
CAPÍTULO 5:

EXTRACCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

En este capítulo se examinan las actividades del grupo 05 de la SNAP-97, que cubre las concernientes a “extracción y distribución de combustibles fósiles y energía geotérmica”. Los subgrupos de que consta son los siguientes:

- 05.01 Extracción y primer tratamiento de combustibles fósiles sólidos.
- 05.02 Extracción, primer tratamiento y carga de combustibles fósiles líquidos.
- 05.03 Extracción, primer tratamiento y carga de combustibles fósiles gaseosos.
- 05.04 Distribución de combustibles líquidos (excluida la distribución de gasolina).
- 05.05 Distribución de gasolina.
- 05.06 Redes de distribución de gas.
- 05.07 Extracción de energía geotérmica.

Téngase en cuenta que en este subgrupo sólo se contemplan las emisiones fugitivas derivadas de los procesos de extracción, primer tratamiento, carga y distribución de combustibles fósiles, y no las correspondientes a las emisiones por el uso de maquinaria y otros equipos (emisiones derivadas de la combustión) que se recogen en el subgrupo SNAP 01.05 del grupo 01.

El capítulo se cierra con una sección de Referencias en las que se incluyen no sólo las citadas en el texto sino también otras fuentes consultadas por el equipo de trabajo para la elaboración del Inventario.

Una observación sobre una de las fuentes de información relevantes respecto a las variables de actividad de este capítulo parece oportuno indicarla en este momento, para evitar cualquier posible confusión sobre la procedencia de la información primaria. Se trata del cambio de la organización ministerial que ha integrado en el actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), Direcciones o Subdirecciones Generales de los antiguos Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), ministerio que reunía departamentos de los anteriores Ministerio de Ciencia y Tecnología (MCYT) y Ministerio de Economía (MINECO), y que a su vez integraban, como resultado de una reorganización ministerial anterior, Direcciones o Subdirecciones Generales del, en su momento, Ministerio de Industria y Energía (MINER). Para referir estas fuentes se utilizará esencialmente la referencia de la nueva ubicación (MINETUR), pero no se excluye que en algún caso se mantenga la referencia a MITYC, MCYT, MINECO o MINER dado que ciertas publicaciones han sido editadas con el logotipo de estos antiguos Ministerios.

5.1.- EXTRACCIÓN Y PRIMER TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLES FÓSILES SÓLIDOS

De acuerdo con la nomenclatura SNAP-97 se distinguen las tres categorías de actividad siguientes:

05.01.01 Minería a cielo abierto.

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.01.01
CMCC/CRF	1.B.1.a.ii Minería
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.1.a

05.01.02 Minería subterránea.

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.01.02
CMCC/CRF	1.B.1.a.i Minería
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.1.a

05.01.03 Almacenamiento de combustibles sólidos.

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.01.03
CMCC/CRF	1.B.1.a.i Tratamiento ^(*)
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.1.a

(*) Tanto para los procesos extractivos (Minería) como para las actividades posteriores de procesamiento, transporte y uso del carbón (Tratamiento), la nomenclatura CMCC/CRF presenta categorías diferenciadas según la procedencia del carbón: subterránea (1B1ai) o a cielo abierto (1B1aii). En la edición actual del inventario los resultados de la actividad SNAP 05.01.03 (Almacenamiento) se han imputado íntegramente a la categoría del CRF asociada a la minería subterránea (1.B.1.a.i Tratamiento), tal y como se muestra en la tabla.

Los combustibles sólidos que se tratan en este subgrupo se clasifican en las cuatro categorías siguientes: antracita, hulla, lignito negro (también llamado hulla sub-bituminosa) y lignito pardo.

A) Descripción del proceso de generación de las emisiones

En este subgrupo se consideran las emisiones fugitivas de gases de efecto invernadero, principalmente metano, y emisiones pulverulentas procedentes de la producción, procesamiento, manejo y utilización del carbón.¹

El proceso de formación del carbón, denominado carbonificación, es un fenómeno complejo de naturaleza físico-química que tiene lugar a lo largo de millones de años. El grado de carbonificación, definido por el rango del carbón, determina la cantidad de metano generada y, por la influencia de las variables presión y temperatura, del metano contenido en las vetas de carbón. El metano permanece almacenado en el carbón hasta que la presión ejercida sobre el carbón disminuye y puede liberarse del mismo a zonas de menor presión. Éste es el proceso básico de generación de emisiones de metano que tiene lugar en la minería del carbón.

La cantidad de metano así generada depende básicamente del rango de carbón, del contenido de gas del mismo, de la profundidad a que se encuentra, y de los procedimientos de extracción minera. La variedad de rangos de los carbones corresponde a las diferencias en las etapas de formación del carbón y depende de la historia de presión y temperatura de las vetas carboníferas. Los carbones de rango elevado, tal como son los carbones bituminosos, contienen más metano que los carbones de rango bajo como son los lignitos. La profundidad es importante ya que afecta a la presión y temperatura de las vetas carboníferas y estas variables determinan cuánto metano se genera durante la formación del carbón. A igualdad de condición de rangos, las vetas más profundas mantendrán más altas cantidades de metano porque se encuentran a presiones mayores que las vetas más superficiales. Consecuentemente, los factores de emisión de metano serán generalmente mayores en el caso de la minería subterránea que en el caso de la minería a cielo abierto. Por otra parte, como los carbones superficiales o de minas a cielo abierto son generalmente de rango menor que los que se encuentran en mayores profundidades, los primeros contienen generalmente menos metano que los segundos, y así las emisiones de las minas a cielo abierto o próximas a la superficie generan menos metano que las minas más profundas.

El metano liberado corresponde no sólo al emitido por el carbón extraído, ya que la actividad minera al alterar las condiciones de presión y temperatura de los estratos adyacentes (superiores e inferiores) determina que la presión ejercida sobre éstos disminuya notablemente y se motive así la liberación de metano de dichos estratos carboníferos.

Además del proceso estrictamente minero, el metano se libera en los tratamientos posteriores a la extracción, como son los del procesamiento, transporte y uso del carbón. En el procesamiento del carbón el metano se libera en las operaciones de fragmentación, trituración y secado térmico, en todas las cuales se refuerza el proceso de desorción del

¹ En la presente edición del inventario, dada la carencia de información disponible al respecto, no se contemplan las emisiones potenciales de CO₂ que hubieran podido lugar en esta actividad, ya sea: i) en fugas de gas de veta carbonífera con contenido de CO₂; ii) en la combustión espontánea de las pilas de carbón residual de las minas o en depósitos de carbones.

metano del carbón. El transporte también contribuye a las emisiones de metano ya que en el trayecto éste se desorbe a la atmósfera. Igualmente, ciertas actividades de uso, como preparación del coque metalúrgico, implican la trituración del carbón coquizable a partículas de tamaño < a 5 mm. con lo que se incrementa notablemente la superficie del carbón en contacto con la atmósfera reforzando notablemente el proceso de desorción del metano todavía contenido en el carbón.^{2 3}

B) Variables de actividad

La diferenciación entre la minería a cielo abierto (código SNAP 05.01.01) y la minería subterránea (código SNAP 05.01.02) viene justificada por los potenciales de emisión de metano (y de partículas) de cada una de ellas, que como se ha visto en el epígrafe A) anterior son más altos para la segunda que para la primera. Por otra parte, en dicho epígrafe A) se comentaba cómo los procesos a considerar no se limitan exclusivamente a la extracción del mineral, sino que cubren también las actividades posteriores de procesamiento, transporte y uso del carbón. Ahora bien, dado que la actividad SNAP 05.01.03 es específica para el almacenamiento, que es sólo una parte del tratamiento posterior a la extracción del carbón, los procesos de tratamiento, transporte y uso se encuadrarán dentro de las actividades SNAP 05.01.01 y 05.01.02 junto a la propia actividad extractiva, clasificándose en una u otra de estos códigos según sea la procedencia del carbón (cielo abierto o subterráneo).

De conformidad con lo anterior se presentan ahora en este apartado B) las siguientes variables que determinan la tasa de actividad de este subgrupo.

- a) La producción de carbón.
- b) El consumo de carbón, que será la variable *proxy* para las actividades posteriores a la extracción (tratamiento, transporte y uso).
- c) Almacenamiento de carbón.

La variable producción reseñada en a) corresponde a la producción nacional, mientras que las variables referidas en b) y c) se refieren al consumo y al almacenamiento interiores, e incluye, por tanto, la parte correspondiente de importaciones.

En la tabla 5.1.1 se muestra la información sobre la producción nacional de carbón con desglose por tipo de minería (cielo abierto y subterránea) y tipo de carbón (hulla, antracita, lignitos). La fuente consultada para la recopilación de dicha información ha sido la Subdirección General de Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).

² Otras fuentes potenciales de emisión de metano, que no han sido computadas, son las procedentes de minas abandonadas, en las cuales, en función del sistema de sellado empleado, pueden originarse emisiones de metano fugado desde el abandono de la mina, en un volumen decreciente a lo largo del tiempo.

³ Se ha asumido que la cantidad total de metano generado es liberado a la atmósfera al no disponerse de información relativa a posibles recuperaciones de metano para uso energético como combustible o para su incineración en antorchas.

En la tabla 5.1.2 se muestra la información sobre consumo de carbón, que sirve como variable proxy para los procesos posteriores a la extracción minera de los carbones. Estos procesos incluyen el tratamiento, transporte y uso de los carbones. Las fuentes de información han sido la edición “Energy Balance Sheets” de EUROSTAT y la publicación “Energy statistics of OECD countries” que edita la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), complementada con la información del cuestionario anual de carbones (Annual Coal Questionnaire) facilitado por la Dirección General de Política Energética y Minas de MINETUR⁴. Para una caracterización exhaustiva de los carbones consumidos, se han desglosado las cantidades de hulla y antracita, reportadas por los balances internacionales dentro de una única categoría, a partir la información, más detallada, de los cuestionarios internacionales remitidos por el MINETUR⁵. Sin embargo, a partir de estas fuentes no se deduce si la procedencia de los carbones es de minería a cielo abierto o subterránea, y por tanto para aproximar este desglose según procedencia de tipo de mina se ha aplicado a los datos de consumo la misma distribución por origen de tipo de mina que la de la producción nacional de carbón que aparece en la tabla 5.1.1. Este supuesto se realiza con el fin de poder discriminar los factores de emisión a aplicar a los procesos posteriores a la extracción del carbón según el tipo de procedencia minera (cielo abierto o subterráneo).

En la tabla 5.1.3 se muestra la información sobre almacenamiento (existencias medias) de carbón. Estos depósitos de carbón se ubican principalmente en los parques de combustible de las centrales térmicas de carbón, en los puntos de almacenamiento de las minas, en sectores industriales como siderurgia y coquerías, y en otros sectores, entre los que se incluye el residencial/doméstico. La información procede, para las centrales térmicas de carbón de la publicación “Informe de explotación del sistema eléctrico” de Red Eléctrica Española; para los depósitos a pie de mina de las “Estadísticas del carbón” facilitadas por la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento de MINETUR; para el sector siderurgia/coquerías y “otros” del “Informe Carbunió”. Para esta última fuente, y habida cuenta que se ha perdido cierto detalle de información en los últimos años, se han proyectado las cantidades por tipos de carbón y tipo de minería correspondientes al último año disponible.

⁴ El interés de la utilización de estas fuentes estriba en que permite cuadrar las variables de esta actividad SNAP (consumo interior bruto) con los datos del balance energético del inventario.

⁵ El cuestionario internacional de carbones proporciona información diferenciada de hulla y de antracita a partir del año 2004. Para años precedentes se han estimado las cantidades correspondientes a cada uno de los dos tipos de carbones aplicando a los consumos agregados los ratios de participación del 2004.

Tabla 5.1.1.- Producción bruta de carbón (Cifras en toneladas)

Año	Minería cielo abierto (05.01.01)				Minería subterránea (05.01.02)			Producción total			
	Hulla	Antracita	Lignito negro	Lignito pardo	Hulla	Antracita	Lignito negro	Hulla	Antracita	Lignito negro	Lignito pardo
1990	2.528.676	560.194	2.094.446	16.372.971	11.278.485	6.504.676	3.780.821	13.807.161	7.064.870	5.875.267	16.372.971
1991	2.309.376	681.064	2.126.497	15.522.963	9.620.236	6.142.555	3.240.453	11.929.612	6.823.619	5.366.950	15.522.963
1992	3.165.131	999.382	2.020.145	14.778.744	9.678.880	6.400.906	3.099.507	12.844.011	7.400.288	5.119.652	14.778.744
1993	2.857.922	985.897	2.411.664	13.347.265	9.266.377	6.216.758	3.062.626	12.124.299	7.202.655	5.474.290	13.347.265
1994	2.634.055	1.275.346	2.481.017	11.361.535	8.387.843	6.616.345	3.135.693	11.021.898	7.891.691	5.616.710	11.361.535
1995	2.941.433	1.593.598	2.391.846	10.775.614	8.328.448	6.322.593	3.216.616	11.269.881	7.916.191	5.608.462	10.775.614
1996	2.530.852	1.214.892	2.479.667	9.585.773	8.104.124	6.463.172	4.013.831	10.634.976	7.678.064	6.493.498	9.585.773
1997	2.772.064	1.138.839	2.449.707	8.462.519	7.814.762	6.891.481	3.888.115	10.586.826	8.030.320	6.337.822	8.462.519
1998	2.713.733	872.308	2.364.740	9.749.739	7.010.920	5.736.644	3.370.440	9.724.653	6.608.952	5.735.180	9.749.739
1999	2.728.667	592.751	2.300.032	8.831.828	6.414.749	5.405.889	2.598.416	9.143.416	5.998.640	4.898.448	8.831.828
2000	2.445.394	590.646	2.281.539	8.523.586	6.393.770	5.119.882	2.638.098	8.839.164	5.710.528	4.919.637	8.523.586
2001	2.617.340	513.618	2.268.115	8.718.329	5.642.939	4.716.908	2.210.000	8.260.279	5.230.526	4.478.115	8.718.329
2002	2.477.213	548.384	2.604.749	8.726.121	5.196.862	4.339.495	2.009.604	7.674.075	4.887.879	4.614.353	8.726.121
2003	2.395.831	810.435	2.242.790	7.977.546	5.579.614	3.550.342	1.676.719	7.975.445	4.360.777	3.919.509	7.977.546
2004	2.491.000	674.000	2.522.000	8.147.000	5.004.000	3.492.000	1.746.000	7.495.000	4.166.000	4.268.000	8.147.000
2005	2.197.000	810.000	2.199.000	7.587.000	4.494.000	3.661.000	1.874.000	6.691.000	4.471.000	4.073.000	7.587.000
2006	2.088.000	728.000	2.287.000	6.859.000	4.412.000	3.607.000	1.910.000	6.500.000	4.335.000	4.197.000	6.859.000
2007	2.101.000	524.000	2.101.000	6.179.000	4.069.000	3.240.000	1.786.000	6.170.000	3.764.000	3.887.000	6.179.000
2008	2.567.243	2.122.893	2.328.942		3.247.094	1.523.768	1.402.343	5.814.337	3.646.661	3.731.285	
2009	1.802.723	2.747.217	1.870.489		2.485.144	2.191.383	1.509.962	4.287.867	4.938.600	3.380.451	
2010	1.824.135	2.105.336	2.058.745		2.106.458	1.823.245	1.085.136	3.930.593	3.928.581	3.143.881	
2011	1.017.610	1.599.198	1.916.627		2.630.506	1.476.863	1.047.815	3.648.116	3.076.061	2.964.442	
2012	1.024.085	1.321.256	1.829.487		1.364.823	1.481.170	1.031.449	2.388.908	2.802.426	2.860.936	

Fuente: Subdirección General de Minas del MINETUR; y elaboración propia

Tabla 5.1.2.- Consumo de carbón (Cifras en toneladas)

Año	Minería cielo abierto (05.01.01)				Minería subterránea (05.01.02)			Producción total			
	Hulla	Antracita	Lignito negro	Lignito pardo	Hulla	Antracita	Lignito negro	Hulla	Antracita	Lignito negro	Lignito pardo
1990	3.415.104	233.417	1.496.169	16.579.000	15.232.159	2.710.320	2.700.831	18.647.263	2.943.737	4.197.000	16.579.000
1991	3.837.682	312.362	1.770.711	15.477.000	15.986.747	2.817.209	2.698.289	19.824.429	3.129.571	4.469.000	15.477.000
1992	5.088.558	440.221	1.786.687	14.735.000	15.560.666	2.819.555	2.741.313	20.649.224	3.259.776	4.528.000	14.735.000
1993	4.524.575	414.770	1.951.609	13.435.000	14.670.247	2.615.408	2.478.391	19.194.822	3.030.178	4.430.000	13.435.000
1994	4.679.306	499.522	2.069.903	11.428.000	14.900.708	2.591.464	2.616.097	19.580.014	3.090.986	4.686.000	11.428.000
1995	5.449.622	663.550	1.927.649	10.534.000	15.430.199	2.632.630	2.592.351	20.879.821	3.296.180	4.520.000	10.534.000
1996	4.035.762	423.609	1.407.188	9.831.000	12.923.046	2.253.582	2.277.812	16.958.808	2.677.191	3.685.000	9.831.000
1997	5.570.311	476.273	1.619.913	8.473.000	15.703.338	2.882.078	2.571.087	21.273.649	3.358.351	4.191.000	8.473.000
1998	5.697.962	425.449	1.169.345	9.760.000	14.720.665	2.797.924	1.666.655	20.418.627	3.223.373	2.836.000	9.760.000
1999	7.240.475	378.467	1.526.015	8.906.000	17.021.435	3.451.623	1.723.985	24.261.910	3.830.090	3.250.000	8.906.000
2000	6.988.374	412.452	2.062.348	8.403.000	18.271.925	3.575.249	2.384.652	25.260.299	3.987.701	4.447.000	8.403.000
2001	7.224.564	353.448	1.670.906	8.771.000	15.576.034	3.245.954	1.628.094	22.800.598	3.599.402	3.299.000	8.771.000
2002	8.409.748	461.417	2.173.281	8.738.000	17.642.527	3.651.308	1.676.719	26.052.275	4.112.725	3.850.000	8.738.000
2003	7.232.260	706.336	1.951.243	7.989.000	16.843.099	3.094.305	1.458.757	24.075.359	3.800.641	3.410.000	7.989.000
2004	8.633.916	663.484	2.159.182	8.169.000	17.344.084	3.437.516	1.494.818	25.978.000	4.101.000	3.654.000	8.169.000
2005	8.351.949	733.547	2.152.029	7.564.000	17.084.051	3.315.453	1.833.971	25.436.000	4.049.000	3.986.000	7.564.000
2006	7.195.890	577.362	1.736.638	6.916.000	15.205.110	2.860.638	1.450.362	22.401.000	3.438.000	3.187.000	6.916.000
2007	8.795.937	500.055	1.769.121	6.306.000	17.035.063	3.091.945	1.503.879	25.831.000	3.592.000	3.273.000	6.306.000
2008	7.962.672	1.452.457	1.517.348		10.071.328	1.042.543	913.652	18.034.000	2.495.000	2.431.000	
2009	5.854.407	1.043.571	760.822		8.070.593	832.429	614.178	13.925.000	1.876.000	1.375.000	
2010	4.981.504	345.121	514.051		5.752.496	298.879	270.949	10.734.000	644.000	785.000	
2011	4.139.488	2.078.500	1.816.128		10.700.512	1.919.500	992.872	14.840.000	3.998.000	2.809.000	
2012	8.508.078	2.074.934	1.403.640		11.338.922	2.326.066	791.360	19.847.000	4.401.000	2.195.000	

Fuente: "Energy Balance Sheets" de EUROSTAT; "Energy statistics of OECD countries", de AIE-OCDE; cuestionario internacional de carbones cumplimentado por la Subdirección General de Minas del MINETUR; y elaboración propia

Tabla 5.1.3.- Almacenamiento de carbón (Cifras en toneladas)

Año	Hulla y antracita							Lignito negro			Lignito pardo		
	CCTT (h)	CCTT (a)	Minas (h)	Minas (a)	Siderurg. (h)	Otros (h)	Total	CCTT	Minas	Total	CCTT	Minas	Total
1990	4.098.100	1.898.700	942.861	361.955	380.000	460.000	8.141.616	2.967.900	121.710	3.089.610	145.700	141.474	287.174
1991	4.071.200	1.555.700	839.274	322.999	332.000	552.000	7.673.173	2.937.100	85.740	3.022.840	220.500	99.987	320.487
1992	4.931.499	1.520.611	806.952	384.626	407.000	490.000	8.540.688	2.392.800	45.663	2.438.463	221.000	120.760	341.760
1993	5.069.720	1.783.940	799.013	380.322	558.000	500.000	9.090.995	2.192.900	33.321	2.226.221	195.700	85.434	281.134
1994	4.081.378	1.757.122	483.037	474.759	542.000	300.000	7.638.296	1.847.600	69.807	1.917.407	117.400	74.162	191.562
1995	4.500.102	1.883.098	447.002	410.778	400.000	300.000	7.940.980	1.620.900	50.284	1.671.184	267.200	174.634	441.834
1996	6.010.289	2.653.411	231.906	450.158	381.000	300.000	10.026.764	2.339.500	9.109	2.348.609	196.500	79.214	275.714
1997	5.220.209	1.266.591	216.523	624.770	389.000	292.000	8.009.093	2.122.500	14.490	2.136.990	183.500	83.062	266.562
1998	4.852.833	1.177.454	424.364	428.621	389.000	292.000	7.564.272	1.973.127	77.047	2.050.174	170.586	136.852	307.438
1999	4.852.833	1.177.454	363.529	419.423	389.000	292.000	7.494.239	1.973.127	93.239	2.066.366	170.586	118.885	289.471
2000	4.722.544	77.400	324.562	504.324	389.000	292.000	6.309.830	2.532.100	100.427	2.632.527	162.500	190.006	352.506
2001	3.749.700	225.700	357.148	670.418	389.000	292.000	5.683.966	2.663.500	141.392	2.804.892	178.400	121.086	299.486
2002	4.568.200	155.800	302.944	668.069	389.000	292.000	6.376.013	2.204.800	123.003	2.327.803	142.600	145.264	287.864
2003	4.138.600	179.600	382.981	572.912	389.000	292.000	5.955.093	1.594.500	76.541	1.671.041	155.800	122.363	278.163
2004	3.386.400	188.200	297.880	552.815	389.000	292.000	5.106.295	1.352.700	75.468	1.428.168	140.900	107.339	248.239
2005	2.811.700	297.630	436.531	780.937	389.000	292.000	5.007.798	991.014	25.476	1.016.490	25.200	129.709	154.909
2006	4.841.500	859.000	472.035	863.393	389.000	292.000	7.716.928	883.600	153.763	1.037.363	82.100	80.861	162.961
2007	3.279.300	869.500	541.217	904.755	389.000	292.000	6.275.772	802.500	85.167	887.667	2.300	147.868	150.168
2008	4.884.000	1.258.800	459.859	791.266	389.000	292.000	8.074.925	1.404.500	27.675	1.432.175			
2009	7.365.051	1.871.500	87.165	915.408	389.000	292.000	10.920.124	2.488.400	41.596	2.529.996			
2010	6.809.324	1.935.869	1.026.567	3.278.904	389.000	292.000	13.731.664	2.917.007	33.029	2.950.036			
2011	7.785.778	1.676.452	518.001	1.735.920	389.000	292.000	12.397.151	2.958.087	5.558	2.963.645			
2012	7.419.970	1.331.599	346.155	1.478.408	389.000	292.000	11.257.132	2.650.083	13.474	2.663.557			

Notas: (h) = hulla; (a) = antracita.

Fuentes:

- "Informe de explotación del sistema eléctrico", Red Eléctrica de España.
- "Estadísticas del carbón", Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento de MINETUR.
- "Informe Carbunión".

C) Factores de emisión

La información sobre factores de emisión de metano por defecto del Libro Guía EMEP/CORINAIR procede del Manual de Referencia IPCC. En este último se distinguen distintos enfoques (Tier) según sea el nivel de aproximación, de más general a más preciso, en cuanto a la información sobre los factores de emisión a aplicar. El Tier 1 (nivel más general) es el que corresponde en el Manual de Referencia IPCC al denominado "Método de promedio general"; el Tier 2 (nivel más detallado) corresponde al denominado "Método específico de país o cuenca minera"; y el Tier 3 (el nivel más detallado) corresponde al denominado "Método específico de mina".

En los algoritmos de cálculo [5.1.1], [5.1.2] y [5.1.3], que se muestran seguidamente, se presentan los enfoques Tier 1 y Tier 2 propuestos en el Manual de Referencia IPCC (ecuaciones 1, 3 y 5 recogidas en los apartados 1.7.2.2 a 1.7.2.4), así como los factores de emisión de metano (rangos) por defecto que figuran en cada uno de ellos según sea el tipo de minería (cielo abierto o subterránea) que se trate en cada caso.

Algoritmo [5.1.1]:

Minería subterránea. Tier 1: Método de promedio general.

Emisiones de CH₄ (Gg) = Factor de emisión de CH₄ (m³ CH₄/tonelada de carbón extraído)

x Producción de carbón en minería subterránea (Mt)

x Factor de conversión (Gg/10⁶ m³)

donde:

- el factor de emisión debería ser escogido dentro del siguiente rango:
 - Límite inferior del factor de emisión de CH₄ = 10 m³/tonelada
 - Límite superior del factor de emisión de CH₄ = 25 m³/tonelada
- el factor de conversión convierte el volumen de CH₄ a unidades de masa y es la densidad de metano a 20°C y 1 atmósfera:
 - 0,67 Gg/10⁶ m³

Algoritmo [5.1.2]:

Minería a cielo abierto. Tier 2: Método específico de país o cuenca minera.

$$\begin{aligned} \text{Emisiones de CH}_4 \text{ (Gg)} = & \quad [\text{Contenido In-Situ de gas (m}^3 \text{ CH}_4\text{/tonelada)} \\ & \quad \times \text{Producción de carbón en minería a cielo abierto (Mt)} \\ & \quad \times \text{Factor de conversión (Gg/10}^6 \text{ m}^3\text{)}] \\ & \quad + \\ & \quad [\text{Factor de emisión asumido para los estratos adyacentes (m}^3 \\ \text{CH}_4\text{/tonelada)} & \quad \times \text{Producción de carbón en minería a cielo abierto (Mt)} \\ & \quad \times \text{Factor de conversión (Gg/10}^6 \text{ m}^3\text{)}] \end{aligned}$$

donde:

- Los factores de emisión propuestos en el Manual de Referencia IPCC para la minería a cielo abierto según el Tier 1 (no aparecen especificados en el Tier 2) varían en el siguiente rango:
 - Límite inferior del factor de emisión de CH₄ = 10 m³/tonelada
 - Límite superior del factor de emisión de CH₄ = 25 m³/tonelada
- el factor de conversión convierte el volumen de CH₄ a unidades de masa y es la densidad de metano a 20°C y 1 atmósfera:
 - 0,67 Gg/10⁶ m³

Algoritmo [5.1.3]:

Actividades posteriores a la extracción (post-mining). Tier 2: Método específico de país o cuenca minera.

$$\begin{aligned} \text{a) Emisiones de CH}_4 \text{ (Gg) en minería subterránea} = & \quad \text{Contenido In-Situ de gas (m}^3 \text{ CH}_4\text{/tonelada)} \\ & \quad \times \text{Producción de carbón en minería subterránea (Mt)} \\ & \quad \times \text{Fracción de gas liberado durante las actividades posteriores a} \\ \text{la extracción (\%)} & \quad \times \text{Factor de conversión (Gg/10}^6 \text{ m}^3\text{)} \end{aligned}$$

b) Emisiones de CH₄ (Gg) en minería a cielo abierto =

$$\begin{aligned} & \text{Contenido In-Situ de gas (m}^3 \text{ CH}_4\text{/tonelada)} \\ & \times \text{Producción de carbón en minería a cielo abierto (Mt)} \\ & \times \text{Fracción de gas liberado durante las actividades posteriores a} \\ & \text{la extracción (\%)} \\ & \times \text{Factor de conversión (Gg/10}^6 \text{ m}^3\text{)]} \end{aligned}$$

donde:

- Los factores de emisión propuestos en el Manual de Referencia IPCC para la minería subterránea según el Tier 1 (no aparecen especificados en el Tier 2) varían en el siguiente rango:
 - Límite inferior del factor de emisión de CH₄ = 0,9 m³/tonelada
 - Límite superior del factor de emisión de CH₄ = 4 m³/tonelada
- Los factores de emisión propuestos en el Manual de Referencia IPCC para la minería a cielo abierto según el Tier 1 (no aparecen especificados en el Tier 2) varían en el siguiente rango:
 - Límite inferior del factor de emisión de CH₄ = 0 m³/tonelada
 - Límite superior del factor de emisión de CH₄ = 0,2 m³/tonelada
- el factor de conversión convierte el volumen de CH₄ a unidades de masa y es la densidad de metano a 20 °C y 1 atmósfera:
 - 0,67 Gg/10⁶ m³

En la presente edición del Inventario se ha tratado de llegar al nivel 2, y para ello se ha tomado información sobre niveles de contenido de metano en carbones de distintas cuencas o provincias mineras. La información tomada del estudio "Medición de la concentración de grisú en capa en diversas cuencas carboníferas españolas" realizado por la Asociación de Investigación Tecnológica de Equipos Mineros (AITEMIN), 1989, para la Dirección General de Minas y de la Construcción del MINECO, se muestra en la tabla 5.1.4 siguiente.

Tabla 5.1.4.- Contenidos de metano en carbones extraídos de las distintas cuencas mineras (Cifras en m³ de CH₄ / tonelada de carbón)

Cuenca	Zona	m ³ CH ₄ /t de carbón
Asturias	Central (carbón coquizable)	7,7
	Central (carbón térmico)	5,5
	Norte (carbón de gas)	9,5
	Narcea (antracita)	1,5
	Cerredo	3,0
	Tormaleo	0,0
León	Villablino	3,4
	Norte	11,4
	Bierzo	0,0
Palencia	Guardo	0,0
	Barruelo-Pernia	9,5
Teruel	Teruel	0,0
Córdoba	Guadiato	4,6
Zaragoza	Zaragoza	0,0
Pirenaica	Pirenaica	5,5
La Coruña	La Coruña	-
Puertollano	Puertollano	-

Fuente: AITEMIN, "Medición de la concentración de grisú en capa en diversas cuencas carboníferas españolas". 1989.

A la vista de los contenidos de metano que figuran en la tabla 5.1.4 se han seleccionado, para los distintos tipos de carbón y procedencias mineras (a cielo abierto y subterránea), los factores de emisión que figuran en la tabla 5.1.5, y que, esencialmente, caen dentro de los rangos propuestos en la metodología del Manual de Referencia IPCC y que han sido indicados más arriba en los algoritmos [5.1.1] a [5.1.3]. Como puede observarse, en la tabla se distinguen factores para producción, tratamiento y almacenamiento de carbón. Los correspondientes a producción y a tratamiento se integrarán después, según corresponda a su tipo de minería (cielo abierto o subterránea), respectivamente en las actividades SNAP 05.01.01 y 05.01.02. Adviértase también que los factores de emisión aparecen expresados, tanto en m³ de metano, como en gramos de metano (en estas últimas unidades, que corresponden a los marcados en **negrita**, es como se tomarán para su aplicación sobre la variable de actividad).

Tabla 5.1.5.- Factores de emisión de metano**05.01.01 y 05.01.02 Minería (Cielo abierto y subterránea)**

PRODUCCION	Hulla	Antracita	Lignito Negro	Lignito Pardo	Uds.
Cielo Abierto					
Contenido CH ₄	0,7	0,1	0,5	0,1	m ³ CH ₄ /t carbón
FE	0,7	0,1	0,5	0,1	m ³ CH ₄ /t producción bruta
FE (05.01.01) *	469/D	67/D	335/D	67/D	g CH₄/t producción bruta
Subterránea					
Contenido CH ₄	7	1	5		m ³ CH ₄ /t carbón
FE	7	1	5		m ³ CH ₄ /t producción bruta
FE (05.01.02) *	4690/D	670/D	3350/D		g CH₄/t producción bruta

TRATAMIENTO	Hulla	Antracita	Lignito Negro	Lignito Pardo	Uds.
FE (C.A.)	0,07	0,01	0,05	0,01	m ³ CH ₄ /t consumida
FE (S.)	0,7	0,1	0,5		m ³ CH ₄ /t consumida
FE (05.01.01) *	46,9/D	6,7/D	33,5/D	6,7/D	g CH₄/t consumida
FE (05.01.02) *	469/D	67/D	335/D	0/D	g CH₄/t consumida

ALMACENAMIENTO	Hulla	Antracita	Lignito Negro	Lignito Pardo	Uds.
FE	0,7	0,1	0,5	0,01	m ³ CH ₄ /t
FE (05.01.03) *	469/D	67/D	335/D	6,7/D	g CH₄/t

* Densidad CH₄= 0,67 kg/m³ en condiciones ambientales (20 °C y 1 atmósfera).

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de la tabla 5.1.4, de los algoritmos [5.1.1] a [5.1.3], y de información de expertos del sector.

Para esta actividad SNAP se ha efectuado una estimación de partículas emitidas a partir del año 2000, clasificándolas, según granulometría, en PM_{2,5}, PM₁₀ y PST. Los factores de emisión empleados provienen de la recopilación de factores por actividad SNAP desarrollada en el programa CEPMEIP (Co-ordinated European Programme on Particulate Matter Emission Inventories, Projections and Guidance). Algunas actividades emisoras se hallan catalogadas en cuatro niveles según la posible aplicación de técnicas de abatimiento y/o grado de conservación de las instalaciones generadoras. Los criterios aceptados en la selección de los factores aplicados han sido:

- En la minería a cielo abierto se ha supuesto una implantación poco desarrollada o deficiente de técnicas de control dirigidas a la reducción de partículas, que se asocia, de acuerdo con la graduación de CEPMEIP, al nivel medio-alto o alto para todos los tipos de carbón.
- En la minería subterránea se han asumido los factores registrados para la minería a cielo abierto con un nivel bajo o medio de abatimiento (alta implantación de las técnicas de reducción).
- El almacenamiento ha sido estimado aplicando el factor de emisión propuesto para el tratamiento y almacenamiento de carbón, sin hacer distinción por tipo de carbón o nivel de abatimiento.

En la tabla 5.1.6 se muestran los factores de emisión de partículas finalmente aplicados, agrupados por actividades.

Tabla 5.1.6.- Factores de emisión de partículas

Actividad	PM _{2,5}	PM ₁₀	PST	Unidad
05.01.01 Minería a cielo abierto	5/D	50/D	101,7/D	g/t carbón extraído
05.01.02 Minería subterránea	3,8/D	25/D	50,9/D	g/t carbón extraído
05.01.03 Almacenamiento	6/D	60/D	150/D	g/t carbón almacenado

D) Emisiones

En la tabla 5.1.7 se muestra la estimación de las emisiones de metano para las tres actividades SNAP de este subgrupo según la metodología que se ha expuesto en los epígrafes A)-C) anteriores.

Tabla 5.1.7.- Extracción y primer tratamiento de combustibles fósiles sólidos. Emisiones**05.01.01 Minería a cielo abierto**

AÑO	CH ₄ (t)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	3.345			
1991	3.226			
1992	3.619			
1993	3.479			
1994	3.282			
1995	3.405			
1996	3.046			
1997	3.140			
1998	3.151			
1999	3.135			
2000	2.978	69	692	1.408
2001	3.062	71	706	1.436
2002	3.185	72	718	1.460
2003	2.927	67	671	1.365
2004	3.141	69	692	1.407
2005	2.849	64	640	1.301
2006	2.700	60	598	1.217
2007	2.656	55	545	1.109
2008	2.560	35	351	714
2009	1.963	32	321	653
2010	1.939	30	299	609
2011	1.495	23	227	461
2012	1.642	21	209	425

**Tabla 5.1.7.- Extracción y primer tratamiento de combustibles fósiles sólidos.
Emisiones (Continuación)****05.01.02 Minería subterránea**

AÑO	CH ₄ (t)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	78.150			
1991	68.680			
1992	68.471			
1993	65.770			
1994	62.315			
1995	62.354			
1996	62.760			
1997	62.713			
1998	55.666			
1999	51.204			
2000	51.863	54	354	720
2001	45.097	48	314	640
2002	43.094	44	289	588
2003	42.760	41	270	550
2004	40.523	39	256	521
2005	38.657	38	251	510
2006	37.316	38	248	505
2007	35.938	35	227	463
2008	26.047	23	154	314
2009	22.229	24	155	315
2010	17.545	19	125	255
2011	22.317	20	129	262
2012	16.588	15	97	197

05.01.03 Almacenamiento

AÑO	CH ₄ (t)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	3.947			
1991	3.858			
1992	4.059			
1993	4.141			
1994	3.329			
1995	3.365			
1996	4.244			
1997	3.714			
1998	3.591			
1999	3.567			
2000	3.610	56	558	1.394
2001	3.247	53	527	1.318
2002	3.441	54	540	1.349
2003	3.052	47	474	1.186
2004	2.577	41	407	1.017
2005	2.257	37	371	927
2006	3.275	54	535	1.338
2007	2.528	44	439	1.097
2008	3.443	57	570	1.426
2009	4.849	81	807	2.018
2010	5.332	100	1.001	2.502
2011	5.435	92	922	2.304
2012	5.042	84	835	2.088

Tabla 5.1.7.- Extracción y primer tratamiento de combustibles fósiles sólidos. Emisiones (Continuación)

05.01 Total extracción y primer tratamiento de combustibles fósiles sólidos

AÑO	CH ₄ (t)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	85.442			
1991	75.765			
1992	76.148			
1993	73.390			
1994	68.926			
1995	69.124			
1996	70.050			
1997	69.566			
1998	62.408			
1999	57.905			
2000	58.450	179	1.604	3.522
2001	51.406	171	1.547	3.394
2002	49.719	170	1.546	3.396
2003	48.738	156	1.416	3.101
2004	46.241	149	1.355	2.946
2005	43.762	139	1.261	2.738
2006	43.291	151	1.381	3.060
2007	41.122	133	1.211	2.669
2008	32.050	116	1.076	2.454
2009	29.041	136	1.283	2.985
2010	24.816	149	1.426	3.367
2011	29.247	134	1.277	3.028
2012	23.272	119	1.141	2.710

E) Desagregación territorial

Para la distribución territorial se han establecido los siguientes criterios de partición, diferenciados por actividad y/o sector consumidor:

- Extracción de carbones: La información de base, relativa a la producción bruta por tipo de carbón y modo extractivo, se encuentra disponible con desglose provincial.
- Primer tratamiento de carbones: Las cantidades estimadas para el conjunto nacional se han distribuido entre las distintas provincias mineras según sus respectivos niveles de actividad extractiva. Así, en este ejercicio, particularizado para cada cruce de categoría de carbón y tipo de minería, se establecen los ratios de participación a partir de los datos de producción bruta de carbón, disponible por categoría de carbón y modo de extracción, proporcionados por la Subdirección General de Minas del MINETUR.
- Almacenamiento de carbones: El detalle de la información disponible y los criterios de desglose pertinente vienen determinados por la ubicación del depósito de carbón.
 - Para las centrales térmicas de carbón se dispone de información individualizada de existencias, por central y tipo de combustible.
 - Por lo que respecta a los parques de carbón en minas, se han considerado los ratios de participación provinciales relativos a la producción bruta por tipo de carbón.

- Para los depósitos localizados en plantas siderúrgicas, coquerías y otros emplazamientos, se ha empleado la “Estadística de Almacenistas e Importadores de Carbón”, facilitada por la anterior Subdirección General de Planificación Energética integrada dentro del extinto Ministerio de Economía (MINECO)⁶. A partir de esta fuente, se estiman los porcentajes de participación, por tipo de carbón, de cada comunidad autónoma en función de las existencias medias anuales en empresas almacenistas.

Posteriormente se han distribuido por provincias los subtotales estimados para cada comunidad autónoma según la tasa de población de cada provincia en la comunidad. Para este cálculo se han tomado las proyecciones de población a 1 de julio del año elaboradas por el Instituto Nacional de Estadística.

5.2.- EXTRACCIÓN, PRIMER TRATAMIENTO Y CARGA DE COMBUSTIBLES FÓSILES LÍQUIDOS

Este subgrupo integra las actividades de exploración y extracción del crudo de petróleo, de su primer tratamiento *in situ*, y las operaciones de carga para su transporte y procesamiento posterior. Estas actividades pueden estar localizadas bien en tierra (código SNAP 05.02.01), bien en mar (código SNAP 05.02.02).

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.02 (05.02.01 a 05.02.02)
CMCC/CRF	1.B.2.a.i; 1.B.2.a.ii ^(*)
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.a.i

(*)La tabla de correspondencia múltiple entre nomenclaturas publicada en la Guía CLRTAP-EMEP contempla este subgrupo SNAP dentro de las categorías del CRF 1B2ai (Prospección) y 1B2aai (Producción). El Inventario ha asignado las emisiones por exploración en pozos de investigación y desarrollos a la categoría 1B2ai, integrando en la categoría 1B2aai las relacionadas con la actividad extractiva de combustible.

A continuación, se examinan para estas actividades la información socioeconómica y la referente a factores de emisión y se presenta la estimación de sus emisiones.

A) Variables de actividad

Para el proceso de exploración se ha considerado el número de pozos en activo con desglose según la finalidad del sondeo: investigación, y actividades de desarrollo y evaluación, tal y como aparece reflejado en la tabla 5.2.1. Las fuentes de referencia seleccionadas, la Enciclopedia OILGAS y la Estadística de prospección y producción de hidrocarburos, elaborada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), proporcionan información agregada, sin discriminar por el tipo de hidrocarburo al que se

⁶ A partir del año 2002, fecha en la que se suspendió la elaboración de la citada estadística, se ha propagado la distribución por comunidades autónomas correspondiente al último año disponible.

dirige la investigación (crudo de petróleo, gas natural o combinado). Como consecuencia de la agregación en la información de base, se ha optado por reflejar en este subgrupo SNAP, asociado a combustibles líquidos, la totalidad de emisiones potencialmente emitidas en la fase de exploración vinculada a hidrocarburos, tanto combustibles fósiles líquidos (SNAP 05.02) como gaseosos (SNAP 05.03).

Por otra parte, las cifras de extracción de crudo de petróleo correspondientes a la producción nacional se muestran en la tabla 5.2.2, siendo de asentamiento en tierra (land-based) las instalaciones de Burgos, y de asentamiento en mar (off-shore) las de Tarragona y Vizcaya. Las fuentes de información consultadas son la Estadística de prospección y producción de hidrocarburos, publicada por la Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR, las estadísticas sobre producción interior de hidrocarburos elaboradas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), la publicación La Energía en España de MINETUR y la Enciclopedia OILGAS, fuentes que proporcionan todas ellas las cifras de producción por asentamiento.

Tabla 5.2.1 .- Sondeos de hidrocarburos (Número de sondeos activos)

Año	Investigación (05.02.01/522)	Desarrollo y evaluación (05.02.01/521)	TOTAL
1990	6	2	8
1991	10	0	10
1992	2	0	2
1993	4	0	4
1994	4	0	4
1995	3	0	3
1996	2	2	4
1997	9	0	9
1998	3	0	3
1999	4	1	5
2000	8	2	10
2001	5	2	7
2002	0	0	0
2003	5	0	5
2004	3	0	3
2005	1	1	2
2006	0	0	0
2007	3	0	3
2008	0	0	0
2009	4	1	5
2010	0	1	1
2011	0	0	0
2012	0	0	0

Fuente: Enciclopedia OILGAS y Estadística de prospección y producción de Hidrocarburos (MINETUR). Para el año 2012, al no estar disponibles en el plazo de elaboración del inventario las ediciones actualizadas de las citadas fuentes, se han propagado los niveles de operación del año 2011.

Tabla 5.2.2.- Extracción de petróleo (Cifras en toneladas)

Año	Instalaciones en tierra (05.02.01)	Instalaciones marinas (05.02.02)	TOTAL
1990	28.529	766.945	795.474
1991	25.827	1.041.169	1.066.996
1992	19.729	1.051.809	1.071.538
1993	16.482	858.169	874.651
1994	15.746	791.003	806.749
1995	13.710	638.327	652.037
1996	14.993	501.086	516.079
1997	12.086	365.170	377.256
1998	12.230	519.233	531.463
1999	10.947	289.240	300.187
2000	8.508	220.185	228.693
2001	7.676	329.887	337.563
2002	8.290	308.041	316.331
2003	7.297	313.258	320.555
2004	6.353	254.548	260.901
2005	5.699	166.014	171.713
2006	5.397	134.749	140.146
2007	5.529	137.563	143.092
2008	6.012	121.273	127.285
2009	8.924	97.893	106.817
2010	4.523	117.237	121.760
2011	6.878	93.094	99.972
2012	6.580	132.243	138.823

Fuentes: Estadística de -prospección y producción de hidrocarburos, Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR; estadísticas sobre producción interior de hidrocarburos, CORES; el anuario La Energía en España de MINETUR; y Enciclopedia OILGAS.

B) Factores de emisión

Para la recopilación de factores de emisión por exploración y extracción de hidrocarburos se ha consultado la Guía de Buenas Prácticas 2000 de IPCC (véase tabla 2.16 del capítulo 2), fuente que proporciona una estimación de los niveles de emisión de metano, de dióxido de carbono y de óxido nitroso generados en las actividades de sondeo, con potenciales diferenciados para los pozos de investigación (*testing*) y pozos de desarrollo (*drilling*), y en la producción de crudo. Por lo que respecta a la categoría de extracción, los factores originales, en términos de volumen de crudo, se han convertido a unidades de masa aplicando una densidad de 850 kg /m³ de crudo extraído, valor medio nacional deducido de las “Estadísticas de prospección y producción de hidrocarburos” del MINETUR. Los factores de COVNM aplicados para la extracción de crudo vienen derivados de los factores de metano expuestos en la citada guía, asumiendo una especiación en los compuestos orgánicos volátiles emitidos del 91% de COVNM y del 9% de CH₄.

En la tabla 5.2.3 se presentan los factores aplicados por tipo de operación y, para el caso de la producción de crudo, por ubicación de la plataforma extractiva (marina o en tierra).

Tabla 5.2.3.- Factores de emisión para exploración y extracción de crudo

EXPLORACIÓN	COVNM (g/pozo)	CH ₄ (g /pozo)	CO ₂ (kg/pozo)	N ₂ O (g/pozo)
Pozos de investigación (05.02.01 /521)		430/E	0,028/E	
Pozos de desarrollo y eval.(05.02.01 /522)		270.000/E	5.700/E	68/E

EXTRACCIÓN	COVNM (g/t crudo)	CH ₄ (g /t crudo)	CO ₂ (kg/t crudo)	N ₂ O (g/t crudo)
Instalaciones en tierra (05.02.01 /000)	17.250/E	1.706/E	0,318/E	
Instalaciones marinas (05.02.02 /000)	17.250/E	1.706/E	0,318/E	

Por último, cabe mencionar que, para el caso de las actividades de sondeo, los factores propuestos en la anterior guía metodológica, y que se han tomado para la estimación de emisiones en esta actividad SNAP, recogen las emisiones totales: fugitivas, venteos y/o antorchas generadas en los procesos de perforación. Al no haber sido posible la estimación de la contribución de cada tipo de emisión al factor global, las emisiones potenciales en las plataformas de exploración por incineración en antorchas (actividad SNAP 09.02.06) aparecen contempladas en la presente actividad.

C) Emisiones

En la tabla 5.2.4. se muestran las emisiones estimadas para este subgrupo con desglose por actividades SNAP, instalaciones en tierra e instalaciones marinas.

Tabla 5.2.4.- Emisiones estimadas

05.02.01 Instalaciones en tierra

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)	N ₂ O (t)
1990	492	50,3	43	0,0004
1991	446	46,8	65	0,0007
1992	340	34,2	18	0,0001
1993	284	29,2	28	0,0003
1994	272	27,9	28	0,0003
1995	236	24,2	21	0,0002
1996	259	26,1	16	0,0001
1997	208	23,0	55	0,0006
1998	211	21,7	21	0,0002
1999	189	19,8	26	0,0003
2000	147	16,7	48	0,0005
2001	132	14,4	31	0,0003
2002	143	14,1	3	
2003	126	13,8	31	0,0003
2004	110	11,6	19	0,0002
2005	98	10,0	8	0,0001
2006	93	9,2	2	
2007	95	10,2	19	0,0002
2008	104	10,3	2	
2009	154	16,3	26	0,0003
2010	78	7,7	1	
2011	119	11,7	2	
2012	114	11,2	2	

Tabla 5.2.4.- Emisiones estimadas (Continuación)**05.02.02 Instalaciones marinas**

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)	N ₂ O (t)
1990	13.230	1.308	244	
1991	17.960	1.776	331	
1992	18.144	1.794	334	
1993	14.803	1.464	273	
1994	13.645	1.349	252	
1995	11.011	1.089	203	
1996	8.644	855	159	
1997	6.299	623	116	
1998	8.957	886	165	
1999	4.989	493	92	
2000	3.798	376	70	
2001	5.691	563	105	
2002	5.314	526	98	
2003	5.404	534	100	
2004	4.391	434	81	
2005	2.864	283	53	
2006	2.324	230	43	
2007	2.373	235	44	
2008	2.092	207	39	
2009	1.689	167	31	
2010	2.022	200	37	
2011	1.606	159	30	
2012	2.281	226	42	

05.02 Total extracción, primer tratamiento y carga de combustibles fósiles líquidos

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)	N ₂ O (t)
1990	13.722	1.359	287	0,0004
1991	18.406	1.823	396	0,0007
1992	18.484	1.829	352	0,0001
1993	15.088	1.493	301	0,0003
1994	13.916	1.377	279	0,0003
1995	11.248	1.113	224	0,0002
1996	8.902	881	176	0,0001
1997	6.508	646	171	0,0006
1998	9.168	907	186	0,0002
1999	5.178	513	118	0,0003
2000	3.945	392	118	0,0005
2001	5.823	577	136	0,0003
2002	5.457	540	101	
2003	5.530	548	130	0,0003
2004	4.501	446	100	0,0002
2005	2.962	293	60	0,0001
2006	2.418	239	45	
2007	2.468	245	63	0,0002
2008	2.196	217	40	
2009	1.843	183	57	0,0003
2010	2.100	208	39	
2011	1.725	171	32	
2012	2.395	237	44	

D) Desagregación territorial

Tal y como se ha comentado en el apartado A) correspondiente a la variable de actividad, las fuentes de referencia consultadas con relación a la extracción de crudo

proporcionan la cantidad producida por asentamiento, siendo directa su asignación a provincia.

Para la asignación provincial de las emisiones procedentes de la exploración de hidrocarburos se ha asumido en la presente edición del Inventario que estas actividades se desarrollan en áreas próximas a las plataformas extractivas operativas situadas en tierra (asentamiento de Burgos).⁷

5.3.- EXTRACCIÓN, PRIMER TRATAMIENTO Y CARGA DE COMBUSTIBLES FÓSILES GASEOSOS

Este subgrupo cubre la extracción, tratamiento y carga de combustibles gaseosos (gas natural), y en él se distingue entre las actividades desarrolladas en el mar (código SNAP 05.03.03) y las de tierra. A su vez, éstas últimas se desglosan en las de Desulfuración de Gases (código SNAP 05.03.01) y el Resto de Operaciones en tierra relacionadas con la extracción de Gas (Código SNAP 05.03.02). La Desulfuración de Gas se trata de forma separada dado que requiere un tipo de instalaciones específicas para la eliminación del ácido sulfhídrico (SH₂) y de otros gases (CO₂) cuya presencia se trata de evitar en el producto a distribuir.

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.03 (05.03.01 a 05.03.03)
CMCC/CRF	1.B.2.b.ii
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.b

Tal y como ya se ha expuesto en el epígrafe anterior, las operaciones de exploración-perforación de pozos de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, se han contemplado en su totalidad dentro del subgrupo SNAP 05.02, correspondiente a los combustibles fósiles líquidos, imputando en dicho subgrupo SNAP las emisiones totales de estas instalaciones (por fugas, venteos y/o incineración).

A continuación, se examinan para este subgrupo las variables de actividad, los factores de emisión y se presenta la estimación de sus emisiones.

A) Variables de actividad

En la tabla 5.3.1 se muestran las cifras de extracción de gas natural distinguiendo, según procedencia, aquéllas localizadas en instalaciones en tierra de las localizadas en instalaciones marinas. La estimación de las cantidades extraídas y el desglose entre ambas categorías de instalaciones se ha realizado teniendo en cuenta los datos de producción y la ubicación de los campos de extracción de acuerdo con los mapas contenidos en la

⁷ Este supuesto puede ser revisado si se identifica para los años del periodo inventariado el emplazamiento de los pozos activos.

publicación "Estadística de prospección y producción de hidrocarburos" del MINETUR, así como de las estadísticas de producción interior de hidrocarburos publicadas por CORES, el anuario La Energía en España de MINETUR o la publicación "Enciclopedia OILGAS".

Tabla 5.3.1.- Extracción de gas natural (Cifras en miles de m³)

Año	Actividades en instalaciones en tierra (distintas de desulfuración) (05.03.02)	Actividades en instalaciones marinas (05.03.03)	TOTAL
1990	56.114	1.258.578	1.314.692
1991	108.867	1.218.786	1.327.653
1992	145.381	1.074.751	1.220.132
1993	123.540	509.648	633.188
1994	75.442	120.853	196.295
1995	68.164	342.517	410.681
1996	51.346	407.383	458.729
1997	81.941	90.352	172.293
1998	68.988	40.147	109.135
1999	87.185	57.539	144.724
2000	84.677	89.859	174.536
2001	59.641	492.551	552.191
2002	53.902	503.713	557.616
2003	85.452	177.933	263.385
2004	48.387	316.477	364.863
2005	30.338	140.775	171.113
2006	24.303	44.341	68.645
2007	22.267		22.267
2008	21.425		21.425
2009	17.030		17.030
2010	14.083	48.443	62.526
2011	14.797	41.156	55.953
2012	10.891	51.873	62.764

Fuentes: Estadística de prospección y producción de hidrocarburos, Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR; estadísticas sobre producción interior, CORES; La Energía en España, MINETUR; y Enciclopedia OILGAS.

B) Factores de emisión

La referencia metodológica adoptada para la elección de factores de emisión ha sido la Guía de Buenas Prácticas 2000 IPCC, que en tabla 2.16 del volumen Energía propone factores de dióxido de carbono y de metano emitido por pérdidas de gas en las instalaciones extractivas. Para estimar un factor de COVNM se ha aplicado la especiación sugerida en el apartado 5.3 del Manual CORINAIR, edición 1992, según la cual el 11% de los compuestos volátiles orgánicos emitidos son COVNM (es decir, 89% CH₄). En la tabla 5.3.2 siguiente se presentan los factores aplicados para estos contaminantes.

Tabla 5.3.2.- Factores de emisión (Cifras en gramos/miles de m³ de gas natural)

Actividad	COVNM	CH ₄	CO ₂
05.03.02 Actividades en instalaciones en tierra	340/E	2.750/E	95/E
05.03.03 Actividades en instalaciones marinas	340/E	2.750/E	95/E

C) Emisiones

En la tabla 5.3.3 se muestran las emisiones estimadas para este subgrupo con desglose por actividades SNAP, instalaciones en tierra e instalaciones marinas.

Tabla 5.3.3.- Extracción, primer tratamiento y carga de combustibles fósiles gaseosos. Emisiones

AÑO	05.03.02 Actividades en instalaciones en tierra			05.03.03 Actividades en instalaciones marinas			TOTAL		
	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)
1990	19	154	5	428	3.461	120	447	3.615	125
1991	37	299	10	414	3.352	116	451	3.651	126
1992	49	400	14	365	2.956	102	415	3.355	116
1993	42	340	12	173	1.402	48	215	1.741	60
1994	26	207	7	41	332	11	67	540	19
1995	23	187	6	116	942	33	140	1.129	39
1996	17	141	5	139	1.120	39	156	1.262	44
1997	28	225	8	31	248	9	59	474	16
1998	23	190	7	14	110	4	37	300	10
1999	30	240	8	20	158	5	49	398	14
2000	29	233	8	31	247	9	59	480	17
2001	20	164	6	167	1.355	47	188	1.519	52
2002	18	148	5	171	1.385	48	190	1.533	53
2003	29	235	8	60	489	17	90	724	25
2004	16	133	5	108	870	30	124	1.003	35
2005	10	83	3	48	387	13	58	471	16
2006	8	67	2	15	122	4	23	189	7
2007	8	61	2	16	133	5	8	61	2
2008	7	59	2	14	113	4	7	59	2
2009	6	47	2	18	143	5	6	47	2
2010	5	39	1	428	3.461	120	21	172	6
2011	5	41	1	414	3.352	116	19	154	5
2012	4	30	1	365	2.956	102	21	173	6

D) Desagregación territorial

Tal y como se ha comentado en el apartado A) correspondiente a la variable de actividad, las fuentes de referencia consultadas proporcionan el volumen de gas producido por campo de prospección, siendo directa su asignación a provincia.

5.4.- DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (EXCLUIDA GASOLINA)

En este subgrupo se consideran las emisiones fugitivas derivadas de las operaciones de distribución de combustibles líquidos, excluida la gasolina que, por su especial volatilidad, se trata de forma separada, más adelante, en el subgrupo 05.05. El subgrupo 05.04, considerado en este epígrafe incluye dos actividades diferenciadas:

- a) Terminales marinos (carga-descarga de los petroleros, manipulación y almacenamiento de los crudos y productos petrolíferos).

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.04.01
CMCC/CRF	1.B.2.a.iii
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.a.i

b) Otras manipulaciones y almacenamientos (incluido transporte por tubería).

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.04.02
CMCC/CRF	1.B.2.a.v ^(*)
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.a.v ^(*)

(*) En la tabla anterior figura la correspondencia considerada en el inventario de emisiones para la presentación de los resultados en los distintos formatos. Cabe hacer notar que la tabla de correspondencia múltiple entre nomenclaturas publicada en la Guía CLRTAP-EMEP completa esta actividad SNAP dentro de la categoría del CRF 1B2aiii (Transporte) y de la categoría del NFR 1B2ai (Prospección, Producción y Transporte).

Dada la diferente naturaleza de sus variables socioeconómicas, las dos actividades de este subgrupo se examinan por separado.

5.4.1.- Terminales marinos (carga-descarga de los petroleros, manipulación y almacenamiento de los crudos y productos petrolíferos)

Se incluyen aquí las operaciones de carga-descarga desde los buques petroleros y su posterior manipulación y almacenamiento en los depósitos de las refinerías de los crudos y productos petrolíferos.

A) Variables de actividad

Como variable de actividad se ha tomado la cantidad de las adquisiciones de crudo por las refinerías, datos que se muestran en la tabla 5.4.1. Las fuentes básicas de información son la publicación "Energy Statistics of OECD countries" de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y el cuestionario de productos petrolíferos consignado por la Subdirección General de Hidrocarburos del MINETUR a los organismos internacionales, AIE y EUROSTAT. El emplazamiento de las refinerías es la base para la distribución provincial de las emisiones de esta actividad, salvo en el caso de la Refinería de Puertollano, que recibe el crudo por oleoducto desde la terminal marina ubicada en Málaga hasta el año 2000 y, a partir de ese año, desde la terminal marina de Cartagena.

Tabla 5.4.1.- Adquisición de crudo por las refinerías (Cifras en gigagramos)

Año	Terminales marítimas (05.04.01)
1990	50.630
1991	50.922
1992	54.037
1993	51.395
1994	53.796
1995	54.928
1996	54.074
1997	55.671
1998	59.746
1999	58.046
2000	57.457
2001	56.792
2002	56.449
2003	57.298
2004	59.167
2005	59.544
2006	60.468
2007	57.508
2008	58.508
2009	52.297
2010	52.461
2011	52.147
2012	58.807

Fuente: "Energy statistics of OECD countries", AIE-OCDE; cuestionario de productos petrolíferos cumplimentado por la Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR

B) Factores de emisión

La información sobre los factores de emisión se ha tomado del Manual CORINAIR, edición 1992, que en su parte 6, apartado 5.4, especifica un factor de 300 gramos COV por tonelada de crudo, con una especiación, que se indica en la parte 1, tabla 4.7, del mismo Manual, resultando así los factores que para estos dos gases se muestran en la tabla 5.4.2 siguiente.

Tabla 5.4.2.- Factores de emisión (Cifras en gramos de COV/tonelada de crudo)

Actividad	COVNM	CH ₄
05.04.01 Terminales marítimas (buques cisternas, manipulación y almacenamiento)	273/E	27/E

En cuanto al factor de metano, la cifra de la tabla es ligeramente menor que el límite inferior de los valores que en el Manual de Referencia IPCC, Capítulo 1, tabla 1.62, se propone como valores por defecto; y que varían en el rango 765 (745+20) a 2.760 (2.500+260) kg CH₄/PJ para el agregado de las actividades de transporte de crudo de petróleo, rango 745-2.500, y de las actividades de almacenamiento y manipulación, rango 20-260. Tomando ahora como factor de conversión para el crudo de petróleo de 42 GJ/tonelada, resulta para el límite inferior de aquel rango un valor de 32 g CH₄/tonelada crudo de petróleo, cifra que resulta muy similar a la que figura en la tabla.

C) Emisiones

En la tabla 5.4.3 se muestran las emisiones estimadas para esta actividad.

Tabla 5.4.3.- Terminales marinos. Emisiones

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)
1990	13.822	1.367
1991	13.902	1.375
1992	14.752	1.459
1993	14.031	1.388
1994	14.686	1.452
1995	14.995	1.483
1996	14.762	1.460
1997	15.198	1.503
1998	16.311	1.613
1999	15.847	1.567
2000	15.686	1.551
2001	15.504	1.533
2002	15.411	1.524
2003	15.642	1.547
2004	16.153	1.598
2005	16.256	1.608
2006	16.508	1.633
2007	15.700	1.553
2008	15.973	1.580
2009	14.277	1.412
2010	14.322	1.416
2011	14.236	1.408
2012	16.054	1.588

D) Desagregación territorial

Para esta actividad se ha tomado como índice de participación la fracción que representa el crudo procesado por las refinerías cuyos terminales marinos se encuentran ubicados en la provincia respecto al total nacional procesado⁸. Los datos de actividad de las refinerías son proporcionados directamente por las propias plantas, vía cuestionario.

5.4.2.- Otras operaciones de manipulación y almacenamiento

En esta actividad se incluyen las operaciones de manipulación y almacenamiento de los siguientes productos petrolíferos: gases licuados del petróleo (GLP), querosenos, gasóleos y fuelóleos. No se ha incluido el resto de productos relacionados con la industria petroquímica, tales como: naftas, lubricantes, asfaltos, coque de petróleo y otros, cuyas prácticas de manipulación y almacenamiento presentan, presumiblemente, peculiaridades específicas respecto a las de los combustibles aquí tratados.

⁸ Como ya se ha expuesto en el apartado A) con referencia a las variables de actividad, los terminales marinos de las refinerías se localizan en la misma provincia en la que se emplaza la propia planta, a excepción de la refinería de Puertollano cuyo suministro se realiza por oleoductos desde los terminales de Málaga (hasta el año 2000) o de Cartagena (a partir de tal fecha).

A) Variables de actividad

En la tabla 5.4.4 se presentan las variables de actividad, que se han tomado de las cifras de consumo (venta) de los referidos productos. Hasta el año 1996 la fuente de referencia adoptada fue la Enciclopedia OILGAS, completada para el caso del queroseno agrícola, con los datos de la publicación "Energy Statistics of OECD countries" de AIE-OCDE. A partir de tal fecha se diversificó la relación de fuentes atendiendo al tipo de combustible; así, se tomó el Boletín Estadístico de Hidrocarburos y la estadística de consumos (ventas) provinciales de gasolinas, gasóleos y fuelóleos, elaboradas ambas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), para completar las series de gasóleo y de fuelóleo; la Estadística de Industrias del Gas, elaborada por la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento de MINETUR, para recopilar la información relativa al GLP y, para el queroseno, el balance energético antes citado de AIE-OCDE. Para los años más próximos del periodo inventariado sin información exhaustiva proporcionada por algunas de las fuentes anteriormente citadas, caso de GLP y querosenos, se han extendido las series de consumos con la información facilitada por la Subdirección General de Hidrocarburos del MINETUR en el cuestionario internacional de productos petrolíferos (cifras de queroseno y de GLP consumido)⁹.¹⁰

⁹ Se ha detectado un error en la determinación del consumo total de GLP al haberse computado adicionalmente las partidas (consumos) asignadas en el cuestionario a "transferencias entre productos". Este error, que afecta a la estimación de consumo para los dos últimos años del periodo inventariado, implica un incremento en torno al 0,3% con respecto al consumo del conjunto de productos petrolíferos contemplados (y de sus emisiones) en esta actividad SNAP.

¹⁰ Para el año 2006 la cantidad de GLP fue estimado a partir de las tasa de variación interanual de GLP derivada de la estadística de consumos de productos petrolíferos elaborada por CORES.

Tabla 5.4.4.- Consumo de productos petrolíferos (Cifras en toneladas)

Año	GLP	QUEROSENO AVIACIÓN	QUEROSENO AGRÍCOLA	GASÓLEOS	FUELÓLEOS
1990	2.529.000	2.412.000	30.000	15.285.000	5.524.746
1991	2.470.959	2.404.000	99.000	13.474.566	5.347.172
1992	2.584.617	2.690.000	139.000	13.794.469	6.319.518
1993	2.570.629	2.610.000	126.000	15.969.087	6.556.606
1994	2.452.973	2.923.013	123.000	16.385.302	6.485.540
1995	2.456.427	3.096.299	53.000	17.651.986	6.585.414
1996	2.564.433	3.283.094	34.000	19.581.165	6.227.880
1997	2.538.085	3.543.000	12.000	19.437.091	5.608.331
1998	2.201.749	3.858.000	12.000	21.828.105	6.245.903
1999	2.661.525	4.087.000	9.000	23.458.582	7.392.722
2000	2.582.548	4.368.000	3.000	24.535.514	6.557.743
2001	2.439.145	4.407.000	10.000	26.068.048	6.597.371
2002	2.390.501	4.181.000	8.000	26.912.517	7.502.343
2003	2.526.754	4.387.000	1.000	29.171.259	4.780.144
2004	2.535.011	4.864.000	0	30.931.913	3.452.345
2005	2.423.875	5.183.000	0	32.052.843	3.612.845
2006	2.194.343	5.422.000	0	33.018.886	3.177.885
2007	2.229.288	5.704.000	0	34.749.860	3.926.087
2008	2.120.658	5.631.000		33.548.054	3.800.298
2009	2.033.959	5.133.000		31.659.602	3.406.302
2010	2.047.224	5.247.000		31.447.885	3.099.174
2011	1.791.000	5.596.000		29.503.032	2.843.377
2012	1.713.000	5.278.000		27.617.516	2.550.711

Fuentes: Enciclopedia OILGAS; "Energy statistics of OECD countries", AIE-OCDE; cuestionario internacional de productos petrolíferos complementado por la Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR; Estadísticas de industrias del gas, elaborada por la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento del MIINETUR; y otras estadísticas de hidrocarburos elaboradas por la Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR y por CORES.

B) Factores de emisión

La información sobre los factores de emisión se ha tomado del Manual CORINAIR, edición 1992, que en su parte 6, apartado 5.4, especifica un factor de 20 gramos de COV por tonelada de combustible transportada, con una especiación del 100% COVNM, que se indica en la parte 1, tabla 4.7, del mismo Manual, resultando el factor de emisión que se muestra en la tabla 5.4.5 siguiente.

Tabla 5.4.5.- Factores de emisión (Cifras en gramos de COVNM / tonelada de combustible)

ACTIVIDAD	COVNM
05.04.02 Otras manipulaciones y almacenamientos (inc. Transporte por tubería)	20/E

C) Emisiones

En la tabla 5.4.6 se muestran las emisiones estimadas para esta actividad.

Tabla 5.4.6.- Otras operaciones y almacenamiento. Emisiones de COVNM

AÑO	COVNM (t)
1990	516
1991	476
1992	511
1993	557
1994	567
1995	597
1996	634
1997	623
1998	683
1999	752
2000	761
2001	790
2002	820
2003	817
2004	836
2005	865
2006	876
2007	932
2008	902
2009	845
2010	837
2011	795
2012	743

D) Desagregación territorial

Para la distribución provincial en esta actividad se han aplicado diferentes criterios de desagregación atendiendo al tipo de combustible:

- Para el gasóleo, fuelóleo y gases licuados del petróleo, las fuentes de referencia consultadas proporcionan datos provinciales para cada tipo de combustible.^{11 12}.
- Con relación al queroseno de aviación, la fuente de información adoptada para el periodo 1990-1996 facilitaba datos de consumos provinciales. Para años precedentes, al no estar ya disponible información análoga, se ha optado por propagar la desagregación correspondiente a 1996.
- Para el queroseno agrícola se ha considerado la distribución provincial de potencia instalada en los tractores inscritos en el Registro Oficial de Maquinaria Agrícola gestionado por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA).

¹¹ Para el periodo 1990-1993, la información provincial publicada hace referencia a datos de distribución de combustibles por las compañías CAMPSA y REPSOL-BUTANO. A partir de 1994, con la liberalización del mercado, las estadísticas representan las cifras de ventas de gasóleo y fuelóleo y cantidades suministradas de GLP.

¹² Por lo que respecta a GLP, al cierre de la elaboración del inventario, la información disponible para ciertos años del último periodo mostraba carencias de cobertura. Para suplir carencias, se ha optado por considerar en su defecto las distribuciones correspondientes a los años más próximos al año de referencia para los cuales sí estuviera disponible una información exhaustiva.

05.05.- DISTRIBUCIÓN DE GASOLINA

La mayor volatilidad de la gasolina comparada con la del resto de hidrocarburos líquidos motiva su consideración separada en este subgrupo 05.05, en el que se distinguen, a su vez, las siguientes actividades SNAP-97:

05.05.01 Estación de suministro de la refinería.

En esta actividad se recogen las emisiones potenciales en la logística primaria por la carga en tanques móviles de gasolina almacenada en los depósitos de las refinерías o de gasolina mezcla desde las plantas de producción de bioetanol.

05.05.02 Transporte y almacenamiento en depósitos logísticos.

Esta actividad contempla las emisiones potenciales en el transporte y las generadas en los depósitos exteriores a los propios centros de producción durante la recepción, el almacenamiento¹³ y carga de gasolina en tanques móviles (camiones-cisterna).

05.05.03 Estaciones de servicio.

En esta actividad se computan las emisiones en estaciones de servicio por el suministro de combustibles, la respiración de los tanques, los derrames y el repostaje de los vehículos consumidores finales.

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.05 (05.05.01 a 05.05.03)
CMCC/CRF	1.B.2.a.v
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.a.v.

A) Variables de actividad

a.1 Estaciones de suministro de las refinерías y de las plantas de producción de bioetanol

Las variables de actividad para las estaciones de suministro de las refinерías y para las plantas de producción de bioetanol son las cantidades de producto despachado en las

¹³ Las emisiones durante el transporte, y la descarga y almacenamiento en depósitos logísticos, que se han estimado de muy escasa significación para el conjunto de esta actividad dadas las características técnicas de los tanques empleados y del propio proceso de abastecimiento, no han sido cuantificadas en la presente edición del Inventario.

mismas diferenciadas por medio de distribución y sistema de carga¹⁴. La determinación de los volúmenes anuales expedidos según modo de transporte se ha realizado sobre la base de los flujos de gasolina destinados a los distintos mercados (exportaciones vs. mercado interior) y, en el caso del circuito nacional, a cada tipo de instalación receptora.

La cantidad de gasolina (o gasolina mezcla con bioetanol) diferenciada según origen-destino ha sido derivada a partir de información directa relativa a los movimientos de gasolina internos (producción, variación de existencias, transferencias entre productos) y externos (exportaciones) en las plantas de refino y a las distintas salidas de producto - etanol desnaturalizado o gasolina mezcla - desde las plantas de bioetanol a los restantes componentes del circuito. Para estimar el flujo anual correspondiente a la entrada en el circuito de gasolina de procedencia nacional se han tomado como información de base los distintos movimientos que definen la disponibilidad final para consumo interior: i) producción (*PROD*), ii) exportaciones desde las propias refinerías (*EXP*); iii) variación anual de las existencias en plantas de refino (*VE*), iv) transferencias entre productos por reclasificación o degradación (*TRANSF*) y v) suministro de gasolina mezcla de las plantas de bioetanol para fabricación de ETBE (*ADIT*), siendo incorporada cada componente en la estimación según la ecuación siguiente¹⁵:

$$Su\ min\ istro_{Nacional}^{Re\ finería} = PROD - EXP - VE - TRANSF + ADIT$$

Las principales entidades consultadas para la recopilación de la información de base han sido la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP) y la Asociación de Energías Renovables (APPA), las cuales han aportado al Inventario datos de actividad para el periodo 2006-2011. Estas fuentes han complementadas con el cuestionario internacional de productos petrolíferos (Annual Oil Statistics) elaborado por la Subdirección General de Hidrocarburos del MINETUR y el cuestionario de energías renovables y residuos (Annual Questionnaire on Renewables and Wastes) cumplimentado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), entidad pública vinculada a MINETUR. Otras fuentes de referencia consultadas para el año 2012 han sido los informes mensuales de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre certificación y comercialización de biocarburantes (datos relativos a disponibilidad de bioetanol) y los cuestionarios de refinerías para el Inventario (datos relativos a las existencias de gasolina en las plantas).

La distribución modal del transporte de gasolina (o gasolina mezclada con etanol) y caracterización del proceso de carga-descarga para cada uno de los flujos anteriormente estimados se ha efectuado aplicando los porcentajes anuales aportados para el periodo 2006-2011 por las principales compañías y asociaciones sectoriales. Para el periodo restante, se han prorrogado las características del transvase estimadas para cada refinería correspondientes al año con información más próximo al año de referencia. Las partidas

¹⁴ El sistema empleado en la carga del tanque móvil, llenado inferior vs. superior sumergido, constituye un parámetro explícito para la determinación del factor de emisión de evaporativas por la carga de gasolina en camiones-cisterna (Libro Guía EMEP/EEA 2009 y CONCAWE, 2009).

¹⁵ Dada las especificidades del circuito logístico y del parque de vehículos de gasolina existentes en las Islas Canarias se han predefinido dos áreas de suministro: Islas Canarias vs. resto del territorio nacional, para las cuales se han estimado los volúmenes de gasolina despachados para su exportación y para consumo interior (distribución dentro del circuito logístico).

resultantes, ya desglosadas por modo de transporte y tipo de instalación destino, figuran en la tabla 5.5.1.

El nivel de detalle territorial en los datos originales ha condicionado la aplicación de variables de desagregación sobre las estimaciones totales de gasolina suministrada a cada segmento del circuito. Así, para las exportaciones de las refinerías se ha adoptado la distribución provincial de producción nacional, tomando los datos directos proporcionados por las propias plantas vía cuestionario y, en su defecto, la información, detallada por centro, de la Enciclopedia OILGAS¹⁶. Por lo que respecta a la participación provincial en el suministro de gasolina desde las refinerías al mercado interior en tanques móviles (buques-tanque) se ha considerado la información detallada facilitada por AOP acerca del transporte de gasolina según origen-destino^{17 1819}. Por último, la capacidad de producción de las distintas plantas de bioetanol ha determinado las cuotas de participación provinciales aplicadas tanto a la partida de bioetanol desnaturalizado despachado a las refinerías como al volumen de gasolina mezcla de las plantas de bioetanol incorporada al circuito logístico de distribución de gasolina.

a.2 Transporte y almacenamiento en depósitos logísticos

Las partidas de gasolina expedidas desde depósitos logísticos ya sea a terminales transfronterizas²⁰, a estaciones de servicio o, marginalmente, a refinerías, a plantas de bioetanol y a otros depósitos logísticos nacionales, con diferenciación por modo de distribución y modo de carga del tanque móvil, constituyen idealmente las variables de actividad para esta fase del circuito. En la práctica estas variables han sido reemplazadas,

¹⁶ La distribución anual basada en las cifras de producción publicadas en la Enciclopedia OILGAS ha sido empleada para el periodo 1990-2002 al no haberse incorporado la solicitud de información relativa a la producción de gasolina en los cuestionarios para el Inventario Nacional remitidos a las refinerías de sus respectivas ediciones.

¹⁷ Información relativa a refinerías peninsulares disponible para el periodo 2006-2011 y referente a refinerías extrapeninsulares (planta de Santa Cruz de Tenerife) para los años 2009 a 2011. La información relativa a la planta de refino extrapeninsular se ha extendido al periodo 2006-2011 asumiendo que el suministro de la refinería de Tenerife para mercado nacional está destinado a satisfacer la demanda de gasolina del propio archipiélago; así, para los años del subperiodo sin información, años 2006-2008, el despacho de gasolina en buques-tanque desde dicha refinería para mercado nacional ha sido ajustado a las ventas registradas en Las Palmas de Gran Canaria..

¹⁸ El reparto por planta del volumen total destinado al mercado nacional que es transportado por buques-tanque desde las refinerías se ha efectuado para los años sin ninguna información disponible (periodo 1990-2005 y año 2012) con las cuotas de participación correspondientes al año con información más próximo al año de referencia (año 2006 y año 2011, respectivamente).

¹⁹ Los expertos sectoriales sostienen que la distribución de gasolina por tuberías, medio alternativo empleado por refinerías para el suministro del carburante, no representa una fuente de emisiones de compuestos volátiles durante las actividades de carga y transporte.

²⁰ Las exportaciones desde depósitos logísticos resultan, según los expertos sectoriales, partidas marginales y tienen carácter extraordinario. Para la presente edición este flujo no ha sido computado en el inventario.

en función de la operación considerada, por las ventas (al consumidor final) de gasolina²¹, el volumen de gasolina distribuido (en camiones-cisterna) a las plantas de producción de bioetanol para la desnaturalización del alcohol y el transvase de gasolina entre distintos depósitos logísticos mediante buques-tanque²², cuyas cifras nacionales figuran en la tabla 5.5.1.

Las fuentes consultadas para la recopilación de la información relativa al consumo (venta) de gasolina son la Enciclopedia OILGAS hasta 1996²³ y las estadísticas facilitadas por la Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR a partir de tal fecha. La estimación del suministro anual de gasolina a las plantas de bioetanol ha sido derivada directamente de la información proporcionada por APPA. Para el caso de las transferencias de gasolina entre depósitos logísticos en buques-tanque la información, detallada por origen-destino, ha sido proporcionada para los años del periodo 2006-2011 por la empresa Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH).

Por lo que respecta al desglose territorial de los datos de actividad empleados, el suministro total de la gasolina sin mezclar con bioetanol se ha distribuido regionalmente en función de la capacidad total de los tanques de gasolina instalados en los centros logísticos de cada provincia, datos calculados a partir de la información recopilada en la Enciclopedia OILGAS²⁴. Para la desagregación del despacho de gasolina mezcla desde los depósitos logísticos a estaciones de servicio, práctica a partir de 2011, se ha considerado como variable de subrogación la capacidad de aquellos cargaderos de camiones en los depósitos logísticos preparados para efectuar la mezcla de gasolina con bioetanol²⁵. Por último, tal y como se ha comentado en párrafos anteriores, las cantidades reportadas de gasolina transferidas de uno a otro depósito logístico se han facilitado con el desglose necesario para la asignación provincial atendiendo al centro logístico de origen.

²¹ Descontando la fracción, muy marginal, de gasolina (gasolina mezcla) despachada directamente a las estaciones de servicio y flota cautiva desde las propias plantas de producción de bioetanol.

²² Las transferencias entre depósitos logísticos y retornos a las plantas de refino se llevan a cabo por medio de buques-tanque o tuberías, según información de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y la Unión de Petroleros Independientes (UCI). De las operaciones asociadas y modos de transporte indicados, los expertos del sector han valorado que las actividades de carga y transporte de gasolina por tuberías no generan emisiones de compuestos volátiles.

²³ La información publicada en la citada fuente resulta parcial para los años 1991 y 1992 al no figurar las ventas registradas correspondientes a las Islas Canarias, Ceuta y Melilla. Estas cantidades han sido estimadas por el equipo de trabajo a partir de la evolución de ventas atribuidas a cada provincia por dicha fuente.

²⁴ Este criterio de reparto se ha realizado para el conjunto del territorio peninsular, Islas Baleares, Ceuta y Melilla considerando la fracción de gasolina suministrada (ventas registradas) atribuida a esta área y el conjunto de depósitos logísticos emplazados en la misma. Para los circuitos logísticos de las Islas Canarias, asumiendo un sistema aislado del restante circuito logístico nacional, se ha optado por asimilar los despachos de los depósitos de la provincia a las propias ventas provinciales.

²⁵ Información correspondiente a las nueve instalaciones de CLH con cargaderos adaptados para la mezcla.

a.3 Estaciones de servicio

La variable de actividad considerada tanto para la carga en los tanques de almacenamiento como para el repostaje de los vehículos es la venta registrada de gasolina. Tal y como se ha expuesto en el sub-apartado anterior, esta información, disponible con desglose provincial, ha sido recopilada de la Enciclopedia OILGAS para el periodo 1990-1996 y, para años posteriores, de las estadísticas de consumo (venta) provincial de productos petrolíferos elaboradas por CORES.

Para una caracterización complementaria de los procesos de carga-descarga en el circuito logístico según otros factores condicionantes de los niveles de emisión, como son el modo de carga en camiones-cisterna (llenado inferior vs. superior sumergido) y la presencia o no de vapores en el tanque móvil procedente de la recuperación de vapor en su descarga previa, se han consultado a las propias empresas o a las asociaciones sectoriales. A este respecto, las citadas fuentes han indicado que el proceso de llenado de los camiones cisterna se realiza exclusivamente mediante el sistema de carga inferior y han proporcionado porcentajes anuales de implementación de los distintos sistemas de reducción de emisiones evaporativas para el periodo 2006-2011, presentando una evolución en la implantación de técnicas de control acorde con la normativa vigente (véase apartado B correspondiente a técnicas de control).

Tabla 5.5.1.- Flujos de gasolina distribuida en el circuito logístico (Cifras en toneladas)**Centros de producción:**

Año	SALIDAS DE REFINERÍA			SALIDA DE PLANTA DE FABRICACIÓN DE BIOETANOL			
	Exportaciones (a)	Mercado nacional (Depósitos logísticos) (a)		Refinería / Exportaciones (b)		Depósito logístico (c)	Estación de servicio/flota cautiva (d)
	Buque-tanque	Buque-tanque	Oleoducto	Vagón-cisterna (*)	Buque-tanque (*)	Camión-cisterna (**)	Camión-cisterna (**)
	(05.05.01)	(05.05.01)	(05.05.01)	(05.05.01)	(05.05.01)	(05.05.01)	(05.05.01)
1990	1.392.000	1.315.486	6.478.392	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1991	1.252.000	1.336.950	6.658.071	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1992	1.013.000	1.424.738	7.157.914	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1993	1.579.000	1.454.656	6.603.967	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1994	1.845.000	1.479.177	6.963.424	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1995	1.438.000	1.497.128	6.539.430	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1996	1.305.000	1.481.035	6.428.705	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1997	1.249.000	1.485.009	6.595.318	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1998	1.925.000	1.490.743	6.845.225	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
1999	1.612.000	1.493.159	6.480.214	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
2000	2.374.000	1.428.999	6.154.997	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
2001	2.291.000	1.431.223	5.978.848	n.o.	n.o.	n.o.	n.o.
2002	2.174.000	1.378.114	5.967.416	33.660	78.540	n.o.	n.o.
2003	1.888.000	1.361.534	5.773.688	46.260	107.940	n.o.	n.o.
2004	2.588.000	1.315.161	5.718.533	34.710	80.990	n.o.	n.o.
2005	2.866.000	1.248.001	5.384.002	53.100	123.900	n.o.	n.o.
2006	3.520.000	1.202.289	5.352.693	53.700	125.300	n.o.	n.o.
2007	3.231.000	1.157.912	4.920.447	115.001 ⁽¹⁾	317.235 ⁽¹⁾	n.o.	n.o.
2008	3.309.000	1.080.388	4.767.469	82.124	219.823	n.o.	n.o.
2009	3.813.000	661.258	4.975.654	77.014	347.189	n.o.	369
2010	3.423.000	581.676	5.170.532	71.236	315.591	23.006	277
2011	3.341.000	640.636	4.446.776	77.134	341.987	10.938	444
2012	3.378.000	595.968	4.182.125	60.116	264.455	10.021	609

Nota: (1) La serie de exportaciones publicada en el cuestionario internacional de renovables y residuos remitido por MINETUR a AIE y EUROSTAT, fuente de referencia adoptada en el Inventario para recoger las exportaciones de bioetanol, muestra una evolución errática, con una cifra para 2007 anómalamente alta. Esta serie aplicada será objeto de revisión en la próxima edición del inventario.

Tabla 5.5.1.- Flujos de gasolina distribuida en el circuito logístico (Cifras en toneladas) (Continuación)**Instalaciones de almacenamiento y centros de distribución:**

Año	SALIDA DE DEPÓSITO LOGÍSTICO			SALIDA DE ESTACIÓN DE SERVICIO
	Plantas de etanol (a)	Depósito logístico (a)	Estación de servicio (a) (e)	Consumidor final (abastecimiento EESS/ventas)
	Camión-cisterna (*) (05.05.02)	Buque-tanque (05.05.02)	Camión-cisterna (*) (05.05.02)	(a) (d) (e) (05.05.03)
1990	n.o.	n.d	8.115.533	8.115.533
1991	n.o.	n.d	8.224.950	8.224.950
1992	n.o.	n.d	8.789.967	8.789.967
1993	n.o.	n.d	8.962.254	8.962.254
1994	n.o.	n.d	9.098.172	9.098.172
1995	n.o.	n.d	9.173.127	9.173.127
1996	n.o.	n.d	8.996.520	8.996.520
1997	n.o.	n.d	8.960.383	8.960.383
1998	n.o.	n.d	8.999.818	8.999.818
1999	n.o.	n.d	8.920.810	8.920.810
2000	n.o.	n.d	8.526.588	8.526.588
2001	n.o.	n.d	8.479.979	8.479.979
2002	n.o.	n.d	8.161.909	8.161.909
2003	n.o.	n.d	8.040.744	8.040.744
2004	n.o.	n.d	7.714.071	7.714.071
2005	n.o.	n.d	7.260.310	7.260.310
2006	n.o.	9.966	6.930.753	6.930.753
2007	n.o.	30.306	6.686.439	6.686.439
2008	n.o.	40.342	6.287.188	6.287.188
2009	75	17.060	6.004.134	6.004.503
2010	75	1.731	5.667.340	5.667.617
2011	796	2.860	5.292.124	5.292.568
2012	759	n.d	4.916.256	4.916.865

n.d: Información no disponible; n.o: tipo de operación no realizado

Nota tipos de gasolina:

- (a) Gasolina pura;
- (b) Etanol desnaturalizado con gasolina;
- (c) Mezcla directa de gasolina y de bioetanol con un contenido del 93% de bioetanol (E93);
- (d) Mezcla directa de gasolina y de bioetanol con un contenido del 85% de bioetanol (E85);
- (e) Mezcla directa de gasolina y de bioetanol con un contenido del 5% de bioetanol (E05). Esta gasolina mezcla empieza a ser suministrada por los depósitos logísticos en 2011, constituyendo una fracción menor de la cantidad total despachada por los depósitos logístico a las estaciones de servicio (9,4% de la cantidad total estimada para 2011).

Nota modo de transporte: (*) El bioetanol para mercado exterior es transportado en buques-cisternas, trasladándose mediante vagones-cisterna hasta los puntos de embarque el volumen de bioetanol producido por las plantas no emplazadas en localizaciones costeras.

Nota sistema de carga: (**) Sistema de llenado inferior de los camiones-tanque en las plantas de producción de bioetanol y en los depósitos logísticos.

Fuente: Cuestionarios individualizados de las refinerías para el Inventario Nacional de Emisiones; información aportada por la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP), Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y la Asociación de Petroleros Independientes (UPI); cuestionario internacional de productos petrolíferos, cuestionario internacional de renovables, y estadísticas de ventas provinciales publicadas por la Subdirección General de Hidrocarburos del MINETUR; Enciclopedia OILGAS; informes mensuales sobre certificación y comercialización de biocarburantes de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y juicio de experto.

B) Técnicas de control

La aplicación de normativas europeas acerca del control de emisiones de compuestos volátiles generadas en el almacenamiento y distribución de gasolina²⁶ regula el diseño y funcionamiento del circuito logístico de la gasolina, disponiendo, en particular, la implantación de sistemas de control en los tanques fijos y móviles basados en el balance o recuperación de vapores. Asimismo, cabe indicar, tal y como aparece referido en el Libro Guía EMEP/EEA 2009, la existencia de métodos alternativos para el control de emisiones en la fase de repostaje en estaciones de servicio consistentes en la captación de los vapores a través de los canisters instalados en los propios vehículos abastecidos. En la tabla 5.5.2. figuran las eficiencias efectivas de reducción aplicadas para las distintas técnicas de control operativas en el circuito logístico de la gasolina, estimaciones basadas en los rangos de eficiencia propuestos en el Libro Guía EMEP/EEA 2009 y en las reducciones implícitas resultantes de los factores de CONCAWE 2009.

Tabla 5.5.2.- Eficiencia de reducción de las técnicas de control

Instalación / Operación	Tipo de control	Técnica	Reducción [%]
Refinerías			
Carga del tanque móvil	Control IA	BP	95%
Plantas de producción de bioetanol			
Carga del tanque móvil (buques y vagones)		CP (*)	95%
Carga de camiones cisterna		BP (**)	95%
		URV (***)	98%
Depósitos logísticos			
Carga del tanque móvil	Control IA	BP +URV	98%
Estaciones de servicio			
Carga del tanque de almacenamiento	Control IB	BP	95%
Repostaje de vehículos (Evaporativas)	Control II		90%
	Alternativas	Canister grande	95%
		Canister mediano	75%
		Canister pequeño	50%

Códigos de técnicas: URV: Unidad de recuperación de vapor; BV: Balance de vapor; CP: Condensación de vapor

- Las técnicas de control IA (en terminales y refinerías) son las que permiten transvasar a tanques fijos los vapores generados en la carga de gasolina a los depósitos móviles (buques-cisternas o camiones-cisterna).
- Las técnicas de control IB (en estaciones de servicio) las que permiten transvasar los vapores de los tanques de las estaciones de servicio a los camiones cisterna que las abastecen, siendo posteriormente recogidas de los camiones cisterna para su tratamiento en los depósitos logísticos.
- Las técnicas de control II (en estaciones de servicio) son las que permiten transvasar los vapores de los depósitos de combustible de los vehículos abastecidos a los tanques de las estaciones de servicio.

Fuente de referencia: Elaboración propia a partir de los factores sugeridos en CONCAWE, 2009, Libro EMEP/CORINAIR y juicio experto. Los porcentajes asociados a la condensación de vapor en plantas de bioetanol, al balance de vapor en la carga de tanques móviles y a la existencia de canister de pequeño o mediano tamaño en el vehículo abastecido han sido estimados por juicio de experto.

Nota: (*) despacho a refinerías; (**) despacho a estaciones de servicio; (***) despacho a depósitos logísticos

²⁶ Directiva 94/63/CE traspuesta en el Real Decreto 2012/1996 y Directiva 2009/126/CE traspuesta en el Real Decreto 455/2012.

Para el cálculo de las emisiones netas de compuestos orgánicos volátiles se ha estimado el grado de implantación de las distintas medidas a lo largo del periodo inventariado considerando primordialmente tanto las fechas límite de implantación estipuladas en la legislación nacional como la información directa proporcionada, para el periodo 2006-2011, por las propias asociaciones y empresas logísticas. En el caso de la medida relativa a la presencia de canister en los vehículos de gasolina que repostan en estaciones de servicio, su efecto se ha evaluado sobre la base de la partición estimada, según tamaño del canister, del consumo anual asignado al parque circulante de gasolina²⁷. Para una categorización de la estructura del parque de gasolina, según existencia y tamaño de canister, se ha consultado el capítulo B760 del Libro Guía EMEP/CORINAIR (edición 2007), reproduciendo en la tabla 5.5.3. la información correspondiente a la caracterización de los vehículos según clase y normativa.

Tabla 5.5.3.- Clasificación de vehículos de gasolina según canister

Vehículo de gasolina		Sin canister	Con canister		
Categoría	Clase		Pequeño	Mediano	Grande
Turismos	> 2 litros	PRE-ECE ECE 15/00-01 ECE 15/02 ECE 15/03 ECE 15/04	n.o.	EURO I -91/441/EEC EURO II -94/12/EEC	EURO III -98/69/EC S 2000 EURO IV -98/69/EC S 2005 EURO V (POST 2005)
Turismos	<= 2 litros	PRE-ECE ECE 15/00-01 ECE 15/02 ECE 15/03 ECE 15/04	EURO I -91/441/EEC EURO II -94/12/EEC	EURO III -98/69/EC S 2000 EURO IV -98/69/EC S 2005 EURO V (POST 2005)	n.o.
Ligeros		CONVENCIONAL	EURO I -93/59/EEC EURO II -96/69/EEC	EURO III -98/69/EC S 2000 EURO IV -98/69/EC S 2005 EURO V -2008 STANDARDS	n.o.
Motocicletas	> 750 cm ³	n.o.	TODAS	n.o.	n.o.
Resto vehículos		TODAS	n.o.	n.o.	n.o.

N.O: No ocurre

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR, edición 2007.

A partir de la información arriba señalada se ha procedido a determinar los porcentajes anuales de implantación de cada técnica de reducción en los distintos tipos de instalación del circuito logístico de transporte de gasolina, porcentajes que se presentan a continuación en la tabla 5.5.4.

²⁷ Véase el capítulo del presente informe relativo al grupo SNAP 07 (Tráfico por carretera) para un detalle metodológico sobre la determinación del parque circulante y consumo asociado.

Tabla 5.5.4.- Implantación de técnicas de reducción en el circuito logístico nacional
(Cifras en porcentaje)

Año	Terminales marítimas en refinерías	Plantas de producción de bioetanol	Depósitos logísticos	Estaciones de servicio				
				Tanques móviles	Repotaje de vehículos			Pequeño
					Fase IA	Canister en vehículos		
	Fase IA (05.05.01)	(05.05.01)	Fase IA (05.05.02)	Fase IB (05.05.03)	Fase II (05.05.03)	Grande (05.05.03)	Mediano (05.05.03)	(05.05.03)
1990	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	0,2 %
1991	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	0,3 %
1992	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	0,3 %
1993	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	0,7 %	3,7 %
1994	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	2,3 %	10,1 %
1995	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	n.o	3,7 %	16,1 %
1996	11,1 %	n.o	11,1 %	11,1 %	n.o	n.o	5,3 %	21,8 %
1997	22,2 %	n.o	22,2 %	22,2 %	n.o	n.o	7,1 %	27,3 %
1998	33,3 %	n.o	33,3 %	33,3 %	n.o	n.o	8,8 %	33,1 %
1999	44,4 %	n.o	44,4 %	44,4 %	n.o	n.o	10,3 %	40,0 %
2000	55,6 %	n.o	55,6 %	55,6 %	n.o	0,7 %	15,0 %	42,5 %
2001	66,7 %	n.o	66,7 %	66,7 %	n.o	2,4 %	21,2 %	40,9 %
2002	77,8 %	n.o	77,8 %	77,8 %	n.o	4,1 %	27,2 %	38,7 %
2003	88,9 %	n.o	88,9 %	88,9 %	n.o	6,1 %	33,2 %	34,6 %
2004	100,0 %	n.o	100,0 %	100,0 %	n.o	7,8 %	37,8 %	32,5 %
2005	100,0 %	n.o	100,0 %	100,0 %	n.o	9,4 %	42,2 %	29,7 %
2006	100,0 %	n.o	100,0 %	100,0 %	n.o	11,1 %	47,9 %	25,6 %
2007	100,0 %	n.o	100,0 %	100,0 %	n.o	12,4 %	51,6 %	22,2 %
2008	100,0 %	n.o	100,0 %	100,0 %	n.o	13,4 %	54,6 %	19,6 %
2009	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	n.o	14,3 %	56,7 %	17,4 %
2010	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	5,0 %	14,7 %	58,7 %	15,5 %
2011	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	9,8 %	14,8 %	61,3 %	13,9 %
2012	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	21,0 %	14,6 %	63,8 %	12,1 %

n.o: Sistema de control no implantado

Fuente: Información proporcionada por la Asociación de Operadores Petrolíferos, la Asociación de Energías Renovables, la Compañía Logística de Hidrocarburos y la Unión de Petroleros Independientes; y juicio de experto.

Nota: Porcentaje referido al volumen total de gasolina despachado en cada tipo de instalación

C) Factores de emisión

Para cada fase de la distribución de gasolina, los factores de emisión por unidad de masa de combustible han sido calculados a partir de los factores, por unidad de volumen y presión de vapor real a la temperatura de carga, propuestos en las tablas 9 y A4.3 del documento metodológico elaborado por CONCAWE (2009)²⁸, fuente de referencia adoptada por el Libro Guía EMEP/EEA 2009. Estas mismas fuentes asimismo proporcionan una función para la estimación de la presión de vapor real (PV) a partir de la temperatura de carga, asimilada a la temperatura ambiente (T), y de la Presión de Vapor Reid (PVR):

$$PV = f(PVR, T) = PVR 10^{(7,04710^{-6} PVR + 0,0132)T + (2,31110^{-4} PVR - 0,5236)}$$

La conversión de los factores de emisión originales a unidades de masa se ha realizado para cada provincia aplicando las características nacionales de gasolina, pura o mezcla directa con bioetanol, (densidad y presiones de vapor Reid en verano e invierno) y

²⁸ "Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries"

las temperaturas medias mensuales provinciales, bajo supuestos de distribución estacional de la variable de actividad:

$$FE_p [kg\ COVNM/t] = \sum_j \alpha_j FE [kg\ COVNM/m^3\ kPa] / D_j [kg/m^3] \cdot \sum_i \delta_{i,j} f(PVR_{i,j}, T_{P,i})$$

donde:

$FE_p [kg\ COVNM/t]$ es el factor de emisión anual de COVNM, por unidad de masa de gasolina despachada o almacenada, estimado para la provincia P ;

α_j indica la participación, en el volumen anual despachado/almacenado, de la gasolina con un contenido j de bioetanol en mezcla directa ($j=0$ para gasolina sin mezcla)

$FE [kg\ COVNM/m^3\ kPa]$ es el factor de emisión de COVNM propuesto en el Libro Guía EMEP/EEA 2009 (CONCAWE, 2009) por tipo de instalación y modo de abastecimiento (véase tabla 5.5.5.);

$D_j [kg/m^3]$ es el valor medio anual de la densidad de la gasolina despachada o almacenada con un contenido j de bioetanol en mezcla directa;

$\delta_{i,j}$ representa la fracción de reparto mensual del volumen anual de gasolina despachada o almacenada con un contenido j de bioetanol en mezcla directa correspondiente al mes i . Para el conjunto de operaciones de suministro efectuadas desde o hacia las instalaciones productoras del circuito logístico (refinerías o plantas de producción de bioetanol) se ha asumido un suministro uniforme en el año ($\delta_{i,j} = 1/12$). Para las transferencias entre depósitos logísticos por buques-tanque y despacho de gasolina mezcla ($j > 0$) desde los depósitos logísticos a las estaciones de servicio en camiones-cisterna, teniendo en consideración la información proporcionada por las propias compañías acerca del carácter estacional de dichas operaciones, la distribución se ha supuesto uniforme entre los meses del periodo en el cual tiene ocurrencia el suceso, el periodo estival para las transferencias entre depósitos e invernal en el caso de las mezclas directas de gasolina y bioetanol para consumo final. Las actividades restantes, es decir, la distribución de gasolina desde los depósitos logísticos a las estaciones de servicio y las operaciones de carga y manipulación del carburante en estas últimas instalaciones, se asume vienen condicionadas por la distribución estacional de las ventas, aplicando las cuotas de participación (verano vs. invierno) estimadas a partir de estadísticas mensuales de ventas provinciales elaboradas por CORES y una distribución uniforme en cada uno de estos dos periodos;

$PVR_{i,j}$ es el valor de presión de vapor Reid de la gasolina con un contenido j de bioetanol en mezcla directa, en kPa, correspondiente a la estación (verano o invierno) del mes i según la definición aplicada por las normativas sobre especificaciones de

carburantes²⁹. Las estimaciones de estos parámetros se han realizado teniendo en consideración los datos que figuran en el *Informe sobre la calidad de carburantes* elaborado por la Subdirección General de Hidrocarburos del MINETUR³⁰, y, en su defecto, los valores máximos de PVR, en verano e invierno, autorizados en las normativas sobre especificaciones;

$T_{p,i}$ es la temperatura media estimada para el año de referencia, provincia P y mes i . Las series mensuales por provincia y año han sido construidas a partir de las medidas de temperatura recogidas en las estaciones meteorológicas del Instituto Nacional Meteorológico (INM).

Tabla 5.5.5.- Factores de emisión de COVNM sin técnicas de control (Cifras en gramos COVNM /m³ gasolina kPa)

Intalación / Operación		COVNM (g/m ³ kPa)
Terminales de refinерías y plantas de producción de bioetanol		
Carga (inferior) de camiones cisterna (*)		8,6 22,8
Carga de vagones cisterna		10,8
Carga de buques tanque		3,9
Depósitos logísticos		
Carga (inferior) de camiones cisterna		22,80
Estaciones de servicio		
Carga del tanque de almacenamiento		24,40
Almacenamiento	Respiración	3,30
Repostaje de vehículos	Evaporativas	36,70
	Derrames	2,2

Fuente de referencia: Factores basados en CONCAWE 2009 y Libro Guía EMEP/EEA 2009.

Nota: (*) Factor de COVNM para la carga inferior de gasolina en camiones cisterna: 8,6 kg/m³kPa si no existe balance de vapor en descargas previas y 22,8 kg/m³kPa en otro caso.

Los factores estimados para procesos con tecnologías específicas de reducción se han derivado de los factores sin técnicas de abatimiento asociadas presentados en la tabla 5.5.5. anterior, aplicando a los mismos la reducción media por técnica de control que figura en la tabla 5.5.2.. La serie 1990-2012 de factores medios nacionales de emisión resultantes para cada actividad SNAP y tipo de operación se muestra en la tabla 5.5.6 siguiente.

²⁹ Verano: de 1 de abril a 31 de octubre para los años 1990-1999 (RD 1485/1987 y 398/1996) y de 1 de abril a 30 de septiembre para el año 2000 y siguientes (RD 1728/1999 y normativas posteriores relativas a las especificaciones de la gasolina)

³⁰ El informe anual proporciona información sumaria de las características de las muestras de gasolina recogidas en los distintos centros logísticos nacionales existentes.

Tabla 5.5.6.- Factores de emisión de COVNM (Cifras en gramos COVNM / tonelada gasolina)**SNAP 05.05.01: Estaciones de suministro de la refinería**

Año	REFINERÍA		PLANTA DE FABRICACIÓN DE BIOETANOL			
	Exportaciones	Mercado nacional	Refinería/Exportaciones		Depósito logístico	Estación de servicio/ flota cautiva
	Carga de buques-tanque	Carga de buques-tanque	Carga de vagones-cisterna	Carga de buques-tanque	Carga de camiones-cisterna	Carga de camiones-cisterna
1990	181,9	189,0	n.a	n.a	n.a	n.a
1991	177,2	185,0	n.a	n.a	n.a	n.a
1992	177,5	184,7	n.a	n.a	n.a	n.a
1993	176,0	182,9	n.a	n.a	n.a	n.a
1994	181,1	187,6	n.a	n.a	n.a	n.a
1995	183,8	190,3	n.a	n.a	n.a	n.a
1996	162,5	168,8	n.a	n.a	n.a	n.a
1997	146,6	152,6	n.a	n.a	n.a	n.a
1998	125,0	130,2	n.a	n.a	n.a	n.a
1999	104,8	109,0	n.a	n.a	n.a	n.a
2000	88,4	90,9	n.a	n.a	n.a	n.a
2001	68,7	70,9	n.a	n.a	n.a	n.a
2002	48,4	49,5	109,8	39,8	n.a	n.a
2003	29,4	30,0	112,1	40,6	n.a	n.a
2004	9,2	9,5	109,9	39,8	n.a	n.a
2005	9,0	9,4	109,4	39,6	n.a	n.a
2006	9,2	9,5	110,1	39,9	n.a	n.a
2007	9,2	9,5	110,2	47,2	n.a	n.a
2008	9,2	9,5	108,6	45,1	n.a	n.a
2009	9,4	9,7	5,6	2,3	n.a	54,4
2010	8,9	9,2	5,4	2,2	20,9	52,5
2011	9,1	9,3	5,5	2,2	21,4	53,6
2012	9,1	9,3	5,4	2,2	21,0	52,8

Tabla 5.5.6.- Factores de emisión de COVNM (Cifras en gramos COVNM / tonelada gasolina)**SNAP 05.05.02: Transporte y depósitos logísticos****SNAP 05.05.03: Estaciones de servicio**

Año	DEPÓSITOS LOGÍSTICOS		ESTACIONES DE SERVICIO			
	Depósito logístico	Estación de servicio	Tanques de almacenamiento		Consumidor final	
	Carga de buques-tanque	Carga de camiones-cisterna	Carga del tanque	Almacenamiento (respiración)	Repostaje – Evaporativas	Repostaje – Derrames
1990	n.a.	n.a.	401,1	1.131,8	153,1	1.700,4
1991	n.a.	n.a.	393,2	1.110,7	150,2	1.668,3
1992	n.a.	n.a.	389,4	1.102,2	149,1	1.655,1
1993	n.a.	n.a.	385,2	1.088,8	147,3	1.598,0
1994	n.a.	n.a.	398,1	1.128,3	152,6	1.581,9
1995	n.a.	n.a.	402,0	1.137,8	153,9	1.525,8
1996	n.a.	n.a.	418,3	1.005,1	152,0	1.439,1
1997	n.a.	n.a.	434,1	908,1	155,7	1.403,4
1998	n.a.	n.a.	417,6	774,8	153,4	1.311,3
1999	n.a.	n.a.	390,8	656,8	153,8	1.235,9
2000	n.a.	n.a.	353,1	540,9	155,1	1.152,2
2001	n.a.	n.a.	297,0	422,8	156,2	1.065,3
2002	n.a.	n.a.	217,1	295,8	153,6	962,8
2003	n.a.	n.a.	129,8	179,3	156,7	906,7
2004	n.a.	n.a.	21,3	56,2	154,7	825,0
2005	n.a.	n.a.	21,0	54,6	150,4	744,3
2006	n.a.	9,4	21,4	55,8	153,6	694,7
2007	n.a.	9,1	21,2	55,4	152,6	652,0
2008	n.a.	9,0	21,2	55,5	152,8	618,9
2009	21,5	9,4	21,7	56,6	155,9	608,0
2010	20,6	8,9	20,8	54,1	148,9	539,7
2011	21,0	9,2	21,2	55,5	152,8	511,1
2012	20,8	n.a.	21,1	55,4	152,5	441,2

n.a.: No aplicable; n.d.: No disponible

Fuente: Elaboración propia a partir de los factores de emisión de CONCAWE 2009, de la información climatológica (temperaturas) proporcionada por INM y las especificaciones medias anuales de la gasolina (densidad y presión de vapor Reid)

C) Emisiones

Con base en la información anterior, se presenta en la tabla 5.5.7 la estimación de las emisiones para cada una de las tres actividades consideradas en este subgrupo.

Tabla 5.5.7.- Distribución de gasolina. Emisiones de COVNM (Cifras en toneladas)

AÑO	05.05.01 Estación de suministro de la refinería	05.05.02 Transporte y almacenamiento en depósitos logísticos (exc. 050503)	05.05.03 Estaciones de servicio	Distribución de gasolina TOTAL
1990	502	3.255	25.055	28.812
1991	469	3.234	24.917	28.621
1992	443	3.423	26.420	30.286
1993	544	3.452	26.279	30.275
1994	612	3.622	26.972	31.206
1995	549	3.688	26.787	31.023
1996	462	3.764	24.269	28.494
1997	410	3.890	23.037	27.337
1998	435	3.759	21.076	25.270
1999	332	3.486	19.172	22.990
2000	340	3.011	16.641	19.992
2001	259	2.518	14.827	17.604
2002	180	1.772	12.363	14.315
2003	106	1.044	10.831	11.981
2004	43	165	8.785	8.994
2005	48	152	7.620	7.821
2006	55	148	6.975	7.178
2007	66	142	6.431	6.639
2008	58	134	5.841	6.033
2009	43	130	5.551	5.725
2010	37	118	4.772	4.927
2011	38	112	4.346	4.497
2012	37	104	3.692	3.832

5.6.- REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

Se incluyen en este subgrupo las emisiones gaseosas de gas natural, aire propanado, gas manufacturado de nafta y carbón y gases licuados del petróleo (propano y butano) canalizados, que se registran en algún punto de la red de transporte y distribución. Dentro del subgrupo se diferencian las dos actividades siguientes:

05.06.01 Transporte por Gaseoductos

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.06.01
CMCC/CRF	1.B.2.b.iii 1.B.2.c.ii Venteos (*)
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.b 1.B.2.c

(*) En la tabla anterior figura la correspondencia considerada en el inventario de emisiones para la presentación de los resultados en los distintos formatos. Cabe hacer notar que la tabla de correspondencia múltiple entre nomenclaturas publicada en la Guía CLRTAP-EMEP completa el subgrupo SNAP 05.06, tanto para la clasificación CMCC/CRF como para CLRTAP-EMEP/NFR, dentro de la categoría 1B2b.

05.06.03 Redes de Distribución

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	05.06.03
CMCC/CRF	1.B.2.b.iv
CLRTAP-EMEP/NFR	1.B.2.b

A) Descripción de los procesos generadores de las emisiones y de los algoritmos para su estimación

Se describen en este apartado los procesos generadores de las emisiones y los algoritmos para su estimación tomando como referencia el caso del gas natural por ser el combustible más relevante en este tipo de actividad³¹. En síntesis se trata de obtener un ratio o tasa de emisión que relacione el volumen de gas emitido en el sistema de distribución y en la red de transporte con el volumen de gas consumido.

Dentro de este subgrupo se diferencia entre la actividad de transporte y la actividad de distribución. Para la actividad de transporte, la información de base sobre variables de actividad y, en su caso, de las fugas (y venteos) estimadas por subactividades (plantas de regasificación, estaciones de regulación y medida, estaciones compresoras, almacenamientos subterráneos y gaseoductos), se ha obtenido vía cuestionario de la principal empresa, que gestiona la red de transporte, ENAGAS, así como de Repsol YPF, compañía gestora de uno de los almacenamientos subterráneos activos, y de las restantes empresas propietarias de plantas de regasificación, Bahía de Bizkaia Gas (BBG)³², SAGGAS³³ y la compañía Regasificadora del Noroeste (REGANOSA)³⁴. Para la actividad de distribución, la información de base sobre variables de actividad y parámetros relevantes en el procedimiento de cálculo se ha recabado vía cuestionario de la Asociación Española del Gas, SEDIGAS.

Elementos a considerar en la estimación de emisiones originadas en la red de transporte:

En la actividad de transporte las emisiones de gas natural se generan en las plantas de regasificación, en los almacenamientos subterráneos, en los gaseoductos, en las estaciones de regulación y medida y en las estaciones de compresión.

³¹ Cabe reseñar la existencia de otros gases minoritarios canalizados, de los que también se estiman emisiones por distribución, como son: los gases licuados de petróleo (GLP), gas manufacturado y aire propanado.

³² Planta de regasificación de Bilbao, operativa a partir de 2004.

³³ Planta regasificadora de Sagunto, operativa a partir de 2006.

³⁴ Planta de regasificación de Mugardos, operativa a partir de 2007.

Los datos de fugas estimadas de gas natural en plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, gaseoductos y en estaciones de regulación y medida³⁵ son facilitados vía cuestionario por los gestores de la red de transporte. Por lo que respecta a las estaciones de compresión, las emisiones de gas natural son resultado de acciones periódicas efectuadas durante el funcionamiento de los turbocompresores, comprendiendo los arranques y las despresurizaciones, provocadas éstas durante la parada de la máquina. El volumen emitido en cada parada es estimado aplicando la presión media de venteo de las unidades al volumen asociado al propio compresor y a los colectores implicados en la despresurización. En el accionamiento de la turbina se emplea generalmente un volumen constante de gas natural, siendo posible su estimación multiplicando el caudal por el tiempo asociados al ciclo de purga³⁶.

Los gestores de la red facilitan asimismo las características físico-químicas relevantes medias del gas natural, y entre ellas la composición molar, los poderes caloríficos y la densidad. A partir de esta información se estima por sustancias del inventario (CH₄, COVNM y CO₂) las emisiones correspondientes debidas a las pérdidas de gas natural en cada subactividad citada.

Se llama la atención sobre el hecho de que el código de actividad 05.06.02 ha sido eliminado de este subgrupo en la versión SNAP-97, ya que correspondía a actividades de combustión en las estaciones compresoras de las redes de transporte y distribución, y como tal actividad de combustión ha sido encuadrada en el subgrupo 01.05 (actividad 01.05.06). Asimismo, la quema de gas natural en antorchas no se incluye en esta actividad sino en la 09.02.06 que se describe en el capítulo 9 "Tratamiento y eliminación de residuos".

Elementos a considerar en la estimación de emisiones originadas en la red de distribución:

La red de distribución está constituida por estaciones de regulación y medida (ERM), redes o tuberías, acometidas, acometidas interiores e instalaciones comunes que suministran el gas a una presión inferior a 16 bar. Las acometidas son conjuntos de accesorios y conducciones dispuestas entre la conducción principal y la llave de acometida para la conducción final del gas a una o varias instalaciones receptoras. Con el objetivo de reducir la presión de red a la de diseño de la instalación receptora se instala un conjunto constituido por un regulador y otros elementos (filtro, llaves de corte, toma de presión, válvulas de seguridad...) denominado armario de regulación. En todos los sectores de la red

³⁵ Para la cuantificación de emisiones en esta última clase de instalación el gestor de la red de transporte ha considerado un factor medio de pérdida por unidad de longitud de red basándose en el informe elaborado por Eurogas-Marcogaz con relación a las emisiones de metano en la red de transporte y distribución de gas natural ("Joint Group Environment, Health and Safety. Working Group on Methane Emissions"). No obstante, dada la dificultad de establecer un criterio nítido de separación entre ERM y resto de instalaciones de la red de transporte, la imputación que aquí se ha realizado a ERM se proyecta sea revisada en la próxima edición del inventario.

³⁶ Como referencia metodológica para la estimación de las emisiones en la subactividad de estaciones compresoras, se remite al documento "Procedimiento para la estimación de emisiones de gas natural en estaciones de compresión (Instrucción administrativa nº 100 Rev. 0)"

anteriormente mencionados es factible la existencia de fugas de gas, para cuya detección y localización se emplea el reseguiamiento sistemático (sistema de detección de indicios de gas sobre la conducción y la determinación exacta de los puntos de mayor concentración de gas en el subsuelo).

La metodología general está basada en la estimación para el conjunto de todas las fuentes a partir de factores de emisión (caudal anual emitido por unidad de longitud de red) a aplicar sobre la longitud total de tuberías principales de conducción. El algoritmo de cálculo (véase [5.6.1]) estima los volúmenes de gas emitidos en el conjunto de instalaciones que componen la red (ERM, acometidas y tuberías), con factores de emisión específicos para cada categoría de tubería, caracterizada ésta por la presión de trabajo y el material de construcción. La información básica sobre los parámetros relevantes en el algoritmo de estimación de las emisiones ha quedado recogida en el documento "Evaluación de fugas en redes de distribución de gas natural (Propuesta de modificaciones al Procedimiento General de Medio Ambiente PGM-087-E Rev. 2)" de Gas Natural, en que, junto a una amplia información bibliográfica correspondiente a distintos contextos de la actividad en el ámbito internacional, se incorpora información específica basada en campañas de medidas sobre los tipos más relevantes de relevantes de la red de distribución española:

$$\text{Volumen emitido}[\text{m}^3/\text{año}] = \sum_p \sum_m \left\{ q_{mp} [\text{m}^3/\text{m.año}] \cdot L_{mp}[\text{m}] \right\} \quad [5.6.1]$$

donde: q_{mp} es el factor de emisión en la red de distribución, dependiente del material y presión de trabajo (véase tabla siguiente). Debe advertirse que en este factor se incorpora, junto a la contribución a las emisiones en las tuberías, las contribuciones correspondientes a las acometidas y a las estaciones de regulación y medida. Estos dos últimos componentes se calculan incrementando el factor de emisión base de las tuberías con sendos porcentajes: del 55% en el caso de las acometidas³⁷ y del 2% para las ERM³⁸.

L_{mp} es la longitud total de la tubería tomando el valor medio anual (promedio entre las longitudes en el mes de enero y en diciembre)

³⁷ Este porcentaje se encuentra en la media del rango del estudio elaborado por Eurogas-Marcogaz para las acometidas: 20-90% de las fugas en línea de distribución ("Joint Group Environment, Health and Safety. Working Group on Methane. Emissions Methodology for estimation of methane emissions in the gas industry. Final working group report", 2003)

³⁸ En la fase de elaboración de la edición actual no se encontraba disponible una metodología de estimación específica para ERM. Tras consultas con expertos del sector del Grupo Gas Natural, se decidió subsumir en los factores correspondientes a las acometidas y a las tuberías, las fugas en las ERM. Asimilando la relación observada en la edición pasada del inventario inferior al 2% entre los volúmenes estimados de gas fugado en ERM y en tuberías (a partir de la anterior metodología, recogida en el procedimiento PGM-087 ya citado), se asume que la propia incertidumbre y/o precisión en los factores actuales asociados al conjunto de líneas de conducción principal y acometidas superan la participación de las fugas de ERM al volumen total en la red de distribución.

Materiales	Presión			
	Baja presión	Media presión A	Media presión B	Alta presión A
Acero	0,80	1,00	1,10	1,20
Fibrocemento	7,80	9,30	37,20	
Fundición Dúctil	2,30	2,60	10,10	
Fundición Gris	7,80	9,30	10,10	
Plancha asfaltada	12,40	14,00	37,20	
Plomo	7,80			
Polietileno	0,30	0,30	0,50	1,00
PVC	4,70	7,80	15,50	

El principal gestor de la red de transporte (ENAGAS) facilita las características físico-químicas relevantes medias del gas natural, y entre ellas la composición molar, los poderes caloríficos y la densidad. A partir de esta última información se estima por sustancias del inventario (CH₄, COVNM y CO₂) las emisiones correspondientes debidas a las pérdidas de gas natural en la red de distribución.

B) Variables de actividad

Para la red de transporte el combustible considerado es únicamente el gas natural, mientras por la red de distribución se tienen en cuenta, además del gas natural, el aire propanado, el gas manufacturado de nafta y carbón, y los gases licuados del petróleo (GLP).

Para el gas natural, tanto distribuido como transportado, la variable de actividad considerada es el volumen de gas fugado o venteado en cada tipo de sistema. Por lo que respecta a la red de transporte, con la fuente de base adoptada, los cuestionarios para el Inventario Nacional de Emisiones a las empresas gestoras, se recopila directamente la estimación de gas emitido a la atmósfera por tipo de subactividad, información que, al resultar parcial para el periodo 1990-1997, ha sido previamente procesada mediante un tratamiento de compleción de series, con técnicas de regresión sobre las series temporales incompletas por planta y proceso generador o por asimilación de los potenciales de pérdida aplicados, por tipo de instalación, para los años disponibles³⁹. Con relación a la red de distribución, la información de base, facilitada por SEDIGAS, comprende la variable relevante del algoritmo, los datos de longitud total de la red nacional de tuberías, a fecha 31 de diciembre de cada año, desglosadas según los distintos parámetros de infraestructuras y de operación involucrados en el algoritmo de cálculo [5.6.1].

Para el resto de gases canalizados citados, se ha tomado como variable representativa la fracción del consumo total en los distintos usos (doméstico-comercial, industrial, centrales térmicas, y usos no-energéticos) que se estima se ha suministrado por tubería, y que se muestra más adelante por tipo de combustible en la tabla 5.6.2. Las cifras de consumo, originalmente expresadas como magnitud de energía (termias de poder calorífico superior), se han convertido a volumen (m³N) utilizando los correspondientes factores de conversión según capacidad calorífica superior de cada combustible. En las tablas 5.6.1.a, para el caso del gas natural, y 5.6.1.b, para el aire propanado, gas

³⁹ Para el caso de las pérdidas en estaciones de regulación y medida, las estimaciones efectuadas por la empresa gestora para los años 2008 y 2009 se ha extendido a todo el periodo cubierto por el inventario asumiendo representativo el factor de pérdidas aplicado (42 m³N de gas natural/ km red) para todo el periodo.

manufacturado y GLP, se muestran los estándares de capacidad calorífica y los factores de conversión de energía (termias PCS) a volumen (m^3N). Puede observarse como en el caso del gas natural la información disponible permite la diferenciación por años a lo largo del periodo 1990-2012.

Conversión de magnitudes de combustibles gaseosos

Tabla 5.6.1.a.- Gas natural

AÑO	FACTOR CONVERSIÓN	
	kcal _{PCS} /m ³ N	m ³ N/Mterm _{PCS}
1990	10.214	97.905
1991	10.214	97.905
1992	10.231	97.742
1993	10.257	97.494
1994	10.280	97.276
1995	10.205	97.991
1996	10.170	98.328
1997	10.039	99.612
1998	10.101	99.000
1999	10.098	99.030
2000	10.248	97.580
2001	10.317	96.927
2002	10.332	96.787
2003	10.333	96.780
2004	10.324	96.862
2005	10.274	97.337
2006	10.196	98.078
2007	10.164	98.384
2008	10.212	97.923
2009	10.211	97.931
2010	10.207	97.972
2011	10.212	97.923
2012	10.172	98.312

Nota: Mterm = millones de termias.

Fuente: Cuestionario ENAGAS para el Inventario Nacional de Emisiones.

Tabla 5.6.1.b.- Otros combustibles gaseosos

COMBUSTIBLE	P.C.S. kcal/m ³ N	FACTOR CONVERSION m ³ N/Mterm _{PCS}
AIRE PROPANADO	14.500	68.966
GAS MANUFACTURADO DE NAFTA Y CARBON	4.200	238.095
G.L.P.	25.000	40.000

Fuente: Elaboración propia a partir de "Informe Estadístico, 1991", INH.; "Informe Anual" SEDIGAS; "Refino de petróleo", Gary y Handwert, ed. Reverté.

En la tabla 5.6.2 se muestran las cifras originales (en termias PCS) y finales en volumen (m^3N) de las variables de estas actividades, obtenidas las últimas aplicando a las primeras los poderes caloríficos y factores de conversión reseñados en las tablas 5.6.1.a y 5.6.1.b.

Tabla 5.6.2.- Consumo de combustibles

AÑO	Gas Natural		Aire propanado		Gas manufacturado de nafta y carbón		GLP	
	10 ⁶ termias	10 ⁶ m ³ N	10 ⁶ termias	10 ⁶ m ³ N	10 ⁶ termias	10 ⁶ m ³ N	10 ⁶ termias	10 ⁶ m ³ N
1990	53.349	5.223	57	4	450	107	1.485	59
1991	58.903	5.767	61	4	370	88	1.594	64
1992	62.750	6.133	70	5	349	83	1.703	68
1993	62.602	6.103	73	5	329	78	1.812	72
1994	69.697	6.780	50	3	265	63	1.921	77
1995	81.044	7.942	52	4	234	56	2.190	88
1996	92.603	9.106	81	6	229	55	2.200	88
1997	122.857	12.238	138	9	194	46	2.348	94
1998	130.573	12.927	232	16	140	33	2.856	114
1999	150.159	14.870	284	20	55	13	2.890	116
2000	168.372	16.430	432	30			2.885	115
2001	182.346	17.674	327	23			2.705	108
2002	209.151	20.243	462	32			2.741	110
2003	236.962	22.933	391	27			2.673	107
2004	274.858	26.623	429	30			2.761	110
2005	323.158	31.455	488	34			2.707	108
2006	336.395	32.993	430	30			2.447	98
2007	350.867	34.520	476	33			2.430	97
2008	386.163	37.814	492	34			2.335	93
2009	345.436	33.829	385	27			2.170	87
2010	344.223	33.724	42	3			2.184	87
2011	320.211	31.356	39	3			1.950	78
2012	312.216	30.695	27	2			1.888	76

Fuente: Elaboración propia a partir de los Informes Anuales de SEDIGAS, Estadística de Distribuidores de GLP e información facilitada por la Subdirección General de Hidrocarburos de MINETUR. Se han utilizado para convertir a volumen (m³ N) la magnitud inicialmente expresada en energía (termias PCS) los ratios de conversión que figuran en las tablas 5.6.1.A y 5.6.1.B.

C) Factores de emisión

Las emisiones vienen determinadas tanto por el volumen de pérdidas estimadas como por la composición de los distintos combustibles gaseosos distribuidos y/o transportados. En referencia al gas natural, tal y como se ha comentado en el apartado anterior, las fuentes de base seleccionadas suministran datos directos del volumen fugado y venteado, caso de la actividad de transporte, o proporcionan las variables que intervienen en el procedimiento de cálculo de las pérdidas, caso de la actividad de distribución, motivo por el cual se ha adoptado esta magnitud en ambas actividades como variable de actividad para el gas natural. A continuación se representan los ratios de pérdida de gas natural por unidad de gas consumido para cada una de las dos actividades:

Factores de fuga:

El factor de gas natural fugado en las subactividades de transporte es la unidad, dado que se ha tomado como variable de actividad la estimación de las propias fugas de gas natural. No obstante, con carácter informativo, se considera de interés presentar la relación entre consumo de gas natural y pérdidas en la tabla 5.6.3 siguiente, en paralelismo con el desarrollo que se realiza más adelante en el subepígrafe de distribución.

Tabla 5.6.3.- Coeficiente pérdida en transporte de gas natural (Cifras en porcentaje)

AÑO	Pérdidas estimadas (10 ⁶ m ³)	Consumo (10 ⁶ m ³)	Coeficiente pérdida (% vol)
1990	10,3	5.223	0,20%
1991	10,6	5.767	0,18%
1992	10,6	6.133	0,17%
1993	9,6	6.103	0,16%
1994	15,9	6.780	0,23%
1995	18,1	7.942	0,23%
1996	17,8	9.106	0,20%
1997	29,6	12.238	0,24%
1998	36,8	12.927	0,29%
1999	19,1	14.870	0,13%
2000	24,9	16.430	0,15%
2001	29,8	17.674	0,17%
2002	35,6	20.243	0,18%
2003	16,8	22.933	0,07%
2004	23,8	26.623	0,09%
2005	31,2	31.455	0,10%
2006	8,2	32.993	0,02%
2007	3,2	34.520	0,01%
2008	3,4	37.814	0,01%
2009	3,4	33.829	0,01%
2010	3,8	33.724	0,01%
2011	2,7	31.356	0,01%
2012	4,0	30.695	0,01%

Fuente Elaboración propia

Análogamente, el factor de pérdidas de gas natural en la red de distribución es la unidad, dado que se ha tomado como variable de actividad la estimación de las propias fugas y venteos de gas natural. Para la determinación de los respectivos factores de pérdidas de los otros gases distribuidos se han asimilado los coeficientes anuales de pérdida en el gas natural, obtenidos a partir de la estimación previa de pérdidas globales en la red de distribución según la ecuación [5.6.1] descrita en el apartado A)⁴⁰. La serie temporal de factores de emisión (porcentaje de pérdida en distribución), calculada como cociente de las pérdidas totales estimadas en distribución entre el volumen total de gas natural distribuido, se muestra en la tabla 5.6.4 junto con las series de las dos variables que la constituyen, las pérdidas estimadas y el volumen total consumido de gas natural.

⁴⁰ Para determinar el volumen de gas natural fugado o venteado durante su distribución, el procedimiento de cálculo se ha aplicado sobre la longitud de red existente en regiones (provincias) para las cuales se tiene evidencia de una distribución y consumo ya sistemático de gas natural. Sin embargo, los coeficientes de pérdida en distribución, factores aplicados en la estimación de otros combustibles gaseosos, se han derivado sobre la totalidad de la red de distribución existente.

Tabla 5.6.4.- Coeficiente pérdida en distribución de gas natural (Cifras en porcentaje)

AÑO	Pérdidas estimadas (10 ⁶ m ³)	Consumo (10 ⁶ m ³)	Coeficiente pérdida (% vol)
1990	25,3	5.223	0,48%
1991	31,5	5.767	0,55%
1992	37,1	6.133	0,61%
1993	36,1	6.103	0,59%
1994	34,8	6.780	0,51%
1995	33,2	7.942	0,42%
1996	31,4	9.106	0,34%
1997	29,1	12.238	0,24%
1998	27,4	12.927	0,21%
1999	26,4	14.870	0,18%
2000	25,7	16.430	0,16%
2001	25,5	17.674	0,14%
2002	25,8	20.243	0,13%
2003	26,8	22.933	0,12%
2004	27,1	26.623	0,10%
2005	27,9	31.455	0,09%
2006	29,0	32.993	0,09%
2007	30,1	34.520	0,09%
2008	31,5	37.814	0,08%
2009	32,7	33.829	0,10%
2010	33,8	33.724	0,10%
2011	34,5	31.356	0,11%
2012	35,3	30.695	0,11%

Fuente Elaboración propia

Especiación de los combustibles gaseosos:

El paso siguiente para cuantificar los factores de emisión, tanto en el transporte como en la distribución, en términos de los gases considerados en el inventario de emisiones requiere especificar la especiación o composición de los combustibles distribuidos (gas natural, aire propanado, gas manufacturado y GLP) en sus componentes de: metano (CH₄), compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), que recoge los restantes hidrocarburos, y dióxido de carbono (CO₂).

Para el caso de gas natural se presenta en la tabla 5.6.5 su composición molar según información facilitada por ENAGAS para el Inventario Nacional de Emisiones⁴¹. En la tabla 5.6.6 se muestra la composición del gas natural en términos de masa de las especies consideradas en el inventario.

⁴¹ Las restantes compañías responsables de la red de transporte de gas natural proporcionaron información análoga específica relativa al análisis químico del gas natural regasificado/almacenado en sus instalaciones. La especiación derivada de dicha información se ha aplicado a la fracción de gas total fugado en transporte correspondiente a cada instalación.

Tabla 5.6.5.- Composición molar de gas natural

AÑO	% molar									
	Dióxido de carbono CO ₂	Nitrógeno N ₂	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	2-metil-propano C ₄ H ₁₀	Butano C ₄ H ₁₀	2-metil-butano C ₅ H ₁₂	Pentano C ₅ H ₁₂	Otros C ₆ +
1990	0,363	1,248	89,045	7,768	1,136	0,147	0,183	0,0013	0,001	0,043
1991	0,363	1,248	89,045	7,768	1,136	0,147	0,183	0,0013	0,001	0,043
1992	0,305	1,117	88,994	8,104	0,996	0,134	0,163	0,055	0,001	0,040
1993	0,152	0,754	89,708	7,714	0,993	0,130	0,175	0,034	0,003	0,020
1994	0,033	0,517	90,545	7,140	1,048	0,150	0,201	0,016	0,006	0,004
1995	0,012	0,595	91,112	6,909	1,014	0,145	0,192	0,012	0,006	0,004
1996	0,043	1,139	89,668	7,334	1,129	0,141	0,190	0,018	0,017	0,014
1997	0,094	1,691	90,988	5,736	1,045	0,137	0,207	0,032	0,036	0,035
1998	0,109	2,934	87,976	6,921	1,429	0,191	0,291	0,046	0,053	0,050
1999	0,133	2,965	87,910	6,843	1,474	0,210	0,315	0,047	0,051	0,051
2000	0,420	1,092	89,276	7,008	1,584	0,213	0,288	0,025	0,018	0,015
2001	0,449	0,990	88,959	7,281	1,746	0,233	0,305	0,022	0,014	0,011
2002	0,452	0,894	88,733	7,468	1,787	0,237	0,311	0,021	0,013	0,010
2003	0,410	0,963	88,660	7,548	1,786	0,234	0,305	0,020	0,013	0,010
2004	0,447	0,789	90,729	6,216	1,226	0,239	0,311	0,020	0,013	0,010
2005	0,316	0,481	90,562	6,613	1,449	0,232	0,304	0,020	0,013	0,010
2006	0,406	0,545	91,992	5,279	1,269	0,197	0,256	0,028	0,024	0,004
2007	0,246	0,688	91,555	5,680	1,248	0,195	0,249	0,043	0,035	0,010
2008	0,638	0,987	89,402	6,990	1,524	0,189	0,228	0,017	0,013	0,012
2009	0,471	0,531	90,727	6,418	1,416	0,185	0,220	0,016	0,009	0,008
2010	0,434	0,549	89,472	7,541	1,579	0,177	0,193	0,022	0,019	0,013
2011	0,532	0,840	89,993	6,786	1,412	0,176	0,214	0,020	0,015	0,012
2012	0,828	0,769	89,599	7,18	1,266	0,145	0,173	0,02	0,013	0,007

Fuente: Cuestionario ENAGAS para el Inventario Nacional de Emisiones. La composición promedio de 1990 se ha estimado asumiendo idéntica distribución a la facilitada para 1991. Para el año 2006, se ha realizado un ajuste por motivos de precisión, manteniendo la distribución original, para asegurar que la suma de componentes no supere el 100%.

Tabla 5.6.6.- Composición en masa de gas natural

AÑO	% en masa			
	CH ₄	COVNM	CO ₂	Otros
1990	79,96	17,18	0,90	1,96
1991	79,96	17,18	0,90	1,96
1992	79,98	17,51	0,75	1,76
1993	81,54	16,88	0,38	1,20
1994	82,91	16,17	0,08	0,83
1995	83,40	15,62	0,03	0,95
1996	81,47	16,62	0,11	1,81
1997	83,04	14,03	0,24	2,70
1998	78,01	17,17	0,27	4,55
1999	77,82	17,26	0,32	4,59
2000	79,76	17,50	1,03	1,71
2001	79,04	18,32	1,10	1,54
2002	78,77	18,74	1,10	1,39
2003	78,67	18,83	1,00	1,50
2004	82,06	15,58	1,11	1,25
2005	81,73	16,72	0,78	0,76
2006	84,13	13,98	1,02	0,87
2007	83,59	14,69	0,62	1,10
2008	79,90	16,99	1,57	1,54
2009	82,10	15,88	1,17	0,84
2010	80,09	17,98	1,07	0,86
2011	80,95	16,41	1,32	1,32
2012	80,35	16,40	2,04	1,21

Fuente Elaboración propia a partir de la información de la tabla 5.6.5.

En el cálculo de los factores de emisión de los otros combustibles gaseosos (aire propanado, gas manufacturado y GLP) se ha considerado que estos son fuentes emisoras de COVNM, no evidenciando generación de metano o dióxido de carbono. Para la determinación de las especiaciones asociadas se han añadido los siguientes supuestos adicionales: a) en el aire propanado se identifica el porcentaje de COVNM en masa con su contenido de propano; b) el gas manufacturado posee idéntico porcentaje en masa de COVNM que el gas natural (véase tabla 5.6.6) y c) la especiación de GLP canalizado es de 100% COVNM. Basándose en los factores de PCS del aire propanado y del propano aparecidos en el Anuario Gas 2000 de SEDIGAS, se ha asumido una especiación del aire propanado correspondiente a 57,56% COVNM.

Como resultado del procesamiento de toda la información anterior se muestran en las tablas 5.6.7.a, 5.6.7.b y 5.6.7.c siguiente los factores de emisión, por unidad de volumen del combustible canalizado, para los distintos combustibles gaseosos analizados, diferenciando por actividad SNAP (transporte 05.06.01 y distribución 05.06.03).

Factores de emisión.- (Cifras en gramos de contaminante/ 10^3 m³N de combustible)

Tabla 5.6.7.a.- Factores COVNM

Año	Actividad				
	05.06.01 Gaseoductos	05.06.03 Redes de distribución			
	Gas natural	Gas natural	Aire propanado	Gas manufacturado de nafta y carbón	G.L.P. canalizado
1990	272,2/E	666,5/E	4.682,0/E	644,0/E	10.133,0/E
1991	252,1/E	751,1/E	5.270,0/E	724,0/E	11.405,0/E
1992	241,5/E	848,2/E	5.847,0/E	819,0/E	12.654,0/E
1993	210,1/E	792,5/E	5.708,0/E	771,0/E	12.354,0/E
1994	299,2/E	655,4/E	4.953,0/E	641,0/E	10.719,0/E
1995	278,9/E	512,7/E	4.043,0/E	505,0/E	8.750,0/E
1996	257,0/E	452,3/E	3.329,0/E	443,0/E	7.204,0/E
1997	267,1/E	262,4/E	2.300,0/E	258,0/E	4.979,0/E
1998	396,5/E	294,8/E	2.046,0/E	281,0/E	4.428,0/E
1999	180,2/E	248,2/E	1.711,0/E	236,0/E	3.703,0/E
2000	212,8/E	220,5/E	1.513,0/E		3.274,0/E
2001	249,7/E	213,4/E	1.391,0/E		3.011,0/E
2002	266,4/E	193,0/E	1.230,0/E		2.662,0/E
2003	111,7/E	177,5/E	1.126,0/E		2.437,0/E
2004	112,2/E	127,6/E	982,0/E		2.126,0/E
2005	131,4/E	117,4/E	856,0/E		1.852,0/E
2006	27,4/E	97,1/E	856,0/E		1.853,0/E
2007	10,9/E	101,2/E	849,0/E		1.838,0/E
2008	12,3/E	113,5/E	812,0/E		1.756,0/E
2009	12,8/E	121,6/E	942,0/E		2.039,0/E
2010	16,3/E	143,1/E	969,0/E		2.097,0/E
2011	11,5/E	144,2/E	1.062,0/E		2.298,0/E
2012	17,2/E	149,9/E	1.110,0/E		2.402,0/E

Factores de emisión.- (Cifras en gramos de contaminante/10³ m³N de combustible)
(Continuación)

Tabla 5.6.7.b.- Factores CH₄

Año	Actividad	
	05.06.01: Gaseoductos	05.06.03: Redes de distribución
	Gas natural	Gas natural
1990	1.267,0/E	3.102,5/E
1991	1.173,6/E	3.496,3/E
1992	1.103,4/E	3.875,3/E
1993	1.014,5/E	3.827,8/E
1994	1.533,9/E	3.360,1/E
1995	1.488,7/E	2.737,0/E
1996	1.260,0/E	2.217,4/E
1997	1.581,3/E	1.553,4/E
1998	1.800,9/E	1.339,3/E
1999	812,4/E	1.118,7/E
2000	970,2/E	1.005,0/E
2001	1.077,1/E	920,3/E
2002	1.119,8/E	811,0/E
2003	466,9/E	741,6/E
2004	591,2/E	672,3/E
2005	642,1/E	573,8/E
2006	164,7/E	584,4/E
2007	62,2/E	575,8/E
2008	57,7/E	533,8/E
2009	66,3/E	628,7/E
2010	72,5/E	637,4/E
2011	56,5/E	711,3/E
2012		

Tabla 5.6.7.c.- Factores CO₂

Año	Actividad	
	05.06.01: Gaseoductos	05.06.03: Redes de distribución
	Gas natural	Gas natural
1990	14,2/E	34,8/E
1991	13,2/E	39,2/E
1992	10,4/E	36,5/E
1993	4,7/E	17,9/E
1994	1,5/E	3,4/E
1995	0,5/E	1,0/E
1996	1,7/E	2,9/E
1997	4,5/E	4,4/E
1998	6,1/E	4,6/E
1999	3,4/E	4,7/E
2000	12,6/E	13,0/E
2001	14,9/E	12,8/E
2002	15,7/E	11,4/E
2003	5,9/E	9,4/E
2004	8,0/E	9,1/E
2005	6,2/E	5,5/E
2006	2,0/E	7,1/E
2007	0,5/E	4,2/E
2008	1,1/E	10,5/E
2009	0,9/E	9,0/E
2010	1,0/E	8,5/E
2011	0,9/E	11,6/E
2012	2,1/E	18,7/E

D) Emisiones

Con base en la información anterior, se presenta en la tabla 5.6.8 la estimación de las emisiones para cada una de las dos actividades consideradas en este subgrupo resultado de aplicar al volumen total de los combustibles gaseosos los respectivos factores anteriormente indicados.

Tabla 5.6.8.- Emisiones

05.06.01 Gaseoductos

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)
1990	1.422	6.618	74
1991	1.454	6.768	76
1992	1.481	6.768	64
1993	1.282	6.192	29
1994	2.029	10.400	10
1995	2.215	11.823	4
1996	2.340	11.473	15
1997	3.269	19.351	55
1998	5.125	23.280	79
1999	2.680	12.080	50
2000	3.497	15.940	206
2001	4.414	19.037	264
2002	5.393	22.668	318
2003	2.563	10.707	136
2004	2.988	15.740	213
2005	4.133	20.198	194
2006	903	5.435	66
2007	377	2.147	16
2008	464	2.183	43
2009	434	2.242	32
2010	549	2.445	33
2011	359	1.773	29
2012	528	2.587	66

05.06.03 Redes de distribución

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)
1990	4.170	16.205	182
1991	5.145	20.162	226
1992	6.160	23.768	224
1993	5.822	23.362	109
1994	5.325	22.781	23
1995	4.881	21.736	8
1996	4.795	20.190	27
1997	3.713	19.010	54
1998	4.359	17.313	59
1999	4.155	16.635	69
2000	4.045	16.511	214
2001	4.128	16.266	226
2002	4.237	16.417	230
2003	4.362	17.007	216
2004	3.661	17.898	242
2005	3.922	18.048	173
2006	3.410	19.280	234
2007	3.700	19.876	147
2008	4.483	20.186	396
2009	4.316	21.269	304
2010	5.011	21.496	288
2011	4.703	22.303	363
2012	4.783	22.542	573

Tabla 5.6.8.- Emisiones (Continuación)**05.06 Total redes de distribución de gas**

AÑO	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO ₂ (t)
1990	5.592	22.823	256
1991	6.599	26.930	302
1992	7.642	30.536	288
1993	7.104	29.554	138
1994	7.354	33.181	33
1995	7.095	33.559	12
1996	7.135	31.663	42
1997	6.981	38.361	109
1998	9.485	40.593	138
1999	6.835	28.715	120
2000	7.542	32.451	420
2001	8.542	35.303	490
2002	9.630	39.085	548
2003	6.924	27.714	352
2004	6.649	33.638	456
2005	8.055	38.247	367
2006	4.313	24.714	300
2007	4.077	22.023	163
2008	4.947	22.368	439
2009	4.750	23.510	336
2010	5.559	23.941	320
2011	5.063	24.076	391

E) Desagregación territorial

En este apartado se describen los criterios de desglose adoptados según fuente emisora:

- Gas natural en estaciones de regulación y medida y en gaseoductos: La cifra total aportada por ENAGAS se ha desagregado por provincias en función del gas natural suministrado para consumo con fines energéticos. Esta información aparece recogida en la "Estadística de Industrias del Gas" elaborada por la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento del MINETUR.
- Gas natural en otras instalaciones de la red de transporte (plantas de regasificación, estaciones compresoras y almacenamientos subterráneos): Los cuestionarios consignados por las compañías de transporte de gas presentan la información detallada por instalación.
- Gas natural en la red de distribución: La asociación SEDIGAS ha remitido la información de base disponible para el total nacional y por comunidades autónomas. Para una completa caracterización de la red de tuberías e imputación de emisiones al conjunto de comunidades⁴² y provincias, se ha tomado como variable de

⁴² Para el periodo 1990-2005, la información por comunidades proporcionada por SEDIGAS no ha sido completa al no disponer de los datos acerca de la red de distribución en un subconjunto de ellas.

desagregación el suministro provincial de gas natural recogido en la “Estadística de Industrias del Gas”.

Para el subconjunto de comunidades sin información directa (periodo 1990-2005), se ha distribuido a nivel de comunidades el remanente del total nacional aún sin imputar a comunidades según la participación de cada una de ellas en la cantidad de gas suministrado a este grupo de comunidades.

Posteriormente, a partir de los subtotales de las comunidades, basados en información directa o estimaciones, se han distribuido provincialmente según el porcentaje que representa cada provincia en el total de gas natural suministrado en su comunidad.

- GLP y gases manufacturados en la red de distribución: Para desagregar por provincias las pérdidas totales en la red de distribución estimadas se ha utilizado la información por tipo de gas recogida en la “Estadística de Industrias de Gas”.

Por lo que respecta a los GLP, se ha considerado como variable más representativa sobre la cual desarrollar la desagregación la cantidad de propano suministrado para consumo con fines energéticos⁴³, mientras que en el caso de los gases manufacturados se ha tomado el suministro de gas de fábrica a mercado interior.

5.7.- EXTRACCIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

De acuerdo con la metodología EMEP/CORINAIR esta actividad es potencialmente emisora de óxidos de azufre (SO_x) y dióxido de carbono (CO₂).

En el caso español no se ha contrastado, sin embargo, la aplicación efectiva de la misma por lo que no se ha considerado esta fuente de emisiones en la presente edición del Inventario.

REFERENCIAS

- AITEMIN. “Medición de la concentración de grisú en capa en diversas cuencas carboníferas españolas”. 1989.
- CEPMEIP. Co-ordinated European Programme on Particulate Matter Emission Inventories, Projections and Guidance.
- CONCAWE “Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries. 2009 Edition”.

⁴³ En el año 2004 se produjo un cambio en el formato de presentación de la información al facilitarse a partir de tal fecha de forma agregada los dos tipos de combustibles, propano y butano. Por tal motivo, se ha optado por prorrogar para el año 2004 y siguientes la distribución correspondiente a 2003.

- Enciclopedia OILGAS. “Enciclopedia Nacional del Petróleo, Petroquímica y Gas”. Sede Técnica, S.A.
- “Energy Balance Sheets”. Oficina de Estadística de la Unión Europea. EUROSTAT
- “Energy Statistics of OECD Countries”. International Energy Agency. IEA-OECD.
- “Establishing the level of methane leakage from the british gas distribution system”. Chris Rose, Senior Engineer, British Gas Pick. Documento publicado por la Unión Internacional del Gas.
- “Estadísticas del Carbón”, datos facilitados por Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Esta fuente tiene un grado de detalle mayor en los años 1990-1993, y más resumido a partir de dicho año.
- “Estadística de Prospección y Producción de Hidrocarburos”. Subdirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- “Estadística Minera de España”. Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- “Evaluación de fugas en redes de distribución de gas natural (Propuesta de modificaciones al Procedimiento General de Medio Ambiente PGM-087-E Rev. 2)”. Laboratorio de Investigación en Tecnologías de la Combustión (LITEC), Centro Politécnico Superior de Zaragoza. Elaborado para Gas Natural SDG.
- Guía de Buenas Prácticas de IPCC. “Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”, 2000. IPCC-OECD-IEA.
- “Informe Anual”. SEDIGAS.
- “Informe Estadístico”. Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH). Años 1990 y 1991.
- “Informe mensual sobre certificación y comercialización de biocarburantes”. Comisión Nacional de Energía (CNE).
- “Informe sobre la calidad de los carburantes en España. Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo”. Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Libro Guía. EMEP/CORINAIR. (1996). “Atmospheric Emission Inventory Guidebook”. First Edition. February 1996. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía. EMEP/CORINAIR. “Atmospheric Emission Inventory Guidebook”. Second Edition. September 1999. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.

- Libro Guía. EMEP/CORINAIR. "Atmospheric Emission Inventory Guidebook". Third Edition. Updated to December 2006. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/CORINAIR. "Atmospheric Emission Inventory Guidebook". Third Edition. Updated to December 2007. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/EEA 2009. "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook". UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/EEA 2013. "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook". UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Manual CORINAIR (1992). "Default Emission Factors Handbook". Second Edition. Edited by CITEPA for DG-XI CEC.
- "Memoria Estadística". Delegación del Gobierno en CAMPSA. Años 1990 y 1991.
- "Anuario gas". SEDIGAS, S.A.

