Portugal. Esta situação deve-se, em grande parte, a uma menor disponibilidade de recursos hídricos em Espanha do que no nosso país.

Finalmente, falta referir que o fator de utilização calculado para uma dada tecnologia pode não corresponder totalmente à realidade, no caso de ter havido um aumento – ou redução – na potência instalada dessa tecnologia ao longo do ano analisado. O erro é tanto maior quanto maior for a variação e quanto mais tardia no ano for essa alteração. Para o caso português isto é significativo principalmente no ciclo combinado e na fotovoltaica e, em menor grau, na eólica. Estas tecnologias apresentam utilização calculada inferior à real. No caso espanhol, as mesmas três tecnologias verificam a mesma discrepância, mas em menor grau, pois o aumento das potências instaladas foi percentualmente menor em relação ao caso português.

2.4 Evolução da produção e do consumo

A qualquer momento, a produção de energia elétrica tem de satisfazer as necessidades de consumo. Isto requer todo um planeamento do sistema de energia elétrica de um país, desde toda a rede elétrica de transporte e distribuição às centrais produtoras. As políticas energéticas definem as tecnologias em que se investe ou se incentiva ao investimento, procurando atingir um parque produtor que responda às necessidades do consumo e que idealmente deveria ser o mais economicamente vantajoso possível. De seguida é feita uma análise à evolução do consumo elétrico dos dois países ibéricos nos últimos cinco anos, bem como a repartição da produção que satisfez as respetivas necessidades de consumo.

Nos gráficos seguintes mostram-se as evoluções na produção de eletricidade em Portugal e Espanha, separadas por tecnologia, para o período entre 2006 e 2010.

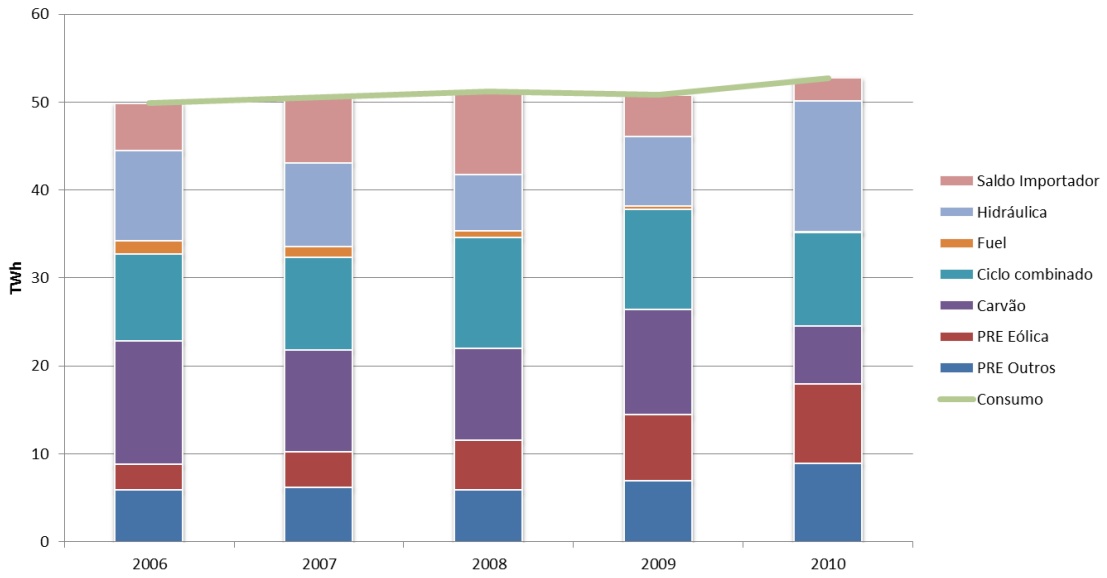


Fig. 2.9 - Evolução na produção de eletricidade em Portugal por tecnologia, entre 2006 e 2010 [2]

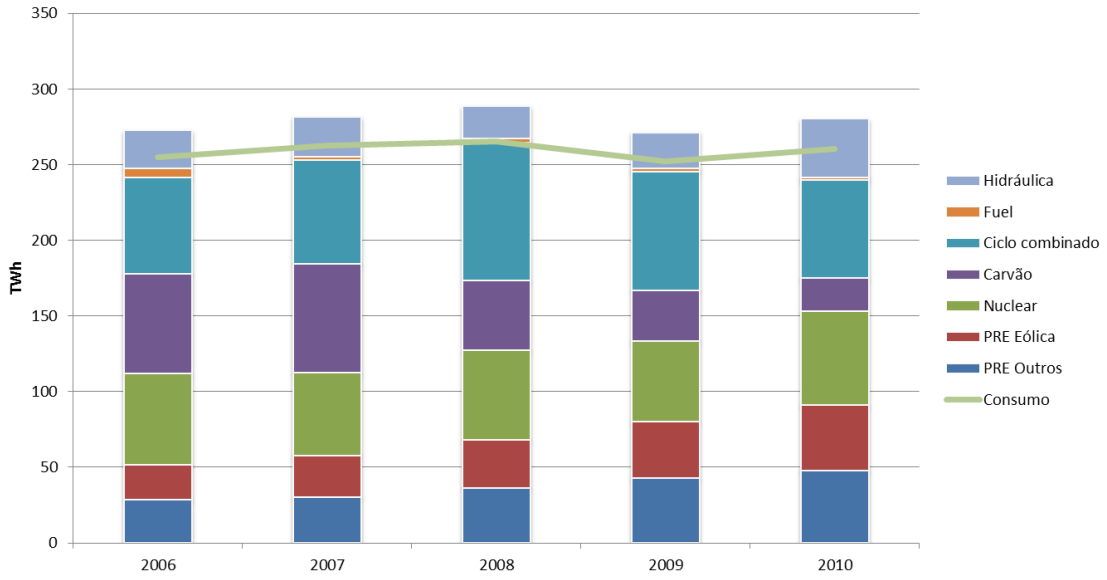


Fig. 2.10 - Evolução na produção de eletricidade em Espanha por tecnologia, entre 2006 e 2010 [4]

Depois da quebra verificada em 2009, houve em 2010 um máximo histórico de 52,7TWh de consumo de energia elétrica em Portugal. Pelo contrário, o máximo espanhol mantém-se no ano de 2008, quando foram consumidos 265,2TWh de eletricidade no país vizinho. A quebra que ocorreu em 2009 foi bastante superior no caso espanhol (-4,9%) ao caso português (-0,8%), de tal maneira que, em 2010 o consumo do país vizinho nem superou o de 2007. Entre

2006 e 2010 o consumo em Portugal aumentou 5,7% enquanto em Espanha aumentou 2,2%. O aumento entre 2009 e 2010 também foi superior no caso português.

A produção portuguesa também atingiu em 2010 um máximo histórico – cerca de 50TWh – tendo-se registado um mínimo no saldo importador desde 2004 (2,6TWh). Este mínimo ocorreu apenas dois anos após o respetivo máximo histórico (9,4TWh). Há a salientar o facto de em Espanha a produção ter sido sempre superior ao consumo nos cinco anos em estudo, ou seja, é um país com saldo exportador, ao contrário do caso português, onde a produção foi sempre inferior ao consumo – saldo importador. Nos anos em que o consumo aumentou no país vizinho este facto também aconteceu em Portugal, bem como o contrário, isto é, nos anos em que o consumo diminuiu em Espanha, o mesmo aconteceu no nosso país. Pelo contrário, há uma correspondência entre os anos em que a produção diminuiu em Portugal e aumentou em Espanha e vice-versa. Estes factos apontam para uma dependência do consumo português da produção elétrica espanhola que se verificou nos últimos anos, mas que desde 2008 tem diminuído significativamente. Esta dependência será analisada em profundidade no capítulo 3.6.

Do mesmo gráfico interessa também analisar a evolução de produção por tipo de tecnologia nos dois países. Verifica-se tanto em Portugal como em Espanha um aumento sustentado da produção PRE ao longo dos anos estudados – em especial da PRE eólica -, que não é influenciado nem pela quebra de consumo em 2009, nem pela quebra portuguesa de produção em 2008. Isto denota uma tendência, que a manter-se, as tecnologias PRE irão aumentar a sua prevalência e a sua quota de produção nos próximos anos, independentemente das alterações nas outras tecnologias ou consumo. Esta tendência deve-se principalmente às políticas energéticas seguidas nos últimos anos que incluem incentivos vantajosos oferecidos aos produtores em Regime Especial.

No caso espanhol, a quota do nuclear tem-se mantido praticamente constante. Isto deve-se ao facto de não terem sido postas em serviço ou retiradas nenhuma central nuclear nos anos em causa, e também a esta tecnologia estar associada a um fator de utilização alto e constante, como foi visto anteriormente. O carvão, no caso dos dois países, tem visto a sua quota de produção ser diminuída em benefício das PRE. No entanto, especialmente em Portugal, continua a ser uma tecnologia indispensável para a produção em anos de baixa hidraulicidade, como o foi 2009 por exemplo. O carvão tem, principalmente em Espanha, perdido terreno para o ciclo combinado, cujas centrais de última geração apresentam rendimentos muito elevados e baixas emissões de carbono, para além de uma melhor flexibilidade na variação da produção. Assim, esta tecnologia tem conseguido competir em preço com o carvão.

A tecnologia cuja utilização está praticamente extinta na Península Ibérica é o fuel, pois apresenta custos atualmente muito elevados e, por isso, é só guardada para situações de extrema necessidade.

A hidráulica PRO está dependente do fator de hidraulicidade de cada ano, sendo por isso determinante na repartição da produção, principalmente no caso português.

Como foi feito nos pontos anteriores, apresenta-se agora a variação percentual do consumo de energia elétrica, entre 2006 e 2010, nos países pertencentes à ENTSO-E, destacando-se o caso português e espanhol, em estudo.

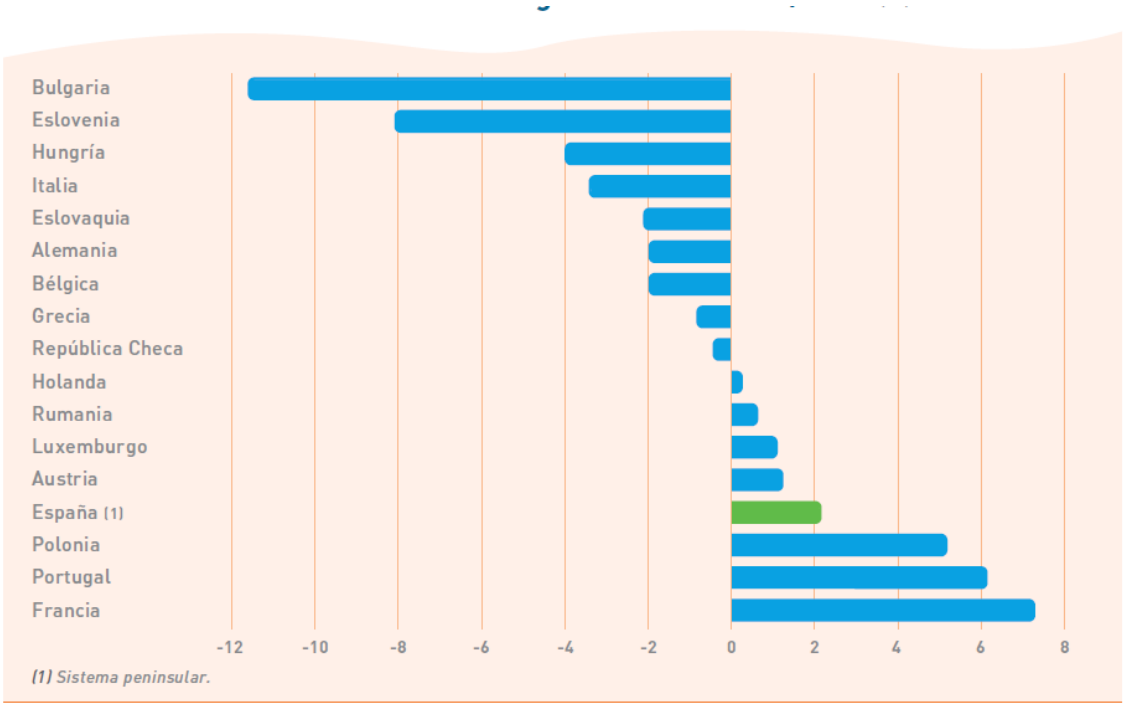


Fig. 2.11 - Variação percentual do consumo de eletricidade, entre 2006 e 2010, nos países pertencentes à ENTSO-E [4]

Verifica-se que Portugal foi o segundo país que mais aumentou o consumo elétrico desde 2006, apenas sendo superado pela França. A Espanha também aumentou, mas não tão significativamente, sendo por isso o quarto país que mais incrementou o consumo. No entanto, houve mais países que reduziram o consumo do que aumentaram, entre os quais países altamente industrializados, como a Alemanha. Isto mostra que não só são tomadas medidas de incentivo às tecnologias renováveis neste país, mas também à racionalização do consumo e à eficiência energética. A recessão mundial verificada nos últimos anos também tem obviamente o seu peso nos dados analisados. Os dois países que mais diminuíram o consumo, e bastante significativamente, foram a Bulgária, com quase -12% e a Eslovénia com -8%.

2.5 Análise dos diagramas de carga característicos

Nos pontos anteriores analisou-se a variação da produção e consumo de energia elétrica nos últimos cinco anos, com particular detalhe nos últimos dois. Contudo, um sistema elétrico sofre variações importantes ao longo do dia, resultado dos hábitos das pessoas, das atividades económicas, estações do ano e políticas de mercado ou tarifárias. Isto conduz a que cada sistema elétrico tenha diagramas de carga diários característicos, que não são mais que as curvas da potência que é consumida durante o dia, e que tem de igualar a potência injetada na rede a cada instante. Nas figuras seguintes representam-se as curvas de carga para o caso português e o caso espanhol, tanto para um caso característico de inverno, como um dia de verão. Neste caso escolheu-se o dia 24 de Janeiro de 2011, que também correspondeu em Portugal ao dia de maior ponta do inverno em causa.

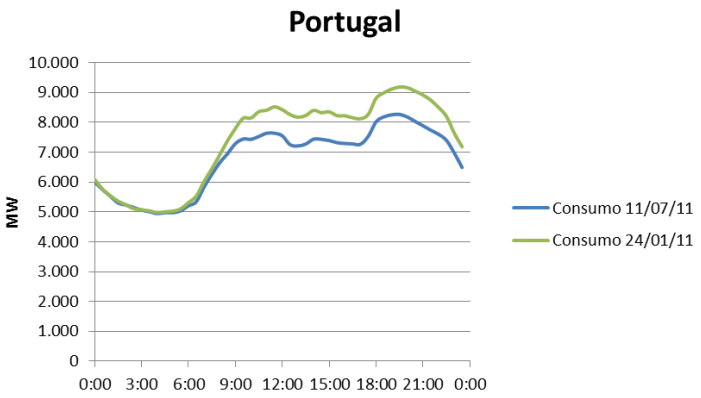


Fig. 2.12 - Curvas de carga para um dia característico de inverno e um de verão, para o caso português [5]

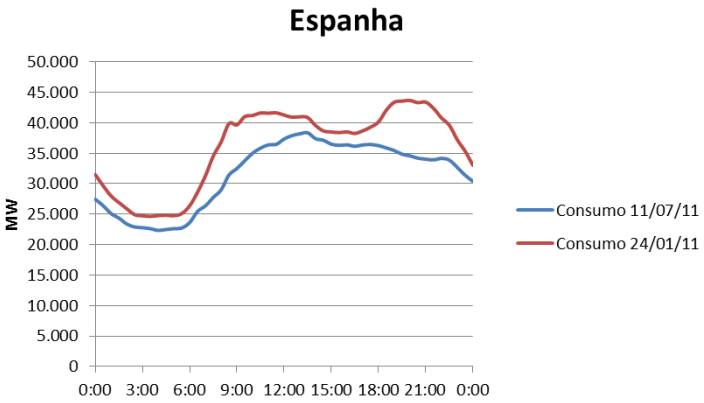


Fig. 2.13 - Curvas de carga para um dia característico de inverno e um de verão, para o caso espanhol [5]

No caso português verifica-se que as curvas características de inverno e verão têm o mesmo formato e até os mesmos valores de vazio, variando apenas percentualmente no aumento diurno de potência em relação ao vazio. Verificou-se no dia 24/01/2011 um pico máximo de 9,2GW de consumo em Portugal, às 19h30. O máximo do dia 11/07 do mesmo ano foi de 8,3GW à mesma hora.

No caso espanhol já existe uma diferença significativa entre o formato da curva do dia de inverno e a curva de verão. A curva de inverno é mais semelhante à curva de potência portuguesa, com a ponta a rondar as 19h30 e com um período de baixa carga durante a tarde. No entanto a subida na parte da manhã dá-se mais cedo. A curva do dia de verão tem o seu máximo às 13h30 sendo que, a partir daí, desce até ao vazio. Para além disso, o crescimento matinal dá-se mais tarde. No dia 24/01 atingiu-se um máximo de 43,7GW de potência consumida, enquanto no dia 11/07 do mesmo ano o máximo foi 38,4GW.

No gráfico seguinte apresentam-se as curvas de potência estudadas anteriormente, mas neste caso normalizadas à potência mínima, isto é, em percentagem incremental do valor mínimo de potência da curva. Deste modo facilita-se a comparação entre os formatos das curvas espanhola e portuguesa, bem como entre o inverno e o verão.

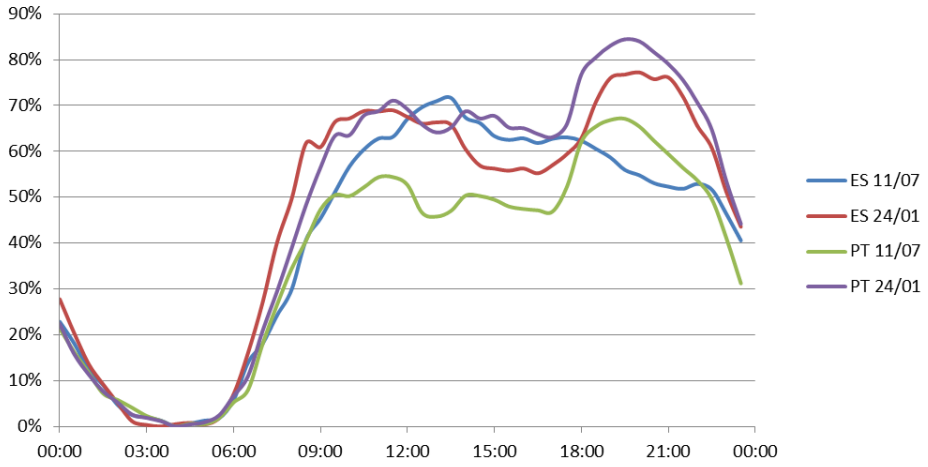


Fig. 2.14 - Curvas de carga dos SEE português e espanhol, normalizadas à potência mínima

Facilmente se verifica que a curva que exibe um maior aumento durante o dia em relação ao vazio é a curva portuguesa do inverno, seguida de perto pela curva espanhola também de inverno. De facto, estas curvas são bastante semelhantes, sendo praticamente coincidentes durante a noite e a manhã e bastante próximas no resto do dia. A curva que apresenta uma menor sobre-elevação em relação ao vazio é a curva portuguesa de verão. Esta curva é semelhante em formato às referidas anteriormente, apenas com um menor incremento em

relação ao vazio. A curva de verão espanhola é diferente das outras, apresentando o maior pico antes da tarde, assemelhando-se à curva portuguesa de inverno até às 18h, altura a partir do qual passa a ser a que tem o menor incremento em relação ao vazio.

A potência máxima verificada em Portugal no ano de 2010 foi de 9403 MW no dia 11 de Janeiro, contra 9218MW no dia 12 de Janeiro do ano anterior. Esse máximo correspondeu a 52,5% da potência instalada no parque produtor português (não se contabiliza a capacidade de interligação). O dia com maior consumo energético foi o 12 de Janeiro de 2010, quando foram consumidos 183GWh, contra 178GWh no ano anterior, em 9 de Janeiro.

Por sua vez, a potência máxima verificada em 2010 em Espanha foi de 44122MW no mesmo dia que em Portugal, contra 44440MW no ano anterior em 13/01. Este último máximo corresponde a 45,6% da potência instalada no parque vizinho (também não se contabilizam as interligações). O dia em que se consumiu mais energia elétrica foi 12 de Janeiro de 2010, com 895GWh consumidos, contra 887GWh em 13/01/2009.

2.6 Evolução das redes de transporte

Para o funcionamento de um sistema elétrico não bastam apenas os centros produtores e consumidores. Hoje em dia e mais do que nunca devido à descentralização dos centros produtores, é necessário ter uma rede de transporte e também de distribuição adequadas e capazes, que permitam o transporte eficiente da energia com o mínimo de perdas e também que tenham segurança em caso de curto-circuito e redundância em caso de falha, de maneira a manter a qualidade do serviço. Em Portugal a concessionária da Rede Elétrica de Transporte é a REN – Redes Energéticas Nacionais. Em Espanha a tarefa cabe à REE – Red Eléctrica de España.

Nos seguintes gráficos representam-se as evoluções nas redes de transporte de eletricidade de Portugal e Espanha, entre 2006 e 2010, em termos de comprimento de linhas e potência de autotransformação instaladas.

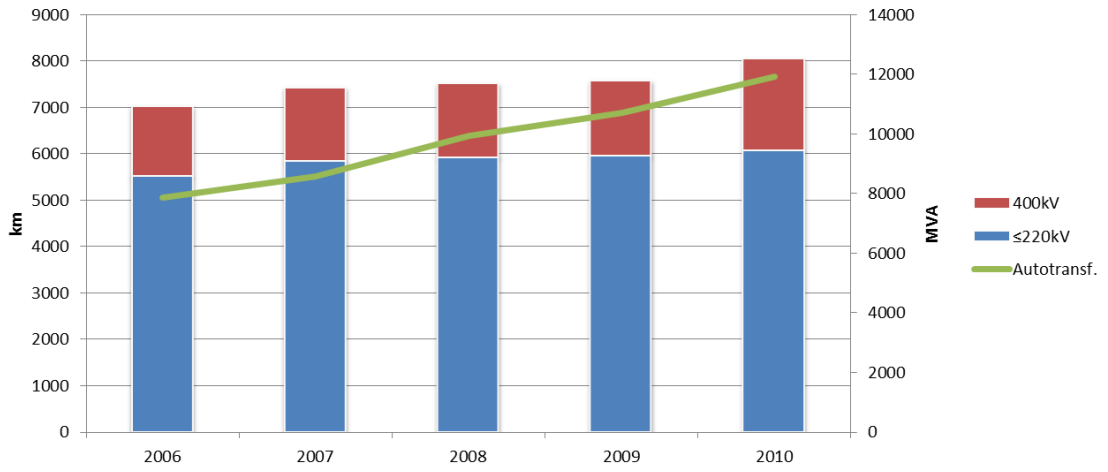


Fig. 2.15 - Evolução da rede de transporte de eletricidade de Portugal entre 2006 e 2010 [2]

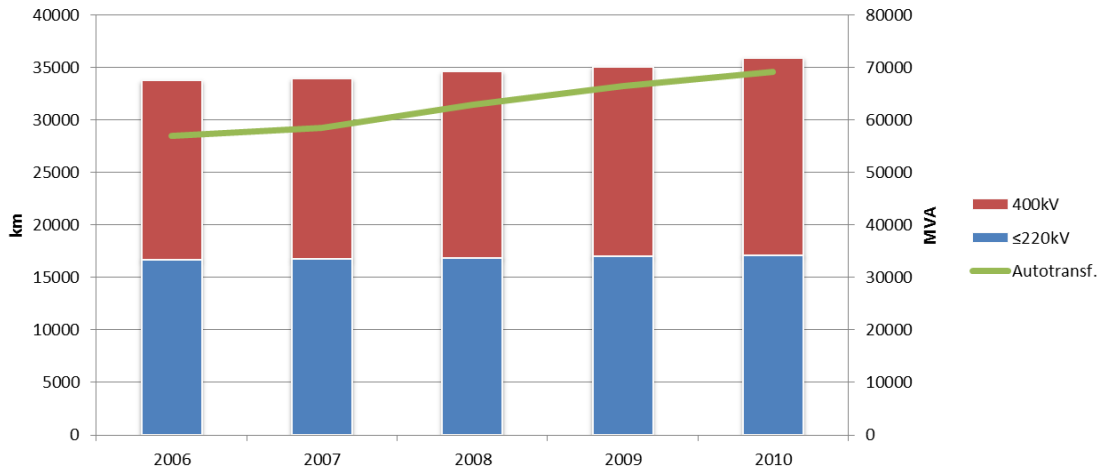


Fig. 2.16 - Evolução da rede de transporte de eletricidade de Espanha entre 2006 e 2010 [4]

A diferença mais evidente entre o caso espanhol e português é a preponderância dos diferentes níveis de tensão nas respetivas redes elétricas. No sistema elétrico do país vizinho, desde 2006 um pouco mais de metade das linhas de muito alta tensão funcionam a 400kV. Já no nosso país essa percentagem tem vindo a aumentar, mas no final de 2010 ainda era de 25%. Esta diferença prende-se em grande parte com a dimensão dos países em estudo. Em Espanha, os centros produtores estão mais espalhados e mais afastados dos grandes centros consumidores que, por sua vez, consomem mais eletricidade que os portugueses. Por isso, é necessário transportar maiores potências a maiores distâncias, o que faz com que seja economicamente mais vantajoso utilizar o nível de tensão de 400kV.

Contudo, tem sido maior o investimento no nosso lado da fronteira do que em Espanha. Entre 2006 e 2010 houve um aumento de 10,3% nas linhas de 220kV ou inferior e 30,9% nas linhas a 400kV. O aumento na potência de autotransformação foi de 51,5% o que indica que houve bastante investimento na ligação entre as linhas e também aos centros produtores principalmente PRE que foram entrando em serviço.

Em Espanha o investimento foi menor, com um aumento de 2,5% de linhas de 220kV ou menos, e um aumento de 10,1% em linhas a 400kV. O aumento na potência de autotransformação foi de 21,5%.

3 Caracterização da Interligação dos SEE de Portugal e Espanha

No capítulo anterior fez-se uma breve caracterização dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, passando pela produção, transporte e consumo. Neste capítulo irá fazer-se uma caracterização da interligação elétrica entre os mesmos dois países, analisando a sua história, como se determina a sua capacidade, e também a sua utilização nos anos recentes. Finalmente irá fazer-se o enquadramento europeu, comparando a interligação entre os países ibéricos e as restantes interligações europeias.

As interligações de SEE são os conjuntos de linhas que ligam duas Redes Elétricas, unindo-as numa rede maior. Por esse motivo, as redes passam a estar sincronizadas em frequência e eletricamente ligadas. A maior rede elétrica da atualidade é a Rede Síncrona da Europa Continental, a qual inclui as redes de Portugal e Espanha e chega a 400 milhões de consumidores em 24 países [6].

3.1 História e motivos da Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha

A história da interligação dos sistemas elétricos dos dois países ibéricos está intrinsecamente relacionada com a própria história do desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte portuguesa em Muito Alta Tensão, bem como da congénere espanhola.

Até aos anos 40, o sistema elétrico nacional era constituído por vários pontos de produção, geralmente térmicos, e redes regionais e locais de distribuição. Nessa década, com o início da construção de grandes aproveitamentos hidroelétricos longe dos centros consumidores, percebeu-se a necessidade de criar uma rede de transporte em muito alta tensão, que interligasse as redes regionais de distribuição e os grandes centros produtores.

No dia 17 de Janeiro de 1951 foi inaugurada em Portugal a então denominada Rede Primária, com a entrada em serviço da linha de ligação a 150kV de um grupo da central de Castelo de Bode a Lisboa (Sacavém) [1]. Meses mais tarde entraram em serviço linhas que ligavam Vila Nova a Ermesinde e Ermesinde ao Zêzere, constituindo o primeiro eixo norte-sul da Rede de Transporte a 150kV. Ao longo dos anos 50 assistiu-se à conclusão de vários

aproveitamentos elétricos de grande dimensão, que foram sucessivamente ligados à primitiva RNT, tendo-se chegado ao ano de 1958 com 896,7Km de linhas a 150kV. Nesta altura, à RNT já cabia o papel de repartir as cargas (despacho) e fazer a previsão dos consumos, bem como garantir a estabilidade do sistema, estabelecendo quais os geradores que ficavam encarregados de fixar a frequência nos 50Hz e a tensão nos valores adequados. Dada a pequena dimensão e elevada esparsidade da primitiva rede de transporte, estes parâmetros de estabilidade eram difíceis de manter.

No ano de 1958 dá-se o aparecimento em Portugal do nível de tensão de 220KV na linha que ligava Picote a Pereiros. Esta linha de MAT, a primeira no interior do país, nasceu de estudos que previam a zona do Douro Internacional como a próxima a ser explorada com aproveitamentos hidroelétricos. O nível de 220kV foi justificado com o grande comprimento da linha e os elevados volumes de energia que se anteviam. Em 1960 fecha-se a primeira malha na RNT, interligando os dois níveis de tensão. Nesta altura é também criado o despacho permanente, 24 horas por dia, instalado em Lisboa.

Em 1961 assistiu-se à entrada em serviço da primeira interligação com Espanha, através de uma derivação da linha de 220kV em Pocinho até Saucelle do outro lado da fronteira. A rede elétrica portuguesa passava a estar interligada com o resto da rede europeia. Portugal começava a dispor do apoio de Espanha e indiretamente do resto da Europa, o que se veio a revelar de grande importância, por questões de segurança, económicas e de carência energética. Nos restantes anos 60, ocorreram vários acordos entre Portugal e outros países que permitiam um melhor aproveitamento dos recursos energéticos, através de contratos de troca de energia. Entre 1964 e 1967 Portugal acordou com França, através da EDF – *Electricité de France*, que entregava em Saucelle eletricidade entre 1 de Outubro e 14 de Novembro sempre que a EDF estivesse em condições de a receber, adquirindo a energia elétrica novamente de volta entre 1 de Junho e 30 de Setembro. Este tipo de acordos, que levou à continuação do desenvolvimento da interligação entre Portugal e Espanha e também entre os restantes países europeus, permitia uma maior fiabilidade e qualidade de serviço e um maior aproveitamento dos recursos, tornando-se num negócio complexo com características próprias derivadas da impossibilidade do armazenamento da eletricidade.

Na figura 3.1, apresentam-se as estruturas da Rede Nacional de Transporte em 1951 e 1966, respetivamente.

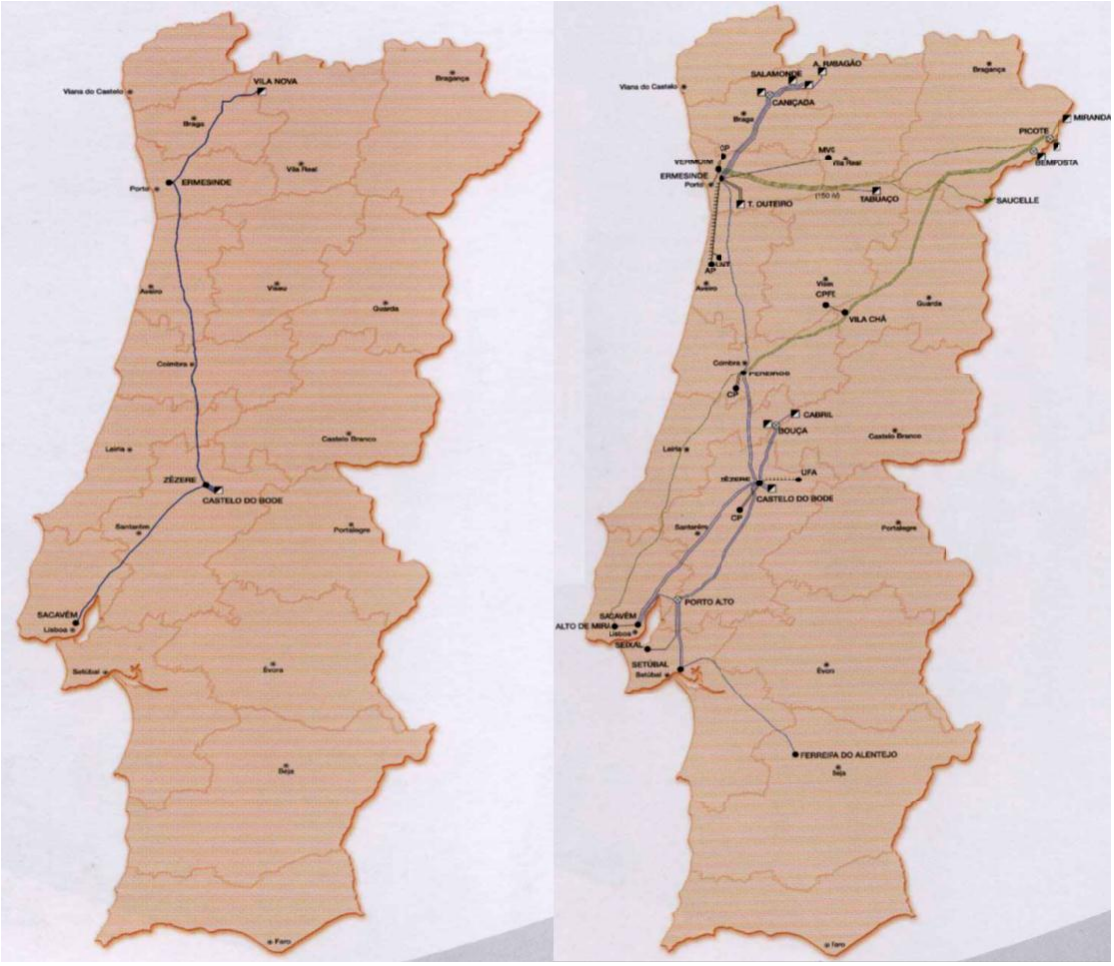


Fig. 3.1 - Estruturas da Rede Nacional de Transporte em 1951 e 1966 (Azul: 150kV, Verde: 220kV, Vermelho: 400kV) [1]

No período entre 1965 e 1975 ocorreu uma grande expansão do nível de tensão de 220kV, com a instalação de várias linhas e subestações a operar neste nível. No mesmo período verificou-se a insuficiência dos aproveitamentos hídricos existentes, pelo que foram construídas centrais térmicas na zona centro/sul do país.

Em 1975, após a Revolução de Abril, as dificuldades energéticas foram grandes, motivando o país a comprar energia a Espanha, que cobrou um preço extremamente elevado, aproveitando-se da conjuntura. Posteriormente, Portugal conseguiu condições mais vantajosas num contrato com França, ainda que se via obrigado a pagar 25% de portagem a Espanha pelo uso das suas linhas. A partir desta altura, o nosso país continuou a apresentar insuficiências de produção, pelo que manteve a necessidade de importar energia com as desvantagens referidas. Até 1985, a Rede de Transporte revelava insuficiências crónicas, com falta de capacidade e meios para controlar a tensão e garantir estabilidade. Chegou a haver a necessidade de limitar os consumos em situações extremas. Para agravar ainda mais a situação, grande parte da produção estava concentrada a norte do país, sendo a ligação a sul feita por Pereiros, o que se traduzia em estrangulamentos e fortes dependências de um só

ramo. Também surgiram dificuldades no corte de correntes de curto-circuito, pois os aparelhos já não tinham capacidade de corte suficiente. Estas circunstâncias que ocorreram nesses anos traduziram-se em custos avultados para o país.

No ano de 1976 surgiu uma nova interligação com Espanha, através de uma derivação na linha Bemposta-Pocinho que ligou à central hidroelétrica de Aldeadávila em território espanhol. Entrou também em serviço a primeira linha portuguesa isolada para o nível de tensão de 400kV entre Carregado e Setúbal, mas a funcionar a 220kV. O aumento dos consumos e consequente aumento da quantidade de energia a transportar, levou a que uma nova linha de 400kV entrasse em funcionamento no ano seguinte entre Carrapatelo e Carregado, também a 220kV. Esta linha só viria a funcionar a 400kV muito mais tarde, nomeadamente em 1990. Nesta altura, o despacho continuava em dificuldades, com linhas em sobrecarga e "apagões" frequentes. Em 1979 deu-se início à exploração do nível de 400kV, com a entrada em serviço da grande central térmica de Setúbal. Entrou também em serviço a terceira e importante interligação com Espanha (a primeira a 400kV) entre a subestação de Rio Maior entretanto criada, e a de Cedillo no país vizinho. Esta interligação criou também mais uma alternativa para trocas de energia entre o norte e o sul de Portugal. Apesar disso, a Rede de Transporte ficou bastante dependente do nó de Rio Maior para o trânsito de energia no eixo norte-sul, tendo-se verificado que anomalias naquela subestação poderiam separar as redes a norte e a sul daquele ponto.

Nos anos 80, verificaram-se novos desenvolvimentos na Rede de Transporte. A central termoelétrica de Sines, que ainda hoje é a maior em Portugal, entrou em funcionamento em 1985, servida por duas linhas com ligação a Palmela. A necessidade de transportar enormes quantidades de energia no eixo norte-sul do país levou a que em 1987 entrasse em serviço a linha Riba D'Ave – Rio Maior, que foi a primeira linha no nível de 400kV a ligar a zona norte à zona centro-sul do país e completando uma ligação de alta capacidade a 400kV entre Sines e Riba D'Ave. Nestes anos houve também progressos nas tecnologias de telecomunicações e telecomando da Rede, que vieram a melhorar a fiabilidade da sua operação.

Em 1994 ocorreu a cisão da EDP, surgindo a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., entre outras empresas. Nesta altura começou a instalação de uma rede de fibra ótica que veio reforçar a capacidade de telecontrolo e de telecomunicações da Rede de Transporte. Surgiram também as subestações ligadas à eletrificação de ferrovias. Em 1995 surge uma nova interligação a Espanha ligando a recente hidroelétrica do Alto Lindoso a Cartelle. Dois anos depois, a linha dupla de 400kV que ligava Sines a Riba D'Ave foi prolongada até Alto Lindoso.

A criação de um mercado de eletricidade, com todas as trocas energéticas internacionais que implica, veio trazer nova motivação para expansão das interligações elétricas com Espanha. Foi neste contexto que surgiu em 2004 uma nova interligação a 400kV com o país vizinho a ligar Alqueva a Brovales. Esta ligação foi considerada um pilar fundamental para o estabelecimento do MIBEL. Veio reforçar a estabilidade e fiabilidade da rede elétrica a sul do

Tejo, principalmente do Algarve, reduzindo a probabilidade da ocorrência de *blackouts* como o de 2000, que deixou a metade sul do país sem energia elétrica por várias horas. A infraestrutura aumentou em mais de 1000MVA a capacidade de trocas energéticas entre os dois países, permitindo o escoamento de energia produzida em Alqueva, assim como em Sines. No mesmo ano entrou ainda em funcionamento o segundo terno da linha dupla Alto Lindoso – Cartelle.

Por último, no final de 2010, ocorreu uma reorganização das linhas e interligações na zona do Douro Internacional, tendo as antigas linhas Lagoaça – Aldeadávila 2 e 3 dado origem às novas interligações Pocinho – Aldeadávila 1 e 2 a 220kV e tendo sido criada uma nova linha Lagoaça - Aldeadávila a 400kV. Manteve-se inalterada a mais antiga linha de interligação ibérica Pocinho – Saucelle. Estes reforços traduziram-se num impacto positivo na estrutura e segurança do sistema e na melhoria da capacidade de interligação, permitindo também a gestão dos novos e significativos volumes de produção previstos para aquela zona. Na figura 3.2, apresentam-se a título ilustrativo as estruturas da Rede Nacional de Transporte em 1992 e no fim de 2010, respetivamente.

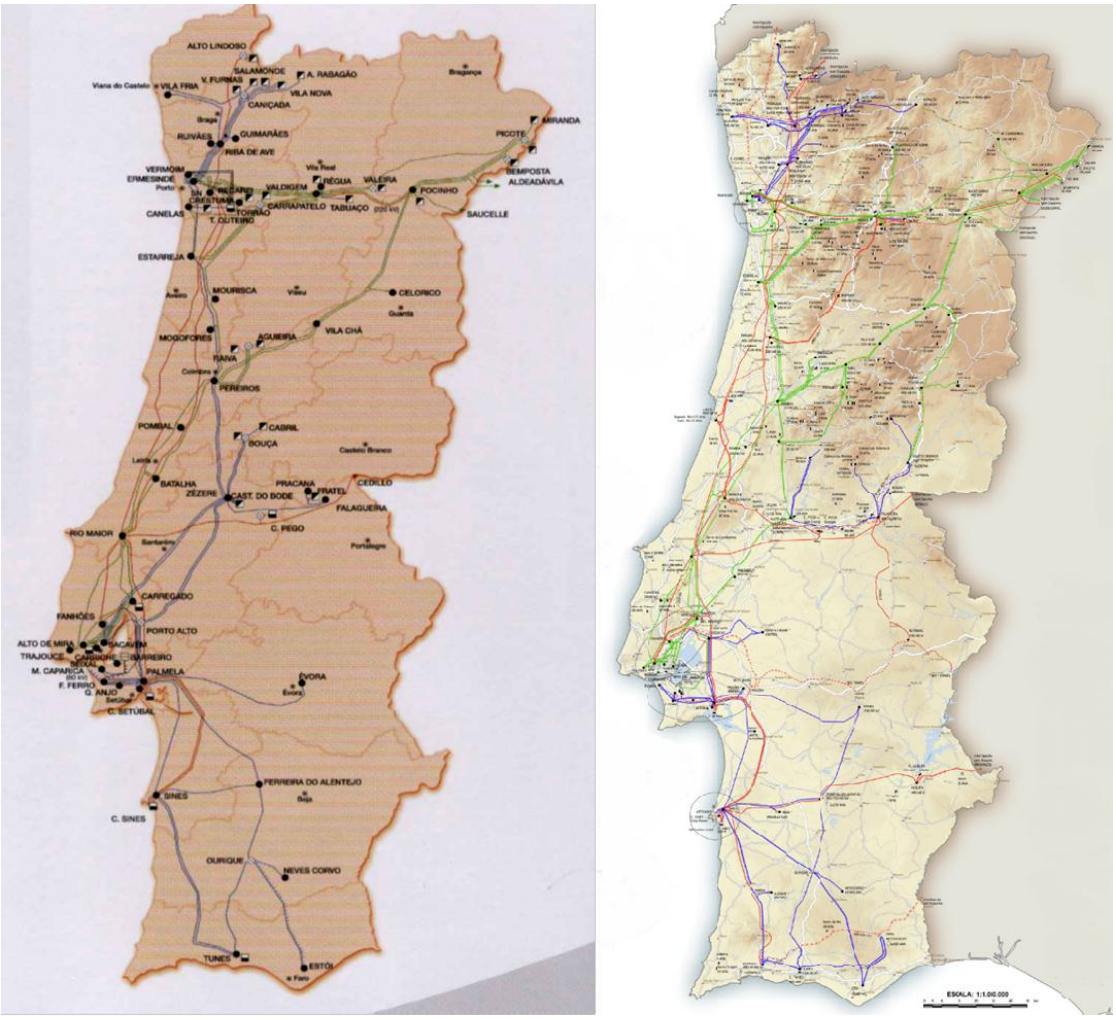


Fig. 3.2 - Estruturas da Rede Nacional de Transporte em 1992 e 2010 (Azul: 150kV, Verde: 220kV, Vermelho: 400kV) [1]

Para o funcionamento seguro e eficaz das linhas de interligação, é necessário determinar-se a capacidade conjunta das linhas, tendo em conta toda a topologia da rede, perfis produtores e consumidores e critérios de segurança das redes que interligam. No capítulo seguinte analisa-se a metodologia de determinação dessa capacidade de interligação.

3.2 Metodologia da determinação da capacidade de interligação e anomalias

Para o correto funcionamento de um mercado internacional de energia elétrica, é necessário que os operadores das Redes de Transporte dos países realizem diversos estudos de maneira a calcular os limites dos fluxos de energia que podem circular nas suas redes e, mais concretamente, os limites de potência que as suas redes permitem que sejam exportados ou importados, num dado momento. Para este cálculo, dados fundamentais são os limites de corrente das linhas de interligação, mas não deixam de ser menos importantes as capacidades das linhas do resto da rede, bem como os perfis de produção e consumo de energia. Para se evitarem diferenças na metodologia de cálculo entre países diferentes, que poderiam a levar a subvalorizações da capacidade de interligação em alguns países ou sobrevalorizações noutros, é necessário criar-se uma metodologia comum.

No ano de 1999, com a emergência de um mercado europeu de eletricidade, foi criada a ETSO – *European Transmission System Operators*, com o objetivo de harmonizar as condições de acesso e utilização das redes europeias de transporte de muito alta tensão, fundamentalmente para as trocas energéticas em interligações entre países. A 1 de Julho de 2009, a ETSO foi absorvida pela ENTSO-E, juntamente com outras organizações semelhantes. Em 2010 a ENTSO-E contava com 41 operadores de sistema membros, de 34 países. Tem como missão a coordenação da operação das redes de transporte, de maneira a assegurar a operação eficiente e segura das mesmas. Promove o desenvolvimento de interligações entre países e investimentos em SEE com tecnologias sustentáveis. Oferece ainda uma plataforma para a criação e padronização de mercados de energia elétrica competitivos.

Foi esta entidade ETSO, e posteriormente ENTSO-E, que lançou uma metodologia padrão para o cálculo da capacidade comercial de interligação entre países. No caso ibérico, esta metodologia é complementada por um acordo entre a portuguesa REN e a espanhola REE, redigido em 2007.

A metodologia padrão definida pela ENTSO-E baseia-se no cálculo da capacidade da interligação pelos operadores de sistema através da realização de cálculos de trânsitos de energia [7]. Os operadores têm de dispor de um modelo adequado da sua rede que permita determinar a influência de redes vizinhas e têm de estimar perfis de geração e consumo

simulando trocas nas interligações. Para isso necessitam de um procedimento para harmonizar e concordar nos dados e leituras, e para simular trocas em interligações da forma mais realística possível. Isto permite tomar decisões sobre possíveis acordos de importação ou exportação e também limitar os fluxos nas interligações, com o fim de garantir o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos.

Cada operador é responsável por fornecer os dados para os cálculos de trânsito de energia na sua rede, nomeadamente um modelo e topologia da rede, dados técnicos, perfis estimados de geração e consumo, e limites técnicos e operacionais. Este procedimento deve garantir que cada valor de capacidade de interligação calculado é atingível sem comprometer a segurança da rede elétrica europeia.

Os cálculos são realizados para cada par de países interconectados, sendo que em caso de fortes interdependências de grupos de países, os cálculos serão realizados entre esses grupos e os países vizinhos. Neste caso, os valores calculados para os pares de países não poderão ser todos atingíveis ao mesmo tempo sem comprometer a segurança do sistema.

Para cada simulação, são necessários os limites térmicos em Amperes dos elementos da rede, bem como os parâmetros elétricos. Para cada período de tempo em estudo, é preciso ter em conta as variações sazonais nos limites térmicos. São também necessários os valores máximos e mínimos de potência dos grupos geradores ligados à rede em estudo, o padrão de geração através da injeção de potência em cada nó no período em análise, o perfil de cargas também em cada nó da rede e o conjunto de possibilidades de cenários de importação/exportação para o período considerado. O cenário base para a simulação deve ser baseado em previsões com base na experiência de anos anteriores. Este cenário base é deixado à responsabilidade do operador, que com base na sua experiência, pode prever limitações e indisponibilidades, como por exemplo perfis de geração baseados em tecnologias renováveis, variações sazonais do consumo e indisponibilidades de elementos da rede.

Começando neste cenário base, o trânsito de energia é efetuado aumentando progressivamente as trocas nas interligações até ser atingido algum limite de segurança. Este aumento das trocas é realizado mantendo as cargas inalteradas e aumentando a geração no Sistema exportador e reduzindo equivalentemente a geração no Sistema importador. O critério para a seleção dos grupos geradores a aumentar/diminuir é preferencialmente a ordem de mérito determinada anteriormente pelos operadores, e que se baseia principalmente no preço da energia produzida por cada grupo gerador. Todas estas opções que são tomadas têm evidentemente de ser comunicadas ao outro operador, para também entrarem nos seus cálculos. O operador que realiza os cálculos é responsável por uma análise de contingência na sua rede, nas linhas de interligação e também por ter em conta contingências habituais na rede vizinha.

Uma vez atingida uma limitação de segurança – que pode ser um limite térmico, de tensão ou de estabilidade (desfasagem angular por exemplo) – deve ser verificado se este pode ser aliviado por via de uma medida corretiva. Senão, o limite atingido será definitivo. Este limite deverá ser comunicado e discutido com o operador vizinho que terá de concordar com a sua consistência. A capacidade total técnica de interligação entre dois países ou grupos de países (TTC) é então dada por:

$$TTC = BCE + \Delta E = NTC + TRM \tag{1}$$

Em que BCE é o fluxo de energia nas interligações no caso da rede base, ΔE é o valor adicional de fluxo nas interligações em relação à rede base que não envolva problemas de segurança, NTC é a capacidade comercial de interligação e TRM é a margem de segurança da transmissão[7]. Esta margem de segurança resulta particularmente de desvios não intencionais entre as simulações de trânsitos de energia e as situações reais, nomeadamente devido à reserva operacional necessária para fazer face a situações de desequilíbrio entre a produção e o consumo, através do controlo da frequência e da potência. Cada par de Operadores vizinhos deverá estar em acordo sobre um valor final de TRM seguro para as suas redes.

A natureza do cálculo da capacidade de interligação, que normalmente é realizada para o ano inteiro, causa grandes incertezas derivadas principalmente da variabilidade da produção renovável, preços dos combustíveis, indisponibilidades de elementos da rede. Por isso, os Operadores devem atualizar os seus cálculos mensalmente, semanalmente e diariamente de maneira a alocar para cada momento o máximo valor da capacidade de trocas nas interligações. Os operadores deverão adotar pelo menos o critério “N-1” de análise de contingência. São responsáveis por definir a sua topologia da rede e a ordem de mérito do seu parque produtor, mas têm de entrar em acordo com o operador da rede vizinha nos critérios e margens de segurança nos seus cálculos. Assim, as capacidades de interligação determinadas pelos dois operadores deverão ser muito semelhantes. Caso contrário, terão de partilhar a informação de qual o limite de segurança que foi atingido de modo a obter-se consenso nos cálculos.

Em anexo é apresentado o resumo dos critérios de segurança usados pela REN nos cálculos da capacidade de interligação com Espanha. São também apresentados os dados que devem constar nos cálculos anuais, trimestrais, mensais e semanais da capacidade de interligação. Para além disso apresentam-se também os elementos do Sistema Elétrico Nacional com influência nos cálculos da capacidade de interligação à data de Janeiro de 2008, incluindo linhas, transformadores e grupos geradores.

Nos próximos capítulos será feita uma descrição física da interligação à data do início de 2011, e posteriormente serão analisados dois casos da aplicação desta metodologia de determinação da capacidade de interligação, para os anos de 2010 e de 2011.

3.3 A Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha hoje

Nos capítulos anteriores caracterizaram-se os sistemas elétricos de Portugal e Espanha, bem como os respetivos perfis de produção e consumo. Definiu-se o que é a interligação de sistemas de energia elétrica, como se determina e, no caso ibérico, a sua história e motivação. Analisados esses dados, pode-se agora caracterizar a interligação dos SEE português e espanhol como ela é na atualidade.

No fim de 2010, a interligação em Muito Alta Tensão (MAT) dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha era constituída por oito linhas a funcionarem em Corrente Alternada, das quais cinco no nível de tensão de 400kV (uma delas dupla) e três a operarem a 220kV. Existe ainda uma linha de interligação a 132kV em Lindoso, a qual está desligada em regime normal. A última linha nova a entrar em operação foi a linha Lagoaça – Aldeadávila a 400kV no dia 27 de Dezembro de 2010. Para além destas existem duas interligações em média tensão AC no Alentejo (66kV e 15kV) que não são da responsabilidade da REN. Assim, estas últimas linhas não entram nas previsões da REN das capacidades de interligação para o ano de 2011 [8]. No mapa seguinte apresenta-se a localização esquemática das linhas de interligação, bem como o nome das subestações às quais estão ligadas do lado espanhol da fronteira. É também indicado o nível de tensão em que as linhas operam – verde 220kV, vermelho 400kV.

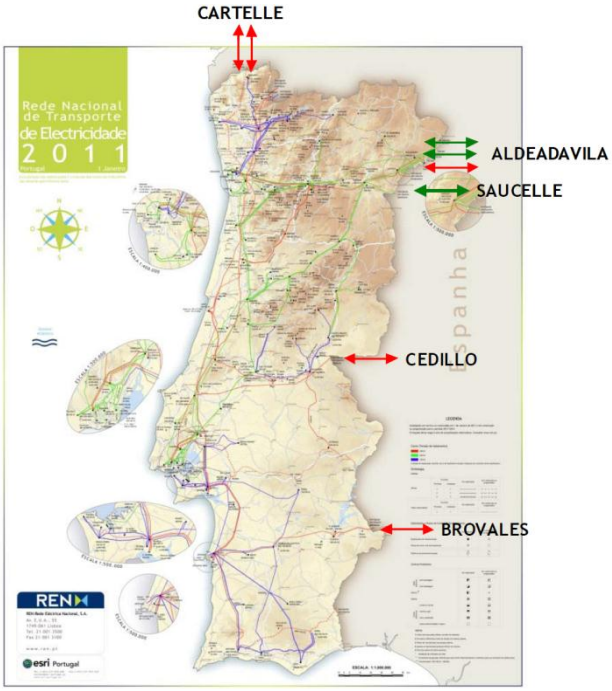


Fig. 3.3 - Linhas de Interligação entre Portugal e Espanha em funcionamento no início de 2011 (verde: 220kV, vermelho: 400kV) [2]

Observa-se desde já uma maior concentração de linhas de interligação a norte do nosso país (seis, contra uma no centro e uma a sul). As linhas de 220kV são as três que estão ligadas à subestação do Pocinho. Nestas linhas é usado um cabo de tipo Zebra, como na maior parte das linhas neste nível de tensão em Portugal. Já nas linhas de 400kV é usado o cabo de tipo Rail em três das ligações e de tipo Zambeze na quarta, sendo que este último é o tipo de cabo mais usado em linhas de 400kV no nosso país [2].

3.4 Capacidades de Interligação para 2010 – indicativas e efetivamente utilizadas

Como se viu anteriormente, a capacidade de interligação entre dois SEE, neste caso o português e o espanhol, está sujeita a significativas flutuações no tempo, devido à variação nos perfis de consumo e produção das duas redes ibéricas, mas também como consequência de indisponibilidades (fortuitas ou programadas) dos seus elementos.

Nas figuras seguintes representam-se os limites de potência e corrente nas linhas de interligação no ano de 2010.

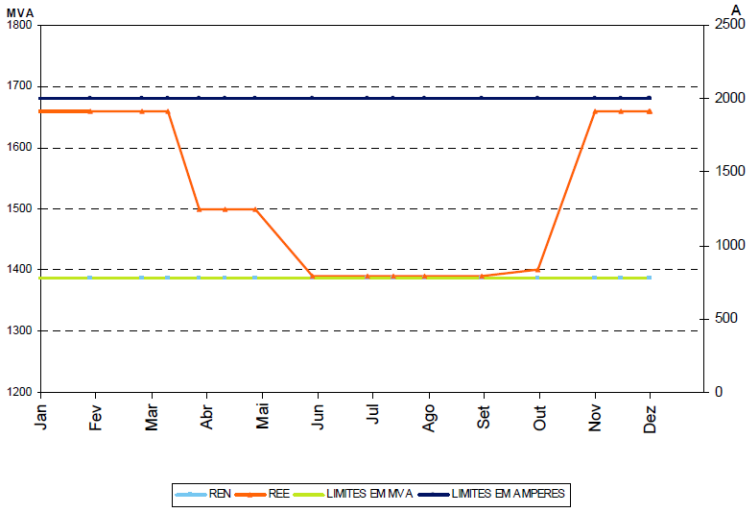


Fig. 3.4 - Limites de cada uma das Linhas Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2 400kV [8]

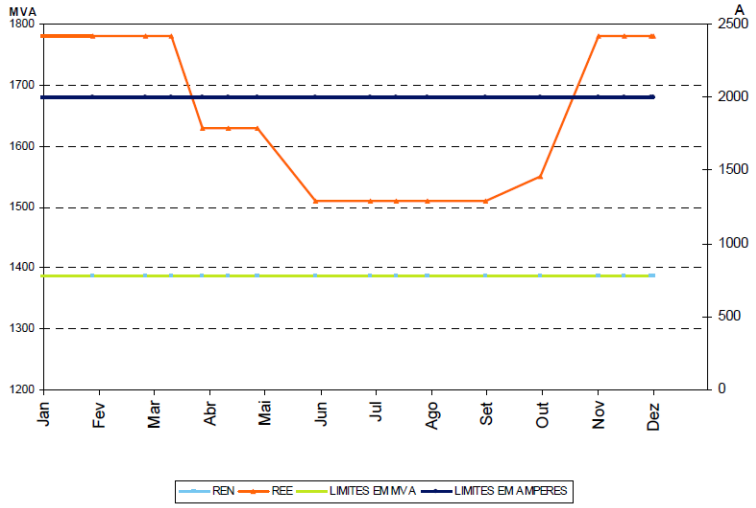


Fig. 3.5 - Limites da Linha Lagoaça – Aldeadávila 400kV [8]

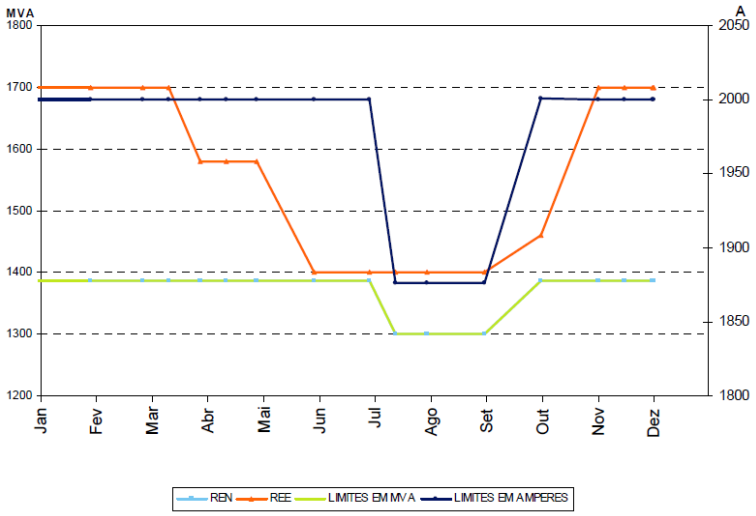


Fig. 3.6 - Limites da Linha Falagueira – Cedillo 400kV [8]

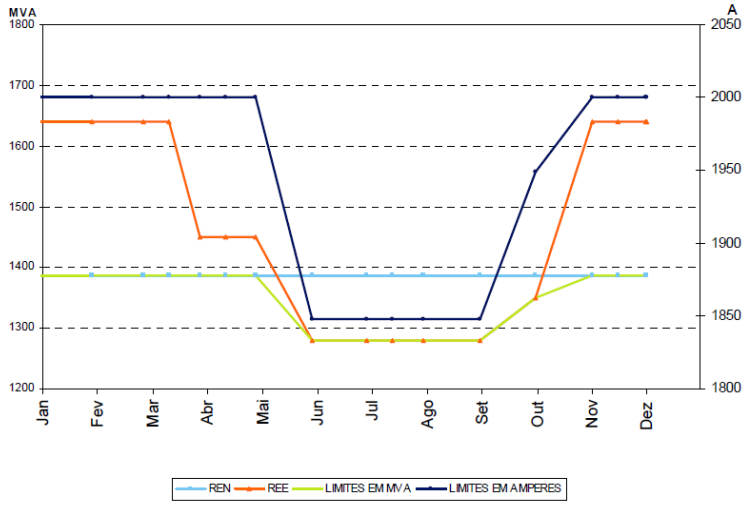


Fig. 3.7 - Limites da Linha Alqueva – Brovales 400kV [8]

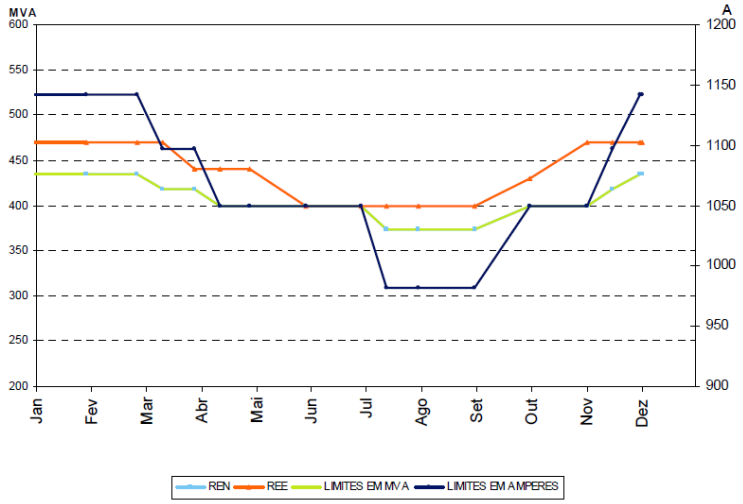


Fig. 3.8 - Limites de cada uma das Linhas Pocinho – Aldeadávila 1 e 2 220kV [8]

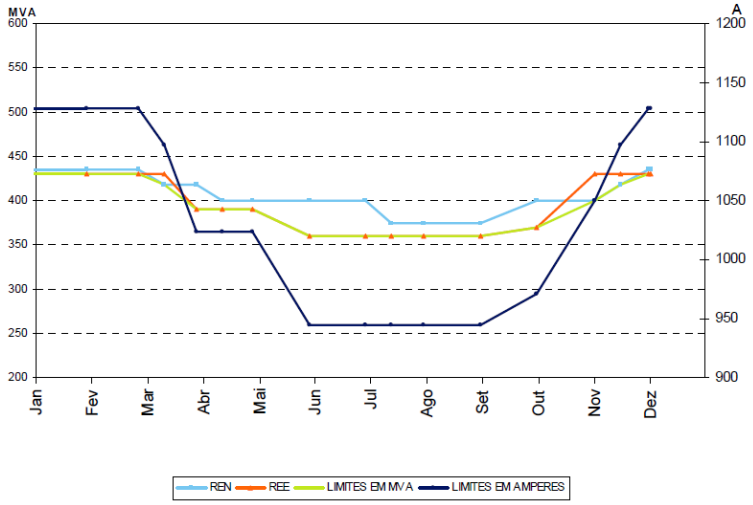


Fig. 3.9 - Limites da Linha Pocinho – Saucelle 220kV [8]

Através dos gráficos anteriores é possível tirar algumas conclusões. No troço português das linhas de 400kV há um limite de 1386MVA ou 2000A devido a limitações por equipamentos terminais, nomeadamente transformadores de intensidade. A única situação em que é o troço espanhol de uma linha de 400kV que dá origem à limitação final é na linha Alqueva – Brovales entre Junho e Outubro. Os troços espanhóis das linhas de interligação de 400kV estariam prontos a receber até quase 1800MVA e 2400A, no caso da mais recente linha Lagoaça – Aldeadávila. As linhas de 220kV têm uma capacidade bastante inferior como seria de esperar, com um máximo a rondar 430MVA e 1080A. Nas linhas Pocinho – Aldeadávila a limitação ocorre pelo troço pertencente à espanhola REE e na linha Pocinho – Saucelle é o troço da REN que origina a limitação na maior parte do ano.

Tendo em conta estes limites e a metodologia de determinação da capacidade comercial de interligação, chegou-se aos valores da tabela seguinte, que engloba as restrições na RNT e no sistema produtor português. As limitações no parque produtor, como foi analisado interiormente, aplicam-se tanto na exportação como na importação. Na exportação porque pode ocorrer a situação de já não haver potência disponível para exportar. E na importação porque em caso de forte produção PRE, esta tem prioridade na colocação no SEE, o que conduz à inexistência de centros produtores ordinários passíveis de redução, de maneira a assegurar-se a reserva de segurança do sistema. Em itálico e entre parêntesis apresentam-se os valores referentes à limitação apenas tendo em conta a rede de MAT, quanto esta for superior à limitação por parque eletroprodutor nacional. Na coluna "Com indisp." apresentam-se os valores calculados tendo em conta o Plano de Indisponibilidades da REN, que inclui as indisponibilidades programadas na RNT com duração superior a 15 dias.

Ano 2010	Portugal → Espanha [MW]				Espanha → Portugal [MW]			
	Ponta e Cheia		Vazio		Ponta e Cheia		Vazio	
	Sem indisp.	Com indisp.	Sem indisp.	Com indisp.	Sem indisp.	Com indisp.	Sem indisp.	Com indisp.
Janeiro	1350 *(1440)*	-	1220	-	1080	-	1530	-
Fevereiro	1350 *(1440)*	-	1390	-	1080	-	1530	-
Março	1350 *(1440)*	-	1040	-	1080	900	1340 *(1710)*	*(1620)*
Abril	1350 *(1810)*	*(1660)*	1200	1120	2070	1280	1170 *(2160)*	*(2030)*
Maio	1350 *(1370)*	-	1030	-	1780 *(1890)*	1620	840 *(2250)*	*(1960)*
Junho	1260 *(1620)*	-	1350 *(1980)*	-	1620	1440	1040 *(1980)*	*(1890)*
Julho	1260 *(1620)*	-	1350 *(2070)*	-	1710	1530	1210 *(2070)*	*(1980)*
Agosto	1440 *(1710)*	-	1530 *(1850)*	*(1800)*	1520	1480	1040 *(1980)*	*(1830)*
Setembro	1350 *(2250)*	*(1990)*	1440 *(1580)*	*(1230)*	1920	400	850 *(2070)*	*(860)*
Outubro	1350 *(2160)*	*(1980)*	1440 *(1980)*	-	1800	1010	970 *(1980)*	*(1780)*
Novembro	1350 *(1980)*	*(940)*	1440 *(1770)*	*(1160)*	1170	1080	940 *(1800)*	*(1710)*
Dezembro	1350 *(1890)*	*(1150)*	1350	610	1080	990	1200 *(1620)*	*(1530)*

Tabela 3.1 - Valores de capacidade de interligação para o ano de 2010 [8]

Os valores de capacidade foram, em alguns períodos ao longo de 2010, reduzidos em relação aos valores indicados, devido a indisponibilidades fortuitas ou programadas e não contempladas na tabela, tanto na rede portuguesa, como na espanhola.

No sentido de Portugal para Espanha, as situações que causaram mais limitações na rede nacional resultaram de um desvio angular elevado entre as subestações de Alqueva e de Brovales (ES) perante o disparo da linha que as interliga. Em situações de vazio seco, a linha F. Alentejo-Ourique a 150kV pode sofrer sobrecarga em caso de contingência na linha Sines-F. Alentejo (a 400kV). Em regimes húmidos, a situação que causa mais limitação na capacidade de exportação é a possível sobrecarga de uma das duas linhas de interligação Lagoaça-Aldeadávila a 220kV, em caso de disparo da outra [8].

A finalização da linha de 400kV entre Lagoaça e Aldeadávila em Dezembro de 2010, bem como da própria estação de Lagoaça e respetivos reforços nas ligações e painéis para 400kV permite um amplo reforço nos valores da capacidade de interligação na zona norte, de modo a gerir os novos e significativos volumes de produção previstos para a zona do Douro Internacional.

Ressalta-se também a indisponibilidade da linha Sines-F. Alentejo em Outubro e Novembro, a qual induziu uma redução significativa na capacidade de interligação para valores próximos de 1000MW ou até mesmo inferiores.

No sentido de Espanha para Portugal, destaca-se os baixos valores de capacidade de interligação entre Alto Lindoso e Cartelle, na ordem dos 1100/1200MW, por desvio angular elevado entre as subestações referidas, em caso de contingência da linha dupla de interligação. Esta situação deve-se ao elevado fluxo nessa linha dupla, consequência do crescimento da produção renovável na Galiza.

Verifica-se também uma longa indisponibilidade na linha Pocinho-Valdigem 2, inserida no eixo de interligação a 220kV no Douro, o que causou algumas restrições na capacidade de interligação, nomeadamente nos meses de Setembro e Outubro.

No gráfico seguinte, apresentam-se os valores da capacidade de interligação calculada para o ano de 2010 bem como os valores de potência efetivamente utilizados ao longo do ano.

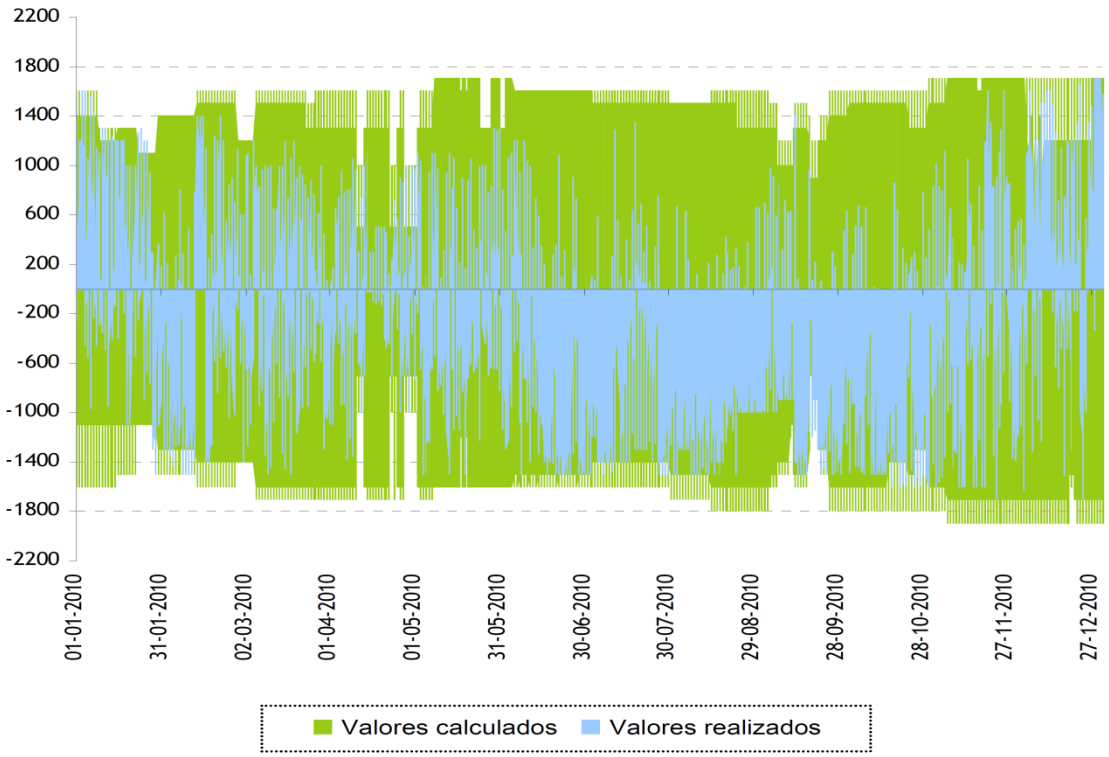


Fig. 3.10 - Valores de capacidade de interligação calculados e realizados em 2010 (positivo: sentido PT->ES, negativo: sentido ES->PT) [8]

Completa-se o gráfico anterior com os seguintes histogramas, que permitem uma melhor análise da utilização da capacidade de interligação em 2010.

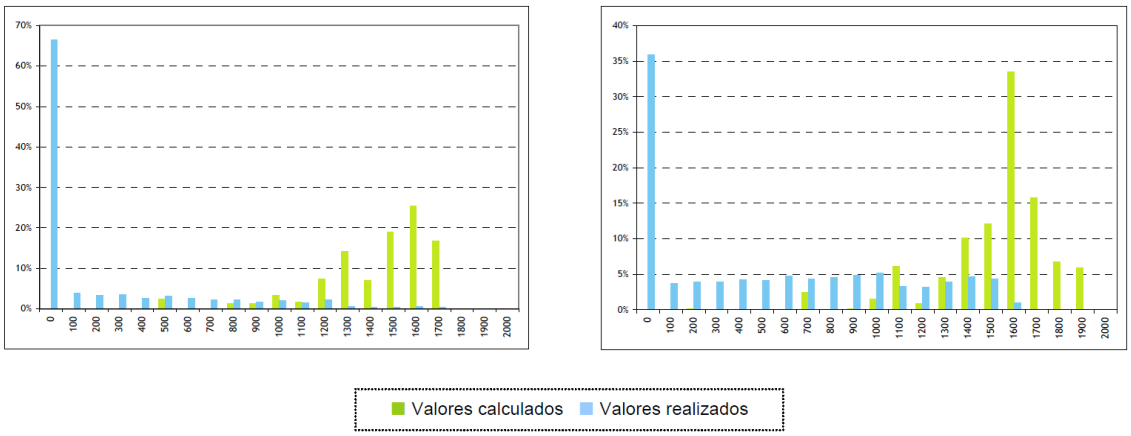


Fig. 3.11 - Histogramas dos valores da capacidade de interligação calculados e realizados em 2010 (esquerda: sentido PT->ES, direita: sentido ES->PT) [8]

No gráfico da figura 3.12 apresenta-se o número de horas (em percentagem anual), em que se verificou a utilização acima dos 95% da capacidade de interligação determinada.

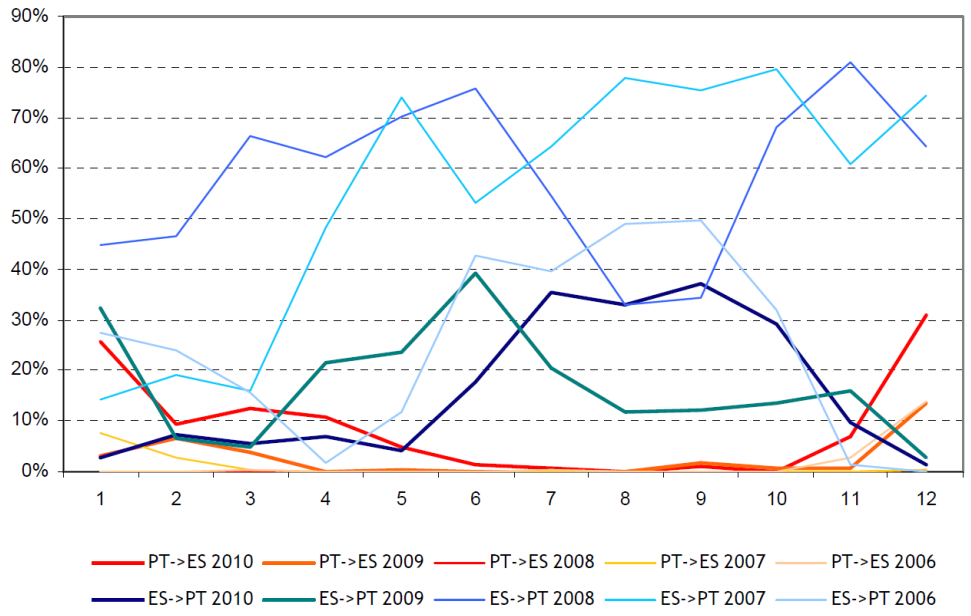


Fig. 3.12 - Utilização da interligação acima dos 95% em percentagem do número de horas, entre 2006 e 2010 [8]

Verificou-se em 2010 novamente e no seguimento do ano de 2009 que ocorreu uma redução na taxa de utilização da capacidade de interligação acima dos 95%. Comparando os valores de pico entre 2008 e 2010, estes foram de 81% em 2008, 39% em 2009 e 37% em Setembro de 2010, o que demonstra uma clara tendência de redução. No ano em análise ocorreram vários fatores que contribuíram para esta redução, nomeadamente o próprio aumento da capacidade de interligação, o aumento da produção hídrica devido ao facto de ter sido um ano húmido, e a continuação do crescimento da produção PRE, bem como a entrada ao serviço de grupos de ciclo combinado, como já foi analisado no primeiro capítulo.

Ao longo do ano de 2010 entraram em serviço projetos de reforço da RNT que influenciaram, direta ou indiretamente, o cálculo das capacidades indicativas de interligação para o ano de 2011, tanto no sentido de exportação, como de importação. Destes, salientam-se os reforços na zona do Douro Internacional referidos anteriormente que para além de um impacto positivo na estrutura e segurança global do sistema, permitem uma melhoria na capacidade de interligação para 2011.

Após terem sido ultrapassadas essas situações mais restritivas por constrangimentos nas linhas de 220kV na zona do Douro Internacional, a condição que surge como a mais restritiva no cálculo da capacidade de interligação para 2011 é o valor limite de desvio angular entre

duas subestações, normalmente as subestações às quais estão ligadas as linhas de interligação dos dois lados da fronteira entre Portugal e Espanha. Este problema resulta da atual localização desequilibrada dos parques produtores ibéricos, que originam elevados fluxos norte-sul na fronteira Minho-Galiza em regimes de importação e grandes trânsitos de energia no eixo Alqueva-Brovales em regime de exportação. Para o ano de 2011 está prevista a construção de uma nova linha de interligação a 400kV entre Tavira e Puebla de Guzman que, juntamente com o desenvolvimento interno das redes de MAT dos dois países e a criação de futuras linhas de interligação, contribuirão para a mitigação do problema dos desvios angulares elevados em caso de disparo de linhas [8]. Estes projetos serão analisados em maior profundidade no capítulo 5.5.

3.5 Capacidades Indicativas de Interligação para o ano de 2011

Segundo a metodologia de cálculo da capacidade técnica de interligação referida anteriormente, procede-se numa primeira instância à simulação de trânsitos de energia através de uma aproximação DC da rede, tanto no funcionamento normal, como em regime de contingência de uma e duas linhas, com o objetivo de verificar possíveis violações de limites térmicos dos elementos da rede. Numa segunda análise procede-se a simulações em modelos AC, com vista a verificar o cumprimento de desvios angulares máximos e perfis de tensão, mesmo após contingência.

No cálculo da Capacidade Técnica de Interligação para 2011, foram definidas as cargas expectáveis nos barramentos da RNT em cada mês, e para situações de cheia, ponta, e vazio. Foram também definidos os planos de produção em regime PRE e os planos de geração em regime ordinário, de acordo com a ordem de mérito previsional das centrais.

Para o cálculo da capacidade de interligação foram também definidas as topologias da rede (esquemas unifilares) para cada mês do ano, e em cada mês foram consideradas três situações de carga – ponta, vazio e cheia – juntamente com dois perfis hidrológicos – húmido e seco – e dois cenários eólicos – 10% e 65% da potência instalada - tanto em regime de exportação, como de importação. Desse conjunto de simulações, excluíram-se as que por experiência anterior não se revelem limitativas ou cuja limitação advém do parque eletroprodutor. No caso da rede espanhola, as simulações ficam a cargo da REE, cruzando-se no fim os valores das capacidades técnicas de interligação e ficando o mais baixo dos dois o valor final.

Na tabela seguinte apresenta-se o Plano de Indisponibilidades de elementos da RNT para 2011 com influência na capacidade de interligação. Consideram-se apenas indisponibilidades

por períodos superiores a 15 dias. Tendo em conta a experiência de anos anteriores, a REN prevê que não seja sempre possível começar na data determinada os projetos associados às indisponibilidades da tabela, o que pode levar a desvios nos valores da capacidade indicativa de interligação calculados [9].

Linha	Tensão [kV]	Período considerado
Pocinho-Saucelle	220	Jan e Ago
Recarei-Lavos	400	Mar
Palmela-Sines 2	400	Abr
Palmela-Sines 3	400	Mai
Recarei-Paraimo	400	Abr e Mai
R. Ave-Recarei 1	400	Jun e Jul
R. Ave-Recarei 2	400	Ago
Sines-F. Alentejo	400	Out

Tabela 3.2 - Plano de Indisponibilidades de elementos da RNT para 2011 com influência na capacidade de interligação [9]

Tendo em conta os Padrões de Segurança e Planeamento da RNT, apresentam-se em seguinte as capacidades técnicas das linhas de interligação em MAT para 2011.

kV	Linha	Capacidade em regime nominal [MVA]	
		Inverno	Verão
400	Alto Lindoso - Cartelle 1 [2]	1386	1386
	Alto Lindoso - Cartelle 2 [2]	1386	1386
	Falagueira - Cedillo	1386	1300
	Alqueva - Balboa [2]	1386	1280
	Lagoaça-Aldeadávila	1706	1469
220	Pocinho - Aldeadávila [1]	435	374
	Pocinho - Aldeadávila [2]	435	374
	Pocinho - Saucelle	430	360
130	Lindoso - Conchas [3]	131	90

[1] A capacidade técnica de cada linha de interligação resulta do mínimo valor entre os troços espanhol e português, tendo em conta o equipamento de painéis terminais e as características de projecto da linha.

[2] A capacidade destes circuitos é limitada, em alguns meses, pelo equipamento dos painéis terminais.

[3] Linha que, em regime normal, está desligada.

Tabela 3.3 - Capacidades técnicas das linhas de interligação em MAT para 2011 [9]

As capacidades resultam do mínimo valor determinado entre os troços português e espanhol e por vezes é limitada a um valor ainda menor pelo equipamento dos painéis terminais. Como seria de esperar, a capacidade em regime nominal é bastante superior nas linhas de 400kV em relação às de 220kV e, para além disso, na maior parte das linhas, a capacidade no Inverno é superior à de Verão. Isto deve-se às características de projeto da linha, como por exemplo temperatura máxima de operação, conflito com obstáculos em caso de flechas elevadas e limitações de painéis terminais. Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de produção PRE expectáveis ao longo de 2011.

Natureza da PRE	1º quadrimestre	2º quadrimestre	3º quadrimestre
Eólica	4000	4300	4600
Mini-hídrica	650	660	670
Cogeração	1650	1700	1750
Outros	350	375	400

Tabela 3.4 - Cenários de produção previstos para 2011 em Portugal [9]

A estimação destes valores baseou-se na estimação do crescimento dos parques produtores de cada tecnologia e nos fatores de utilização das tecnologias verificados nos anos anteriores. Naturalmente são valores bastante incertos, e daí o agrupamento da produção por quadrimestre. Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de carga esperados em 2011, e agrupados por meses com semelhante perfis de consumo, bem como por situações de ponta, cheia e vazio.

Mês	Ponta	Cheia	Vazio
Janeiro	9042	6524	4042
Fevereiro			
Março			
Abril	7569	5470	3635
Maio			
Junho	7741	5777	3738
Julho			
Agosto	7128	5359	3628
Setembro	7688	5742	3820
Outubro			
Novembro	9246	6680	4022
Dezembro			

Tabela 3.5 - Cenários de carga esperados para 2011 [9]

Tal como na tabela anterior, os valores foram estimados por extrapolação de anos anteriores, aplicando uma taxa de crescimento esperada do consumo, para cada situação.

Como foi referido anteriormente, a ordem de mérito das centrais foi determinada tendo em conta as Diretivas Europeias sobre a prioridade das energias renováveis e as tendências mais recentes dos mercados, incluindo a evolução do preço da tonelada de CO2. A produção PRE é prioritária. Na alocação das centrais térmicas, é tido em conta o nível de emissões de CO2 e o rendimento da central. A tendência de evolução do preço do CO2 leva a que o custo de geração com centrais a carvão seja muito próximo do custo das centrais a gás natural. Esta situação será aprofundada no capítulo 4 – Operação dos SEE.

Neste sentido, para o cálculo da capacidade indicativa de interligação para 2011, a alocação dos grupos térmicos foi realizada alternadamente entre os grupos a carvão e gás natural, com ligeira vantagem para os primeiros [9]. Para as centrais CCGT, considerou-se a central da Tapada do Outeiro a que apresenta custos variáveis de produção mais favoráveis, resultantes das condições contratuais. Depois, os restantes produtores de ciclo combinado são alocados assumindo-se que os mais recentes têm um rendimento mais elevado em relação aos mais antigos. Em relação às centrais de carvão de Sines e Pego, considerou-se que a central de Sines apresentará custos (combustível+CO2) mais competitivos. Apesar desta determinação da ordem de mérito das centrais se considerar fiel às condições de operação e de mercado, podem ocorrer variações significativas no preço dos combustíveis e da tonelada de CO2, bem como a alteração das estratégias dos operadores, que levem a desvios efetivos do valor da capacidade de interligação indicativa determinado.

O limite do saldo de trocas entre os SEE português e espanhol foi obtido a partir da simulação de uma rede base em que o saldo de trocas é nulo, reduzindo-se ou incrementando-se a produção do parque produtor português, bem como alterando de maneira oposta a produção em Espanha. O redespacho é feito tendo em conta a ordem de mérito das centrais acima determinada, sendo que a ordem de mérito das centrais espanholas foi comunicado à REN pela operadora espanhola REE. Para cada situação de simulação foi efetuada a simulação em regime normal e de contingência “n-1” e “n-2”[2]. Em regime normal não foram detetadas violações dos limites de tensão e sobrecarga. Em regime de contingência, foram simulados o disparo de todos os elementos da RNT, bem como de elementos na rede espanhola, de modo a observar a sua influência na alteração dos trânsitos na rede portuguesa. Os ensaios em contingência foram limitados a 2500MW de capacidade de interligação, valor que veio a ser confirmado pelas análises dos trânsitos em AC, pois verificou-se que poucas vezes serão aceitáveis valores de capacidade superiores a 2500W (de maneira a não violar os limites dos perfis de tensão e desfasagens angulares) com a estrutura da rede ibérica prevista para 2011.

No quadro seguintes apresentam-se os valores determinados para a capacidade técnica de interligação para 2011, tendo em conta apenas as restrições na RNT.

[2] “n-1” – disparo de uma linha, “n-2” – disparo de duas linhas

Sentido das trocas	Portugal → Espanha				Espanha → Portugal			
Período tarifário	Ponta e Cheia		Vazio		Ponta e Cheia		Vazio	
Plano de indisp. programadas de elementos da RNT	Inactivo	Activo	Inactivo	Activo	Inactivo	Activo	Inactivo	Activo
Janeiro	1800	-	2000	-	2000	-	1500	-
Fevereiro		-		-		-		-
Março		-		-		-		-
Abril	2100	-	2500	-	2500	1500	2100	-
Maio		-		-		1500		-
Junho	1500	1000	2230	1200	1800	500	2300	-
Julho		1000		1200		500		-
Agosto	1400	1000	2250	1200	1900	500	2300	-
Setembro	1500	-	2100	-	1900	-	2300	-
Outubro		-		1300		-		-
Novembro	1600	-	2180	-	2300	-	1900	-
Dezembro	1600	-	2180	-	2300	-	1900	-

Tabela 3.6 - Capacidade técnica de interligação para 2011 tendo em conta apenas restrições na RNT [9]

Os resultados estão agrupados por situação de carga "Ponta e Cheio" e "Vazio", e para cada um destes patamares, indicam-se os valores sem e com o Plano de Indisponibilidades Programadas para 2011 de elementos da RNT. Nesta última situação, o valor só é apresentado caso seja mais restritivo que na primeira.

Verifica-se que, em 2011, os valores de capacidade de interligação mais restritivos não são impostos por sobrecarga nos elementos da rede, mas sim devido à diferença angular entre duas subestações ligadas por linhas de interligação, em caso de contingência. Esta existência de desvios angulares elevados encontra-se naturalmente associada aos elevados valores de potência que transitam nas linhas de interligação, proporcionais ao nível de trocas de energia entre Portugal e Espanha. Para o ano de 2011, à semelhança de 2010, a REN optou por não incluir no cálculo da capacidade comercial de interligação as limitações associadas ao parque produtor, fundamentalmente devido à incerteza associada à disponibilidade da produção dos centros hídricos e eólicos [9]. Os valores da capacidade comercial serão portanto atualizados nos cálculos efetuados na gestão diária do sistema, que incorporam melhores previsões da

realidade operacional do sistema. Os condicionamentos associados ao parque produtor afetam as trocas entre os dois países ibéricos nos dois sentidos.

No sentido da exportação portuguesa, a capacidade poderá ser limitada em períodos de menor disponibilidades hídricas, e ainda mais em situações de fraca produção PRE e elevado consumo. Isto deve-se à necessidade de assegurar a capacidade de abastecer o consumo nacional. Esta situação verificou-se por exemplo no dia 12 de Agosto de 2011, em que a capacidade de exportação portuguesa foi limitada durante o dia a 800MW. No gráfico seguinte pode-se verificar as capacidades de interligação e nomeadamente a limitação da exportação portuguesa (importação espanhola, na figura).

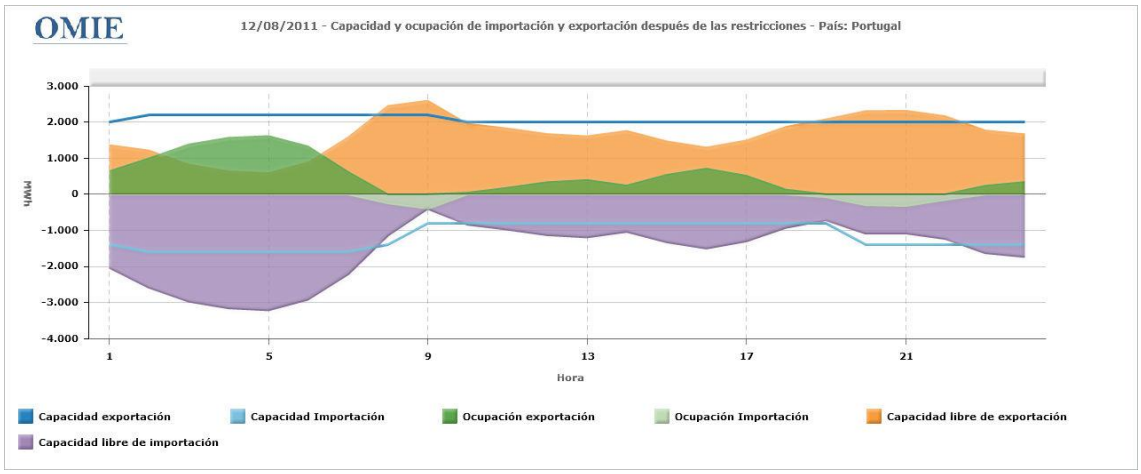


Fig. 3.13 - Limites e utilização da capacidade de interligação no dia 12/08/2011 (do ponto de vista espanhol) [5]

Apresenta-se de seguida a composição da produção no mesmo dia, em que se verifica a baixa produção hídrica e PRE, associada a um elevado consumo, como foi referido.

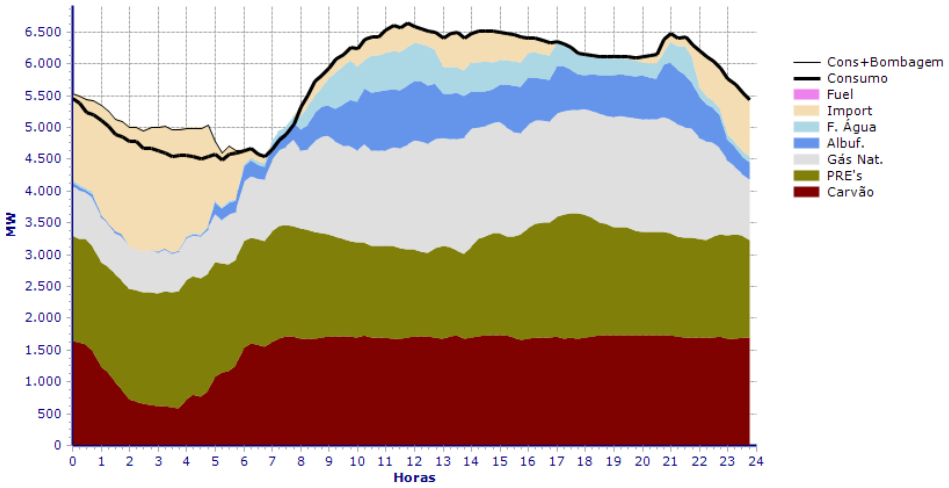


Fig. 3.14 - Composição da produção portuguesa no dia 12/08/2011 [10]

No sentido da importação portuguesa, cenários de elevada produção PRE conjugados com consumos reduzidos impossibilitam a redução da produção ordinária em Portugal, devido à necessidade de se assegurar a reserva operacional do sistema [9]. Esta situação, como já foi referido, tem vindo a limitar com bastante frequência os valores da capacidade de importação em períodos de carga reduzida, pois o incremento da potência PRE instalada induz a necessidade de se dotar o sistema de uma reserva operacional capaz de fazer face às características de grande volatilidade da produção eólica e também hídrica (ver anexo C). Esta condicionante verificou-se por exemplo na madrugada do dia 23 de Março de 2011 em que a capacidade de importação portuguesa foi limitada a zero. No gráfico seguinte pode-se verificar as capacidades de interligação e nomeadamente a limitação da importação portuguesa (exportação espanhola, na figura).

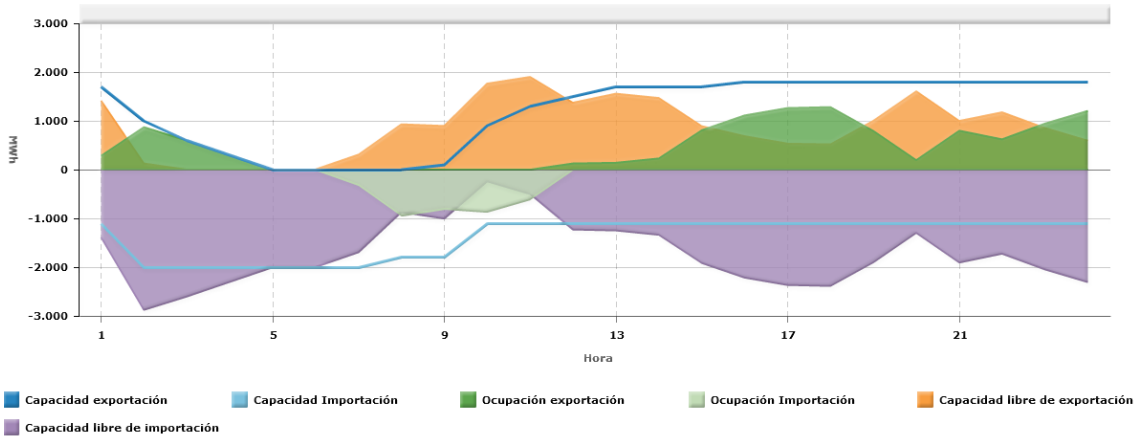


Fig. 3.15 - Limites e utilização da capacidade de interligação no dia 23/03/2011 (do ponto de vista espanhol) [5]

Apresenta-se de seguida a composição da produção no mesmo dia, em que se verifica a elevada produção PRE, associada a um reduzido consumo, como foi referido.

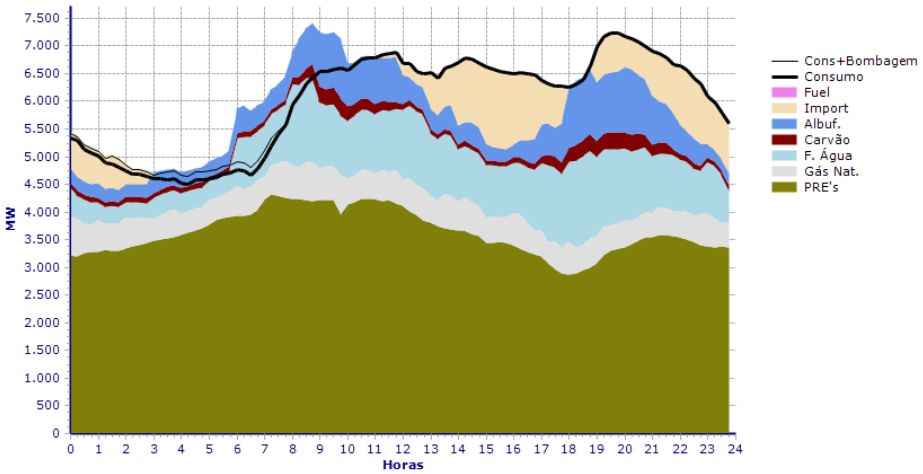


Fig. 3.16 - Composição da produção portuguesa no dia 23/03/2011 [10]

No quadro seguinte apresentam-se os valores indicativos da capacidade comercial de interligação para 2011. Estes valores são obtidos retirando-se uma margem de segurança (para fazer face aos desvios de regulação do sistema e às incertezas dos perfis de carga e geração) de 10% com o mínimo de 100MW, e posteriormente cruzando com os valores obtidos pela congénere espanhola da REN, ficando como valor final (sem plano de indisponibilidades) o mais restritivo dos obtidos pelas duas operadoras.

Sentido das trocas	Portugal → Espanha				Espanha → Portugal			
Período tarifário	Ponta e Cheia		Vazio		Ponta e Cheia		Vazio	
Plano de indisp. programadas de elementos da RNT	Inactivo	Activo	Inactivo	Activo	Inactivo	Activo	Inactivo	Activo
Janeiro	1620 1000	-	1800 1600	-	1800	-	1350	-
Fevereiro		-		-		-		-
Março		-		-		-		-
Abril	1890	-	2250 2000	-	2250 2100	1350	1890	-
Maio		-		-		1350		-
Junho	1350	900	2010 2000	1080	1620	400	2070	-
Julho		900		1080		400		-
Agosto	1260	900	2030 2000	1080	1710	400	2070	-
Setembro	1350	-	1890	-	1710	-	2070	-
Outubro				1170		-		-
Novembro	1440 1000	-	1960 1700	-	2070	-	1710	-
Dezembro	1440 1000	-	1960 1700	-	2070	-	1710	-

Fig. 3.17 - Valores indicativos da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha para 2011 [9]

Os valores encontram-se agrupados por conjuntos de meses com características semelhantes, bem como por período de ponta/cheio ou vazio, e com/sem plano de indisponibilidades da RNT. Os valores finais estão indicados a azul, quando foram alterados por serem mais restritivos do lado espanhol. Verifica-se que esta situação ocorre regularmente, mas quase sempre no sentido Portugal -> Espanha, onde chega a haver uma redução de 1620 para 1000MW.

Conclui-se que os valores da capacidade comercial de interligação para 2011 são, em geral, superiores aos determinados para 2010, situando-se entre os 1000 e os 2100MW. Este incremento deve-se em grande parte à restruturação da RNT na zona do Douro Internacional, incluindo a finalização da linha de interligação a 400kV Lagoaça-Aldeadávila. Em Anexo apresentam-se dois exemplos de trânsitos de energia limitativos (um em regime de exportação portuguesa, outro em regime de importação nacional), em esquema unifilar, nos elementos da RNT, utilizados no cálculo da capacidade comercial de interligação para 2011.

3.6 Evolução do saldo ibérico de importação/exportação de energia elétrica e da utilização da capacidade de interligação

Os sistemas elétricos de Portugal e Espanha estão interligados em MAT por oito linhas, sendo previstas para 2011 capacidades de interligação entre 1000 e 2100MW. Como já foi analisado anteriormente, tanto a RNT como o parque produtor português têm sofrido evoluções significativas nos últimos anos, o mesmo acontecendo no caso espanhol. Estas modificações têm-se refletido nos perfis de geração e consumo, e naturalmente, na capacidade de interligação entre os dois países, bem como a sua utilização efetiva.

No gráfico seguinte, apresentam-se as distribuições acumuladas das capacidades comerciais de interligação disponíveis no mercado diário entre Portugal e Espanha entre os anos de 2001 e 2010, com limitações de rede e sistema produtor. No primeiro gráfico estão os valores de Espanha para Portugal e no segundo gráfico estão as capacidades no sentido contrário.

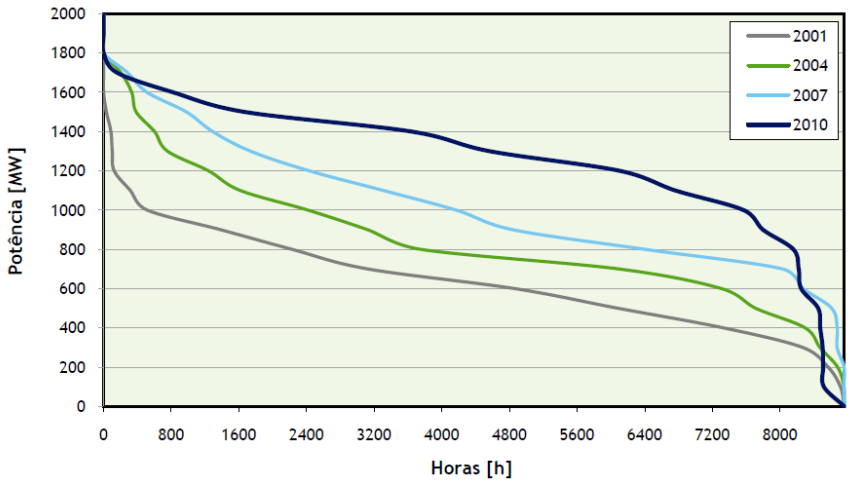


Fig. 3.18 - Distribuições acumuladas das capacidades comerciais de interligação disponíveis no mercado diário entre Portugal e Espanha entre os anos de 2001 e 2010, com limitações de rede e sistema produtor, no sentido Espanha -> Portugal [3]

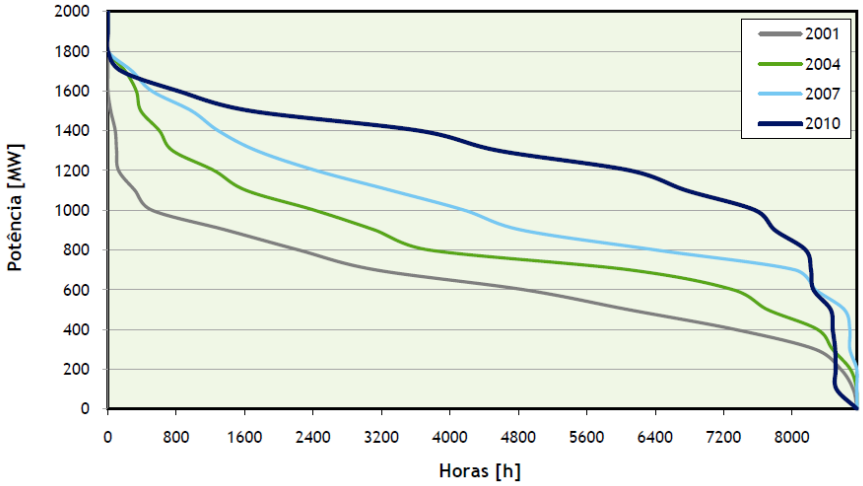


Fig. 3.19 - Distribuições acumuladas das capacidades comerciais de interligação disponíveis no mercado diário entre Portugal e Espanha entre os anos de 2001 e 2010, com limitações de rede e sistema produtor, no sentido Portugal -> Espanha [3]

Salienta-se que as capacidades quantificadas nas figuras anteriores têm em conta não apenas os limites térmicos dos elementos da RNT (linhas e autotransformadores) e desvio angular entre instalações após contingência, mas também os limites referidos ao nível dos parques produtores de cada um dos países ibéricos.

Conclui-se que se passou de valores médios da ordem dos 600 MW em 2001 para valores que se situaram na gama dos 1300 a 1500 MW em 2010, evolução que foi fruto do trabalho

desenvolvido pelos dois operadores das redes de transporte ibéricas no âmbito do Mercado Ibérico de Energia Elétrica. Particularmente verificou-se um significativo aumento em 2009, em grande parte devido ao aumento da capacidade de transformação nas subestações que servem a linha Alqueva-Brovales. Em 2010 tanto os valores de importação como de exportação aumentaram pelos motivos analisados anteriormente (restruturação na zona do Douro Internacional, principalmente).

De seguida apresentam-se os fluxos ibéricos de energia nas interligações desde 2006 até 2010, do ponto de vista de Espanha, apresentando-se por isso, também os fluxos nas interligações com França e Marrocos.

Fig. 3.20 - Fluxos ibéricos de energia nas interligações entre 2006 e 2010, do ponto de vista de Espanha [4]

De 2006 a 2009, foi entre Portugal e Espanha que houve o maior saldo de trocas energéticas na Península Ibérica. Para além disso, o balanço entre os dois países foi sempre bastante favorável à exportação espanhola, atingindo um saldo máximo de quase 10000GWh em 2008. Pelo contrário, o mínimo foi verificado em 2010, ano em que o sistema português contou com uma produção de origem hídrica e eólica bem acima da média. Contudo, não é possível verificar uma tendência definida de aumento ou diminuição do saldo ao longo dos anos em causa. Nas outras interligações ibéricas, verifica-se uma tendência de diminuição da importação de França para Espanha durante o período em análise, obtendo-se mesmo um saldo exportador em 2010. Andorra tem um pequeno e praticamente constante saldo importador de Espanha, e Marrocos tem mantido um saldo importador também relativamente

constante desde 2007. Finalmente, em 2010 verifica-se que Espanha teve um saldo exportador para todos os quatro países com que tem interligações.

Na figura seguinte indicam-se os valores de capacidade comercial de interligação ibéricos, nos dois sentidos de cada interligação, e para períodos de ponta e de vazio.

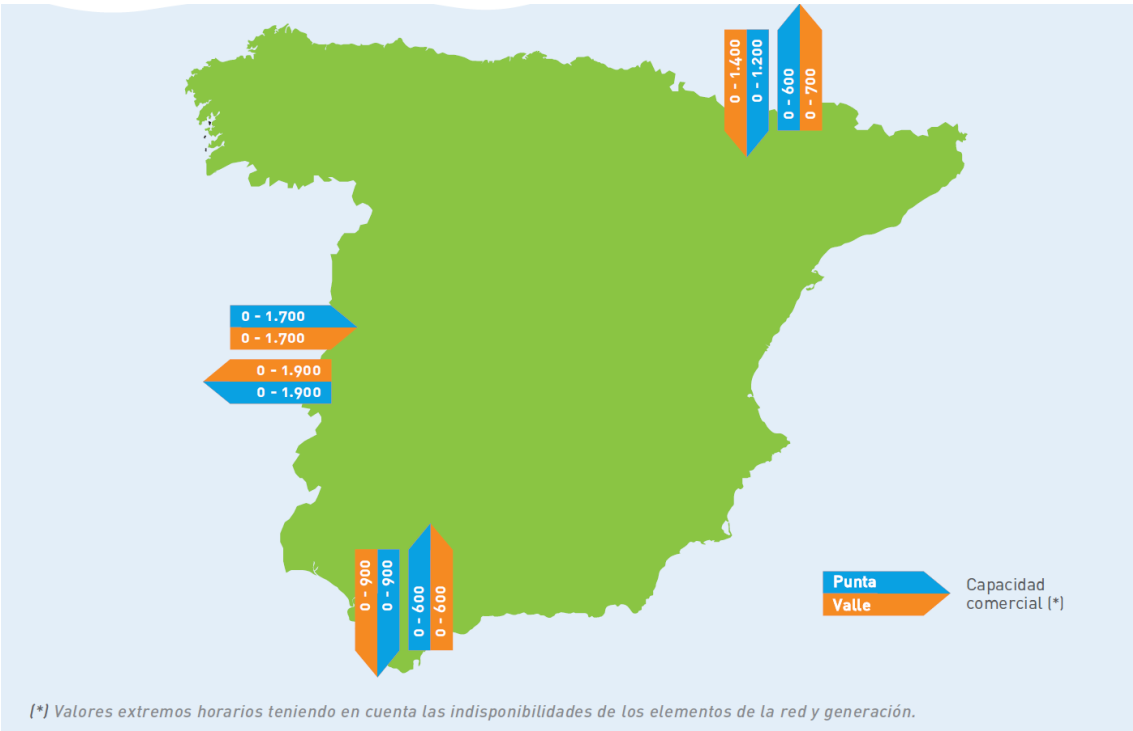


Fig. 3.21 - Valores de capacidade comercial de interligação ibéricos, nos dois sentidos das interligações e para ponta (azul) e vazio (laranja) [4]

Verifica-se que é entre Portugal e Espanha que está instalada a maior capacidade de interligação na Península Ibérica, o que toma ainda mais relevância se a dimensão da rede portuguesa for comparada à espanhola ou à francesa, por exemplo. O valor de 1,9GW de capacidade portuguesa de importação equivale a 20,6% da carga máxima registada no Inverno de 2010-2011 na rede nacional, o que é bastante significativo. Para além disso, a capacidade de interligação é equilibrada nos dois sentidos, ao contrário do caso francês em que a capacidade de exportação espanhola é metade da de importação, e o marroquino em que a capacidade de importação espanhola é dois terços da de exportação.

De seguida apresentam-se as utilizações médias em 2010 da capacidade comercial de interligação entre Espanha e Portugal, França e Marrocos, bem como a curva monótona das percentagens de utilização das interligações, em ambos os sentidos.

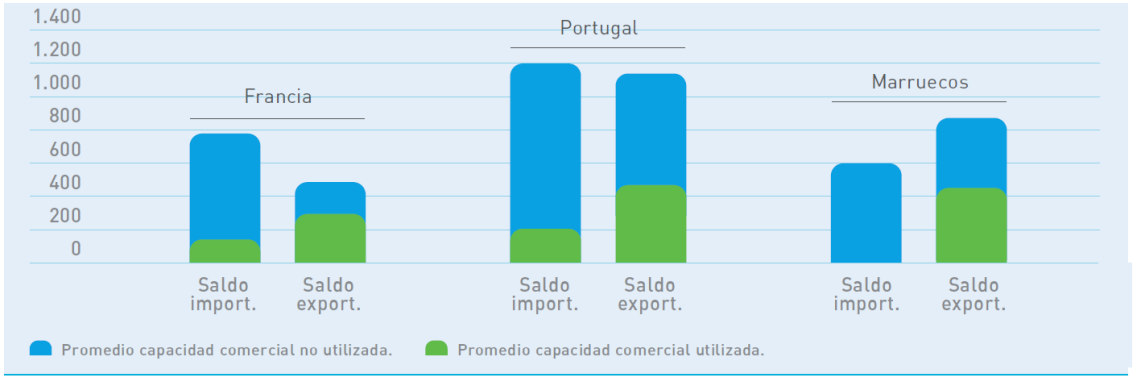


Fig. 3.22 - Utilizações médias da capacidade de interligação entre Espanha e Portugal, França e Marrocos em 2010 [4]

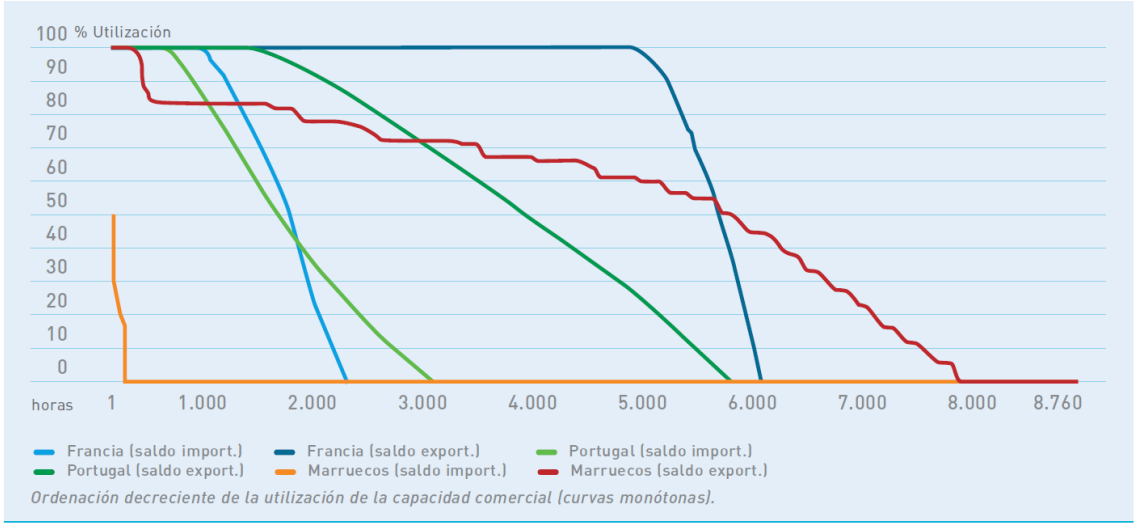


Fig. 3.23. - Curva monótonas das percentagens de utilização das interligações ibéricas, em ambos os sentidos [4]

A interligação ibérica com maior utilização da capacidade total em 2010 foi a ligação Espanha – França, no sentido da exportação espanhola. Esta teve uma ocupação de 100% durante cerca de 5000h. Já o sentido Marrocos -> Espanha foi o menos utilizado. A interligação entre Portugal e Espanha teve uma utilização a 100% durante perto de 3000h, tendo sido a interligação ibérica com menos percentagem de utilização no geral, em 2010. Para isso contribui principalmente o facto de ser a interligação com a maior capacidade.

Através do gráfico é possível inferir que a interligação que mais beneficiaria em termos de fluxos de energia seria a Espanha – França, pois esta interligação foi utilizada a 100% durante 80% do ano.

No ano de 2010, transitaram 1719GWh de energia elétrica do SEE português para o espanhol, e 4367GWh no sentido inverso, para um saldo total importador português de 2648GWh. Este valor é o mais baixo desde 2006. No gráfico seguinte mostram-se, para os meses do ano de 2010, os saldos energéticos das interligações ibéricas, do ponto de vista de Espanha.

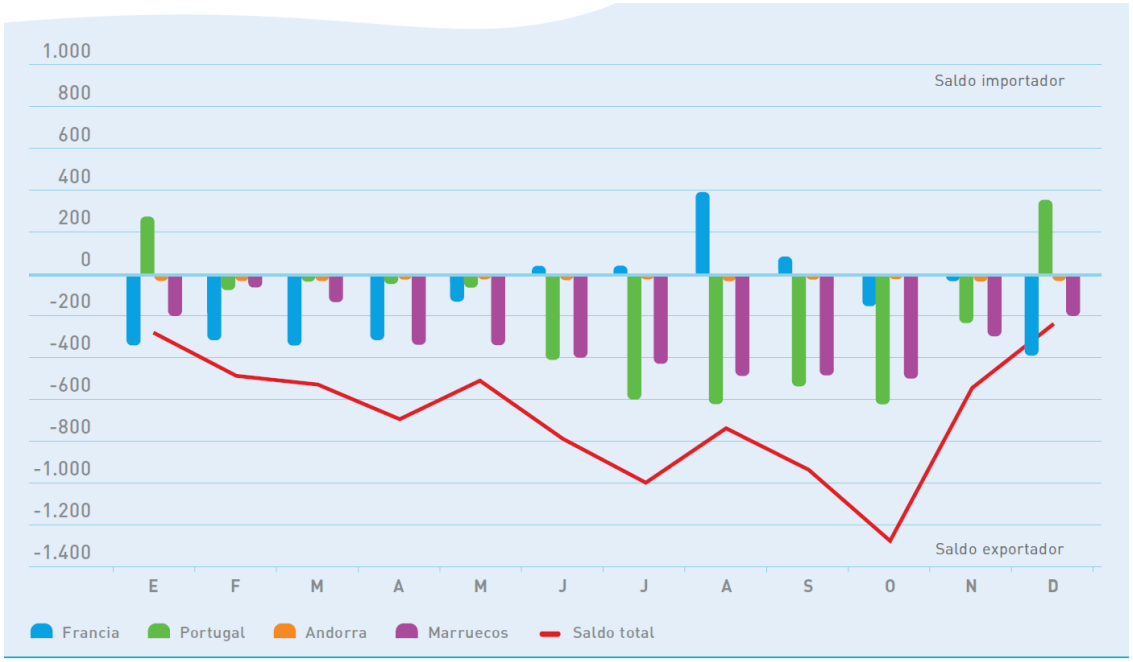


Fig. 3.24 - Saldos energéticos das interligações ibéricas, do ponto de vista de Espanha, no ano de 2010 [4]

Observa-se um saldo espanhol predominantemente exportador, especialmente nos meses quentes. A interligação com França tem, contudo, um comportamento contrário à interligação com Portugal. Os meses em que o saldo importador francês é maior são os meses de inverno, e são também os meses onde Portugal consegue um saldo exportador com Espanha. Pelo contrário, nos meses quentes Portugal apresenta um saldo claramente importador enquanto França atinge um saldo exportador positivo. A exportação para Andorra é praticamente constante, e a interligação com Marrocos apresenta um comportamento semelhante à portuguesa, sendo o saldo importador daquele país maior no verão. No inverno, porém, mantém o caráter importador.

Seguidamente apresenta-se o mapa com os trânsitos de energia em cada interligação ibérica, nos dois sentidos, no ano de 2010.

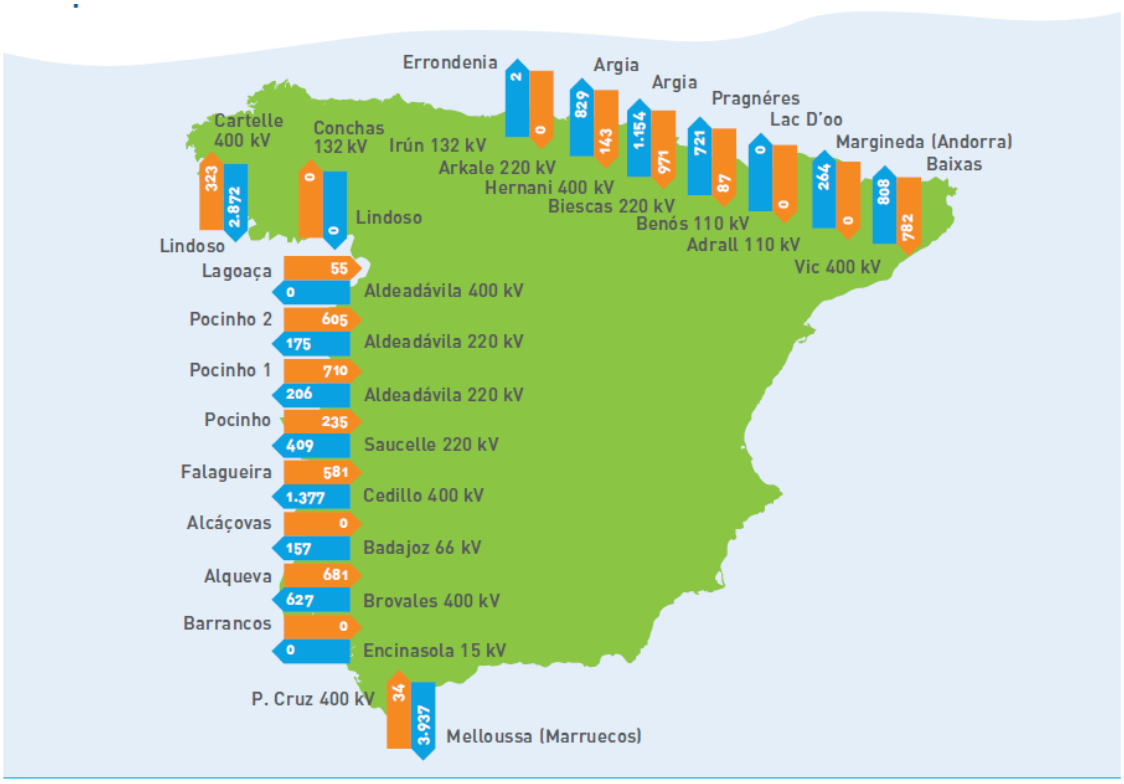


Fig. 3.25 - Mapa com os fluxos de energia, em cada linha de interligação ibérica, no ano de 2010 [4]

A interligação entre Portugal e Espanha com maior trânsito de energia ao longo de 2010 foi a interligação Alto Lindoso – Cartelle a 400kV, principalmente no sentido importador português, seguida da interligação Falagueira – Cedillo, também no mesmo sentido. No sentido inverso, foi a interligação Pocinho – Aldeadávila 1 a 220kV que apresentou o maior fluxo, seguida da linha Alqueva – Brovales. No entanto, o baixo valor para a interligação Lagoaça – Aldeadávila a 400kV é compreensível pois a linha entrou em serviço praticamente no fim do ano. As interligações com Aldeadávila e a Alqueva – Brovales têm um saldo exportador enquanto a Lindoso – Cartelle, Falagueira – Cedillo e Pocinho – Saucelle têm um balanço importador.

Nas outras linhas de interligação ibéricas verifica-se sempre um saldo exportador espanhol. Existe apenas uma linha de interligação com Marrocos, mas foi nessa linha que mais energia transitou além-fronteiras na Península Ibérica em 2010. Entre Espanha e França há quatro linhas de interligação ativas – duas no nível de 220kV e duas a 400kV. A linha de interligação a 400kV a Este da fronteira entre Espanha e França apresenta um saldo de trocas equilibrado, enquanto as três interligações ativas mais a Oeste da fronteira (duas a 220kV e uma a 400kV) apresentam saldo exportador espanhol, especialmente as linhas a 220kV.

3.7 Interligação de SEE no resto da Europa

Como já foi referido anteriormente, são membros da ENTSO-E 41 operadores de redes de transporte de 34 países. A ENTSO-E tem fomentado o incremento das capacidades de interligação e o estabelecimento de mercados entre países membros.

Na figura seguinte, apresenta-se o mapa dos países pertencentes à ENTSO-E, bem como os fluxos de energia transitados nas interligações entre países-membros vizinhos no ano de 2010.

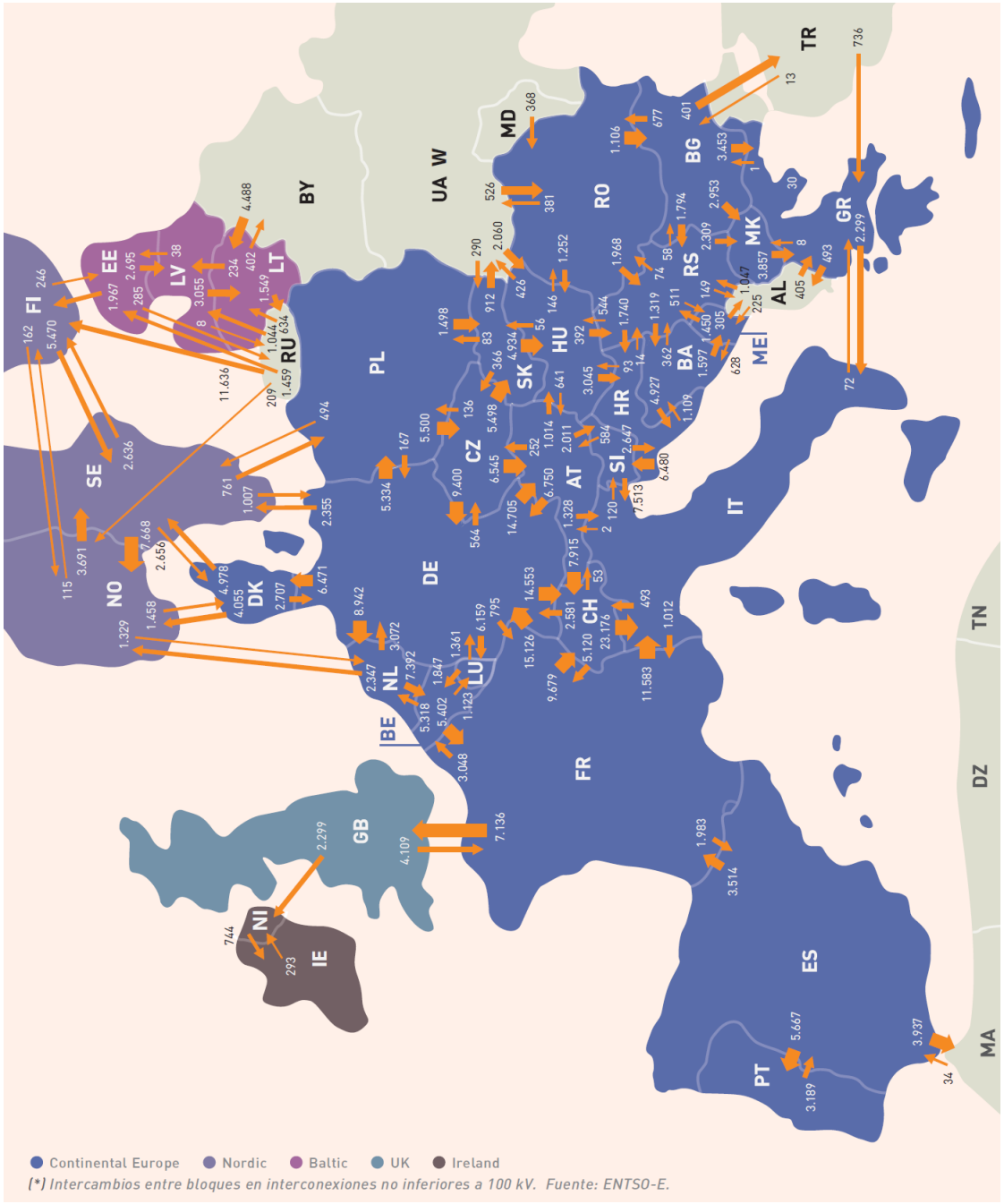


Fig. 3.26 - Mapa dos países pertencentes à ENTSO-E e fluxos entre países vizinhos em 2010 [4]

A rede elétrica da Europa Continental é, nos dias de hoje, uma rede avançada e densa, com interligações entre todos os 34 países-membros vizinhos. Graças à política de incentivo à criação de mercados competitivos de energia, a maior parte das interligações europeias apresentam significativos volumes anuais de energia transitada.

O país que teve o maior volume de trocas nas suas interligações foi a Alemanha, com um saldo final favorável à exportação de 17707GWh, tendo sido também o país que mais energia exportou – 59878GWh. Já o país com maior quantidade de energia importada foi a Itália – 45899GWh, sendo também este país que teve o maior saldo importador. Esta situação deve-se ao elevado défice de produção naquele país nos últimos anos. Por seu lado, o país que atingiu o maior saldo exportador foi a França – 28603GWh. Portugal apresentou valores modestos num contexto europeu, apesar de já se ter referido anteriormente que 2010 apresentou mínimos de vários anos nos fluxos das interligações nacionais.

Vale ainda a pena fazer referência a alguns países que servem de “ponte”, apresentando fluxos de importação e exportação muito elevados, mas saldos finais quase nulos. Este é o caso da Suíça e Bélgica por exemplo. Estes países têm a vantagem de fazer fronteira com vários vizinhos, tendo a possibilidade de complementar os seus parques produtores e obter energia aos preços mais competitivos em cada altura do ano.

4 Operação dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha

Nos capítulos anteriores fez-se a descrição e caracterização dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha e posteriormente da interligação entre estes. No entanto, para entender o funcionamento da interligação dos SEE ibéricos, é também necessário analisar a operação dos mesmos, fazendo um estudo do mercado de energia elétrica e da forma como a produção abastece o consumo. Neste capítulo começa-se por fazer uma análise dos custos de produção em função do parque produtor e dos diferentes cenários de produção. Posteriormente faz-se uma introdução ao mercado ibérico de energia elétrica – MIBEL, para o qual é fundamental a interligação elétrica entre Portugal e Espanha, e da forma como é definido o preço da eletricidade. Finalmente faz-se o estudo do funcionamento do mesmo no ano de 2010 e das suas anomalias. Naturalmente, o papel da interligação entre os países ibéricos no funcionamento do mercado é analisado em profundidade.

4.1 Custos de Produção

Para a compreensão do funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade e do funcionamento da interligação entre Portugal e Espanha, foi necessário fazer a descrição dos perfis de produção e consumo na Península Ibérica, que por sua vez vão ter impacto na metodologia de determinação da capacidade de interligação. Para além disso, para compreender o papel no mercado e na operação dos SEE de Portugal e Espanha (incluindo a interligação) das diferentes tecnologias presentes nos parques produtores dos dois países, é necessário fazer uma breve análise dos custos de produção das tecnologias e da maneira como se forma a curva de oferta de eletricidade do mercado ibérico de eletricidade. Deste modo, neste capítulo faz-se uma descrição dos fatores que contribuem para os custos de produção, os vários cenários de potência normais e as respetivas curvas dos custos variáveis de produção em função da potência produzida, tanto para o parque produtor português, como o espanhol.

Para uma determinada central produtora de eletricidade, os principais fatores que contribuem para o custo total de produção de energia elétrica são:

- A amortização do capital investido na central;
- A remuneração do capital investido líquido;
- As despesas de Operação e Manutenção;
- Os custos dos combustíveis;

- Os custos da licença de emissão de gases (principalmente CO2).

Este conjunto de fatores engloba os custos fixos e variáveis de produção. Os custos fixos são naturalmente independentes do volume de produção, por isso, com vista a oferta em mercado, são os custos variáveis que têm maior importância, pois destes vai fundamentalmente depender o volume da produção.

Em cada parque produtor existem centrais com características diferentes, sendo que existem centrais consideradas de base, intermédias e de ponta. As centrais de base são as que normalmente verificam uma maior utilização da sua potência, apresentando custos variáveis baixos e custos fixos elevados. Pelo contrário, as centrais de ponta apresentam custos fixos pouco significativos e custos variáveis elevados. Os custos variáveis são fundamentalmente custos de combustíveis e também custos de emissão de gases (CO2).

Seguidamente determina-se para os parques produtores português e espanhol, em 2010, uma estimativa dos custos variáveis de produção em função da carga dos sistemas, para vários cenários de produção e consumo.

A tabela a seguir apresenta os custos variáveis por tipo de central, em 2010, nos parques eletroprodutores de Portugal e Espanha. Para a análise simplificada que se pretende, consideram-se os custos iguais nos dois países.

Tipo de Central	Custo (€/MWh)
PRE/Renováveis	0
Nuclear	0
Carvão	50
Ciclo Combinado	60
Hídrica Albufeira	70
Fuel/Gás	80
Gasóleo	150

Tabela 4.1 - Custos variáveis por tipo de tecnologia

Os custos redondos apresentados são valores baseados encontrados em algumas publicações, bem como dados estatísticos do Mercado Ibérico de Eletricidade, pois é bastante difícil apresentar valores precisos devido aos inúmeros fatores de que dependem.

Tendo em conta as potências instaladas por tecnologia no ano de 2010, que foram apresentadas no Capítulo 2, é agora possível determinar, para o caso português e espanhol, os custos variáveis de produção de eletricidade em períodos de ponta e vazio, para três cenários de produção PRE/renovável: baixa (15%), média (30%) e alta (45%). Considera-se o

cenário médio de 30% de utilização da potência PRE devido a ter sido o valor pelo qual rondaram as utilizações da potência PRE em Portugal e Espanha nos anos de 2010 e 2009 e estar associado fundamentalmente à disponibilidade das fontes renováveis, visto que a potência PRE tem prioridade no despacho. Os valores alto e baixo obtiveram-se somando ou subtraindo 15% na utilização da potência PRE, o que corresponde a situações mais extremas.

No gráfico seguinte apresenta-se, para o caso português, e para cada um dos três cenários de produção PRE descritos, as curvas dos custos variáveis de produção em função da potência de carga. Os traços verticais correspondem às cargas de ponta e vazio, no inverno e no verão.

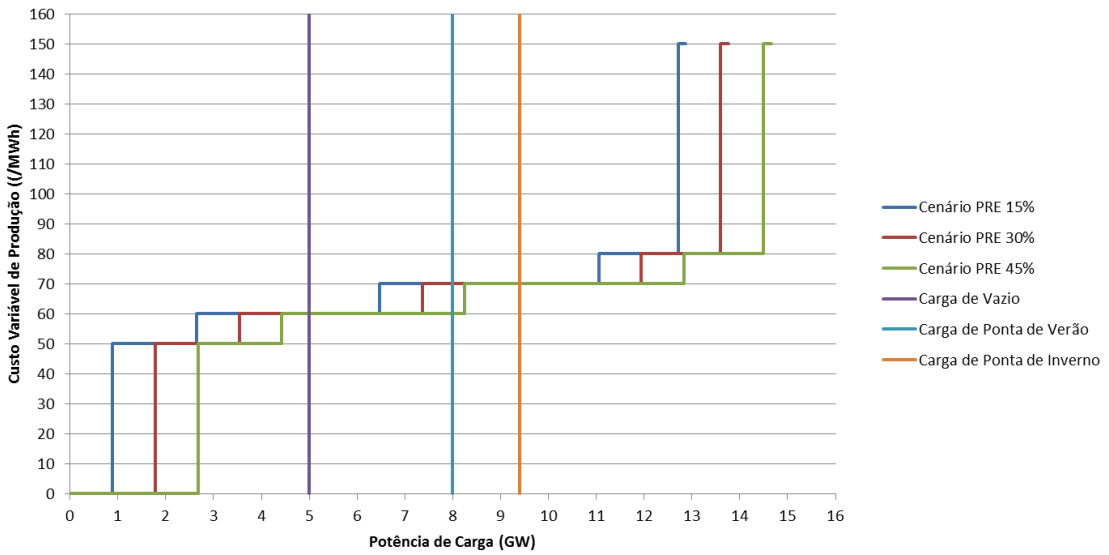


Fig. 4.1 - Custos variáveis de produção em função da potência de carga, para o caso português

Para o ano de 2010, os vazios dos dias característicos de verão e inverno coincidiram em cerca de 5 GW. Neste caso, para qualquer um dos cenários, verifica-se que o custo variável de produção do parque português fica em 60 €/MWh. Em dias de elevada produção hídrica e eólica, conjugada com um vazio abaixo de 5 GW, poderá ser possível atingir-se um preço de produção igual a 0 €/MWh. A ponta de verão situa-se na gama 60-70 €/MWh (dependendo do cenário de produção) e a ponta de inverno fica nos 70€/MWh, só baixando em situações pontuais de elevadíssima produção renovável. Assim, prevê-se que o custo máximo de produção verificado no parque eletroprodutor português seja de 70 €/MWh e o mínimo 0 €/MWh, apenas em condições especiais.

No gráfico seguinte apresenta-se, para o caso espanhol, e para cada um dos três cenários de produção PRE descritos, as curvas dos custos variáveis de produção em função da

potência de carga. Os traços verticais correspondem às cargas de ponta e vazio, no inverno e no verão.

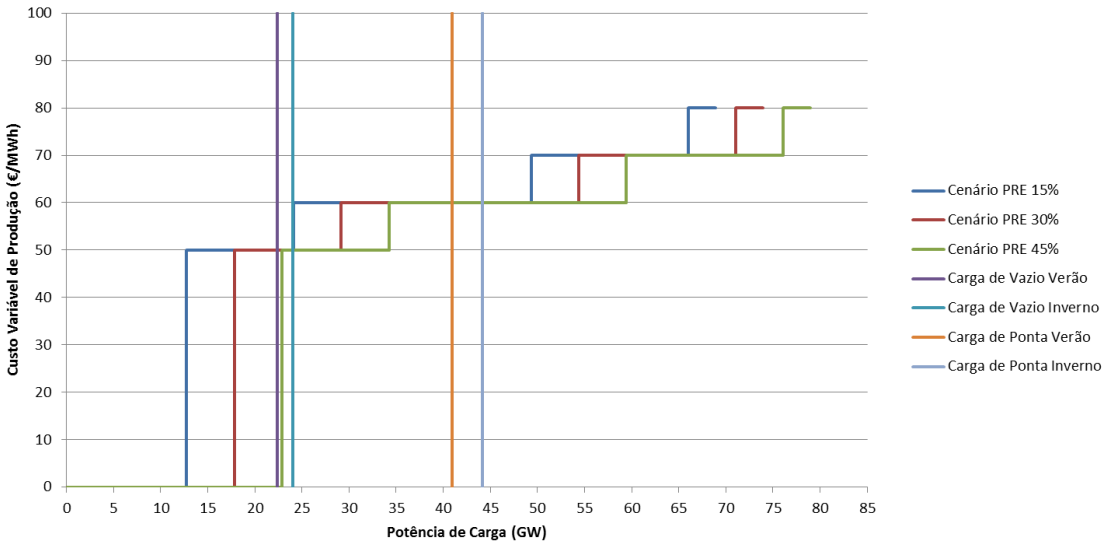


Fig. 4.2 - Custos variáveis de produção em função da potência de carga, para o caso espanhol

No caso espanhol verificam-se algumas diferenças em relação ao caso português. Em relação às pontas, tanto de inverno como de verão, os custos variáveis de produção são de 60 €/MWh para qualquer um dos cenários considerados, incluindo o mais pessimista, pelo que se prevê que este seja o custo máximo de produção no parque produtor espanhol. Já em relação ao vazio, no cenário PRE a 45% verifica-se um custo de 0 €/MWh no vazio de verão. Apesar disso, este cenário é menos provável no verão. No inverno o custo máximo de produção em vazio é de 50 €/MWh mesmo no caso mais pessimista. A par do caso português, verifica-se que em dias de elevada produção PRE o custo de produção possa ser 0 €/MWh durante um período considerável do dia. Em ambos os casos, prevê-se que o custo de produção no vazio não ultrapasse os 50 €/MWh (nem no cenário mais pessimista).

Comparando os casos português e espanhol, verifica-se que o parque eletroprodutor do país vizinho se apresenta mais competitivo, sendo no geral mais barato. Assim, Portugal retira proveito da interligação entre os dois países e, no global, sai mais beneficiado que Espanha com a existência da interligação entre os dois países. Verifica-se também que esta análise simplificada é mais útil para prever os custos variáveis de produção máximos nos dois parques eletroprodutores do que os custos mínimos.

Os resultados desta análise simplificada (e pessimista) poderão ser comparados com os resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade do ano de 2010 no Subcapítulo 4.3.

4.2 Mercados de Eletricidade – o MIBEL

A eletrificação só chegou a Portugal em finais do século XIX. Começando em Lisboa, a iluminação elétrica estendeu-se a outros municípios do país, principalmente centros urbanos. Na primeira metade do século XX, as instalações elétricas foram-se multiplicando pelo país, surgindo nesta altura, as primeiras legislações associadas ao setor, no domínio da segurança de instalações. Na lei nº2002 de 26 de Dezembro de 1944, o Estado Português chama a si em definitivo a política de eletrificação nacional. Em 1975, depois da Revolução de Abril, assistiu-se à nacionalização do setor elétrico e à criação da empresa pública à qual foi conferida, em regime de serviço público, o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Surgia então a EDP – Eletricidade de Portugal.

Em 1995 saiu a legislação que aplicava os princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, estabelecendo as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade e dando início à liberalização do setor elétrico em Portugal. Houve uma restruturação horizontal e vertical da EDP, garantiu-se a liberdade de acesso às atividades de produção e comercialização de energia elétrica e criou-se uma Entidade Reguladora do Setor Elétrico – ERSE. A liberalização global do setor elétrico surge com os Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003 de 20 de Agosto aplicando os princípios da Diretiva 54/CE/2003 de 26 de Junho. Foi nesta diretiva que se inspirou a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL, suportado pelos acordos celebrados entre Portugal e Espanha. Os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional e das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como a organização de mercados de energia elétrica, estão consagrados no Decreto-Lei nº29/2006 de 15 de Fevereiro [11].

Nas figuras seguintes apresentam-se as estruturas atuais dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha.

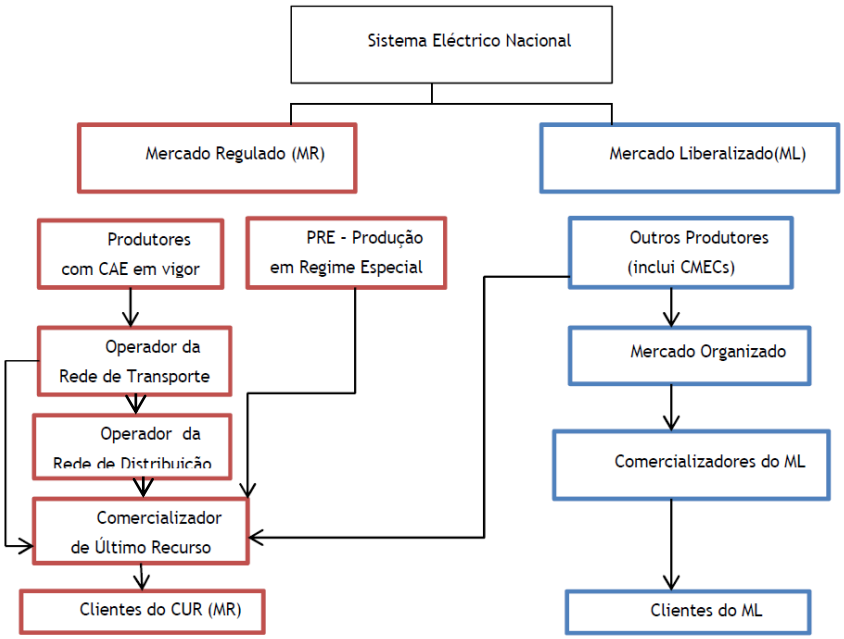


Fig. 4.3 - Estrutura do Sistema Elétrico Português [12]

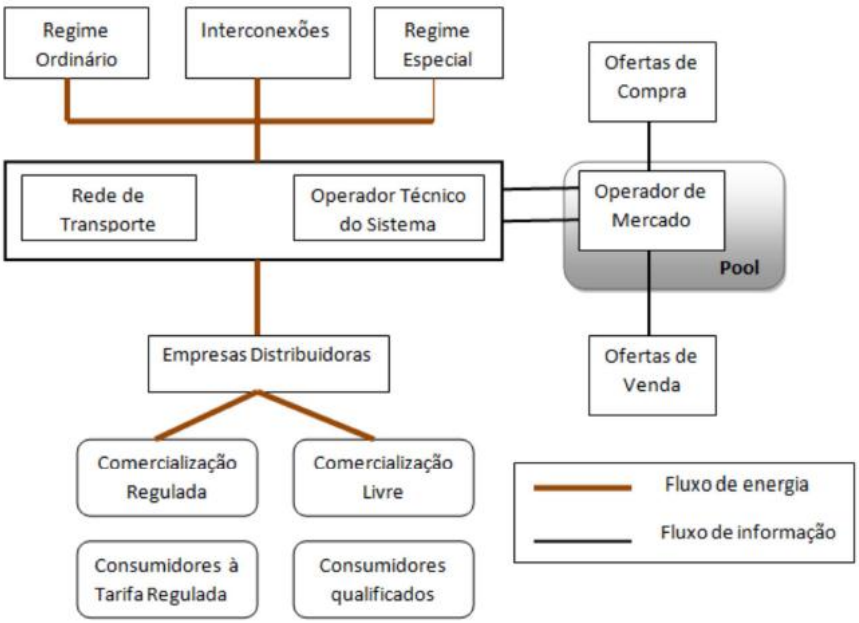


Fig. 4.4 - Estrutura do Sistema Elétrico Espanhol [13]

Em 1998, já existiam vários mercados regionais europeus de eletricidade. Face às diretivas europeias e à legislação que estava a ser criada, começaram nesse ano as conversações entre as administrações portuguesa e espanhola para a criação do MIBEL. A 14 de Novembro de 2001 foi estabelecido o acordo que previa a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, e que entraria em funcionamento a 1 de Janeiro de 2003. Na figura seguinte apresenta-se uma sequência cronológica dos eventos relevantes para a criação do MIBEL.

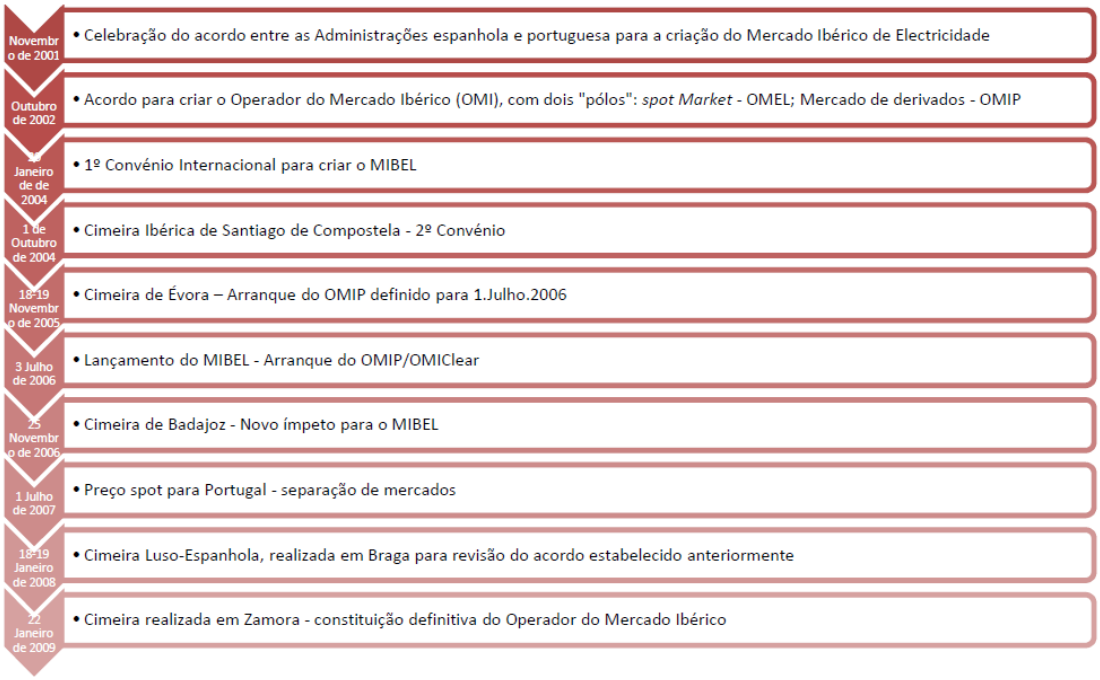


Fig. 4.5 - Sequência cronológica dos eventos relevantes para a criação do MIBEL [14]

Os principais objetivos definidos na criação do MIBEL foram:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países através da integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado de eletricidade com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado nos dois países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a Península Ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, de transparência e de objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [15].

O modelo de organização do MIBEL, definido em Outubro de 2002 na XVIII Cimeira Luso-Espanhola realizada em Valência, baseava-se na existência do Operador de Mercado Ibérico (OMI). Foram também definidas as metas de concretização do MIBEL, que tinham por objetivo uma harmonização do funcionamento dos dois sistemas elétricos ibéricos. Isto permitiu prefigurar a construção do MIBEL como uma abordagem intermédia regional do processo de integração dos mercados nacionais num mercado único europeu, segundo um modelo faseado, assente em três eixos principais:

- Estabelecimento de uma plataforma física de suporte do mercado regional ibérico, apoiada no desenvolvimento das infraestruturas de transporte e na articulação da planificação energética e das redes de transporte;
- Harmonização dos enquadramentos legais e regulatórios das condições económicas de participação no MIBEL e dos procedimentos de operação dos sistemas;
- Harmonização das condições económicas de participação no mercado, através da convergência das metodologias de definição das tarifas, dos custos de transição para a concorrência, das condições de acesso às interligações, do grau de abertura dos mercados e da criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) [15].

Antes do MIBEL, a forma de relacionamento em Portugal com os produtores de energia elétrica baseava-se quase exclusivamente em contratos de aquisição de longo prazo – CAE. Estes contratos eram estabelecidos entre cada centro eletroprodutor e um comprador único representado pelo Operador do Sistema que assegurava o aprovisionamento de energia para fornecimento aos consumidores finais. Com a liberalização do mercado e a restruturação do setor elétrico nacional, tornou-se necessário a introdução das centrais elétricas com CAE nas estruturas de oferta em mercados organizados. Assim, foi criado um mecanismo que permitia efetuar a cessação dos CAE, desde que mantido o equilíbrio contratual, isto é, respeitando as condições contratualmente previamente estabelecidas. Este mecanismo – CMEC – introduzido com a Resolução de Conselho de Ministros nº 50/2007, veio permitir a cessação voluntária dos CAE existentes relativos aos centros produtores da EDP, de maneira a assegurar as condições para que a maior parte da potência instalada em Portugal passasse a participar nos mercados organizados. Apesar de ter sido criado este mecanismo, atualmente ainda existem CAE em vigor. Antes do MIBEL entrar em funcionamento em 2003, Portugal e Espanha tinham mercados distintos. O português contava com 6 milhões de consumidores e uma procura de 50 TWh e o espanhol tinha 24 milhões de consumidores e 261 TWh de consumo. O Mercado Ibérico entrou assim em funcionamento com 30 milhões de consumidores e uma procura de 311 TWh. Ainda antes da oficialização do MIBEL, a produção portuguesa de eletricidade, através do Operador do Sistema, já participava no mercado espanhol de energia elétrica [16].

Organização e Funcionamento

A contratação de energia elétrica o MIBEL pode processar-se através dos seguintes mercados:

- Um mercado de contratação a prazo, gerido pelo Pólo Português do Operador de Mercado Ibérico – OMIP, em que se estabelecem compromissos relativos à produção e compra de energia elétrica;
- Um mercado *spot* de contratação à vista, gerido pelo Pólo Espanhol do Operador de Mercado Ibérico – OMEL, que engloba os mercados diários e os mercados intradiários, em que se estabelecem programas de compra e venda de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação;
- Um mercado específico para a contratação de diversos serviços (nomeadamente reservas secundária e terciária), de modo a contribuir, juntamente com a reserva primária, para a garantia do equilíbrio em tempo real entre a produção e o consumo;
- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica [16].

O MIBEL tem como base de funcionamento um modelo misto, com duas formas de relacionamento entre a produção e o consumo. Uma das formas é através do *pool* do tipo simétrico e voluntário, que engloba o mercado diário e intradiários. A outra possibilidade é através da realização de acordos de contratos bilaterais. Estes surgiram da necessidade das transações de energia elétrica não se restringirem exclusivamente às efetuadas no *pool* e caracterizam-se pela possibilidade de estabelecerem acordos diretos entre os agentes intervenientes no mercado. Os contratos podem ser de natureza física ou financeira. As partes envolvidas estabelecem as especificações do contrato, nomeadamente a duração, quantidade de produção/consumo, qualidade e preço. Depois de se assegurar que os contratos são tecnicamente viáveis, os seus resultados devem ser comunicados ao Operador de Sistema, que em comunicação com o Operador de Mercado, organiza e verifica as transações de forma a evitar situações de congestionamento.

O Mercado a Prazo de Eletricidade é da responsabilidade do OMIP e é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. Disponibiliza três formas de contrato:

- Contratos Futuro – contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.
- Contrato Forward - contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o

comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

- Contrato SWAP – contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes [17].

O Mercado Diário

O Mercado Diário é da responsabilidade da OMEL e caracteriza-se por ser um mercado de curto prazo, onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. O seu funcionamento consiste na formação de um preço para cada uma das 24 horas de cada um dos 365 dias do ano, sendo a hora de negociação determinada pela hora legal espanhola. Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas de compra e venda comunicadas pelos diversos agentes intervenientes no mercado. Cada oferta indica o dia e hora a que se refere, o preço e a quantidade de energia correspondentes. É um mercado de preço uniforme, pois implica que todos os agentes participantes, sejam portugueses ou espanhóis, em condições normais comprem ou vendam pelo mesmo preço. Este preço de mercado é obtido pelo cruzamento da curva da procura com a da oferta para cada hora [18]. Na figura seguinte, está ilustrado um exemplo de determinação do preço único para a hora 13 do dia 8 de Julho de 2011, pelo método acima referido.

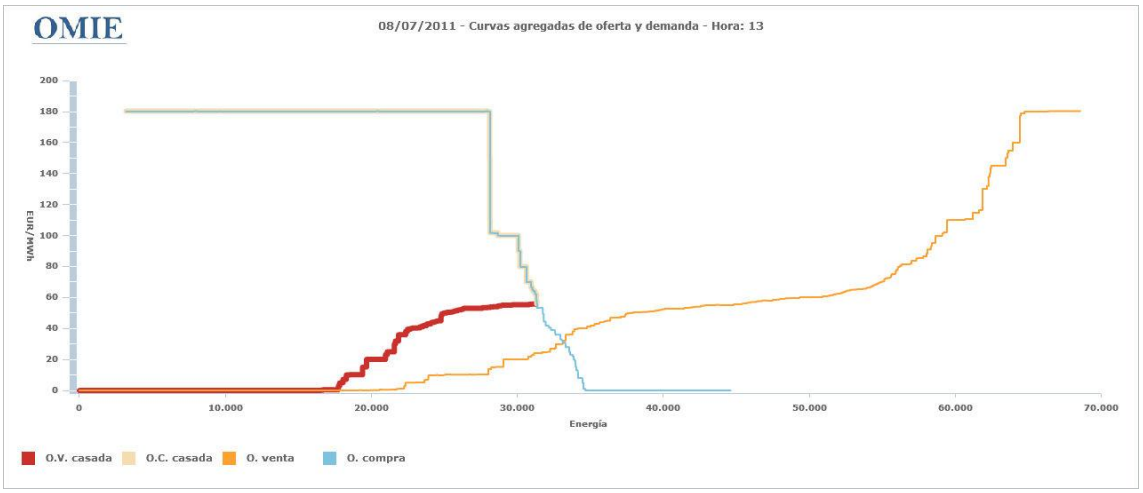


Fig. 4.6 - Exemplo de determinação de preço único no Mercado Diário, para a hora 13 do dia 8/07/2011 (A curva azul é a da oferta de compra e a curva laranja corresponde à oferta de venda.) [5]

Como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, pode ocorrer a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países (descritas e determinadas no capítulo 3) não comportarem os fluxos transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria. Sempre que esta situação ocorre, as regras definidas determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas [19]. Este mecanismo denominado *Market Splitting* provoca em última instância um preço final de eletricidade mais alto na zona (país) importadora, como se pode verificar na figura seguinte, e será detalhado no próximo subcapítulo.

Fig. 4.7 - Funcionamento do *Market Splitting* [19]

Mercado Intradiário

Este mercado é gerido pela OMEL, e o seu objetivo é ser um mercado de ajustes de maneira a oferecer uma adequação da oferta à procura mais precisa do que a permitida pelo mercado diário. Por permitir uma negociação mais próxima do tempo real, resolve possíveis desajustes nas etapas programadas. Neste mercado, os agentes normalmente vendedores, ou seja os produtores de eletricidade, também podem comprar energia. Os agentes normalmente compradores, ou seja os comercializadores de energia elétrica, também podem vender eletricidade [16].

O mercado estrutura-se em seis sessões, realizando-se em cada uma delas o cruzamento entre as curvas da oferta e da procura de mercado. A primeira sessão abrange 28 horas – as últimas 4 do dia D-1 (ou seja, o dia anterior ao dia a que se refere o mercado) e as 24 do dia D a que se refere a negociação – e a sexta abrange as últimas 9 horas do dia D. Na figura seguinte ilustram-se as sessões do mercado intradiário referentes ao dia D.

Fig. 4.8 - Sessões do mercado intradiário referentes a um dia "D" [18]

A operação do MIBEL

No esquema seguinte apresenta-se o diagrama com a sequência cronológica relativa à comunicação de propostas até ao fornecimento da energia.

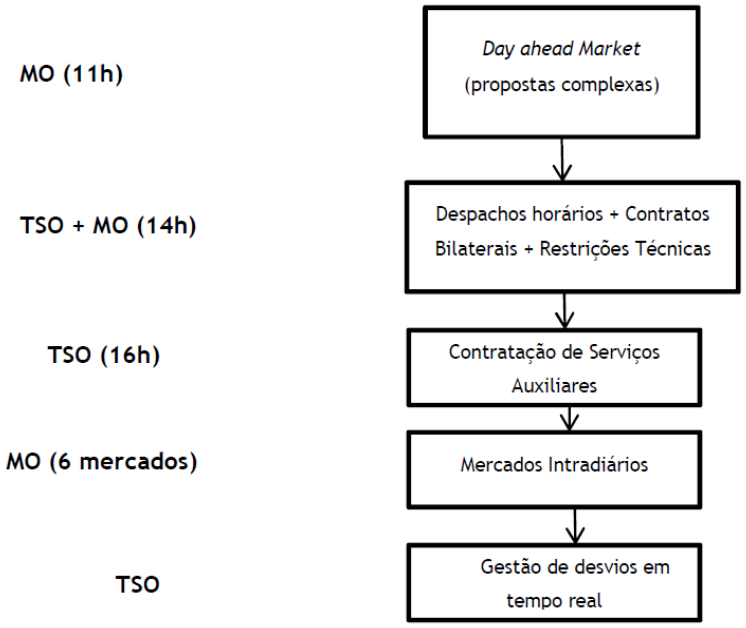


Fig. 4.9- Diagrama com a sequência cronológica relativa ao funcionamento do MIBEL [14]

Os serviços auxiliares incluem serviços obrigatórios e complementares bem como as respetivas formas de contratação. O seu objetivo é assegurar o cumprimento das condições necessárias à manutenção da qualidade de serviço e da segurança de exploração, de forma a garantir o fornecimento de eletricidade.

4.3 Economia da Interligação – Análise dos resultados do MIBEL em 2010

Nos capítulos anteriores fez-se uma breve introdução e descrição do MIBEL, mercado atualmente fundamental para a operação dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha, e o qual não poderia funcionar sem a respetiva interligação. Para além disso fez-se uma introdução aos custos atuais de produção de energia elétrica nos dois países. Com estes dados é agora possível fazer uma análise económica do funcionamento da interligação, através dos resultados do MIBEL no ano de 2010, mais concretamente dos resultados do Mercado Diário.

Neste estudo do Mercado Diário é analisada a evolução da energia contratada e também a evolução dos preços e do volume económico transacionado em ambas as áreas de operação. O *Market Splitting* também será alvo de estudo, analisando-se as diferenças de preço provocadas pela aplicação deste mecanismo, assim como a percentagem de tempo em que é aplicado. Os aspetos relacionados com as tecnologias presentes a mercado também serão alvo de estudo, como por exemplo as tecnologias que marcam o preço no mercado diário e a relação entre as tecnologias presentes a mercado e o preço de mercado.

Energia Elétrica Contratada

No que respeita à contratação de energia elétrica no ano de 2010, o total de eletricidade contratada no mercado diário em Portugal foi de 33569 GWh em Portugal e 193344 GWh em Espanha. No nosso país o valor de mercado está bastante afastado do valor de consumo analisado no Capítulo 2, visto que a energia PRE não vai a mercado. Em 2010 o consumo foi de 18165 GWh no mercado liberalizado e de 34037 GWh no mercado regulado.

Na figura seguinte está representada graficamente a evolução da energia contratada ao longo do ano de 2010 nos dois países ibéricos.

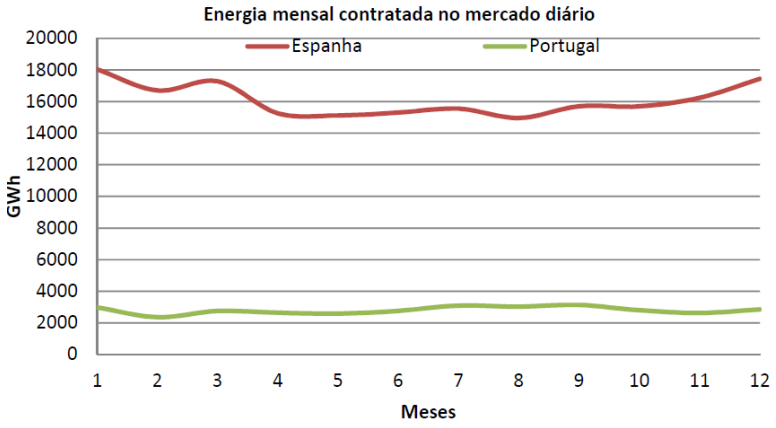


Fig. 4.10 - Energia contratada ao longo de 2010 em Espanha e Portugal [14]

Analisando o lado Português, verifica-se que o mínimo de energia elétrica contratada foi de 2360 GWh e verificou-se em Fevereiro. Já o máximo ocorreu em Setembro e foi de 3130 GWh. No resto do ano, a variação não foi muito significativa entre estes valores registando um máximo de 27,5% em relação à média mensal de 2797,4 GWh. Os maiores valores de potência contratada verificaram-se em Julho, Agosto e Setembro, ou seja, nos meses quentes e secos. Nestes meses a produção PRE foi menor, pelo que foi preciso colmatar as necessidades energéticas com a contratação de mais energia em mercado. No lado Espanhol também se verificou uma variação dos valores de eletricidade contratada ao longo de 2010. O valor mínimo ocorreu no mês de Agosto e foi de 14967 GWh. O valor máximo foi registado em Janeiro em que se verificou a contratação de 18050 GWh. O valor médio mensal foi de 16112 GWh, para uma amplitude de 3083 GWh, o que correspondeu a uma variação máxima de 19,1% em relação ao valor médio. No caso espanhol, a energia elétrica com origem PRE normalmente vai a mercado, pelo que a contratação de energia acompanhou de forma mais próxima o valor do consumo.

No gráfico seguinte representam-se as evoluções mensais da energia elétrica contratada em Portugal em 2009 e 2010

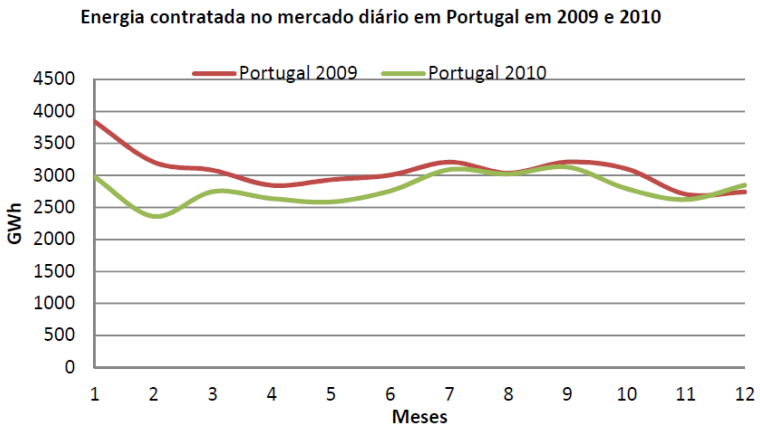


Fig. 4.11 - Evoluções mensais da eletricidade contratada em Portugal em 2009 e 2010 [14]

É possível verificar que, excetuando o mês de Dezembro, no ano de 2009 registaram-se sempre valores superiores de energia contratada em relação ao ano de 2010. Houve uma diminuição geral de 9,1% de energia contratada em 2010 em relação ao ano de 2009. Apesar disso, os valores de consumo foram superiores em 2010. Isto deve-se ao aumento da potência PRE instalada no ano 2010 que não vai a mercado, fazendo com que o valor da potência consumida se afaste do valor da potência contratada.

Preço Médio Mensal

O preço médio da energia elétrica contratada no Mercado Diário do MIBEL foi, em 2010, de 37,33 €/MWh no lado Português e de 37,01 €/MWh no lado Espanhol. Na figura seguinte estão representados os preços médios de mercado no ano de 2010, nos dois países ibéricos.

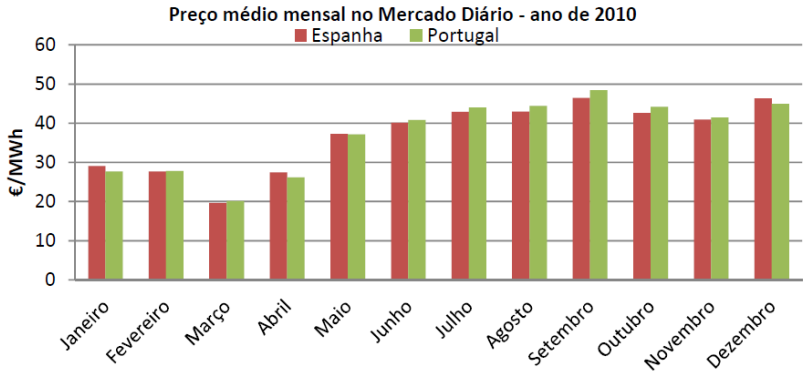


Fig. 4.12 - Preços médios da energia elétrica contratada no Mercado Diário em Espanha e Portugal (2010) [14]

Os preços médios registados em Portugal e Espanha são muito semelhantes. A maior diferença verificou-se no mês de Setembro, em que o MWh custou 46,44€ em Espanha e 48,40€ em Portugal. Esta aproximação dos preços médios nas duas áreas em relação aos anos anteriores está relacionada com um melhor funcionamento do Mercado Ibérico em resultado do reforço das interligações, mas também devido ao aumento da produção PRE que fez diminuir a contratação portuguesa de potência em mercado. Deve-se também ainda à entrada em serviço de novas centrais de ciclo combinado, com custos de produção mais competitivos [2]. Assim, o preço do mercado diário coincidiu em ambos os países durante maiores intervalos de tempo, fazendo diminuir a utilização do mecanismo de *Market Splitting*. Importa ainda verificar que o menor preço médio nos dois países verificou-se no mês de Março, e o maior preço foi verificado em Setembro.

Na figura seguinte indicam-se, para as duas áreas de operação do Mercado Ibérico, os preços médios, máximos e mínimos em cada mês do ano de 2010.

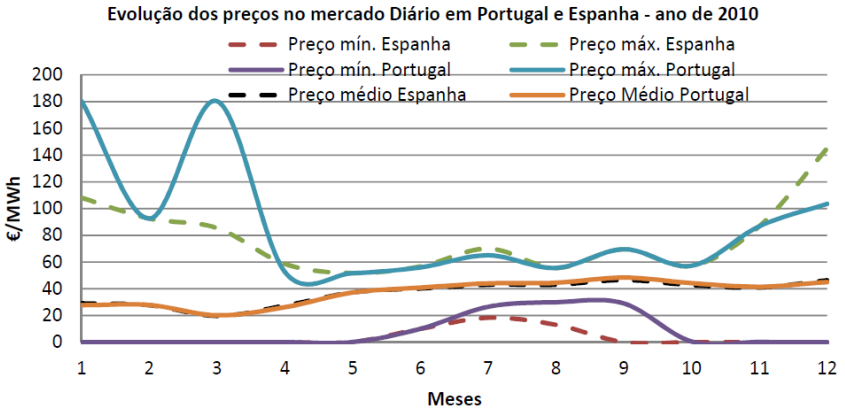


Fig. 4.13 - Evolução dos preços no Mercado Diário em Portugal e Espanha (2010) [14]

Verifica-se uma correspondência entre as curvas portuguesa e espanhola em quase todos os meses do ano tanto nos preços mínimos, como nos máximos, para além dos preços médios vistos anteriormente. Nos meses de Janeiro e Março verificou-se uma diferença elevada entre os preços máximos registados em Portugal e Espanha. Nesses meses o preço máximo no nosso país foi de 180,3 €/MWh, enquanto no país vizinho foi de 108 €/MWh em Janeiro e 85,39 €/MWh em Março. Devido à aplicação do *Market Splitting* e a condicionantes do Sistema Elétrico Português, o preço máximo foi bastante mais elevado no lado português nesses meses. Em relação aos preços mínimos, verificou-se a existência de situações de preço zero em sete meses do ano de 2010. Os meses em que esta situação não ocorreu foram os compreendidos entre Maio e Setembro. Para além disso, entre Julho e Setembro, os preços mínimos verificados em Portugal foram superiores aos verificados em Espanha. Esta situação deve-se ao facto de em Espanha haver um maior número de ofertas a preço zero, devido à maior dimensão do parque produtor que inclui produção nuclear e renovável em mercado, como foi visto anteriormente. Na figura seguinte ilustra-se a evolução ao longo do ano de 2010, dos preços médios diários em Portugal e Espanha.

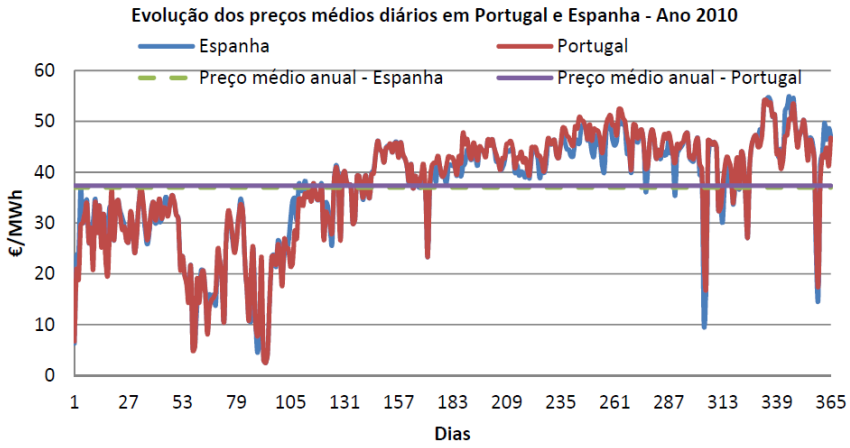


Fig. 4.14 - Evolução ao longo do ano de 2010 dos preços médios diários em Portugal e Espanha [14]

A evolução diária do preço médio diário apresenta grandes oscilações ao longo do ano. Essas oscilações verificam-se tanto no preço em Portugal, como em Espanha. Nos primeiros três meses do ano o preço manteve-se abaixo do preço médio anual, enquanto no resto do ano o preço esteve quase sempre acima da média, excetuando alguns casos pontuais. O menor preço médio diário verificou-se no dia 3 de Abril e foi de 2,47 €/MWh nos dois países. Já o maior preço em Espanha registou-se no dia 11 de Dezembro e correspondeu a 54,91 €/MWh, e em Portugal ocorreu no dia 30 de Novembro e foi de 54,17 €/MWh.

De seguida apresenta-se a comparação dos preços médios mensais do Mercado Diário em Portugal, entre os anos de 2009 e 2010.

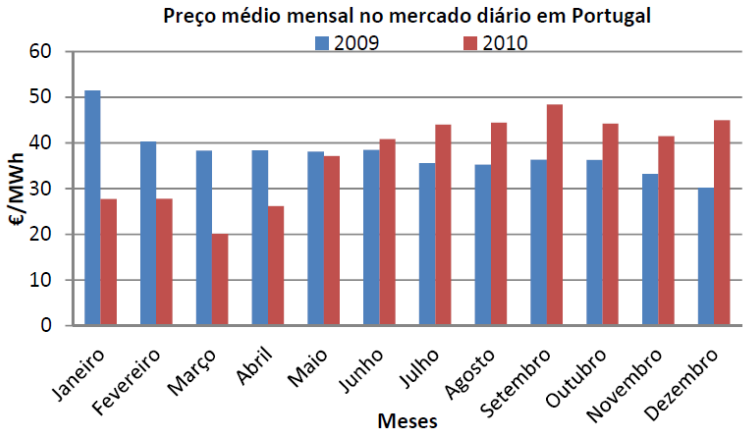


Fig. 4.15 - Comparação dos preços médios mensais no Mercado Diário em Portugal (2009 e 2010) [14]

Analisando os dados do gráfico, é possível verificar que entre Janeiro e Abril, os preços médios mensais registados em 2010 foram substancialmente inferiores aos verificados em 2009. Neste período, a diferença média foi de -39,6%. Para além disso, no mesmo período verificou-se uma diminuição de 17,4% na energia contratada no Mercado Diário. Isto deve-se ao aumento da potência PRE instalada, juntamente com o facto de o ano de 2010 ter visto uma produção com origem renovável – eólica e hídrica especialmente – muito acima da média, pois foi um ano muito chuvoso e ventoso, como se viu anteriormente, o que fez aumentar bastante a produção PRE, diminuindo a procura portuguesa no mercado. O mês de Maio apresentou um preço médio apenas ligeiramente mais baixo no ano de 2010 em relação a 2009. Já nos restantes meses de 2010, o preço foi significativamente maior do que nos meses correspondentes do ano de 2009. É interessante verificar que a tendência de 2009 foi de decréscimo do preço médio mensal da eletricidade no Mercado Diário ao longo do ano. Já em 2010 a tendência foi precisamente a inversa, ou seja, os últimos meses do ano apresentaram um preço mais elevado que os primeiros meses. Este facto toma ainda mais relevância se se verificar que nos meses a partir de Maio dos dois anos, houve uma diminuição de 4,6% de energia contratada de 2009 para 2010, mas no entanto o preço médio pago por ela aumentou 18%. Esta situação deve-se a vários motivos relacionados com o aumento dos preços de

venda das tecnologias a mercado. Esses preços naturalmente foram maiores devido ao aumento dos custos marginais, relacionados com os custos dos combustíveis e também com a necessidade de pagar os custos de operação das centrais. No global, verificou-se uma diminuição de 1% no preço médio mensal de 2009 para 2010.

Volume económico transacionado

Na figura seguinte representa-se a evolução mensal do volume económico transacionado no ano de 2010 nas duas áreas de operação do MIBEL.

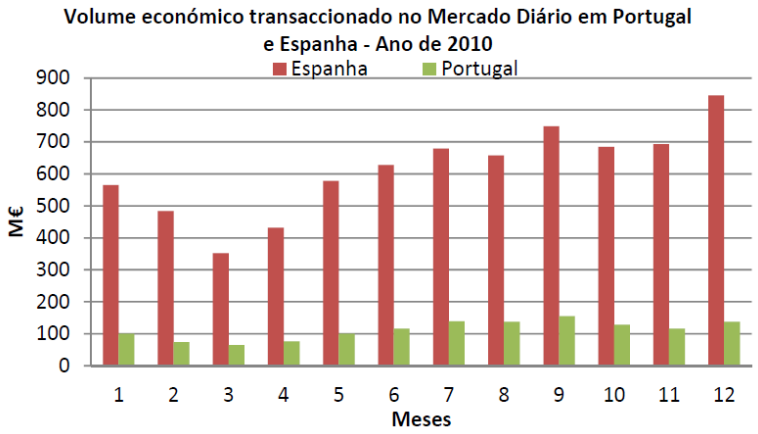


Fig. 4.16 - Evolução mensal do volume económico transacionado no Mercado Diário em Portugal e Espanha (2010) [14]

Como é natural, verifica-se uma enorme diferença entre os volumes económicos transacionados nas duas áreas de operação relacionados obviamente com as diferentes dimensões dos dois mercados. É possível também verificar uma relação direta entre o preço médio mensal (Figura 4.15) e o volume económico transacionado, tanto em Portugal como em Espanha, para o mesmo mês, o que leva a concluir que a variação deste volume ao longo do ano dependeu muito mais do preço médio da energia transacionada que do volume de energia em si. Por isso, o valor mínimo de volume económico ocorreu no mês de Março nas duas áreas de operação e foi de 352 M€ em Espanha e de 64 M€ em Portugal. Já o valor máximo foi registado no mês de Setembro, como seria de esperar.

Market Splitting

Como já foi referido, o *Market Splitting* é um dos mecanismos existentes para resolver problemas de congestionamento de interligações e é o mecanismo utilizado no MIBEL, nas interligações entre Portugal e Espanha. Quando é aplicado, os preços do Mercado Diário serão diferentes em cada uma das áreas de operação, isto é, é encontrado em primeiro lugar um preço comum para as áreas envolvidas e verifica-se se a capacidade existente é excedida. No caso da capacidade permitida ser excedida, os mercados são separados e são obtidos preços diferentes para cada área. Apesar de este mecanismo ser cada vez menos aplicado, o

mercado ibérico ainda não consegue funcionar como um mercado único em que o preço seria igual nas duas áreas de operação na totalidade do tempo de funcionamento do mercado.

Na figura seguinte estão representadas as percentagens de tempo em que houve aplicação de *Market Splitting*, para cada mês do ano de 2010 e para cada sentido da interligação entre os países ibéricos.

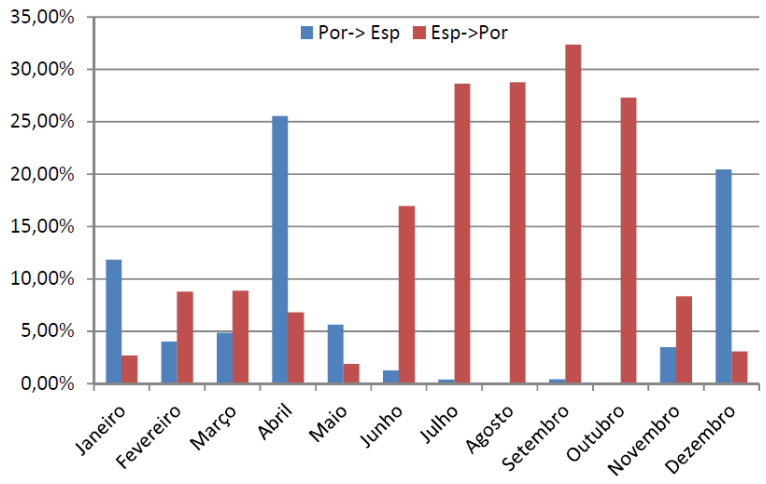


Fig. 4.17 - Percentagem de tempo com aplicação de Market Splitting, para cada mês de 2010, nos dois sentidos da interligação [14]

Em termos anuais o mecanismo de *Market Splitting* foi aplicado em 21,1% das horas de funcionamento do Mercado Diário, e dessa percentagem o mecanismo foi aplicado 6,5% no sentido de Portugal para Espanha e 14,6% no sentido de Espanha para Portugal, ou seja, a maior parte dos congestionamentos verificou-se neste sentido da interligação, apesar da capacidade comercial da mesma ser maior neste sentido do que de Portugal para Espanha, como foi visto no Capítulo 3. Como consequência desses congestionamentos (isto é, a impossibilidade das interligações suportarem o trânsito de energia que se pretendia por ser maior que a sua capacidade comercial), nessas horas houve uma separação de mercados e praticou-se um preço mais elevado na área importadora. O mês em que este mecanismo foi aplicado em maior percentagem de tempo foi o mês de Setembro com 32,8% do tempo em *Market Splitting*, sendo que 32,4% do tempo ocorreu no sentido de Espanha para Portugal e apenas 0,4% no sentido contrário. No sentido de Portugal para Espanha, foi no mês de Abril que se verificou a maior percentagem de tempo com aplicação do mecanismo: 25,6%. Além deste mês, em Janeiro e em Dezembro o *Market Splitting* foi aplicado durante mais tempo no sentido da exportação Portuguesa do que no sentido inverso. Já em Junho e Outubro, este mecanismo foi aplicado quase unicamente no sentido de Espanha para Portugal. O mês de Maio, com 7,53% do tempo em *Market Splitting*, foi o mês em que houve a menor aplicação deste mecanismo, daí também ter sido o mês com o preço médio das duas áreas mais aproximado.

Na figura seguinte estão representadas as diferenças de preço da eletricidade no Mercado Diário entre Portugal e Espanha ao longo do ano de 2010. Os valores negativos correspondem a uma diferença no sentido de Espanha para Portugal (isto é, um preço superior do lado português) e os valores positivos no correspondem ao sentido contrário (preço superior em Espanha).

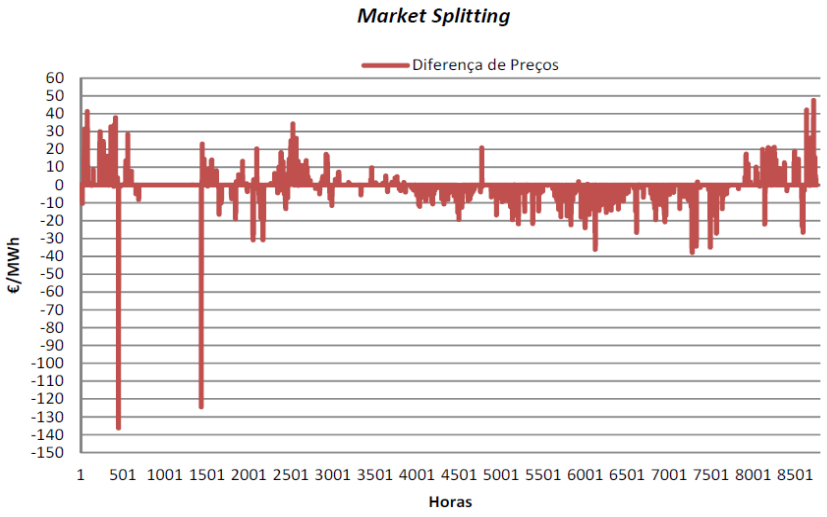


Fig. 4.18 - Diferenças do preço da eletricidade no Mercado Diário entre Portugal e Espanha ao longo das horas do ano de 2010 [14]

No sentido de Espanha para Portugal a maior diferença ocorreu em Janeiro e foi de 136,3 €/MWh. No sentido inverso, a diferença mais elevada foi de 47,46 €/MWh e registou-se no mês de Dezembro. Em termos absolutos, a diferença média anual entre as duas áreas de operação foi de 0,32 €/MWh. Na figura seguinte representam-se as capacidades ibéricas de interligação em 2010 para os dois sentidos, bem como a respetiva ocupação.

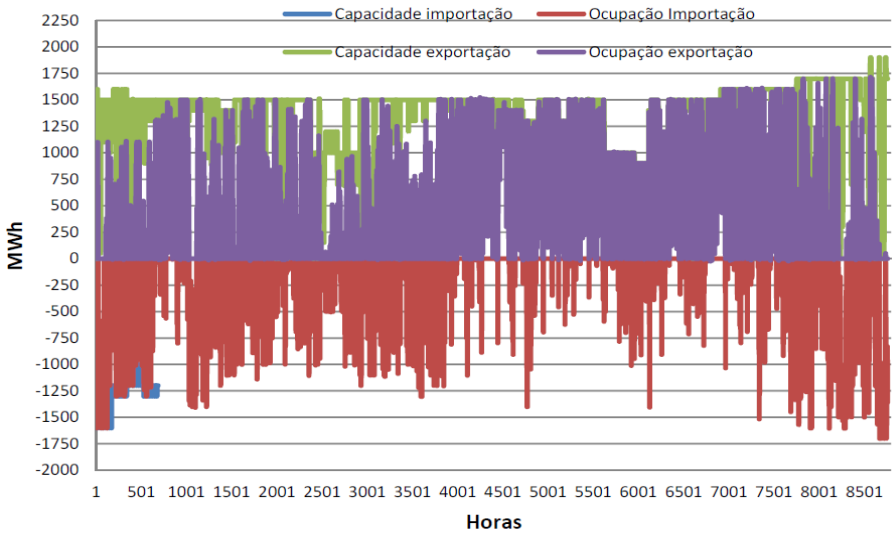


Fig. 4.19 - Capacidades de interligação em 2010 e sua ocupação [14]

Verifica-se que, como seria de esperar pelos anteriores resultados, existe uma maior ocupação da capacidade de exportação de Espanha, pois o mecanismo do *Market Splitting* foi aplicado mais frequentemente no sentido de Espanha para Portugal. Em termos globais, os valores de exportação do país vizinho para o nosso foram de 4716 GWh em 2010, e o nosso país exportou 1706,5 GWh no mesmo período.

Tecnologias a mercado

Nas figuras seguintes estão representadas, para o ano de 2010, as tecnologias presentes a mercado, para o lado português e para o lado espanhol.

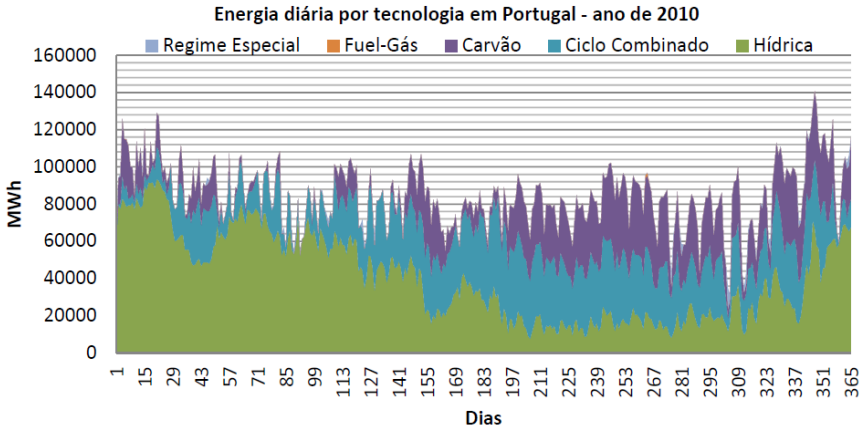


Fig. 4.20 - Energia transacionada no Mercado Diário por tecnologia, no parque português -2010 [14]

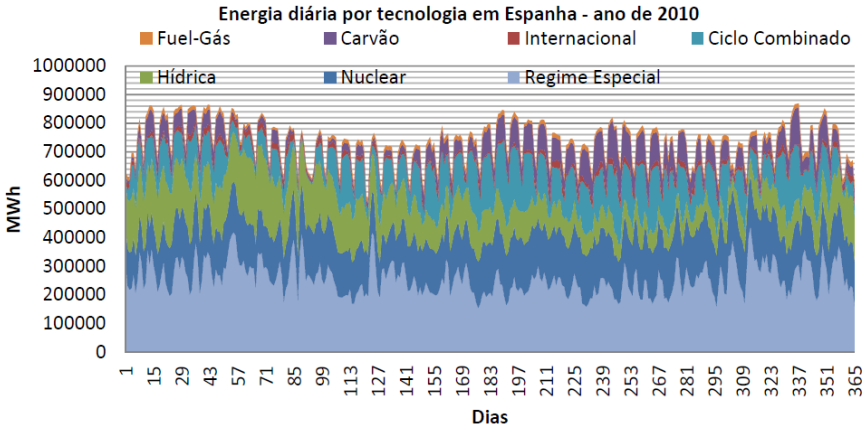


Fig. 4.21 - Energia transacionada no Mercado Diário por tecnologia, no parque espanhol -2010 [14]

No caso português, a tecnologia que mais energia apresentou a mercado foi a hídrica, representando esta 48,2% do total de energia elétrica despachada. Seguidamente vem o ciclo combinado, com 30,3% e o carvão com 21,2%. O fuel e o Regime Especial estão presentes de forma residual (mas por motivos diferentes, como já foi referido a PRE normalmente não vai a

mercado, enquanto que o fuel apresenta preços elevadíssimos, como foi visto anteriormente) com percentagens de 0,01% e 0,35%, respetivamente. Nos meses de Julho, Agosto e Setembro, que foram excecionalmente secos, verificou-se uma acentuada diminuição da energia hídrica a mercado, compensada pelo aumento da energia com origem no ciclo combinado e no carvão. No lado espanhol, a tecnologia mais presente no mercado foi o Regime Especial com 35,3%, seguida do nuclear com 22,1% e da hídrica com 16,7%. Em Espanha não se verifica uma dependência tão grande da energia hídrica como em Portugal, para o que contribuem os factos da produção em Regime Especial ir a mercado no caso espanhol (fruto das diferenças na legislação) e da presença da energia nuclear. Nas figuras seguintes ilustram-se os números de horas em cada mês do ano de 2010 em que cada tecnologia marcou o preço do Mercado Diário, tanto em Espanha, como em Portugal.

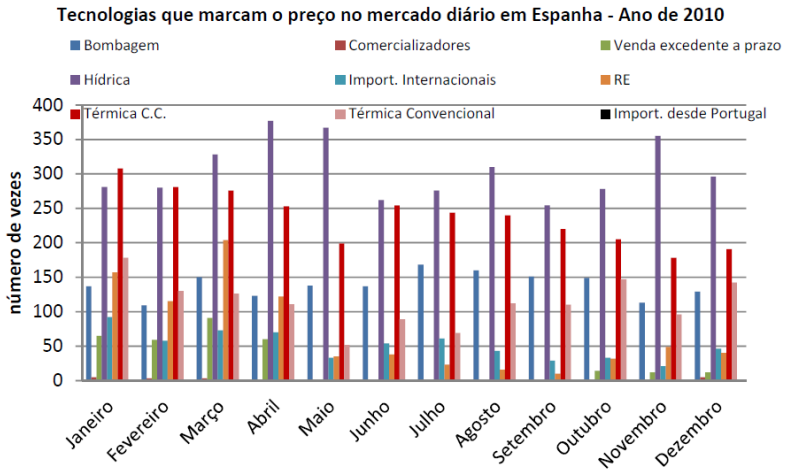


Fig. 4.22 - Número de horas de cada mês de 2010 em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha [14]

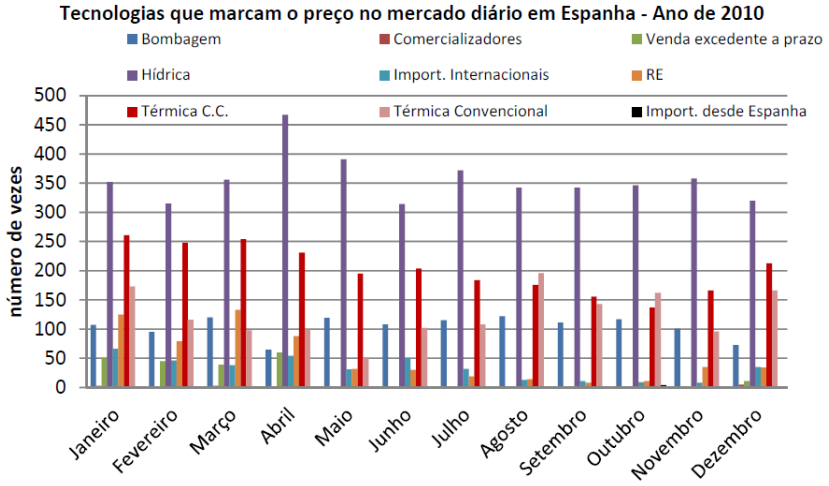


Fig. 4.23 - Número de horas de cada mês de 2010 em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal [14]

No caso espanhol, verifica-se que foi a tecnologia hídrica que mais tempo marcou o preço do Mercado Diário, com 3664 horas, seguida do ciclo combinado, térmica convencional e bombagem. Quanto ao lado português, há também uma predominância da tecnologia hídrica com 4275 horas, seguida do ciclo combinado e térmica convencional. A ordem é a mesma nos dois países, mas a energia hídrica é mais preponderante no caso português. Apesar de ser uma tecnologia que poderia ter custos de produção baixos, a energia hídrica é a tecnologia que mais marca o preço de mercado nas duas áreas de operação do MIBEL. Assim, a sua utilização permite obter lucros significativos fazendo uma gestão correta da água e das albufeiras.

Nas figuras seguintes apresentam-se as relações entre as principais tecnologias a mercado nas duas áreas de operação do MIBEL e o preço médio mensal do Mercado Diário, para cada mês do ano de 2010.

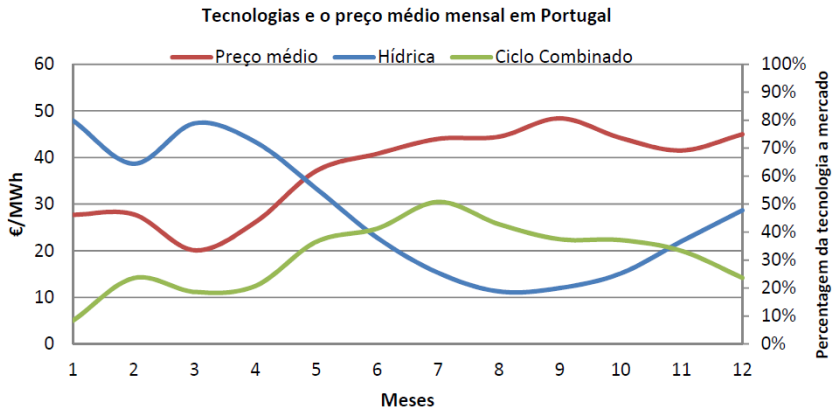


Fig. 4.24 - Relação entre as principais tecnologias a mercado em Portugal e o preço médio mensal [14]

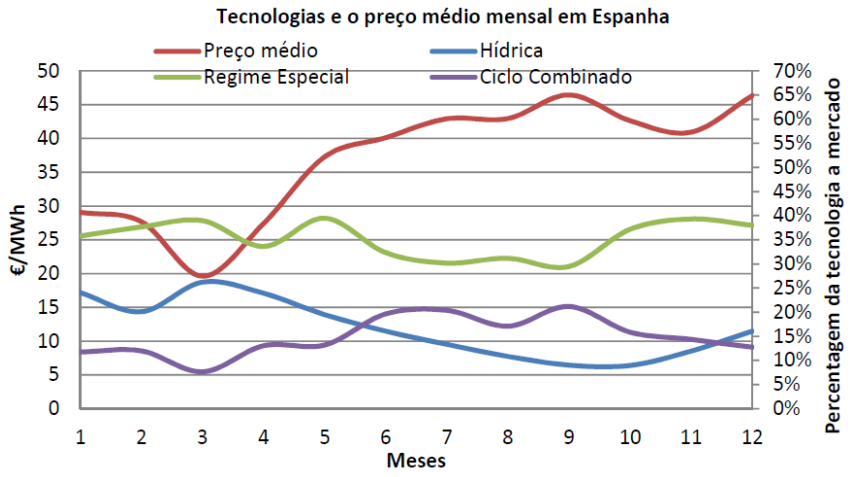


Fig. 4.25 - Relação entre as principais tecnologias a mercado em Espanha e o preço médio mensal [14]

No lado português é possível verificar que nos meses em que a tecnologia hídrica esteve mais presente o preço médio mensal do Mercado Diário foi mais baixo. Depois, ao longo do ano, a preponderância da energia hídrica foi diminuindo e a da térmica aumentando, juntamente com o preço médio. A única exceção ocorreu em Dezembro. Esta relação é natural, pois como se viu anteriormente, as tecnologias térmicas têm custos marginais de produção mais elevados que a tecnologia hídrica, fazendo por isso aumentar o preço da energia no mercado. No lado espanhol, verifica-se a mesma relação quase linear entre o preço da energia térmica de ciclo combinado e o preço médio mensal. Para além disso verifica-se também a tendência para um maior preço de mercado quando a tecnologia hídrica esteve menos presente, mantendo-se a exceção de Dezembro. Quanto à energia produzida em Regime Especial, apesar de não ser tão óbvia como nas outras tecnologias, também se consegue notar um relacionamento entre a sua diminuição em mercado ao longo do ano e o aumento do preço médio. Verifica-se que o aumento significativo da produção PRE em Outubro e Novembro esteve diretamente relacionado com a diminuição dos preços médios do Mercado Diário em Espanha nesses mesmos meses.

5 Futuro da Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha

Nos capítulos anteriores fez-se uma completa descrição e caracterização dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha, bem como da sua evolução nos últimos anos. Posteriormente definiu-se o que é a interligação de sistemas de energia elétrica e como a sua capacidade é atualmente determinada na Europa e mais concretamente, entre os dois países ibéricos. Com estes dados foi possível fazer a caracterização da interligação elétrica entre Portugal e Espanha, determinar a sua capacidade comercial para os anos de 2010 e 2011, e para o primeiro dos dois analisar também a sua utilização. Feita uma análise mais técnica aos SEE de Portugal e Espanha foi possível fazer uma análise económica da operação do sistema, caracterizando os custos de produção para as diferentes tecnologias, descrevendo o MIBEL e fazendo a análise dos resultados daquele mercado para o ano de 2010 e completando assim toda a análise do presente e passado da interligação dos SEE de Portugal e Espanha.

Neste capítulo faz-se portanto uma análise dos problemas relacionados com o futuro da interligação elétrica entre Portugal e Espanha e de todas as situações relevantes para essa análise que tenham a ver com os sistemas elétricos de Portugal ou de Espanha.

Começa-se por fazer uma descrição do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT, incluindo as previsões da evolução da produção e consumo até ao horizonte de 2022. Faz-se também uma descrição dos métodos de resolução dos problemas atualmente verificados (nos capítulos anteriores) com a interligação. Seguidamente são apresentadas e analisadas as metas atuais definidas pelos Governos de Portugal e Espanha para a capacidade de interligação nos próximos anos, seguindo-se uma análise do investimento planeado para a interligação até 2022 pelas operadoras REN e REE. Posteriormente faz-se uma análise económica do incremento da capacidade de interligação, isto é, do custo do incremento da capacidade por unidade de potência, comparando-se também com o custo de investimento em centrais produtoras e tendo ainda em conta os custos por causa do mecanismo de *Market Splitting*. Finalmente faz-se uma descrição da interligação entre Espanha e França e da maneira que a sua evolução pode afetar o Sistema Elétrico Nacional.

5.1 O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte

De acordo com a legislação em vigor, a REN é obrigada a disponibilizar antecipadamente para Consulta Pública, os seus Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (PDIRT) válidos para um período de cinco anos. Os últimos Planos publicados foram o PDIRT 2009-2014 de Julho de 2008 e o PDIRT 2012-2017 de Abril de 2011. Este último identifica e justifica os projetos de investimento da RNT para os primeiros seis anos, com início em 2012, e apresenta uma análise mais estratégica para os projetos de desenvolvimento da rede para o período seguinte, até 2022 [3].

De acordo com a legislação, no processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve observar as orientações de política energética, os padrões de segurança para planeamento da RNT e as demais exigências técnicas e regulamentares. A estratégia europeia para a Energia constitui também um princípio orientador da maior relevância, sendo de destacar a Diretiva 2009/28/EC de 23 de Abril de 2009, que promove a orientação europeia dos "20-20-20" para o horizonte de 2020:

- 20% de redução nos níveis de emissão dos gases do efeito de estufa em relação ao ano de 1990;
- 20% de aumento de eficiência dos consumos;
- 20% de penetração de Fontes de Energia Renováveis no consumo final de energia da União Europeia.

Significativas alterações no paradigma dos sistemas elétricos/energéticos europeus irão ocorrer, com predomínio para o desenvolvimento da rede num contexto transeuropeu através da definição de corredores estratégicos para facilitar grandes fluxos de energia renovável e de apoio de segurança entre regiões e, ainda, para uma cada vez maior integração das potencialidades do utilizadores finais na gestão técnica das redes elétricas.

Relembra-se mais uma vez o facto de a REN ser membro da ENTSO-E e, por isso, a organização do PDIRT tem a máxima coerência com os princípios estratégicos dessa entidade. Neste enquadramento, as decisões de investimento da REN estão subordinadas a três pilares fundamentais:

- Segurança e qualidade de abastecimento
- Integração de Renováveis
- Desenvolvimento dos mercados de energia

O desenvolvimento dos mercados de energia, em particular do MIBEL no médio prazo, destina-se a facilitar a concorrência, a explorar as complementaridades dos diferentes sistemas

interligados e a possibilitar a integração de montantes mais elevados de energias renováveis. A criação de condições favoráveis de operacionalidade do MIBEL, nomeadamente ao nível da capacidade de interligação, contribui de forma decisiva para a redução do preço final da energia e para a redução de emissões de CO2, dando corpo ao cumprimento dos objetivos de sustentabilidade social e ambiental do país.

5.2 Previsões da evolução do consumo e da oferta

Perspetivas da evolução do Consumo

A cenarização da evolução dos consumos é elaborada pela REN em estreita colaboração com a EDP Distribuição, que é responsável pela rede de média tensão de 60kV e, por isso, necessita de planear em conjunto com a operadora da RNT a expansão da rede elétrica, especialmente da fronteira Transporte-Distribuição [3].

Os cenários de evolução da procura de eletricidade desenvolvidos, consideram no período de previsão a hipótese de uma temperatura média, utilizam como *input* as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal numa cenarização que se baseia na evolução média esperada da economia. Têm em conta o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética num horizonte temporal que se estende ao ano de 2015. Este Plano estabelece, até a esse ano, uma redução no consumo de eletricidade de 7%, face a um cenário sem medidas de eficiência. De 2015 em diante, a REN considerou as evoluções previstas nos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), promovidos pela ERSE, que se traduzem numa redução no consumo final de eletricidade em 2022 de 9,2% no Cenário Superior e de 10% no Cenário Inferior. O cenário do consumo considerado inclui, também, os efeitos sobre o consumo final considerando uma forte penetração do VE – veículo elétrico. Considera-se uma taxa média de crescimento anual da penetração do VE de 1% no Cenário Superior e de 0,35% no Cenário Inferior, o que se traduz numa taxa de penetração de 6% e 2,9% em 2022, respetivamente.

Na figura seguinte apresentam-se os Cenários de evolução da procura de energia elétrica em Portugal determinados pela REN, para o período compreendido entre os anos de 2011 e 2022.

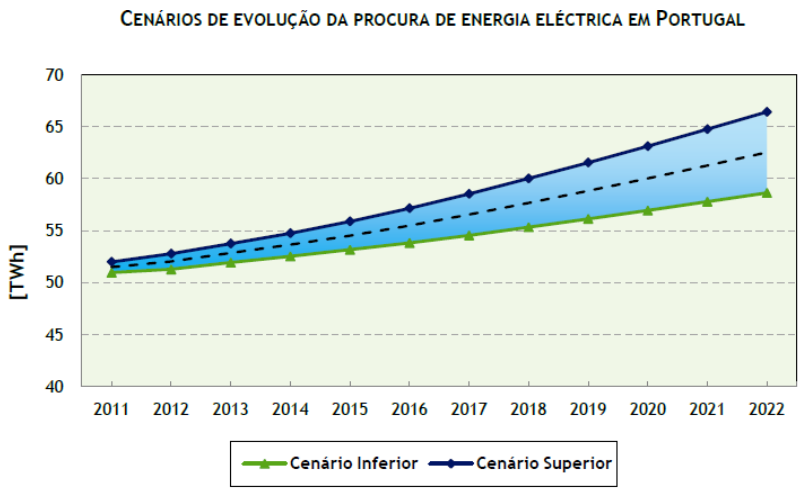


Fig. 5.1 - Cenários de evolução da procura de energia elétrica em Portugal entre 2011 e 2022 [3]

A taxa média de crescimento é de 2,3% e 1,3%, respetivamente para os Cenários Superior e Inferior.

Para efeitos do Plano de Investimentos e Desenvolvimentos da REN, considera-se mais adequado identificar e prever as necessidades de reforço da rede, tendo em consideração as taxas mais próximas do extremo superior das bandas de crescimento mais plausíveis, e proceder ao acompanhamento e ajuste dessas necessidades, numa base de revisão anual, em função da efetiva evolução dos consumos.

Perspetivas da evolução da ponta de carga

Os cenários de evolução considerados no PDIRT e anteriormente descritos, em ligação com um histórico de ocorrências que abrange os últimos 14 anos, suportam as tendências ilustradas na figura seguinte, nos Cenários Superior e Inferior.

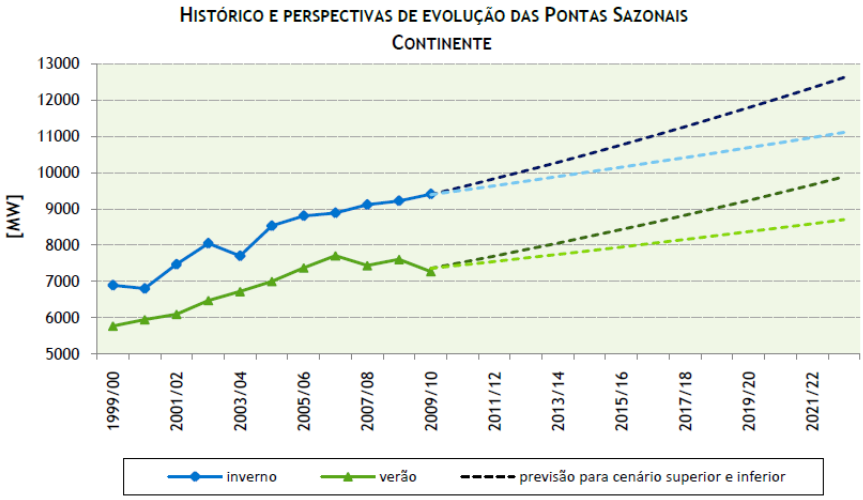


Fig. 5.2 - Histórico e perspetivas de evolução das pontas sazonais até 2021 [3]

Algumas das incertezas na previsão da evolução das taxas de crescimento dos consumos prendem-se, como foi dito, com o aprofundamento e êxito das medidas de gestão da procura e de eficiência energética, com a taxa de penetração de VE, e também uma eventual subida dos preços da energia elétrica (entretanto já verificada [21]). Em todo o caso, salienta-se que uma eventual revisão em baixa nas perspetivas de evolução nas taxas de crescimento dos consumos não altera a natureza das soluções de reforço e evolução da RNT, mas sim, traduz-se num adiamento das datas objetivo de parte desses reforços.

Perspetivas da evolução da oferta PRO

No período até 2017 prevê-se a entrada em funcionamento de duas novas centrais de ciclo combinado a gás natural, uma na zona da Figueira da Foz e outra em Sines, cada uma com um valor de potência instalada na casa dos 800-900 MW. Entre 2017 e 2022 admite-se como hipótese muito plausível a desativação da atual central de Sines a Carvão. No período 2011-2012 prevê-se também a desclassificação das centrais de Tunes, a gasóleo, e de Setúbal, a fuel óleo. Nos dois quadros seguintes sintetizam-se as alterações previstas nas centrais térmicas.

NOVOS CENTROS PRODUTORES TÉRMICOS

	Potência Instalada [MW]	Data de entrada em serviço
CCGT Sines	2x415	2017
CCGT Lavos	2x415	2016
Total	1 660	

Tabela 5.1 - Novos centros produtores PRO até 2017 [3]

DESCLASSIFICAÇÃO DE CENTRAIS

	Potência [MW]	Data mais próxima admitida para a desclassificação
Tunes 3 e 4	165	2011[a]
Setúbal	946	2012
Total	1111	

[a] A data mais próxima considerada possível para a sua desclassificação está ainda condicionada à entrada em serviço da nova linha de interligação a 400 kV entre Tavira e P. Guzmán (Espanha).

Tabela 5.2 - Desclassificação de centrais até 2017 [3]

No final do período considerando o balanço é de 549 MW a mais de potência térmica instalada.

No que respeita à nova PRO de origem hidroelétrica salienta-se a concretização, até 2022, de um significativo número de novos aproveitamentos elétricos, já licenciados ou atribuídos por concurso, nos quais se incluem o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, e de diversos reforços de potência em aproveitamentos já existentes. O total do valor de potência atribuída em concurso público aos futuros concessionários de novas barragens, somado ao dos reforços de potência em aproveitamentos já existentes, perfaz um total de quase 5000 MW. Os aproveitamentos hidroelétricos, para além de irem ao encontro das linhas de orientação das políticas energéticas nacionais, garantem também uma importante flexibilidade ao Sistema Elétrico Nacional, uma vez que dispõem de armazenamento e podem ser dotados de reversibilidade – bombagem. Este último ponto é relevante para assegurar o equilíbrio do sistema face à existência em funcionamento de importantes montantes de produção intermitentes, como é o caso da produção eólica.

No quadro seguinte sumarizam-se os novos grandes empreendimentos hidroelétricos previstos até 2017.

NOVAS CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS DE GRANDE DIMENSÃO

	Potência Instalada [MW]	Nº de Grupos	Data prevista para entrada em serviço
Picote II	246	1	DEZ 2011
Bemposta II	191	1	DEZ 2011
Alqueva II	256 (rev)	2	JUL 2012
Ribeiradio / Ermida	77 = 71 + 6	1+1	FEV 2014
Baixo Sabor	171 = 140 (rev) + 31 (rev)	2+2	AGO 2014
Venda Nova III	736 (rev)	2	JUL 2015
Salamonde II	207 (rev)	1	AGO2015
Foz Tua	251 (rev)	2	SET 2015
Alvito	225 (rev)	1	DEZ 2015
Girabolhos / Bogueira	335 (rev) + 30	2+3	DEZ 2015
Fridão	238	1	MAR 2016
Alto Tâmega	160	2	JUN 2016
Daivões	114	2	JUL 2016
Gouvães	880 (rev)	4	JUL 2016
Paradela II (*)	*320 (rev)*	*1*	*JUL 2018*
Carvão-Ribeira (*)	*555 (rev)*	*2*	*MAR 2020*
Total	4992		
Dos quais com Bombagem	3936		

(*) Estas duas centrais, contrariamente às anteriores, ainda não têm ainda licença atribuída pela DGEG, nem solução de ligação à RNT.
Rev.: Centrais reversíveis, ou seja, dotadas de capacidade de bombagem hidroeléctrica.

Tabela 5.3 - Empreendimentos hidroelétricos de grande dimensão previstos até 2017 [3]

Perspetivas da evolução da oferta PRE

A evolução dos valores previsionais de PRE no período de 2012 a 2022 considerada no PDIRT resulta, no essencial, do que se encontra previsto no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), elaborado ao abrigo da Diretiva 2009/28/EC, e é apresentada no seguinte quadro.

CENÁRIO DE PREVISÕES DE EVOLUÇÃO DA PRE
(EM CONCORDÂNCIA COM PNAER)

Potência Instalada (MW)									
Horizonte	Cogeração	RSU & RI	Biomassa	Ondas	Biogás	Solar	PCH	Eólica	
								on-shore	off-shore
2010	1 555	85	117	0	30	122	414	3 852	0
2020	2 250	165	250	250	142	1 500	750	6 800	75
2022	2 250	165	250	275	150	1 600	800	7 100	250

* Incluindo 15MW de resíduos industriais (incineração de óleos usados)

Tabela 5.4 - Cenário de previsões de evolução da PRE [3]

Relativamente à energia eólica a REN prevê que até 2022 a potência instalada em parques eólicos *on-shore* possa duplicar em relação à que estava em serviço no final de 2010, até um total de 7100 MW. Prevê-se ainda, até 2022, a instalação de 275 MW de aproveitamento da energia das ondas em S. Pedro de Moel. A REN encontra-se no entanto a avaliar a oportunidade de desenvolver soluções inovadores para recolha deste tipo de produção (em particular de ligações em HVDC), em função de fatores como a distância de ligação à RNT, que permitam otimizar a gestão do sistema elétrico nacional e garantir os requisitos técnicos de segurança e qualidade de serviço.

A produção de energia elétrica a partir da energia solar representa a componente PRE com maior crescimento. Prevê-se que este tipo de produção possa chegar aos 1600 MW em 2022, com maior implantação nas zonas do Alentejo e Algarve. Dada a sua maior facilidade de instalação, prevê-se que a mini e microgeração com base nesta tecnologia possam atingir os 500 MW de potência instalada a nível nacional em 2022.

5.3 Problemas da interligação e viabilidade de soluções

No capítulo 3, analisou-se a metodologia do cálculo da capacidade comercial de interligação e seguidamente fez-se a sua aplicação para o caso ibérico nos anos de 2010 e 2011. Vários condicionalismos e problemas foram aí identificados, especialmente os limitativos do valor da capacidade de interligação ao longo do ano. Para a operação adequada e eficiente do Mercado Ibérico de Energia é essencial que não só se aumente a capacidade técnica de interligação através do número de linhas, mas também que sejam tomadas as medidas necessárias de modo a permitir a utilização do máximo da capacidade dessas linhas, através da resolução dos condicionalismos anteriormente identificados e que são a seguir sumarizados.

Assim sendo, as principais situações atuais relacionadas com as Redes de Transporte dos países ibéricos que se identificam como limitativas do incremento da capacidade comercial de interligação são [9]:

- A capacidade técnica (em MW e Amperes) das linhas que fazem a interligação, bem como dos respetivos equipamentos terminais (painéis e transformadores) – a solução destes problemas pode ser feita de diversos modos. Um deles passa pelo *uprating* das linhas, isto é, pela certificação da linha para fluxos (MW e Amperes) superiores, seja pela sua modificação física, ou apenas por um controlo mais próximo dos valores transitados na linha. Outro método de aumentar a capacidade da linha é efetuar o seu *upgrade*, através do aumento do nível de tensão de operação da linha, aumentando consequentemente a capacidade de potência da mesma. Após o *uprating/upgrade* da linha a única maneira de aumentar o fluxo é a instalação de novas linhas. As limitações dos painéis terminais e transformadores são resolvidas pela substituição dos mesmos ou entrada em serviço de equipamentos semelhantes em paralelo. Estas soluções serão analisadas em detalhe mais adiante.
- A sobrecarga de elementos das redes devida ao fluxo assimétrico nas interligações, sejam esses elementos as próprias linhas que fazem a interconexão, sejam linhas interiores às redes dos países. Mais uma vez, a solução destes problemas passa pelo *uprating* das linhas existentes, pela instalação de novas linhas, ou por soluções que passem pelo controlo do fluxo nas linhas, como por exemplo transformadores desfasadores ou FACTS, que serão descritos adiante.
- A instabilidade causada pela diferença angular entre as subestações ligadas por uma linha de interligação, após o disparo da mesma. Esta situação é mais gravosa se o trajeto da energia se tornar muito mais comprido estre as subestações após a contingência. Deste modo, a maneira de resolver este problema é a instalação de novas linhas de interligação topologicamente mais perto das linhas que sofriam dessa

contrariedade. Na configuração atual da interligação entre Portugal e Espanha, as linhas mais suscetíveis a este problema são as linhas Alqueva-Brovales e Lindoso-Cartelle, ambas a 400 kV. Outra forma de mitigar esse problema será a utilização do HVDC, que será analisado de seguida.

Quanto às limitações da capacidade de interligação relacionadas com o parque produtor, estas só poderão ser eliminadas caso Portugal aposte num parque produtor suficiente e equilibrado. Suficiente para permitir o abastecimento nacional e ainda uma boa e competitiva presença em mercado, ainda que em condições de baixa produção hídrica e eólica. Equilibrado, com soluções que permitam a complementaridade das várias tecnologias de produção, incluindo modos de aproveitar o seu potencial eólico e hídrico, nomeadamente na utilização da potência eólica em períodos de vazio em hídricas com bombagem, recuperando assim essa energia em horas de ponta.

De seguida faz-se uma descrição das soluções acima mencionadas para a resolução dos condicionalismos relacionados com a maximização da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

***Uprating* e *Upgrade* de Linhas**

A construção de novas linhas de transmissão de energia é uma solução à qual se colocam alguns entraves, nomeadamente de natureza política, através das dificuldades de obtenção de licenças para a sua construção; de natureza económica, devido aos custos avultados de construção de novas linhas e interligação com as existentes; e de natureza ambiental, devido sobretudo ao impacto ambiental produzido. Assim, por vezes, prevê-se que a utilização mais eficiente das linhas já existentes possa ser a solução mais vantajosa, por ser a mais económica e que apresenta menos dificuldades.

Neste contexto, a REN e as outras operadoras têm efetuado quando possível o *uprating/upgrade* das linhas existentes, isto é, o aumento da capacidade de transporte de energia das mesmas. Este processo adia a necessidade da construção de novas linhas, reduzindo o impacto ambiental e os custos de projeto e construção, bem como o prazo de execução.

Os métodos pelos quais se efetua o *uprating* das linhas podem ser invasivos ou não invasivos. Os métodos não invasivos tiram partido da margem existente entre a temperatura máxima de projeto e a temperatura máxima real a que o cabo pode ser operado. Nestas metodologias obtêm-se os parâmetros de funcionamento o mais próximo possível dos reais, através de métodos probabilísticos, estatísticos, ou de monitorizações permanentes, diminuindo a margem para o mínimo, mas mantendo a segurança de operação. As metodologias invasivas obviamente implicam a modificação da estrutura da física da linha, quer através de uma nova regulação dos cabos, quer com o alteamento dos apoios, ou finalmente e

mais recentemente, com a utilização de condutores especiais de baixa flecha. Estas soluções, ao contrário dos métodos não invasivos, são definitivas, ou seja, o aumento da capacidade da linha é permanente. Enquanto com os métodos não invasivos se conseguem aumentos temporários entre 5 e 10%, nos invasivos os ganhos são entre os 5% e os 50% e de forma permanente [25].

Já o *upgrade* das linhas, que passa por um aumento no nível de tensão de operação da linha, implica necessariamente a modificação física da mesma, quando a linha foi projetada para um nível inferior. Na Rede Nacional de Transporte são usados os níveis de tensão de 150, 220 e 400 kV. O *upgrade* consiste em mudar a tensão de uma linha de 150 para 220 kV ou de 220 kV para 400 kV ou até de 150 diretamente para 400 kV (e quiçá futuramente para níveis de tensão superiores). Algumas linhas que foram construídas nos últimos anos foram projetadas e isoladas para 400 kV e entraram em operação a níveis inferiores. Nestas linhas não é necessário efetuar nenhuma modificação quando for aumentado o nível de tensão de operação das mesmas. Já nas linhas projetadas para níveis inferiores, é necessário alterar os isoladores, os cabos, e muitas vezes também os apoios.

Métodos de Controlo do Trânsito de Energia

Pelas mesmas razões expostas para a utilização do *uprating/upgrade* das linhas, foram sendo procurados métodos para uma mais eficiente utilização da capacidade técnica das mesmas, nomeadamente métodos de repartir o trânsito de energia nas linhas de transmissão de maneira a manter os fluxos próximos dos limites térmicos das linhas. Deste modo, impedem-se situações em que ocorrem sobrecargas em linhas que pertencem a um caminho entre dois pontos da rede, enquanto houver outro caminho entre esses dois pontos cujas linhas tenham fluxos longe dos seus limites.

Em sistemas de transmissão AC, o fluxo de potência ativa na linha é proporcional ao seno da diferença das fases da tensão nos extremos da linha. Relembra-se, para o caso simples de uma linha sem perdas [26]:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin\theta \tag{2}$$

$$Q_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos\theta}{X_L} \tag{3}$$

Existindo linhas em paralelo com diferente capacidade entre dois pontos da rede, o controlo do ângulo de fase permite o controlo da repartição do trânsito de energia pelas linhas, prevenindo sobrecargas.

Transformador desfasador

O transformador desfasador é um tipo especializado de transformador utilizado para controlar o fluxo de potência real em redes de transmissão em corrente alternada trifásica. Permite portanto o desvio do fluxo de energia pelos caminhos mais favoráveis.

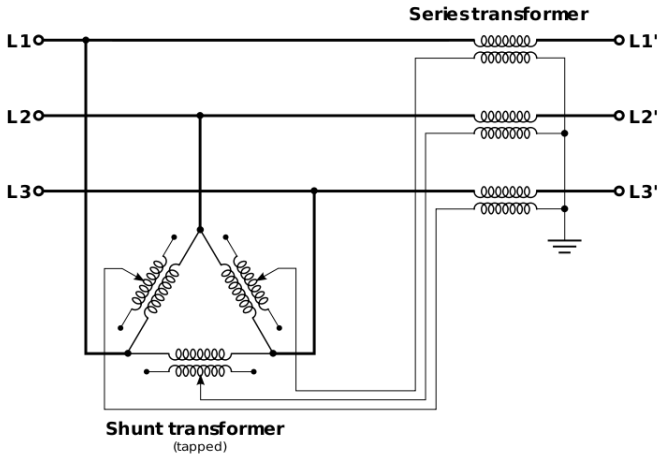


Fig. 5.3 - Esquema do transformador desfasador [23]

As suas principais vantagens são a flexibilidade e rapidez de operação, e a possibilidade de reduzir as perdas na transmissão através de um despacho mais económico da energia, que rapidamente permite a recuperação do investimento. A desvantagem principal é o seu custo, que pode ascender a 6 a 9 milhões de dólares por uma unidade de 2000 MVA de potência nominal [23].

FACTS

No final dos anos 80 surgiram os primeiros sistemas flexíveis para transmissão de energia elétrica em corrente alternada – FACTS (*Flexible AC Transmission System*), para resolver problemas emergentes resultantes da desregulação do setor elétrico e do aumento do consumo de energia elétrica. Estes controladores, baseados em equipamentos de eletrónica de potência, são uma solução alternativa no condicionamento da potência ativa e reativa nos sistemas elétricos. Os sistemas FACTS funcionam em tempo real para regular o trânsito de energia nas linhas onde estão inseridos.

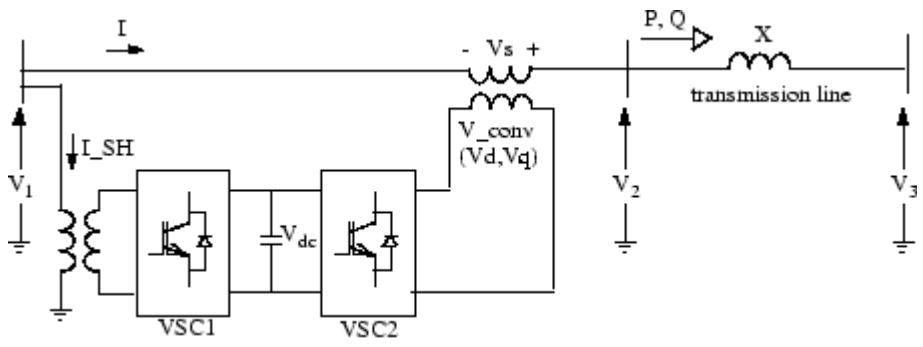


Fig. 5.4 - Esquema do UPFC [22]

Atualmente o UPFC (*Unified Power Flow Controller)* é o equipamento mais versátil e o mais promissor dos controladores FACTS. Permite de controlar de forma independente o fluxo de energia ativa e reativa nas linhas de transmissão, recorrendo à utilização de conversores eletrónicos de potência. A utilização deste equipamento permite uma otimização do trânsito de energia ativa e reativa entre os geradores e as cargas, traduzida na repartição da carga total pelas linhas em paralelo, possivelmente evitando sobrecargas em algumas delas e subutilização noutras [22].

HVDC

O HVDC (*High Voltage Direct Current*) é um método de transmissão de energia elétrica que utiliza Corrente Contínua em Alta ou Muito Alta Tensão (em vez da mais usual Corrente Alternada). Este sistema de transmissão é usado com mais frequência em ligações de longa distância, pois neste tipo de ligações apresenta menos perdas em relação às ligações AC e também resolve problemas de estabilidade causados pela diferença angular nos extremos da linha. Por vezes, as suas características diferentes da transmissão AC permitem-lhe ser mais vantajoso também em ligações de curta e média distância. As principais aplicações em que o HVDC se apresenta mais vantajoso são [24]:

- Transmissão de eletricidade em cabos submarinos e subterrâneos, onde a transmissão AC sofre de perdas acrescidas devido à elevada capacitância;
- Transmissão ponto a ponto entre zonas remotas sem barramentos intermédios;
- Aumentar a capacidade de uma rede em situações que seja difícil construir novas linhas – o HVDC permite transportar mais potência por condutor. Isto deve-se ao facto dos requerimentos de isolamento e espaçamento dos condutores se referirem à tensão de pico, enquanto a potência transitada se refere ao valor RMS da tensão. No caso DC, o valor RMS é igual ao valor de pico, já no caso AC é apenas cerca de 71% desse valor;
- Transmissão de energia entre redes AC não sincronizadas, aumentando a sua estabilidade;
- Ligação de uma central produtora remota a uma rede de transporte/distribuição;

- Estabilizar uma rede predominantemente AC sem aumentar as correntes de curto-circuito;
- Reduzir o custo da linha. A transmissão em HDVC necessita de menos condutores, pois não tem a necessidade de várias fases. Para além disso, os condutores podem ter menor secção, pois não sofrem do efeito pelicular[3].
- Facilitar a ligação de duas redes que usem níveis de tensão e/ou frequências diferentes.

Por sua vez as principais desvantagens em relação à transmissão de energia elétrica em corrente alternada são:

- Menor fiabilidade e disponibilidade em relação aos sistemas AC, fundamentalmente devido ao equipamento de conversão;
- Custo e perdas dos conversores que podem não compensar em linhas curtas em relação ao AC;
- Dificuldade da realização de circuitos com vários terminais;
- Disjuntores mais complexos.

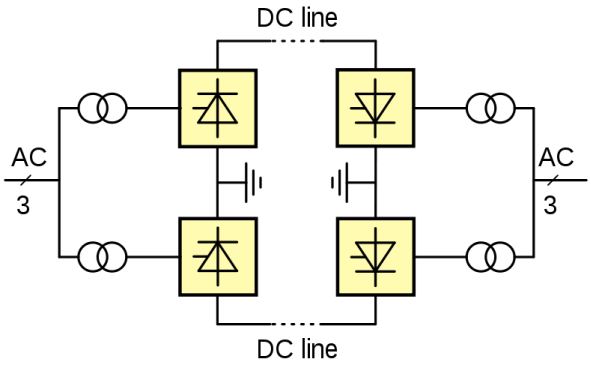


Fig. 5.5 - Esquema de uma ligação HVDC bipolar [24]

No caso específico de aplicação na interligação entre Portugal e Espanha, as vantagens seriam principalmente a maior capacidade de potência de uma linha de interligação HVDC em relação a uma linha AC que ocupasse o mesmo corredor, e o aumento da estabilidade global das duas redes ibéricas, pois a diferença angular entre os extremos da linha deixaria de ser condicionadora do trânsito de energia admissível, e a linha HVDC tenderia a estabilizar e a manter em sincronismo as redes que liga. Para além disso permitiria o controlo direto da magnitude e sentido do fluxo de potência na linha, possibilitando o despacho mais conveniente da energia elétrica. No entanto, a tecnologia envolve mais custos e para as curtas distâncias de interligação em causa dificilmente compensará em relação à construção de mais linhas AC e às outras soluções anteriormente apresentadas.

[3] Efeito responsável pelo aumento da resistência da linha com o aumento da frequência AC.

5.4 Metas relativas à capacidade de interligação e ganhos obtidos

Como já se concluiu, a gestão da capacidade de interligação entre redes de transporte é uma tarefa fundamental das suas entidades concessionárias, quer do ponto de vista de segurança técnica de socorro e apoio entre sistemas elétricos quer ainda quanto à disponibilidade de um nível adequado de capacidade de trocas transfronteiriças para efeitos comerciais.

A decisão de concretização do MIBEL veio obrigar os dois operadores das duas redes ibéricas ao desenvolvimento de tarefas em diferentes domínios, entre as quais o planeamento coordenado das respetivas redes, para que se atinjam os diversos objetivos necessários à concretização deste mercado.

Desde 2005, o trabalho conjunto da REN e da REE tem prosseguido nesta vertente, no âmbito do MIBEL, destacando-se os marcos mais relevantes [3]:

- Realização de estudos ambientais e de projeto relativos às alterações previstas para o Douro Internacional, tendo como objetivo uma primeira meta de cerca de 1600 MW de capacidade comercial de interligação. Esta meta foi atingida com a restruturação da rede a 220 kV naquela zona, bem como a entrada em serviço de uma nova interligação a 400 kV (Lagoaça – Aldeadávila) no final de 2010.
- Tomada de decisão, na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz (em Novembro de 2006), de a médio prazo, assumir uma meta mais ambiciosa de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha, na ordem dos 3000 MW.

A REN e a REE realizaram em 2006 e 2007 um conjunto de análises de planeamento tendo em vista avaliar em que medida seria possível e viável um aumento significativo da primeira meta estabelecida de 1600 MW. As conclusões foram positivas, com a condição de se instalarem mais duas interligações a 400 kV: segunda linha de interligação Minho – Galiza e interligação Algarve – Andaluzia. Seriam também necessários reforços internos de ambas as redes ibéricas.

Concluiu-se que estas duas novas interligações com Espanha cumprem também outros objetivos, designadamente o apoio às redes de distribuição e outros consumos (como por exemplo a linha ferroviária de Alta Velocidade) e à receção de nova geração.

Desta forma, a REN e a REE têm como atual meta 3000 MW de capacidade comercial de interligação, para o ano de 2017. Este valor é mesmo um objetivo político dos Governos de Portugal e Espanha que se encontra consignado na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz.

A data em que esse objetivo se poderá atingir depende das datas em que for possível à REN e à REE concluírem todos os reforços das suas redes com ele relacionados. Atingir metas neste domínio é um propósito sempre sujeito a alguma componente de risco, devido a incertezas nas datas e na localização precisa dos novos centros produtores, em particular das grandes térmicas. Por outro lado, as extensões e reforços na rede agora previstos para as atuais datas objetivo podem vir a deslizar no tempo, relativamente à atual programação, o que ocorreu no passado e poderá ocorrer no futuro.

Como foi visto nos capítulos anteriores, a capacidade comercial de interligação aumentou de valores médios da ordem dos 600 MW em 2001 para valores que se situam na gama dos 1300 a 1500 MW em 2010. Com a entrada em funcionamento no fim de 2010 da interligação a 400 kV entre Lagoaça e Aldeadávila, são esperados para 2011 valores na ordem dos 1700 a 1900 MW.

Também já se analisou em capítulos anteriores os motivos que causam a redução na capacidade de interligação e que se sumarizam:

- As indisponibilidades temporárias de elementos da rede de transporte para reforço da sua capacidade;
- A falta de potência de geração disponível no SEE português, nomeadamente em alguns períodos de fraca produção hidroelétrica e PRE, que limita os montantes da capacidade de interligação no sentido de Portugal para Espanha;
- O aumento da produção baseada em aproveitamentos renováveis, nomeadamente parques eólicos, cuja energia produzida não vai a mercado, e que tem vindo a contribuir para a existência de excesso de produção renovável não armazenável, com maior incidência em períodos de menor consumo, o que limita a capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal.

Para além destas situações, existem limitações de mercado ao pleno funcionamento da interligação. Nos mercados de eletricidade englobando redes interligadas, como é o caso do MIBEL, é relevante o tempo durante o qual os limites de capacidade de troca entre as respetivas áreas são atingidos. Como foi analisado anteriormente, no MIBEL, quando esta situação ocorre, de acordo com as regras em vigor recorre-se ao mecanismo de *Market-Splitting*, havendo a separação de mercados e verificando-se nesses períodos uma diferença nos preços da energia no mercado "*spot*" entre Portugal e Espanha.

É de todo o interesse que a ocorrência destas situações seja limitada no tempo, pois só assim se garante a necessária e desejada competitividade entre todos os agentes que operam no mercado, e deste modo, os objetivos e o correto funcionamento do mesmo.

A existência de separação de mercados depende, por um lado, das capacidades de interligação e, por outro, da dimensão e da competitividade relativa dos parques produtores de

cada uma das áreas interligadas e ainda outros fatores como os decorrentes das regras de mercado ou de diferenciais de custos de combustíveis.

Na figura seguinte, está representada a evolução da percentagem do tempo em que se atingiu o limite da capacidade de interligação, desde 2003.

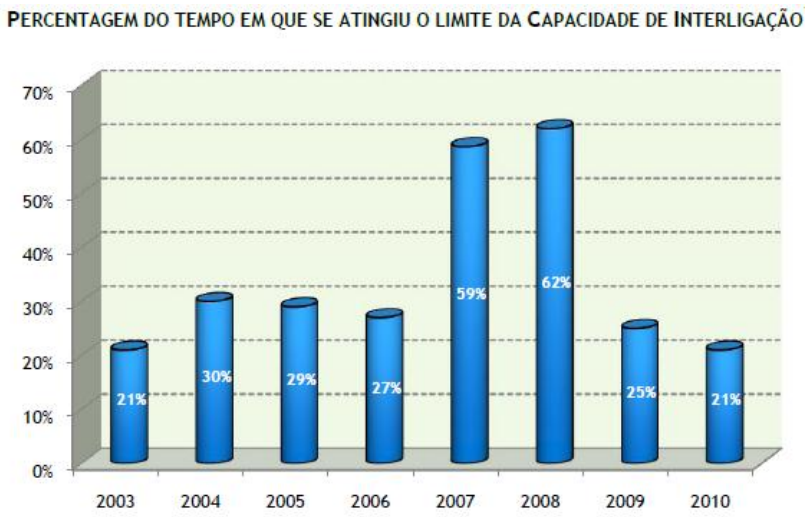


Fig. 5.6 - Evolução da percentagem de tempo em que se atingiu o limite da capacidade de interligação entre Portugal e França, entre 2003 e 2010 [3]

Nos últimos anos, a utilização da capacidade de interligação tem sido elevada, principalmente no sentido de Espanha para Portugal, verificando-se casos frequentes de *Market Splitting*. Em 2007 e 2008, o volume energético importado do país vizinho para o nosso correspondeu a cerca de 20% do consumo nacional. Os períodos com aplicação do mecanismo de separação de mercados diminuíram em 2009 e 2010, consequência do aumento da capacidade de interligação disponível e da melhoria da competitividade das centrais térmicas portuguesas em relação às espanholas, após a entrada em serviço de duas novas centrais de ciclo combinado no nosso país.

Perspetiva-se, a partir de 2011, uma redução do período com ocorrência de separação de mercado, tendo em conta a estimativa de aumento significativo da capacidade de interligação para valores entre 1700 e 1900 MW, e também a referida melhoria na competitividade do parque eletroprodutor nacional. Com a concretização dos novos centros produtores descritos no subcapítulo anterior, a REN espera uma inversão na tendência fortemente importadora do SEE português que se tinha vindo a registar na última década, podendo até passar, nomeadamente nos períodos de maior produção renovável, à situação de exportador durante uma parte significativa do tempo [3].

Numa segunda fase, com a subida dos níveis de capacidade de interligação a caminho da meta dos 3000 MW – que irão corresponder, nessa altura, a 25% a 30% da ponta do sistema elétrico nacional, mas apenas a 6% da ponta do sistema espanhol (considerando o mesmo

crescimento do consumo nos dois países) – espera-se que os períodos de congestionamento da interligação passem a ser raros, a não ser em períodos de falta de disponibilidade do parque produtor. No caso espanhol, os 6% podem parecer pouco, mas é necessário relembrar que Espanha tem interligações com outros países, nomeadamente França e Marrocos, e está atualmente a desenvolver principalmente a sua interligação com França de maneira a ultrapassar os 10% recomendados pelas autoridades europeias para a razão entre a capacidade de interligação e a ponta de carga do sistema. Esta situação e a importância da interligação entre Espanha e França irão ser analisadas em maior profundidade no subcapítulo 5.7.

Já no caso português, os 10% são largamente ultrapassados e a REN prevê que os congestionamentos sejam mínimos. Deste modo, cumprem-se em pleno os objetivos do MIBEL, e em boa parte os objetivos da ENTSO-E, passando a existir o máximo de competitividade no mercado ibérico e níveis elevadíssimos de segurança e qualidade de serviço, pelo que estas metas são importantes para o desenvolvimento do setor elétrico nacional. Posteriormente a longo prazo, com o desenvolvimento da interligação entre Espanha e França, espera-se continuação da melhoria nas condições de competitividade, de maneira a permitir a um consumidor português, em última instância, comprar a energia elétrica mais barata disponível na Europa num determinado dia.

De seguida faz-se a análise dos investimentos previstos e em curso que irão possibilitar as metas de capacidade de interligação acima referidas.

5.5 Investimentos previstos na interligação e na resolução das anomalias verificadas

É assumido como objetivo de médio prazo a meta de 3000 MW de capacidade de interligação pelos Governos de Portugal e Espanha, e considerado fundamental para o adequado desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade.

Como já foi analisado, para o ano de 2011 a REN prevê capacidades comerciais de interligação entre 1000 MW de importação e 1400 MW de exportação nos cenários mais desfavoráveis, e 1900 MW de importação e 2100 MW de exportação nos cenários mais favoráveis. Estes valores representam capacidades médias de importação na ordem dos 1600 a 1700 MW, número que já representa cerca de 17% da potência de ponta prevista para o SEE português.

No seguinte quadro apresenta-se a previsão da REN da evolução da capacidade de interligação até ao horizonte de 2017.

PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS(1) INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO
(LIMITAÇÕES PREVISIONAIS SÓ DE REDE)

Ano n	Portugal → Espanha [MW]		Espanha → Portugal [MW]	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
	Ano n	Final ano n / Início Ano n+1	Ano n	Final ano n / Início Ano n+1
2011	1600	1500	1900	1800
2012	1800	1700	2000	1900
2014	2800(2)	2800(2)	2200(2)	2200(2)
2017	3000(3)	3000(3)	3000(3)	3000(3)

Notas:
(1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou de indisponibilidades relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores. Os valores anteriores ao verão de 2008 estão publicados na ENTSO-E.
(2) Após a concretização da futura linha de interligação Algarve - Andaluzia.
(3) Após a concretização da futura linha de interligação Minho - Galiza, assim como os reforços internos de rede definidos no relatório conjunto REN/REE "Desenvolvimento da rede de Espanha e Portugal para a implantação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) - Horizonte temporal 2011".

Fig. 5.7 - Previsão dos valores mínimos indicativos da capacidade comercial de interligação até 2017 [3]

Como se verifica, após 2011 estão previstas subidas no valor da capacidade de interligação como resultado da concretização de um conjunto de reforços na RNT e na rede de transporte espanhola. De referir que poderão vir ainda a ocorrer reduções pontuais em relação aos valores apresentados, devido a indisponibilidades inevitáveis de elementos da rede, assim como de limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque produtor português e/ou espanhol.

Do lado português, os reforços mais relevantes para esse efeito são os seguintes [3]:

- Conclusão da reestruturação da RNT na zona do Douro Internacional, com o fecho da malha a 220 kV pela zona norte de Trás-os-Montes (entre as subestações de Lagoaça e Valdigem)
- Concretização da ligação a 400 kV entre as subestações de Armamar e Recarei.
- Prosseguimento do reforço de meios de compensação do fator de potência.
- Concretização da fase final do programa de reforço de capacidade das linhas existentes, para temperatura máxima de funcionamento de 85ºC.

Do lado espanhol, também estão previstos pela REE alguns reforços da rede com impacto na capacidade de interligação, nomeadamente:

- Reforço de capacidade da rede a 400 kV na zona do Douro espanhol;

- Reestruturação da rede na zona de Cáceres e de Brovales, respetivamente nas proximidades das linhas de interligação Falagueira – Cedillo e Alqueva – Brovales.

As operadoras REN e REE estimam que estes reforços, juntamente com a restante evolução prevista para as redes de Portugal e Espanha, poderão levar a mínimos de capacidade de interligação para valores próximos dos 2000 MW, o que representará cerca de 20% da ponta do consumo prevista para o sistema elétrico nacional.

Com a concretização destes reforços prevê-se que, na larga maioria do tempo, a capacidade de interligação venha a ser limitada por diferença angular entre subestações de Espanha e de Portugal após contingência nas linhas de interligação, nomeadamente na linha Alqueva – Brovales a 400 kV e na linha dupla Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2 também a 400 kV.

Para ultrapassar estas limitações na capacidade de interligação por desfasamento angular, é absolutamente necessária a construção de novas linhas de interligação nas zonas onde se verificam as restrições referidas. É neste contexto que, no âmbito do MIBEL, e para se atingir a meta de 3000 MW de capacidade de interligação, foram decididos outros reforços da rede em estudos conjuntos da REN e REE, nomeadamente a construção de duas novas linhas de interligação no nível de tensão de 400 kV [3]:

- 2ª Linha Minho-Galiza (a oeste da atual) – o grande fluxo no sentido da importação portuguesa que se verifica quase permanentemente na linha dupla Lindoso-Cartelle a 400 kV é por vezes responsável por limitações nos níveis de importação face ao disparo simultâneo dos dois circuitos dessa linha, não só por sobrecargas induzidas nas outras linhas da RNT, mas também pelos elevados desvios angulares que se verificam entre as duas subestações e que condicionam a sua religação, e por isso, limitam o aumento dos valores de capacidade de interligação.
- Linha Algarve-Andaluzia – em situações de elevada exportação portuguesa, a capacidade de interligação é limitada pelos elevados desvios angulares na linha Alqueva-Brovales a 400 kV, e pela sobrecarga da linha F. Alentejo-Ourique a 150 kV. A entrada em serviço desta linha de interligação no Algarve permitirá resolver estes dois problemas.

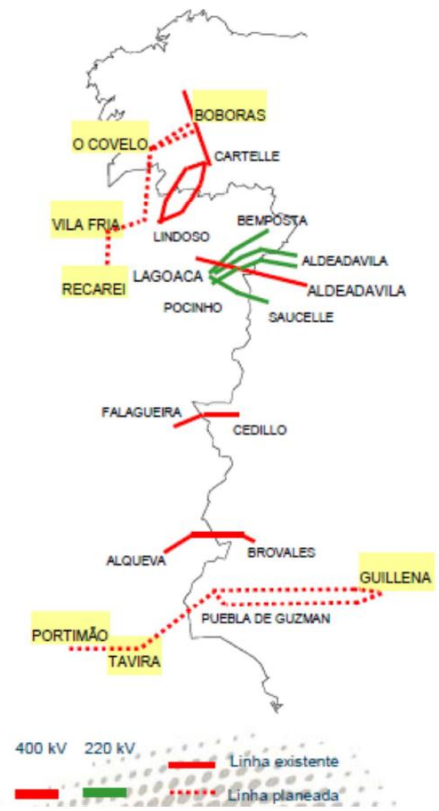


Fig. 5.8 - Mapa com as linhas de interligação entre Portugal e Espanha, atuais e planeadas [2]

Considerando os atuais fluxos habituais nas linhas de interligação (e que foram analisados no capítulo 3) prevê-se que a linha de interligação do Minho venha a ter um maior impacto no aumento da capacidade no sentido de Espanha para Portugal. Por seu lado, a linha do Algarve terá uma maior relevância no sentido de Portugal para Espanha.

Destaca-se ainda que, para além de contribuírem para o incremento significativo da capacidade de interligação, estas duas novas linhas desempenharão também outras funções importantes para o sistema elétrico português, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema, do abastecimento das redes de distribuição e de linhas ferroviárias de Alta Velocidade, assim como o reforço da capacidade de receção de novos centros produtores.

Tendo em conta as datas previsíveis de concretização das referidas linhas de interligação e dos reforços da rede determinantes para este efeito, as operadoras das redes ibéricas esperam que só a partir de 2015 se possa a vir a atingir o objetivo de 3000 MW para a capacidade de interligação em ambos os sentidos.

Comparando com outros países europeus, constata-se que o rácio da capacidade de interligação para a ponta anual do consumo de Portugal, que se estima ser de 25% em 2017, corresponde a um dos mais elevados, contribuindo para o bom desempenho do MIBEL.

5.6 Análise económica do incremento da capacidade de interligação

Tendo-se descrito e analisado, para o horizonte de 2022, as previsões para a evolução da procura e da oferta, as metas de capacidade comercial de interligação estabelecidas pelas entidades responsáveis de Portugal e Espanha, e os investimentos que estão planeados nas duas redes para atingir essas metas, pode-se agora fazer uma análise económica de todos estes elementos. Neste subcapítulo faz-se uma análise dos custos envolvidos nos investimentos relacionados com o aumento da capacidade de interligação, comparando esses custos com outras alternativas, nomeadamente investimento em centrais de produção, e custos associados à existência do *Market Splitting* no caso da manutenção das atuais linhas de interligação.

O PDIRT 2009-2014 (2019) da REN assume, para a componente "Reforço da Capacidade de Interligação", o valor de 144 M€, o que corresponde a uns significativos 11,6% do total do investimento previsto pela Operadora na atividade TEE (Transporte de Energia Elétrica) entre 2008 e 2014, de um total de 1245 M€ [20]. Esta percentagem é, aliás, semelhante à parcela destinada à mesma componente de reforço da capacidade de interligação, no PDIRT anterior (PDIRT 2006-2011 – 11,8%).

O valor de 144 M€ contemplado no PDIRT resulta, em larga medida, das três importantes estruturas de interligação a 400 kV entre as redes de Portugal e Espanha em curso de execução com vista a atingir a meta de 3000 MW de capacidade de interligação anteriormente referida: a do Douro (entrou em serviço no final de 2010), a do Algarve (prevê-se que entre em serviço até 2013) e a do Minho (a entrar em funcionamento até 2016).

Em 2011 foi publicado pela REN um novo Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT – 2012-2017 (2022) com atualizações nos investimentos previstos na RNT. Este PDIRT contempla uma parcela de 7% do investimento na atividade TEE para o "Reforço da Capacidade de Interligação", uma redução significativa em relação aos 11,6% do anterior. Isto deve-se ao facto deste PDIRT ter sido publicado após a conclusão da interligação a 400 kV no Douro que entrou em serviço em Dezembro de 2010, bem como a reformulação da estrutura da Rede na zona do Douro Internacional que contribuiu também para o reforço da capacidade de interligação, deixando naturalmente de incluir estes investimentos. Assim, os 7% referem-se fundamentalmente às estruturas de interligação no Minho e Algarve [3].

No gráfico seguinte, apresenta-se a comparação entre o PDIRT atual (2011) e o anterior (2008), nomeadamente a repartição de investimento TEE por finalidade.

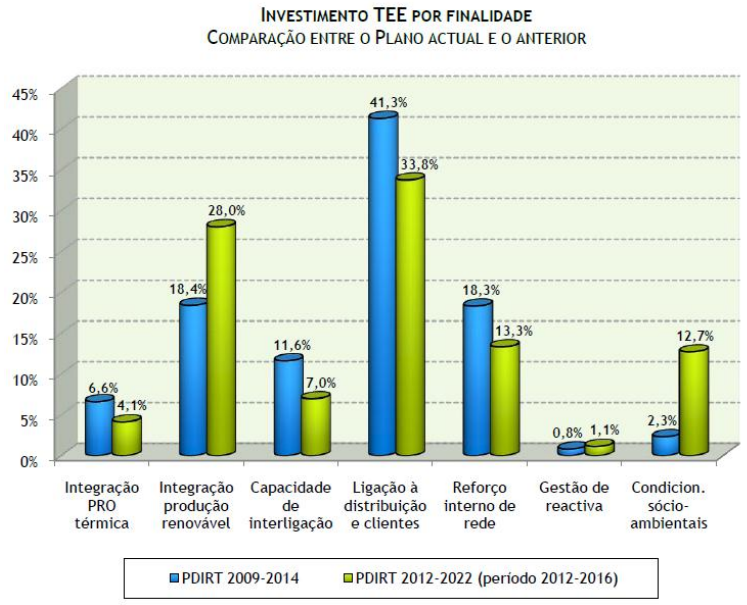


Fig. 5.9 - Comparação do investimento TEE por finalidade entre o PDIRT 2009-2014 e 2012-2016 [3]

Através do gráfico é possível verificar quais são as prioridades nacionais em termos de investimento no Sistema Elétrico Nacional. A maior parcela nos dois PDIRT é a da "Ligação à distribuição e clientes", significando que esta é a área mais complexa e cara em termos de desenvolvimento da RNT, mas que viu a sua percentagem diminuir em relação ao Plano anterior, devido ao abrandamento do consumo causado pelo menor crescimento económico e maior eficiência energética esperados para os próximos anos. Em segundo lugar por pequena margem, vem a "Integração de Produção Renovável" cuja percentagem do investimento subiu de 18,4% para 28% do PDIRT anterior para o último. Esta foi uma das únicas duas áreas que viram a sua parcela de investimento aumentar. A outra foi "Condicionantes sócio-ambientais". Estes dois aumentos estão associados à evolução de políticas energéticas verificadas nos últimos anos, e também devido ao esforço da REN por minimizar o impacto do PNBEPH anteriormente referido. É de realçar que a parcela do Reforço da Capacidade de Interligação ultrapassa por exemplo a da Integração PRO térmica.

Custo do Incremento da Capacidade de Interligação por Unidade de Potência

Através dos dados do PDIRT da REN, é possível calcular o custo do incremento da capacidade de interligação, por unidade de potência. Esta é uma boa medida para se poder analisar economicamente a racionalidade do investimento, através da comparação com outras alternativas.

No PDIRT 2009-2014 é apresentado um valor de investimento no reforço da capacidade de interligação igual a 144 M€, para um período de seis anos. Este investimento inclui não só as estruturas diretamente ligadas às interligações, mas também os reforços internos da RNT necessários para a otimização da utilização dessas estruturas. Nesses seis anos, a REN prevê

como esse investimento aumentar a capacidade de interligação entre os países ibéricos de um mínimo de 1100 MW para um mínimo de 3000 MW. Ou seja, prevê-se um custo de 144 M€ para um incremento na capacidade de interligação de 1900 MW. Sendo assim, o custo do incremento da capacidade de interligação é de aproximadamente 75 790 €/MW. Para efeitos de comparação, pode-se calcular os custos de instalação de uma central PRO, ou de um parque eólico, por unidade de potência.

A central de Ciclo Combinado do Pego, que entrou recentemente em serviço, apresentou um custo de cerca de 600 M€ e tem uma potência instalada de 830 MW [27]. Portanto o custo de investimento por unidade de potência de uma central de ciclo combinado de última geração é aproximadamente igual a 722 892 €/MW. Portanto custa cerca de 10 vezes mais incrementar potência térmica ordinária no parque produtor nacional do que a capacidade de interligação.

Quanto à potência PRE, o Parque Eólico de Terra Fria, em Montalegre, inaugurado no início de 2011, teve um custo total de 126 M€ para uma potência instalada de 96 MW [28], o que corresponde a um custo por unidade de potência de aproximadamente 1,3 M€/MW, ou seja, aproximadamente duas vezes superior ao custo da central de ciclo combinado, e ainda com a agravante da intermitência na disponibilidade da potência instalada, ao contrário do ciclo combinado, onde salvo indisponibilidades temporárias, a potência instalada está totalmente disponível.

Os custos de incremento de potência de interligação e de potência instalada em centrais serão semelhantes do lado espanhol. Assim, verifica-se que é economicamente vantajoso o incremento da capacidade de interligação até aos 3000 MW, desde que se preveja uma utilização elevada da interligação e um baixo congestionamento, o que se verifica nas previsões da REN.

Custos Relacionados com o Mecanismo de *Market Splitting*

Como se viu no Capítulo 4, a aplicação do mecanismo de Market Splitting implica um preço da eletricidade mais elevado na área importadora. Em 2010, o preço médio aritmético da energia elétrica no Mercado Diário foi de 37,01€ em Espanha e 37,33€ em Portugal (uma diferença de 0,32€), o que se traduz simplificadamente em quase 11 M€ pagos a mais pela energia em Portugal – ou aproximadamente 10% do investimento previsto para o incremento da capacidade de interligação para os 3000 MW. E apesar disso foi o valor mínimo desde a entrada em funcionamento do MIBEL e deveu-se em grande parte à maior utilização das eólicas e hídricas no ano de 2010. No ano de 2009 o valor pago a mais foi de 25 M€ e em 2008 foi de quase 244 M€. Nessa altura a capacidade de interligação era bem menor, e os períodos com congestionamento bastante frequentes. Caso a capacidade de interligação se mantivesse inalterada nos próximos anos, e apesar da maior competitividade das novas centrais de ciclo combinado previstas, seria de esperar que em anos de baixa produção eólica e hídrica os custos relacionados com o *Market Splitting* se mantivessem semelhantes aos atuais e ao fim

de alguns anos inclusivamente ultrapassassem o investimento necessário para o incremento da capacidade de interligação até aos 3000 MW.

Os custos relacionados com a diferença do preço entre o sistema português e o espanhol quando ocorre o *Market Splitting* no Mercado Diário são significativos, e impedem o bom funcionamento do MIBEL. Para se diminuir o tempo de funcionamento do *Market Splitting* há duas hipóteses: instalação de novas centrais de modo a melhorar a competitividade dos parques produtores, equilibrando os preços da energia elétrica nos dois lados da fronteira; ou aumentar a capacidade de interligação, aumentando consequentemente a capacidade dos fluxos de importação/exportação a preço mais baixo. Como se viu no ponto anterior, é bastante mais barato incrementar a capacidade de interligação, pelo que é necessário encontrar um ponto de equilíbrio em que possa haver uma boa utilização da capacidade de interligação, de maneira a colmatar as "fraquezas" dos parques produtores, mas em que os congestionamentos sejam raros.

Com as melhorias previstas no parque eletroprodutor português até 2020, conjugadas com o abrandamento no crescimento do consumo, fazem sentido as previsões da REN que apontam para os 3000 MW como a capacidade de interligação que permite trazer reais mais-valias contribuindo para um ótimo funcionamento do MIBEL a médio prazo. Refira-se que apesar do bom funcionamento previsto para o MIBEL, o consumidor final português poderá continuar a pagar um preço elevado pela energia elétrica, devido à política de subsídios do Estado às Renováveis bem como às novas barragens previstas, que implica uma taxa a ser aplicada no preço final da eletricidade [29].

5.7 Interligação Espanha-França e o seu interesse para Portugal

No âmbito da ENTSO-E, como se viu anteriormente, todos os países da Europa Ocidental têm as suas redes elétricas interligadas. Também se viu que a Espanha, para além da interligação com Portugal, também tem a sua rede conectada à de Marrocos e à de França, sendo esta última interligação importante para o nosso país. A interligação entre Espanha e França já conta bastantes anos, sendo que a última linha que foi construída entrou em serviço em 1982. Nos anos 80, como já foi referido, Portugal negociou diretamente com a EDF francesa contratos de troca de energia, com a vantagem de ser mais barata que a oferecida por Espanha, mas com a desvantagem de pagar uma taxa à espanhola REE pelo trânsito na sua rede. Ainda assim, e depois de 1982, o desenvolvimento da interligação Espanha-França estagnou até aos dias de hoje.

Atualmente a interligação Espanha-França é garantida por quatro linhas, sendo que a capacidade máxima de interligação em 2010 no sentido França-Espanha foi de 1400 MW e no sentido inverso foi de 700 MW [4]. Estes valores são quase insignificantes quando comparados com o consumo total de potência nos respetivos sistemas elétricos. A importação espanhola de França representa 3,2% na ponta do sistema do país vizinho no inverno de 2010/11. Já a importação francesa de Espanha é ainda menos significativa, representando 0,7% da ponta do consumo francês.

Atualmente o funcionamento da interligação entre Espanha e França não é gerido por um mercado como o MIBEL mas sim é baseado em leilões explícitos de energia elétrica organizados por um Administrador de Leilões [30]. São realizados leilões separados para os dois sentidos da interligação e para vários horizontes de tempo: anuais, mensais, diários e intradiários. A capacidade de interligação disponível para os leilões é determinada pelo Administrador dos Leilões. A capacidade inicialmente alocada para os leilões anuais e mensais que não for utilizada é realocada para os leilões diários e a que não for utilizada nestes é realocada para os leilões intradiários. A Capacidade Comercial de Interligação é determinada com base na metodologia publicada pela ENTSO-E e analisada anteriormente. Os operadores fazem as suas licitações em múltiplos de 1 MW e em euros (€). Na figura seguinte apresenta-se a evolução dos resultados dos leilões de capacidade anuais e mensais na interligação entre Espanha e França, nos dois sentidos.

Fig. 5.10 - Evolução dos resultados dos leilões de capacidade anuais e mensais na interligação entre Espanha e França, em 2010 [4]

Como seria de esperar, as potências envolvidas são relativamente baixas, resultantes da baixa capacidade de interligação entre os dois países, e os preços finais dos leilões no geral significativamente mais baixos no sentido França-Espanha do que no sentido contrário, onde a concorrência é maior nos leilões.

A confirmarem-se as expetativas a médio prazo anteriormente analisadas para a interligação Portugal-Espanha, incluindo os 3000 MW de capacidade de interligação e a melhoria da competitividade do parque produtor português, possibilitando um bom funcionamento do MIBEL, verifica-se que se acentuaria o caráter de "ilha isolada" da rede elétrica ibérica em relação ao resto da rede europeia. Este caráter impediria o desenvolvimento da rede europeia de energia elétrica pelas diretivas da ENTSO-E, pelo que as autoridades francesas e espanholas concordaram que é necessário um reforço significativo da capacidade de interligação entre os dois países, estando em curso o projeto de uma nova interligação.

A nova interligação entre Espanha e França terá uma capacidade de 2000 MW e irá funcionar em HVDC. Será constituída por dois circuitos a ± 320 kV, cada um com 1000 MW de capacidade [31]. Terá uma extensão de 65 km, dois quais 8 km em túnel. O terreno montanhoso dos Pirinéus e a maior facilidade em se passar os cabos subterraneamente terá contribuído para a decisão de se efetuar esta interligação em HVDC.

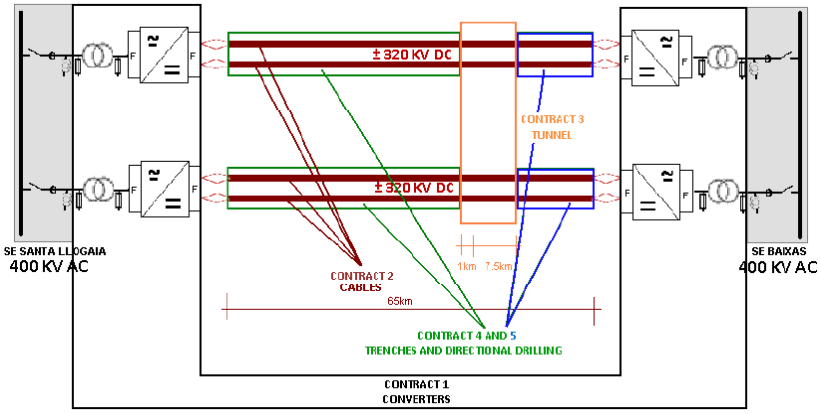


Fig. 5.11 - Esquema da nova linha de interligação HVDC Espanha-França [31]

Com esta interligação e se forem feitos reforços nas duas redes de maneira a que a capacidade nas linhas AC no sentido Espanha-França seja igual ao sentido inverso, os dois países ficam com uma capacidade de interligação de 3400 MW. O sistema elétrico espanhol passa então a contar com uma capacidade de interligação de 3400 MW com França, 3000 MW com Portugal e 900 MW com Marrocos, para uma capacidade total de interligação de 7300 MW, ou seja, aproximadamente 14,5% da ponta anual, tendo em conta um crescimento do consumo semelhante ao previsto para Portugal. Mesmo assim, Espanha não fica com uma capacidade de interligação tão elevada em relação ao seu sistema elétrico como Portugal, mas a razão da capacidade para a ponta de carga já ultrapassa largamente os 10% recomendados.

Este reforço vai permitir não só a Espanha, mas também a Portugal, no futuro obterem preços de eletricidade ainda mais baixos, com a oferta das centrais nucleares francesas em períodos de baixo consumo francês, por exemplo, e ao mesmo tempo escoar a produção renovável excedente.

6 Conclusões

Neste trabalho começou-se por fazer uma caracterização dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, nomeadamente da produção, transporte e consumo, bem como da sua evolução em anos anteriores. Verificaram-se algumas diferenças significativas entre os dois países. No caso dos parques produtores, há diferenças tanto a nível de tecnologias usadas, como no peso das mesmas na potência instalada. Apesar disso ambos os parques já contam com percentagens elevadas de potência PRE e, no contexto europeu, o parque produtor mais semelhante ao português é o espanhol, o que significa que os parques ibéricos não se complementam, impedindo um melhor funcionamento do MIBEL e da interligação entre os dois países, contribuindo em última instância para um preço final da eletricidade mais elevado. No caso do país vizinho, o nuclear tem uma presença importante, tendo gerado em 2010, 22% da energia consumida naquele país. Por outro lado, nesse ano, 51% da eletricidade consumida em Portugal teve origem renovável. Os diagramas de carga são inclusivamente semelhantes nos dois países, quando normalizados à potência mínima. Já a Rede de Transporte Portuguesa viu um maior desenvolvimento nos últimos anos do que a sua congénere Espanhola.

Seguidamente analisaram-se a história e motivações da Interligação ente Portugal e Espanha. Verificou-se que o período entre a inauguração da Rede de Transporte portuguesa e a primeira linha de Interligação com Espanha foi de 10 anos e pouco tempo depois Portugal começou a efetuar negócios de compra e venda de energia inclusivamente com França. Nos anos 70 e 80, quando existiram grandes dificuldades energéticas, a interligação revelou-se de grande importância, inclusivamente por questões de segurança. A liberalização dos setores elétricos de Portugal e Espanha deu um enorme impulso ao desenvolvimento da interligação e, com a entrada em funcionamento do MIBEL, planearam-se investimentos com vista ao maior crescimento de sempre da capacidade de interligação entre os dois países.

Portugal, através da REN, é membro da ENTSO-E, entidade criada com o objetivo de harmonizar as redes elétricas europeias e promover a criação de mercados regionais de eletricidade. Esta entidade publicou uma metodologia padrão para o cálculo da capacidade comercial de interligação elétrica entre países, que por sua vez foi adaptada pela REN e pela congénere espanhola REE, para o cálculo da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Verificou-se que a metodologia consiste na realização de trânsitos de energia, mudando sucessivamente as gerações dos dois lados da fronteira de modo a originar fluxos na interligação, até se atingirem os limites de segurança de algum elemento das redes.

Posteriormente analisou-se a aplicação da metodologia aos casos específicos dos anos de 2010 e 2011. No primeiro caso analisaram-se não só as capacidades comerciais de interligação calculadas, mas também as efetivamente realizadas. No caso de 2011, fez-se um

estudo mais aprofundado especialmente sobre as anomalias verificadas que impedem o funcionamento em pleno da interligação. Verificou-se que atualmente a capacidade de exportação portuguesa poderá ser limitada em períodos de fraca produção hídrica e eólica e que a capacidade de importação também poderá ser reduzida quando houver elevada produção eólica, devido a inexistência de centrais produtoras passíveis de redução em Portugal. Fez-se também uma descrição física das linhas de interligação e uma análise aos fluxos energéticos verificados nas interligações ibéricas em 2010, onde se concluiu que é com Portugal que Espanha tem um maior volume de trocas energéticas. Concluiu-se também que Portugal é na maior parte do tempo importador mas, por vezes, nos meses de inverno, apresenta um caráter exportador. Para além disso verificou-se que a interligação apresenta um número significativo de horas anuais com congestionamento, isto é, 100% de utilização. No contexto europeu verificou-se que os países membros da ENTSO-E apresentam volumes apreciáveis de trocas energéticas, destacando-se a interligação Espanha-França pelo seu baixo valor.

No que respeita à operação dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, fez-se uma análise simplificada dos custos variáveis de produção de eletricidade nos parques ibéricos, onde se concluiu que o parque espanhol é mais barato e competitivo que o português, mas este por sua vez consegue já apresentar custos de produção baixos, especialmente em cenários de elevada produção PRE.

Seguidamente fez-se uma introdução ao MIBEL com a descrição dos objetivos, estrutura e funcionamento do mesmo, à qual se seguiu a análise dos resultados do Mercado no ano de 2010. Nesta análise concluiu-se que Espanha tem um peso energético sensivelmente 5 vezes superior ao português. Em 2010 verificaram-se preços médios mensais da energia elétrica muito semelhantes nos dois países, resultado da elevada produção PRE nesse ano e da entrada em funcionamento de novas centrais de Ciclo Combinado mais eficientes. No entanto o preço médio mensal só em Janeiro e Dezembro foi mais baixo em Portugal do que em Espanha, o que reforça a ideia do parque espanhol ser mais competitivo. Assim, verificou-se que o *Market Splitting* esteve aplicado durante um período considerável no sentido Espanha -> Portugal, apesar de não tanto como nos anos anteriores.

Finalmente fez-se uma análise a várias questões relacionadas com o futuro da interligação elétrica entre Portugal e Espanha. Fez-se uma breve introdução ao PDIRT da REN, bem como às suas previsões de evolução do consumo de energia elétrica para a próxima década. Fez-se também a apresentação das novas centrais de Ciclo Combinado mais eficientes e competitivas, das novas centrais hidroelétricas de grande dimensão e também da nova produção PRE previstas para a próxima década, bem como das centrais que vão ser desclassificadas.

Em relação às anomalias anteriormente identificadas no funcionamento da interligação foram apresentadas algumas soluções. Para além da instalação de novas linhas, foram

apontadas como possíveis alternativas: o uprating/upgrade de linhas, a utilização de FACTS/transformadores desfasadores, e a aplicação do HVDC. Posteriormente foram apresentadas as metas acordadas pelas autoridades portuguesas e espanholas para o bom funcionamento do MIBEL, nomeadamente a meta de 3000 MW de capacidade de interligação, bem como as razões e motivação desta meta. A seguir fez-se a descrição dos investimentos previstos pela REN com vista a atingir a meta definida e mitigar as anomalias presentemente verificadas. Esses investimentos foram alvo de uma análise económica, onde se concluiu que o custo do incremento de potência de interligação é uma ordem de grandeza inferior ao custo do incremento do parque produtor, para além das mais-valias que se retiram do pleno funcionamento do MIBEL (com congestionamentos e *Market Splitting* reduzidos) que levam a um preço médio da eletricidade mais baixo.

Do ponto de vista de Espanha, as vantagens não são tão evidentes, pois a capacidade de interligação tem um peso muito menor no seu sistema elétrico do que no congénere português, devido à diferença nas suas dimensões. No entanto, verificou-se que está em curso um projeto que levará a um aumento significativo da capacidade de interligação entre o país vizinho e França, que levará a que Espanha tenha uma capacidade de interligação com outros países acima do recomendado, com as vantagens económicas associadas. Portugal beneficiará inclusivamente deste aumento, com a possibilidade de comprar energia francesa a preços ainda mais baixos e de escoar a produção renovável excedente. Por este conjunto de fatores, a meta de 3000 MW de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha até ao final da década parece ser uma decisão acertada.

Referências Bibliográficas

[1] FEUP, *A Rede de Transporte e a sua História Evolutiva*, acessível em: http://paginas.fe.up.pt/~ee98096/trabalho.pdf

[2] REN, *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2010*, Março de 2011

[3] REN, *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional e Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022) – Relatório Técnico – Consulta Pública*, Abril de 2011

[4] Red Eléctrica de España, *2010 El sistema eléctrico español*, 2011

[5] Resultados diários do MIBEL acessíveis em: http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf

[6] Wikipedia, *Synchronous grid of Continental Europe*, acessível em: http://en.wikipedia.org/wiki/Synchronous_grid_of_Continental_Europe

[7] ENTSO-E, *Procedures for Cross-Border Capacity Assessment*, acessível em: https://www.entsoe.eu/resources/ntc-values/

[8] REN, *Caracterização das Interligações em 31 de Dezembro de 2010*, Março de 2011

[9] REN, *Capacidades Indicativas de Interligação para Fins Comerciais para o Ano de 2011 (Considerando apenas restrições na RNT)*, Novembro de 2010

[10] REN – Estatística Diária em Diagrama, disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx

[11] O Sector Eléctrico, acessível em: http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/PorquePortugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf

[12] Isabel Praça, *Agentes Inteligentes aplicados aos Mercados de Energia*, Universidade do Minho, 9 de Março de 2007

[13] Rui Araújo*, Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha*, Porto, Janeiro de 2009

[14] Carlos Silva, *Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2010*, Porto, Junho de 2011

[15] MIBEL, acessível em: http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/ptPT/Default.aspx

[16] CMVM, CNE, CNVM, ERSE, *Descrição do funcionamento do MIBEL*, Novembro de 2009

[17] Mercado a Prazo do MIBEL, acessível em: http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx

[18] Mercado Diário do MIBEL, disponível em: http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx

[19] Jorge Simão, *Electricity Markets – Where (and When) Physics and Economics Meet*, Lisboa, Outubro de 2009
[20] REN, *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional e Transporte de Electricidade 2009-2014 (2019)*, Fevereiro de 2008
[21] DN, "*Governo aprova aumento do IVA na electricidade e gás*" acessível em: http://www.dn.pt/inicio/portugal/interior.aspx?content_id=1971290&page=-1
[22] Joaquim Monteiro, *Conversão Matricial Trifásica no Condicionamento do Trânsito de Energia Eléctrica*, Lisboa, Julho de 2010
[23] Wikipedia*: Phase-Shifting Transformer*, acessível em: http://en.wikipedia.org/wiki/Quadrature_booster
[24] Wikipedia: *High-Voltage Direct Current*, disponível em: http://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current
[25] Hugo Valente, *Soluções para o Uprating de Linhas Aéreas de Muito Alta Tensão*, Lisboa, Outubro de 2008
[26] J. Sucena Paiva, *Redes de Energia Elétrica – uma Análise Sistémica*, IST Press, Lisboa, Abril de 2005
[27] *Siemens Portugal ganha contrato de 600 milhões de euros*, acessível em: https://www.swe.siemens.com/portugal/web/pt/power/imprensa/press/Pages/SiemensPortugalganhacontratonovalorde600milhoesdeeuros.aspx
[28] Agência Financeira, *"Sócrates inaugura parque eólico de Montalegre no valor de 126 milhões"*, disponível em: http://www.agenciafinanceira.iol.pt/economia-nacional/renovaveis-montalegre-parque-eolico-socrates-energia-agencia-financeira/1227494-5205.html
[29] ERSE, *Tarifas Reguladas em 2011*, acessível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifareguladas2011/Paginas/default.aspx
[30] RTE, REE, *Capacity Allocation Rules for the France-Spain Interconnection (IFE Rules),* Maio de 2009, acessível em: http://www.ree.es/ingles/operacion/pdf/IFERules3.pdf
[31] RTE, École Polytechnique Montréal, *The France-Spain HVDC Link*, França, Junho de 2011

Anexo A – Resumo dos critérios de segurança usados pela REN e REE no cálculo da capacidade de interligação

O resumo dos critérios de segurança usados pela REN nos cálculos da capacidade da interligação é apresentado nas duas tabelas seguintes:

SOBRECARGAS TEMPORAIS ADMISSÍVEIS [%] (*)					
	Época estacional	t < 20 min		20 min < t < 2 h	
		LINHAS	TRANSF	LINHAS	TRANSF
Sem falta [N]	Todas	0	0	0	0
Em situação de falta [N-1] o [N-2]	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(*) Os valores da tabela referidos à sobrecarga temporal admissível têm um carácter indicativo uma vez que podem ter, na prática, pequenas variações no número indicado em função das especificações dos equipamentos que constituem os elementos da rede.
Os valores indicativos de sobrecargas temporais têm como referência as capacidades nominais dos transformadores e as máximas das linhas. No caso das linhas, os valores de capacidade máxima de projecto são diferentes segundo a estacão, menores no Verão e mais elevadas no Inverno.

RESUMO DOS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA					
	Tensão	Desvio angular	Desvio de regulação	Frequência	Interrupção de abastecimento
Sem falta [N]	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal.	Sem restrições particulares	De acordo com procedimento "Funcionamento do Sistema"	De acordo com as regras da UCTE	Não permitida
Em situação de falta [N-1]	400 kV: 372-420	Máximo(*) de 30º depois de redespachos realizáveis em 15 minutos	Idem	Idem	Idem
	220 kV: 205-245				
	150 kV: 140-165				
	63 kV: 60-66				
Em situação de falta [N-2]	400 kV: 360-420	Idem	Idem	Idem	Idem
	220 kV: 198-245				
	150 kV: 135-165				
	63 kV: 59-66				

(*) Na Rede Nacional de Transporte o limite por desvio angular é de 25º.

Anexo B – Tabelas de potência instalada e energia produzida por tecnologia em Portugal e Espanha

Pot. Instalada	Portugal		Espanha	
	MW	Var. 10/09	MW	Var. 10/09
Hídrica	4578	0,0%	16657	0,0%
Nuclear	0	-	7716	0,0%
Carvão	1756	0,0%	11380	0,2%
Fuel/Gás	1657	-3,3%	2860	-4,9%
Ciclo Combinado	3829	28,0%	25220	9,3%
Gasóleo	165	0,0%	0	-
Total PRO	11985	7,0%	63833	4,6%
Térmica	1698	5,5%	*	*
Eólica	3705	10,4%	19813	5,8%
Fotovoltaica	122	28,4%	4018	15,5%
Hidráulica	410	3,8%	*	*
Outras	0	-	9783	0,6%
Total PRE	5935	8,8%	33614	5,3%
Total	17920	7,6%	97447	4,0%

Produção	Portugal		Espanha	
	GWh	Var. 10/09	GWh	Var. 10/09
Hídrica	14869	88%	38001	59%
Nuclear	0	-	61944	17%
Carvão	6553	-45%	22372	-34%
Fuel/Gás/Gasóleo	47	-85%	1847	11%
Ciclo Combinado	10700	-7%	64913	17%
Consumo na Geração	*	-	-6670	-6%
Total PRO	32169	2%	189076	-1%
Térmica	7313	23%	*	*
Eólica	9024	20%	42656	19%
Fotovoltaica	207	49%	6910	20%
Hidráulica	1379	67%	*	*
Outras	0	-	40896	7%
Total PRE	17924	24%	90462	13%
Saldo Interligações	2623	-45%	-8490	5%
Bombagem Hidroelétrica	-512	-45%	-4439	19%
Consumo Total	52204	4,7%	259940	3,2%
(com correção de temp. e dias úteis)		3,3%		2,9%

Anexo C – Exemplo de comunicado da REN ao Operador de Mercado com vista à redução da capacidade de interligação para o dia seguinte devido à previsão de elevada produção eólica

Comunicação de factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços

Informação comunicada ao abrigo do artigo 219.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) publicado pelo Despacho n.º 22 393/2008 de 29 de Agosto de 2008.

Identificação do Responsável da Comunicação	
Agente de Mercado/ Operador da Rede	REN-GS
Pessoa responsável pela comunicação	Paulo Marques

Informação Geral sobre o facto a relatar				
Tipo de Informação	Limitação da capacidade de int			
Data de início (aaaa-mm-dd)	2009-11-07	Hora de início (hh:mm)	04:00	
Data de Fim:	Prevista ☐ Definitiva ☒			
Data de fim (aaaa-mm-dd)	2009-11-07	Hora de fim (hh:mm)	11:00	

Descrição do facto (Informação publicável):

Após realização de previsão de consumo para o Diário do dia 07/Nov., devido a previsão de forte produção eólica e considerando a disponibilidade de bombagem, foi reduzida a capacidade de interligação no sentido E->P:

Hora	4	5	6	7	8	9	10
MW	1500	1500	1400	1250	1250	1050	1300

Descrição do facto (Informação comercialmente sensível, não publicável):

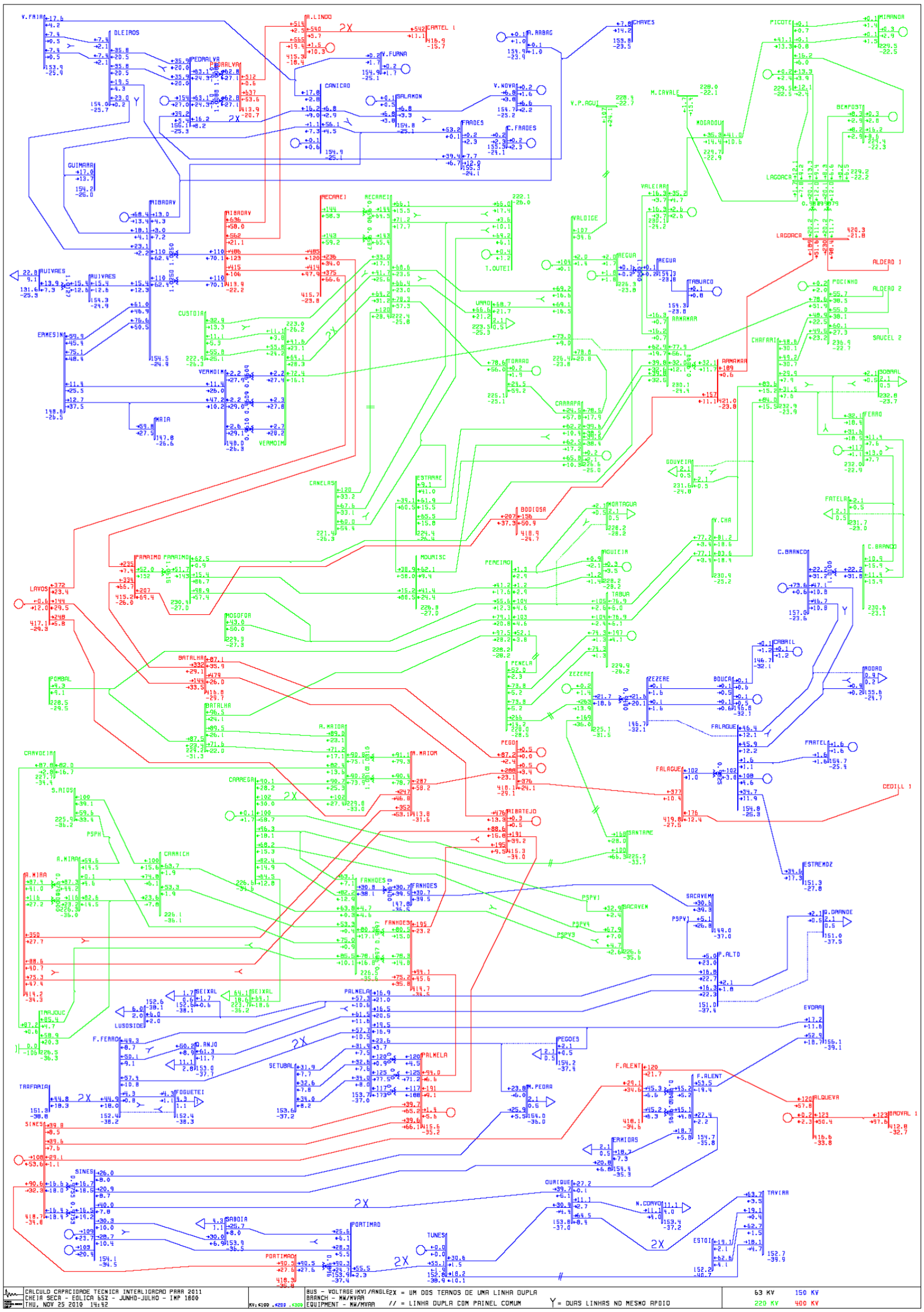
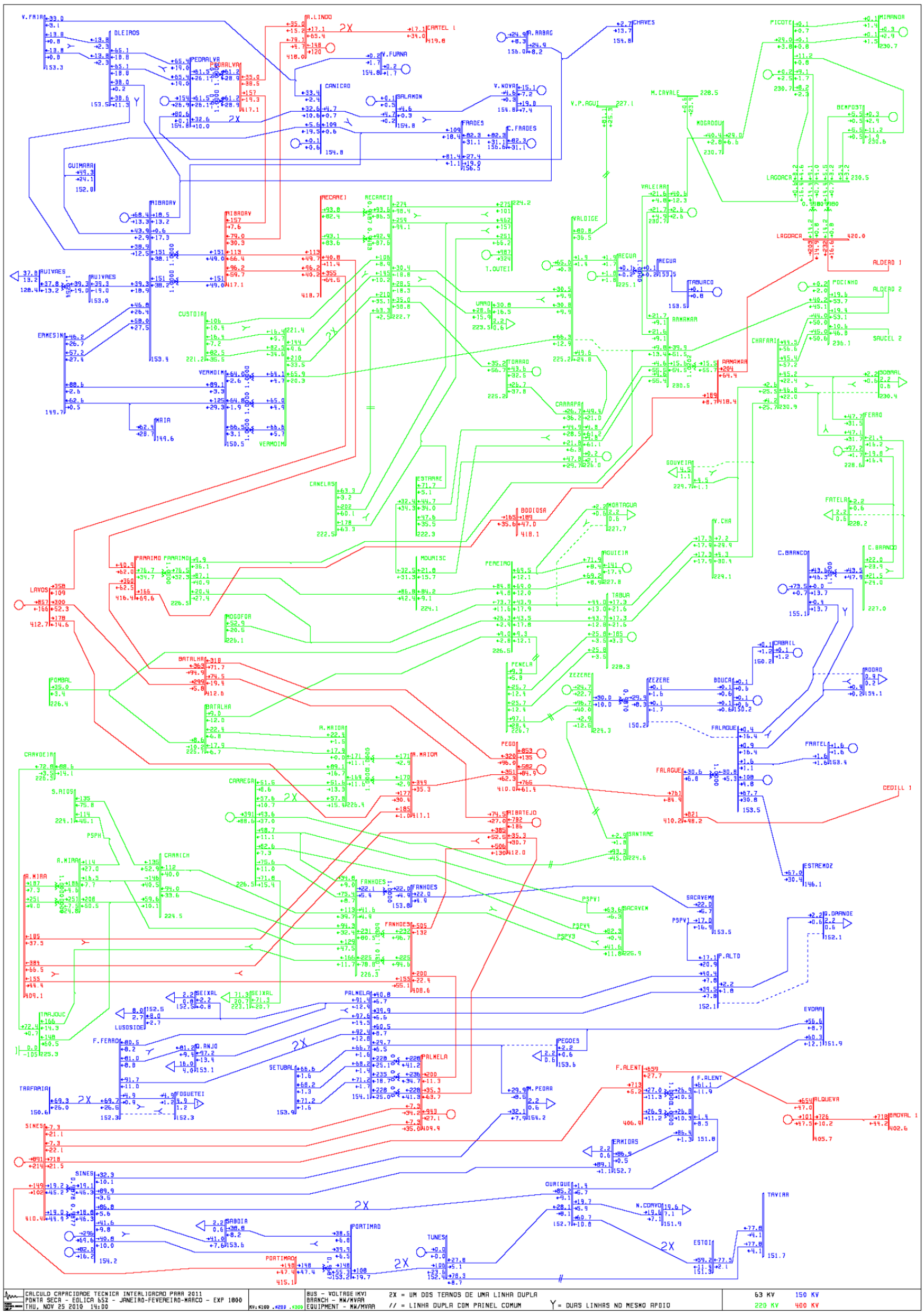
Energia ou Potência subjacente ao facto comunicado

Limitação da capacidade de interligação Espanha → Portugal

Data da informação: 2009-11-06 10:20

Anexo D – Exemplos de Trânsitos de Energia limitativos em regime de exportação e importação portuguesa, para efeitos de cálculo da capacidade comercial de interligação para 2011

Junho / Julho - Cheia Seca com Eólica a 65% - Importação (regime 'n')



Janeiro / Fevereiro / Março - Ponta Seca com Eólica a 65% - Exportação (regime 'n')