



Monografía 9

Flujos de la energía de la electricidad para el transporte

Electricity flows for transport

Eduardo Pilo de la Fuente
José Ignacio Pérez Arriaga
Alberto Ruiz
Ignacio de L. Hierro Ausín
Jesús Jiménez

Flujos de la energía de la electricidad para el transporte

Electricity flows for transport

Eduardo Pilo de la Fuente

José Ignacio Pérez Arriaga

Ignacio de L. Hierro Ausín

Jesús Jiménez

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid

<http://www.enertrans.es>

© Eduardo Pilo de la Fuente, José Ignacio Pérez Arriaga, Ignacio de L. Hierro Ausín, Jesús Jiménez Octavio

© De esta edición, Grupo Gestor del Proyecto EnerTrans, 2008

ISBN: 978-84-89649-42-2

Depósito Legal: M-13498-2009

Esta monografía ha sido redactada por sus autores en el marco del Proyecto de Investigación “*Desarrollo de un modelo de cálculo y predicción de los consumos energéticos y emisión de transporte que permita valorar la sensibilidad de los consumos a las decisiones de inversión en infraestructura y de política de transporte*”(EnerTrans).

El proyecto *EnerTrans* ha sido desarrollado por los siguientes organismos: Fundación de los Ferrocarriles Españoles, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Universidad Politécnica de Madrid-INSIA; Universidad de Castilla-La Mancha; ALSA; Fundación General de la Universidad Autónoma de Madrid; Fundación “Agustín de Betancourt”; Fundación Universidad de Oviedo.

El proyecto *EnerTrans* contó con una ayuda económica del Centro de Experimentación de Obras Públicas (CEDEX) dentro de su primer programa de ayudas (2006).

El proyecto *EnerTrans* estuvo dirigido por su investigador principal Alberto García Álvarez con el apoyo de un “Comité Científico” del que formaron parte las siguientes personas: Alberto García Álvarez (Fundación de los Ferrocarriles Españoles); Ignacio Pérez Arriaga y Eduardo Pilo de la Fuente (Universidad Pontificia Comillas de Madrid); Jose María López Martínez (Universidad Politécnica de Madrid-INSIA); Alberto Cillero Hernández y Carlos Acha Ledesma (ALSA); Timoteo Martínez Aguado y Aurora Ruiz Rúa (Universidad de Castilla-La Mancha); José Miguel Rodríguez Antón y Luis Rubio Andrada (Fundación General de la Universidad Autónoma de Madrid); Manuel Cegarra Plané (Fundación “Agustín de Betancourt”) y Rosa Isabel Aza y José Francisco Baños Pino (Fundación Universidad de Oviedo). El coordinador del proyecto por parte del CEDEX fue Antonio Sánchez Trujillano.

The aim of the EnerTrans research project is to obtain an accurate model to find out the energy consumption (and associated emissions) of the Spanish transport system, according to the important variables on which it depends, and thereby avoid the need to extrapolate historical data series calculated with various methodologies in the European sphere for each mode of transport. The participants include various universities and foundations linked to different modes of transport: Fundación de los Ferrocarriles Españoles, Universidad Politécnica de Madrid-INSIA, Universidad de Castilla-La Mancha, ALSA, Universidad Pontificia de Comillas de Madrid, Fundación General de la Universidad Autónoma de Madrid, Fundación Agustín de Betancourt and Fundación Universidad de Oviedo.

The project has involved constructing a model which can be used to explain and predict energy consumption (and associated emissions) in the Spanish transport system, using a coherent methodology for all modes, considering all energy utilizations (construction, operation, maintenance, movement) and the whole energy cycle from source to final use, thus allowing the effects of the results of infrastructure or transport policy to be anticipated and evaluated. As a secondary objective, the project will permit assessment of the impact of any type of technical or operational measure aimed at reducing this energy consumption, which will be useful for transport operators.

It includes innovations such as taking into consideration different routes between the same points for each one of the different modes of transport, or separating consumption from load or space utilization coefficients.

The published documents corresponding to the EnerTrans project fall into three categories: Monographs, Articles and Technical notes.



Con la subvención del Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (Ministerio de Fomento), número de proyecto PT-2006-006-01IASM.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
1. INTRODUCCIÓN	4
2. LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	5
2.1.Regímenes de generación.....	5
2.2.Tecnologías de generación	5
2.2.1 Térmica convencional	5
2.2.2 Térmica nuclear	6
2.2.3 Ciclos combinados.....	6
2.2.4 Hidráulica	7
2.2.5 Eólica.....	8
2.2.6 Solar.....	9
2.2.7 El mix energético	10
2.3.Rendimientos y pérdidas en la generación.....	14
2.3.1 Pérdidas en las centrales termoeléctricas	15
2.3.2 Pérdidas desde el punto de extracción	15
3. EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	17
3.1.Los caminos de la energía	17
3.2.Las pérdidas en la red	18
3.3.Las pérdidas óhmicas en el ferrocarril.....	19
3.4.El rendimiento conjunto	23
3.4.1 Energía eléctrica en las centrales de generación.....	23
3.4.2 Energía primaria.....	24
4. ANÁLISIS DE LAS EMISIONES.....	25
4.1.Emisiones en la generación de electricidad	25
4.2.Las emisiones asociadas al transporte	26
LISTA DE TABLAS Y DE FIGURAS.....	29

1. INTRODUCCIÓN

En este documento se analiza el proceso de generación y transmisión de la energía eléctrica desde la central eléctrica en la que se produce hasta los puntos en los que se consume (vehículos e instalaciones fijas de transportes). Los objetivos de este trabajo son los siguientes:

- Identificar las pérdidas que se producen en sistema debido a la generación de electricidad (pérdidas en la conversión de la energía primaria en energía eléctrica) así como en su transporte y distribución (pérdidas en líneas eléctricas, en transformadores, etc.)
- Estimar las emisiones asociadas al consumo de energía eléctrica, que estará relacionado con las tecnologías empleadas en la generación

Los modelos de estimación de consumos energéticos previstos en el proyecto EnerTrans calculan la energía consumida por cada modo de transporte en dos pasos:

- En primer lugar se calculan los consumos de cada modo de transporte sin tener en cuenta las pérdidas que se producen para hacer llegar la energía hasta los puntos de consumo
- En segundo lugar, se calculan los consumos de cada modo de transporte teniendo en cuenta dichas pérdidas. Para ello, se emplean los coeficientes de pérdidas obtenidos en el documento “Flujos del gas y del petróleo” y en este documento “Flujos de la electricidad”.
- En tercer lugar, conocido el consumo de energía total y los vectores energéticos, se determinan las emisiones asociadas a cada modo de transporte. En el caso de modos de transporte que usen la electricidad como vector energético, se emplearán los coeficientes de emisiones obtenidos en este estudio.

Como puede comprobarse, los modelos de estimación de consumos se apoyan en parte en los resultados obtenidos en este estudio (estimación de pérdidas y cálculo de factores de emisión).

Este documento consta de otros 3 capítulos: el capítulo 2 describe el conjunto de tecnologías que se emplean para generar electricidad. El capítulo 3 describe los caminos que recorre la electricidad desde la central hasta los puntos de consumo. Por último, el capítulo 4 integra los resultados obtenidos en los capítulos anteriores, desde el punto de vista de las emisiones.

2. LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se describen las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica, así como su importancia relativa en España y en el entorno europeo. Cada una de estas tecnologías tiene sus propias peculiaridades (tiempo y coste de arranque, capacidad de regulación, rendimiento, emisiones asociadas, etc.) que determina su modo de operación.

En el primer apartado se describe brevemente los regímenes que existe en la actual regulación del sector eléctrico. En el segundo apartado de este capítulo, se describe brevemente cada una de las tecnologías de generación más habituales. En el tercer apartado, se detalla la distribución por tecnologías de la electricidad producida en España y en el entorno europeo.

2.1. Regímenes de generación

La regulación del sector eléctrico en España establece una diferenciación entre unas u otras tecnologías de generación para fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente.

El *régimen especial* de producción está regulado por el RD 661/2007, que establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre (excepto en el caso particular de cogeneración no superior a 1 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que sólo tienen opción de vender en mercado regulado a tarifa). Así, bajo el *régimen especial* se encuentran las centrales eléctricas de tratamiento de residuos, de biomasa, hidráulica, eólica, solar y de cogeneración.

El *régimen ordinario* de producción engloba todas aquellas tecnologías suficientemente maduras como para poder competir en un mercado libre. Bajo este epígrafe se encuentran pues todas las tecnologías que no se encuentran bajo el régimen especial.

2.2. Tecnologías de generación

En la actualidad y en España es habitual el uso de diversas tecnologías de generación de electricidad que, en líneas generales, se describen seguidamente:

2.2.1 Térmica convencional

En la energía térmica convencional (ver Figura 1), se quema un combustible (generalmente fósil: carbón, fuel...) para producir vapor de agua con el que se hace girar un alternador. Debido a las combustiones que se emplean para producir la electricidad, esta tecnología conlleva la emisión de CO₂, SO₂ y NO_x. El coste de esta energía eléctrica es muy dependiente del coste del combustible empleado.

Figura 1. Esquema típico de una central térmica convencional

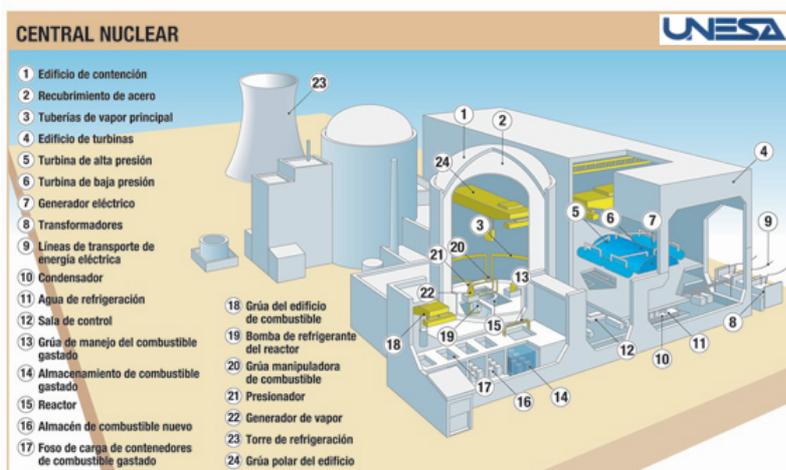


Fuente: UNESA

2.2.2 Térmica nuclear

La energía térmica nuclear (ver Figura 2), es la que emplea una reacción nuclear para producir vapor de agua con el que se hace girar un alternador. Esta tecnología no conlleva ningún tipo de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x, pero sí de residuos radiactivos que es necesario tratar. El coste de esta energía eléctrica es muy dependiente del coste del combustible nuclear, que muy pocos países producen.

Figura 2. Esquema típico de una central térmica nuclear



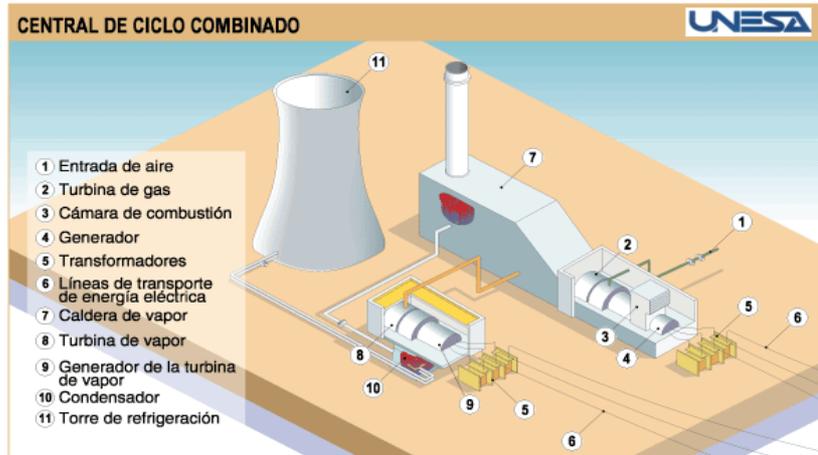
Fuente: UNESA

2.2.3 Ciclos combinados

Los ciclos combinados (ver Figura 3), son aquellos en los que los gases producidos por la combustión en una turbina (típicamente de gas) hacen girar un primer alternador. A continuación, el calor de dichos gases se emplea para producir vapor de agua con el que se hace girar un segundo alternador. Al encadenarse dos ciclos termodinámicos distintos, el rendimiento que se obtiene con esta tecnología respecto a las centrales térmicas clásicas.

Debido a las combustiones que se emplean para producir la electricidad, esta tecnología conlleva la emisión de CO₂, SO₂ y NO_x. El coste de esta energía eléctrica es muy dependiente del coste del combustible empleado.

Figura 3. Esquema típico de una central de ciclo combinado

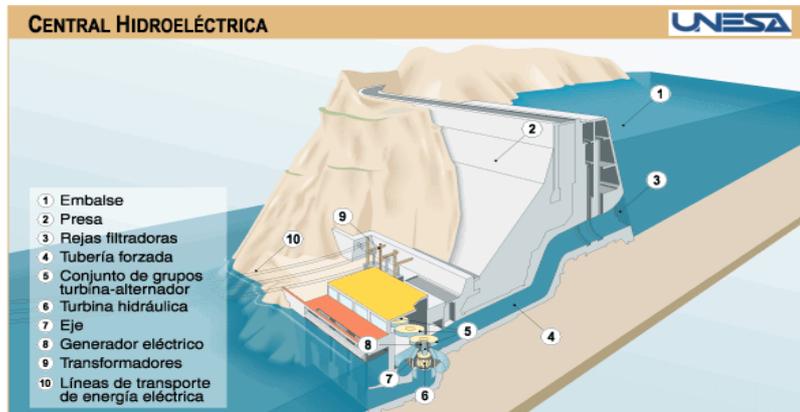


Fuente: UNESA

2.2.4 Hidráulica

La energía hidráulica (ver Figura 4), usa un caudal de agua para hacer girar un alternador. Existen asimismo centrales hidráulicas reversibles (denominadas centrales de bombeo) que permiten bombear agua para generar la electricidad en otro momento. La producción de electricidad mediante esta tecnología no conlleva ninguna emisión pero está muy condicionada por la disponibilidad de agua, que es bastante variable.

Figura 4. Esquema típico de una central hidráulica

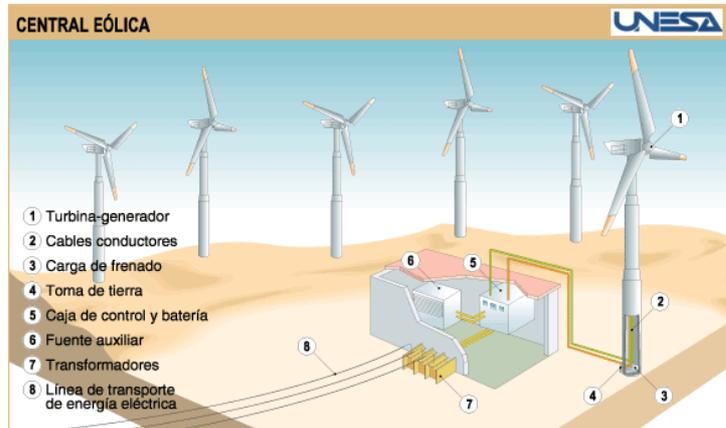


Fuente: UNESA

2.2.5 Eólica

La energía eólica (ver Figura 5), es la que emplea el viento para hacer girar un alternador. La producción de electricidad mediante esta tecnología no conlleva ninguna emisión pero está muy condicionada por el viento existente, que localmente es bastante variable.

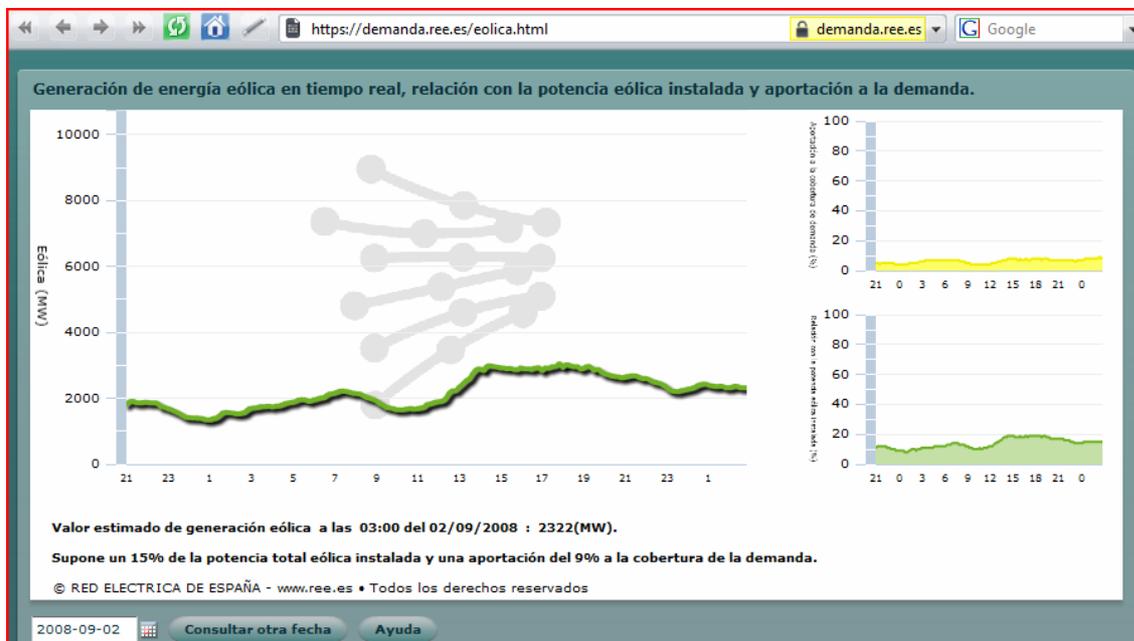
Figura 5. Esquema típico de una central eólica



Fuente: UNESA

Una vez agregada, la variabilidad de la generación eólica se reduce aunque sigue siendo importante. A modo de ejemplo, la Figura 6 muestra la evolución horaria de la generación eólica publicada en tiempo real por Red Eléctrica de España.

Figura 6. Información en tiempo real de generación eólica



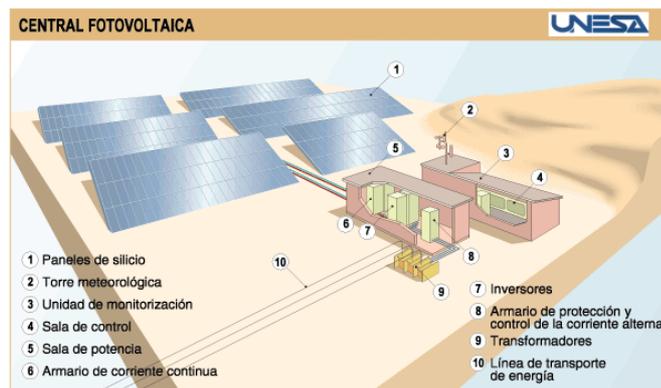
Fuente: REE

2.2.6 Solar

Existen dos tipos de aprovechamiento de la energía producida por el Sol:

La energía solar fotovoltaica (ver Figura 7), en la que la electricidad es producida directamente por unos paneles semiconductores que convierten la luz en electricidad. La producción de electricidad mediante esta tecnología no conlleva ninguna emisión.

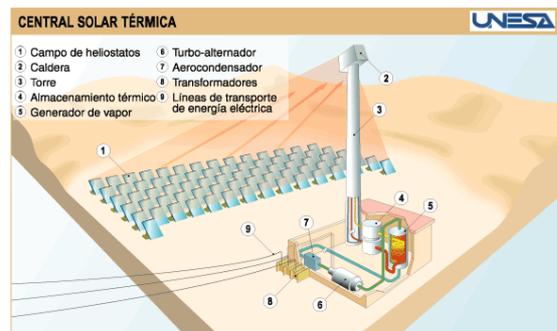
Figura 7. Esquema típico de una central solar fotovoltaica



Fuente: UNESA

La energía solar térmica (ver Figura 8), en la que la radiación solar se concentra y se emplea como fuente de calor para producir vapor y hacer girar un alternador (como ocurre en las centrales térmicas). La producción de electricidad mediante esta tecnología no conlleva ninguna emisión.

Figura 8. Esquema típico de una central solar térmica



Fuente: UNESA

2.2.7 Otras generaciones de régimen especial

Existen otras tecnologías de generación protegidas por la regulación mediante inclusión en el régimen especial entre las que es:

- Cogeneración, en la que aprovecha la producción de calor de una instalación para producir además electricidad. En función del tipo de combustible empleado para producir calor se producirán unas u otras emisiones.
- Biomasa, en la que se emplea combustibles biológicos (cultivados ex profeso o bien residuos de otros procesos) para hacer funcionar una central térmica. Aunque la producción de electricidad con esta tecnología conlleva la emisión de CO₂, se considera que el CO₂ emitido es el mismo que se consumió en la producción de la biomasa.

- Tratamiento de residuos urbanos, en la que se emplean residuos urbanos tratados como combustible para producir vapor y hacer girar un alternador (como ocurre en las centrales térmicas).

2.2.8 El mix energético

El término “mix energético” se refiere al reparto por tecnologías de la generación eléctrica, es decir, a la energía producida con cada una de ellas. El reparto de la generación está ligado, entre otros, a los siguientes factores:

- Las instalaciones disponibles en cada momento. A las paradas programadas o no, hay que añadirle las centrales de nueva construcción y aquellas que han cerrado al final de su ciclo de vida. En los últimos años, ha habido un gran aumento en el número de centrales de ciclo combinado y eólicas.
- Los costes de cada combustible en cada momento, que determinan el precio al que se oferta la electricidad y las ofertas que resultan casadas (primero se casan las ofertas de venta más baratas).
- La hidráulidad, que determina la cantidad de energía hidroeléctrica producida y que afecta significativamente a los precios del mercado.

La Tabla 1 muestra la energía producida en España en los últimos años mediante cada tipo de tecnología, distinguiéndose entre régimen ordinario y régimen especial:

Tabla 1. Generación por tecnologías, en España (1998-2008)

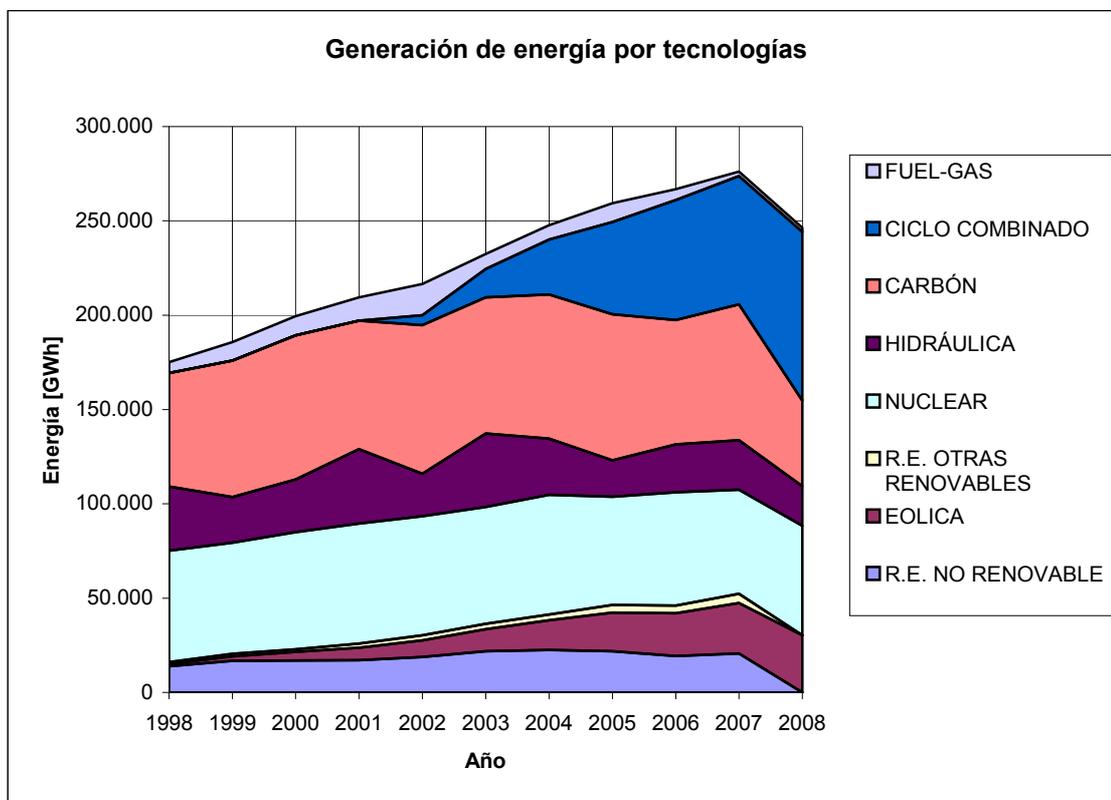
Reparto de la generación por tecnologías (en GWh)									
Año	REG. ESPECIAL			REG. ORDINARIO					TOTAL
	R.E. NO RENOVABLE	EOLICA	R.E. OTRAS RENOVABLES	NUCLEAR	HIDRÁULICA	CARBÓN	CICLO COMBINADO	FUEL-GAS	
1998	13.809	1.237	1.109	59.003	33.992	60.191	0	5.658	174.999
1999	16.738	2.474	1.310	58.852	24.171	72.315	0	9.925	185.785
2000	16.962	4.462	1.371	62.206	27.842	76.374	0	10.249	199.466
2001	17.133	6.594	2.106	63.708	39.424	68.091	0	12.398	209.454
2002	18.825	8.691	2.861	63.016	22.559	78.768	5.308	16.474	216.502
2003	21.804	11.720	2.946	61.875	38.874	72.249	14.991	8.027	232.486
2004	22.482	15.753	3.038	63.606	29.777	76.358	28.974	7.697	247.685
2005	21.824	20.520	3.970	57.539	19.169	77.393	48.885	10.013	259.313
2006	19.236	22.736	4.045	60.126	25.330	66.006	63.506	5.905	266.890
2007	20.574	26.888	4.876	55.102	26.352	71.833	68.139	2.397	276.161
2008		30.376		57.939	21.094	45.282	89.439	2.250	281.256
Media últ. 3 años	20.545	26.667	4.297	57.722	24.259	61.040	73.695	3.517	274.769
Coef. Var. últ. 3 años	6%	14%	12%	4%	11%	23%	19%	59%	3%
Media últ. 11 años (*)	18939	13768	2763	60270	28053	69533	29022	8272	231818
Coef. Var. últ. 11 años (*)	15%	74%	47%	5%	24%	14%	114%	51%	16%

(*) Para los ciclos combinados, se han tomado 6 años

Fuente: Informe del Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España (www.ree.es)

La Figura 9 muestra la evolución de la energía generada por cada tipo de tecnología. Como puede comprobarse, en el periodo estudiado se ha producido un aumento apreciable de la energía generada mediante ciclos combinados y parques eólicos.

Figura 9. Evolución de la generación por tecnologías, en España



Fuente: Elaboración propia (datos de REE)

La Tabla 2 muestra el reparto porcentual por tecnologías de generación en España en los últimos años:

Tabla 2. Reparto porcentual de la generación por tecnologías en España(1998-2008)

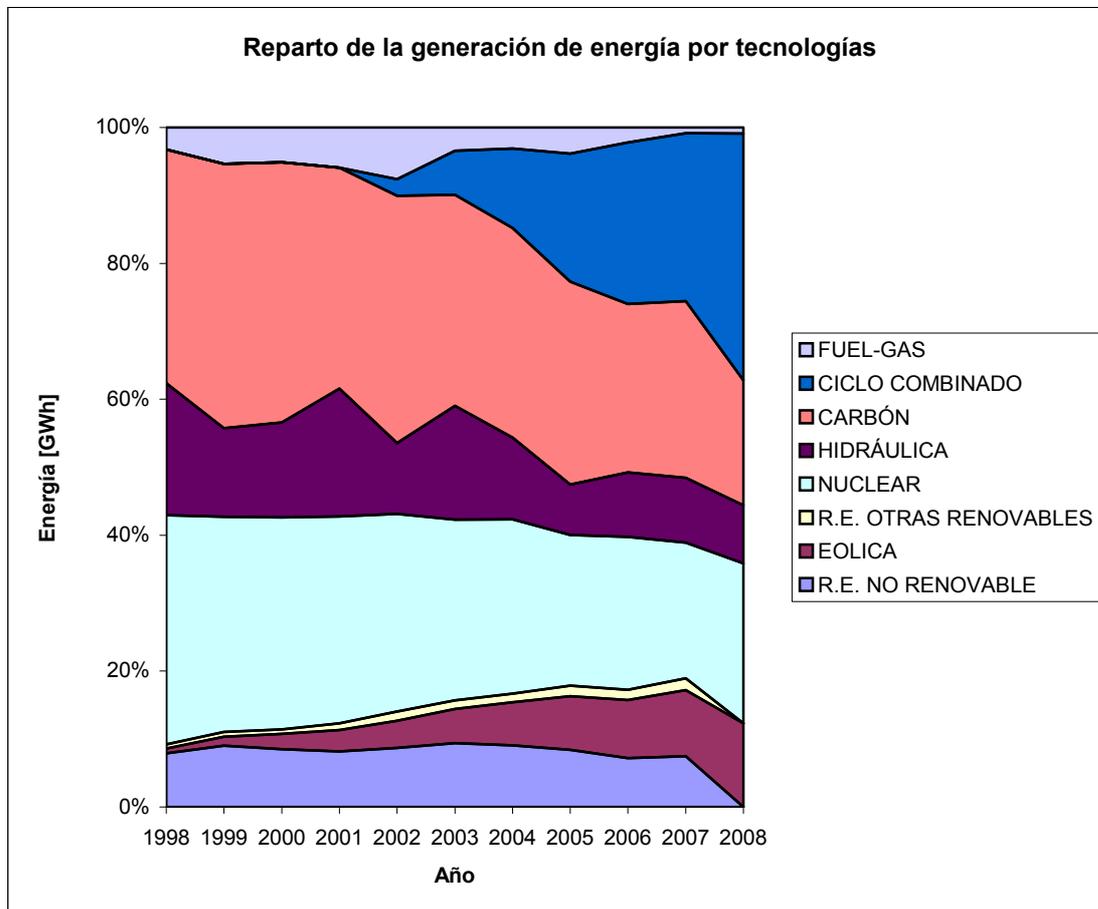
Reparto de la generación por tecnologías (en GWh)									
Año	REG. ESPECIAL			REG. ORDINARIO					TOTAL
	R.E. NO RENOVABLE	EOLICA	R.E. OTRAS RENOVABLES	NUCLEAR	HIDRÁULICA	CARBÓN	CICLO COMBINADO	FUEL-GAS	
1998	13.809	1.237	1.109	59.003	33.992	60.191	0	5.658	174.999
1999	16.738	2.474	1.310	58.852	24.171	72.315	0	9.925	185.785
2000	16.962	4.462	1.371	62.206	27.842	76.374	0	10.249	199.466
2001	17.133	6.594	2.106	63.708	39.424	68.091	0	12.398	209.454
2002	18.825	8.691	2.861	63.016	22.559	78.768	5.308	16.474	216.502
2003	21.804	11.720	2.946	61.875	38.874	72.249	14.991	8.027	232.486
2004	22.482	15.753	3.038	63.606	29.777	76.358	28.974	7.697	247.685
2005	21.824	20.520	3.970	57.539	19.169	77.393	48.885	10.013	259.313
2006	19.236	22.736	4.045	60.126	25.330	66.006	63.506	5.905	266.890
2007	20.574	26.888	4.876	55.102	26.352	71.833	68.139	2.397	276.161
2008		30.376		57.939	21.094	45.282	89.439	2.250	281.256
Media últ. 3 años	20.545	26.667	4.297	57.722	24.259	61.040	73.695	3.517	274.769
Coef. Var. últ. 3 años	6%	14%	12%	4%	11%	23%	19%	59%	3%
Media últ. 11 años (*)	18939	13768	2763	60270	28053	69533	29022	8272	231818
Coef. Var. últ. 11 años (*)	15%	74%	47%	5%	24%	14%	114%	51%	16%

(*) Para los ciclos combinados, se han tomado 6 años

Fuente: Informe del Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España (www.ree.es)

La Figura 10 muestra la evolución en los últimos años del reparto de la energía generada por tecnologías. Como puede apreciarse, en los últimos años se ha producido la entrada de los ciclos combinados y de los desarrollos eólicos, lo que ha supuesto una pérdida de peso relativo del resto de tecnologías.

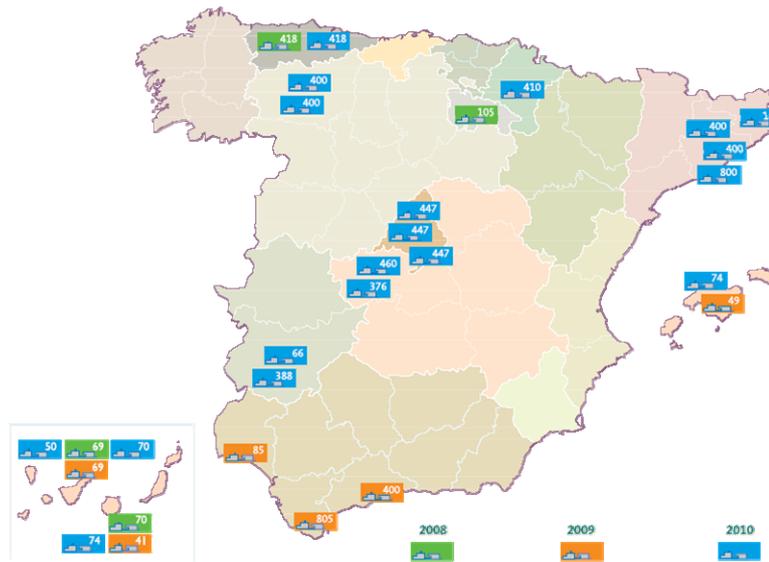
Figura 10. Evolución del reparto por tecnologías de la generación, en España



Fuente: Elaboración propia (datos de REE)

Como muestra de la importancia creciente de los ciclos combinados, es muy elocuente la previsión de instalación de ciclos combinados que realiza Red Eléctrica de España para el horizonte 2008-2010 (Figura 11).

Figura 11. Previsión de nuevas centrales de ciclo combinado (2008-2010)

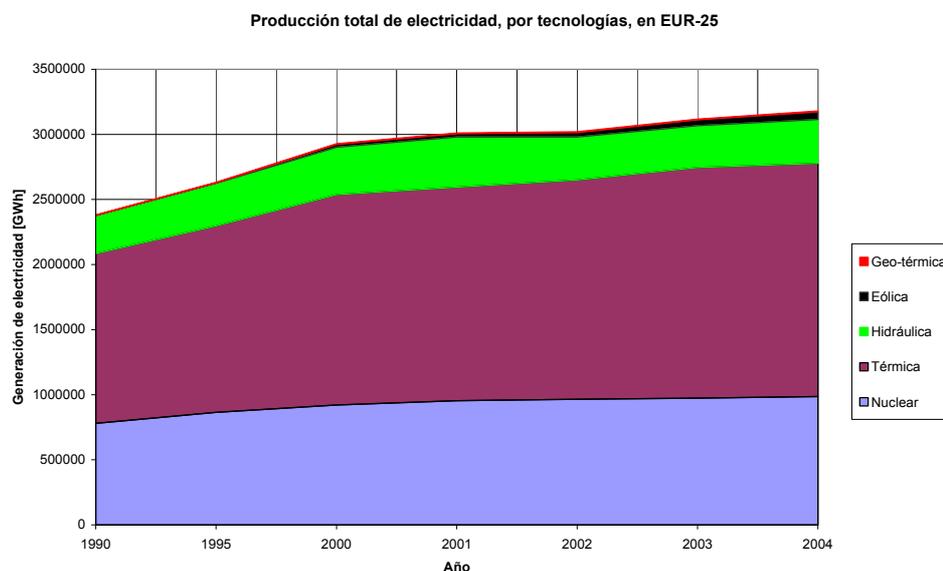


Fuente: Informe del Sistema Eléctrico 2007, Red Eléctrica de España (www.ree.es)

Fuente: Elaboración propia (datos de Eurostat)

La Figura 12 muestra el reparto por tecnologías de generación en el entorno europeo en los últimos años:

Figura 12. Reparto de la generación por tecnologías, entorno europeo



Fuente: Elaboración propia (datos de Eurostat)

2.3. Rendimientos y pérdidas en la generación

El proceso de generación de energía eléctrica es en realidad una conversión de la forma de la energía en el que se pasa de la energía primaria (cuya forma depende de la tecnología de generación) a energía eléctrica. En este proceso de conversión de la energía, normalmente no es posible aprovechar toda la energía primaria consumida para producir energía eléctrica, lo que da lugar a una energía de pérdidas que se suelen caracterizar mediante un coeficiente de rendimiento.

Aunque todas las tecnologías de generación conllevan pérdidas, estas pérdidas tienen especial relevancia en los procesos de generación que emplean combustibles fósiles como el petróleo o el carbón, cuyos yacimientos son finitos y cuyas emisiones son relevantes. El primer apartado de este documento detalla las pérdidas que se producen en la generación mediante centrales termoeléctricas alimentadas con combustibles fósiles.

En el caso de tecnologías de generación renovables, también se emplean estos coeficientes de rendimiento. No obstante, al tratarse de tecnologías de generación muy diferentes, la comparación entre distintas tecnologías renovables resulta complicada. Asimismo, y dado que se trata de energías renovables, los coeficientes de rendimiento reflejan más aspectos como las peculiaridades de cada tecnología y el grado de desarrollo tecnológico que el impacto real que dichas energías tienen para el medio ambiente. Por ello, en este estudio no se considera pertinente estudiar las pérdidas de energía primaria en las tecnologías renovables.

El segundo apartado de este documento agrega las pérdidas que se producen desde la extracción de la materia prima hasta su consumo en las centrales eléctricas. Estos consumos recogen la extracción, el conjunto de tratamientos necesarios para darle una forma apta para su consumo y los diferentes transportes hasta el punto de consumo.

2.3.1 Pérdidas en las centrales termoeléctricas

La Tabla 3 muestra los rendimientos obtenidos en las centrales termoeléctrica en España en los últimos años. Como puede comprobarse, las centrales térmicas convencionales consiguen rendimientos en torno al 35%, dependiendo algo del combustible empleado. Estos rendimientos indican que de toda la energía que se emplea para producir el calor con el que mover las turbinas, sólo el 35% se convierte en energía eléctrica. El resto se pierde, en gran medida en calor residual

Sólo los ciclos combinados, que aprovechan el calor residual para mover un segundo alternador, consiguen unos rendimientos significativamente superiores (en torno al 55% cuando funcionan a plena carga).

Tabla 3. Rendimiento de las centrales termoeléctricas, en España

Año	Centrales clásicas vapor	Centrales ciclo combinado (*)	Centrales diesel	Otras térmicas
1998	34,2%	--	37,1%	38,2%
1999	34,7%	--	40,5%	35,4%
2000	34,8%	--	38,9%	31,9%
2001	34,6%	--	38,7%	31,8%
2002	35,1%	55,0%	38,8%	31,8%
2003	35,1%	55,0%	38,1%	30,6%
2004	35,6%	55,0%	37,8%	28,9%
2005	35,1%	55,0%	39,0%	32,7%
2006	34,8%	55,0%	37,7%	36,6%
2007	ND	ND	ND	ND
Media últ 10 años	34,9%	55,0%	38,5%	33,1%

(*) Valor típico, suponiendo carga media del 100%

Fuente: Estadísticas Eléctricas Anuales (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo)

2.3.2 Pérdidas desde el punto de extracción

La Tabla 4 muestra el consumo de energía asociado a la producción y transporte del gas natural, desde su extracción hasta su consumo, expresado como coeficiente de pérdidas. Este coeficiente expresa cuánto se debe mayorar el consumo de energía para tener en cuenta ese consumo extra que fue necesario para producir y traer la energía al punto de consumo.

Tabla 4. Pérdidas en la cadena del Gas Natural (Well To Tank)

Forma de distribución	Peso relativo [%]	Coéf. Pérdidas
Gas Natural Licuado	69,5%	122%
Gas Antural por gasoducto	30,5%	113%
Total	100,0%	119%

Fuente: EnerTrans monografía 8. Flujos del petróleo y del gas natural para el transporte
López Martínez, J.M. et al (2008)

Del mismo modo, la Tabla 5 muestra el consumo de energía asociado a la producción y transporte de los derivados del petróleo, desde su extracción hasta su consumo, expresado como coeficiente de pérdidas.

Tabla 5. Pérdidas en la cadena de derivados del petróleo (Well To Tank)

Combustible	Coéf. Pérdidas (*)
Gasolina	114%
Gasóleo	112%
Fuelóleo	112%
Queroseno	112%
GLP	112%

(*) Se han despreciado las pérdidas por transporte

Fuente: EnerTrans monografía 8. Flujos del petróleo y del Gas Natural
 López Martínez, J.M. et al (2008)

Por último es necesario caracterizar las pérdidas de energía correspondiente a la extracción, preparación y transporte del carbón desde el punto de extracción hasta el punto de consumo. En el caso del carbón, la extracción se realiza en algunos casos en minas subterráneas y en otros casos en minas a cielo abierto, pudiendo ser la energía necesaria en uno u otro caso muy diferentes. Asimismo, existen distintos tipos de carbón (antracita, hulla, lignito, bituminoso, turba, etc.), con distintos poderes caloríficos. Una vez extraído, el mineral recibe un tratamiento para eliminar suciedad e impurezas, consistente normalmente en un triturado y un lavado, que conlleva también un consumo de energía. Asimismo, según el tipo de central que lo consume, puede realizarse una fluidificación (o que conlleva una mejor combustión con mejor rendimiento). Otra tecnología que a veces se emplea es la gasificación del carbón, que consiste en la obtención de un gas que se emplea como combustible. Tanto la fluidificación como la gasificación conllevan también un consumo de energía. Aunque la estimación detallada de estos consumos queda fuera del alcance de este trabajo, la Tabla 6 muestra una estimación gruesa de dichos consumos realizada para, desde un punto de vista metodológico, poderlos tener en cuenta.

Tabla 6. Pérdidas en la cadena del carbón (Well To Tank)

Combustible	Coéf. Pérdidas (*)
Carbón	107%

(*) Estimación gruesa

3. EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se describe el camino que sigue la energía eléctrica desde su generación hasta llegar a los puntos de consumo y se calculan los coeficientes de pérdidas asociados al transporte de la electricidad.

3.1. Los caminos de la energía

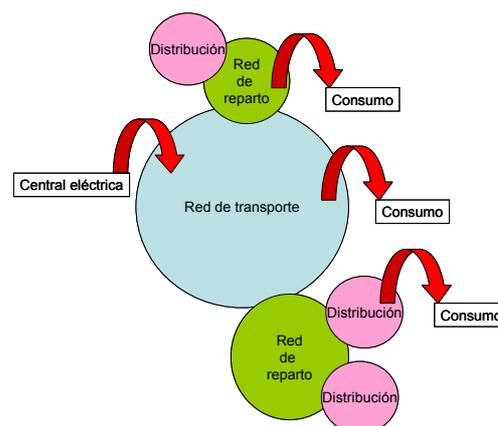
La Figura 13 muestra la estructura típica de la red eléctrica. Como puede apreciarse, la red eléctrica está formada por:

- Una red de transporte troncal (de ámbito nacional), operada por Red Eléctrica de España. Esta red emplea las tensiones mayores disponibles en España (400kV, 220kV y 132kV).
- Diversas redes de reparto (de ámbito regional), operadas por las compañías distribuidoras y que “cuelgan” de la red de transporte. Estas redes emplean tensiones intermedias (66kV y 45kV)
- Diversas redes de distribución (de ámbito local), operadas por las compañías distribuidoras, que cuelgan de la red de reparto y llegan hasta el consumidor final. Estas redes emplean tensiones de 27kV y 15kV.

Como puede apreciarse, normalmente las centrales eléctricas están conectadas directamente a la red de transporte a través de una subestación cercana a la propia central.

Desde del punto de vista de los consumos, aunque lo habitual es que se encuentren conectados a una red de distribución, se pueden encontrar también en redes de reparto y de transporte.

Figura 13. Estructura de la red eléctrica



Fuente: Elaboración propia

Como se describe en el siguiente epígrafe, las pérdidas óhmicas dependerán de la distancia que tenga que recorrer la potencia eléctrica así como de la tensión a la que recorra dicha distancia (a mayor tensión, menores pérdidas).

3.2. Las pérdidas en la red

Las pérdidas en la red corresponden a la energía que se disipa bajo forma de calor en las líneas y en los transformadores. Estas pérdidas dependen de cómo sean los repartos de corrientes por las líneas de la red, que va cambiando a lo largo del día.

Para la red de transporte, Red Eléctrica de España publica todos los días los coeficientes de pérdidas marginales horarios asociados a cada nudo de la red. Estas pérdidas marginales corresponden al aumento (o disminución si son negativos) de las pérdidas del sistema por cada aumento de la potencia consumida en dicho nudo. Esto permitiría para cada subestación que alimenta al transporte (por ferrocarril o por tubería) determinar el aumento o disminución de las pérdidas del sistema. Sin embargo, esta información sólo está disponible para la red de transporte, que alimenta sólo a una parte pequeña del transporte por ferrocarril. Además, las pérdidas en la red de transporte se mueven en el rango en torno al 1-1,5%.

Para el resto de tensiones, el Ministerio de Industria actualiza periódicamente los coeficientes de pérdidas estándar en función de la tensión de conexión y del período tarifario. La Tabla 7 muestra los coeficientes de pérdidas. La Tabla 8 detalla los períodos tarifarios.

Tabla 7. Coeficientes de pérdidas estándar

Coefficiente de pérdidas (en %)	Conjunto	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	13,81						
1kV < V < 36kV	5,93	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4
36kV < V < 72,5kV	4,14	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
72,5kV < V < 145kV	2,87	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
145kV < V	1,52	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Fuente: BOE

Tabla 8. Periodos tarifarios para coeficientes de pérdidas estándar

Periodo tarifario	Tipo de Día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
	L-V no festivo (temp. alta)	L-V no festivo (temp. media)	L-V no festivo (temp. baja, exc. Agosto)	S-D y Agosto
P1	De 16 a 22 h	-	-	-
P2	De 8 a 16 h	-	-	-
P3	-	De 9 a 15 h	-	-
P4	-	De 9 a 15 h	-	-
P5	-	-	De 8 a 24 h	-
P6	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h

Fuente: BOE

Estos coeficientes de pérdidas reflejan las pérdidas existentes entre la energía generada (energía en barras de central) y la energía consumida. Conviene recalcar que estos valores son sólo unos valores medios que proporciona el Ministerio, que se emplean a efectos de facturación en caso de que no se disponga de estimaciones mejores.

El contenido de la Tabla 7 se ha ampliado para distinguir las pérdidas entre el suministro a 220kV y a 400kV, que son las dos tensiones normalizadas de la red de transporte. Asimismo, estas tensiones corresponden a las tensiones de alimentación del ferrocarril de alta velocidad, cualitativamente muy diferentes al resto de líneas ferroviarias.

Para ampliar la Tabla 7, se ha considerado que las pérdidas indicadas para tensiones superiores a 145kV corresponden únicamente a suministros a 220kV y a 400kV. Con los valores medios de capacidad según nivel de tensión, se pueden inferir los coeficientes que se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Coeficientes de pérdidas ampliados

Coeficiente de pérdidas (en %)	Conjunto	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	13,81%						
1kV < V < 36kV	5,93%	6,80%	6,60%	6,50%	6,30%	6,30%	5,40%
36kV < V < 72,5kV	4,14%	4,90%	4,70%	4,60%	4,40%	4,40%	3,80%
72,5kV < V < 145kV	2,87%	3,40%	3,30%	3,20%	3,10%	3,10%	2,70%
220kV	2,26%	2,68%	2,53%	2,53%	2,53%	2,53%	2,08%
400kV	1,24%	1,47%	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%	1,14%

Fuente: Elaboración propia

3.3. Las pérdidas óhmicas en el ferrocarril

Una de las particularidades de la electrificación respecto a otros sistemas de energía eléctrica convencionales es la rapidez con que varían los consumos de energía, en función de cuando tracciona, frena o se mueve en deriva cada uno de los trenes. Por ello, la estimación precisa de las pérdidas óhmicas ligadas a una determinada forma de explotación requiere de herramientas especializadas de simulación de la electrificación.

Como parte de este trabajo, se proponen unos *índices de pérdidas* que permiten la estimación rápida de las pérdidas en función de los parámetros eléctricos principales. Para ello, se ha supuesto una serie de condiciones de regularidad: todos los trenes son equidistantes y consumen la misma corriente (con independencia de su tensión), todas las subestaciones son equidistantes. En el caso de sistemas de corriente alterna, las zonas neutras son equidistantes a las subestaciones adyacentes. En sistemas bi-tensión, los autotransformadores se encuentran repartidos a intervalos regulares.

Se ha definido un *índice de pérdidas* para cada uno de los tres tipos de electrificación más habituales:

Electrificación en corriente continua

Por lo general, la electrificación ferroviaria en corriente continua se realiza mediante subestaciones de tracción conectadas en pi (ver Figura 14). Por simetría,

para calcular las pérdidas por cada subestación de tracción basta con considerar medio tramo de catenaria en cada uno de los lados de la subestación.

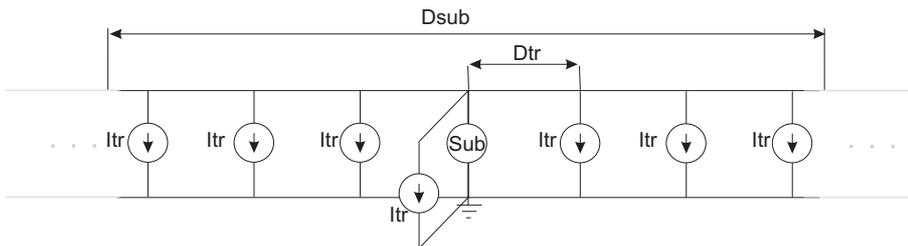
Así, la Figura 15 muestra el escenario estándar para el que se ha definido el índice de pérdidas IP_{cc} .

Figura 14. Esquema de electrificación en CC



Fuente: Elaboración propia

Figura 15. Escenario estándar para el cálculo de pérdidas en CC



Fuente: Elaboración propia

En estas condiciones, las pérdidas pueden estimarse mediante la expresión:

$$IP_{cc} = R_{serie,sub} \cdot N_{tr}^2 \cdot I_{tr}^2 + \frac{1}{12} R'_{cat+rail} \cdot D_{tr} \cdot I_{tr}^2 \cdot N_{tr} (N_{tr} - 1)(N_{tr} + 1) \quad [1]$$

donde $R_{serie,sub}$ es la resistencia serie de la subestación expresada en el lado de corriente continua de la subestación (no confundir con la resistencia de conmutación), N_{tr} es el número de trenes que hay entre subestaciones consecutivas, I_{tr} es la corriente que consume cada tren, $R'_{cat+rail}$ es la resistencia por unidad de longitud de la catenaria y del rail, D_{tr} es la distancia entre trenes consecutivos.

El número de trenes se calcula a partir de los datos de la expresión:

$$N_{tr} = entero\left(\frac{D_{sub}}{D_{tr}}\right) \quad [2]$$

Aunque el desarrollo anterior parte del supuesto de que N_{tr} es un número entero, a efectos de poder calcular un valor medio de IP_{cc} en líneas de corriente continua se podrá relajar dicha restricción quedando la expresión así

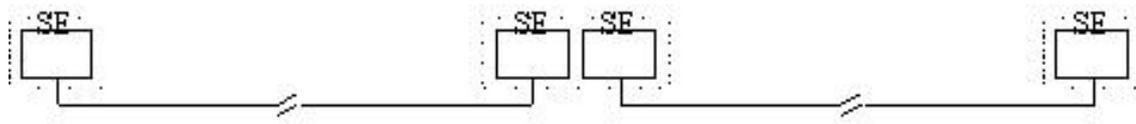
$$N_{tr} = \frac{D_{sub}}{D_{tr}} \quad [3]$$

Electrificación mono-tensión en corriente alterna

Por lo general, la electrificación ferroviaria en corriente alterna mono-tensión se realiza por tramos, cada uno de los cuales se alimenta mediante una única

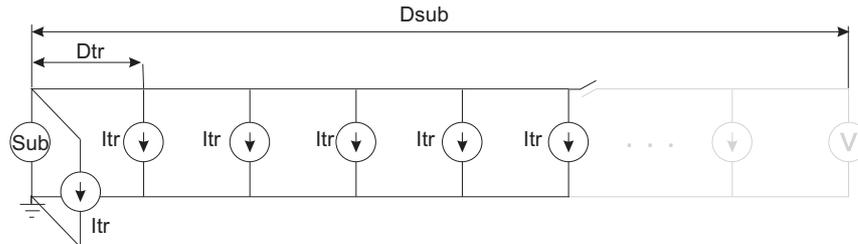
subestación de tracción (ver Figura 16). Así, la Figura 17 muestra el escenario estándar para el que se ha definido el índice de pérdidas $IP_{ac,m}$.

Figura 16. Topología típica de la electrificación en CA (monotensión)



Fuente: Elaboración propia

Figura 17. Escenario estándar para el cálculo de pérdidas (monotensión)



Fuente: Elaboración propia

En estas condiciones, las pérdidas pueden estimarse mediante la expresión:

$$IP_{mono,CA} = R_{serie,sub} \cdot N_{tr}^2 \cdot I_{tr}^2 + \frac{1}{6} R'_{cat+rail} \cdot D_{tr} \cdot I_{tr}^2 \cdot N_{tr} (N_{tr} - 1)(2N_{tr} - 1) \quad [4]$$

donde $R_{serie,sub}$ es la resistencia serie de la subestación expresada en el lado de la catenaria, N_{tr} es el número de trenes alimentado por cada transformador, I_{tr} es la corriente que consume cada tren, $R'_{cat+rail}$ es la resistencia por unidad de longitud de la catenaria y del rail (que corresponde a la parte real de la impedancia equivalente de la catenaria), D_{tr} es la distancia entre trenes consecutivos.

El número de trenes se calcula a partir de los datos de la expresión:

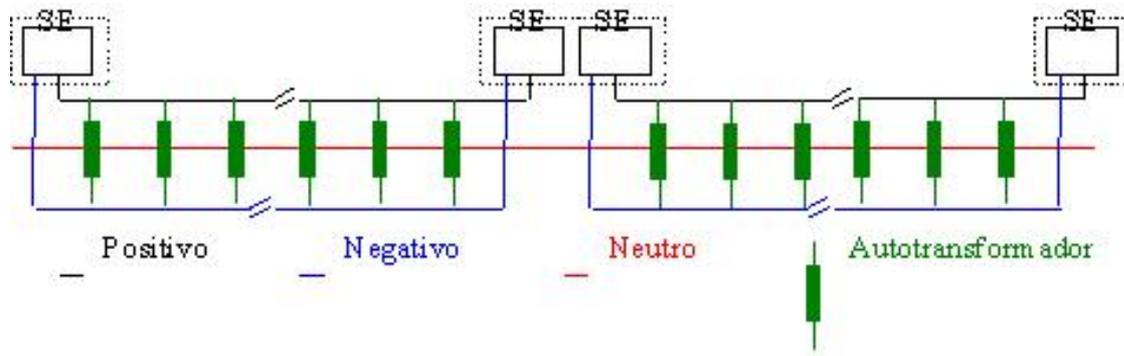
$$N_{tr} = entero\left(\frac{D_{sub}}{2 \cdot D_{tr}}\right) \quad [5]$$

NOTA: Al igual que para el índice IP_{cc} , a efectos de poder calcular un valor medio de $IP_{mono,CA}$ en líneas de corriente alterna monotensión, si se considera necesario se podrá considerar un número de trenes N_{tr} decimal.

Electrificación bi-tensión en corriente alterna

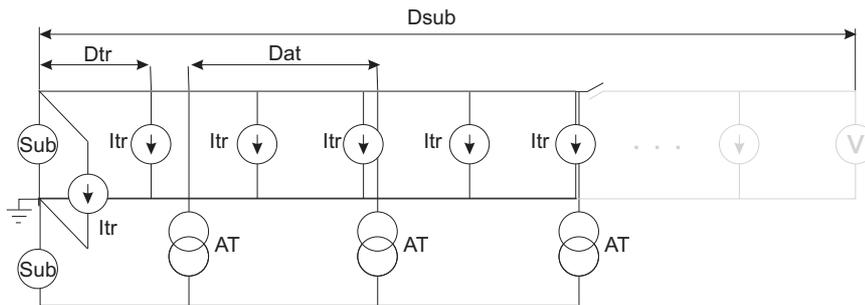
Por lo general, la electrificación ferroviaria en corriente alterna bi-tensión se realiza por tramos, cada uno de los cuales se alimenta mediante una única subestación de tracción (ver Figura 18). Así, la Figura 19 muestra el escenario estándar para el que se ha definido el índice de pérdidas $IP_{ac,b}$.

Figura 18. Topología típica de la electrificación en CA (sistema bitensión)



Fuente: Elaboración propia

Figura 19. Escenario estándar para el cálculo de pérdidas (bitensión)



Fuente: Elaboración propia

En estas condiciones, las pérdidas pueden estimarse mediante la expresión:

$$IP_{bit,CA} = R_{serie,sub} \cdot N_{tr}^2 \cdot I_{tr}^2 + \frac{1}{6} R'_{cat+rail} \cdot D_{tr} \cdot I_{tr}^2 \cdot N_{tr} (N_{tr} - 1)(2N_{tr} - 1) \quad [6]$$

donde $R_{serie,sub}$ es la resistencia serie de la subestación expresada en el lado de la catenaria, N_{tr} es el número de trenes alimentado por cada transformador, I_{tr} es la corriente que consume cada tren, $R'_{cat+rail}$ es la resistencia por unidad de longitud de la catenaria y del rail (que corresponde a la parte real de la impedancia equivalente mono-tensión de la catenaria), D_{tr} es la distancia entre trenes consecutivos.

La Tabla 5 muestra los valores de los índices de pérdidas obtenidos para cada tensión de alimentación empleada en España, así como los parámetros característicos empleados para el cálculo (distancia entre subestaciones, resistencia de catenaria, etc.):

Tabla 10. Índices de pérdidas típicas en red de tracción (según tensión)

	Pérdidas [%]	Pérdidas [kVA]	Itren [A]	Vmedia [V]	Ptren [kVA]	Dtr [m]	Dsub [m]	Dat [m]	Rsub [ohm]	R'cat [ohm/m]
2x25kV CA	2,2%	224	400	25000	10000	20000	70000	10000	0,15	4,00E-05
1x25kV CA	3,5%	352	400	25000	10000	20000	40000	-	0,15	8,00E-05
3000V CC (Cercanías)	5,6%	129	350	3300	1155	3000	12000	-	0,012	2,50E-05
3000V CC (tráfico normal)	6,0%	66	370	3000	1110	7500	15000	-	0,012	2,50E-05
1500V CC	10,1%	81	500	1600	800	1000	3000	-	0,012	2,60E-05
750V CC	18,2%	136	1000	750	750	700	2000	-	0,01	0,000033
600V CC	22,0%	132	1000	600	600	700	2000	-	0,01	0,000030
Oleoducto	0,0%									
Gasoducto	0,0%									

Fuente: Elaboración propia

3.4. El rendimiento conjunto

3.4.1 Energía eléctrica en las centrales de generación

La Tabla 11 muestra los coeficientes de pérdidas de energía que incluyen: (i) las pérdidas ligadas al transporte y distribución (ver Tabla 9) y (ii) en el caso del ferrocarril, además las pérdidas ligadas a la red de tracción (ver Tabla 10).

Estos coeficientes reflejan la energía eléctrica que hay que generar en las centrales para que el tren o la estación de bombeo de la tubería reciban el 100% de la energía que necesitan.

Tabla 11. Índices de pérdidas conjuntos (distribución / transporte / catenaria)

Coeficiente de pérdidas (en %), incluyendo transporte y distribución	Tensión acometida	Coef. Distrib + Transp	Coef. Red Ferroviaria	Coef. Total
2x25kV CA	400kV	101,2%	102,2%	103,5%
1x25kV CA	220kV	102,3%	103,5%	105,9%
3000V CC (Cercanías)	1kV < V < 36kV	105,9%	105,6%	111,8%
3000V CC (tráfico normal)	1kV < V < 36kV	105,9%	106,0%	112,2%
1500V CC	1kV < V < 36kV	105,9%	110,1%	116,6%
750V CC	1kV < V < 36kV	105,9%	118,2%	125,2%
600V CC	1kV < V < 36kV	105,9%	122,0%	129,2%
Oleoducto	1kV < V < 36kV	105,9%	--	105,9%
Gasoducto	36kV < V < 72,5kV	104,1%	--	104,1%

Fuente: Elaboración propia

3.4.2 Energía primaria

La Tabla 13 muestra el consumo de energía primaria correspondiente al consumo de energía (medida en el pantógrafo en el caso de los trenes y en el punto de acometida en el caso de las centrales de bombeo de la tubería). La Tabla 13 muestra el consumo de energía correspondiente a las energías renovables.

Este consumo incluye:

- Las pérdidas ligadas al transporte, distribución y, en el caso del ferrocarril, a la red de tracción (ver Tabla 11)
- Los rendimientos de las centrales termoeléctricas (ver Tabla 3)
- La composición del “mix tecnológico” (ver Tabla 2)

Estos coeficientes reflejan la energía primaria fósil y nuclear que hay que consumir para que el consumidor (tren o estación de bombeo de la tubería) reciba el 100% de la energía que necesita.

Tabla 12. Consumo de energía primaria no renovable por unidad de energía consumida

Consumo de energía primaria, por cada unidad de energía efectiva consumida [J/J]	Coef. Distrib + Transp + Red FFCC (*)	Carbón	CCTG	Fuel/Gas	Reg. Especial no renovable	Total fósiles	Nuclear
Producción + transp. hasta central		7%	19%	12%	10%	--	
Rendimiento medio		35%	55%	39%	37%	--	35%
Peso medio		26,9%	22,4%	2,3%	7,7%	--	21,6%
2x25kV CA	103,5%	85,3%	50,3%	7,0%	23,8%	166,3%	64,0%
1x25kV CA	105,9%	87,2%	51,4%	7,1%	24,3%	170,1%	65,4%
3000V CC (Cercanías)	111,8%	92,1%	54,3%	7,5%	25,7%	179,7%	69,1%
3000V CC (tráfico normal)	112,2%	92,5%	54,5%	7,6%	25,8%	180,3%	69,3%
1500V CC	116,6%	96,1%	56,7%	7,8%	26,8%	187,3%	72,0%
750V CC	125,2%	103,1%	60,8%	8,4%	28,7%	201,1%	77,3%
600V CC	129,2%	106,5%	62,8%	8,7%	29,7%	207,6%	79,9%
Oleoducto	105,9%	87,3%	51,5%	7,1%	24,3%	170,2%	65,5%
Gasoducto	104,1%	85,8%	50,6%	7,0%	23,9%	167,3%	64,3%

Fuente: Elaboración propia

En el caso de las energías renovables, estos coeficientes representan la energía renovable que se consume, expresada como porcentaje del consumo de energía empleada en transporte.

Tabla 13. Consumo de energía renovables por cada unidad de energía consumida

Consumo de energía primaria, por cada unidad de energía efectiva consumida [J/J]	Coef. Distrib + Transp + Red FFCC (*)	Eólica	Hidráulica	Reg. Especial renovable	Total renovables
Producción + transp. hasta central					--
Rendimiento medio					--
Peso medio		8,7%	8,8%	1,6%	--
2x25kV CA	103,5%	9,0%	9,1%	1,7%	19,8%
1x25kV CA	105,9%	9,2%	9,3%	1,7%	20,3%
3000V CC (Cercanías)	111,8%	9,8%	9,9%	1,8%	21,4%
3000V CC (tráfico normal)	112,2%	9,8%	9,9%	1,8%	21,5%
1500V CC	116,6%	10,2%	10,3%	1,9%	22,3%
750V CC	125,2%	10,9%	11,0%	2,0%	24,0%
600V CC	129,2%	11,3%	11,4%	2,1%	24,7%
Oleoducto	105,9%	9,2%	9,3%	1,7%	20,3%
Gasoducto	104,1%	9,1%	9,2%	1,7%	19,9%

Fuente: Elaboración propia

4. ANÁLISIS DE LAS EMISIONES

En este capítulo se determina las emisiones medias asociadas a la energía eléctrica consumida por el transporte. Para ello, en el primer apartado se cuantifican las emisiones asociadas a la energía eléctrica generada. A continuación, en el primer apartado se calculan las emisiones asociadas a la energía eléctrica consumida por los trenes, que tiene ya en cuenta el mix de tecnologías de generación y las pérdidas óhmicas ligadas al transporte y distribución de la energía eléctrica.

4.1. Emisiones en la generación de electricidad

La Tabla 14 muestra las emisiones de CO₂, NO_x y SO₂ asociadas a la generación de energía eléctrica que publica anualmente la Comisión Nacional de la Energía. Estas emisiones dependen del tipo de tecnología de generación, del combustible empleado y del punto de funcionamiento de las centrales.

Tabla 14. Emisiones correspondientes a la generación de electricidad, por tecnología

Emisiones por cada kWh generado (g/kWh), por tipo de central									
	CO2			SO2			NOx		
	Carbon	Fuel-Gas	CCGT	Carbon	Fuel-Gas	CCGT	Carbon	Fuel-Gas	CCGT
1997	951	770	350	14,1	0,9	0,007	3,71	1,2	1,2
1998	948	718	350	16,0	3,3	0,007	3,40	1,2	1,2
1999	926	659	350	13,6	3,1	0,007	3,27	1	1,2
2000	946	757	350	11,3	2,9	0,007	3,15	1,2	1,2
2001	951	802	350	12,1	2,9	0,007	3,11	1,3	1,2
2002	935	752	350	12,6	3,1	0,007	3,18	1,3	1,2
2003	990	770	350	12,0	2,6	0,007	3,40	1,1	1,2
2004	926	778	350	11,4	2,4	0,007	3,32	1,2	1,2
2005	925	765	350	11,0	2,3	0,007	3,30	1,2	1,2
2006	931	771	350	11,6	2,2	0,007	3,22	1,2	1,2
2007	936	777	350	10,7	1,9	0,007	3,12	1,1	1,2
Media	942	756	350	12,4	2,5	0,007	3,29	1,2	1,2

Fuente: Elaboración propia

A partir de estos datos, teniendo en cuenta el peso relativo de cada tecnología de generación, se puede calcular las emisiones medias asociadas a cada unidad de energía eléctrica generada (ver Tabla 15).

Tabla 15. Emisiones correspondientes a la generación de electricidad

Emisiones por cada kWh generado (g/kWh)			
Año	CO2	SO2	NOx
1998	349	5,61	1,21
1999	396	5,45	1,32
2000	401	4,49	1,27
2001	357	4,11	1,09
2002	406	4,83	1,28
2003	357	3,82	1,17
2004	351	3,58	1,20
2005	372	3,38	1,26
2006	330	2,92	1,11
2007	364	2,79	1,21
2008	278		
Media	360	4,10	1,21

Fuente: Elaboración propia

4.2. Las emisiones asociadas al transporte

La Tabla 16, la Tabla 17 y la Tabla 18 muestran las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x respectivamente asociadas al consumo de energía eléctrica empleada en transporte.

Tabla 16. Emisiones de CO₂ correspondientes a la energía consumida en el transporte entre 1998-2006

Emisiones CO2 por kWh consumido [g/kWh]	2x25kV CA	1x25kV CA	3000V CC (Cercanías)	3000V CC (tráf. normal)	1500V CC	750V CC	600V CC	Oleoducto	Gasoducto
1998	361,5	369,7	390,5	391,9	407,1	437,1	451,3	369,9	363,7
1999	409,6	418,9	442,5	444,1	461,3	495,2	511,3	419,1	412,1
2000	415,4	424,8	448,8	450,4	467,9	502,3	518,6	425,1	417,9
2001	369,2	377,6	398,9	400,3	415,8	446,4	461,0	377,8	371,4
2002	420,2	429,7	453,9	455,6	473,3	508,1	524,6	430,0	422,7
2003	369,3	377,7	399,0	400,5	416,0	446,6	461,1	377,9	371,6
2004	362,8	371,1	392,0	393,4	408,7	438,7	453,0	371,3	365,0
2005	384,6	393,3	415,5	417,0	433,1	465,0	480,1	393,5	386,9
2006	342,1	349,9	369,6	370,9	385,3	413,7	427,1	350,1	344,2
Media	381,6	390,3	412,3	413,8	429,8	461,5	476,5	390,5	383,9
Coef. Variación	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Emisiones de SO₂ correspondientes a la energía consumida en el transporte entre 1998-2006

Emisiones SO ₂ por kWh consumido [g/kWh]	2x25kV CA	1x25kV CA	3000V CC (Cercanías)	3000V CC (tráf. normal)	1500V CC	750V CC	600V CC	Oleoducto	Gasoducto
1998	5,805	5,936	6,271	6,294	6,538	7,019	7,247	5,940	5,840
1999	5,645	5,773	6,099	6,121	6,358	6,826	7,048	5,777	5,679
2000	4,651	4,757	5,025	5,043	5,239	5,624	5,807	4,760	4,679
2001	4,257	4,354	4,599	4,616	4,795	5,148	5,315	4,357	4,283
2002	4,999	5,112	5,401	5,421	5,631	6,045	6,241	5,116	5,029
2003	3,952	4,042	4,270	4,286	4,452	4,779	4,935	4,045	3,976
2004	3,704	3,788	4,002	4,017	4,172	4,479	4,625	3,791	3,727
2005	3,501	3,580	3,782	3,796	3,943	4,234	4,371	3,583	3,522
2006	3,019	3,088	3,262	3,274	3,401	3,651	3,770	3,090	3,038
Media	4,393	4,492	4,746	4,763	4,948	5,312	5,484	4,495	4,419
Coef. Variación	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 18. Emisiones de NO_x correspondientes a la energía consumida en el transporte entre 1998-2006

Emisiones NO _x por kWh consumido [g/kWh]	2x25kV CA	1x25kV CA	3000V CC (Cercanías)	3000V CC (tráf. normal)	1500V CC	750V CC	600V CC	Oleoducto	Gasoducto
1998	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250
1999	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402
2000	1,416	1,416	1,416	1,416	1,416	1,416	1,416	1,416	1,416
2001	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223
2002	1,497	1,497	1,497	1,497	1,497	1,497	1,497	1,497	1,497
2003	1,469	1,469	1,469	1,469	1,469	1,469	1,469	1,469	1,469
2004	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550
2005	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331
2006	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
Media	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366
Coef. Variación	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%

Fuente: Elaboración propia

LISTA DE TABLAS Y DE FIGURAS

Figura 1. Esquema típico de una central térmica convencional.....	6
Figura 2. Esquema típico de una central térmica nuclear.....	6
Figura 3. Esquema típico de una central de ciclo combinado	7
Figura 4. Esquema típico de una central hidráulica	7
Figura 5. Esquema típico de una central eólica.....	8
Figura 6. Información en tiempo real de generación eólica.....	8
Figura 7. Esquema típico de una central solar fotovoltaica.....	9
Figura 8. Esquema típico de una central solar térmica.....	9
Tabla 1. Generación por tecnologías, en España (1998-2007)	10
Figura 9. Evolución de la generación por tecnologías, en España.....	11
Tabla 2. Reparto porcentual de la generación por tecnologías en España(1998-2007)	11
Figura 10. Evolución del reparto por tecnologías de la generación, en España.....	12
Figura 11. Previsión de nuevas centrales de ciclo combinado (2008-2010).....	13
Figura 12. Reparto de la generación por tecnologías, entorno europeo	14
Tabla 3. Rendimiento de las centrales termoeléctricas, en España	15
Tabla 4. Pérdidas en la cadena del Gas Natural (Well To Tank)	15
Tabla 5. Pérdidas en la cadena de derivados del petróleo (Well To Tank).....	16
Tabla 6. Pérdidas en la cadena del carbón (Well To Tank)	16
Figura 13. Estructura de la red eléctrica.....	17
Tabla 7. Coeficientes de pérdidas estándar	18
Tabla 8. Periodos tarifarios para coeficientes de pérdidas estándar	18
Tabla 9. Coeficientes de pérdidas ampliados	19
Figura 14. Esquema de electrificación en CC.....	20
Figura 15. Escenario estándar para el cálculo de pérdidas en CC.....	20
Figura 16. Topología típica de la electrificación en CA (monotensión)	21
Figura 17. Escenario estándar para el cálculo de pérdidas (monotensión)	21
Figura 18. Topología típica de la electrificación en CA (sistema bitensión)	22
Figura 19. Escenario estándar para el cálculo de pérdidas (bitensión)	22
Tabla 10. Índices de pérdidas típicas en red de tracción (según tensión)	23
Tabla 11. Índices de pérdidas conjuntos (distribución / transporte / catenaria)	23
Tabla 12. Consumo de energía primaria no renovable por unidad de energía consumida	24
Tabla 13. Consumo de energía renovables por cada unidad de energía consumida... ..	24
Tabla 14. Emisiones correspondientes a la generación de electricidad, por tecnología	25
Tabla 15. Emisiones correspondientes a la generación de electricidad.....	26

Tabla 16. Emisiones de CO ₂ correspondientes a la energía consumida en el transporte entre 1998-2006	26
Tabla 17. Emisiones de SO ₂ correspondientes a la energía consumida en el transporte entre 1998-2006	27
Tabla 18. Emisiones de NO _x correspondientes a la energía consumida en el transporte entre 1998-2006	27

Documentos del Proyecto EnerTrans

Monografías EnerTrans

Monografía 1: “El sistema español de transporte y sus impactos sobre la sostenibilidad”: José Ignacio Pérez Arriaga, Eduardo Pilo de la Fuente, Ignacio de L. Hierro Ausín

Monografía 2: “Usos de la energía en el transporte”: Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 3: “Modelos de consumos y emisiones: Estado del arte”: Timoteo Martínez Aguado, Aurora Ruiz Rúa, Ana Isabel Muro

Monografía 4: “Análisis de las estadísticas de consumos energéticos y emisiones de CO₂ en el transporte”: Alberto Cillero, Paula Bouzada Outeda

Monografía 5: “Tablas input-output relacionadas con las estadísticas de consumos y emisiones en el transporte”: Timoteo Martínez Aguado, Aurora Ruiz Rúa, Ana Isabel Muro Rodríguez

Monografía 6: “Métrica y estandarización de los consumos y emisiones en el transporte”: Alberto Cillero Hernández, Paula Bouzada Outeda, Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 7: “Incremento de recorrido en el transporte por longitud de caminos, operación y gestión”: Alberto Cillero Hernández, Paula Bouzada Outeda, Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 8: “Flujos del petróleo y del gas natural para el transporte”: José M^a López Martínez, Javier Sánchez Alejo, Álvaro Gómez, Ángel Fernández.

Monografía 9: “Flujos de la energía de la electricidad para el transporte”: Eduardo Pilo de la Fuente, José Ignacio Pérez Arriaga, Ignacio de L. Hierro Ausín, Jesús Jiménez Octavio

Monografía 10: “Consumo de energía y emisiones asociadas a la construcción y mantenimiento de infraestructuras”: Timoteo Martínez Aguado, M^a José Calderón Milán, Ana Isabel Muro Rodríguez

Monografía 11: “Consumo de energía y emisiones asociadas a la construcción y mantenimiento de vehículos”: José M^a López Martínez, Javier Sánchez Alejo

Monografía 12: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por coche y camión”: José María López Martínez, Javier Sánchez Alejo

Monografía 13: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por autobús y autocar”: Alberto Cillero Hernández, Gustavo Martinelli, Paula Bouzada Outeda

Monografía 14: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por avión”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Monografía 15: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por barco”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Monografía 16: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por ferrocarril”: Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 17: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por tubería”: Manuel Cegarra Plané

Monografía 18: “ENERTRANS: Modelo de cálculo y predicción de los consumos energéticos y emisión del sistema de transporte que permita valorar la sensibilidad de los consumos a las decisiones de inversión en infraestructura y de política de transporte”: Grupo de investigación del proyecto Enertrans

Notas técnicas EnerTrans

Nota técnica 1: “Introducción al transporte por tubería”: Manuel Cegarra Plané

Nota técnica 2: “Informe sobre el tráfico internacional y el consumo de carburante en el sector aeronáutico”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Nota técnica 3: “Informe sobre el suministro de combustible en los aeropuertos en España”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Nota técnica 4: “Estudio sobre las variables que influyen en el incremento de recorridos o incidencia del cociente entre trayectoria y desplazamiento en el transporte aéreo”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Nota técnica 5: “Estudio sobre las variables que influyen en el incremento de recorridos o incidencia del cociente entre trayectoria y desplazamiento en el transporte ferroviario”: Alberto García Álvarez, Eduardo Fernández González

Nota técnica 6: “Estudio sobre las variables que influyen en el incremento de recorridos o incidencia del cociente entre trayectoria y desplazamiento en el transporte por tubería”: Manuel Cegarra Plané

Nota técnica 7: “Informe sobre el tráfico español y el consumo de carburante en el sector marítimo”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 8: “Análisis de documentación referida al transporte marítimo”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 9: “Aspectos generales del transporte marítimo”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 10: “Características de la navegación marítima”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 11: “Consumo de los servicios auxiliares en el automóvil”: José M^a López Martínez, Juan José Herrero

Nota técnica 12: “Notas sobre los valores del coeficiente de resistencia a la rodadura”: José M^a López Martínez, Juan José Herrero

Nota técnica 13: “Tipos de aeronaves según su compañía constructora”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

