

A EVOLUCIÓN DO MIX ELÉCTRICO EN DIVERSOS PAÍSES EUROPEOS, 1995-2014: ALEMAÑA, FRANCIA, REINO UNIDO, DINAMARCA, ITALIA E ESPAÑA

Adrián DIOS VICENTE

Universidade de Santiago de Compostela

Departamento de Economía Aplicada

adrian.dios@rai.usc.es

Resumo: A transformación do mix eléctrico nas últimas décadas foi un dos piares fundamentais da estratexia empresarial no sector enerxético. Tendo en conta as enormes diferenzas entre países, a escasa conexión eléctrica europea e o grao de concentración empresarial, avalíase a evolución en 6 países europeos. O presente estudo realiza unha análise descritiva desta transformación, tendo en conta a evolución de diversas variables cuantitativas no sector. As evolucións son dispares, baseadas moitas veces en realidades estatais diferentes. A mesma estrutura do sector, dende mercados liberalizados e teoricamente en competencia con outros regulados e baseados en campións nacionais como grandes empresas eléctricas que controlan boa parte do sector impide realidades semellantes, malia que a regulación europea trata de homologar a realidade continental para o sector. Do mesmo xeito, as transformacións internacionais teñen un impacto determinante na toma de decisións semellantes do sector, malia que moitas veces con estratexias dispares. En particular, a redución do consumo de fuel oil para a produción e a introdución de novas tecnoloxías renovables son procesos comúns por múltiples empresas. O presente traballo trata tamén de realizar un estudo comparativo, dende unha perspectiva rexional, dunha importante empresa eléctrica como Unión Fenosa con parte da contorna europea nos anos de vida da compañía, entre 1982 e 2007.

Palabras Clave: Unión Fenosa, electricidade, produción, mix eléctrico en Europa, Alemaña, Francia, Reino Unido, Dinamarca, Italia, España

Clasificación JEL: N7, O33, Q4

Title: EVOLUTION OF ELECTRIC MIX IN SEVERAL EUROPEAN COUNTRIES, 1995-2014: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM, DENMARK, ITALY AND SPAIN

Abstract: The transformation of the electricity mix in the past decades has become one of the cornerstones of business strategies in the energy industry. Whilst weighing the considerable differences among countries, the scarce electricity connection in Europe and the degree of existing business clusters, the evolution is assessed in six European countries. This paper aims to offer a descriptive analysis of such changes, bearing in mind the evolution of various quantitative variables in the industry. Progress is unlike, frequently based on different state circumstances. The mere structure of the industry, from liberalized markets theoretically competing against other regulated ones which are national leaders as big electrical companies controlling a huge share of the industry, presents similar circumstances despite the fact that European regulations aims to standardize conditions throughout the continent in the industry. Likewise, international transformations have a fundamental impact on similar decision-making processes in the industry, even though these might often result in different strategies. In particular, a reduction of fuel oil consumption encouraging the production and introduction of renewable technologies are common processes for several companies. This paper also aims to present a regional comparative study between an electricity provider as important as Unión Fenosa and the European zone during the years the company has existed, ie, between 1982 and 2007.

1. Introducción

É evidente que a análise do sector eléctrico é complexa. Múltiples características deste sector fan que non poidamos consideralo un sector máis que soamente produce bens para

o consumo. Seguindo a Hadjilambrinos (2000), a análise do sector pódese realizar dende unha visión económica ou sociopolítica, un marco que nos levará a obter resultados diverxentes na investigación.

Hai que ter en conta que, dende unha perspectiva histórica, a completa liberalización do sector eléctrico é un proceso utópico. A intervención, mediante diversas formas, é unha variable necesaria para o funcionamento do sector. Malia que esta intervención pode ser diferente ou en diversos graos (dende el completo control mediante un monopolio público do sector ata a regulación que crea normas para o fomento da competencia de empresas privadas), a experiencia histórica amosa que certo grao de intervención sempre é necesario de cara a mellorar a eficiencia. Particularmente a escola institucionalista amosa os límites da non-intervención para o funcionamento eficiente da economía (Chang, 2003), e, en especial, en sectores como o eléctrico, como veremos a continuación.

En primeiro lugar, hai que atender ás características peculiares do sector para podelo analizar: unha estrutura empresarial que tende á concentración, fortes custos de entrada, grandes investimentos iniciais (en particular nos anos de análise do presente estudo, ao non existir aínda fontes renovables baratas máis aló da hidráulica), longos prazos de amortización, inelasticidade da demanda, existencia de economías de escala, existencia de tamaños mínimos eficientes para a construción de novas centrais, etc.

Por outra banda, existen decisións no sector eléctrico que se tomarán, en maior ou menor medida, dende un punto de vista político. En materia de planificación a longo prazo non existe goberno que non asuma certa toma de decisión: dende a orientación do mix (debemos, ou non, construír centrais nucleares?, ata que punto debemos potenciar as enerxías renovables?, como garantimos a seguridade do subministro?) á fixación de prezos (debemos modificar a estrutura de prezos?, como mitigamos o poder de mercado en caso de concentración do sector para evitar manipulación de prezos?, tomamos medidas para asegurar o subministro de electricidade ás persoas de baixos recursos?). Polo tanto, é moi relevante entender que non todas as decisións son puramente económicas.

Asemade, esta toma de decisións implica a necesidade de introducir incentivos para transformar o sector. Malia que exista unha decisión política de incrementar o papel das enerxías renovables é moi probable que as empresas maduras, cunha path-dependence determinada (Irurzun, 2016), non teñan interese en modificar o seu patrón de crecemento. Polo tanto, a necesidade de intervención pública para incidir sobre as curvas de aprendizaxe de novas tecnoloxías faise inevitable.

Por último, determinados factores económicos tamén teñen un papel fundamental. Particularmente a estrutura de custos será unha ferramenta fundamental para a toma de decisións empresariais, pero tamén existen factores económicos que poden incidir nas decisións políticas: unha determinada estrutura sectorial, a existencia de efectos de arrastre para o sector, uns menores custos pola existencia de materias primas locais, etc.

Polo tanto, é preciso analizar o sector dende unha posición holística, onde o conxunto de factores se teñan en conta (tanto os económicos como os sociopolíticos) para entender a evolución histórica dun sector fundamental con implicacións moi relevantes para a dinámica económica dos Estados que conforman a Unión Europea.

Baixo esta perspectiva, o presente traballo buscará analizar as causas e consecuencias da evolución do mix eléctrico dunha serie de países europeos considerados representativos (Reino Unido, Francia, Dinamarca, Alemaña e Italia) en comparación coa evolución española e dunha das súas principais empresas, Unión Fenosa. O período empregado (1982 – 2008) refírese exclusivamente á vida desta empresa (dende a fusión entre Fenosa

e Unión Eléctrica ata a absorción da empresa por parte de Gas Natural), polo que existen determinados factores de conxuntura que afectan á empresa pero que permanecerán fóra da análise por non ser obxecto da nosa investigación (en particular as crises do petróleo dos anos 70, de fortes repercusións no sector).

2. A evolución do mix eléctrico en diversos países europeos

Para entender a evolución europea do sector eléctrico debemos ter en conta varios factores. En primeiro lugar, a análise agregada a nivel continental ou comunitario pode non ser o mellor mecanismo para coñecer a realidade do sector. Tres elementos son importantes neste senso:

1. A toma de decisións é moi diferente entre cada país, polo que os datos agregados poden impedir ver enormes diferenzas entre Estados.
2. A escasa interconexión do mercado europeo (Soares, 2008) supón que na práctica durante o período analizado (malia que en menor medida unha vez desenvolvida as Directivas para a creación dun Mercado Interno de Electricidade) os mercados eléctricos estatais funcionen como mercados pechados, onde o papel das importacións e exportacións teñan un papel marxinal ou menor sobre o sector. En particular, este elemento é importante porque a análise agregada pode indicar a existencia de competencia pero ao situar a análise sobre mercados pechados os factores de concentración son moi superiores. Esta situación existe en mercados periféricos, e, en menor medida, no centro de Europa.
3. A lóxica do sector eléctrico dentro dos Estados mesmo pode necesitar dunha análise rexional. A especialización rexional entre áreas produtoras e áreas consumidoras tamén ten consecuencias económicas non menores.

Por outra banda, a tradición histórica de cada país ten fortes repercusións para as lexislacións estatais. En paralelo, esta tradición histórica xera determinadas estruturas sectoriais e empresariais diferenciadas que tamén teñen implicacións económicas de fondo: propiedade das empresas, número de empresas, etc.

Por último, veremos que as decisións a tomar por parte dos reguladores europeos son, en moitas ocasións, ante problemas semellantes. En particular, ao principio do período, a planificación sofre un forte debate en relación á substitución do petróleo pola enerxía nuclear. Por outra banda, ao final do mesmo período, o elemento chave é ata que punto deben ser potenciadas as enerxías renovables. Vexamos, entón, as decisións tomadas por cada Estado.

En **Francia** o sector caracterízase pola creación dun campión nacional (Électricité de France, EdF) en 1946, empresa pública cunha importantísima carteira de activos despois da nacionalización de empresas produtoras, distribuidoras e de transporte. A existencia dun sector cunha empresa pública deste tamaño ten unha enorme importancia en dous sentidos: facilita a obtención de capital para realizar grandes investimentos (Roques, Newbery & Nuttall, 2008) e conta co apoio do Estado. Posiblemente a forte estratexia de impulso da enerxía nuclear realizada en Francia só se pode entender por existir unha estrutura empresarial como esta.

Do mesmo modo, o debate relativo á enerxía nuclear ten un forte carácter político, ao entenderse esta enerxía no momento da súa engalaxe (anos 70) un símbolo de status internacional (Hadjilambros, 2000) co que Francia podía recuperar unha posición perdida dende a Segunda Guerra Mundial. As consecuencias desta política pro-enerxía nuclear ("Tout électrique, Tout nucléaire" como lema de EdF) foron un forte incremento da capacidade instalada, ata o punto da existencia de sobrecapacidade e un forte endebedamento empresarial. Malia que a entrada de novas tecnoloxías no mix eléctrico

francés nas últimas dúas décadas mitigaron relativamente a importancia nuclear, o seu peso segue sendo moi grande (achegado ao 75% aínda na actualidade).

Táboa 1. Francia.

	1995	2000	2005	2010	2014
Capacidade instalada. TOTAL (GW)	107.62	114.67	115.76	124.55	129.07
Combustibles	23.87	26.07	26.45	28.82	24.41
Nuclear	58.52	63.18	63.26	63.13	63.13
Hidroeléctrica	24.99	25.13	25.11	25.40	25.29
Eólica	0	0.04	0.69	5.91	9.07
Solar	0	0.01	0.01	1.04	5.65
Produción Eléctrica. TOTAL (TWh)	494.27	539.95	576.06	569.10	562.78
Fueles sólidos	24.18	27.00	27.52	23.36	9.52
Petróleo e derivados	7.75	7.17	7.93	5.52	1.81
Gas	6.22	15.37	26.26	26.71	15.23
Nuclear	377.23	415.16	451.53	428.52	436.47
Renovables	78.53	74.17	61.18	83.01	97.20
Coxeración	0.37	1.08	1.66	1.97	1.99

Fonte: Elaboración propia a partir de: *European Commission (2016). EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016. Páx. 197.*

Un caso con certos parecidos ao inicio do período é **Alemaña**. O cambio de paradigma posterior á crise do petróleo obriga a modificar o mix eléctrico. Ao igual que Francia, Alemaña entendía a necesidade de desenvolver un programa nuclear, pero contaba cun factor ao seu favor para a diversificación: unha das maiores reservas mundiais de carbón. Polo tanto, a posibilidade de diversificación do mix cara estas dúas tecnoloxías era maior. Así, a transición do mix en Alemaña determina que en 1990 máis do 50% da produción sexa mediante carbón e un 30% mediante nuclear, sendo a base da produción eléctrica no país.

Táboa 2. Alemaña

	1995	2000	2005	2010	2014
Capacidade instalada. TOTAL (GW)	116.23	118.88	128.61	162.70	198.42
Combustibles	83.36	80.79	76.38	85.82	97.20
Nuclear	22.83	22.40	20.38	20.47	12.07
Hidroeléctrica	8.88	9.49	10.86	11.22	11.23
Eólica	1.14	6.10	18.38	27.18	39.19
Solar	0.02	0.11	2.06	17.55	38.23
Produción Eléctrica. TOTAL (TWh)	537.28	576.54	622.58	632.98	627.80
Fueles sólidos	289.14	296.69	288.14	262.90	274.41
Petróleo e derivados	8.98	4.79	12.00	8.74	5.66
Gas	50.40	59.97	83.61	100.91	72.77
Nuclear	153.09	169.61	163.06	140.56	97.13
Renovables	30.40	39.71	69.28	111.21	168.37
Coxeración	5.26	5.79	3.25	6.35	7.43

Fonte: Elaboración propia a partir de: *European Commission (2016). EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016. Páx. 185.*

Do mesmo modo, Alemaña comeza unha nova transición enerxética a partir do ano 2001, cunha estratexia encamiñada a facer desaparecer a enerxía nuclear e progresivamente introducir enerxías renovables. Como consecuencia, ao final do período o peso nuclear por primeira vez redúcese despois de máis de 20 anos de expansión.

A contrapartida a esta situación é que o carbón nacional constitúe o vector fundamental da produción eléctrica do país, un elemento lóxico tendo en conta as vantaxes comparativas no uso do carbón (enormes reservas nacionais), pero con importantes consecuencias en termos medioambientais e de cumprimento dos acordos internacionais nesta materia.

O caso do **Reino Unido** é semellante ao de Alemaña na súa evolución debido ás súas reservas de carbón. Malia que existe un programa nuclear, a base da xeración baséase no carbón. No ano 1995 un 46% da produción era realizada mediante carbón e un 26,5% mediante nuclear, sendo estas dúas tecnoloxías a base da produción eléctrica. Porén, existen diferenzas con respecto a Alemaña na segunda parte do período, ao producirse unha nova transición pero orientada ao incremento do peso do gas (multiplica por 2,5 a súa importancia entre 1995 e 2005, chegando a supoñer o 38,8% da produción eléctrica total).

Este proceso permite diminuír a produción eléctrica en termos relativos e tamén absolutos tanto do carbón como da enerxía nuclear nun contexto de incremento da produción total. Malia que o incremento renovable existe, non o fai na mesma medida que o gas no país ou que esta tecnoloxía noutros países, como Alemaña.

Táboa 3. Reino Unido.

	1995	2000	2005	2010	2014
Capacidade instalada. TOTAL (GW)	70.13	78.39	82.38	93.75	97.01
Combustibles	52.94	61.22	64.66	73.00	64.24
Nuclear	12.76	12.49	11.85	10.87	9.94
Hidroeléctrica	4.22	4.27	4.29	4.39	4.47
Eólica	0.2	0.41	1.57	5.4	12.99
Solar	0	0	0.01	0.1	5.38
Produción Eléctrica. TOTAL (TWh)	334.04	377.07	398.36	381.77	338.93
Fueles sólidos	153.84	119.95	134.64	107.69	100.85
Petróleo e derivados	17.30	8.45	5.34	4.95	1.67
Gas	65.10	150.43	154.34	176.44	101.84
Nuclear	88.96	85.06	81.62	62.14	63.75
Renovables	8.42	12.66	19.87	28.97	67.54
Coxeración	0.41	0.52	2.56	1.59	3.28

Fonte: Elaboración propia a partir de: *European Commission (2016). EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016. Páx. 231*

Un elemento diferencial británico é a súa estrutura empresarial. Tralo proceso de liberalización realizado no país na procura dunha maior xeración de competencia, a evolución empresarial determinou un proceso de concentración resultando en que tan só seis empresas controlan o 95% do mercado, sendo ademais varias delas estranxeiras.

Por outra banda, **Dinamarca** simboliza unha estratexia diverxente dos países anteriores por renunciar ao uso da enerxía nuclear. Ao igual que nos casos de Alemaña e Francia, chégase a formular a mediados dos anos 70 unha estratexia nuclear e, igual que nestes dous países, existe unha forte oposición social ao seu desenvolvemento. A diferenza fundamental dinamarquesa é que estas protestas teñen tamén un importante apoio en parte do arco parlamentario do país, o que provoca que finalmente a liña nuclear se abandone.

Por outra banda, a tradición histórica do sector dinamarqués, con moitas empresas de base local, públicas e sen moita concentración, facía difícil o desenvolvemento dun marco nuclear sen transformar ao mesmo tempo a base empresarial. Posiblemente, esta

estrutura sectorial sexa un elemento diferencial para entender a oposición empresarial e o apoio ao abandono nuclear. Asemade, o reducido tamaño do país e, polo tanto, da súa demanda eléctrica total supón outro factor distintivo en relación a outros países analizados. Unida a esta cuestión, un sector industrial pouco electro-intensivo (en contraposición a outros países como Alemaña) non demanda fortes incrementos da produción eléctrica.

A estratexia de produción dinamarquesa baséase case en exclusiva na produción mediante carbón, cun pequeno peso doutras tecnoloxías como o gas e a hidráulica. A finais dos anos 90 prodúcese unha nova transformación que limita o peso do carbón e incrementa progresivamente o peso do gas e as enerxías renovables. En particular o incremento das renovables (principal fonte de enerxía hoxe en día en Dinamarca), permite reducir de forma moi importante o peso do carbón, do 74,5% do total en 1995 ao 42,5% en 2005 e 34% en 2014, o que indica unha clarísima tendencia á súa redución.

Táboa 4. Dinamarca.

	1995	2000	2005	2010	2014
Capacidade instalada. TOTAL (GW)	10.82	12.32	13.04	13.44	13.66
Combustibles	10.21	9.92	9.89	9.62	8.15
Nuclear	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Eólica	0.60	2.39	3.13	3.80	4.89
Solar	0	0	0	0.01	0.61
Produción Eléctrica. TOTAL (TWh)	36.76	36.05	36.25	38.86	32.18
Fueles sólidos	27.36	16.67	15.46	17.01	11.06
Petróleo e derivados	3.63	4.44	1.38	0.77	0.32
Gas	3.64	8.77	8.78	7.91	2.10
Nuclear	0	0	0	0	0
Renovables	1.85	5.57	9.81	12.43	17.98
Coxeración	0.27	0.56	0.82	0.75	0.72

Fonte: Elaboración propia a partir de: *European Commision (2016). EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016. Páx. 183*

Por último, **Italia** representa o caso dun país de gran tamaño en Europa que tamén renuncia a empregar a enerxía nuclear. Así, durante os anos 90 o peso da enerxía mediante fuel aínda era moi elevado (50% da produción en 1995), con certa importancia do gas, a enerxía hidroeléctrica e o carbón como fontes complementarias. Finalmente, cara o final, do petróleo, o país decide realizar una transición para diminuír a produción mediante fuel, o que xera un forte incremento das enerxías renovables e, sobre todo, do gas (50% da electricidade producida no ano 2005).

A análise histórica italiana é particularmente interesante porque despois de desenvolver varias centrais nucleares, esta tecnoloxía fue abolida mediante referéndum e esta decisión fíxose efectiva a finais dos anos 80. Polo tanto, o mix eléctrico volve sufrir variacións e acaba determinando unha estrutura orientada cara o petróleo e derivados de forma moito máis intensa cá maioría de Europa Occidental.

Como observamos, a evolución entre diversos países europeos teñen certas semellanzas pero tamén fortes diferenzas. Mesmo cando se desenvolve unha importante axenda europea para a creación dun Mercado Interno da Electricidade, é evidente que o proceso é lento e non existe unha evolución común a nivel estatal en termos de evolución do mix

eléctrico, malia que se realizan esforzos de cara á homologación lexislativa en materia enerxética trala Directiva 96/92/CE e a Directiva 2003/54/CE.¹

Táboa 5. Italia.

	1995	2000	2005	2010	2014
Capacidade instalada. TOTAL (GW)	65.92	75.51	85.50	106.49	121.76
Combustibles	45.48	54.03	61.93	74.66	71.27
Nuclear	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica	19.84	20.35	20.99	21.52	22.10
Eólica	0.02	0.36	1.64	5.79	8.68
Solar	0.02	0.02	0.03	3.47	18.61
Produción Eléctrica. TOTAL (TWh)	241.49	276.64	303.70	302.06	279.83
Fueles sólidos	24.12	26.27	43.61	39.73	43.45
Petróleo e derivados	120.80	85.88	47.12	21.71	14.16
Gas	50.44	105.61	155.08	157.44	96.71
Nuclear	0	0	0	0	0
Renovables	45.58	57.58	55.30	80.26	122.39
Coxeración	0.17	0.51	1.48	2.15	2.45

Fonte: Elaboración propia a partir de: *European Commission (2016). EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016. Páx. 199*

3. A evolución eléctrica española

España tivo que se enfrontar aos mesmos dilemas que os países anteriormente citados, mantendo algunhas características propias: o grao de interconexión co exterior era extremadamente baixo², o que na práctica situaba a España como mercado pechado para a electricidade, a organización empresarial era dual, en termos dunha serie de empresas privadas agrupadas en torno a UNESA e varias empresas públicas de gran tamaño e no seu crecemento, particularmente ENDESA; por último, os cambios políticos durante a década 1975 – 1985 terían tamén consecuencias no sector eléctrico.

Podemos definir nesta primeira parte do período unha estratexia de longo prazo errática. A mediados dos anos 70, cando se realiza o primeiro Plan Enerxético Nacional, apóstase por incrementar a totalidade da oferta a base de enerxía nuclear, emulando a estratexia francesa. Dez anos despois, e despois de sucesivas modificacións e novos Plans Enerxéticos Nacionais, incluíndo unha estratexia de desenvolvemento do carbón a inicios da década dos 80, o novo goberno socialista impón unha moratoria nuclear ante o elevadísimo endebedamento das empresas eléctricas derivado da aventura nuclear.

Hai que ter en conta que o proxecto nuclear español de 1975 só era superado en ambición polos proxectos nucleares francés e soviético (Sanz, 1984), nun país cunha situación económica nada comparable a estas dúas potencias. Podemos definir, polo tanto, a España como un *early comer* no sector nuclear (Rubio e De la Torre, 2014), baixo unhas premisas que terminaron por resultar sendo falsas (sobrestimación do incremento da demanda, subestimación de custos, expectativa de economías de escala sobre as plantas nucleares non realistas).

¹ Proceso no que se continuou profundando mediante a Directiva 2009/72/CE.

² Aínda no ano 2005, en pleno proceso de constitución do mercado interior europeo da electricidade, a interconexión de España co exterior representaba o 4% da potencia instalada total no Estado (Soares, 2006)

En relación ao abandono da produción eléctrica mediante fuel, podemos observar que se realiza un importante esforzo para diminuír o seu papel no conxunto do mix, como observamos no uso de diferentes combustibles para a produción eléctrica.

Táboa 6. España: Consumo en 1981-1983

Evolución do consumo por tipo de combustible (Miles de Toneladas)			
Combustible	1981	1982	1983
Hulla	8.068	9.278	9.698
Antracita	2.431	3.641	4.763
Lignito	20.473	22.998	24.282
Líquidos	8.547	6.912	5.781

Fonte: Elaboración propia a partir de UNESA (1984)

A táboa amosa a forte tendencia á redución dos combustibles líquidos nun contexto de incremento de potencia e produción eléctrica, como se observa polo incremento dos usos de carbón. Ademais, este proceso realízase nun período eminentemente seco (en particular o ano 1983 foi un ano con moi pouca choiva) polo que a compensación por ese descenso de produción mediante fuel tamén non podía ser realizada por incrementos mediante produción hidroeléctrica debido a factores de conxuntura.

Neste contexto, a transformación do mix eléctrico para abandonar a produción mediante fuel termina por outorgar un importante peso ao carbón, acompañado da enerxía nuclear e a hidráulica. Unha vez finalizado o ciclo de investimentos en capacidade no Estado (en 1988 coa inauguración da central nuclear de Trillo), a produción estabilizárase durante boa parte dos 90 cun mix no que a suma do carbón e da nuclear representará entre o 70 e o 75% da produción total, cun papel relativamente importante da hidráulica derivado das boas características do país para o seu uso.

A realidade española tamén era diferente por incorporarse de forma tardía ao proceso de industrialización, polo que o consumo (total e unitario) de electricidade sofre un forte incremento nas tres décadas de período analizado, en contraposición a outros países europeos onde este incremento é moito máis moderado³. Polo tanto, a necesidade de expansión produtiva durante os anos 80 facía moi importante a transformación do mix eléctrico. Do mesmo modo, a transformación a partir da segunda metade da década dos anos 90 e o incremento da produción (no ano 2010 case multiplicábase por dúas a produción eléctrica de 1995) serán tamén importantes, mesmo chegando a unha situación de sobrecapacidade.

Polo tanto, a modificación do mix eléctrico español ten como característica que non se realiza sobre a redución (relevante) doutras tecnoloxías, senón basicamente para ampliar a produción total. Como mostra desta situación, vemos que o incremento de produción é moi superior en España ao do resto de países analizados.

Ante este enorme incremento, todas as tecnoloxías aumentan en termos absolutos a súa produción (carbón, nuclear, fuel e diversas formas de renovables). Será só moi a final do período cando o carbón encomence a reducir a súa produción, dando o gas natural un enorme salto logo dos importantes investimentos nesta tecnoloxía a inicios do novo século. Como resultado desta evolución, o mix eléctrico do ano 2008 en España estará fortemente diversificado, onde ningunha tecnoloxía tradicional supera o 23% (ciclo combinado como primeira tecnoloxía) nin se sitúa por debaixo do 5% (fuel e nuclear arredor do 8% como tendencia).

³ O caso extremo está representado por Dinamarca, mesmo chegando a reducir na actualidade a produción eléctrica total en relación ao ano 1995.

Táboa 7. España: Capacidade instalada e Produción eléctrica, 1983-2014

	1983	1995	2000	2005	2010	2014
Capacidade instalada. TOTAL (GW)	35.57	45.62	53.92	76.57	101.79	106.47
Combustibles	17.07	21.94	26.24	40.80	50.46	49.79
Nuclear	3.91	7.07	7.50	7.58	7.45	7.40
Hidroeléctrica	14.06	16.51	17.96	18.22	18.54	19.22
Eólica	-	0.10	2.21	9.92	20.69	22.98
Solar	-	0.01	0.01	0.06	3.92	4.79
Produción Eléctrica. TOTAL (TWh)	117.19	167.09	224.47	294.08	301.53	278.75
Fueles sólidos	40,48	65.91	79.09	79.05	25.33	43.81
Petróleo e derivados	35,66	14.62	22.58	24.42	16.56	14.12
Gas		4.92	21.94	80.73	95.84	48.76
Nuclear	10.66	55.46	62.21	57.54	61.99	57.31
Renovables	28.90	25.87	38.05	46.90	100.98	114.07
Coxeración	-	0.27	0.56	0.82	0.75	0.72

Fonte: Elaboración propia a partir de varias fontes

Táboa 8. Incremento da produción eléctrica en 6 países europeos, 1995-2010

Incremento da produción eléctrica total por país. 1995 - 2010	
Dinamarca	5,7%
Reino Unido	14%
Francia	15,1%
Alemaña	17,8%
Italia	25,1%
España	80,5%

Fonte: Elaboración propia a partir de: European Commision (2016). *EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016.*

Por outra banda, a evolución da potencia instalada tamén nos amosa datos de interese, en dous sentidos: os países cun menor incremento da demanda eléctrica son tamén os países con menor incremento da potencia e, por outra banda, a través da evolución da potencia podemos observar a intensidade da transformación do mix eléctrico.

Táboa 9. Incremento da potencia eléctrica total en 6 países europeos, 1995-2010.

Incremento da potencia eléctrica total por país. 1995 - 2010	
Dinamarca	26,24%
Reino Unido	33,68%
Francia	15,73%
Alemaña	39,98%
Italia	61,54%
España	123,12%

Fonte: Elaboración propia a partir de: European Commision (2016). *EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016.*

Así, o caso español é o exemplo máis claro da existencia destes dous factores, o que determina un forte incremento da potencia total: necesidade de novos investimentos para aumentar a produción total e interese en transformar o mix eléctrico cara novas tecnoloxías máis baratas, que xerasen menor dependencia ou menos contaminantes.⁴

⁴ Existe, do mesmo modo, un terceiro aspecto nesta evolución, que escapa á análise deste texto: uns excesivos incentivos ao incremento de potencia poden determinar un incremento da potencia

4. Namentres, o comportamento de Unión Fenosa

En canto ao comportamento de Unión Fenosa, a empresa resultante da fusión entre Unión Eléctrica Madrileña e FENOSA no ano 1982 estaba nun contexto complexo ao mesmo tempo que realizaba un forte proceso de investimentos para ampliar o parque xerador. En primeiro lugar, o abandono do fuel é practicamente total para afrontar o incremento de prezos internacional; como contrapartida os investimentos en carbón e nuclear (sempre compartindo a propiedade con outras eléctricas) supoñen un fortalecemento destas dúas tecnoloxías durante a década dos 80.

Asemade, a deterioración financeira da compañía acaba provocando que teña que se acoller aos dous intercambios de activos desenvolvidos polo goberno (1985 e 1993), o que mellora o seu pasivo pero reduce o parque xerador total. O fin de ciclo de investimentos (1988 coa central nuclear de Trillo) e o segundo intercambio de activos (1993) supoñen un punto de inflexión para a compañía en canto á estabilidade produtiva e financeira e unha modificación da estratexia empresarial dirixida á internacionalización. A característica fundamental de Unión Fenosa nesta época é o importante peso do carbón (38,1% da capacidade instalada) en relación ao total de UNESA (a patronal do sector), que só acadaba o 24%. En contraposición, a capacidade instalada de Unión Fenosa en hidráulica, nuclear e fuel era menor.

Esta situación ten vantaxes e desvantaxes para a empresa. O menor parque hidráulico implica uns custos unitarios maiores, por ser esta tecnoloxía a máis barata no sector. No senso inverso, o menor parque de fuel implica un menor impacto pola súa infrautilización en relación á media do sector cando esta tecnoloxía é practicamente abandonada. Por último, un menor parque nuclear implica evitar problemas en termos de débeda derivado dos elevados investimentos necesarios.⁵

Unha vez iniciado o segundo ciclo de transformación do sector (en especial a partir do ano 2000), a estratexia de Unión Fenosa pasa por un fortísimo investimento en gas natural: dende a abertura da primeira planta de ciclo combinado (no ano 2004) a ser a primeira tecnoloxía en xeración da empresa transcorren tan só 4 anos. En paralelo, realízanse tímidas tentativas de se introducir nas novas enerxías renovables, en particular a enerxía eólica.

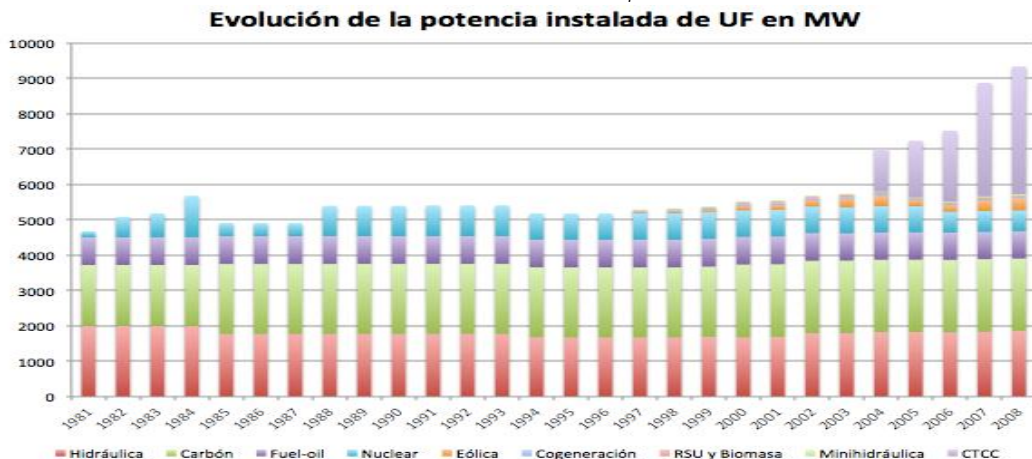
Os seguintes gráficos amosan a evolución da potencia instalada conforme á fonte de enerxía, da porcentaxe da produción eléctrica conforme á fonte de enerxía e da produción eléctrica en GW, conforme á fonte de enerxía, nesa importante empresa.

Como consecuencia desta situación, Unión Fenosa modifica o seu mix a unha velocidade moi importante, de novo con diferenzas en relación ao conxunto do sector: unha maior importancia do ciclo combinado (case un 40% da potencia instalada en 2008) e o carbón (22%), en contraposición ao 22,75% do ciclo combinado e o 12,5% do carbón a nivel estatal. Esta situación ten sentido xa que os investimentos necesarios para ampliar parque mediante ciclo combinado son grandes, o que non permite a todas as empresas do sector (ou novas empresas) se introduciren nese mercado, pero si a unha transnacional como Unión Fenosa.

instalada por enriba das necesidades do país. Son múltiples os factores que inciden nesta idea: lóxica empresarial, rendibilidade, axudas públicas, nova regulación, necesidade de incrementos de potencia para evitar absorcións por empresas maiores, etc.

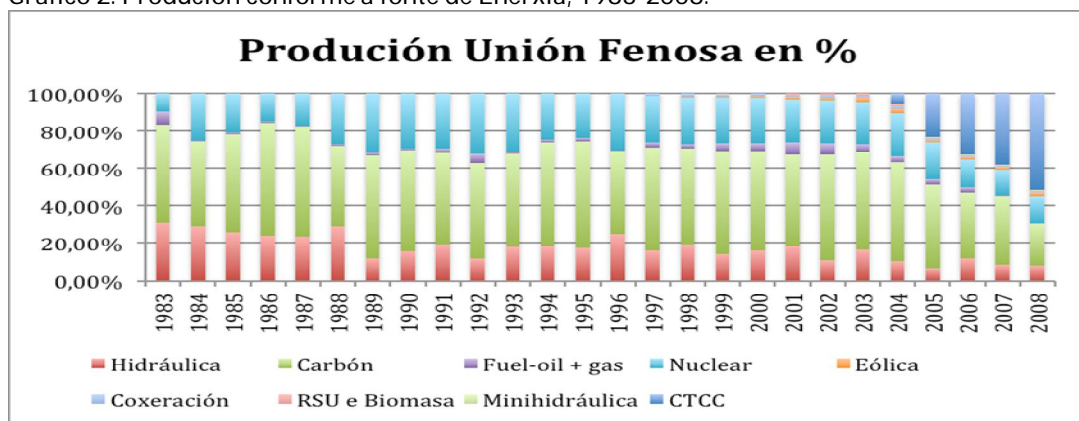
⁵ Isto non quere dicir que Unión Fenosa evitase este tipo de problemas, senón que sufrirá esta situación en menor medida en relación á exposición global do sector sobre a enerxía nuclear.

Gráfico 1. Potencia instalada conforme á fonte de enerxía, 1981-2008.



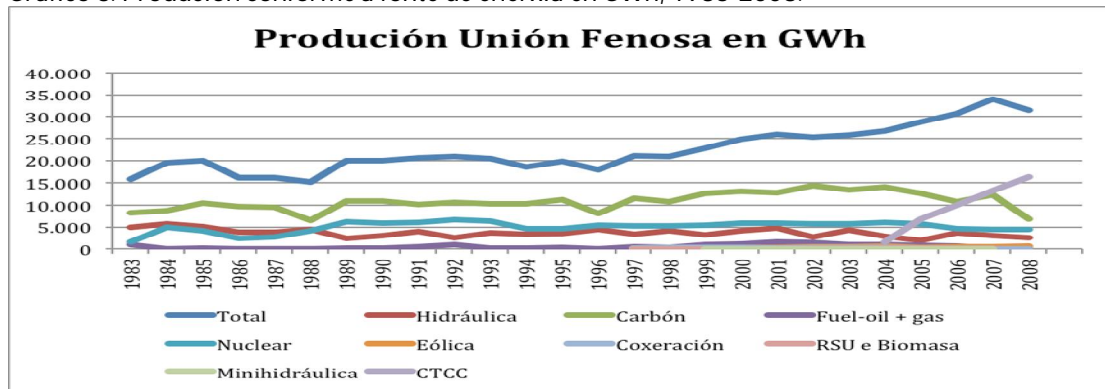
Fonte: Elaboración propia a partir de Memorias de Unión Fenosa (diversos anos)

Gráfico 2. Producción conforme á fonte de Enerxía, 1983-2008.



Fonte: Elaboración propia a partir de Memorias de Unión Fenosa (diversos anos)

Gráfico 3. Producción conforme á fonte de enerxía en GWh, 1983-2008.



Fonte: Elaboración propia a partir de Memorias de Unión Fenosa (diversos anos)

Pola contra, logo do proceso de liberalización e das modificacións legais favorables ás enerxías renovables, novas empresas entran no mercado eléctrico, pero especialmente en tecnoloxías que implican menores investimentos, o que provoca diferenzas crecentes entre o mix das grandes empresas e o mix global español.

En canto á produción en termos absolutos, claramente vemos que a década do 2000 supón un punto de inflexión para a compañía, sobre a base do incremento da demanda no Estado. Entre os anos 1995 e 2008, Unión Fenosa incrementa a súa produción nun 59%. No mesmo período, a produción eléctrica total no Estado increméntase nun 87,9%. Polo tanto, malia que o dinamismo de Unión Fenosa é elevado, vemos que a evolución do conxunto do mercado eléctrico é aínda maior.

5. Conclusións

É evidente que a política enerxética nos diversos países europeos durante as últimas cinco décadas ten unha serie de semellanzas. En primeiro lugar, porque deben afrontar problemas comúns. No período 1982 e 2007 podemos ver dúas grandes transformacións: no inicio do período ao se atoparen as economías europeas en transición para o abandono da produción eléctrica mediante fuel e a partir de mediados dos anos 90, cunha presenza cada vez máis relevante en foros internacionais e comunitarios da necesidade de reducir emisións e transitar cara un mix eléctrico orientado ás enerxías renovables.

As diferenzas entre países proveñen das respostas para estes problemas comúns. En particular, a falta dunha historia común e evolucións dispares por países impedían en moitas ocasións que as estratexias nacionais foran semellantes. Por outra banda, a importancia de manter a seguridade enerxética no subministro de materias primas (Francia), o aproveitamento de recursos locais (Alemaña e Reino Unido) ou a necesidade de recuperar unha posición política internacional foron factores determinantes para marcar un ou outro camiño.

É inevitable a existencia de políticas públicas en relación co sector eléctrico. Mesmo en contextos de liberalización e privatización, a intervención estatal é palpable. Neste senso, é común observar que determinados países cambian as liñas fixadas ao se produciren cambios de goberno con opinións diferentes. Neste senso, o caso español é paradigmático pola fondura das transformacións, pero non é un caso único. Exemplos como o caso dinamarqués (cun plan nuclear finalmente abandonado) ou o alemán (cun acordo para o abandono nuclear posteriormente modificado) dan boa mostra diso.

A estrutura empresarial do sector parece manter unha correlación coa evolución do mix eléctrico. Son aqueles países cun sector máis concentrado e unha maior capacidade de obtención de capital os que desenvolven os proxectos máis grandes en tamaño e volume de investimento. Pola contra, aqueles países cunha estrutura máis pequena ou atomizada, onde existen múltiples intereses interconectados, a diversificación parece ser a solución máis repetida.

En materia de diversificación, ademais, a introdución de novas tecnoloxías a partir dos anos 90 permite a entrada de novas empresas no sector. Polo tanto, a priori, parecen ser un bo mecanismo para mitigar os problemas de control de mercado nun mercado oligopólico.

As limitacións en termos de interconexión fan moi complexa a relación entre países. Mesmo desenvolvendo ambiciosas políticas comunitarias para a creación dun mercado europeo da electricidade, a escaseza de liñas entre Estados, unido a un importante proceso de fusións e adquisicións ao xeralizarse a liberalización do sector parece indicar que o mercado tende á concentración mesmo ampliando o seu tamaño. É a creación de

novo parque ligado ás renovables un elemento que permite mitigar este efecto, coa introdución de novos competidores que non deben afrontar enormes barreiras de entrada ao ter as renovables (en particular, a eólica) uns custos moito menores por parque instalado.

O Estado Español non é unha excepción na realidade europea. O seu elemento diferencial fundamental é a falta de interconexión internacional, o cal dificulta a posibilidade de importación. Así, mantén unha estratexia de substitución de fuel mixta entre a enerxía nuclear e o carbón, ao verse as limitacións nucleares polos elevadísimos custos financeiros asociados. Será, asemade, un país cun forte enfoque cara o ciclo combinado mediante gas natural a partir dos anos 2000, o que provocará unha mutación total no mix eléctrico en só uns poucos anos. En paralelo, a evolución renovable será moi importante, situándose como un dos maiores produtores mundiais de enerxía eólica ao final do período analizado.

Nese contexto, Unión Fenosa mantén unha evolución que acompaña á do Estado. Malia que mantén certas particularidades (exceso de produción mediante carbón), non son especialmente significativas, atendendo á súa área xeográfica de influencia (o que determina os límites á produción hidráulica) e de tamaño e financeiros (o que determina os límites á produción nuclear). É no segundo momento do período (a partir do ano 1995) cando a posición de Unión Fenosa incrementa as súas diferenzas co Estado. Esta situación é normal, xa que Unión Fenosa se sitúa entre as grandes do sector, o que permite un tamaño dos investimentos relativamente importante.

Estes investimentos serán encamiñados esencialmente cara o gas natural mediante a produción con ciclo combinado, en moi maior medida en termos relativos có conxunto do sector. Do mesmo modo, a tendencia de Unión Fenosa á produción con carbón por enriba da media do sector manténse. Por último, existe unha engalaxe importante das enerxías renovables (en primeiro lugar, eólica, e, en menor medida, solar e de biomasa) que Unión Fenosa non vive coa mesma intensidade que o sector.

Esta relación de Unión Fenosa coas enerxías renovables ten lóxica dende o punto de vista da capacidade de financiamento. Así, novas pequenas empresas que se introducen no mercado só poderán investir en pequenos parques de xeración eólicos, minihidráulica ou solar. Porén, unha empresa das características de Unión Fenosa ten capacidade para asumir o investimento dunha planta de ciclo combinado, con tamaños de ata 400 MW, moi superiores á capacidade instalada en calquera instalación renovable.

Bibliografía:

Arocena, P. (2004) : Privatisation Policy in Spain: Stuck Between Liberalisation and the Protection of Nationals' Interests, CESifo Working Paper, No. 1187

Bel, G., & Costas, A. (2006). Liberalización de los mercados y concentración empresarial. *VV. AA., Energía: del monopolio al mercado, Comisión Nacional de Energía, Madrid.*

Birol, F. (2014). World energy outlook. *Paris: International Energy Agency.*

Chang, H. J. (2003). *Globalization, economic development and the role of the state.* Zed Books.

De la Torre, J., & del Mar Rubio-Varas, M. (2016). Nuclear Power for a Dictatorship: State and Business involvement in the Spanish Atomic Program, 1950–85. *Journal of Contemporary History, 51(2)*, 385-411.

Dios Vicente, A. (2015), A internacionalización das empresas eléctricas españolas en América Latina na década de 1990 e primeira metade dos 2000, ICEDE Working Paper Series, nº 14.

- European Commission (2016). EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016
- European Commission (2014). Single Market Progress Report. Country Profile: United Kingdom.
- Hadjilambrinos, C. (2000). Understanding technology choice in electricity industries: a comparative study of France and Denmark. *Energy policy*, 28(15), 1111-1126.
- Irurzun, J. G. (2016). La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado, 1982-1996. *Revista de Historia Industrial*, 25(61), 183-206.
- Kander, A., Malanima, P., & Warde, P. (2014). *Power to the people: energy in Europe over the last five centuries*. Princeton University Press.
- Lenz, N. V., Rosanda, A., & Jakovac, P. (2015). Electricity sector in Southeast Europe: challenges of european integration. In *ADVED15-International Conference on Advances in Education and Social Sciences*.
- Marín, C. E. (2002). La producción de electricidad de origen nuclear en España. *Boletín de la Asociación de Geógrafos Españoles*, (33), 65-77.
- UNESA (1984). Memoria Estadística Eléctrica 1983.
- Ortiz, G. A., & de Castro García-Morato, L. L. (1998). *El sistema eléctrico español, regulación y competencia*. Montecorvo.
- Rodríguez Romero, L., & Castro Rodríguez, F. (1994). Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?. Documento de Trabajo 94-06, Serie Economía 01, Departamento de Economía.
- Roques, F. A., Newbery, D. M., & Nuttall, W. J. (2008). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach. *Energy Economics*, 30(4), 1831-1849.
- De la Torre, J., & Rubio, M. M. (2014). El Estado y el desarrollo de la energía nuclear en España, c. 1950-1985. *DTAEHE*, (1403).
- Sanz Díaz, B. (1984). Centrales nucleares en España: el parón nuclear. Fernando Torres Editor (Valencia).
- Soares, I., & Castro, N. (2008). Mudanças Societárias através de fusões e aquisições no mercado europeu de energia. *Revista do Direito*, (28), 250-279.
- Soares, I. (2006). A liberalização do sector eléctrico e a Ciência Económica: o que a evidência empírica demonstra. *Séries Seminários de Pesquisa, Publicações do Instituto de Economia da UFRJ*.
- Wüstenhagen, R., & Bilharz, M. (2006). Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. *Energy policy*, 34(13), 1681-1696.