



**Índice**

**PRESENTACIÓN**

**PRÓLOGO**

**PANORAMA ENERGÉTICO**

**SITUACIÓN EN CANTABRIA**

**HORIZONTE ENERGÉTICO**

**CONCLUSIONES**

**BIBLIOGRAFÍA**

**ANEXOS**



**PRESENTACIÓN****PRÓLOGO****ÍNDICE****PANORAMA ENERGÉTICO**

<b>1. MARCO GENERAL .....</b>	<b>11</b>
1.1. Fundamentos energéticos	
1.2. Panorama mundial	
1.2.1. Demanda de energía	
1.2.2. Suministro de energía	
1.3. La Unión Europea	
1.3.1. Introducción	
1.3.2. Demanda de energía	
1.3.3. Suministro de energía	
1.3.4. Política energética	
1.4. España	
1.4.1. Introducción	
1.4.2. Demanda de energía	
1.4.3. Suministro de energía	
1.4.4. Política energética	

**SITUACIÓN EN CANTABRIA**

<b>2. PRODUCTOS PETROLÍFEROS .....</b>	<b>55</b>
2.1. Introducción	
2.2. Hidrocarburos	
2.2.1. Puntos de distribución de hidrocarburos	
2.2.2. Demanda y consumo de hidrocarburos	
2.2.3. Empresa suministradora	
2.3. Gases licuados del petróleo	
2.3.1. Infraestructura	
2.3.2. Consumo del GLP's	
<b>3. GAS NATURAL .....</b>	<b>73</b>
3.1. Introducción	
3.2. Localidades con suministro	
3.3. Red de gasoductos. Distribución	
3.4. Demanda y consumo	
<b>4. COGENERACIÓN .....</b>	<b>85</b>
4.1. Definición de cogeneración	
4.2. Desarrollo de la cogeneración	
4.3. Estado de la cogeneración	
4.4. Instalaciones de cogeneración	
<b>5. ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>97</b>
5.1. Introducción	
5.2. La demanda de electricidad	
5.3. La generación eléctrica	
5.3.1. Generación ordinaria	
5.3.2. Generación especial	
5.4. La red de transporte	
5.5. La red de distribución	
5.5.1. Estructura y características	
5.5.2. Plan de electrificación rural	
5.5.3. Red de distribución de media tensión	

5.5.4. Red de distribución de baja tensión	
5.5.5. Revendedores de energía eléctrica	
5.5.6. Comercializadores	
5.6. Calidad de la energía eléctrica	
5.6.1. En la red de transporte	
5.6.2. En la red de distribución	

<b>6. ENERGÍAS RENOVABLES .....</b>	<b>127</b>
6.1. Introducción	
6.2. Energía Eólica	
6.3. Energía Minihidráulica	
6.4. Biomasa	
6.5. Residuos sólidos urbanos	
6.6. Solar	
6.6.1. Solar térmica	
6.6.2. Solar fotovoltaica	
<b>7. OTROS ASPECTOS ENERGÉTICOS .....</b>	<b>139</b>
7.1. Ahorro y eficiencia energética	
7.1.1. Política energética en España	
7.1.2. Política energética a nivel autonómico	
7.1.3. Política energética en Cantabria	
7.2. Impacto ambiental	
7.2.1. Infraestructuras energéticas	
7.2.2. Impactos ambientales más destacados	

**HORIZONTE ENERGÉTICO**

<b>8. CONTEXTO GENERAL .....</b>	<b>155</b>
8.1. Escenarios y previsiones de futuro	
8.1.1. Introducción	
8.1.2. La Unión Europea	
8.2. España	
8.2.1. Introducción	
8.2.2. Previsiones de consumo	
8.2.3. Cobertura de la demanda	
<b>9. CANTABRIA .....</b>	<b>169</b>
9.1. El futuro de los productos petrolíferos	
9.1.1. Previsión de la demanda	
9.1.2. Nuevas infraestructuras	
9.2. El futuro del Gas Natural	
9.2.1. Previsión de la demanda	
9.2.2. Infraestructura de la red de Gas Natural	
9.3. Previsión de futuro de la energía eléctrica	
9.3.1. Introducción	
9.3.2. Instalaciones futuras en la Red de Transporte Eléctrico	
9.3.3. Problemática planteada en la construcción de instalaciones eléctricas	
9.3.4. Desarrollo de la Red de Distribución	
9.4. Plan de Fomento de las Energías Renovables	
9.4.1. Introducción	
9.4.2. Objetivos.	
9.4.3. El Programa de Ahorro y Eficiencia Energética de Cantabria	
9.5. Agencia Regional de la Energía	

## CONCLUSIONES

- Introducción
- Productos petrolíferos
- Gas natural
- Energía eléctrica
- Energías renovables
- Diversificación, ahorro y eficiencia energética
- Impacto ambiental

## BIBLIOGRAFÍA

- Libros y Actas de Congresos
- Boletines
- Revistas
- Páginas web

## ANEXOS

- Anexo A. GLOSARIO ..... 201**
- Anexo B. MAGNITUDES Y EQUIVALENCIAS. 207**
- Anexo C. ORGANISMOS DE LA ENERGÍA..... 215**
- Anexo D. LEGISLACIÓN ..... 223**
- Anexo E. ENERGÍAS RENOVABLES ..... 227**
  - Eólica
  - Solar
  - Minihidráulica
  - Biomasa
  - Del mar
  - Geotérmica





# Capítulo 1

## 1.1. Fundamentos energéticos

## 1.2. Panorama mundial

- 1.2.1. Demanda de energía.
- 1.2.2. Suministro de energía.

## 1.3. La Unión Europea

- 1.3.1. Introducción.
- 1.3.2. Demanda de energía.
- 1.3.2. Suministro de energía.
- 1.3.3. Política energética.

## 1.4. España

- 1.4.1. Introducción.
- 1.4.2. Demanda de energía.
- 1.4.3. Suministro de energía.
- 1.4.4. Política energética.

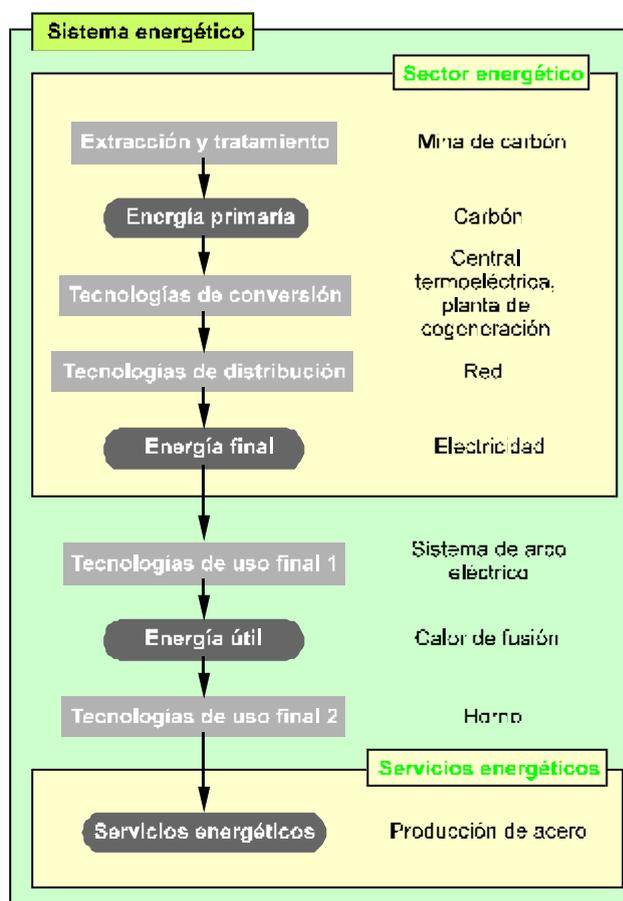


Mapa portada. Mapamundi

## 1.1. Fundamentos Energéticos

La energía es el motor que posibilita el desarrollo social y económico de los pueblos. La utilidad que ofrecen los *servicios energéticos* es demandada, tanto por los hogares -calor para cocinar, iluminación, calentamiento, refrigeración-, como por la totalidad de las actividades comerciales e industriales.

El desarrollo energético que proporcionan estos servicios, comienza con la extracción de la *energía primaria* que, en una o varias fases, es convertida en *energía secundaria*, como la electricidad o la gasolina, adecuadas para su uso final. Los equipos de uso final de la energía -cocinas eléctricas, luminarias o maquinaria diversa- convierten a ésta en *energía útil*, que proporciona los bienes deseados. En la figura 1.1, se muestra un ejemplo de cadena energética, que se inicia con la extracción de carbón y finaliza con la obtención del acero, como servicio energético.



Informe Mundial de Energía, 2000.

Figura 1.1. Cadena energética en la producción de acero.

Por otra parte, con frecuencia, el consumidor no es consciente de las actividades previas, necesarias para producir los servicios energéticos, preocupándose, únicamente, por el valor económico o de la utilidad derivada de tales servicios; sin embargo, éstos son el resultado de una combinación de diversas tecnologías, infraestructuras, ingeniería, mano de obra especializada, materiales y energía primaria.

La energía, por tratarse de un bien escaso, constituye uno de los aspectos de mayor importancia en la planificación económica de los países. Sin embargo, dicha planificación no es sencilla, en tanto que intervienen muchas variables, que están íntimamente relacionadas entre sí. Aunque algunos autores, agrupan el conjunto de variables sobre tres ejes fundamentales: fuentes de energía, transformaciones de la energía y gestión-política energética, en todos los casos, el análisis debe ser realizado en su conjunto.

A continuación, se anotan algunos de los aspectos de la energía, extraídos del *Informe Mundial de Energía: la energía y el reto de la sostenibilidad*:

- La energía primaria mundial que se consume está basada, principalmente, en los combustibles fósiles -petróleo, gas natural y carbón-, que representan el 80% del total de combustibles. Si el consumo de energía primaria continúa creciendo con una tasa, del orden del 2%, en el año 2035 se doblará con referencia al 1998 y, se triplicará, para el 2055. No obstante, la cantidad de energía adicional requerida para satisfacer los servicios energéticos que se necesitarán en el futuro, dependerá de la eficiencia con la que se produzca, suministre y utilice. En general, conforme prosigue el desarrollo económico de los países, existe una tendencia de reducción de la *intensidad energética*, relación entre el consumo de energía y el producto interior bruto (PIB). En la figura 1.2, se muestra la tendencia histórica de esta variable en varios países.

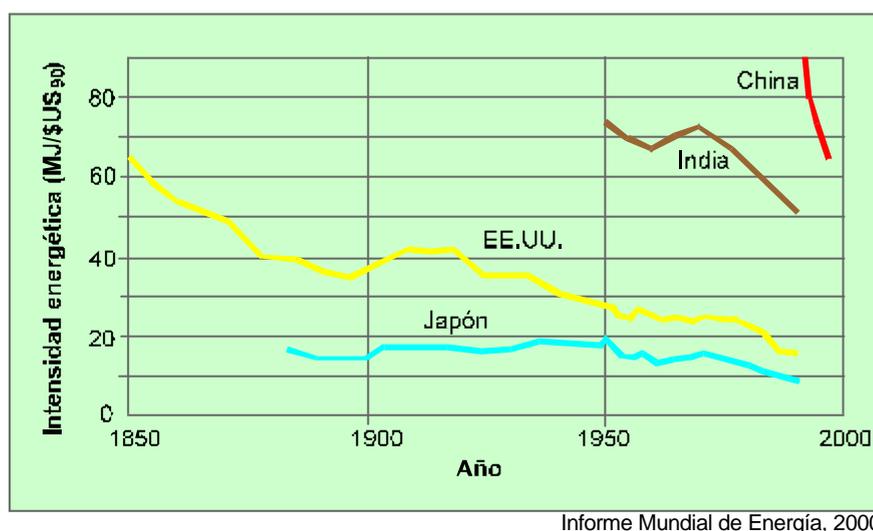
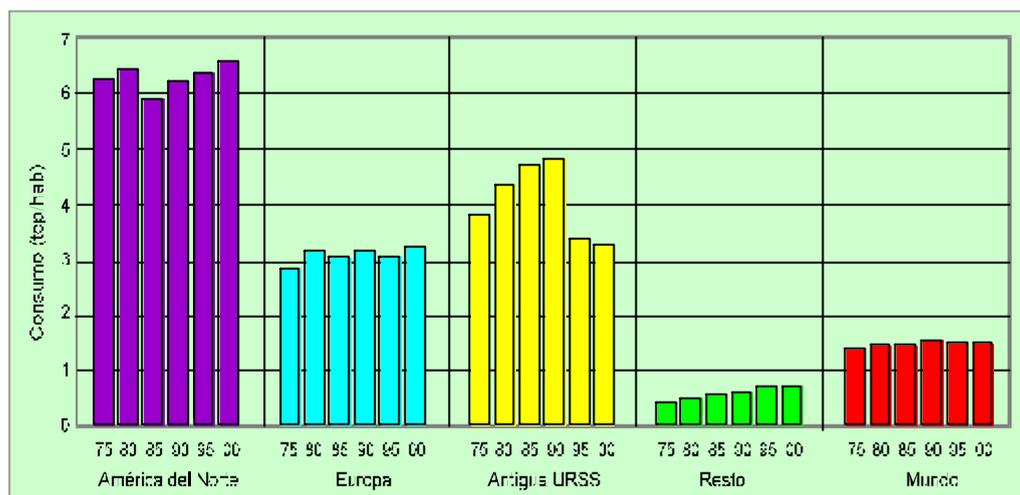


Figura 1.2. Historial de intensidad energética en varios países.

- La seguridad en el abastecimiento de energía resulta un aspecto crítico para que la contribuya al desarrollo, tanto por la desigual distribución de los recursos combustibles fósiles, como por la capacidad para desarrollar nuevas fuentes. Dada la creciente dependencia mundial del petróleo importado y que, en cualquier momento, pueden surgir conflictos, sabotajes, interrupción del comercio o reducción de las reservas estratégicas, el suministro de energía, a corto y medio plazo, resulta vulnerable.
- El precio de la energía influye en su elección y en el comportamiento de los consumidores, pudiendo afectar al crecimiento y desarrollo económico. Aunque unos precios elevados pueden conducir a un incremento del coste de las importaciones, originando consecuencias adversas para la actividad empresarial, el empleo y el bienestar social, también es cierto, que pueden estimular la búsqueda y el desarrollo de

recursos adicionales, servir de incentivo para la innovación y proporcionar incentivos para mejorar la eficiencia energética.

- La inversión de capital es otro de los requisitos. El desarrollo y el cambio estructural de los sistemas energéticos son el resultado de la inversión en plantas, equipos e infraestructuras para dichos sistemas. Las dificultades para atraer capitales para invertir en infraestructuras energéticas pueden obstaculizar el desarrollo económico, especialmente, en las zonas menos desarrolladas. Aunque la inversión energética varía, notablemente, entre los diferentes países y su estado de desarrollo, en el sector de la energía se invierte entre el 1 y el 1,5% del PIB.
- El uso de la energía está estrechamente vinculado con aspectos sociales, entre los que se incluye la lucha contra la pobreza, el crecimiento de la población y la falta de oportunidades. De hecho, dos mil millones de personas -una tercera parte de la población mundial- dependen, casi plenamente, de fuentes tradicionales de energía, lo que resulta inaceptable para la Consejo Mundial de la Energía tanto desde el punto de vista humanitario como moral. En la figura 1.3, se muestra la evolución del desequilibrio existente, a nivel mundial, de la energía consumida al año, por habitante.



Foronuclear.

Figura 1.3. Evolución del consumo de energía en varias regiones del mundo.

- Los elevados niveles de contaminación, resultantes del suministro y uso de la energía a todos los niveles, amenazan la salud humana. Los impactos ambientales de gran número de emisiones vinculadas con la energía, contribuyen a la contaminación del aire y a la degradación de los ecosistemas. La emisión de gases de efecto invernadero están alterando la atmósfera de forma que, posiblemente, ya tengan alguna influencia sobre el clima.
- Finalmente, en la Agenda 21 (1987), las Naciones Unidas han respaldado el objetivo del *desarrollo sostenible*, que implica satisfacer las necesidades del presente, sin comprometer la de las generaciones futuras. Desde esta óptica, el término energía sostenible se refiere, no solamente a la garantía de un suministro continuo de energía, sino también a la producción y uso de recursos energéticos de forma que fomenten, a largo plazo, el bienestar humano y el equilibrio ecológico.

## ■ Eficiencia energética

En toda transformación energética, una parte se pierde en el proceso, siendo devuelta al ambiente en forma de *calor residual* a baja temperatura. Las consideraciones sobre eficiencia o rendimiento energético se centran en la disminución de dichas pérdidas, ya sean debidas a los procesos de transporte, tratamiento, almacenamiento, distribución y transformación de la energía útil en servicio energético.

La eficiencia energética es decir, la conversión de la energía primaria en útil es de, aproximadamente, de un 33%, por tanto, el 67% de la energía primaria se pierde en los procesos de conversión. También se producen pérdidas -aunque de menor orden- en la conversión de la energía útil en servicio energético.

Varias son las razones que aconsejan mejorar la eficiencia energética:

- Aumento de la competitividad y de la rentabilidad económica.
- Reducción del impacto nocivo sobre el medio ambiente.
- Reducción de la dependencia de la energía importada.
- Mejora en el aprovechamiento de los recursos.
- Ahorro de reservas de energía.
- Contención de las subidas de precios.

Muchos son los estudios desarrollados, en los que se muestra el potencial técnico disponible para cubrir todas las necesidades de la sociedad con menor gasto de energía. Según señala el *Informe Mundial de Energía: la energía y el reto de la sostenibilidad*, durante los próximos 20 años, la cantidad de energía primaria para un determinado nivel de servicios energéticos se podría reducir, de forma rentable, de un 25 a un 35% en los países industrializados, y en más de un 40 % en los países en vías de desarrollo. Estas reducciones pueden obtenerse, fácilmente, en la conversión de energía útil en servicio energético en los sectores residencial, industrial, transporte y comercial.

Para una implantación, con éxito, de las mejoras de eficiencia energética, resulta esencial el apoyo en normas legales y la motivación e información de consumidores, proyectistas y responsables de la toma de decisiones. Es previsible, que el creciente interés y preocupación por el medio ambiente, apoye los objetivos de aumento de la eficiencia y conservación de la energía.

## ■ Medio ambiente

No son nuevos los impactos ambientales derivados del uso de la energía. Durante siglos, la quema de madera ha contribuido a la deforestación de muchas zonas; incluso, en las primeras fases de la industrialización, la contaminación local del aire, del agua y de la tierra alcanzó niveles muy altos. Lo que es relativamente nuevo, es el reconocimiento de los vínculos entre la energía y los problemas ambientales, y sus consecuencias. Si bien, el potencial de la energía para mejorar el bienestar de las personas es incuestionable, su producción y consumo están vinculados con la degradación del medio ambiente que amenaza, a corto plazo, la salud humana y la calidad de vida y, a largo plazo, el equilibrio ecológico y la diversidad biológica.

La combustión de combustibles fósiles es problemática a varios niveles, si bien, el gas natural produce menos emisiones nocivas que el petróleo o el carbón. Los principales contaminantes emitidos a la atmósfera son óxidos de azufre y de nitrógeno, monóxido de carbono y partículas en suspensión. En la tabla 1.1, se detallan los principales parámetros característicos de los gases que contribuyen al calentamiento global de la tierra.

Tabla 1.1. Parámetros y origen de los gases de efecto invernadero.

Parámetros	Gases de efecto invernadero			
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	CFC's
Contribución al efecto	> 50 %	6-7 %	12-14 %	20 %
Permanencia en la atmósfera	50-200 años	150 años	7-10 años	75-100 años
Tasa de crecimiento anual	0,5 %	0,35 %	1 %	4-5 %
Origen principal	Combustión del carbón, petróleo y gas Incendios forestales	Fertilizantes Combustión del carbón, petróleo y gas	Pantanos Ganadería Minería	Aerosoles Disolventes Espumas industriales Refrigeración

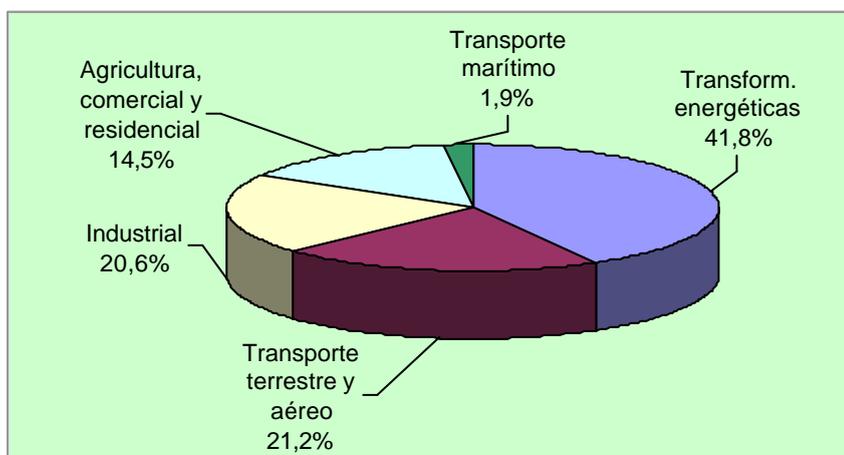
Fornuclear.

La tabla 1.2, detalla la emisión de gases de efecto invernadero, por áreas mundiales. Las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>, por sectores de actividad, se muestran en la figura 1.4, sobre un total de 22,55 Gt.

Tabla 1.2. Emisiones de gases de efecto invernadero por áreas mundiales, año 1999.

Áreas	Gases de efecto invernadero (Mt)		
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>
América del Norte	6.408,9	1,5	35,7
América del Centro y Sur	912,2	-	-
Europa	4.521,0	1,3	24,0
Antigua U.R.S.S.	2.257,2	-	-
Africa	757,3	-	-
Asia+Oceanía	6.497,1	-	-

Fornuclear.



Fornuclear.

Figura 1.4. Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> por sectores de actividad, 1997.

A menudo, los grandes proyectos hidroeléctricos despiertan inquietudes, relacionadas con las inundaciones y la modificación del hábitat; en el caso de la energía nuclear, lo que preocupa es la eliminación de residuos. Finalmente, dado que, por definición, los sistemas de energía sostenible deben respaldar tanto la salud humana como la de los ecosistemas a largo plazo, los objetivos sobre emisiones tolerables deberían aplicarse, con rigor en un futuro próximo.

#### ■ Seguridad de abastecimiento

La seguridad de abastecimiento significa la disponibilidad de energía en todo momento, en sus diversas formas, en cantidad suficiente y a precios asequibles. Estas condiciones deberán mantenerse a largo plazo, para que la energía contribuya al desarrollo sostenible. Sin embargo, los problemas de suministro pueden originarse por varias razones:

- *Desigual distribución de los recursos.* La mayoría de los países dependen de las importaciones de carbón, petróleo y gas natural. La irregular distribución de las reservas afecta también a los costes de transporte, que pueden significar un 25%, o incluso más, del precio en origen.
- *Precios de la energía.* Es recomendable que los precios de la energía cubran todos sus costes, incluidos los medioambientales. La subida de los precios, conlleva la prolongación de las reservas existentes y la promoción de la investigación de fuentes alternativas.
- *Políticas.* Las guerras, los conflictos comerciales y las políticas fiscales pueden interrumpir el suministro.
- *Financieras.* Las posibilidades de los países y de las compañías para financiar los suministros dependen, con frecuencia, de la rentabilidad económica derivada del uso de la energía y de los precios sobre los consumidores finales.
- *Institucionales.* En las últimas décadas, muchas formas de energía han sido monopolizadas, total o parcialmente, directa o indirectamente, por algunos Estados, situándose al margen de los mercados competitivos.
- *Técnicas.* Es necesario disponer y utilizar las tecnologías necesarias, y las estrategias comerciales adecuadas para movilizar y optimizar los recursos energéticos.
- *Medio ambiente.* Resulta preciso controlar, a todos los niveles, el impacto negativo que tanto el aprovisionamiento como el consumo de energía ejercen sobre el medio ambiente.

## 1.2. Panorama Mundial

La importancia de los servicios energéticos para satisfacer las necesidades humanas y el deseo continuado de mejorar el nivel de bienestar, en cuanto a confort, transporte y comunicación, seguirán impulsando la demanda de energía. La presión de la demanda actúa sobre la oferta de modo que, en primer lugar, se explotan los recursos más baratos y accesibles, sin embargo, las fuentes de energía son limitadas y no están uniformemente distribuidas. La limitación de la oferta se ha hecho notar en el petróleo; la dependencia del petróleo importado, por parte de un gran número de países, tendrá serias implicaciones en los precios de los productos energéticos.

En el año 2001, el PIB mundial creció un 2,4%, es decir, un 2,3% menos que el año anterior, lo que muestra la fuerte desaceleración económica internacional, como consecuencia de los altos precios del petróleo del año 2000, que originó la crisis del sector tecnológico,

arrastrando al conjunto de la economía, frenando las inversiones, la producción industrial y los intercambios comerciales. La tabla 1.3, muestra datos demográficos y económicos de varios países desarrollados.

Tabla 1.3. Datos generales de varios países, año 2000.

	China	EE.UU.	Japón	Rusia	UE
Población (Mhab)	1.261	282	127	146	<b>378</b>
Superficie (Mkm <sup>2</sup> )	9,56	9,36	0,38	17,08	<b>3,24</b>
Densidad de población (hab/km <sup>2</sup> )	132	30	334	9	<b>117</b>
PIB nominal (G€)	1.170	10.689	5.162	272	<b>8.524</b>
PIB/hab (PPP, UE=100)	16	155	111	32	<b>100</b>

\* PPP = Paridad de poder de compra.

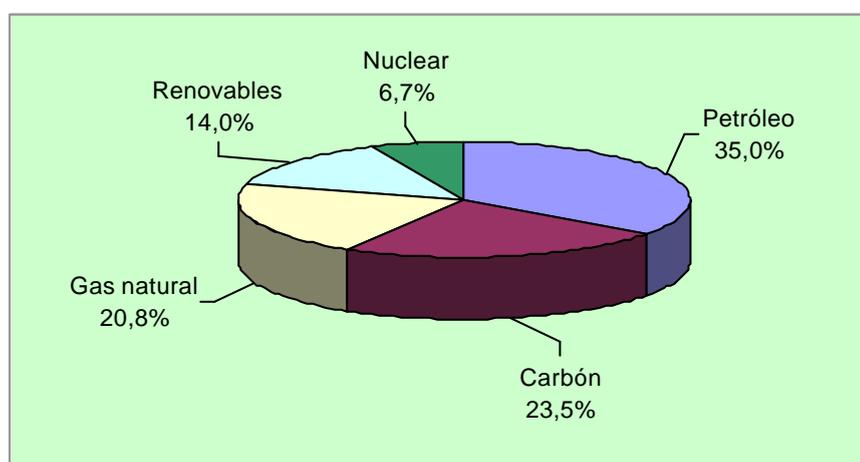
EUROSTAT y elaboración propia.

### 1.2.1. Demanda de energía

#### ■ Consumo

El consumo total mundial de energía primaria en 2001, se estima en 10.165 Mtep, con un incremento, sobre el año anterior, del 0,55 %.

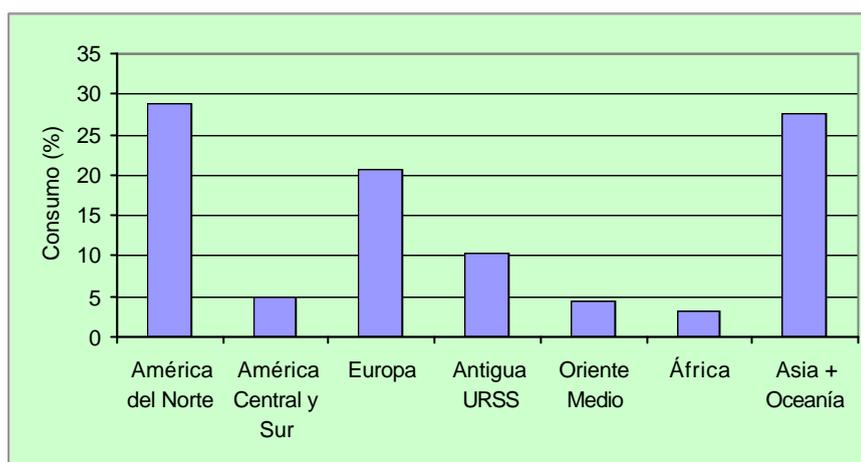
Por combustibles, según muestra la figura 1.5, los fósiles -petróleo, gas natural y carbón-, cubren más de las tres cuartas partes de las necesidades energéticas mundiales, con el 79,7%; la energía nuclear el 6,8% y las energías renovables el 13,5%. La figura 1.6, indica el consumo de energía primaria por áreas geográficas.



IEA.

Figura 1.5. Distribución del consumo de energía primaria por combustibles, año 2001.

El consumo de energía final se estima en 5.700 Mtep; su distribución, por sectores y combustibles, se muestra en la tabla 1.4. El sector industrial, con un 45,4%, se sitúa en primer lugar, seguido de otros -agricultura, comercio, residencial, servicios públicos-, con el 36,3% y el transporte, con el 16,4%. No obstante, el crecimiento más rápido se produce en el transporte y la producción de electricidad.



BP Statistical Review y elaboración propia.

Figura 1.6. Distribución del consumo de energía por áreas mundiales, año 2000.

Tabla 1.4. Consumo mundial de energías, finales por sectores, año 2000.

Sectores	Combustibles (%)				Total
	Productos petrolíferos	Gas natural	Carbón	Electricidad	
Industria	20,1	44,0	75,3	42,2	<b>45,4</b>
Transporte	57,7	4,8	1,1	1,8	<b>16,4</b>
Otros sectores*	16,3	51,2	21,8	56,0	<b>36,3</b>
Usos no energéticos	5,9	-	1,8	-	<b>1,9</b>

\* Agricultura, comercio, servicios públicos, residencial y otros.

IEA y elaboración propia.

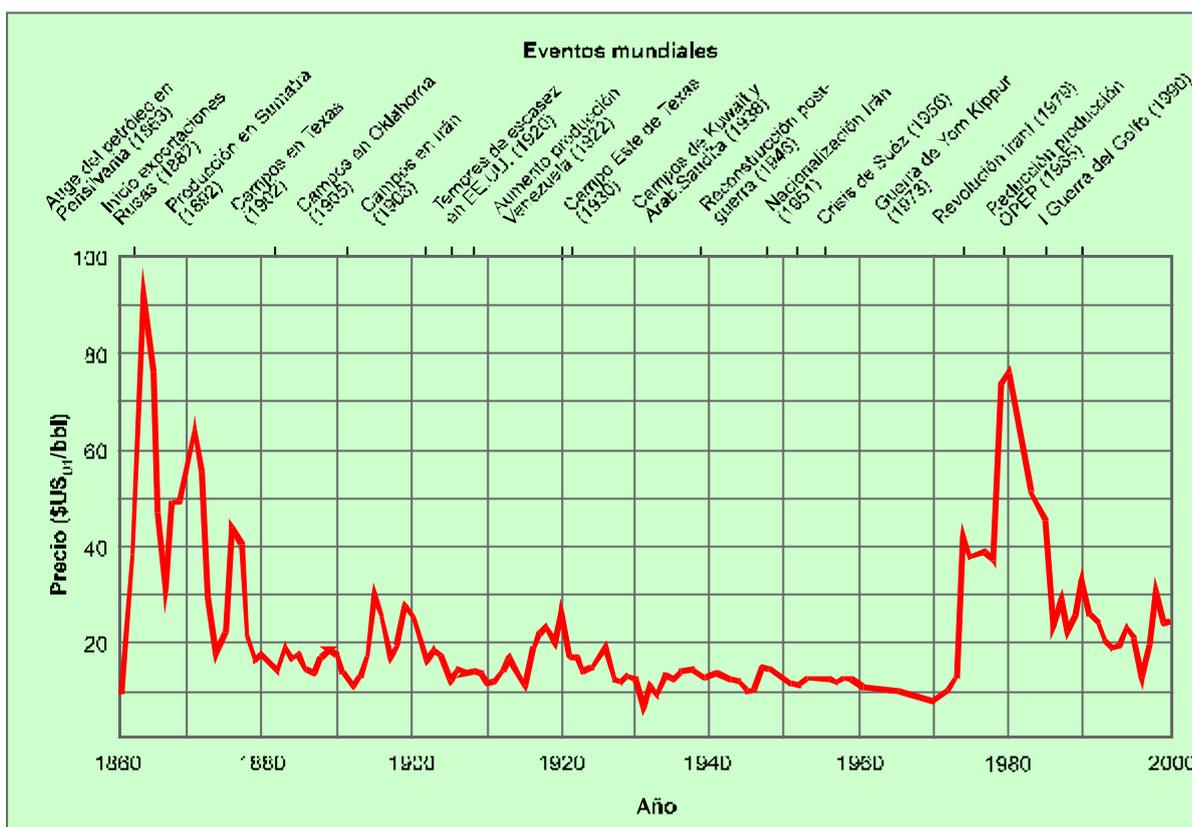
El transporte, que utiliza principalmente productos derivados del petróleo y la electricidad han aumentado en gran medida, tanto en los países desarrollados como en los que están en vías de desarrollo.

### ■ El precio

El precio del crudo de petróleo depende de factores económicos, políticos, climáticos y del tipo de crudo. Los crudos se diferencian, principalmente, por el grado de viscosidad (índice API) y por su contenido en azufre. En el mercado internacional, sólo algunos de ellos sirven de referencia para la fijación de los precios, siendo los más importantes del mercado el Brent -petróleos del Mar del Norte-, el West Texas Intermediate (WTI) -del golfo de Méjico- y el Dubai, del golfo Pérsico.

La figura 1.7, muestra la evolución histórica del precio de crudo junto a los principales acontecimientos internacionales.

A partir del año 2001, están adquiriendo importancia en los mercados internacionales de crudo los llamados países *productores independientes*, es decir, los no pertenecientes a la OPEP, lo que ha originado una pérdida de poder efectivo de OPEP, al tener que contar con el apoyo de éstos -Rusia, EE.UU., China, Méjico, Noruega o Gran Bretaña- antes de la toma de decisiones en cuanto a cuotas de producción.



BP Statistical Review y elaboración propia.

Figura 1.7. Evolución histórica del precio del petróleo en crudo.

### 1.2.2. Suministro de energía

#### ■ Reservas de combustibles fósiles

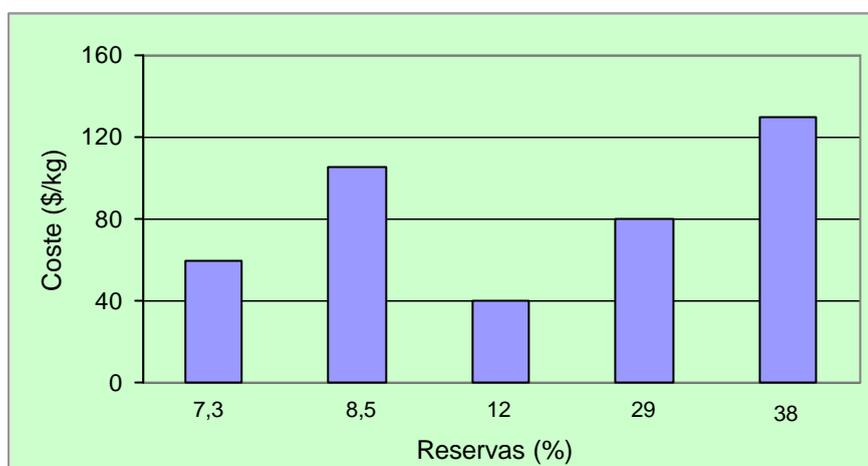
A finales del año 2002, las reservas de petróleo en crudo ascendían a 142,7 Gtep, con un decrecimiento del 0,25%, sobre las enunciadas el año anterior. Con idéntica fecha, las de gas natural se estimaban en 143 Gtep. En la tabla 1.5 se indica la estimación de reservas recuperables, en 2002, de los diferentes combustibles fósiles, su lugar de emplazamiento y la estimación de su duración -en años-, al ritmo de producción actual (reservas/producción, R/P).

Tabla 1.5. Estimación de reservas probadas de combustibles fósiles y duración, año 2002.

Áreas geográficas	Petróleo			Gas natural			Carbón		
	Gtep	%	R/P (años)	Gtep	%	R/P (años)	Gtep	%	R/P (años)
América del Norte	6,4	4,5	10,3	6,7	4,7	9,4	126	25,1	240
América Centro y Sur	14,1	9,9	42,0	6,4	4,5	68,8	9,8	2,0	404
Europa	2,6	1,8	12,3	5,3	3,7	16,9	57,6	11,5	167
Antigua URSS	10,7	7,5	21,6	50,8	35,4	75,5	109,1	21,8	>500
Oriente Medio	93,4	65,4	92,0	51,6	36,0	>100	1,1	0,2	>500
Africa	10,3	7,2	27,3	10,9	7,3	88,9	36,8	7,3	246
Asia+Oceanía	5,2	3,6	13,7	11,7	8,2	41,8	160,6	32,0	126
<b>TOTAL</b>	<b>142,7</b>	<b>100</b>	<b>40,6</b>	<b>143,4</b>	<b>100</b>	<b>60,7</b>	<b>501,2</b>	<b>100</b>	<b>204</b>

BP Statistical Review y elaboración propia.

Las reservas de uranio en 1999, se cifraban en 8,2 Gt, lo que equivaldría a 120 años con las necesidades y tecnologías actuales. Sin embargo, como se indica -porcentualmente- en la figura 1.8, los costes de explotación son diferentes según la ubicación de las reservas.



Foronuclear.

Figura 1.8. Costes de explotación de las reservas de uranio, año 1999.

Aunque muchas de las hipótesis realizadas en el siglo XX, sobre el agotamiento de las reservas de carbón y petróleo han sido erróneas, se dependerá de los combustibles fósiles hasta que puedan sustituirse por otras formas de energía, sobre todo, mientras que los precios del petróleo sigan siendo *reducidos*, obligando a mantener bajos los de otras energías alternativas.

### ■ Producción de energía

La tabla 1.6, muestra las producciones mundiales de petróleo, gas natural y carbón en el año 2002. Oriente Medio y América del Norte obtienen cerca del 50% del petróleo mundial; Norteamérica y la antigua URSS, concentran el 58% del gas natural y, en referencia al carbón mundial, China produce el 30%.

Tabla 1.6. Producción mundial de energía primaria por áreas geográficas, año 2002.

Áreas geográficas	Petróleo		Gas natural		Carbón	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
América del Norte	664,4	18,7	689,4	30,3	612,9	25,8
América Centro y Sur	335,7	9,4	92,7	4,1	34,1	1,4
Europa	319,6	8,9	265,4	11,7	226,5	9,5
Antigua URSS	464,6	13,1	623,9	27,4	195,3	8,2
Oriente Medio	1.014,6	28,5	212,0	9,3	0,4	--
Africa	376,4	10,6	119,9	5,3	130,6	5,5
Asia+Oceanía	381,4	10,7	271,4	11,9	1.179,6	49,6
<b>TOTAL</b>	<b>3.556,8</b>	<b>100</b>	<b>2.274,7</b>	<b>100</b>	<b>2.379,4</b>	<b>100</b>

BP Statistical Review y elaboración propia.

La producción mundial de uranio, en el año 2001, fue de 36.910 t, equivalente a 601,2 Mtep, bajo la hipótesis de una eficiencia en la conversión del 38%. Canadá es el primer productor mundial, con el 34%, seguido de Australia, Rusia, Níger y Namibia.

### ■ Energías renovables

La participación de las energías renovables en el suministro total de energía resulta escasa desde hace años. En el 2000, aproximadamente, el 13,8% de la energía primaria mundial procedía de energías renovables; sin embargo, más del 79%, correspondía a la biomasa, el 16,5 % a la hidráulica y, el resto, únicamente alcanza el 3,7%.

El Consejo Mundial de la Energía indicaba, en 1993, que el total de energía renovable disponible, para el año 2020, podría alcanzar el valor de 2,9 Gtep, y si recibiese un fuerte empuje político internacional, que acelerara su desarrollo, podría llegar a los 3,3 Gtep. En este sentido, en la tabla 1.7 se muestra la contribución de las energías renovables para el año 2020, en la hipótesis descrita.

Por otra parte, el carácter intermitente de las energías renovables -especialmente solar y eólica-, necesitan de una capacidad extra para producir la energía suficiente cuando las condiciones son favorables; por lo que es evidente que, asociadas a ellas, es preciso desarrollar sistemas de almacenamiento de electricidad, si se quiere atender a una demanda sostenida.

Tabla 1.7. Estimación de la contribución, mínima y máxima, de las nuevas energías renovables en el año 2020.

	Contribución mínima		Contribución máxima	
	Mtep	%	Mtep	%
Biomasa	243	45	561	42
Solar	109	20	355	26
Eólica	85	15	215	16
Geotérmica	40	7	91	7
Minihidráulica	48	9	69	5
Marina	14	4	54	4
<b>Total</b>	<b>539</b>	<b>100</b>	<b>1 345</b>	<b>100</b>
% del total de la demanda de energía		3-4		8-12

WEC.

## 1.3. La Unión Europea

### 1.3.1. Introducción

La Unión Europea (UE) se asienta sobre un territorio de 3.236.200 km<sup>2</sup>, en el que, en el año 2000, convivían 379,5 millones de habitantes, con una densidad de población de 117 habitantes por kilómetro cuadrado. En la tabla 1.8, se muestran los datos demográficos y el producto interior bruto (PIB), relativos a cada uno de los Estados Miembros.

El producto interior bruto de la Unión Europea, alcanzó en 2001, la cifra de 8,652 billones de euros, distribuido por países según muestra la tabla 1.8 para el año 2000. El PIB medio por habitante de la Unión resulta de 22.800 € sin embargo, existen fuertes diferencias entre países, en términos de paridad de poder de compra. De otra parte, el proceso de desaceleración económica mundial también se extendió a la Unión Europea, con un

crecimiento del PIB del 1,5% en 2001, frente al 3,4% alcanzado en el 2000 y, previsiblemente un 0,8%, en el conjunto del año 2002.

Tabla 1.8. Demografía y PIB de los países de la Unión Europea, año 2000.

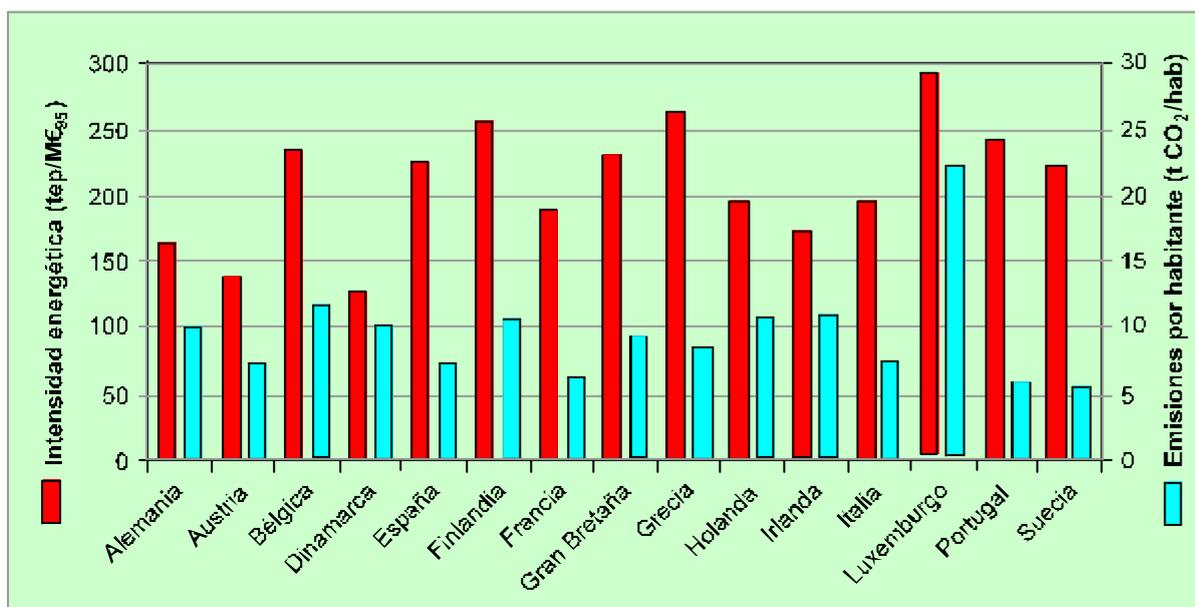
País	Superficie (x10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	Habitantes (millones)	PIB (G€)	Densidad (hab/km <sup>2</sup> )	PIB/hab (k€/hab)	PIB PPP* (UE=100)
Alemania	357	82,2	2.026	230	25,0	105
Austria	83,9	8,1	205	97	25,9	111
Bélgica	30,5	10,2	248	335	25,0	107
Dinamarca	43,1	5,3	177	124	33,6	121
<b>España</b>	<b>506,0</b>	<b>39,5</b>	<b>609</b>	<b>78</b>	<b>16,1</b>	<b>83</b>
Finlandia	338,1	5,2	131	15	26,0	103
Francia	544,0	60,6	1.405	111	23,9	99
Gran Bretaña	244,1	59,7	1.547	245	26,5	102
Grecia	132,0	10,5	121	80	11,9	70
Holanda	41,5	15,9	401	383	26,6	115
Irlanda	70,3	3,8	104	54	30,2	119
Italia	301,3	57,7	1.165	191	21,0	102
Luxemburgo	2,6	0,4	20,6	169	48,8	197
Portugal	91,9	10,0	115	109	12,2	74
Suecia	450	8,9	246	20	26,3	102
<b>UE</b>	<b>3.236,2</b>	<b>377,9</b>	<b>8.524</b>	<b>117</b>	<b>23,2</b>	<b>100</b>

\* PPP = Paridad de poder de compra.

EUROSTAT y elaboración propia.

Aunque la Unión Europea supone el 6% de la población mundial, consume el 15% de la energía total. Actualmente, es el principal importador mundial de energía, con una tasa del 63% y, se espera que para el año 2020, la producción europea de energía decaiga un 20% de la actual, con lo que la tasa de dependencia externa pasará a ser del 75%.

En la figura 1.9, se detallan la intensidad energética primaria y las emisiones por habitante de CO<sub>2</sub> de los diferentes países de la Unión Europea.



EUROSTAT y elaboración propia.

Figura 1.9. Intensidad energética y emisiones de CO<sub>2</sub> de los países UE, año 2000.

Desde 1985 hasta el año 2000, la intensidad energética primaria se ha reducido en un 18%, a un ritmo más acusado durante la segunda mitad de la década de los 90, del orden del -1,3% anual. Por otra parte, en la Unión Europea se vierten, actualmente, a la atmósfera 3.127 Mt de CO<sub>2</sub>, con un ritmo de crecimiento medio anual del 0,12%, en estos 10 últimos años.

### 1.3.2. Demanda de energía

#### ■ El consumo

El consumo de energía primaria de la Unión Europea, en el periodo comprendido entre 1998 y 2000, se muestra en la tabla 1.9. Se observa, que el incremento anual de demanda de energía primaria en la Unión Europea, se sitúa en torno al 0,6%, frente al 1,5% de crecimiento mundial.

Tabla 1.9. Evolución del consumo de energía primaria por fuentes, UE.

Fuente	1998		1999		2000		Crecimiento anual (%)	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	1998/99	1999/00
Carbón	224,9	15,7	211,7	14,7	212,4	14,6	-5,9	0,3
Petróleo	601,4	41,9	595,3	41,3	586,9	40,4	-1,0	-1,4
Gas natural	315,5	22,0	328,3	22,8	338,7	23,3	0,3	3,2
Nuclear	209,7	14,6	220,5	15,3	222,8	15,3	5,2	1,0
Hidráulica*	26,3	1,8	26,2	1,8	27,6	1,9	-0,4	5,3
Otras renovables	58,0	4,0	58,4	4,0	59,0	4,1	0,7	1,0
Saldo eléctrico	1,1	0,1	2,0	0,1	3,7	0,3	81,8	85,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.437</b>	<b>100</b>	<b>1.443</b>	<b>100</b>	<b>1.453</b>	<b>100</b>	<b>0,4</b>	<b>0,7</b>

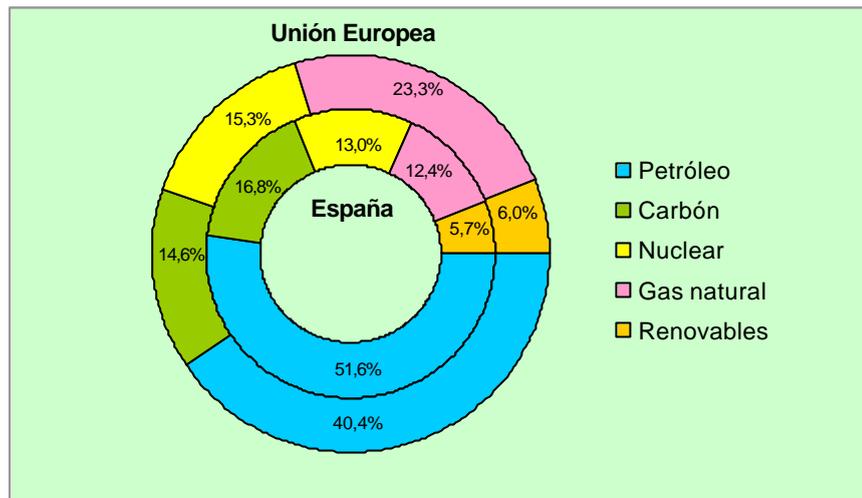
\* Incluida minihidráulica.

EUROSTAT y elaboración propia.

Por energía primaria demandada en el año 2000, el petróleo se sitúa a la cabeza -40,4%-, seguido por el gas natural -23,3%-, la energía nuclear -15,3%, el carbón -14,6%- y las energías renovables -6 %- . Las variaciones más significativas, durante este periodo, son la creciente importancia del gas natural y las renovables, continuidad en el petróleo, desaceleración en la nuclear y reducción en el carbón. En la figura 1.10, se compara la distribución del consumo de energía primaria entre la Unión Europea y España.

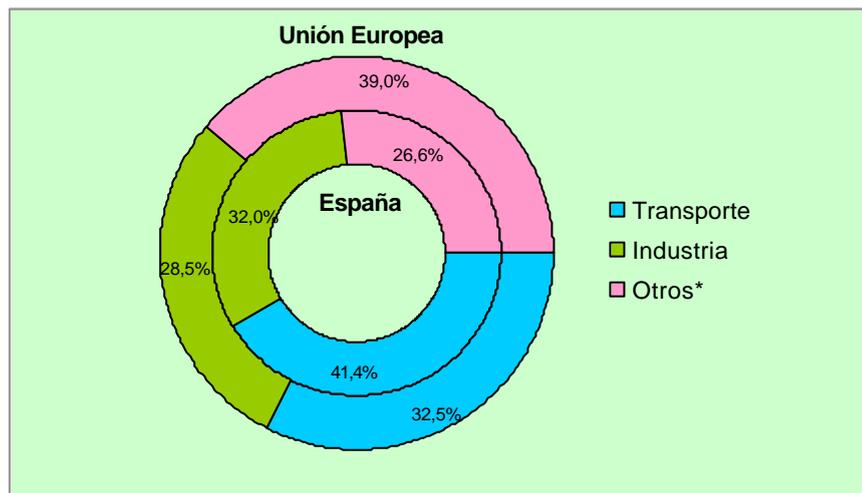
En cuanto al consumo de energía final, por sectores de actividad, resalta el aumento del peso relativo del sector del transporte, que desde 1990 ha venido creciendo el 2,3% anual, hasta situarse en el 32,5% de la demanda total final. La demanda en la industria crece en torno al 1,5% anual desde 1994, alcanzando en la actualidad el 28,5% del total. En el sector residencia y terciario la demanda crece al 1,3% anual desde 1990, debido al mayor equipamiento de los hogares, si bien está muy influenciado por la variabilidad del clima. En la figura 1.11, se muestra la distribución del consumo de energía final por sectores de actividad de la UE y España.

Por tipo de combustible, se da una creciente concentración de los derivados del petróleo en los sectores del transporte y la petroquímica, el crecimiento del gas natural para la producción de electricidad, usos doméstico e industrial, y la reducción de combustibles sólidos en los sectores eléctrico y doméstico.



EUROSTAT y elaboración propia.

Figura 1.10. Distribución del consumo de energía primaria entre la UE y España, año 2000.



\* Residencial, servicios y agricultura.

EUROSTAT y elaboración propia.

Figura 1.11. Distribución del consumo de energía final entre la UE y España, año 2000.

## ■ El precio

Los productos petrolíferos en Europa mantuvieron en el año 2001 la evolución decreciente iniciada a finales del año 2000. La desaceleración económica mundial, fue la principal causa de este comportamiento decreciente de los precios; por otro lado, en 2001, se alcanzaron niveles confortables de las reservas mundiales, tras los mínimos alcanzados el año anterior, lo que también contribuyó a la moderación de los precios. El precio del crudo de referencia Brent, en 2002, fue un 2 % superior al del año 2001. La tabla 1.10 muestra la evolución de los precios medios de los combustibles importados por la Unión Europea.

Tabla 1.10. Evolución de los precios medios de los combustibles importados por la UE.

Año	Carbón (\$US/t)	Petróleo Brent (\$US/bbl)	Gas natural (\$US/MBtu)
1987	31,30	18,42	2,59
1988	39,94	14,96	2,36
1989	42,08	18,20	2,09
1990	43,48	23,81	2,82
1991	42,80	20,05	3,18
1992	38,53	19,37	2,76
1993	33,68	17,07	2,53
1994	37,18	15,98	2,24
1995	44,50	17,18	2,37
1996	41,25	20,80	2,43
1997	38,92	19,30	2,65
1998	32,00	13,11	2,26
1999	28,79	18,25	1,80
2000	35,98	28,98	3,25
2001	39,29	24,77	4,19
2002	31,65	25,19	3,47

BP Statistical Review y elaboración propia.

### 1.3.3. Suministro de energía

#### ■ Producción de energía

La tabla 1.11 muestra la evolución de la producción de energía primaria, por grupos de fuentes, en la UE. La energía nuclear y el carbón son las fuentes más importantes con que cuenta la Unión; sin embargo, mientras que las energías renovables y la energía nuclear muestran un crecimiento anual, en torno del 4 y 2% anual, respectivamente, se acusa un declive en la producción de combustibles fósiles.

Tabla 1.11. Evolución de la producción de energía primaria por fuentes en la EU.

Fuente	1990		1995		2000		Crecimiento (%)	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	1990/95	1995/00
Combustibles fósiles	460,40	65,0	463,84	62,7	450,38	59,1	0,7	-2,9
Energía nuclear	181,44	25,6	201,24	27,2	222,85	29,3	10,9	10,7
Energías renovables	66,44	9,4	74,37	10,1	88,47	11,6	11,9	19,0
<b>TOTAL</b>	<b>708,27</b>	<b>100</b>	<b>739,45</b>	<b>100</b>	<b>761,7</b>	<b>100</b>	<b>4,4</b>	<b>3,0</b>

EUROSTAT y elaboración propia.

El grado de dependencia de las importaciones, se define como el cociente entre las importaciones netas de productos energéticos, y la suma del consumo interno bruto más el combustible del transporte marítimo internacional. Valores negativos, indican que un país es exportador y, también, son posibles valores superiores al 100 %, originados por los cambios en las reservas.

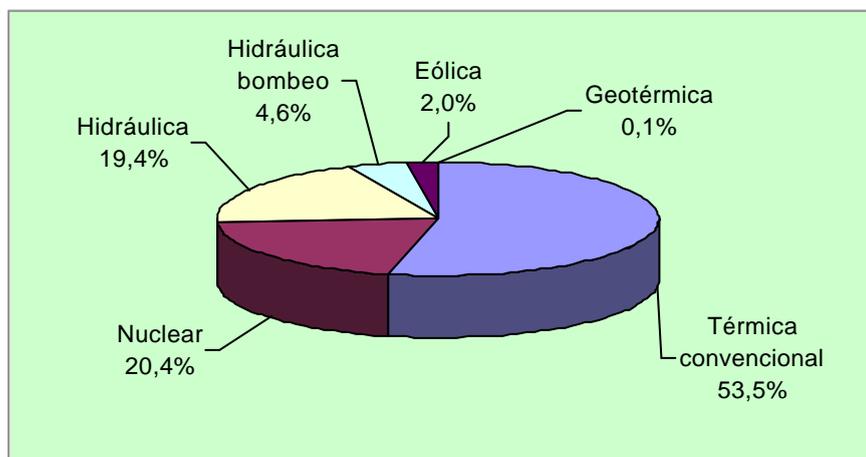
En su conjunto, la dependencia externa de la Unión Europea, ha sido del 50%, es decir, la mitad del suministro energético ha debido importarse. Como se muestra en la tabla 1.12, la dependencia por combustibles es del 51% en carbón, del 75% en petróleo y del 46% en gas natural.

Tabla 1.12. Grado de dependencia energética de los países de la UE, año 2000.

Países	Grado de dependencia (%)			
	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Total
Alemania	23,2	95,4	79,1	59,5
Austria	85,8	89,9	80,6	66,4
Bélgica	92,3	100,1	99,3	77,7
Dinamarca	94,2	-78,2	-64,8	-33,9
<b>España</b>	<b>9,8</b>	<b>101,0</b>	<b>101,6</b>	<b>76,5</b>
Finlandia	70,0	113,1	100,0	55,7
Francia	86,9	99,0	100,0	51,1
Gran Bretaña	40,6	-55,7	-10,6	-17,1
Grecia	84,9	100,2	99,1	69,5
Holanda	102,4	99,8	-49,5	38,5
Irlanda	61,4	104,1	72,1	86,5
Italia	104,2	96,7	81,1	85,6
Luxemburgo	100,0	102,1	100,0	99,8
Portugal	102,9	98,8	100,3	87,1
Suecia	90,3	101,8	100,0	39,6
<b>UE</b>	<b>50,5</b>	<b>75,1</b>	<b>45,7</b>	<b>49,4</b>

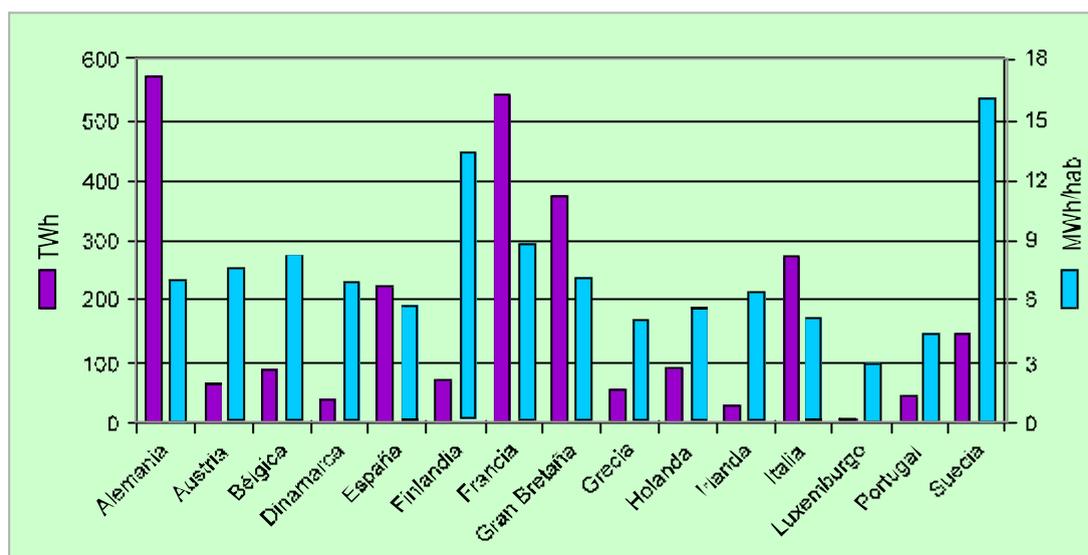
EUROSTAT y elaboración propia.

El consumo de electricidad en la Unión Europea viene creciendo, desde 1990, con una tasa media anual del 1,9%. En la figura 1.12 se muestra la potencia eléctrica instalada; este parámetro, que mide los medios de generación de los que dispone el sector eléctrico Europeo, no ha experimentado cambios importantes en los últimos años. En la figura 1.13, se detalla la producción de electricidad bruta y por habitante, en el mismo periodo, de los Estados Miembros.



EUROSTAT y elaboración propia.

Figura 1.12. Potencia instalada de generación eléctrica en la UE, año 2000.



EUROSTAT y elaboración propia.

Figura 1.13. Producción de electricidad bruta y por habitante, de los estados de la UE, año 2000.

### ■ Cogeneración y energías renovables

La producción por cogeneración y el porcentaje sobre la generación eléctrica total de los Estados Miembros se detalla en la tabla 1.13. Dinamarca, Finlandia y Holanda mantienen los porcentajes más altos de producción eléctrica en plantas de cogeneración; por contra, en Francia, Grecia e Irlanda ésta juega un papel marginal. Alrededor del 60% de la producción eléctrica de cogeneración, se genera por autoprodutores, estando ligada a procesos industriales, mientras que el 40% restante, proviene de redes de calefacción distribuida, en los países del norte de Europa.

Tabla 1.13. Producción en cogeneración de los países de la UE, año 2000.

Países	Electricidad +Calor (TWh)	% de la producción de electricidad
Alemania	60,84	10,6
Austria	6,41	10,4
Bélgica	5,45	6,5
Dinamarca	22,33	61,6
<b>España</b>	<b>20,71</b>	<b>9,2</b>
Finlandia	25,51	36,4
Francia	16,28	3,0
Gran Bretaña	23,05	6,1
Grecia	1,14	2,1
Holanda	43,15	48,2
Irlanda	0,58	2,4
Italia	23,03	6,8
Luxemburgo	0,21	17,7
Portugal	4,38	10,0
Suecia	9,08	6,2
<b>UE</b>	<b>262,12</b>	<b>9,8</b>

EUROSTAT.

La producción de electricidad en la Unión Europea, a través de fuentes renovables se muestra en la tabla 1.14. La potencia eólica instalada en la Unión, a finales de 2001, supera los 17.000 MW, suponiendo un aumento de potencia, respecto del año anterior, del orden de 4.000 MW. La superficie total de captación solar térmica, instalada a finales del año 2000, se estima en 9,6 millones de m<sup>2</sup>.

Tabla 1.14. Producción de electricidad bruta mediante fuentes renovables en UE, año 2000.

Países	Producción (% del total)				
	Hidráulica*	Eólica	Biomasa	Geotérmica	TOTAL
Alemania	4,1	1,6	1,1	0,0	6,8
Austria	67,3	0,1	2,6	0,0	70,0
Bélgica	0,5	0,0	1,1	0,0	1,6
Dinamarca	0,1	12,3	4,8	0,0	17,2
<b>España</b>	<b>13,1</b>	<b>2,1</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>16,2</b>
Finlandia	20,9	0,1	12,2	0,0	33,3
Francia	12,5	0,0	0,6	0,0	13,1
Gran Bretaña	1,4	0,3	1,2	0,0	2,8
Grecia	6,9	0,8	0,0	0,0	7,7
Holanda	0,2	0,9	3,6	0,0	4,7
Irlanda	3,5	1,0	0,4	0,0	4,9
Italia	16,0	0,2	0,7	1,7	18,6
Luxemburgo	10,2	2,3	4,8	0,0	17,3
Portugal	25,9	0,4	3,5	0,2	30,0
Suecia	54,1	0,3	2,7	0,0	57,1
<b>UE</b>	<b>12,4</b>	<b>0,9</b>	<b>1,5</b>	<b>0,2</b>	<b>14,9</b>

\* No incluye bombeo.

EUROSTAT.

### 1.3.4. Política energética de la Unión Europea

#### ■ Introducción

La política energética de la Unión Europea se remonta a los Tratados de constitución de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero -París, 1951- y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica -Roma, 1957-. A raíz de las crisis del petróleo de 1973 y 1979, esta política ha sufrido cambios significativos, por dos aspectos fundamentales: el abastecimiento energético y el compromiso medioambiental.

Actualmente, el 50 % de las necesidades energéticas de la Unión Europea se satisfacen por combustibles de importación, con una tasa de crecimiento anual del 5 %. Si esta tendencia no cambia, en el año 2030 la dependencia alcanzará al 70%, lo que debilitaría, aún más, su posición geopolítica y social. Por ello, el objetivo principal de la política energética de la UE, presentado en el *Libro Verde Sobre la Seguridad de Abastecimiento Energético* -noviembre de 2000-, es garantizar la seguridad de abastecimiento energético a un precio asequible para los consumidores, respetando y fomentando la competencia en el mercado europeo de la energía. De otro lado, la firma del protocolo de Kyoto, en 1997, sobre el cambio climático, reforzó la importancia medioambiental y de desarrollo sostenible en la política energética de la Unión.

Para alcanzar estos objetivos, el *Libro Blanco Una Política Energética para la Unión Europea* -diciembre 1995- propone orientaciones concretas, a través de programas plurianuales, para la convergencia de las políticas nacionales de energía de los Estados Miembros: protección de los consumidores, cohesión económica y social, mercado interior, libre competencia y medio ambiente.

Dentro de este marco general, la Unión viene dictando diferentes normativas -véase anexo D-, sobre los siguientes ámbitos y áreas de interés.

### ■ **Ámbito energético**

Desarrollo del *mercado interior de la energía*, mediante la supresión de obstáculos comerciales, armonización de normas, protección del medio ambiente y aproximación de las políticas fiscales y de intervención pública. Algunas legislaciones, tratan cuestiones sobre:

- Creación de infraestructuras que faciliten la interconexión de las redes de los estados miembros en los sectores del transporte, la energía y las telecomunicaciones.
- Liberalización de los mercados de gas y electricidad, dictando normativas comunes de producción, transporte y distribución.
- Igualdad de acceso a la prospección, producción y explotación de hidrocarburos.

Establecimiento de un marco común sobre *fiscalidad, desregulación, armonización y promoción de las inversiones* de los productos energéticos, cuyo objetivo final sea la reducción de las subvenciones estatales, mejorar la libre competencia, el funcionamiento del mercado interior y la protección del medio ambiente. Algunas normativas al respecto, tratan:

- Propuesta de Directiva para un marco común de fiscalidad de los productos energéticos.
- Iniciativas relativas a la mejora de la *eficiencia energética, protección del medio ambiente y paliar los efectos del cambio climático*.
- El *Libro Blanco sobre Energías Renovables*, de 1997, tiene por objetivo conseguir, para el año 2010, que el 12% del consumo energético europeo sea generado mediante fuentes renovables. Incorpora, para ello, las siguientes medidas:
  - Fomento de la utilización de biocarburantes, biogás y biomasa sólida.
  - Utilización de la bioenergía para el transporte y la producción de calor y electricidad.
  - Mayor acceso al mercado de la electricidad.
  - Medidas fiscales y financieras.
  - Mayor presencia de las energías renovables en las distintas políticas comunitarias.
  - Mejora de la cooperación entre los estados miembros.
  - Campaña de promoción de las energías renovables.
- El *Plan de Acción para Mejorar la Eficiencia Energética*, de 2000, cuyo objetivo es la reducción del consumo de la Unión, al menos, en 100 Mtep en 10 años, mejorando la eficiencia energética al ritmo de un 1% anual, hasta el año 2010. También, se pretende aumentar la eficiencia energética en los edificios, ya que éstos representan el 40% de la demanda de energía de la Unión. Las medidas propuestas, son:
  - Reforzar las disposiciones jurídicas en el sistema de etiquetado y de promoción de la producción combinada de calor y electricidad.
  - Fomentar el desarrollo de tecnologías de alto rendimiento energético, en el ámbito de la contratación de obras públicas, y la introducción de auditorías energéticas en la industria y en el sector servicios.
- En la cumbre de Kyoto, celebrada en diciembre de 1997, la UE fijó el objetivo de reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero en un 8 % en el periodo 2008-2012, respecto a los niveles de 1990, estableciendo una serie de actuaciones para lograr la reducción de emisiones.

## ■ Cooperación con terceros países

Dada la fuerte dependencia energética de la UE, la cooperación con terceros países es una prioridad estratégica de la Unión. El objetivo es la diversificación del abastecimiento, el desarrollo sostenible y la creación de mecanismos de actuación en el mercado del petróleo, en caso de crisis. Destacan las siguientes acciones:

- Participación de los estados miembros en el Tratado de la Carta Europea de la Energía, firmado entre 51 países en 1994, que establece el intercambio de energía y recursos energéticos de los países de la Europa central y de la exUnión Soviética, por tecnologías de la UE.
- Propuesta de creación de una Asociación Euro-Mediterránea, con vistas a desarrollar un área de libre comercio para el año 2010 y la creación del Foro EuroMed de la Energía.
- Comunicación de la Comisión Europea, de 1996, aprobando la cooperación energética con Asia.
- Comunicación de la Comisión Europea, de 2000, sobre el abastecimiento de combustibles, proponiendo un diálogo permanente con los países productores de petróleo.

## ■ Programas e instrumentos financieros

Para aplicar los objetivos de la política energética y del *Libro Blanco*, la Unión dispone de programas e instrumentos financieros que, durante el periodo 1998-2002, estaban integrados en el *V Programa Marco de I+D*, cuyo ámbito energético, se estructuró en las siguientes actividades:

- Seguimiento periódico de la evolución de los mercados y de las tendencias energéticas, para adoptar las decisiones políticas sobre la base de un análisis compartido (ETAP).
- Impulso de la cooperación internacional en el ámbito de la energía (SYNERGY).
- Fomento de las fuentes de energía renovable (ALTENER).
- Respaldo de una utilización racional y eficaz de los recursos energéticos (SAVE).
- Fomento de la utilización de tecnologías que no perjudiquen al medio ambiente, en el sector de los combustibles sólidos (CARNOT).
- Refuerzo de la seguridad de utilización de la energía nuclear, mediante una mayor cooperación industrial con Rusia y los Nuevos Estados Independientes y un control más adecuado del transporte de materias radiactivas (SURE).

El *VI Programa Marco de I+D*, para el periodo 2003-2006, se estructura en tres programas específicos:

- Integrar y fortalecer el espacio europeo de investigación.
- Estructurar el espacio europeo de investigación.
- Programa marco EURATOM.

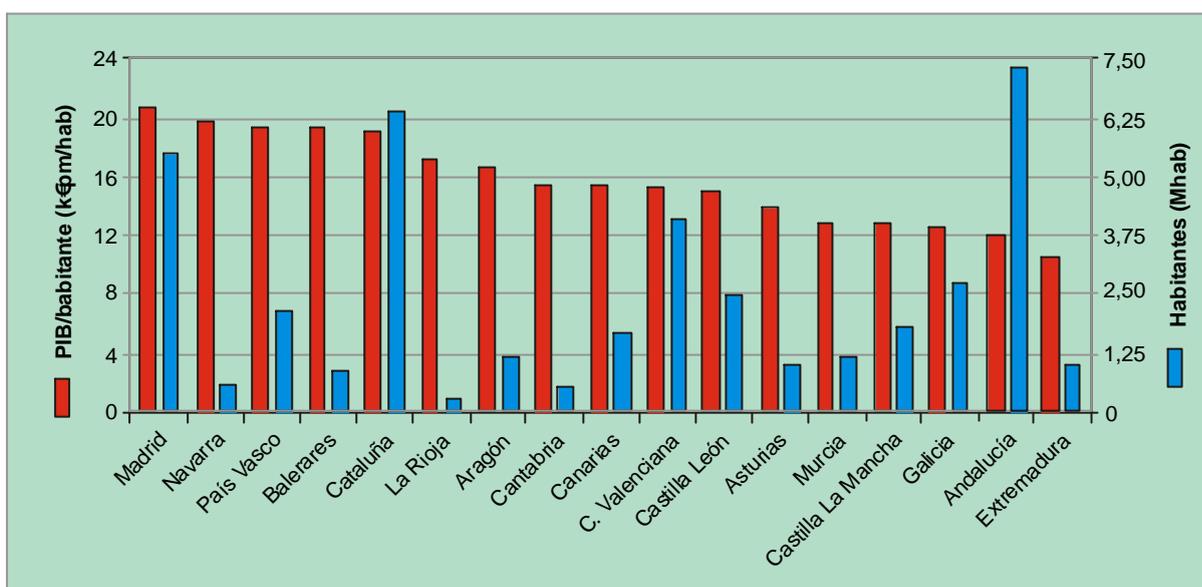
En el primero de estos programas, se contemplan los temas relacionadas con el desarrollo sostenible y el medio ambiente –energía, transporte, cambio climático y ecosistemas-, a los que se dedican 2.100 M€ es decir, el 12 % de la dotación total del nuevo *Programa Marco*.

## 1.4. España

### 1.4.1. Introducción

Sobre el territorio español, se asienta una población que, en 2001, casi alcanzó los 41 millones de habitantes, que se corresponde con una densidad media de 81 hab/km<sup>2</sup>. Respecto de la UE, España representa el 15,6% de la superficie y el 10% de su población.

El PIB español alcanzó en 2002 la cifra de 554.852 M€<sub>95</sub>, con una tasa de crecimiento anual del 2%, un 2,8% inferior a la del pasado año lo que indica la actual desaceleración de la economía española, que se acentúa a lo largo del 2003. El PIB medio por habitante es de 16,1 k€<sub>95</sub>, si bien, como se observa en la figura 1.14, el rango de variación entre Comunidades Autónomas oscila en, alrededor de, 10 k€<sub>95</sub>.



INE y elaboración propia.

Figura 1.14. Producto interior bruto por habitante y número de habitantes, por CCAA, año 2001.

La tabla 1.15 muestra la evolución de la intensidad energética final, total y por sectores de actividad. En los diferentes países de la Unión Europea, la tendencia de la intensidad energética es, en general, decreciente desde el inicio de la década de los noventa, sin embargo, España sigue la tendencia opuesta, con una tasa de crecimiento, desde 1990 a 2000, del 3,2%, a una media anual del 0,3%. La intensidad energética en 2002, se mantuvo idéntica a la de 2001, que creció un 1,2% sobre la de 2000.

Tabla 1.15. Evolución de la intensidad energética de uso final total y por sectores (tep/M€<sub>95</sub>).

Sectores	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industria	160	159	153	153	151	142	163
Residencial*	0,58	0,66	0,70	680	0,71	0,74	0,74
Transporte	53,9	58,2	60,6	58,6	61,2	61,6	59,2
Servicios	16,5	18,9	19,2	19,7	19,9	20,1	21,0
<b>TOTAL</b>	<b>140</b>	<b>142</b>	<b>143</b>	<b>141</b>	<b>143</b>	<b>141</b>	<b>150</b>

\* Unidades en tep/hogar .

IDAE y elaboración propia.

En cuanto a la contaminación atmosférica, procedente del consumo de energía, se cifra actualmente, en el 9% de las emisiones totales de la Unión Europea, con un ritmo de crecimiento anual del 8%, en estos diez últimos años. Por sectores, el transporte es el principal contaminante de NO<sub>x</sub> -64% del total- y de las emisiones de CO<sub>2</sub> -39% del total-; en cambio, el sector energético ocupa el primer puesto en cuanto a las emisiones de SO<sub>2</sub>, con el 61% del total.

### 1.4.2. Demanda de energía

#### ■ El consumo

El consumo total de energía final en España, durante 2002, incluidas las fuentes renovables, asciende a 95,63 Mtep, con un crecimiento del 2,2% sobre el año anterior. La tabla 1.16 muestra la evolución del consumo de energía final por fuentes desde 1999, especificando la cuota de participación y el incremento porcentual sobre el año anterior, de cada fuente. Se observa, que desde el año 2000, las tasas de crecimiento anual, son menores que las de años anteriores; lo que se atribuye a un menor crecimiento económico y condiciones climáticas más suaves.

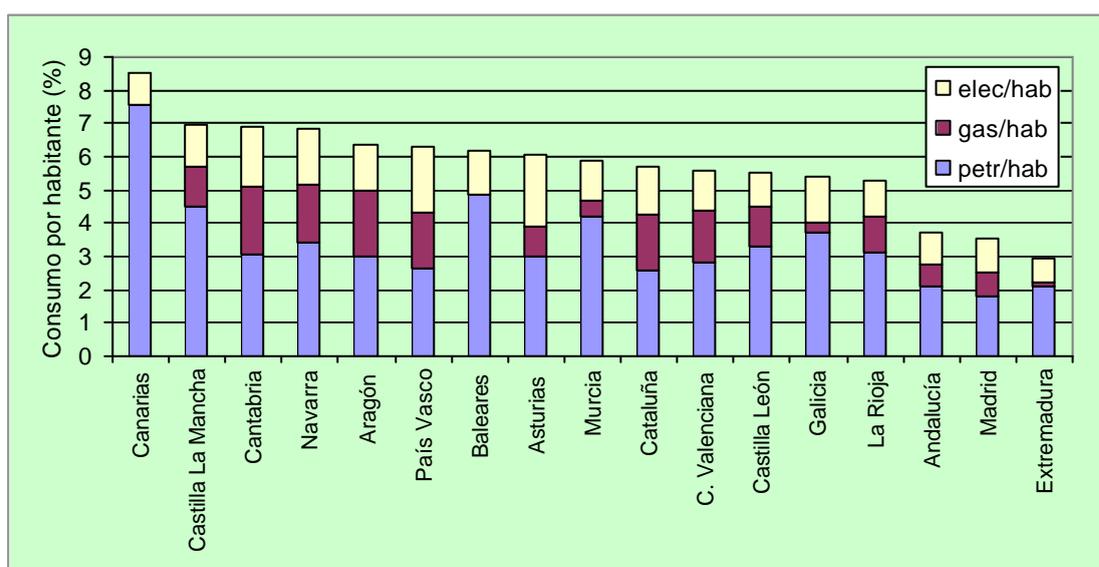
Tabla 1.16. Evolución del consumo de energía final en España.

Fuente	1999			2000			2001			2002		
	Mtep	%	Δ									
Carbón	2,57	3,1	0,7	2,55	2,9	-0,8	2,54	2,8	-0,4	2,49	2,7	-2,0
Prod. petrolíferos	53,77	65,1	0,2	55,63	64,1	3,5	57,26	63,4	2,9	57,64	62,6	0,7
Gas natural	10,93	13,2	12,9	12,29	14,2	12,4	13,21	14,6	7,5	14,15	15,4	7,1
Electricidad	15,36	18,6	7,5	16,31	18,8	6,2	17,29	19,1	6,0	17,76	19,3	2,7
<b>TOTAL</b>	<b>82,64</b>	<b>100</b>	<b>3,0</b>	<b>86,77</b>	<b>100</b>	<b>5,0</b>	<b>90,03</b>	<b>100</b>	<b>3,8</b>	<b>92,03</b>	<b>100</b>	<b>2,2</b>

No incluye las energías renovables

DGPEM y elaboración propia.

La figura 1.15 muestra los consumos finales de electricidad, gas natural y productos petrolíferos -gasolinas, gasóleos y fueóleos- por habitante y Comunidad Autónoma.



UNESA, CORES, CNE y elaboración propia.

Figura 1.15. Consumo de energías finales por habitante y CC.AA., año 2001.

El consumo de energía primaria, en 2002, fue de 132,23 Mtep, con un aumento del 3,4% respecto de 2001, que supone un incremento de 1,2%, respecto del bienio 2000/01. Como detalla la tabla 1.17, la producción hidroeléctrica cayó un 43,9% respecto de 2001, dada la escasa pluviosidad del año; por contra, el carbón aumentó su participación -16,6%-, como consecuencia de su uso en la producción termoeléctrica. El gas continúa incrementando su peso -14,2%-, principalmente, por el aumento de su uso en generación eléctrica y, el petróleo y la energía nuclear, disminuyen ligeramente su participación en la estructura de consumo primario. Las energías renovables crecieron un 5,6%, fundamentalmente, por los nuevos parques eólicos y la energía solar térmica, instalados a lo largo del 2001.

Tabla 1.17. Evolución del consumo de energía primaria en España.

Fuente	1999			2000			2001			2002		
	Mtep	%	Δ									
Carbón	20,52	17,2	14,7	21,64	17,3	5,5	19,53	15,3	-9,8	21,89	16,6	12,1
Petróleo	63,04	52,8	2,2	64,66	51,7	2,7	66,72	52,2	3,2	67,61	51,1	1,3
Gas natural	13,54	11,3	14,5	15,22	12,2	12,4	16,41	12,8	7,8	18,76	14,2	14,3
Nuclear	15,34	12,8	-0,3	16,21	13,0	5,7	16,60	13,0	2,4	16,42	12,4	-1,1
Hidráulica*	2,25	1,9	-0,3	2,53	2,0	12,4	3,53	2,8	39,5	1,98	1,5	-43,9
Otras renovables	4,25	3,6	4,7	4,54	3,6	6,8	4,85	3,7	6,8	5,12	3,9	5,6
Saldo eléctrico	0,49	0,4	67,9	0,38	0,3	-22,4	0,30	0,2	-21,1	0,46	0,3	53,3
<b>TOTAL</b>	<b>119,4</b>	<b>100</b>	<b>4,6</b>	<b>125,2</b>	<b>100</b>	<b>4,8</b>	<b>127,9</b>	<b>100</b>	<b>2,2</b>	<b>132,2</b>	<b>100</b>	<b>3,4</b>

\* Incluida minihidráulica.

IDAE, DGPEM y elaboración propia.

## ■ Análisis de los sectores

En 2002, se ha producido una significativa desaceleración en el crecimiento de la demanda energética del transporte, mientras que la demanda industrial ha crecido ligeramente, respecto del año anterior. En el sector residencial y terciario, la demanda también ha crecido menos, favorecida por temperaturas medias más suaves que las de 2001.

Tabla 1.18. Consumo de energía final por fuentes y sectores en España, año 2002.

Sectores	Fuentes (Mtep)				TOTAL
	Carbón	Prod. petrolíferos	Gas natural	Electricidad	
Industria	2,43	12,86	10,80	7,99	34,08
Transporte	0	33,96	0	0,41	34,38
Usos diversos	0,06	10,81	3,34	9,36	23,57
<b>TOTAL</b>	<b>2,49</b>	<b>57,64</b>	<b>14,15</b>	<b>17,76</b>	<b>92,03</b>

No incluye energías renovables

DGPEM.

· **Industria**

El consumo industrial en 2002 asciende a 34,08 Mtep, correspondiente al 37,03% de la estructura de consumo final. Por fuentes, se observa una progresiva reducción del carbón, que se sitúa con una cuota del 7,1% del total; ligera reducción de los productos petrolíferos, con el 37,7%. Por el contrario, el gas natural, se sitúa en el 31,7% del consumo industrial; asimismo, el consumo de electricidad aumenta, al 2,8% anual, con el 23,4% del total. En general, la distribución del consumo por fuentes pone de manifiesto la preferencia del gas natural y la electricidad para la cobertura de la demanda industrial.

En la figura 1.16, se muestra la distribución del consumo de los 10 principales subsectores industriales. Cabe destacar el sector del cemento, vidrio y cerámica, que consume el 24% del total industrial, seguido del conjunto de sectores siderurgia/metalurgia no férrea que absorben el 21%.

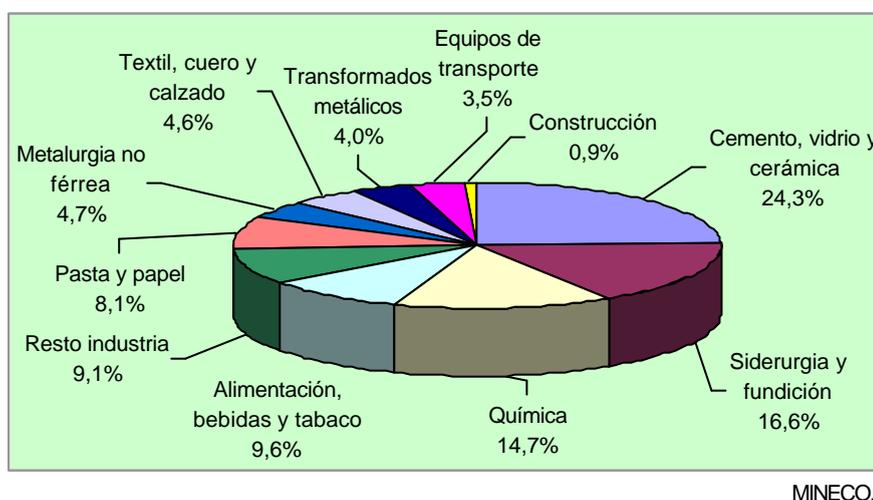
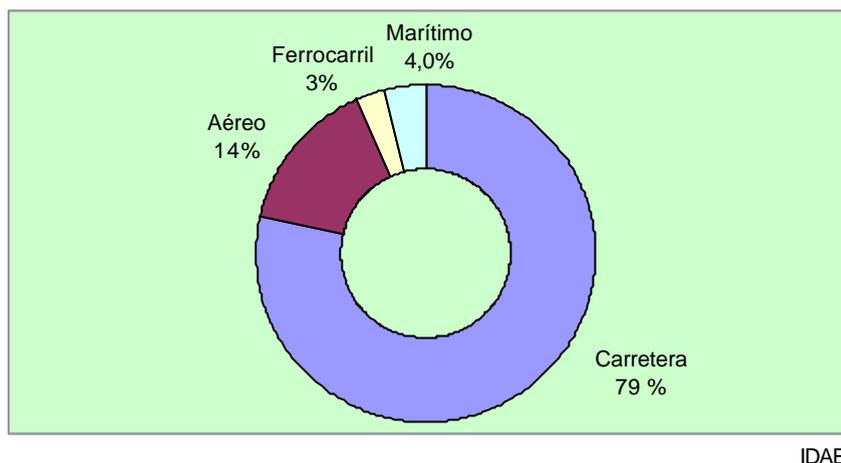


Figura 1.16. Consumo de energía final en el sector industrial, año 2000.

La intensidad energética en el sector industrial, se ha reducido un 11%, desde la mitad de la década de los ochenta hasta el año 2000, con una media anual del 0,8%. En 2001, se situaba en 164 tep/M€<sub>5</sub>, experimentando un descenso, en torno del 1%, respecto del año 2000. Si bien, España se encuentra por encima de la UE en éste indicador, coincide con ella en el mantenimiento decreciente de la tendencia.

· **Transporte**

Entre 1990 y 1995, el consumo energético del transporte pasó de 22,7 Mtep a 26,6 Mtep, alcanzando en el año 2000 los 32,28 Mtep, lo que supone tasas de crecimiento anual del 3,4 % en el primero de los periodos, y del 4,3 % en el segundo. El consumo del sector transporte, en 2002, asciende a 34,38 Mtep, que corresponde al 37,4 % en la estructura de consumo final -32,5 % en la UE-, si bien, su tasa de crecimiento sobre 2001, se ha ralentizado hasta el 1,75 %. Por otra parte, el sector se caracteriza por una dependencia, prácticamente absoluta, de los derivados del petróleo, que cubren el 98,8 % del total, siendo el gasóleo el más utilizado, y con una participación creciente.



IDAE.

Figura 1.17. Estructura del consumo de energía final en el sector transporte, año 2000.

El transporte por carretera ostenta una especial preponderancia en España, con un peso sobre el total de consumo del sector del 79%. El transporte aéreo, con un 14% del consumo, es el segundo en importancia; a mucha distancia, se encuentran el transporte marítimo y el ferroviario. En la figura 1.17, se detalla el consumo del sector en sus diferentes modos.

La intensidad energética del transporte en España, presenta una tendencia creciente -muy superior a la de la Unión Europea-; mientras en 1990, la intensidad energética del transporte era de 53,9 tep/M€<sub>95</sub>, en 2000 ascendía a 59,2 tep/M€<sub>95</sub>, lo que se considera inadmisibles, tanto el punto de vista energético como ambiental.

· **Usos diversos**

El consumo, en 2002, del sector de usos diversos, que incluye el sector doméstico y terciario, agricultura, ganadería y pesca, asciende a 23,57 Mtep, que se corresponde con el 25,62% de la estructura de consumo final.



MINECO.

Figura 1.18. Consumo de energía final en el sector doméstico, año 2000.

El consumo doméstico se ha estabilizado en el año 2000 -crecimiento de 1,6% respecto de 1999-, debido a la bonanza del clima, deteniendo la tendencia al alza registrada desde 1995, con una tasa de crecimiento anual del 2,5%. Por fuentes, el consumo de gas natural en los hogares ha crecido, representando el 17% del total de los consumos, en detrimento del carbón y de los derivados del petróleo; la electricidad, supone el 31% del total de la demanda.

En la figura 1.18, se listan los consumos de energía total, por usos, en el sector residencial. La energía para calefacción representó, cerca de la mitad del consumo total de la vivienda; aunque es variable con la climatología, siempre se mantiene por encima del 40%. Los consumos de energía para agua caliente se han incrementado, hasta alcanzar el 20,4 % en el año 2000. La electricidad para los electrodomésticos representó, ese año, un 15,5%.

España se sitúa entre los países europeos que presentan un menor consumo medio por hogar -por debajo de 1 tep/año-, que es debido a temperaturas medias más elevadas en invierno, reduciendo la demanda para calefacción, pero con una tendencia creciente, del 2,6%, durante la década de los noventa.

El sector servicios supone el 8,1% del consumo final de energía, frente al 11,4% de la UE. La tasa media anual de crecimiento, desde 1985, es del 5%. La electricidad satisface el 65% de la demanda energética del sector, porcentaje que se mantiene desde hace algunos años. La distribución de los consumos, del año 2000 -figura 1.19-, es semejante a la de 1999, incrementándose en un 1% la hostelería, en detrimento de las oficinas.



IDAE y elaboración propia.

Figura 1.19. Consumo de energía final en el sector servicios, año 2000.

A largo plazo, se observan cambios estructurales en el sector servicios; en las dos últimas décadas, se ha reducido el peso de las oficinas en torno del 7%, favoreciendo la ganancia relativa del sector sanitario y la hostelería.

La evolución de los indicadores de intensidad energética es creciente en todas las ramas del sector servicios, también en algunos países europeos, aunque más acusada en España, presentando una tasa de crecimiento, durante la década de los noventa, en torno del 2,5% anual.

### 1.4.3 Suministro de energía

En 2002, las necesidades totales de energía primaria ascendieron en España a casi 113 Mtep, lo que significó el 7,8 % del total de la UE. Esas necesidades fueron cubiertas por la

producción propia, el comercio exterior y el almacenamiento. El nivel de dependencia española externa (importaciones-exportaciones) alcanza casi el 78%, mientras que en la Unión Europea es del 50%. Seguidamente, se describen las cifras de la producción energética española.

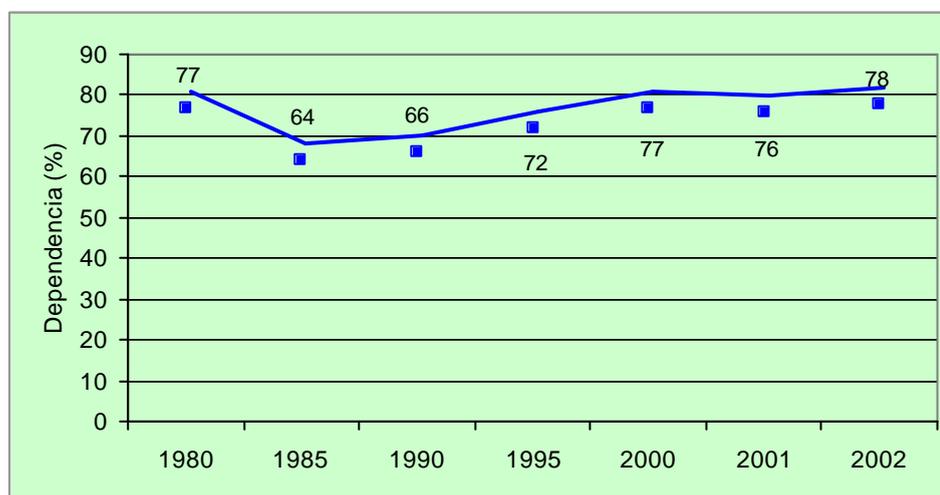
■ **Producción**

En la tabla 1.19 se muestra la evolución reciente de la producción de energía primaria nacional por fuentes. Desde hace tiempo, estas aportaciones internas resultan poco relevantes frente al consumo total; así, el grado de autoabastecimiento en petróleo sólo alcanza el 0,5% y en gas natural el 2,5%. La figura 1.20, muestra la evolución del grado de dependencia energética española.

Tabla 1.19. Evolución de la producción de energía primaria en España.

Fuente	1999			2000			2001			2002		
	Mtep	%	Δ	Mtep	%	Δ	Mtep	%	Δ	Mtep	%	Δ
Carbón	8,59	31,5	-7,0	8,34	29,4	-2,9	7,86	26,1	-5,8	7,69	27,1	-2,2
Petróleo	0,3	1,1	-43,4	0,22	0,8	-26,7	0,34	1,1	54,5	0,32	1,1	-5,9
Gas natural	0,12	0,4	20,0	0,15	0,5	25,0	0,47	1,6	213	0,47	1,7	0,0
Nuclear	15,34	56,2	-0,3	16,21	57,1	5,7	16,6	55,2	2,4	16,42	57,9	-1,1
Hidráulica	2,25	8,2	-27,4	2,54	9,0	12,9	3,53	11,7	39,0	1,98	7,0	-43,9
Resto	0,69	2,5	30,2	0,91	3,2	31,9	1,28	4,3	40,7	1,51	5,3	18,0
<b>TOTAL</b>	<b>27,29</b>	<b>100</b>	<b>19,3</b>	<b>28,37</b>	<b>100</b>	<b>4,0</b>	<b>30,08</b>	<b>100</b>	<b>6,0</b>	<b>28,38</b>	<b>100</b>	<b>-5,7</b>

DGPEM y elaboración propia.



MINECO.

Figura 1.20. Evolución del grado de dependencia energética española.

Si bien, en 2001, la dependencia externa se redujo en un 1% respecto del año anterior, siendo atribuible a la elevada producción de origen hidráulico, en 2002, la dependencia energética se ha hecho más acusada, dada la escasa pluviosidad del año y, por tanto, la mayor

utilización de los recursos fósiles para la generación eléctrica. El diferencial con la media de la Unión Europea se sigue manteniendo, del orden, del 50%.

### ■ Generación eléctrica

En la figura 1.21, se indica la potencia de generación eléctrica instalada a finales de 2001, que alcanza los 61,83 GW, destacando la entrada en servicio de nuevos parques eólicos y centrales de ciclo combinado.

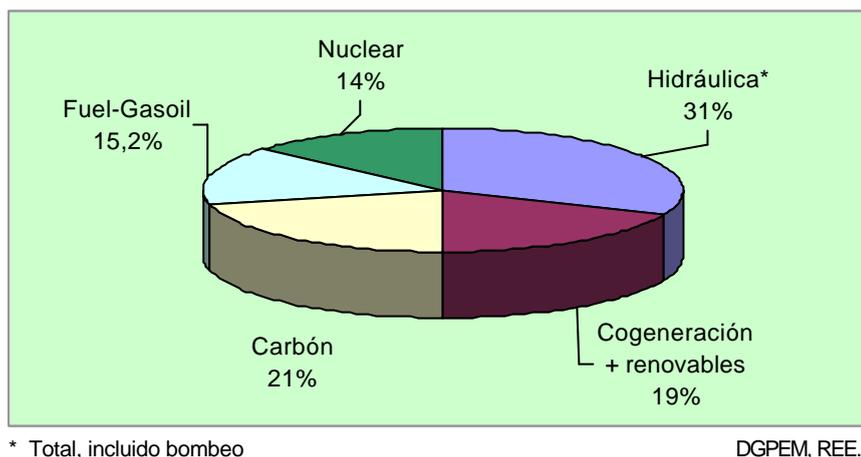


Figura 1.21. Potencia instalada de generación eléctrica española a finales de 2001.

La tabla 1.20, señala la evolución de la producción por fuentes. Cabe destacar la disminución del uso del carbón, con una tasa cercana al -11 % y el fuerte crecimiento de las renovables, en su conjunto, dada la elevada hidraulicidad del año 2001.

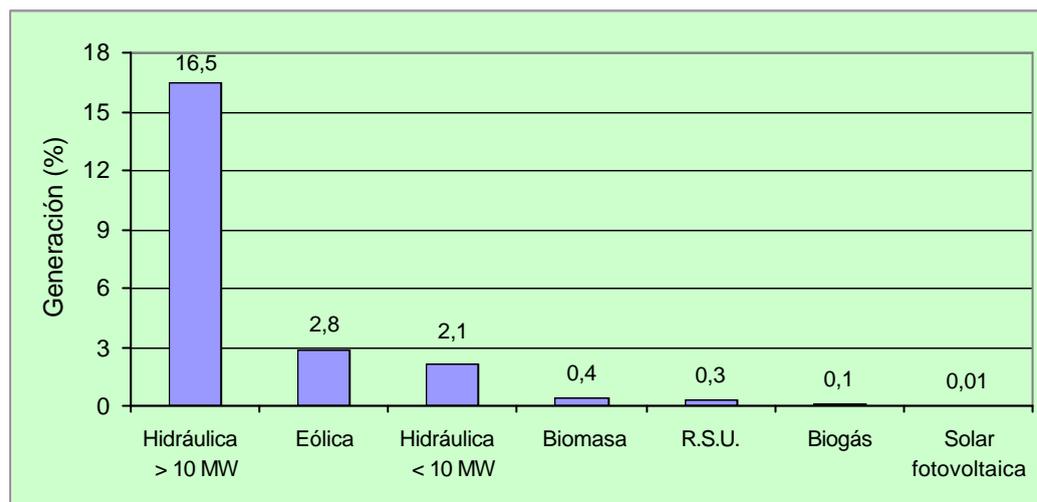
Tabla 1.20. Evolución de la producción bruta de electricidad por fuentes.

Fuentes	1999		2000		2001		Crecimiento anual (%)	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	1999/00	2000/01
Carbón	75,49	36,0	80,53	35,8	71,82	30,5	6,7	-10,8
Petróleo	23,72	11,3	22,62	10,1	24,56	10,4	-4,6	9,0
Gas natural	19,08	9,1	21,05	9,4	23,11	9,8	10,3	9,0
Nuclear	58,85	28,1	62,21	27,7	63,71	27,0	5,7	2,4
Hidráulica >10 MW*	23,58	11,1	27,36	12,2	38,99	16,5	16,0	42,5
Otras renovables	8,78	4,2	11,06	4,9	13,55	5,7	26,0	22,5
<b>TOTAL</b>	<b>209,50</b>	<b>100</b>	<b>224,83</b>	<b>100</b>	<b>235,74</b>	<b>100</b>	<b>7,3</b>	<b>4,9</b>

\* Incluido bombeo.

IDAE, MINECO y elaboración propia.

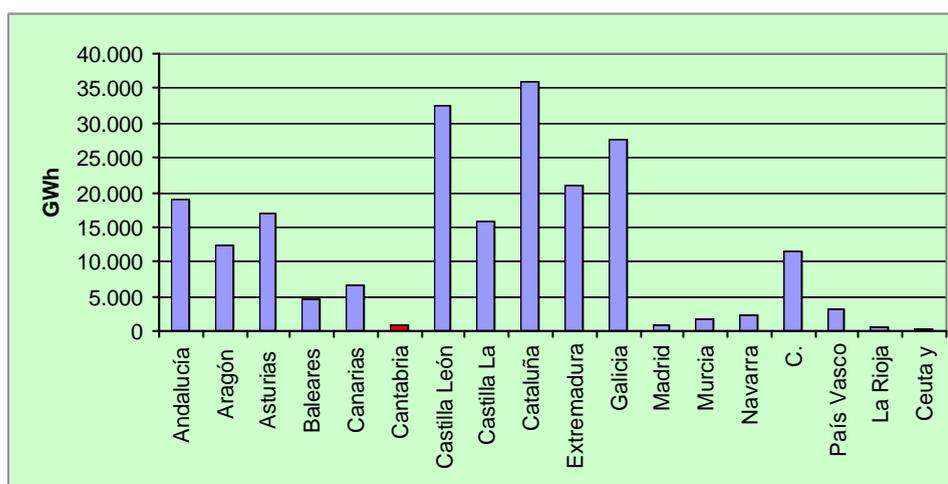
La producción eléctrica, por medio de fuentes de energía renovable alcanza, en su conjunto, el 22,3% del total. La figura 1.22 muestra la estructura de generación eléctrica de las fuentes mencionadas. Debe destacarse el crecimiento de la producción eléctrica de origen eólico, que ha pasado de representar, en 1998, el 0,7 % de la generación bruta total, el 1,2% en 1999, el 2,1% en 2000 y el 2,8% en 2001.



IDAE, MINECO y elaboración propia.

Figura 1.22. Estructura de la generación eléctrica, en España, con fuentes renovables, año 2001.

La figura 1.23, muestra la producción neta de energía eléctrica por Comunidades Autónomas.



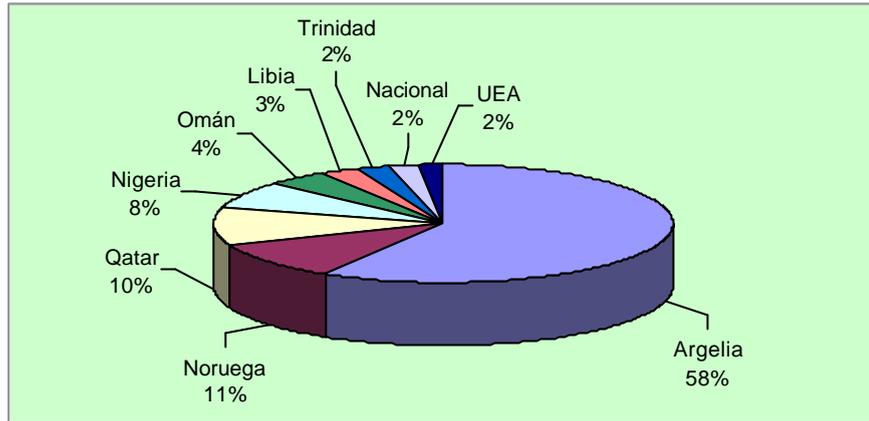
CNE.

Figura 1.23. Producción neta de energía eléctrica por Comunidades Autónomas, año 2001.

■ **Aprovisionamientos e infraestructuras**

· **Gas natural**

En el 2001, la producción nacional de gas natural ascendía a 6,09 TWh, cayendo en un 1,5% en el 2002, lo que origina una cobertura de, solamente, el 2,5% del consumo, por lo que la práctica totalidad de los aprovisionamientos, se realizan a través de importaciones desde otros países; el 46% en forma de gas natural y el 54% como de gas natural licuado. Los países de procedencia y su cuota de participación, se muestra en la figura 1.24.



CNE y CORES.

Figura 1.24. Procedencia del gas natural importado, año 2002.

La red de gasoductos española está articulada sobre cinco ejes, como se muestra en la figura 1.25: cuatro de norte a sur y, uno de este a oeste. Existen cuatro entradas/salidas a España de gasoductos; por el sur, del Magreb y, por el norte, Francia y dos conexiones con Portugal. Hay tres plantas de regasificación, situadas en Huelva, Barcelona y Cartagena, que se encargan del tratamiento del gas natural licuado, así como dos plantas de almacenamiento subterráneo.



CNE.

Figura 1.25. Red básica y de transporte secundario de gas natural de España, año 2002.

· **Petróleo**

Durante el año 2001, la producción española de crudo ascendió a 338 Mt, lo que supone un grado de autoabastecimiento del 0,5%, idéntico para el 2002, por lo que, prácticamente, la totalidad del crudo consumido fue de procedencia exterior. En la figura 1.26, se detallan los principales países proveedores de crudo y su tasa de participación.

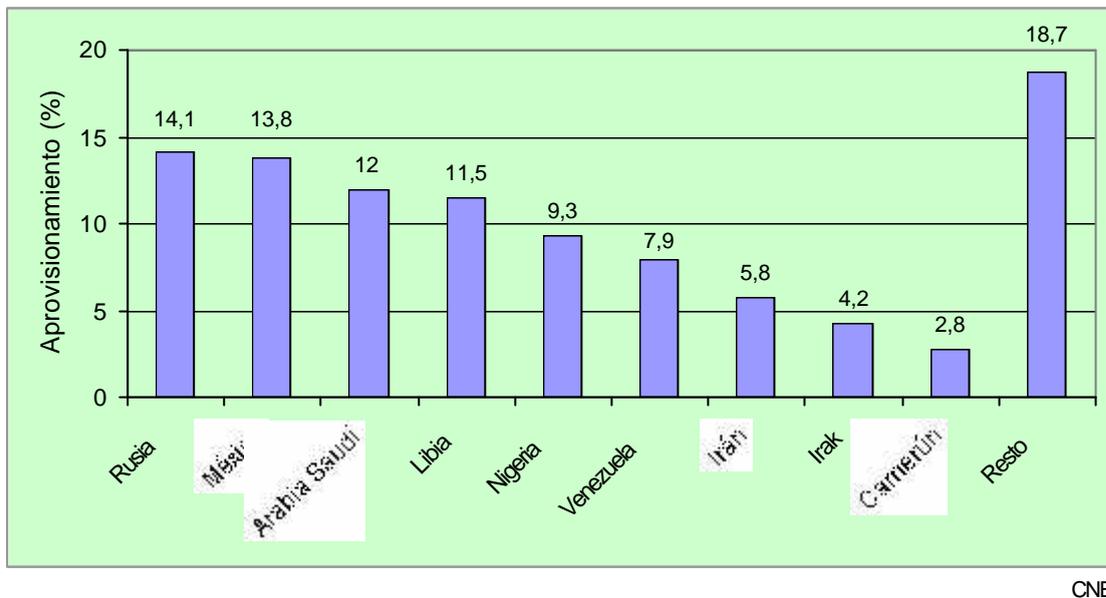


Figura 1.26. Procedencia del crudo importado, año 2002.

En España existen nueve refinerías y, una décima, dedicada a la producción de asfaltos. Todas ellas se encuentran sobre la franja litoral, excepto la de Puertollano: Cartagena, La Coruña, Tarragona, Bilbao, Tenerife, Algeciras, Huelva y Castellón; alcanzando una capacidad de refino, en el 2001, de 65,26 Mt.

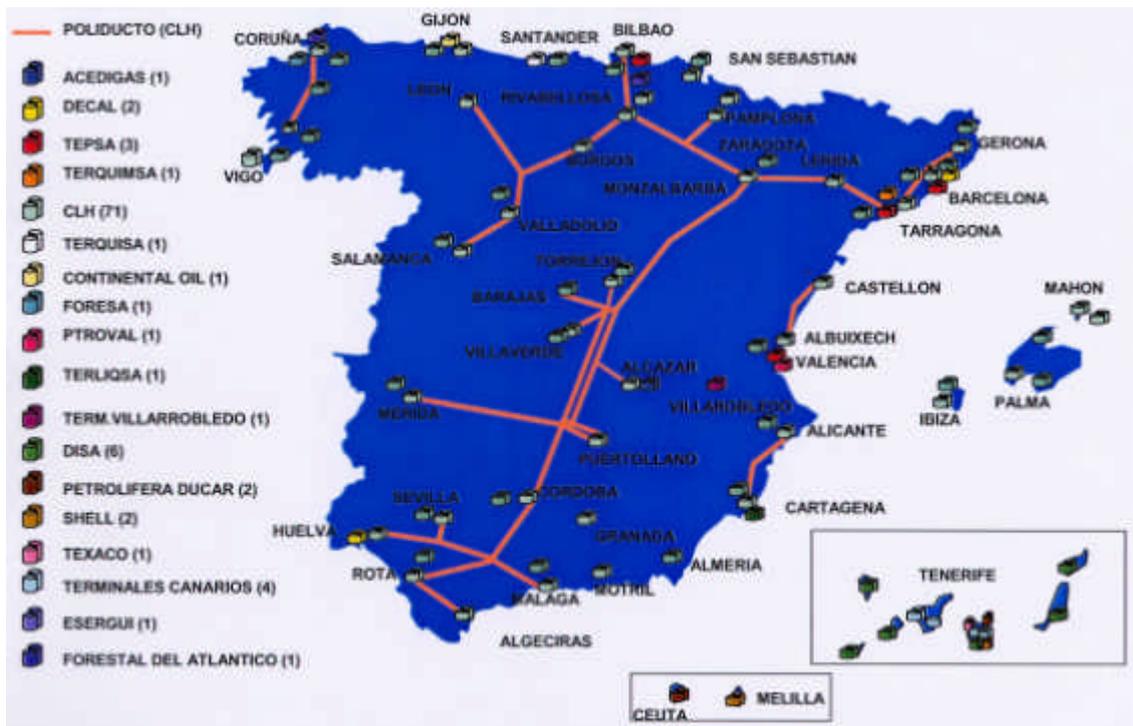
Las ocho refinerías peninsulares están conectadas, entre sí y con los centros de almacenamiento, por medio de una red de oleoductos, gestionados por la Compañía Logística de Hidrocarburos. Asimismo, existen otras 21 compañías, que almacenan productos petrolíferos a operadores al por mayor. En la figura 1.27, se muestra la red logística española de productos petrolíferos.

· **Electricidad**

España se abastece plenamente en energía eléctrica. En el año 2001, las exportaciones de energía eléctrica han disminuido un 7,4% respecto del año anterior, suponiendo unos ingresos de 106 M€ sin embargo, las importaciones han crecido un 78,2% sobre el año anterior, que ha supuesto unos pagos por valor de 208 M€. En la figura 1.28 se listan los países y su cuota de intercambio de electricidad con España.

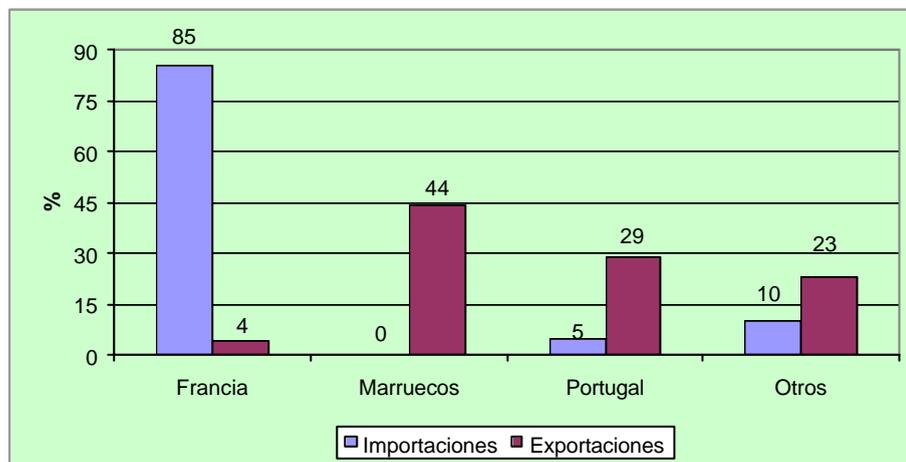
· **Carbón**

España es deficitaria en carbón, alcanzando un grado de autoabastecimiento del 40,3% en el año 2001, que disminuye en el 2002, hasta el 35,1%.



CNE.

Figura 1.27. Red logística española de productos petrolíferos, año 2001.



CNE y elaboración propia.

Figura 1.28. Distribución de las importaciones/exportaciones de energía eléctrica, año 2001.

### ■ Cogeneración y energías renovables

En la tabla 1.21 se muestra la evolución reciente de los diferentes tipos de plantas de cogeneración. El mayor aumento de potencia registrado en cogeneración, en el año 2000, se produce en plantas con motores de combustión interna, que representan el 40 % del total de la potencia bruta instalada.

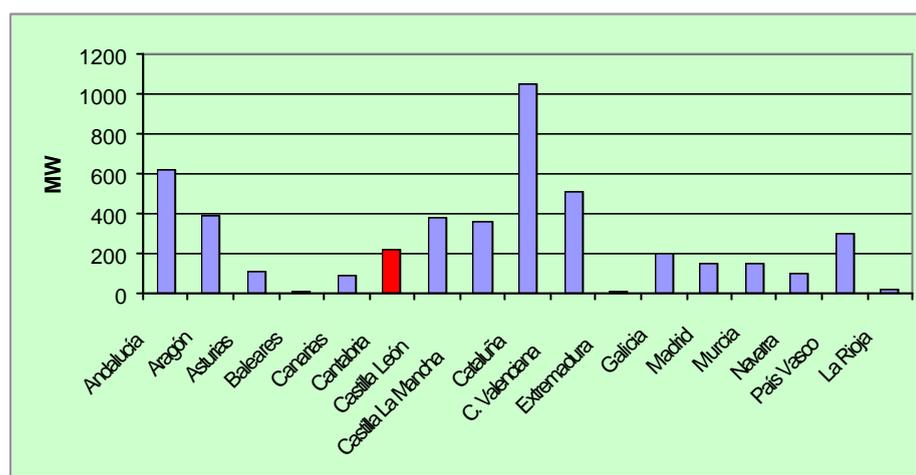
Tabla 1.21. Evolución de la potencia eléctrica bruta instalada por tipo de cogeneración.

Tipo (MW)	1999	2000	2001*
Ciclo combinado	924	924	1.305
Turbina de vapor a contrapresión	698	745	745
Turbina de vapor a condensación	162	162	204
Turbina de gas con recuperación de calor	843	1.107	1.116
Motor de combustión interna	1.649	1.969	2.230
<b>TOTAL</b>	<b>4.275</b>	<b>4.906</b>	<b>5.600</b>

\* Datos provisionales.

IDAE y elaboración propia.

La producción eléctrica, en el año 2000, procedente de las plantas de cogeneración, considerada la electricidad autoconsumida, ascendió a 27.200 GWh, lo que supone un incremento del 5,6% respecto a 1999. En la figura 1.29 se muestra la potencia instalada en cogeneración por Comunidades Autónomas.



IDAE y elaboración propia.

Figura 1.29. Potencia instalada en cogeneración por CC.AA., 2000.

La producción de electricidad procedente de fuentes renovables representó, en el 2001, el 22,3% del total de generación bruta. La mayor producción, desde hace algunos años, corresponde a la energía eólica, que aumenta en casi un 39% con respecto al año 2000, cifrada en 4.848,3 GWh. En la tabla 1.22 se muestra la evolución de la potencia instalada y producción eléctrica de las fuentes renovables.

Durante el año 2001, se pusieron en funcionamiento alrededor de 8.100 nuevos proyectos de aprovechamiento de energías renovables; su mayor parte, corresponden al área de energía solar térmica, sin embargo, su contribución es de sólo, un 1,5% del total de la nueva producción renovable del año 2001. En la tabla 1.23 se detalla la potencia total instalada en energías renovables por CC.AA. en 2001.

Tabla 1.22. Evolución de la potencia y producción eléctrica de las fuentes renovables.

	1999	2000	2001*
<b>Hidráulica &gt; 10 MW</b>			
Potencia (MW)	16.378,9	16.378,9	16.399,3
Producción (GWh/año)	23.580,6	27.356,1	38.991,3
<b>Hidráulica ≤ 10 MW</b>			
Potencia (MW)	1.548,4	1.582,1	1.618,7
Producción (GWh/año)	4.419,4	4.449,9	4.872,7
<b>Eólica</b>			
Potencia (MW)	1.476,7	2.274,4	3.243,0
Producción (GWh/año)	2.612,8	4.797,6	6.689,0
<b>Biomasa</b>			
Potencia (MW)	147,5	150,3	167,0
Producción (GWh/año)	818,9	841,0	969,1
<b>Biogás</b>			
Potencia (MW)	41,2	46,2	51,3
Producción (GWh/año)	252,9	290,7	328,1
<b>Residuos S. U.</b>			
Potencia (MW)	94,1	94,1	94,1
Producción (GWh/año)	660,3	667,0	667,0
<b>Solar fotovoltaica</b>			
Potencia (MW)	9,4	12,1	15,7
Producción (GWh/año)	14,1	18,1	23,5
<b>Solar termoeléctrica</b>			
Potencia (MW)	0,0	0,0	0,0
Producción (GWh/año)	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>			
Potencia (MW)	19.696,4	20.538,0	21.589,1
Producción (GWh/año)	32.359,0	38.420,5	52.540,8

\* Datos provisionales.

IDAE.

Tabla 1.23. Potencia instalada en energías renovables por CC.AA., año 2001\*.

Comunidad	Hidráulica (MW)	Eólica (MW)	Solar térmica (m <sup>2</sup> )	Solar fotovoltaica (MWp)	Biomasa (MW)	Biogás (MW)
Andalucía	189,9	158,1	141.363	4,12	43,61	2,56
Aragón	190,4	404,3	3.083	0,27	25,41	1,2
Asturias	85,5	24,4	3.149	0,18	11,65	6,73
Baleares	0	0,2	73.902	0,89	0,00	0,00
Canarias	1,4	120,4	71.413	0,91	0,00	0,00
<b>Cantabria</b>	<b>51,5</b>	<b>0,0</b>	<b>388</b>	<b>0,03</b>	<b>2,72</b>	<b>2,00</b>
Castilla León	254,5	352,9	13.128	0,92	7,05	2,10
Castilla La Mancha	95,0	493,2	4.830	1,39	6,40	0,00
Cataluña	228	83,4	31.559	2,34	0,00	5,29
C. Valenciana	44,7	2,8	44.445	0,84	0,00	5,93
Extremadura	19,6	0,0	2.849	0,42	1,30	0,00
Galicia	144,8	937,7	2.803	0,14	32,22	0,04
Madrid	45,3	0,0	39.952	0,42	0,00	19,09
Murcia	18,3	11,3	11.669	0,13	0,00	2,05
Navarra	158	552,6	8.514	1,73	7,42	1,32
País Vasco	48,8	27,0	2.015	0,23	29,20	2,00
La Rioja	42,9	73,9	0	0,05	0,00	0,98
<b>TOTAL</b>	<b>1.618,7</b>	<b>3.242,4</b>	<b>445.144</b>	<b>15,7</b>	<b>166,97</b>	<b>51,3</b>

\* Datos provisionales.

IDAE y elaboración propia.

#### 1.4.4. Política energética

##### ■ Introducción

En los años siguientes a la Guerra Civil, la demanda energética española crece de forma muy lenta, estando basada, principalmente, en el consumo de carbón nacional y en el aprovechamiento de los ríos con la construcción de grandes presas. La producción eléctrica de origen hidráulico se multiplica por cinco, mientras que el petróleo sólo cubre una pequeña parte de la demanda energética.

Con el Plan de Estabilización de 1959, se produce un gran avance en la industrialización española. Durante el período 1959-1973, el consumo de energía fue excepcional, con unas tasas de crecimiento anual del 8%. Sin embargo, estas planificaciones energéticas eran parciales, siendo desarrolladas a través de empresas públicas y privadas, coordinadas entre sí.

Las crisis del petróleo de los años 1973 y 1979, originaron una fuerte caída de la producción y una crisis económica generalizada. En 1974, se decide que la planificación energética debe ser global, incluyendo todos los sectores: carbón, petróleo, gas y electricidad. Así nacen los sucesivos Planes Energéticos Nacionales: PEN74, PEN78, PEN83 y PEN91.

El PEN78, fue el inicio de una nueva etapa en la política energética española, con un plan global de actuación en el que se definían unos objetivos generales a medio y largo plazo, así como un conjunto de medidas basadas en el análisis de los mercados internacionales de materias primas, en el estudio de las tecnologías disponibles y en el examen detallado de la situación energética y económica, tanto mundial como española. Su contenido puede resumirse en los siguientes objetivos:

- Reducir la dependencia del petróleo, ya que la situación de esta fuente de energía desaconsejaba su uso como elemento primordial del abastecimiento energético español.
- Asegurar una oferta energética suficiente y diversificada, que permitiera el máximo crecimiento, compatible con los equilibrios de la economía española y una mejora en la calidad de vida de la población.
- Racionalizar el consumo energético, adaptándolo progresivamente a los recursos reales del país, al tiempo que se fomentaban cambios estructurales hacia sectores productivos de menor consumo.

La necesidad de actualizar, periódicamente, la estimación de la evolución y cobertura de la demanda energética, aconsejó revisar el PEN83, por haberse modificado, sustancialmente, las hipótesis de partida; no obstante, las bases fundamentales permanecían invariables. En esta línea se aprobó, en 1986, el Plan de Energías Renovables, preconizando la penetración paulatina de estas fuentes en el contexto energético.

El PEN91 se elaboró en base a la experiencia del plan anterior, PEN 83, teniendo en cuenta el nuevo marco internacional contemplado en la Carta Europea de la Energía -La Haya, diciembre 1991- y atendiendo a otros factores, tales como la protección del medio ambiente y la competitividad. En síntesis, los objetivos del PEN91, son:

- Previsiones de la evolución de la demanda energética.
- Previsiones de la evolución de los precios energéticos.
- Estructura de la demanda de energía primaria.
- Equipamiento para la cobertura de la demanda energética.
- Ahorro de electricidad por autoproducción.
- Objetivos medioambientales.

##### ■ Bases del actual marco regulador

El modelo actual de planificación energética, se encuadra en la línea de la política energética de la Unión Europea, asentado sobre los objetivos generales, de:

- Competitividad.
- Reducción de costes al consumidor final.
- Seguridad en el abastecimiento.
- Protección del medio ambiente.
  - Como objetivos particulares, se anotan:
    - El fomento del ahorro y la eficiencia, en:
      - La generación eléctrica.
      - Las actividades de transformación de la energía.
      - El control de las emisiones.
  - Reducción del impacto de las actividades energéticas sobre el medio ambiente, potenciando las distintas fuentes de energía renovable.

En los sectores eléctrico y de gas natural, la planificación tiene una parte indicativa o liberalizada, donde sus elementos dejan de vincular a los diferentes agentes involucrados, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial y, otra parte obligatoria, referida a las grandes infraestructuras -redes eléctricas de transporte, gasoductos de la red básica y almacenamiento de reservas estratégicas- sobre las que se vertebra el sistema energético nacional. En resumen, la cobertura de la demanda es una tarea asignada a las reglas del libre mercado, ya que tanto la generación y la comercialización eléctrica, como la producción, aprovisionamiento y comercialización de gas natural son actividades liberalizadas.

La planificación indicativa incluye, además, una serie de datos e información adicional, con el objeto de ilustrar tanto a las instancias Administrativas como a los particulares y, especialmente, a los operadores económicos sobre las futuras fluctuaciones de los distintos vectores que inciden en el sector energético. Por otro lado, trata de hacer compatible la calidad del medio ambiente con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

Los documentos de planificación deberán ser realizados por el Gobierno, con la participación de las Comunidades Autónomas, debiendo ser presentados en el Congreso de los Diputados. Por otro lado, el Gobierno ha identificado como principal vector energético el gas natural, por ser la alternativa más viable capaz de absorber los futuros crecimientos de la demanda, debido a que presenta disponibilidad en la cantidad necesaria y en los lugares requeridos para su aplicación, es económicamente competitiva y existe una estructura industrial extensa y ágil, con un mercado amplio, transparente y estructurado de la materia prima y del transporte, lo que le proporciona ventajas frente a otras fuentes convencionales.

En relación con lo anterior, el 13 de septiembre de 2002, el Consejo de Ministros aprobó el documento *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*, que especifica los proyectos de infraestructuras de transporte a desarrollar en este horizonte.

#### ■ Medidas adoptadas en política energética

##### · *Legislativas:*

- Sector eléctrico y gas natural

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se orienta hacia la consecución de cuatro objetivos básicos: garantizar el suministro y su calidad de suministro, al menor coste posible, así como la protección del medio ambiente.

Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, que ordena las actividades de explotación, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

RD 2818/1988 de Régimen Especial, crea un marco para el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial -hidráulica, de cogeneración, y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable-, sin

incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de la libre competencia.

Tanto en el sector eléctrico como del gas, existen otras normativas -véase anexo D- que regulan diversos aspectos de planificación, tales como la regulación de la garantía de potencia, garantía de suministro, fijación de una metodología para el cálculo de las tarifas de acceso y otras medidas tendentes a eliminar obstáculos a nuevos agentes tanto en generación como en comercialización, con el objeto de fortalecer e incentivar la competencia.

La Comisión Nacional de Energía, es el ente regulador de los sistemas energéticos, debiendo velar por su competencia efectiva, así como, por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

- Sector petróleo

Dadas sus actuales características y peculiaridades, se aborda en un contexto diferenciado del suministro de gas natural y electricidad, en tanto, se lleve a cabo una revisión global del sector. No obstante, la ley del Sector de Hidrocarburos, anteriormente mencionada, indica la planificación vinculante de la red de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos y el almacenamiento de reservas estratégicas.

• *Programa de Innovación Tecnológica Energética (PROFIT)*

El Programa PROFIT fue convocado por primera vez en marzo de 2000. Se trata de un instrumento de ayudas públicas, que pretende movilizar a las empresas y a otras entidades, a desarrollar actividades de investigación y desarrollo tecnológico. Los objetivos del Programa, son:

- Incentivar la aplicación del conocimiento y la incorporación de nuevas ideas al proceso productivo.
- Contribuir a favorecer el aumento de las condiciones que favorezcan el aumento de la capacidad de absorción tecnológica de las empresas, el fortalecimiento de los sectores y mercados de rápido crecimiento y la creación y desarrollo de las empresas de base tecnológica, especialmente las de elevada tecnología.
- Utilización de sistemas energéticos menos contaminantes, incluidos los renovables.
- Promoción de energía económica y eficiente en un marco competitivo.

• *Consejo Nacional del Clima*

Se trata de un organismo interministerial, creado en febrero de 1998 tras la firma del Protocolo de Kioto. Está formado por políticos y técnicos de diversos Ministerios, presidido por el ministro de Medio Ambiente. Su misión es elaborar la *Estrategia Nacional frente al Cambio Climático*, es decir, establecer un conjunto de medidas y programas sectoriales para articular la lucha contra el cambio climático en España.

• *Energía y medio ambiente. Energías renovables*

Del compromiso emanado de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, nace, en 1999, el *Plan de Fomento de las Energías Renovables*, cuyo objetivo es que las Energías Renovables cubran, al menos, el 12 % de la demanda total de energía en España para el año 2010, es decir, se plantea como pilar básico en la estrategia medioambiental española, debido a su reducido impacto ambiental en comparación con otras energías, y en su carácter de recurso autóctono, que favorece el autoabastecimiento energético y la menor dependencia externa.

Este objetivo general -fijado también para toda la Unión Europea-, supone la duplicación de la participación de las Energías Renovables en España, dentro del

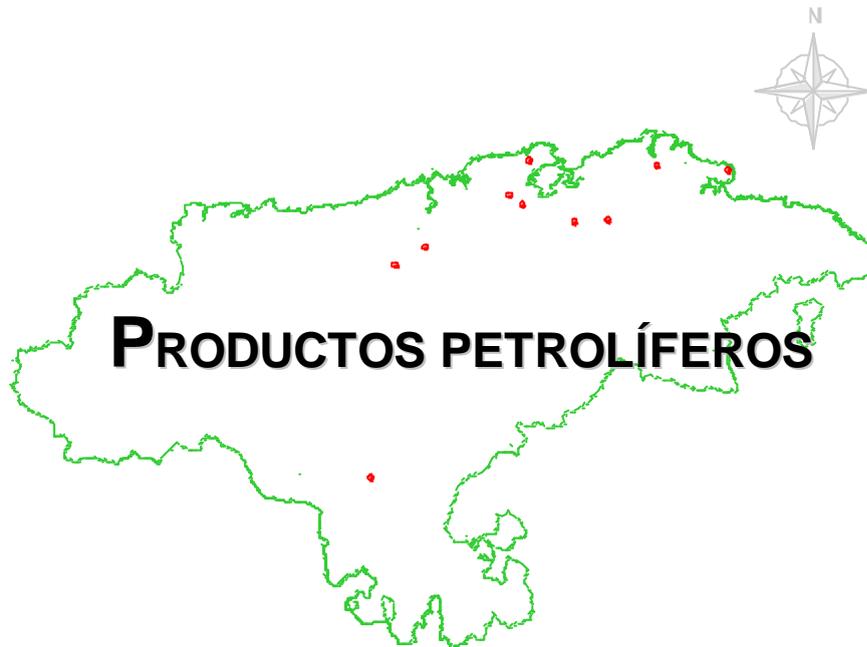
contexto de crecimiento de la demanda energética total. También evalúa las emisiones de CO<sub>2</sub>, asociadas a los objetivos de crecimiento de las Energías renovables.

• *Ahorro y eficiencia energética*

En 1984, se crea el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, IDAE, como Entidad Pública Empresarial, que tiene encomendadas, entre otras, las funciones de proponer, adoptar y ejecutar, en su caso, las directrices, medidas y estudios que sean precisos para obtener el nivel idóneo de conservación, ahorro y diversificación energética en los sectores.

En el contexto de lo establecido en la Ley 82/1980 sobre Conservación de energía, el PEN91 contiene el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), donde se define un programa concreto de actuaciones, incluida una línea de subvenciones sobre proyectos, de:

- Utilización racional de la energía o de sustitución de fuentes energéticas en la industria, el transporte, los servicios y los edificios.
- Demostración y difusión de alguna de las fuentes de energía renovables: hidráulica, eólica, solar o biomasa.



## Capítulo 2

### 2.1. Introducción

### 2.2. Hidrocarburos

- 2.2.1. Puntos de distribución de hidrocarburos.
- 2.2.2. Demanda y consumo de hidrocarburos.
- 2.2.3. Empresa suministradora.

### 2.3. Gases licuados del petróleo

- 2.3.1. Infraestructura.
- 2.3.2. Consumo de GLP's.



Mapa portada. Municipios de Cantabria que tienen suministros de todos los tipos de gasóleos y gasolinas.

## 2.1. Introducción

En este capítulo se hace referencia a la situación, en Cantabria, de los productos derivados del petróleo, que se han agrupado en dos grandes grupos: hidrocarburos y gases licuados del petróleo (GLP).

Si bien los productos petrolíferos son la principal fuente de energía utilizada en España, en la actualidad, en Cantabria no existe ninguna instalación de tratamiento del petróleo o de sus derivados; únicamente, existen puntos de almacenamiento y una red de distribución desde la que se suministra a los diferentes consumidores de la Región.

## 2.2. Hidrocarburos

La empresa TERQUISA, situada en el Polígono de Raos, en el puerto de Santander, es la única empresa almacenadora de hidrocarburos de Cantabria.

### 2.2.1. Puntos de distribución de hidrocarburos

Se refleja, a continuación, la disponibilidad de carburantes en la geografía regional. En la tabla 2.1, se indican los 99 puntos de distribución de los diferentes tipos de gasolinas y gasóleos en Cantabria; se indica el emplazamiento, los tipos de combustible de cada uno y la capacidad, de los depósitos de almacenamiento.

La empresa CLH de Aviación, es la única en Cantabria que distribuye Querosenos; está situada en el Aeropuerto de Parayas, en el municipio de Camargo, y sus tanques pueden almacenar 31 m<sup>3</sup> de gasolina de aviación y 85 m<sup>3</sup> de querosenos.

Tabla 2.1. Puntos de distribución de hidrocarburos en Cantabria.

MUNICIPIO	COMPAÑÍA	GASÓLEO			GASOLINA		
		A	B	C	97	SP 95	SP 98
		Capacidad (m <sup>3</sup> )			Capacidad (m <sup>3</sup> )		
Alfoz de Loredó	CEPSA	30	30	-	30	30	30
Ampuero	REPSOL	10	-	-	20	10	-
Arenas de Iguña	REPSOL	2 x 30	-	-	30	30	s.d.
Arnuero	CAMPSA	20	-	-	20	20	-
Arnuero	Arnuero	30	30	-	30	30	30
Bárcena de Cicero	CAMPSA	30	-	-	-	30	30
Bárcena de Cicero	CAMPSA	s.d.	-	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
Cabezón de la Sal	REPSOL	20	-	-	20	20	20
Cabezón de la Sal	CEDIPSA	20	-	-	20	10	10
Camargo	Muriedas	2 x 20	-	-	20 + 10	20	10
Camargo	Marina de Santander	20	-	-	20	20	-
Camargo	CAMPSA	2 x 20	-	-	2 x 20	2 x 20	20

MUNICIPIO	COMPAÑÍA	GASÓLEO			GASOLINA		
		A	B	C	97	SP 95	SP 98
		Capacidad (m <sup>3</sup> )			Capacidad (m <sup>3</sup> )		
Camargo	Raos	30	-	-	30	30	30
Camargo	La Cerrada	30	-	-	30	2 x 30	30
Camargo	Makro	20	-	-	20	20	20
Camargo	M <sup>a</sup> Ángeles Sánchez	10	-	-	5	5	-
Camargo	Solpetrol	40 + 30	-	-	40	30	30
Camargo	Sánchez	20	-	-	20	20	-
Camargo	FM & FR	30	-	-	30	30	30
Camargo	Erosmer	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Cartes	Escarte	2 x 25	25	25	2 x 25	25	25
Cartes	Hotel Chateau la Roca	-	40	-	30	30	20
Castro Urdiales	Justo Firvida	20 + 30	20	-	20	20	20
Castro Urdiales	Manuel Firvida	40	-	-	40	40	40
Castro Urdiales	Islares	2 x 20	20	-	20	20	20
Castro Urdiales	El Haya	30	-	-	20	2 x 20	20
Castro Urdiales	QUINSEC	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	
Cillórgo de Liébana	Liébana	40	12	-	25	25	12
Colindres	Petroliber	30	-	-	30+20	20	10
Corvera de Toranzo	REPSOL	25 + 30	-	20	2 x 20	20	10
El Astillero	La Palmera	30	20	-	30	20	20
El Astillero	La Palmera	20	-	-	20	20	20
El Astillero	Muslera	30	30	-	30	30	30
Enmedio	GALP	4 x 40	40	-	2 x 40	2 x 40	2 x 40
Entrambasaguas	REPSOL	20	-	-	20	20	20
Entrambasaguas	Adelma	2 x 20	10	-	15	20	10
Entrambasaguas	Adelma	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Entrambasaguas	Diego y Cifrián (GLP)	2 x 20	-	-	20	2 x 20	20
Escalante	CAMPSA	30	-	30	30	20	20
Hazas de Cesto	Fagra	30	20	-	30	25	-
Laredo	Club Náutico	20	-	-	10	-	-
Laredo	Hearsa	30	20	-	30 + 25	25	20
Liendo	Cerro Fernández	2 x 20	-	-	30	20	-
Liérganes	Pámanes	20	-	-	20	20	20
Los Corrales de Buelna	REPSOL	5	-	-	-	5	-
Los Corrales de Buelna	Somahoz	2 x 30	-	30	30	20	20
Los Corrales de Buelna	Alonso Hurtado	30	-	-	30	30	30
Marina de Cudeyo	Elechas	30	-	-	30	30	30

MUNICIPIO	COMPAÑÍA	GASÓLEO			GASOLINA		
		A	B	C	97	SP 95	SP 98
		Capacidad (m <sup>3</sup> )			Capacidad (m <sup>3</sup> )		
Marina de Cudeyo	CAMPSA	20	-	-	20	20	-
Marina de Cudeyo	Club Hípico	30	30	-	30	30	30
Medio Cudeyo	Heras	25	-	-	25	25	25
Medio Cudeyo	CEDIPSA	30	-	-	30	30	30
Meruelo	Bedia	40	40	25	30	20	30
Miengo	SHELL	50	-	-	30	50	20
Miengo	SHELL	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Molledo	González Acha	30	20	-	20	20	-
Pielagos	Gairas	30 + 20	30	-	30	20	20
Pielagos	Torres	20	-	-	20	20	29
Pielagos	CEDIPSA	2 x 20	20	-	2 x 20	15	20
Potes	Fernández Alonso	-	-	-	-	10,4	-
Puente Viesgo	Asociación Cantabria	25	25	-	25	25	25
Ramales	Lastruca	20	20	-	20	10	-
Reinosa	Parte Calleja	40	20	-	20	20	20
Reocín	Cobo Martínez	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Reocín	Solares de Cantabria	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Reocín	Felisa	30	-	-	30	30	-
Ribamontán al Mar	Cabo Teja	30	20	-	20	20	20
Ribamontán al Mar	Castillo Alonso	20	20	-	20	20	20
Ribamontán al Monte	CAMPSA	s.d.	s.d.	-	s.d.	s.d.	s.d.
Ribamontán al Monte	Los Arcos	2 x 32	-	-	32	32	-
Rionansa	Cosío Fernández	30	30	-	30	20	-
Riotuerto	Fernández López	20	10	-	20	20	10
Ruente	Solares de Cantabria	20	-	2 x 20	20	20	20
Ruiloba	REPSOL	20	-	-	20	15	10
S. Vicente de la Barquera	Solbas	30	20	-	20	20	20
Santa Cruz de Bezana	Solares de Cantabria	30	-	-	30	30	30
Santa Cruz de Bezana	Expomarina	30	-	-	30	30	30
Santa Cruz de Bezana	Bada Blanco	20	-	-	20	20	20
Santa Cruz de Bezana	Valle de Mompía 2000	40	-	-	30	30	20
Santa María de Cayón	Fagra	30	20	-	25	20	-
Santander	Empalme	2 x 25	-	-	2 x 25	25	25
Santander	Suministros Montañeses	20	-	-	30	15	15
Santander	Valdecilla	18	-	2	35	7	5
Santander	Fagra	30 + 20	-	20	30	20 + 30	20

MUNICIPIO	COMPAÑÍA	GASÓLEO			GASOLINA		
		A	B	C	97	SP 95	SP 98
		Capacidad (m <sup>3</sup> )			Capacidad (m <sup>3</sup> )		
Santander	REPSOL	20	-	-	2 x 30	30	30
Santander	Gas Automoción	20	-	-	20	20	20
Santander	Vidal de la Peña	25 + 20	-	-	25 + 20	20	20
Santander	NEYCONSA	40	-	-	40	40	40
Santander	Subpetrol 2002	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Santander	Farolas	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Santander	Carefour	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Santillana del Mar	García Rodríguez	20	-	-	20	20	20
Santoña	REPSOL	30	-	30	30	30	
Santoña	Colina Bueno	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Soba	Asociación Cantabra	15	-	-	12	-	-
Suances	Hinojedo	30	-	-	30	30	30
Suances	CEPSA	30	-	30	30	30	30
Torelavega	Cantabrico	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Torelavega	Carefour	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Torrelavega	ROFEMA	2 x 20	-	-	2 x 20	20	20
Torrelavega	CEDIPSA	2 x 20	20	-	30	10	10
Torrelavega	Gercase	30 + 20	-	10	2 x 20	10	10
Torrelavega	Salcha	20	-	-	20	20	20
Torrelavega	Ruyco	20	-	-	20	20	20
Val de San Vicente	Combuscan	30 + 15	-	-	30	30	2 x 30
Valdáliga	Treceño	2 x 25	25	-	2 x 25	-	2 x 25
Valdáliga	SACYR	s.d.	-	-	s.d.	s.d.	s.d.
Valdeprado del Río	Areas de servicio	2 x 30	-	-	30	30	30
Valderredible	Meneses	10	-	-	-	10	-
Vega de Pas	Lavín Alonso	2 x 30	-	-	30	30	-
Villacarriedo	CAMPESA	20	-	-	20	20	-
Villaescusa	Fermán Liaño	30	-	-	30	30	-
Villaescusa	REPSOL	20	-	-	20	20	20

s.d. Sin datos

Consejería de Industria y elaboración propia.

En la figura 2.1 se sitúan, sobre el mapa de la Autonomía, los tipos de hidrocarburos que se suministran en los diferentes municipios de Cantabria; los datos se han obtenido de las tablas 2.1 y 2.2.

De la figura 2.1 se deduce que la concentración de gasolineras aumenta con la densidad de población y sigue las principales carreteras. En diez municipios se dispone de los seis tipos de carburantes, en veintiuno de cinco, por último, cuarenta y ocho no disponen de ningún punto de suministro.

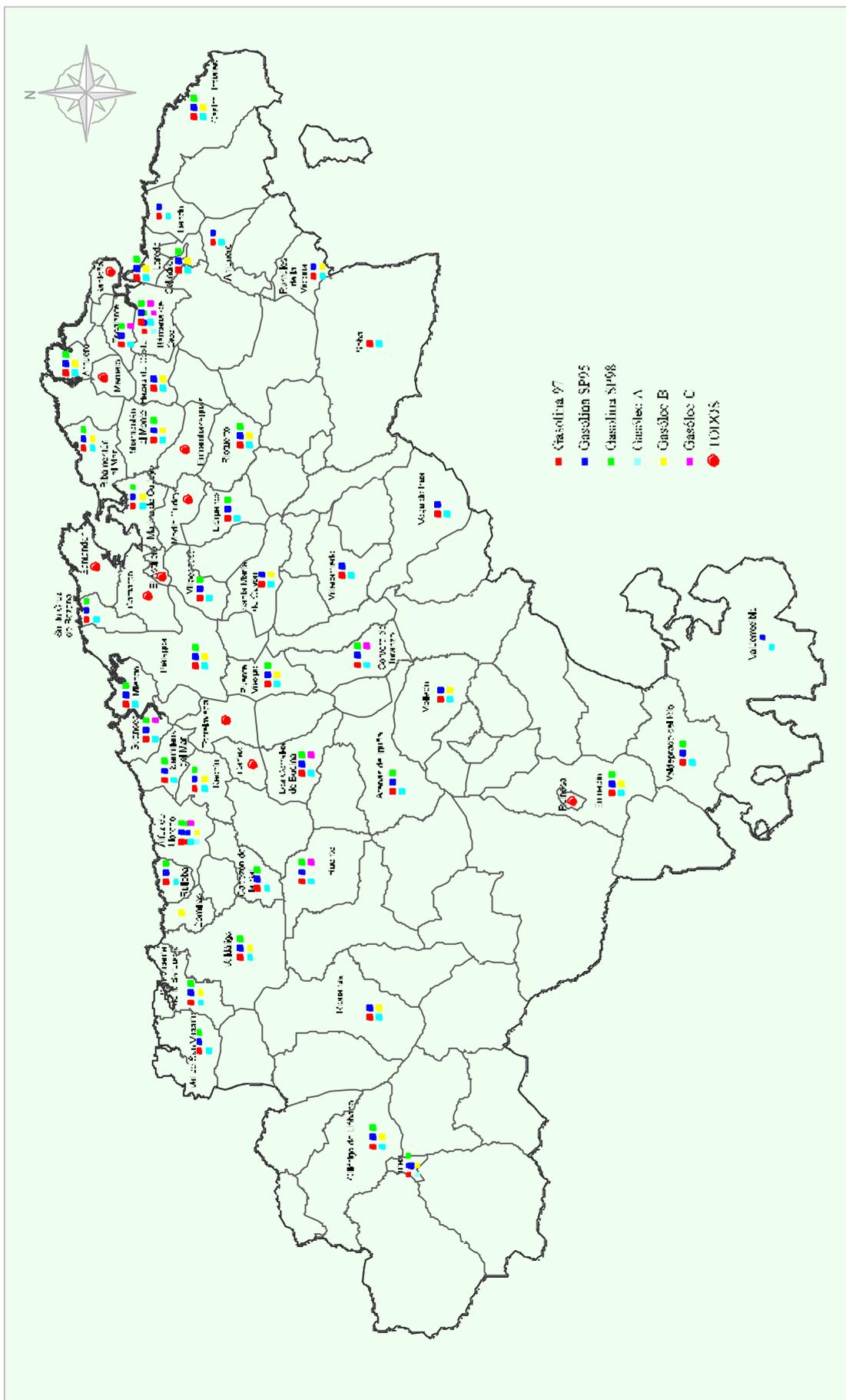


Figura 2.1. Tipos de hidrocarburos suministrados en los diferentes municipios de Cantabria.

En la tabla 2.2 se muestran los 21 puntos de la comunidad, en los que sólo se suministran gasóleos.

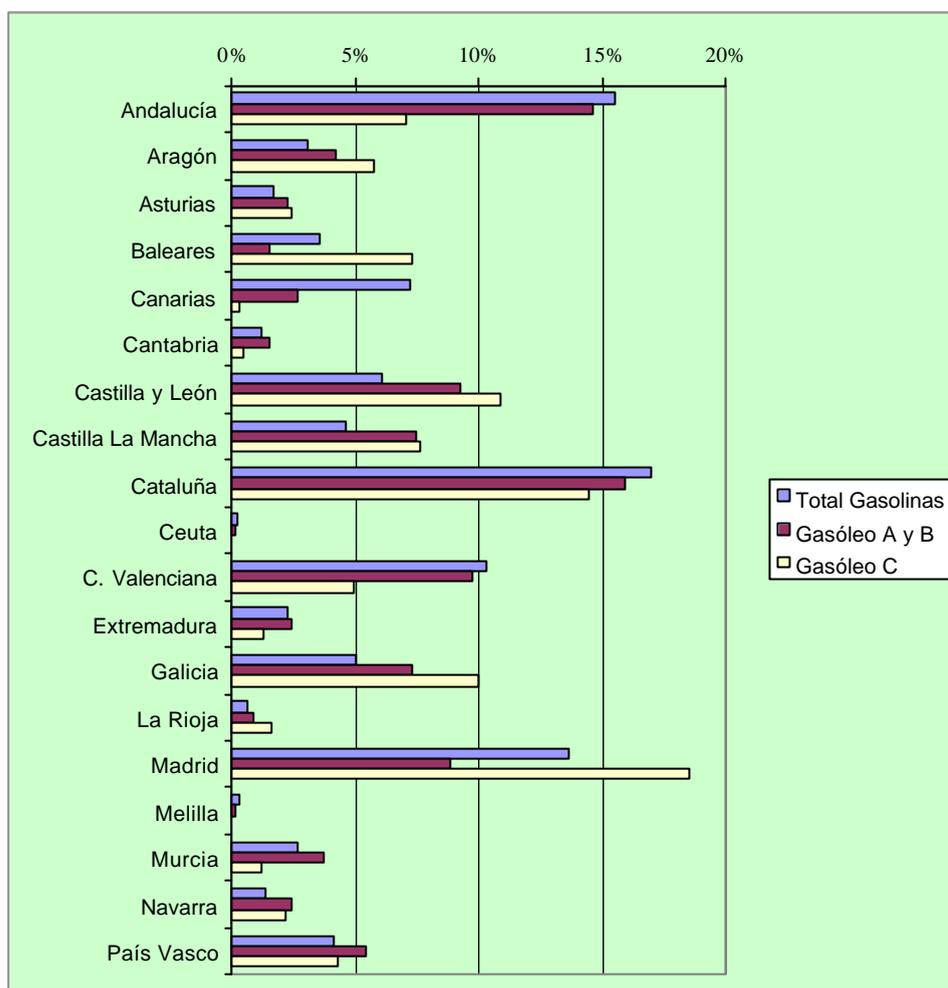
Tabla 2.2. Puntos de distribución de gasóleos en Cantabria.

MUNICIPIO	COMPAÑÍA	GASÓLEO A	GASÓLEO B	GASÓLEO C
		m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Arnuero	Arnuero		2 x 20	
Camargo	Lesimor	50	50	30
Camargo	Raos	50	50	50
Castro Urdiales	Firvida	50	50	
Castro Urdiales	REPSOL	-	27	-
Colindres	REPSOL	-	3 x 50	-
Comillas	Cofradía de Pescadores	-	10	-
El Astillero	NOROIL	40	40	40
Entrambasaguas	Diego Cifrián		50	50
Medio Cudeyo	DISCAR	20	40	
Medio Cudeyo	Heras	50	20	35
Medio Cudeyo	Vidal			27
Polanco	Díez Arnaiz	20	-	.
Reinosa	Carrera	20	16	16
S. Vicente de la Barquera	REPSOL	-	2 x 25	-
Santander	BP	-	3 x 25	-
Santander	Petrohogar	40	40	40
Santander	DINOIL			
Santoña	REPSOL	-	3 x 50	-
Valdáliga	Gasóleos Valdáliga		40	40
Villacarriedo	Villacarriedo	40	10+40	

Consejería de Industria y elaboración propia.

### 2.2.2. Demanda y consumo de hidrocarburos

En la figura 2.2 se observa el consumo de los diferentes tipos de hidrocarburos, realizado en España en el año 2002, distribuido por Comunidades Autónomas.



CORES.

Figura 2.2. Consumo de gasolinas y gasóleos en España en el año 2002 distribuido por CC.AA, en % sobre el consumo nacional.

En la tabla 2.3 se indican los consumos, por habitante de gasolinas y gasóleos en España, durante el año 2002, distribuido por Comunidades Autónomas.

Tabla 2.3. Consumo por habitante de hidrocarburos en España, durante el año 2002, distribuido por CC.AA.

		GASOLINA (kg/hab)				GASÓLEOS (kg/hab)		
		97	SP 95	SP 98	Total	A y B	C	Total
Comunidades Autónomas	Andalucía	38,06	121,24	12,50	<b>171,80</b>	477,06	27,45	<b>504,65</b>
	Aragón	43,18	146,15	17,44	<b>205,94</b>	834,57	137,02	<b>971,59</b>
	Asturias	31,99	82,78	11,29	<b>126,06</b>	496,71	65,85	<b>562,56</b>
	Baleares	55,84	245,94	36,83	<b>338,61</b>	426,53	249,50	<b>676,04</b>
	Canarias	65,51	190,62	89,11	<b>345,24</b>	380,06	4,13	<b>331,08</b>
	<b>Cantabria</b>	<b>37,37</b>	<b>123,33</b>	<b>13,08</b>	<b>175,66</b>	<b>663,39</b>	<b>24,29</b>	<b>687,68</b>
	Castilla y León	49,66	135,15	16,69	<b>201,51</b>	903,33	127,01	<b>1030,34</b>
	Castilla La Mancha	51,69	145,98	15,90	<b>213,57</b>	1017,88	123,83	<b>1141,71</b>
	Cataluña	37,05	151,98	29,01	<b>218,03</b>	602,07	65,43	<b>667,50</b>
	Ceuta	83,91	181,81	0,00	<b>265,72</b>	321,66	0,00	<b>321,66</b>
	C. Valenciana	40,12	143,41	17,54	<b>201,07</b>	558,52	34,11	<b>592,87</b>
	Extremadura	50,07	114,31	8,50	<b>172,89</b>	546,05	34,96	<b>581,01</b>
	Galicia	42,66	96,07	12,61	<b>151,34</b>	649,14	106,09	<b>754,86</b>
	La Rioja	39,75	115,65	18,07	<b>173,47</b>	726,41	162,63	<b>892,66</b>
	Madrid	32,64	154,88	16,78	<b>204,30</b>	390,53	98,09	<b>488,62</b>
	Melilla	30,12	286,10	0,00	<b>316,21</b>	406,56	0,00	<b>406,56</b>
	Murcia	41,75	123,58	15,03	<b>180,35</b>	738,11	28,39	<b>767,34</b>
	Navarra	39,58	142,13	14,39	<b>196,10</b>	1023,70	113,34	<b>1137,04</b>
	País Vasco	30,73	113,80	14,89	<b>159,42</b>	619,90	59,06	<b>678,96</b>
<b>Media</b>	<b>40,59</b>	<b>138,32</b>	<b>20,44</b>	<b>199,38</b>	<b>587,50</b>	<b>70,38</b>	<b>657,89</b>	

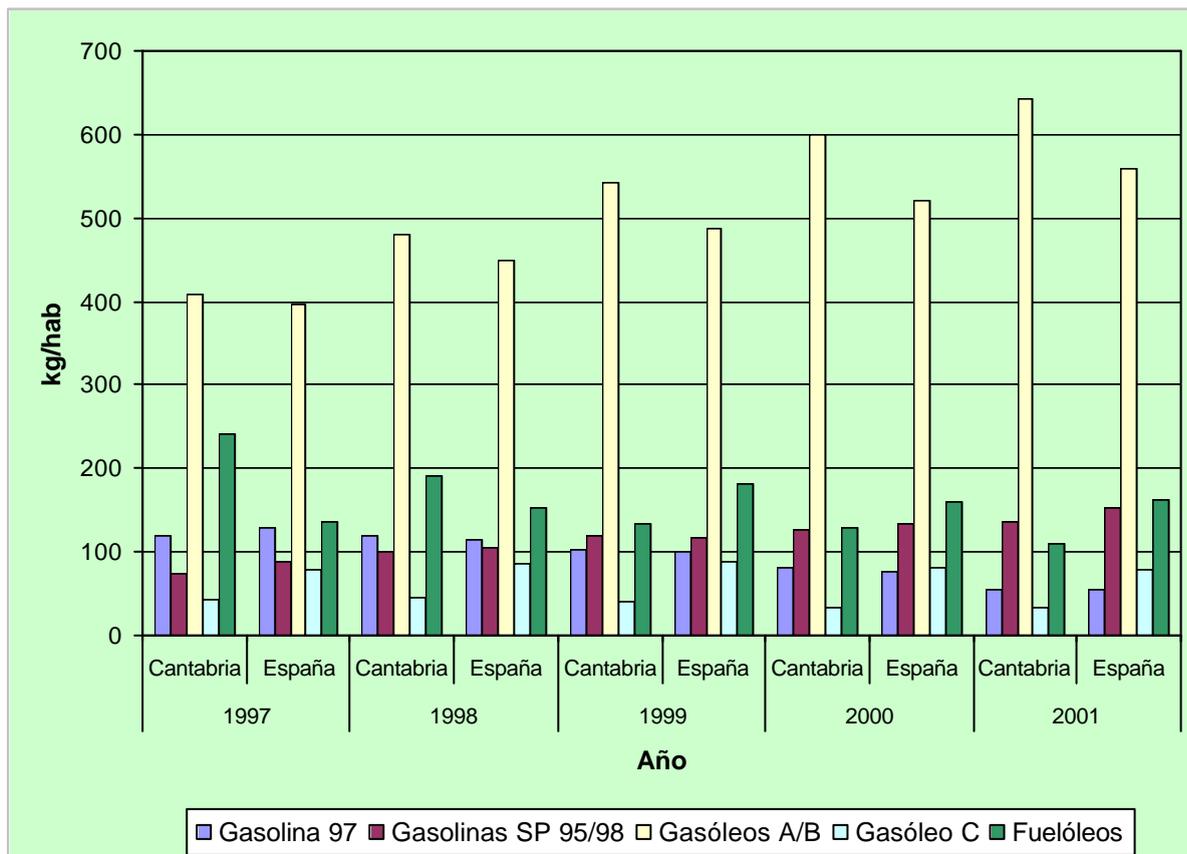
CORES y elaboración propia.

El consumo de gasolinas, gasóleos y fuelóleos, por habitante, en Cantabria y España en los últimos años, se reflejan en la tabla 2.4 y en la figura 2.3.

Tabla 2.4. Consumos por habitante de hidrocarburos en Cantabria y en España en los últimos años.

Año		GASOLINA (kg/hab)			GASÓLEO (kg/hab)			FUELÓLEO (kg/hab)		
		97	SP 95	SP 98	A	B	C	BIA	1	2
1997	Cantabria	119,03	57,48	15,77	318,50	89,75	43,63	4,98	108,54	128,86
	España	130,19	65,94	23,24	315,57	80,63	79,64	40,28	69,98	27,04
1998	Cantabria	118,97	82,50	16,86	371,15	109,65	44,44	2,19	107,88	80,39
	España	115,48	83,11	21,74	350,77	97,52	86,09	51,32	75,32	26,27
1999	Cantabria	102,85	95,32	16,52	418,94	122,37	40,72	14,35	103,13	16,22
	España	100,30	96,24	21,85	385,27	102,02	87,84	76,06	78,27	26,64
2000	Cantabria	80,82	112,19	15,50	466,46	134,07	33,71	7,83	103,56	16,63
	España	76,09	114,50	18,16	412,43	107,26	80,97	69,07	69,17	22,30
2001	Cantabria	53,91	125,12	12,01	491,48	152,01	32,55	8,58	88,02	13,25
	España	54,98	133,80	18,82	444,71	114,91	78,56	73,96	64,12	23,44

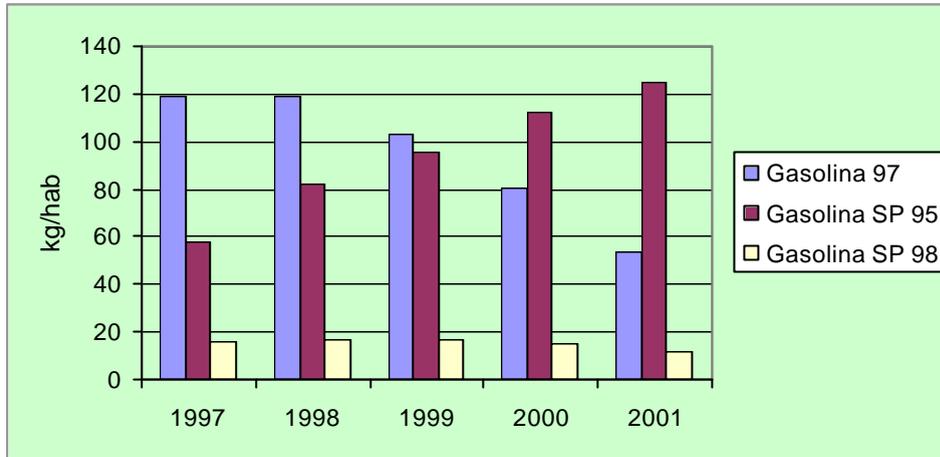
MINECO y elaboración propia.



Elaboración propia.

Figura 2.3. Consumos por habitante de hidrocarburos en Cantabria y en España en los últimos años. Consumos de hidrocarburos en los últimos años.

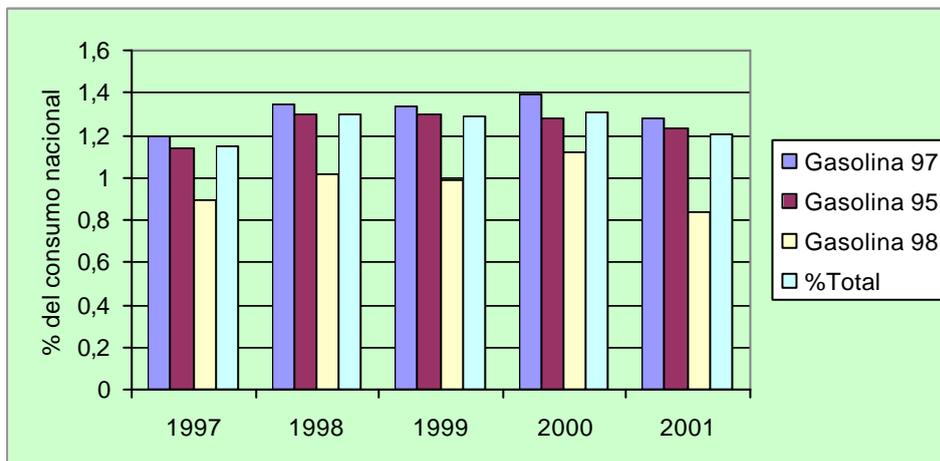
En la figura 2.4, se indica la evolución de los consumos por habitante de las gasolinas, en Cantabria, en los últimos años; se observa cómo el consumo de la gasolina 97 está siendo sustituido por el de la de SP 95, manteniéndose, constante y bajo respecto a las anteriores, el de la gasolina de SP 98 octanos.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.4. Evolución del consumo de gasolinas en Cantabria en los últimos años.

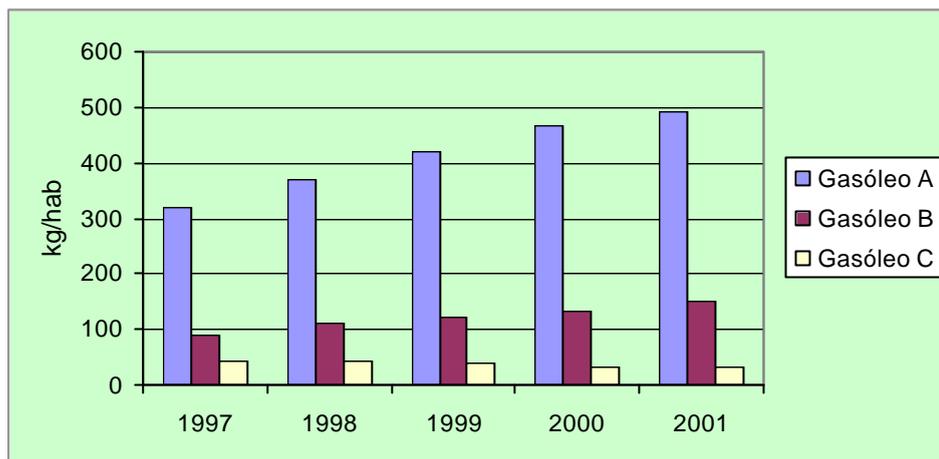
En la figura 2.5 se representa la evolución del porcentaje del consumo de gasolinas en Cantabria respecto al nacional en los últimos años. Se puede observar un crecimiento de los porcentajes de las tres gasolinas desde 1997 hasta el 2000, apareciendo una caída del consumo de gasolina SP 95 y SP 98 en el 2001.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.5. Consumo relativo de gasolinas en Cantabria respecto del nacional en los últimos años.

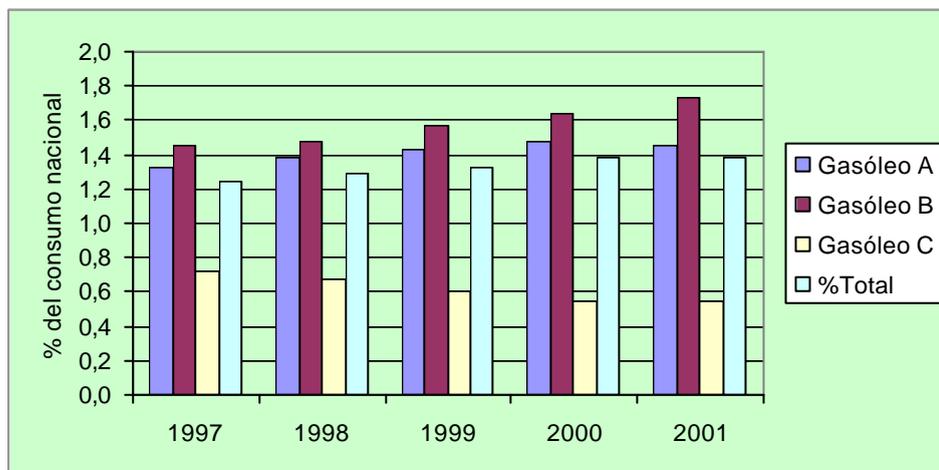
La figura 2.6 muestra la evolución del consumo de gasóleos, por habitante, en Cantabria, en los cinco últimos años; se observa el aumento de la demanda de los de automoción y agrícola, mientras que el de calefacción tiende a disminuir.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.6. Evolución del consumo de gasóleos en Cantabria en los últimos años.

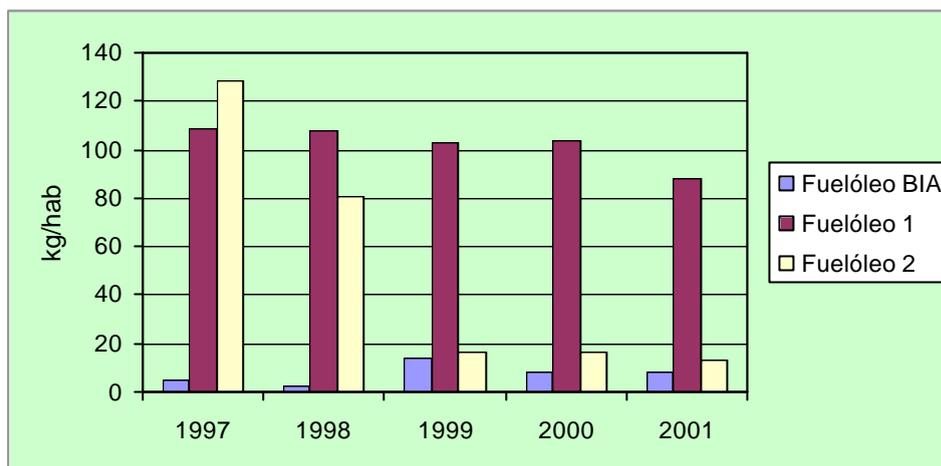
La figura 2.7 muestra la evolución del porcentaje del consumo de gasóleos en Cantabria respecto al nacional, en los últimos cinco años; se aprecia que la demanda del de automoción ha sufrido ligeros incrementos hasta el año 2000, el agrícola ha ido aumentando, mientras que el de calefacción ha sufrido un descenso progresivo.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.7. Evolución del consumo de gasóleos en Cantabria respecto al nacional.

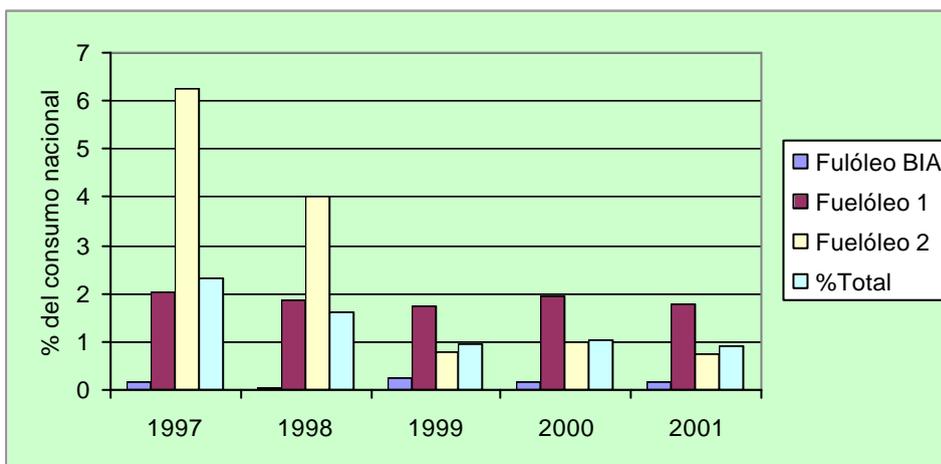
En la figura 2.8 se observa la evolución del consumo por habitante de fuelóleos, en Cantabria, desde 1997; lo más característico es la progresiva desaparición del fuelóleo 2. El tipo 1 mantiene una línea ligeramente, descendente, mientras que el BIA muestra un consumo irregular.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.8. Evolución del consumo por habitante de fuelóleos en Cantabria en los últimos años.

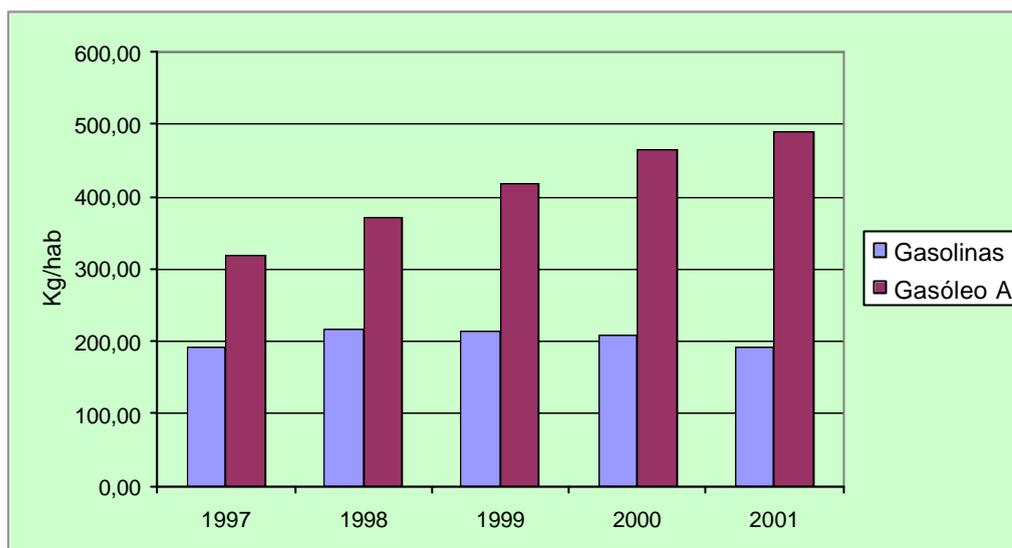
En la figura 2.9 se aprecia la evolución del porcentaje del consumo de fuelóleos en Cantabria respecto al nacional, en los últimos cinco años, donde se aprecia la estabilidad de las demandas del BIA y el 1, mientras que el 2 ha sufrido un fuerte descenso. Es constatable que en nuestra Comunidad resulta marginal el consumo del fuelóleo BIA.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.9. Evolución del porcentaje del consumo de fuelóleos en Cantabria respecto del nacional en los últimos años.

La figura 2.10 representa la evolución del consumo por habitante de gasolinas y gasóleo de automoción, en Cantabria; se observa que la demanda de gasolinas ha comenzado a disminuir a partir de 1999 mientras que la del gasóleo A ha ido aumentando progresivamente desde 1997.



MINECO y elaboración propia.

Figura 2.10. Comparativa entre el consumo en Cantabria de las diferentes gasolinas frente al del gasóleo de automoción.

### 2.2.3. Empresa suministradora

La más relevante en Cantabria, en el sector de los hidrocarburos, es la de Terquisa, figura 2.11, empresa situada en el Polígono de Raos y dedicada al almacenamiento de productos líquidos, químicos y petrolíferos a granel. Dispone de 74 tanques con capacidades de almacenamiento comprendidas entre 340 y 2.500 m<sup>3</sup>, con un volumen total de 65.000 m<sup>3</sup>.

Para el almacenamiento de los diferentes tipos de gasolinas y gasóleos dispone de diversos depósitos, destinando a gasóleos y gasolinas, 31.000 y 11.000 m<sup>3</sup>, respectivamente.

La entrada de los diferentes productos se realiza a través de transporte marítimo, para lo que dispone de un muelle de atraque con 12,5 m de calado, aunque también se estima, en menor escala, camiones cisterna. El movimiento total de combustibles en el año 2001, se indica en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Cantidades de combustibles almacenadas en los depósitos de Terquisa durante el año 2001.

GASOLINAS (m <sup>3</sup> )		GASÓLEOS (m <sup>3</sup> )	
Gasolina SP 95	20.900	Gasóleo A	82.500
Gasolina SP 98	1.400	Gasóleo B	28.100
Gasolina 97	9.200	Gasóleo C	4.100
<b>Total</b>	<b>31.500</b>	<b>Total</b>	<b>114.700</b>



Terquisa.

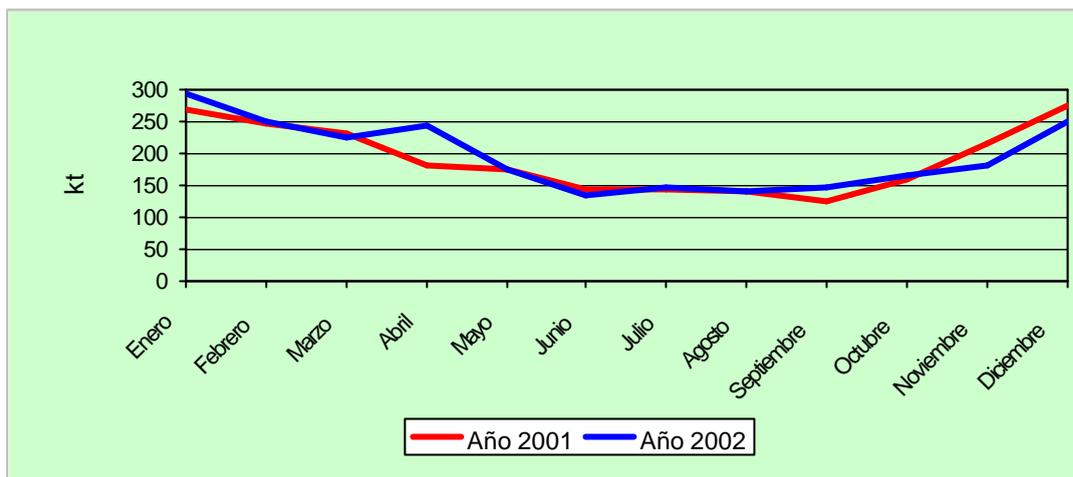
Figura 2.11. Foto aérea de las instalaciones de Terquisa.

### 2.3. Gases licuados del petróleo en Cantabria

A pesar de la liberalización del mercado energético, Repsol controla la mayor parte del mercado de estos productos. Suministra gas licuado embotellado, a granel y propano canalizado; este último en algunas poblaciones que no tienen previsto recibir gas natural a corto plazo, o cuya llegada está previsto se realice a medio plazo.

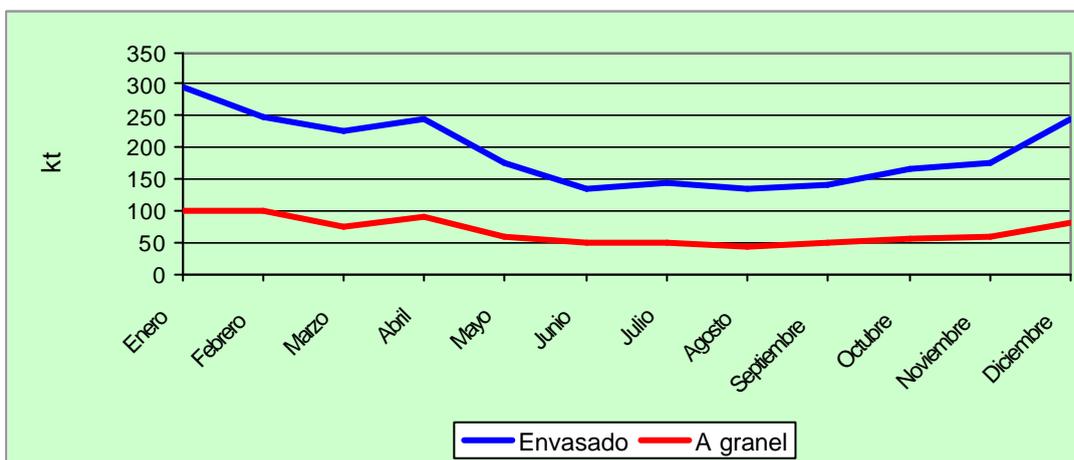
En la actualidad, existen en España veinte centros de producción de Repsol; los situados cerca de las refinerías reciben el producto, directamente por tubería, los cercanos a la costa por barco, y los restantes por ferrocarril o carretera.

Las figuras 2.12 y 2.13 presentan la evolución del consumo de estos productos a nivel estatal. Se observa su carácter estacional, reduciéndose en el periodo estival. Por otro lado, se observa que la demanda del producto envasado es, aproximadamente, el doble que a granel, resultando estable en los últimos años.



CORES.

Figura 2.12. Consumo nacional de gases licuados del petróleo en los años 2001 y 2002.



CORES.

Figura 2.13. Evolución del consumo nacional, por tipo de suministro, en el año 2002.

### 2.3.1. Infraestructura en Cantabria

La factoría de Santurce surte, directamente, a toda Cantabria, y abastece de envases a los centros de distribución de la Comunidad. El suministro se gestiona desde el servicio central que posee Repsol en Madrid.

Los GLP's se comercializan en cuatro formas distintas:

- Butano, en botellas de 6 y 12,5 kg.
- Propano, en botellas de 11 y 35 kg.
- A granel.
- Mezcla de automoción.

La región posee diez puntos con depósitos de gas envasado, propiedad de los distribuidores de la Comunidad, con una capacidad conjunta superior a las 270 toneladas. Se ubican en las localidades de:

- Cabezón de la Sal
- Cicero
- Pontejos
- Puentenansa
- Ramales de la Victoria
- Reinos
- Reocín
- Santander
- San Vicente de la Barquera
- Tama

En Cantabria los automóviles disponen de dos puntos de suministro de gas automoción, las gasolineras de Hoznayo y Cueto, con depósitos de 5 y 50 m<sup>3</sup>, respectivamente. Actualmente, 15 taxis consumen este tipo de combustible.

La mezcla de automoción, para automóviles y otros vehículos como carretillas elevadoras, se distribuye a granel, aunque algunos de éstos vehículos pueden usar envasado cuando no disponen de depósito propio.

Hay tres localidades que disponen de depósitos centralizados de propano: Unquera, con dos depósitos de 50 m<sup>3</sup>, Ampuero con dos depósitos de 22 m<sup>3</sup> y otros dos de 16 m<sup>3</sup>, y Liérganes con dos depósitos de 50 m<sup>3</sup>. A finales del año 2003 está previsto que la localidad de Ramales de la Victoria disponga de este servicio, para ello se han instalado dos depósitos de 50 m<sup>3</sup>. Estas instalaciones tienen más de 500 clientes.

Existen más de 950 depósitos centralizados GLP, que suministran a urbanizaciones, fábricas, etc.

Hay más de 1.300 instalaciones de *plan personalizado*, que son pequeñas instalaciones con un depósito de propano que sirven a un único cliente, tipo chalet, taller o pequeño comercio; las capacidades de estos depósitos varían entre 6 y 19 m<sup>3</sup>, con presiones de almacenamiento de 6 kg/cm<sup>2</sup> a carga máxima y 2 kg/cm<sup>2</sup> en la mínima.

### **2.3.2. Consumo de gases licuados en Cantabria**

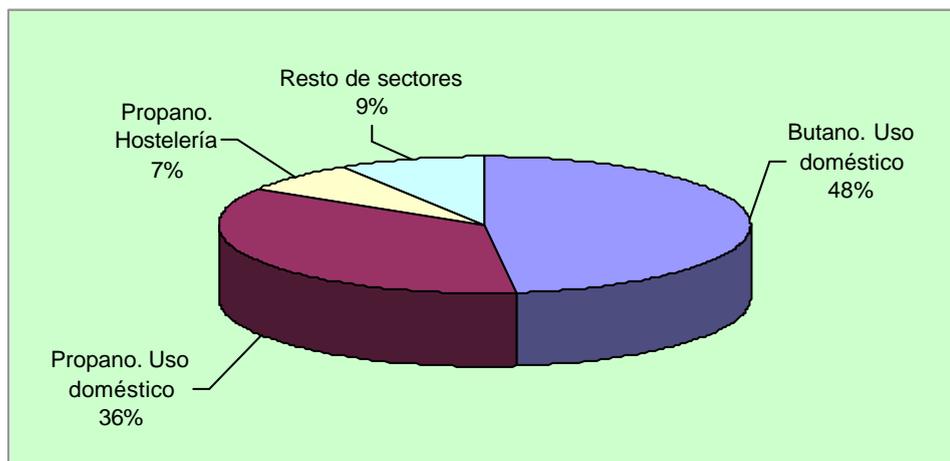
El consumo de GLP's en Cantabria, por sectores, según los datos suministrados por la CNE para el año 2000, se indican en la tabla 2.6. La primera conclusión que puede obtenerse de su observación es que el consumo del gas butano se reparte, únicamente, en dos sectores: Administración y Servicios Públicos, y usos domésticos, mientras que el de propano se utiliza en la mayoría de actividades.

Tabla 2.6. Consumos de GLP's en Cantabria en año 2000, por sectores económicos.

SECTOR	BUTANO		PROPANO	
	CLIENTES	CONSUMO (t)	CLIENTES	CONSUMO (t)
Agricultura, ganadería, caza y pesca	-	-	13	68
Minas y canteras	-	-	1	99
Siderurgia y fundición	-	-	6	725
Metalurgia no férrea	-	-	6	234
Química y petroquímica	-	-	2	112
Máquinas y transformaciones metálicas	-	-	13	88
Construcción de automóviles y bicicletas	-	-	3	27
Alimentación, bebidas y tabaco	-	-	24	594
Industria de madera y corcho	-	-	2	7
Otras empresas de transporte	-	-	2	4
Hostelería	-	-	1.037	2.401
Comercio y servicios	-	-	336	261
Administración y Servicios Públicos	283	11	199	690
Usos domésticos	123.392	17.035	2.342	12.457
Otros	-	-	10	107
<b>TOTAL granel y envasado</b>	<b>123.625</b>	<b>17.046</b>	<b>3.996</b>	<b>17.874</b>

CNE.

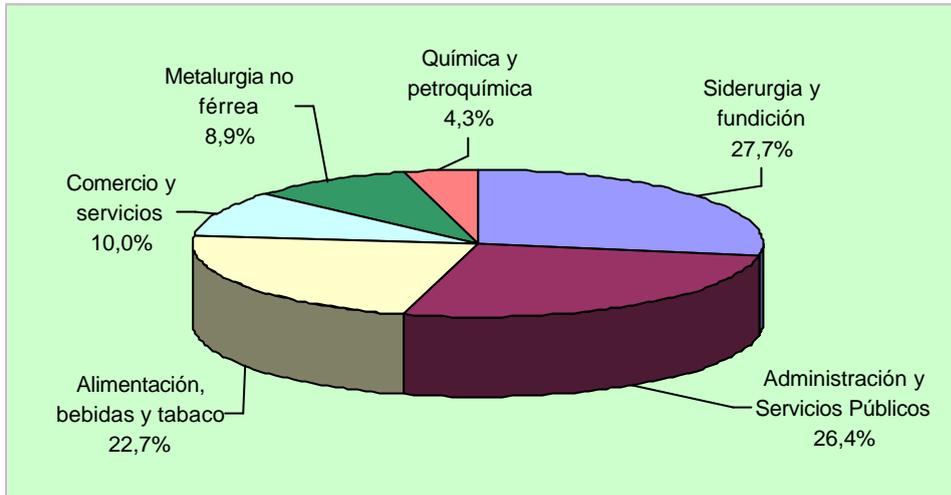
En la figura 2.14 se representa el consumo porcentual de GLP's en Cantabria; se puede observar el enorme peso que tiene el butano para fines domésticos, constituyendo casi la mitad de la demanda de los gases licuados del petróleo. Otro producto, ampliamente extendido en usos domésticos, es el propano. Los usos domésticos constituyen, aproximadamente, el 85% del consumo de GLP's en la región. Es destacable, a gran distancia, el propano usado en el sector de la Hostelería, con un consumo 7% del total.



CNE y elaboración propia.

Figura 2.14. Consumo porcentual de gases licuados en Cantabria.

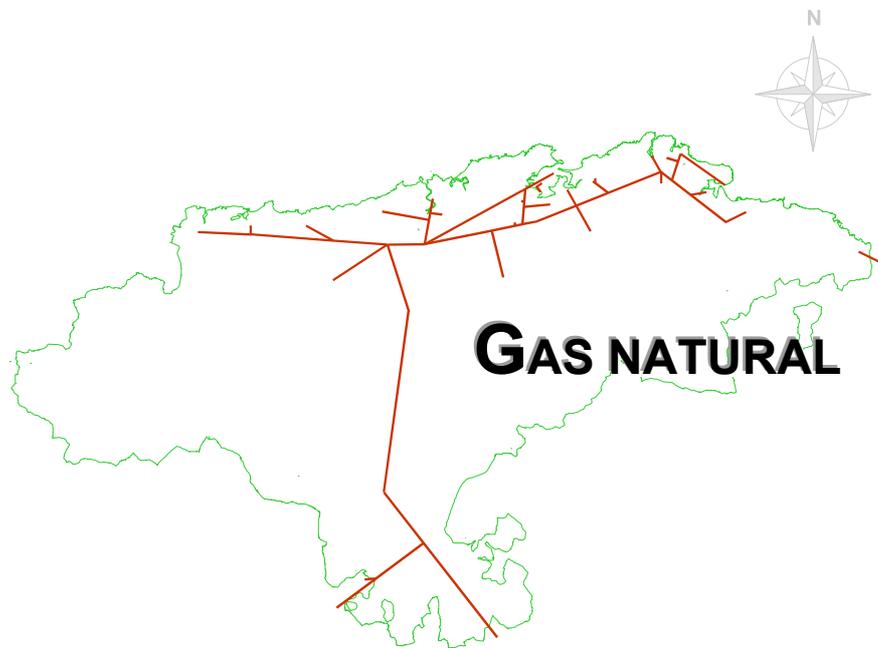
La figura 2.15 presenta la distribución de la demanda de GLP's por sectores dentro del concepto, resto de sectores de la figura anterior. Se constata la baja implantación de este combustible en sectores industriales.



CNE y elaboración propia.

Figura 2.15.- Consumo de propano en Cantabria.

Como dato comparativo, en el año 2000, en Cantabria se consumieron 35 kt de GLP's, mientras que en España fue de 2.491 kt, lo que representa un 1,4%. En Cantabria, los GLP's se utilizan fundamentalmente, en los sectores doméstico y comercial-hostelero, siendo el uso industrial, meramente testimonial.



## Capítulo 3

- 3.1. Introducción**
- 3.2. Localidades con suministro**
- 3.3. Red de gasoductos. Distribución**
- 3.4. Demanda y consumo**



Mapa portada. Esquema de la red de gasoductos en Cantabria.

### 3.1. Introducción

Dentro de la estructura del Gas Natural (GN) en Cantabria pueden considerarse los aspectos que se desarrollan a continuación.

La distribución del GN se realiza por diferentes sociedades; el área de influencia de cada una puede abarcar un único término municipal, una Comunidad Autónoma o, incluso, varias. En nuestra Comunidad Gas Natural Cantabria SDG, es el suministrador de los consumidores a tarifa. Es una compañía propiedad al 90,4% de Gas Natural SDG y al 9% de Sodercan. En el mercado liberalizado, además, hay implantadas otras compañías, como la propia empresa matriz, Gas Natural SDG, Gas Natural Servicios (GNS) y Gas Natural Comercializadora (GNCOM).

El Grupo Gas Natural y el Gobierno de Cantabria firmaron en marzo de 1999 un Convenio para la gasificación de la Comunidad Autónoma, de modo que en 10 años deberían construirse 1.069 km de redes de transporte y distribución que permitieran que, en el año 2010, esta energía fuera utilizada por el 83% de la población.

### 3.2. Localidades con suministro

Con los datos suministrados por Gas Natural Cantabria SDG, se ha confeccionado la tabla 3.1, en la que se incluyen los municipios que tenían suministro de GN en año 1999, en el 2001, y los que tienen prevista su implantación para finales del 2003.

Tabla 3.1. Municipios de Cantabria con suministro de GN.

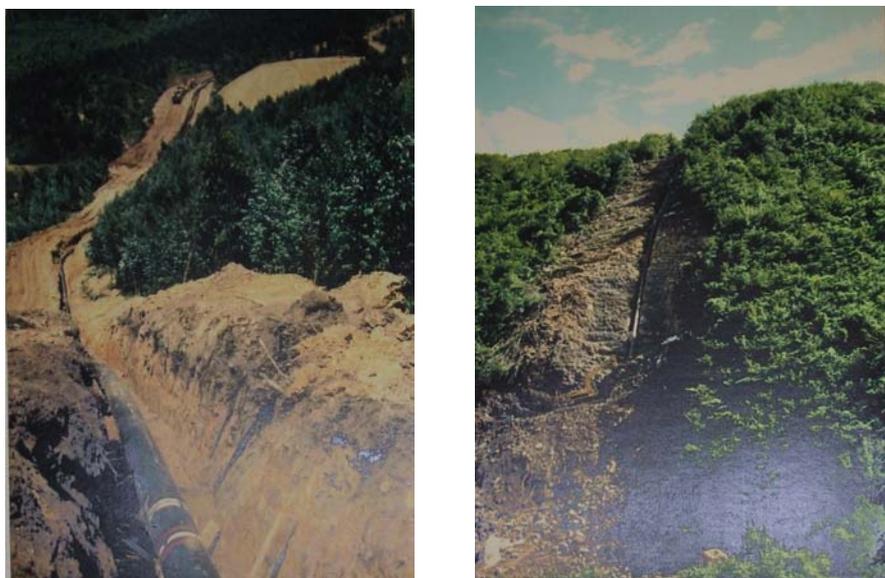
Año 1999	Año 2001	Año 2003
Santander	Cartes (Santiago)	Comillas
Torrelavega	S. Vicente de la Barquera	Marina de Cudeyo (Pedreña)
Reinosa	Santoña	Ribamontán al Mar (Somo, Loredó)
Castro Urdiales	Valdeolea	Medio Cudeyo (Solares)
Camargo		Arnuero (Isla, Castillo)
El Astillero		Bareyo
Reocín		Noja
Los Corrales de Buelna		Bárcena de Cicero (Treto, Cicero, Gama*)
Cabezón de la Sal		Colindres
Santa María de Cayón (Sarón, La Penilla, Abadilla de Cayón)		Laredo
Piélagos (Renedo, Liencres, Mortera)		Argoños
Santa Cruz de Bezana		Suances
Enmedio (Matamorosa, Nestares)		Ruiloba
		Santillana del Mar

\* Municipio con autorización administrativa

Gas Natural Cantabria SDG.

Hay que decir que el municipio de Entrambasaguas tendrá suministro antes que de termine el año 2003, y que otros como Meruelo, Voto, Escalante y Polanco lo tendrán a lo largo del 2004.

En 1999 la red de gasoductos tenía 566 km, que suministraba GN a 13 municipios con más de 63.000 clientes, lo que suponía el 68% de la población cántabra; a 31 de diciembre de 2002 se amplió a 964 km, 33 municipios y más de 91.000 clientes de los sectores residencial y comercial, y 38 de carácter industrial, lo que representa más del 82% de los residentes en Cantabria. La población de Castro Urdiales se abastece a través del gasoducto del País Vasco, estando prevista su interconexión con el de Cantabria.



ENAGAS.

Figura 3.1. Fase de construcción del gasoducto de ENAGAS en Cantabria.

En la figura 3.1 se observan diferentes fases de la construcción del gasoducto de la Empresa Nacional del Gas, S.A. (ENAGAS) en Cantabria, y la dificultad que entraña debido a la orografía del terreno; la figura 3.2 muestra el estado de las obras en la localidad de Cortiguera.



Figura 3.2. Construcción del gasoducto en la localidad de Cortiguera. (Abril 2003).

### 3.3. Red de gasoductos. Distribución

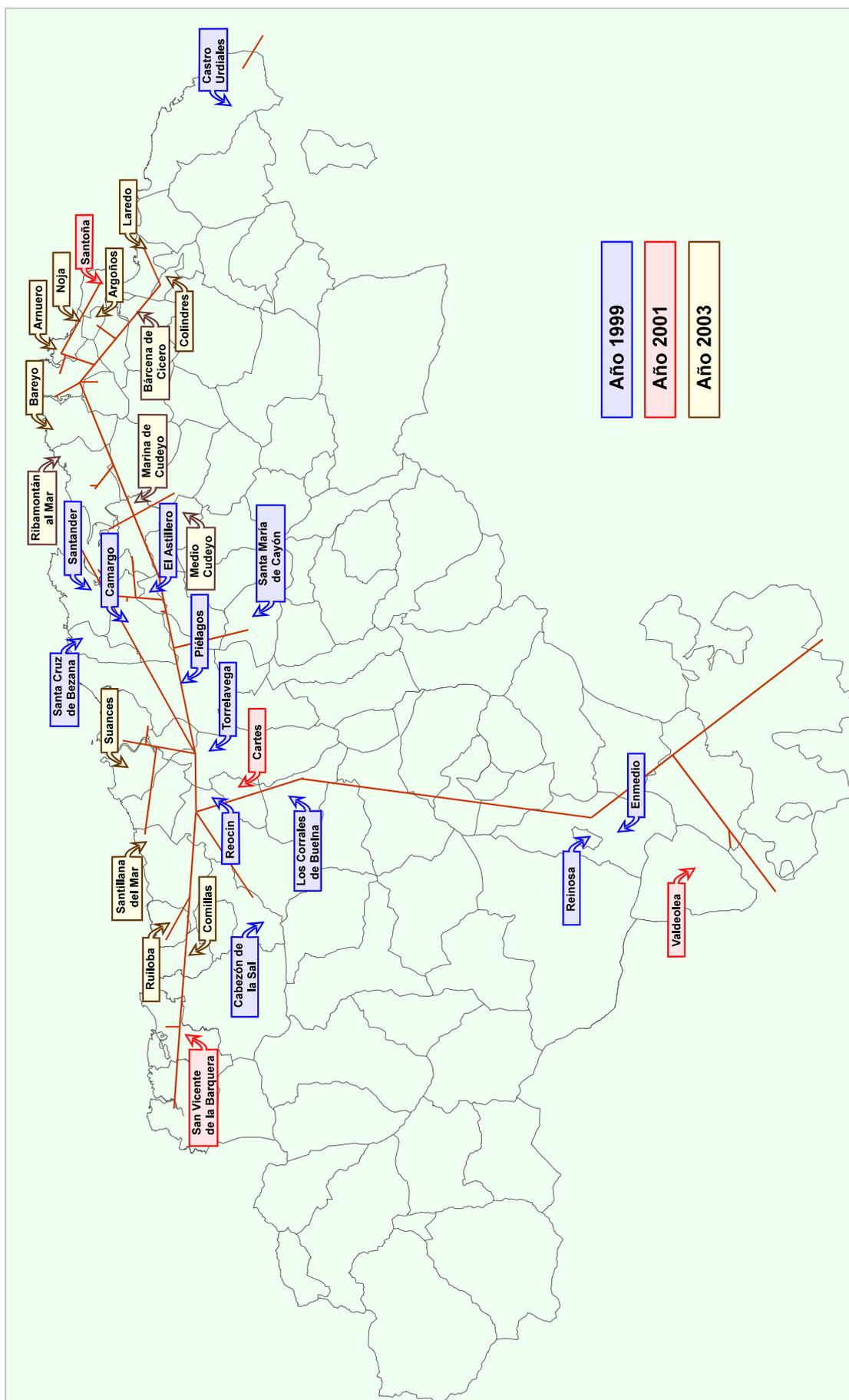


Figura 3.3. Esquema de la red de gasoductos en Cantabria.

La Red de conductos de GN en Cantabria se puede desglosar en: transporte, que comprende más de 150 km en alta presión (72 bar), en tuberías de 16, 12 y 6 pulgadas de diámetro, propiedad de la empresa ENAGAS; distribución, propiedad de Gas Natural, con más de 107 km, que conectan el gasoducto principal con los municipios que disponen de GN y con clientes industriales, siendo la presión de 16 bar, y más de 530 km de suministro que, a diferentes presiones, dan servicio a todos los clientes domésticos, comerciales e industriales de la empresa Gas Natural Cantabria.

El Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias es la arteria principal de la región y de él salen los diferentes ramales, siendo la conducción principal la que comunica con la zona oriental de la región, figura 3.3.

El Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias, operativo desde 1988, tiene su origen en la Posición situada en Villayerno Morquillas -a 8 km de Burgos- y su final en la situada en Llanera (Asturias). En Cantabria consta de las siguientes Posiciones:

- Entra en la región por el Municipio de Valderredible, hallándose la primera Posición, denominada Polientes, en las afueras de dicha localidad, junto a la carretera Polientes-Pozazal.
- La segunda, denominada Valdeprado del Río, está en Arroyal de los Carabeos, junto a la carretera de acceso Pozazal-Polientes.
- La tercera, Reinosa, está ubicada en la localidad de Bolmir, entre la Nacional N-611 y la Factoría de Sidenor.
- La cuarta, denominada Bárcena de Pie de Concha, está próxima a la carretera de Pie de Concha a Pujayo.
- La quinta, los Corrales de Buelna, está ubicada en el Barrio Lobao, junto al camino de acceso a la finca La Jerrizuela, propiedad del Gobierno Regional.
- La sexta, Villapresente se emplaza en dicho Municipio, junto a la línea férrea de FEVE, frente a los viveros forestales del Gobierno Regional.
- La séptima, Ruiloba, está situada junto al camino de Ruiloba a Pando. Actualmente, se está modificando para convertirla en una Estación de Regulación y Medida para el suministro a Comillas.
- La octava, El Tejo, está situada en la localidad de Larteme, del Término Municipal de Valdáliga.
- La Posición novena, San Vicente de la Barquera, está situada en la localidad de La Acebosa, en las proximidades del Caserío Lamilla.
- Finalmente, en las proximidades del río Deva, en la localidad de Molleda, del Término de Val de San Vicente, se encuentra la décima Posición Molleda.

El Gasoducto Cantabria, ramal del Burgos-Cantabria-Asturias, tiene las Posiciones siguientes:

- Su origen se ubica en la Posición Villapresente, del Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias.
- La segunda Posición Riaño, está situada en el Término Municipal de Santillana del Mar, junto al antiguo ferrocarril de Asturiana de Zinc.
- La tercera, Barreda, está situada en el Barrio del Agua, en la localidad de Barreda, junto a las vías de FEVE.
- La cuarta, Polanco, está ubicada en esta localidad, junto a la Autovía Torrelavega-Santander.
- La quinta, Miengo, situada en Gornazo, se emplaza junto a la autovía en su lado izquierdo.
- La sexta, Boo, está situada en la referida localidad, junto a la autovía.
- La séptima Posición, Igollo, situada en esta localidad, a unos 250 metros de la autovía Torrelavega-Santander.

- La octava Posición se sitúa en la localidad de Revilla, en Revilla de Camargo.
- La novena Posición se sitúa en Heras, en el municipio de Medio Cudeyo. Entre esta posición y la anterior estaba prevista la construcción de otra intermedia en Liaño, en el municipio de Villaescusa, pero finalmente no se construyó.
- La décima Posición se encuentra en Rubayo, en el municipio de Marina de Cudeyo.
- La undécima Posición se localiza en Castanedo, en el municipio de Ribamontán al Mar.
- La duodécima Posición se ubica en Meruelo.
- La decimotercera Posición se sitúa en Castillo, en el municipio de Arnuelo.
- La decimocuarta Posición se encuentra en Escalante.
- La decimoquinta Posición se localiza en Bárcena de Cicero, en el municipio de Cicero.
- Finalmente, estaba prevista una última Posición en Colindres, pero ésta no se ha construido por no disponer de licencia municipal. Para el suministro de GN a las localidades de Colindres, Treto y Laredo la presión del gas se reduce en la Posición de Bárcena de Cicero.

Existe en Cantabria un Centro de Mantenimiento Operación y Control (CMOC), ubicado en Villapresente, que alberga oficinas, talleres y almacén de repuestos, siendo punto de referencia de la operación y control de todas las actividades de ENAGAS.

El CMOC de Villapresente está considerado como un centro básico de la red nacional, a pesar de no ser una estación de compresión, debido a que en él confluyen dos gasoductos: el Burgos-Cantabria-Asturias y, el ramal de Cantabria, por lo que es una estación de regulación mayor de lo habitual. En la figura 3.4 se observa la entrada-salida del Gasoducto Burgos-Asturias en la Estación de Regulación de Villapresente.



Figura 3.4. Entrada-salida del Gasoducto Burgos-Asturias en Villapresente.

En este centro ENAGAS tiene dos edificios, el principal contiene la estación de regulación propiamente dicha (figura 3.5), donde se realiza la reducción de la presión de 60 a 16 kg/cm<sup>2</sup>; es decir, la transformación de la red de transporte a la de distribución. El proceso de pérdida de presión origina una disminución de la temperatura del gas; para evitar su congelación, se calienta en unos intercambiadores de calor.



Figura 3.5. Interior de la Estación de Regulación en Villapresente.

Otras operaciones que se realizan en el Centro son el filtrado del GN, en el que se eliminan las impurezas, y su odonización; es decir, el mezclado de éste con un cloruro que produce el olor característico, para advertir de posibles escapes. También, las empresas distribuidoras están obligadas a odonizar el gas en la red.

En el segundo edificio se realizan las medidas de presión, caudal, temperatura y cromatografía; al Centro de Control de Madrid se envían los datos mediante un sistema de comunicación.

Desde el CMOC de Villapresente, además, se alimentan:

- La estación de Igollo de Camargo, que es la que suministra a Santander, mediante una tubería doble, que asegura el suministro a la capital.
- El ramal de Cicero, a partir del que se suministra el GN a la zona oriental de Cantabria.
- Las cogeneraciones de Sniace, Solvay y Dynasol.

Anteriormente ENAGAS, como empresa transportista, facturaba a sus grandes clientes por el poder calorífico del gas introducido en la red de transporte, pero debido a la mezcla que se producía, los compradores de gas de mala calidad resultaban beneficiados. Por ello, actualmente, ENAGAS cobra por el volumen de gas transportado.

En cada uno de los gasoductos mencionados, anteriormente, existen diferentes puntos donde se ubican las Estaciones de Regulación y Medida, que contienen los elementos necesarios para la reducción de la presión del gas, así como para el control de la temperatura y caudal, permitiendo el seccionamiento y corte del suministro.

En la tabla 3.2, se indica la ubicación y las principales características de las Estaciones de Regulación y Medida existentes en Cantabria.

Tabla 3.2. Características de las Estaciones de Regulación y Medida de Cantabria.

LOCALIDAD	TIPO	Nº-LÍNEAS	CAPACIDAD (m <sup>3</sup> )
Villapresente	G-1600	3	122.880
Igollo	G-1600	2	81.920
Polanco	G-650	2	33.280
Castillo	G-250	2	12.800
Cicero	G-400	2	20.480
Valdeprado del Río	G-250	2	12.800
Colindres (prevista)	G-250	2	12.800
Reinosa	G-160	3	12.288
Meruelo	G-160	2	8.192
Rubayo	G-100	2	5.120
Castanedo	G-100	2	5.120
Ruiloba	G-100	2	5.120
Escalante	G-160	2	8.192
San Vicente de la Barquera	G-100	2	5.120
Los Corrales de Buelna	G-100	2	5.120

ENAGAS.

En Villapresente además existe una estación de medida de tipo G-1600 con tres líneas y una capacidad de 4.800 m<sup>3</sup>. En ella se mide, a una presión de 72 bar, el volumen de GN que desde el Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias sale hacia el Gasoducto Cantabria.

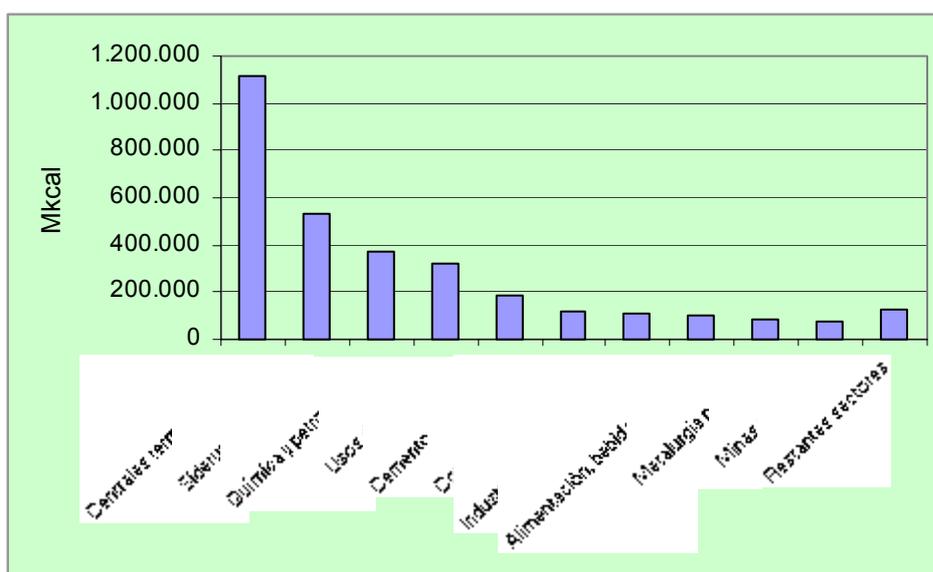
### 3.4. Demanda y consumo

La tabla 3.3 indica el mercado del GN en Cantabria, en el año 2000, desglosado por sectores. Algunos de esos datos se encuentran representados en la figura 3.6, se observa la fuerte incidencia de las centrales de cogeneración.

Tabla 3.3. Consumo de GN en Cantabria, en el año 2000, desglosado por sectores.

SECTOR	CLIENTES	CANTIDAD (Mkcal)
Centrales termoeléctricas de autoproducción	5	1.111.575
Siderurgia y fundición	5	529.440
Química y petroquímica	4	374.107
Usos domésticos	70.430	320.794
Cemento, cal y yesos	2	186.914
Comercio y servicios	1.363	117.814
Industria del caucho, materias plásticas, otras	2	106.693
Alimentación, bebidas y tabaco	3	101.391
Metalurgia no férrea	6	80.749
Minas y canteras	1	77.875
Otros materiales de construcción	3	54.933
Máquinas y transformaciones metálicas	6	23.238
Construcción y reparación naval	4	22.635
Construcción de automóviles y bicicletas	5	9.851
Industria textil, confección, cuero y calzado	9	8.211
Artes gráficas y edición	1	3.843
Transporte por ferrocarril	1	3.607
Industrias del vidrio	1	724
Construcción y obras públicas	2	388
Otros	2	1.066
<b>Total</b>	<b>71.855</b>	<b>3.135.848</b>

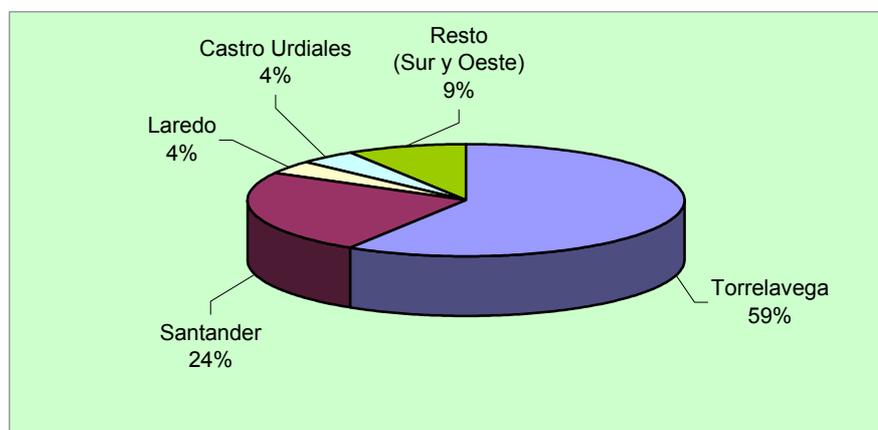
CNE.



CNE y elaboración propia.

Figura 3.6. Consumo de GN en Cantabria, por sectores, durante el año 2000.

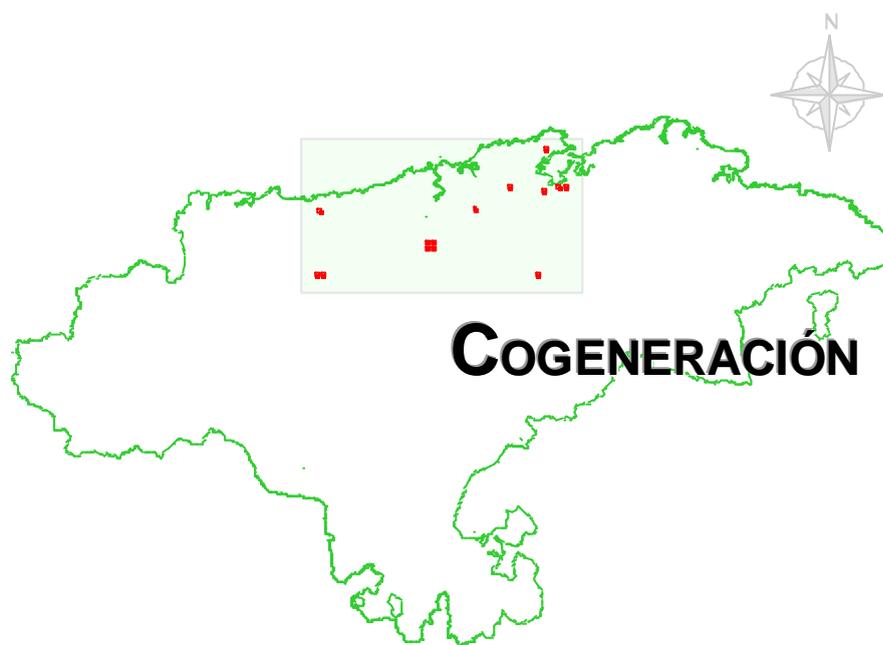
En la figura 3.7 se indica la localización del consumo por zonas geográficas en el año 2001; se observa la gran demanda existente en Torrelavega debido, especialmente, a las centrales de cogeneración.



Gobierno de Cantabria y elaboración propia.

Figura 3.7. Consumo de Gas Natural en Cantabria, por zonas geográficas, durante el año 2001.

En el año 2000, el consumo de GN en España -suministrado por CORES-, fue de casi 170.000 Mte, siendo más de 3.000 Mte las consumidas en Cantabria, lo que supone, aproximadamente, el 1,85 % del consumo nacional.



Capítulo

# 4

**4.1. Introducción**

**4.2. Desarrollo de la cogeneración**

**4.3. Estado de la cogeneración**

**4.4. Instalaciones de cogeneración**



Mapa portada: Situación de plantas de cogeneración en Cantabria.

## 4.1. Introducción

La cogeneración se define como la producción simultánea de energía eléctrica y/o mecánica y energía térmica aprovechable, a partir de una misma fuente de energía primaria.

En una planta de generación termoeléctrica se quema, normalmente, un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para producir energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía calorífica disponible en el combustible; el resto se vierte a la atmósfera, bien mediante los gases de combustión, bien en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

Muchos procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor o calor. En ellos se puede combinar la producción de electricidad y calor para procesos, aprovechando una energía que de otra forma se desecharía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales; a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como cogeneración.

La cogeneración tiene beneficios implícitos tanto para las empresas como para la nación en su conjunto. Desde el punto de vista del país, se refleja en un ahorro de la energía primaria, petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa, al hacer un uso más eficiente de los recursos. Además, se reducen las emisiones contaminantes al quemar menos cantidad de combustible.

Los beneficios para la empresa son la reducción de la factura energética en los costos de producción y, como consecuencia, el aumento de su competitividad. De otra parte, la autosuficiencia, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, hacen más fiable el proceso productivo.

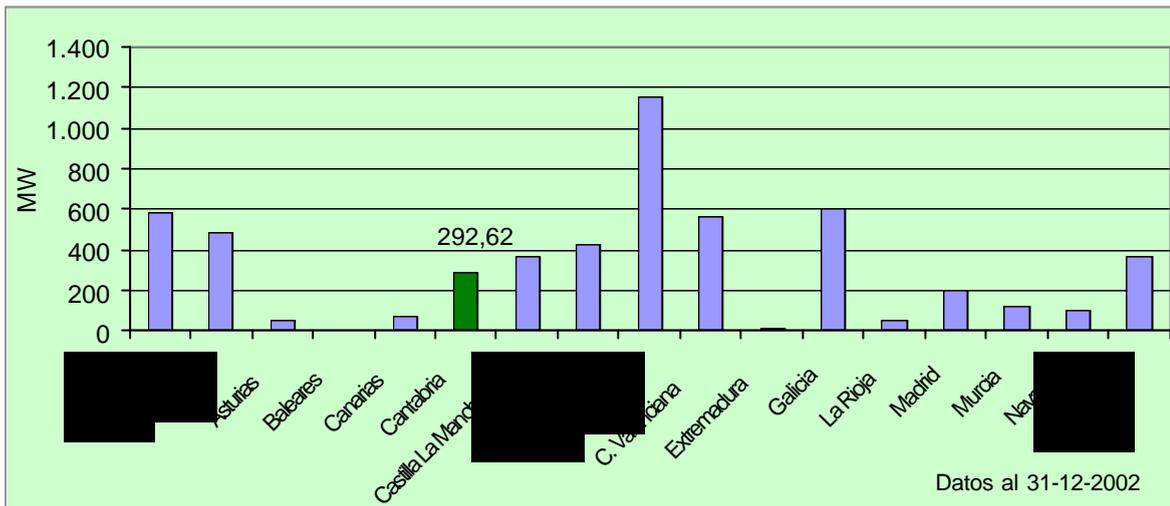


Figura 4.1. Instalación de cogeneración en Poenercan, S.L.

## 4.2. Desarrollo de la cogeneración

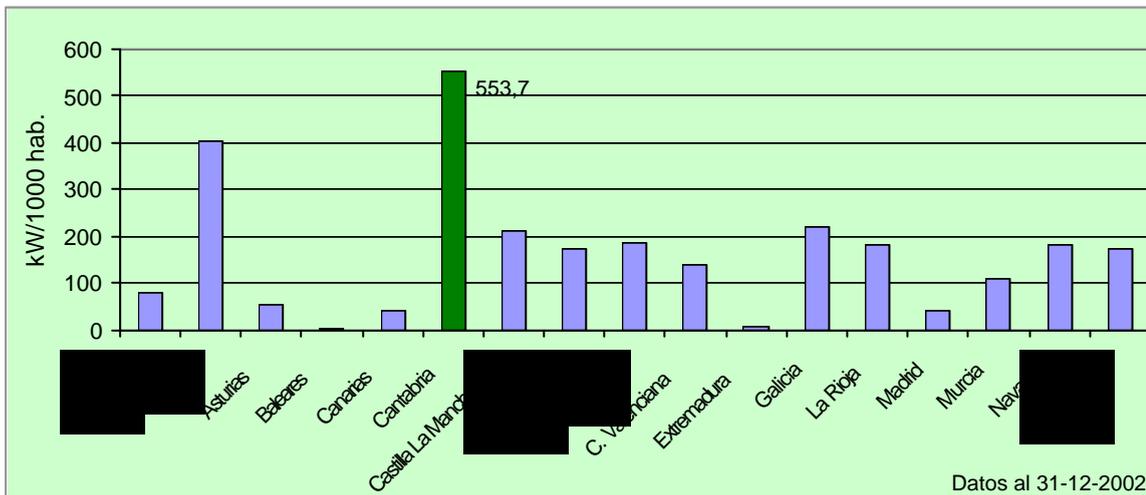
Los sistemas de cogeneración tienen un importante nivel de implantación en Cantabria, en términos de potencia instalada por habitante, siendo líder entre las regiones españolas.

En las figuras 4.2 y 4.3 se indican los valores absoluto y relativo, así como las potencias eléctricas instaladas en cogeneración en cada una de las CCAA.



Elaboración propia.

Figura 4.2. Potencia eléctrica en cogeneración por CCAA.



Elaboración propia.

Figura 4.3. Potencia eléctrica/1000 habitantes instalada en cogeneración por CCAA.

Algunos de los factores que han contribuido a su desarrollo experimentado, tanto a nivel regional como nacional, son:

- *Existencia de una legislación favorable*

En 1980 se promulga la Ley 82/1980 de 30 de Diciembre, sobre conservación de la energía en la que se establecen medidas para el fomento de la autogeneración con objeto de lograr un ahorro de energía, seguido de la publicación de la Ley 40/1994 y el Real Decreto 2366/1994 que establecen y regulan instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial obligando a las compañías distribuidoras a adquirir la energía eléctrica excedentaria producida por este tipo de instalaciones, consolidándose definitivamente con la publicación de la Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico, y del Real Decreto 2818/1998 del 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

- *Ventajas técnico-económicas frente a otras instalaciones de generación*

La mayor eficiencia energética de estos sistemas, frente a los convencionales, supone un importe ahorro de energía primaria y la consecución de una mayor diversificación energética, al ser aprovechados, por un lado, los calores residuales de la generación eléctrica en el proceso de producción industrial y por otro, los combustibles residuales derivados del proceso productivo.

Además, las instalaciones de cogeneración reducen los niveles de contaminación al consumir menos combustible y, en general, de mayor calidad que los sistemas térmicos convencionales, al tiempo que evitan los grandes transportes energéticos propios de las centrales convencionales, cuya ubicación se decide más por razones estratégicas o de recursos que de mercado.

- *Desarrollo de la red de gasoductos*

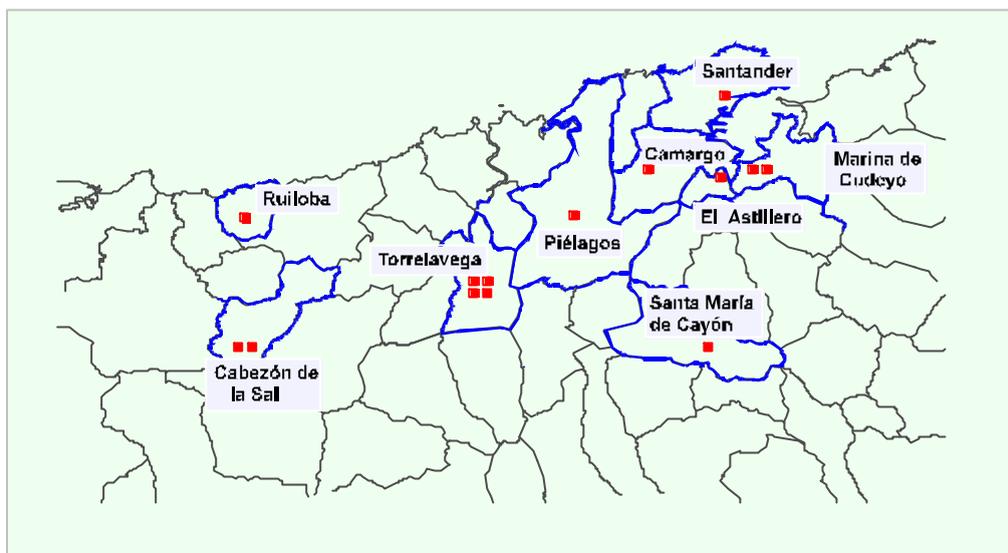
El desarrollo experimentado por la cogeneración y la red de gasoductos en la Región se ha producido de forma conjunta, ya que cada uno de ellos ha influido, favorablemente, en el desarrollo del otro.

Así pues, si bien el empleo de gas natural ha activado su demanda, ya que es el combustible que consumen la mayor parte de las instalaciones, la entrada en la Región del gas natural ha producido un incremento de solicitudes de la instalación de cogeneración en las industrias.

### **4.3. Estado de la cogeneración**

El Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, según establece el Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, se constituye para el adecuado seguimiento del Régimen Especial y, específicamente, para la gestión y control de la percepción de las primas.

Actualmente, la potencia instalada en Cantabria en el conjunto de plantas de cogeneración inscritas en el Registro Administrativo es de 298 MW. La figura 4.4 indica la situación de las plantas de cogeneración en Cantabria.



Elaboración propia.

Figura 4.4. Mapa de situación de plantas de cogeneración en Cantabria.

#### 4.4. Instalaciones de cogeneración

En Cantabria existen las plantas de cogeneración que se relacionan en la tabla 4.1.

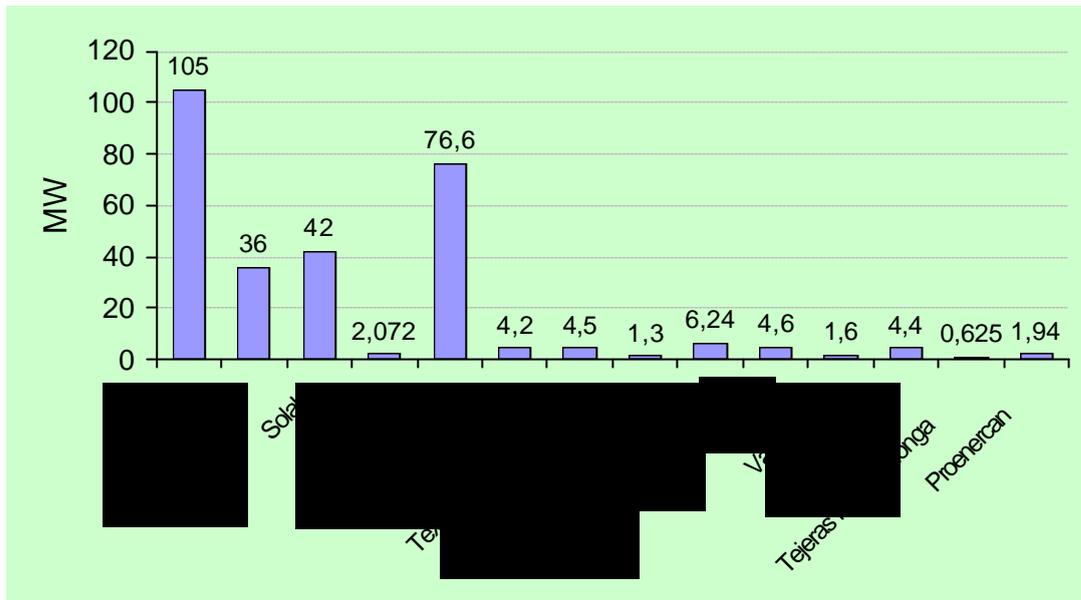
Tabla 4.1. Plantas de cogeneración en Cantabria.

Nº	Empresa	Municipio	Potencia (Mw)
1	Sniace, S.A.	Torrelavega	63,5
2	Solvay Química, S.L.	Torrelavega	36
3	Solal Cogeneración, A.I.E.	Torrelavega	42
4	Aspla, Plásticos Españoles, S.A.	Torrelavega	2,072
5	Repsol Química, S.A.	Marina de Cudeyo	76,6
6	Dynasol Elastómeros, S.A	Marina de Cudeyo	4,2
7	Textil Santanderina, S.A.	Cabezón de la Sal	4,5
8	Cerámica de Cabezón, S.A.	Cabezón de la Sal	1,3
9	Ferroatlántica, S.L.	El Astillero	6,24
10	Nestlé España, S.A.	Santa María de Cayón	4,6
11	Valdecilla.	Santander	1,6
12	Andía Lácteos, S.L.	Piélagos	4,4
13	Tejeras la Covadonga, S.A.	Camargo	0,625
14	Proenercan, S.L.	Ruiloba	1,94

Elaboración propia.

■ **Características técnicas**

Las potencias en las instalaciones de cogeneración en Cantabria son muy dispares, yendo de los 0,625 MW en la más pequeña a los 76,6 en la de mayor potencia. Como puede observarse en la figura 4.5, las instalaciones de Sniace, Solvay Química, Solal y Repsol Química, suman 218 MW, es decir, aproximadamente el 73% de la potencia instalada en el conjunto de la Comunidad.



Elaboración propia.

Figura 4.5. Potencia de las plantas de cogeneración en Cantabria.

En la tabla 4.2, se indican las características más relevantes de las cuatro instalaciones referidas:

Tabla 4.2.1 Características de la instalación de SNIACE, S.A.

SNIACE, S.A.				
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	<b>Tipo de Combustible</b>	GAS, GAS-OIL, HULLA		
	<b>Equipos principales</b>	<b>Turbina de gas</b>	<b>Turbina de vapor</b>	
		Nº de unidades: 2 Marca: GENERAL ELECTRIC Modelo: LM 6000 PC Potencia: 41.500 kW	Nº de unidades: 1 Marca: SIEMENS Modelo: Potencia: 22.500 kW	
		<b>Caldera</b>	<b>Caldera de recuperación</b>	
		Nº de unidades: 1 Tipo: ACUOTUBULAR Marca: BALKERCÜRR Capacidad: 100 t/h Presión: 61 bar	Nº de unidades: 2 Tipo: ACUOTUBULAR Marca: FOSTER WHEELER Capacidad: 37/11 t/h Presión: 60/6 bar	
<b>Consumo y producciones</b>	<b>Antes de cogeneración</b>	<b>Con cogeneración</b>		
	Combustible: Electricidad:16.500 MWh/año	C. cogeneración:156.400 tep/año C. caldera: E. generada: 661.000 MWh/año		

Elaboración propia.

Las figuras 4.6 a 4.9, muestran las instalaciones de cogeneración de las cuatro más importantes.



Figura 4.6. Cogeneración de Sniace, S.A.

Tabla 4.2.1. Características de la instalación de SOLVAY QUÍMICA, S.L.

SOLVAY QUÍMICA, S.L.			
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	<b>Tipo de Combustible</b>	CARBÓN, GAS NATURAL	
	<b>Equipos principales</b>	<b>Turbina de gas</b>	<b>Turbina de vapor</b>
		Nº de unidades: Marca: Modelo: Potencia:	Nº de unidades: 5 Marca: SIEMENS, ESCHER WYSS, BROWN BOVERI (2), NADROWSKY GMBH Potencia: 41.500 kW
		<b>Caldera</b>	<b>Caldera de recuperación</b>
		Nº de unidades: 4 Tipo: ACUOTUBULAR Marca: BALCKE-DÜRR, SULZER, BABCOCK&WILCOX (2) Capacidad: 150/100/75/110 t/h Presión: 140/140/58/58 bar	Nº de unidades: Tipo: Marca: Capacidad: Presión:
	<b>Consumo y producciones</b>	<b>Antes de cogeneración</b>	<b>Con cogeneración</b>
Combustible: Electricidad:		C. cogeneración: C. caldera: E. generada: 272.865 MWh/año	

Elaboración propia.



Figura 4.7. Cogeneración de Solvay Química, S.L.

Tabla 4.2.3.

SOLAL A.I.E.			
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	<b>Tipo de Combustible</b>	GAS NATURAL	
	<b>Equipos principales</b>	<b>Turbina de gas</b>	<b>Turbina de vapor</b>
		Nº de unidades: 1 Marca: GENERAL ELECTRIC Modelo: LM 6000 PC Potencia: 42.000 kW	Nº de unidades: Marca: Modelo: Potencia:
		<b>Caldera</b>	<b>Caldera de recuperación</b>
		Nº de unidades: Tipo: Marca: Capacidad: Presión:	Nº de unidades: 1 Tipo: ACUOTUBULAR Marca: FOSTER WHEELER Capacidad: 100 t/h Presión: 58/12/1,2 bar
	<b>Consumo y producciones</b>	<b>Antes de cogeneración</b>	<b>Con cogeneración</b>
Combustible: Electricidad:		C. cogeneración: 83.154 tep/año C. caldera: E. generada: 327.628 MWh/año	

Elaboración propia.



Figura 4.8. Cogeneración de Solal A.I.E.

Tabla 4.2.4.

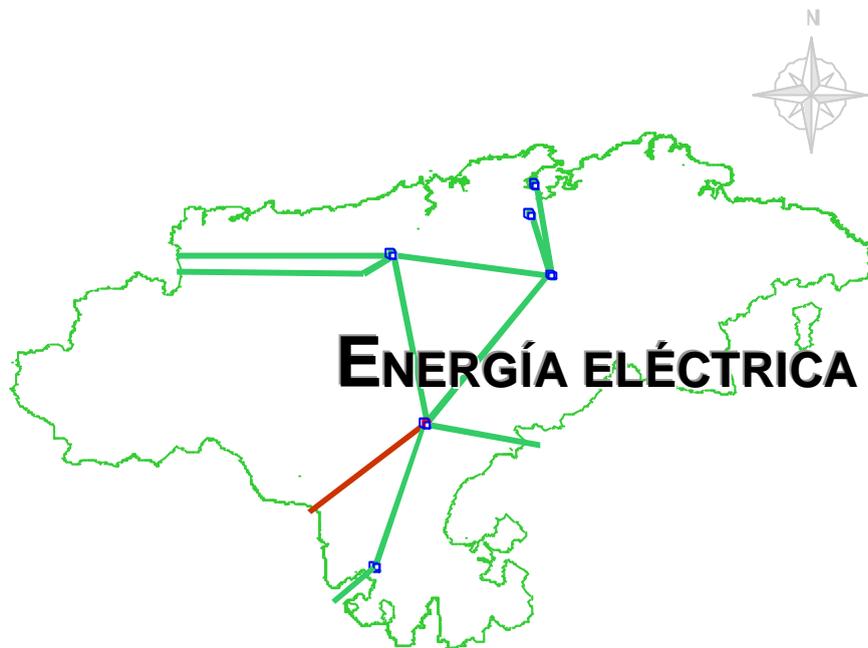
REPSOL QUÍMICA, S.A.			
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	<b>Tipo de Combustible</b>	GAS NATURAL, FUEL-OIL, OFF-GAS	
	<b>Equipos principales</b>	<b>Turbina de gas</b>	<b>Turbina de vapor</b>
		Nº de unidades: 1 Marca: GENERAL ELECTRIC Modelo: 6000 EB EVOLUTION Potencia: 41.880 kW	Nº de unidades: 1 Marca: NUOVO PIGNONE Modelo: EHNK 50/90 Potencia: 34.720 kW
		<b>Caldera</b>	<b>Caldera de recuperación</b>
		Nº de unidades: 1 Tipo: ACUOTUBULAR Marca: DBEMA Capacidad: 42,7 t/h Presión: 70 bar	Nº de unidades: 1 Tipo: Marca: FOSTER WHEELER Capacidad: 110/15,4 t/h Presión: 70/5,5 bar
<b>Consumo y producciones</b>	<b>Antes de cogeneración</b>	<b>Con cogeneración</b>	
	Combustible: 38.000 tep/año Electricidad: 79.330 MWh/año	C. cogeneración: 144.660 tep/año C. caldera: E. generada: 664.000 MWh/año	

Elaboración propia.



Figura 4.9. Cogeneración de Repsol Química, S.A.

De acuerdo con la tabla 4.2, la energía anual generada por las cuatro principales instalaciones de cogeneración es de 1.925 GWh. Por lo que se podría estimar que la producción anual de Cantabria en el conjunto de cogeneración sería del orden de 2.625 GWh.



# Capítulo 5

## 5.1. Introducción

## 5.2. La demanda de electricidad

## 5.3. La generación eléctrica

- 5.3.1. Generación ordinaria.
- 5.3.2. Generación especial.

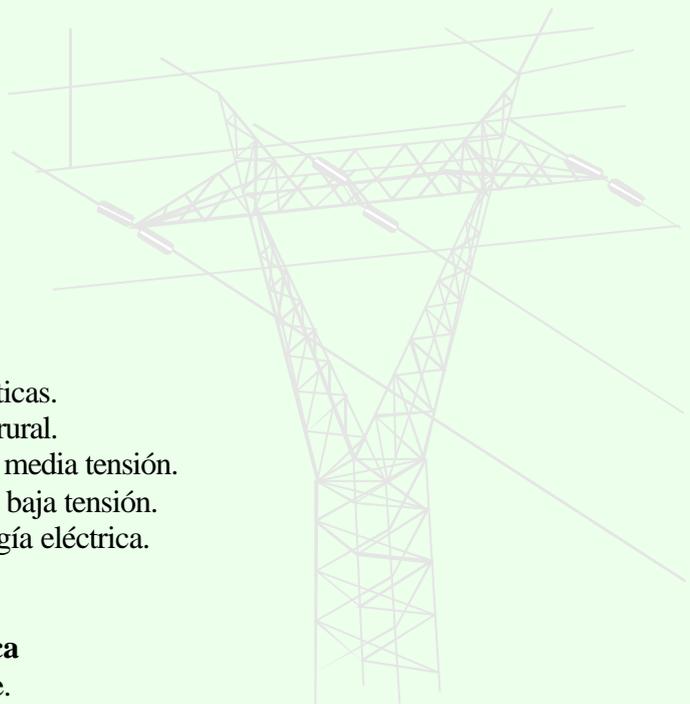
## 5.4. Red de transporte

## 5.5. Red de distribución

- 5.5.1. Estructura y características.
- 5.5.2. Plan de electrificación rural.
- 5.5.3. Red de distribución de media tensión.
- 5.5.4. Red de distribución de baja tensión.
- 5.5.5. Revendedores de energía eléctrica.
- 5.5.6. Comercializadores.

## 5.6. Calidad de la energía eléctrica

- 5.6.1. En la red de transporte.
- 5.6.2. En la red de distribución.



Mapa portada. Situación de las líneas de 220 y 400 kV en Cantabria.

## 5.1. Introducción

La energía eléctrica es un bien esencial en la sociedad de hoy, hasta el punto, que muchas de las actividades que conforman la vida diaria están relacionadas, de alguna manera, con el uso de la electricidad.

Hay que tener en cuenta que, por sus características, la electricidad debe ser producida en el momento en el que es requerida, y ha de ser transportada al punto de consumo, mediante unas instalaciones específicas. Esto implica tener que disponer de infraestructuras, que por tratarse de un producto, prácticamente universal, se extienden por todo el territorio, requiriendo unas inversiones importantes y provocando el correspondiente impacto.

Como las infraestructuras eléctricas deben permitir, en cada instante, que la energía inyectada a la red por las centrales y las interconexiones sea igual que la solicitada por los consumidores, el dimensionamiento se realiza sobre la base de las potencias máximas que se espera han de ser solicitadas al sistema, tanto en su conjunto como en cada una de las instalaciones.

En este capítulo se dedica una atención especial a los aspectos relacionados con la red de transporte, ya que la ley 54/97 del sector eléctrico establece la participación explícita de las Comunidades Autónomas.

Se pospone al capítulo 9 dedicado al desarrollo de las infraestructuras en el horizonte 2003-2010. El análisis del esfuerzo inversor previsto para desarrollar y mejorar la red eléctrica, por la repercusión directa que tiene en la calidad de suministro que reciben los consumidores, especialmente en un aspecto tan básico como la continuidad del suministro. De esta manera, se pretende satisfacer las crecientes necesidades de los ciudadanos y las empresas, respecto a la calidad de un producto fundamental para la sociedad actual.

## 5.2. La demanda de electricidad

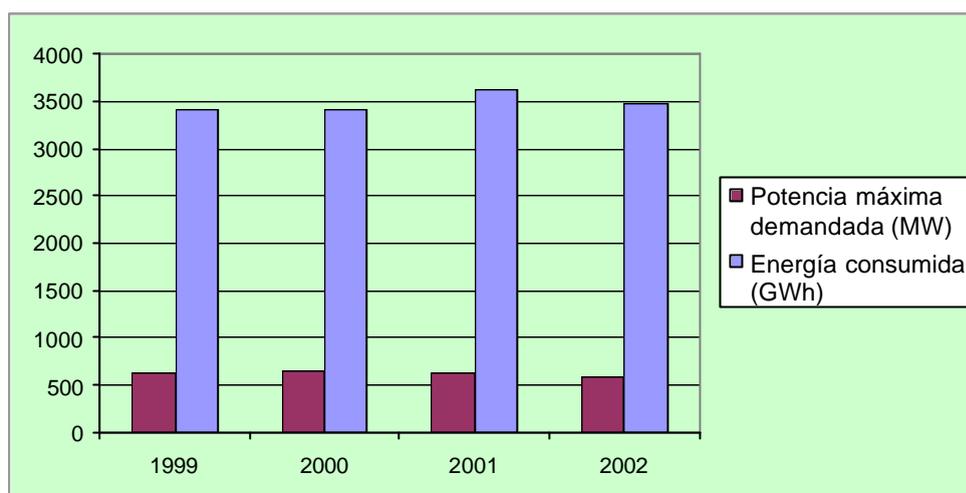
En este apartado se analiza la evolución del consumo de energía eléctrica en Cantabria, en base a los datos de consumo de los últimos años.

La energía eléctrica distribuida ha evolucionado desde 3.410 GWh en el año 1999, 3.524 GWh en el 2000, 3.614 en el 2001 y en el año 2002 la demanda ha disminuido a 3.474 GWh. En términos globales en el período indicado el crecimiento ha sido de un 2%. Si se analiza un período mas largo desde 1995 al 2002 el incremento global es del 20%, resultando; por tanto un valor medio del 2,8% anual.

Esta energía es suministrada principalmente por la red de transporte, siendo en el 2002 de, 1.898 GWh; el resto es aportado principalmente, por los productores de régimen especial, 656 GWh, conectados a tensiones inferiores a 220 kV.

Un aspecto importante a destacar son los 870 GWh demandados en el año 2002 por grandes clientes conectados a 220 kV. Otro consumo importante lo constituye la energía demandada para bombeo por la Central Hidráulica de Aguayo, 698 GWh.

En el año 2000 la potencia máxima demandada, es decir, la potencia máxima requerida en la hora punta o de máximo consumo anual en Cantabria, fue de 650 MW. De mantenerse la tendencia de crecimiento, el consumo en el año 2010 sería del orden de 4.500 GWh, con una punta máxima de 950 MW. La figura 5.1 muestra la evolución de la demanda en la región en el período 1999-2002.



VIESGO.

Figura 5.1. Evolución de la demanda de energía eléctrica en la región.

Resulta interesante destacar que esta demanda máxima se ha producido tradicionalmente en invierno, como en el resto de la península, aún cuando en los últimos años, la utilización creciente de los equipos de climatización, en los sectores doméstico y terciario, ha provocado que la demanda punta del verano se haya ido acercando, progresivamente, a la del invierno. Pese a esta homogeneización, se estima que, en el horizonte del año 2010, la punta del sistema seguirá alcanzándose todavía en el invierno.

Debe resaltarse que esta demanda es la global del conjunto de consumidores de Cantabria y, por lo tanto, incluye la satisfecha con la autoproducción.

La demanda global estimada, en el análisis prospectivo, se ha calculado en función de las expectativas de crecimiento de las diferentes zonas que conforman la región, para poder estimar la evolución de la carga en los diferentes nudos de la red eléctrica, partiendo de los valores históricos registrados en cada una de las subestaciones que la constituyen.

Desde el punto de vista territorial, la demanda de energía eléctrica está concentrada en zonas muy concretas, como se muestra en la figura 5.2, que son las de mayor densidad demográfica y, por tanto, de mayor actividad económica. Esta situación no está previsto que varíe a lo largo de los próximos diez años, en coherencia con la perspectiva de crecimiento y de localización de actividades económicas.

A la hora de establecer la demanda territorial, también se han tenido en cuenta los consumos singulares que, en puntos concretos de la red, serán solicitados como consecuencia de nuevas actividades o ampliación de las existentes, como pueden ser: polígonos industriales -promovidos por el Gobierno Regional-, y zonas costeras debido a su creciente actividad turística.

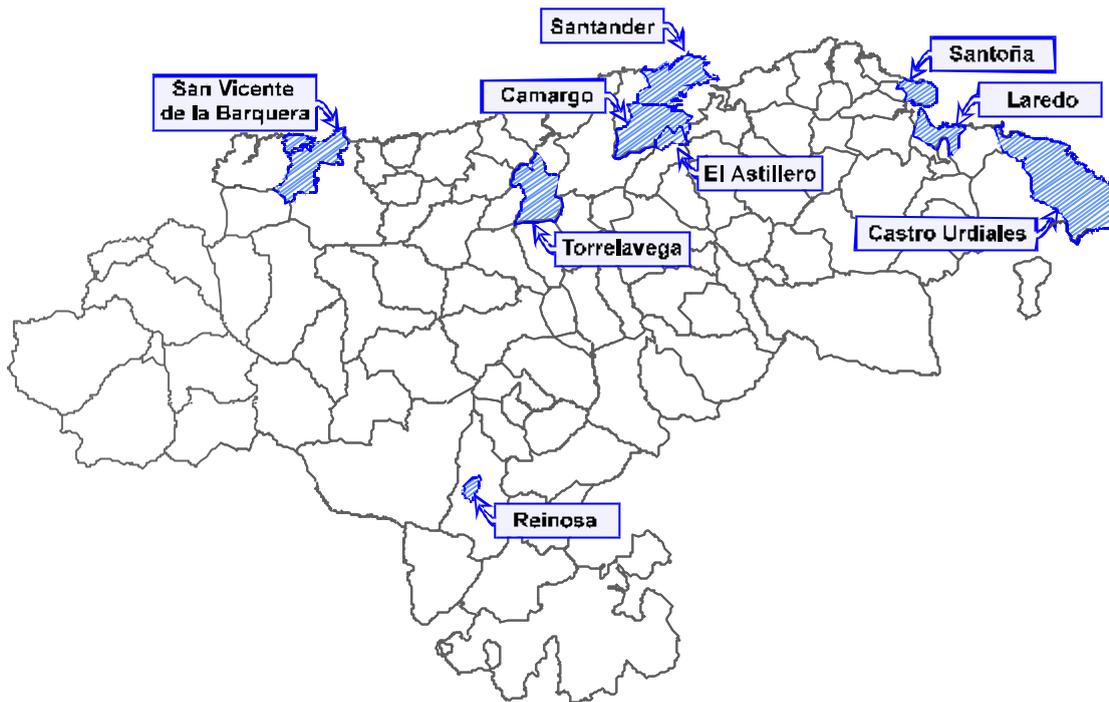


Figura 5.2. Zonas de elevada demanda de energía eléctrica.

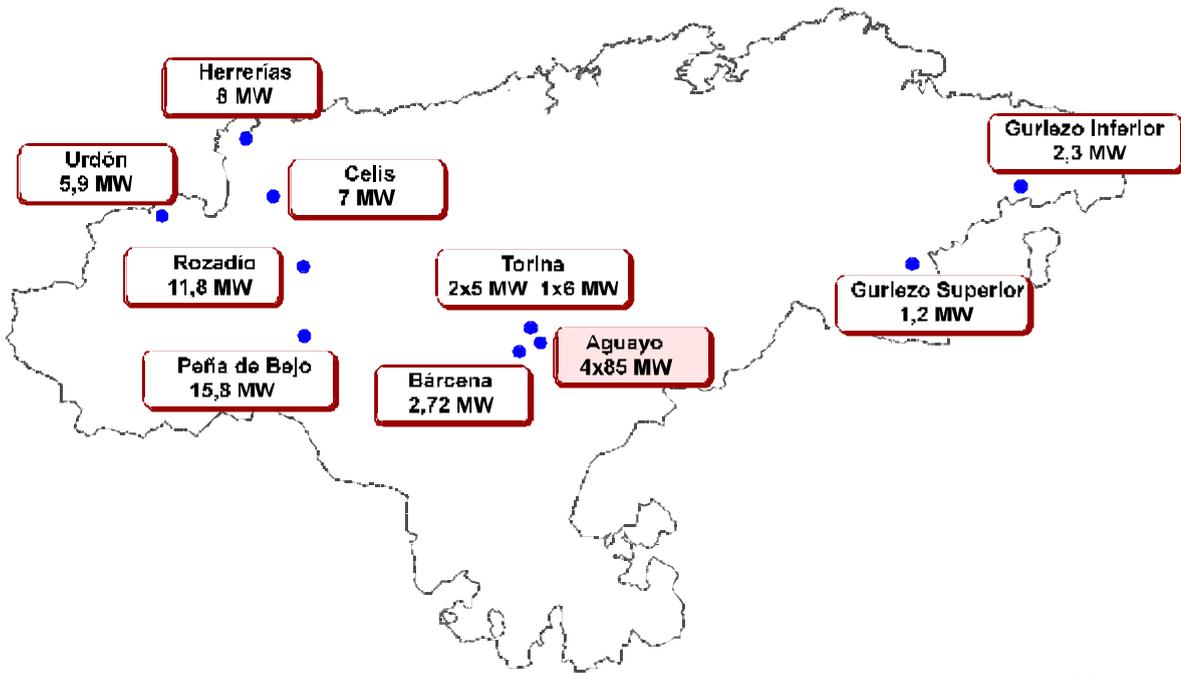
### 5.3. La generación de electricidad

La Ley 54/97 del sector eléctrico establece, como liberalizada, la actividad de generación, estableciendo dos regímenes económicos diferenciados:

- El *régimen ordinario*, de carácter general, para todos los agentes que llevan a término esta actividad.
- El *régimen especial*, para los que cumplan unas determinadas condiciones en cuanto a características tecnológicas, energía primaria utilizada y potencia máxima de las centrales.

En general, la Ley establece, para el régimen ordinario, la libre implantación de las instalaciones de generación y la obligación de ofertar toda la producción a un *pool* gestionado por el Operador del Mercado, que ejecutará la casación entre la oferta y la demanda, seleccionando las centrales con las ofertas más competitivas. Por lo tanto, el abastecimiento de energía es función de los resultados de la casación del Operador del Mercado.

Las áreas productoras de energía eléctrica, en Cantabria, se encuentran en zonas bien definidas territorialmente, como indica la figura 5.3.



VIESGO.

Figura 5.3. Distribución de la generación hidráulica en Cantabria.

En las zonas sur y oeste, se ubican la casi totalidad de las principales centrales hidroeléctricas, utilizando la cuenca del río Nansa que alimenta a las centrales de Peña Bejo, Rozadío, Celis y Herrerías, pertenecientes a Saltos del Nansa, S.A., con una potencia instalada de 42,6 MW y una producción total bruta de 135.185 MWh. El embalse de Alsa, perteneciente a Viesgo, que dispone de un depósito superior de 10 Hm<sup>3</sup> de capacidad y una energía de 7 GWh, alimenta a las centrales de Aguayo y de Torina, con una potencia instalada de 354,4 MW y una producción total bruta de 452.102 MWh.



Figura 5.4. Salto de Aguayo (vista del depósito superior).

Las centrales de Bárcena y Urdón, alimentadas por las cuencas del Besaya y Urdón, respectivamente, también pertenecientes a Viesgo, tienen una potencia instalada de 8.672 kW y una producción bruta de 25.297 MWh.

Por último, en la zona oeste, en el límite con el País Vasco, se ubican las centrales hidroeléctricas de Guriezo Superior e Inferior, pertenecientes a Iberdrola, S.A. con una potencia total instalada de 3.480 kW y una producción total bruta de 2.506 MWh.

En la tabla 5.1 se recogen las empresas productoras de energía eléctrica en la Comunidad Autónoma, así como el número y tipo de centrales propiedad de cada una de ellas, incluyendo las potencias instaladas y su producción bruta.

Tabla 5.1. Generación de energía eléctrica en Cantabria.

Propietario/Central	Información a 31/12/2000			
	Año	Clase de Central	Potencia Instalada (MW)	Producción Bruta (MWh)
<b>Viesgo</b>				
Bárcena	1911	HF	2,72	7.629
Urdón	1910	HF	5,95	17.668
Torina	1921	HF	15,2	31.745
Aguayo	1966	BP	339,2	420.357
<b>Iberdrola</b>				
Guriezo Inferior	1924	HR	2,32	1.793
Guriezo Superior	1924	HR	1,16	713
<b>Ciener</b>				
La Gándara	1913	HF	5,38	20.822
Salto de pie de Presa Emb. Ebro	1995	HR	5,58	9.158
<b>Ntra. Sra. de Las Caldas</b>				
La Emiliana	1991	HF	1,3	3.587
<b>Saltos del Nansa</b>				
Peña de Bejo	1947	HR	15,8	48.713
Rozadío	1946	HR	11,8	37.839
Celis	1952	HR	7	24.949
Herrerías	1948	HR	8	23.684
<b>Centrales de menos de 1 MW</b>			0,27	
HF.... Hidroeléctrica Fluyente				
BP.... Bombeo a Presión				
HR.... Hidroeléctrica de Regulación				

CNE.

La potencia total instalada por las empresas autoproductoras es de 273,2 MW, con una producción total bruta es de 695 GWh. En la tabla 5.2, se relacionan las empresas autotransformadoras de Cantabria.

Tabla 5.2. Autoprodutores en Cantabria (excepto hidráulicas).

Titular	Central	Potencia (MW)	Combustible	Puesta en marcha
Andía Lácteos	Andía	4,460	Gas Natural-Propano	13/10/98
Aspla Plásticos Españoles, S.A.	Central de Aspla	2,000	Gas Natural-Propano	3/12/01
Cerámica de Cabezón, S.A.	Cerámica Cabezón	0,997	Gas Natural-Propano	14/3/97
Ferroatlántica, S.L.	Boo de Guarnizo	6,020	Fuel-Gasoil	8/1/96
Granja la Luz Gen, S.A.	Granja la Luz	6,426	Fuel-Gasoil	7/8/97
H. Univ. Marqués Valdecilla	Marqués de Valdecilla	1,600	Fuel-Gasoil	15/10/97
Hispavic Ibérica, S.L.	Solvay	46,765	Carbón	16/8/49
Biomeruelo de Energía, S.A.	Meruelo	1,638	R. Sólidos Urbanos	21/1/98
Proenercan, S.L.	Proenercan	2,000	Gas Natural-Propano	28/2/97
Repsol Química, S.A.	Cogeneración 75,7	41,400	Gas Natural-Propano	27/12/00
Repsol Química, S.A.	Gajano	4,340	Fuel-Gasoil	12/7/95
Sniace	Sniace	22,000	Carbón	1/10/93
Sniace Cogeneración	Sniace (Bis)	68,320	Gas Natural-Propano	19/2/01
Sdad. Nestlé. AEPA	Nestlé	4,800	Gas Natural-Propano	5/6/94
Solal Cogeneración	Solvay II	42,000	Gas Natural-Propano	27/11/98
Tejerías La Covadonga	La Covadonga	0,625	Gas Natural-Propano	6/7/92
Textil Santanderina, S.A.	Textil Santanderina	4,500	Gas Natural-Propano	8/11/96
Turbivor, S.L.	Biomeruelo II	1,000	Biomasa	1/2/00

CNE.

### 5.3.1. Generación ordinaria

Desde un punto de vista técnico se define la potencia instalada como la máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de bornes del alternador. Asimismo, los generadores que reciben el calificativo de generación ordinaria están obligados a ofertar en el mercado de producción, excluidos los inferiores a 50 MW, que pertenecen al régimen especial. La tabla 5.3 muestra la distribución de la potencia instalada del régimen ordinario en Cantabria.

Tabla 5.3. Distribución de la potencia instalada en Cantabria en el régimen ordinario.

	Potencia Instalada (MW)		
	2000	2001	2002
Hidráulica	363	389	389
Nuclear	0	0	0
Carbón	0	0	0
Fuel/gas	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>363</b>	<b>389</b>	<b>389</b>

REE.

### 5.3.2. Generación especial

Pertenecen al régimen especial aquellas instalaciones generadoras abastecidas por fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración, que reciben un tratamiento económico especial. Estas instalaciones están acogidas a los Reales Decretos 2366/1994 de 9 de diciembre y 2818/1998 de 23 de diciembre; sus datos se resumen en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Distribución de la potencia eléctrica instalada en Cantabria en régimen especial.

	Potencia Instalada (MW)		
	2000	2001	2002
Hidráulica	60	60	60
Eólica	0	0	0
Biomasa	1	1	1
Residuos Sólidos Industriales	0	0	0
Residuos Sólidos Urbanos	2	2	2
Solar	0	0	0
<b>Total renovables</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>63</b>
Calor residual	0	0	0
Carbón	69	69	69
Fuel-gasoil	12	12	12
Gas de refinería	0	0	0
Gas natural	59	128	204
<b>Total no renovables</b>	<b>140</b>	<b>209</b>	<b>285</b>
<b>Total</b>	<b>203</b>	<b>272</b>	<b>348</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>--</b>	<b>34,0</b>	<b>28,0</b>

REE.

Dentro del régimen especial debe considerarse la energía adquirida, que es la efectiva entregada al sistema eléctrico, excluyendo la producción destinada al autoconsumo.

Teniendo en cuenta que los peajes de transporte no son asumidos por los generadores y que no incluyen tampoco las distancias recorridas por las energías transportadas, los puntos de implantación de las nuevas centrales son escogidos libremente, aprovechando las facilidades y los costos relacionados con los emplazamientos, sin tener en cuenta las necesidades de la demanda.

Como la generación es una actividad liberalizada, dependerá fundamentalmente de las decisiones que puedan adoptar libremente los agentes del mercado. En el caso de las centrales acogidas al régimen especial, dependerá también de la regulación económica específica que determine el Gobierno Central.

Por otra parte, algunas de las centrales eléctricas que utilizan energías renovables aportan, en general, una garantía de potencia relativamente reducida, por el carácter aleatorio de los recursos utilizados -agua, viento y sol-, siendo necesario disponer de potencia de reserva en otros tipos de centrales para garantizar el suministro de energía eléctrica.

En la tabla 5.5, se resumen la energía adquirida en Cantabria en régimen especial.

Tabla 5.5. Energía adquirida en Cantabria en régimen especial.

	<i>Energía (GWh)</i>		
	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Hidráulica	185	228	195
Eólica	0	0	0
Biomasa	6	7	7
Residuos Sólidos Industriales	0	0	0
Residuos Sólidos Urbanos	7	7	7
Solar	0	0	0
<b>Total renovables</b>	<b>198</b>	<b>242</b>	<b>209</b>
Calor residual	0	0	0
Carbón	103	94	97
Fuel-gasoil	5	6	442
Gas de refinería	0	0	0
Gas natural	382	528	361
<b>Total no renovables</b>	<b>490</b>	<b>628</b>	<b>900</b>
<b>Total</b>	<b>688</b>	<b>870</b>	<b>1.109</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>--</b>	<b>26,5</b>	<b>27,5</b>

REE.



Figura 5.5. Vista de una minicentral hidráulica en el río Besaya (Las Caldas).

Independientemente de los resultados de la casación que resulta en el mercado mayorista de energía eléctrica peninsular, la potencia instalada en las centrales debería permitir el mantenimiento, todos los años, de un cierto equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, tanto en términos de potencia como de energía. En este sentido, Cantabria es una comunidad deficitaria; en la tabla 5.6, se resume el balance energético de la región en términos eléctricos.

Tabla 5.6. Balance energético de la región en términos eléctricos.

Balance energético (GWh)	1998	1999	2000	2001	2002
Producción Hidráulica	325	388	462	455	557
Consumo Bombeo Hidráulico	-361	-455	-579	-572	-698
Régimen Especial	399	717	695	1.378	1.508
Interconexión Exterior (importación)	-2.747	-2.640	-2.825	-2.972	-2.768
<b>TOTAL</b>	<b>-2.384</b>	<b>-1.990</b>	<b>-2.247</b>	<b>-1.711</b>	<b>-1.401</b>

VIESGO.

## 5.4. La red de transporte

Las redes de transporte tienen como finalidad la transmisión de la energía eléctrica procedente del conjunto de la generación, y también de los intercambios entre los sistemas eléctricos de otros países, para poder alimentar el sistema de distribución y el suministro de los usuarios.

Según la Ley 54/97 del sector eléctrico, la red de transporte está constituida por los siguientes elementos:

- Las líneas de tensión de 400 y 220 kV.
- Los parques y las subestaciones de 400 y 220 kV.
- La transformación 400/220 kV.
- Las líneas de interconexión internacional, independientemente de la tensión.

La red de transporte está sometida a un proceso de planificación no indicativa, que se desarrolla por el Estado con la participación de las Comunidades Autónomas.

En Cantabria, en la actualidad, sólo hay un punto de conexión a la red de 400 kV, -ubicado en Aguayo, Término Municipal de San Miguel de Aguayo-, donde se transforma a 220 kV, siendo la capacidad del transformador de 400 MVA, inferior a la máxima demandada en nuestra región.

La tabla 5.7 resume la información más importante relativa a esta línea de transporte, propiedad de Red Eléctrica de España (REE). Su capacidad estacional se indica en la tabla 5.8.

Tabla 5.7. Información de la línea de transporte de energía de 400 kV entre Aguayo y la Velilla.

Origen de la Línea	Final de la Línea	Año de Alta	Nº Circuitos	km Circuito
Aguayo	Velilla	1986	1	82,4

Aproximadamente 28 km de línea en Cantabria.

REE.



Figura 5.6. Vista de la subestación de Astillero.

Tabla 5.8. Capacidad de la infraestructura de transporte en 400 kV entre Aguayo y la Velilla.

<b>Capacidad de transporte (MVA)</b>				
<b>Línea</b>	<b>Invierno</b>	<b>Primavera</b>	<b>Verano</b>	<b>Otoño</b>
Aguayo-Velilla	1.310	1.150	930	1.030
Estaciones eléctricas: INVIERNO: noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo. PRIMAVERA: abril y mayo. VERANO: junio, julio y agosto. OTOÑO: septiembre y octubre.				

REE.

Las restantes interconexiones, con el resto de autonomías, se realizan a un nivel de 220 kV; las líneas de 220 kV, propiedad de REE, se indican en la tabla 5.9.

Tabla 5.9. Líneas de transporte de energía en 220 kV, propiedad de REE.

<b>Origen de la Línea</b>	<b>Final de la Línea</b>	<b>Año de Alta</b>	<b>Nº Circuitos</b>	<b>km Circuito</b>
Aguayo	Penagos 1	1992	1	31,1
Aguayo	Penagos 2	1997	1	44,6
Aguayo	Garoña	1997	1	90,5
Penagos	Puente San Miguel	1978	1	25
Puente San Miguel	Siero 1	1956	1	139,5
Puente San Miguel	Siero 2	1971	2	138,5

REE.

Tabla 5.10. Datos de capacidad de las líneas de transporte de 220 kV.

Capacidad de transporte de las líneas de 220 kV (MVA)				
Líneas	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Aguayo-Penagos 1	720	650	610	610
Aguayo-Penagos 2	460	450	440	440
Aguayo-Garóña	350	340	310	320
Penagos-P. San Miguel	350	340	330	330
P. San Miguel-Siero 1	350	340	330	330
P. San Miguel-Siero 2	350	340	330	330

REE.

De acuerdo con la tabla 5.9, puede observarse que la interconexión con Asturias (Siero), se realiza con dos líneas, una de simple y otra de doble circuito, desde la subestación de Puente San Miguel, mientras que la interconexión con Castilla-León (Garóña), se realiza con una línea de simple circuito, desde la subestación de Aguayo. La tabla 5.10, resume los datos de capacidad de transporte de las líneas de REE, de acuerdo con las estaciones eléctricas. La tabla 5.11 indica las líneas de 220 kV, propiedad de Viesgo.

Tabla 5.11. Líneas de 220 kV propiedad de Viesgo.

Origen de la línea	Final de la línea	Tipo	Nº Circuitos	km Circuito
Subestación de Aguayo	Puente San Miguel	Aérea	1	28,8
Central de Aguayo	Subestación de Aguayo	Aérea	2	3,2
El Astillero	Boo	Aérea	1	2,44
Cacicedo	GSW	Aérea	1	1,606
Cillamayor	Mataporquera	Aérea	1	8,012
Guardo	Cillamayor	Aérea	1	50,788
Mataporquera	Aguayo	Aérea	1	32,3
Penagos	Astillero	Aérea	2	7,68
Penagos	Cacicedo	Aérea	1	14,408
Cacicedo	GSW	Subterránea	1	0,463

REE.

De forma equivalente, la tabla 5.12 recoge la capacidad de las líneas de transporte, de acuerdo con las estaciones eléctricas.

Tabla 5.12. Capacidad estacional de las líneas de 220 kV de Viesgo.

Capacidad de transporte de las líneas de 220 kV (MVA)				
Líneas	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Cacicedo-GSW	369	369	330	369
Aguayo-P.San Miguel	304	304	304	304
Mataporquera-Aguayo	304	304	304	304
Astillero-Boo	152	152	152	152
Penagos 1 y 2-Astillero	304	304	304	304
Astillero-Repsol Química	152	152	152	152
Penagos-Cacicedo	369	369	330	369
Cillamayor-Mataporquera	152	152	152	152

REE.

En la figura 5.7 se muestra un mapa con la distribución de líneas de 400 y 220 kV ubicadas en la comunidad de Cantabria.

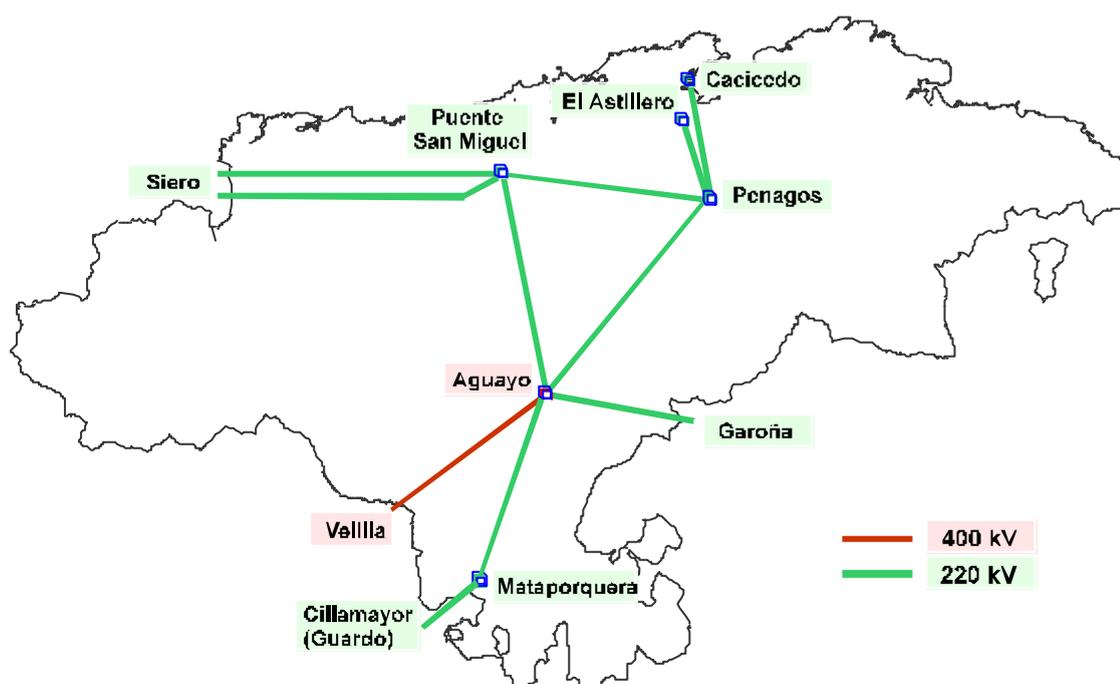


Figura 5.7. Situación de las líneas de 220 y 400 kV en Cantabria.

## 5.5. La red de distribución

En Cantabria se suministra la energía eléctrica, a través de cuatro subestaciones que marcan la frontera entre las redes de transporte y de distribución:

- Mataporquera.
- Puente San Miguel.
- El Astillero.
- Cacicedo.

La subestación de Mataporquera consta de dos transformadores de 220/132 kV de 150 MVA, que alimentan la zona sur de Cantabria, teniendo como núcleo principal Reinosa y el Valle de Campoo. La de Puente San Miguel, tiene dos transformadores de 220/55 kV de 180 MVA, que suministran a las zonas Occidental y Central de nuestra región, siendo las poblaciones más importantes, Cabezón de la Sal, Torrelavega y su zona de influencia, así como la franja costera de Comillas hasta Suances. La subestación de Astillero, también tiene dos transformadores de 220/55 kV de 180 MVA, abasteciendo la zona Oriental, que incluye, entre otras, las poblaciones de El Astillero, Santoña y Laredo. Finalmente Cacicedo, con un transformador de 220/55 kV de 180 MVA, suministra a Santander y su zona de influencia.

### 5.5.1. Estructura y características

Las redes de tensión inferior a 220 kV son consideradas de distribución, dentro de las cuales se incluyen las de subtransporte de media y baja tensión, que no están sometidas a la planificación del Estado.



Figura 5.8. Vista de la red de distribución de 55 kV a su paso por Cacicedo.

Las redes de subtransporte, son de tensiones inferiores a 220 kV y superior a 36 kV. Pese a esta circunstancia, por la necesaria vinculación entre las redes de transporte y distribución para asegurar la correcta alimentación del mercado, hace falta coordinar su

desarrollo. De hecho, a veces resulta difícil distinguir, funcionalmente, la red de transporte de la de subtransporte, ya que ambas hacen funciones idénticas y son explotadas, en términos generales, de manera similar.

En Cantabria la red de transporte se corresponde con el nivel de tensión de 220 kV, mientras que el resto de tensiones, hasta 1 kV, constituyen la Red de Distribución.

La Red de Distribución está formada por una estructura que se puede denominar de reparto a niveles de tensión de 132 y 55 kV. Esta red se caracteriza por diseñarse y planificarse con criterios semejantes a la de transporte, puesto que su objetivo es la obtención de alternativas de suministro en las zonas o núcleos de demanda.

Tabla 5.13. Características de las líneas de Distribución de 132 kV.

Origen de la Línea	Final de la Línea	Tipo	Nº Circuitos	km Circuito
Arenas	Urdón	Aérea	1	25,1
Camarmeña	Urdón	Aérea	1	14,307
Mataporquera	Aguilar	Aérea	1	14,56
Mataporquera	Naval	Aérea	1	12,38
Mataporquera	Osorno	Aérea	1	57,89
Mataporquera	Reinosa	Aérea	2	12,673
Peña de Bejo	Guardo	Aérea	1	70
Urdón	La Hermida	Aérea	1	0,25
Urdón	Reinosa	Aérea	2	73,58
Urdón	Puente San Miguel	Aérea	1	52,4
<b>TOTAL</b>			<b>12</b>	<b>333,14</b>

REE.

En la tabla 5.13 se indican las líneas de 132 kV en Cantabria, pertenecientes a Viesgo. La interconexión entre estas redes se realiza mediante las subestaciones que se reflejan en la tabla 5.14.

Tabla 5.14. Subestaciones Transformadoras a 132 kV.

Nombre	Municipio	Salidas líneas
La Hermida	Peñarrubia	1
Mataporquera	Valdeolea	4
Puente San Miguel	Reocín	1
Reinosa	Reinosa	2
Urdón	Peñarrubia	5

REE.

La red de distribución de 55 kV es bastante más extensa que la anterior, en cuanto a longitudes de línea y estaciones transformadoras.

Tabla 5.15. Subestaciones y Redes de Distribución a 55 kV.

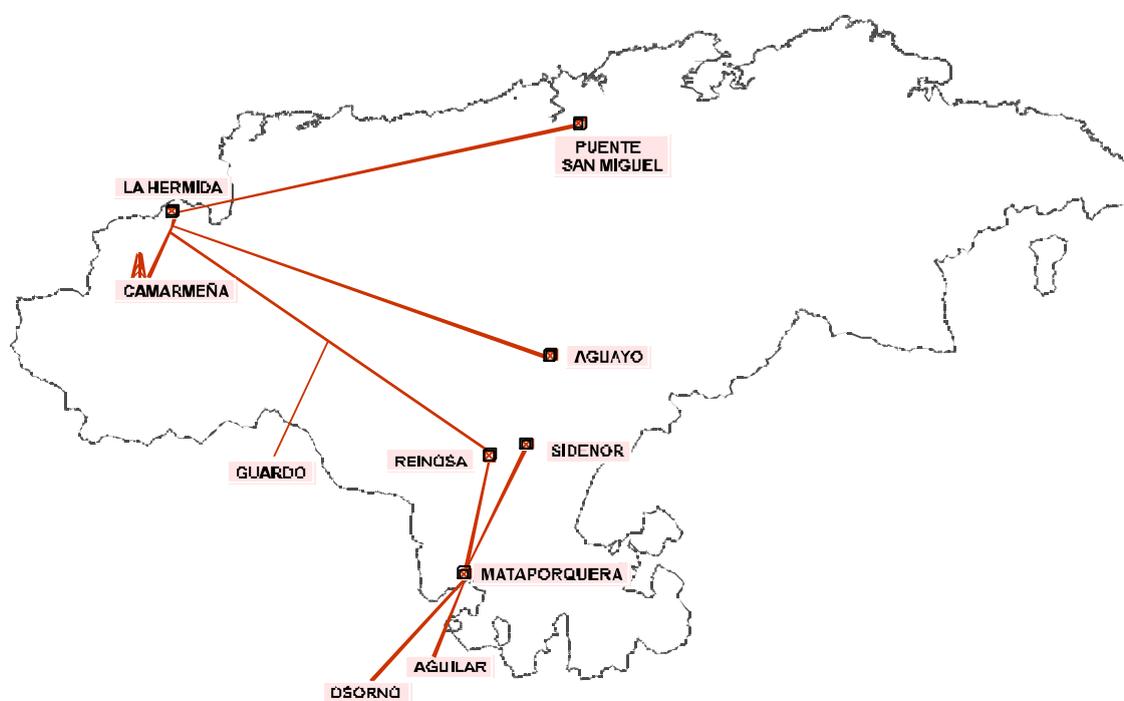
Empresa	Tipo	km	Subestaciones.	Trafos	Potencia (MVA)
Viesgo	Aéreo	591,5	29	49	841,2
Viesgo	Subterráneo	11,1			
RENFE	Aéreo	55,7	4	4	17,6
FEVE	--	--	1	3	3,25

REE.

En la tabla 5.15, se resumen las características de las redes a 55 kV, así como los tipos de líneas, número de subestaciones y transformadores, incluida la potencia instalada.

En el mapa de la figura 5.9, se puede observar que esta red de distribución de energía eléctrica, tan implantada, mallada y extensa, pretende disponer de diversas alternativas para poder resolver, de forma adecuada, la alimentación del mercado de nuestra región, siguiendo como principios básicos, los siguientes:

- Garantizar la cobertura de la demanda del mercado eléctrico, aplicando los criterios técnicos de seguridad de abastecimiento, de forma homogénea en todo el territorio.
- Posibilitar la incorporación eficiente de nuevos grupos productores al sistema.
- Mejorar la seguridad del abastecimiento del mercado, de manera que la potencia no servida en la hora punta del sistema no supere un nivel determinado.
- Reducir las pérdidas en las redes de transporte, transformación y distribución.
- Seleccionar opciones de refuerzo de la red que, siendo razonables, procuren minimizar el impacto ambiental.



VIESGO.

Figura 5.9. Redes de Distribución a 132 kV.

La evaluación del comportamiento del sistema -parque de generación y red-, en situaciones de normalidad -en ausencia de fallos- y de carencia de disponibilidad de algunos elementos, permite determinar la necesidad de reforzamiento de la red.

La idoneidad de la red se comprueba mediante el análisis de reparto de cargas, que ha de tener en cuenta la red de transporte -a 220 kV- y subtransporte regional -a 132 y 55 kV- así como también las más próximas del sistema peninsular.

Esta comprobación permite conocer las saturaciones previstas en líneas y transformadores y los niveles de tensión en las barras de las subestaciones. Como indicador del grado de seguridad de cobertura de la potencia punta, la simulación de carencia de disponibilidad, dará como resultado la Potencia No Servida (PNS).

RENFE es uno de los grandes consumidores de energía eléctrica, con una importante infraestructura en Cantabria de más de 50 km de línea aérea a 55 kV, y unos 35 km a 30 kV, con subestaciones, de relación 55/3 kV, en Guarnizo, Torrelavega-Sierrapando, Las Fraguas y Bárcena, y de 30/3 kV en Reinoso y Mataporquera, siendo su potencia total instalada de 17,6 MVA. Por otro lado, FEVE con una estación transformadora en Puente San Miguel de 55/3 kV y otras dos de 12/3 kV, ubicadas en Santander y Orejo, tiene una potencia total instalada de 8.950 kVA y un consumo de energía eléctrica que, en el año 2002, superó los 8 GWh. Todas las subestaciones de FEVE están alimentadas por líneas propiedad de Viesgo.

La red eléctrica de distribución es la más próxima a los consumidores y, por consiguiente, la de competencia natural del Gobierno de Cantabria. Las redes de media y baja tensión requieren un volumen muy importante de inversiones, si bien de menor cuantía que las de alta tensión a causa de sus dimensiones, implican un esfuerzo considerable de las compañías distribuidoras, por el elevado número de actuaciones que necesitan y porque comportan un mayor impacto sobre el territorio. Es de resaltar el papel de estas instalaciones en cuanto a la continuidad del suministro, ya que la red de media tensión es responsable del 85% de la duración de las interrupciones que padecen los consumidores.

### **5.5.2. Plan de electrificación Rural**

El Plan de Electrificación Rural (PER) desarrollado en esta Comunidad, durante las dos últimas décadas, por el Gobierno Autonómico y las Compañías Eléctricas, supuso un gran esfuerzo, puesto que la orografía de esta región lo requería, contribuyendo de manera importante al equilibrio territorial de Cantabria, llevando la energía eléctrica a los pequeños núcleos de población y a viviendas aisladas y, por lo tanto, ayudando a mejorar las condiciones de vida en el medio rural.

El PER comienza como un complemento del Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER) que, desde 1977, se venía elaborando en España y cuyo inventario de actuaciones para Cantabria era muy limitado y no se preveía que pudiese alcanzar los objetivos generales que se proponían. El PLANER, que se había iniciado a su vez como un mandato de la Disposición Final undécima de la Ley del III Plan de Desarrollo Económico y Social de 15 de junio de 1972, establecía para Cantabria un diagnóstico acertado en los siguientes aspectos:

- Número de habitantes sin energía eléctrica: 1,3%.
- Redes de baja tensión en estado ruinoso y con mínima capacidad de reserva.
- Número de Centros de Transformación insuficientes, de escasa potencia, y en mal estado.
- Subestaciones y líneas de media tensión en situación precaria.

Las inversiones planificadas a nivel nacional resultaron insuficientes, máxime teniendo en cuenta la especial orografía y dispersión de los edificios en los que se asentaban las explotaciones ganaderas que constituían la principal fuente de recursos de la población rural de Cantabria.

La entrada de España en la Comunidad Económica Europea, hizo que fuese urgente la necesidad de adoptar medidas complementarias a las del PLANER, para poder mejorar la competitividad de dichas actividades rurales al dotarles, entre otras cosas, de la infraestructura energética adecuada.

Todo esto dio lugar a la aparición del Plan de Electrificación de Cantabria (PEC), que recogía todas las actuaciones consideradas como necesarias según un inventario realizado, en 1980, por la propia Comunidad con la participación efectiva de las Compañías Eléctricas existentes, en aquel momento en nuestra región.

El Plan de Electrificación estableció para Cantabria, en el año 1982, un presupuesto de 12.000 millones de pesetas (72 millones de euros) con un plazo de ejecución de ocho años, por lo que debería haberse concluido en 1990. Sin embargo, la desaparición del PLANER en 1989 y la paralización del PER en 1990, impidió su finalización. En 1995, el Gobierno Regional decide la continuación del mismo, que se concluye en 1999.

En esta última fase se contemplaron las actuaciones no realizadas por el PLANER y el PEC, y se decidió hacer una puesta en igualdad de condiciones para todos los municipios, que pretendía compensar el desigual efecto producido por el largo plazo de ejecución del PEC y las actuaciones de otros planes. En este sentido, citar como ejemplo, que aquellos municipios con actuaciones muy tempranas, si bien disfrutaron antes del servicio, tuvieron que esperar hasta el final para poder completar la electrificación de aquellas zonas donde no existía infraestructura civil para la instalación de transformadores y otros elementos de operación del sistema.

### ■ *Fases de ejecución del Plan de Electrificación de Cantabria*

#### *1ª Etapa. 1982 – 1987.*

El comienzo del PEC tiene su origen en el año 1982. La construcción se ceñía a unas normas pactadas en los convenios firmados con las Compañías Eléctricas que determinaban los criterios de extensión de las redes, y que, a la postre, se concretan en unos coste máximos de obra por edificio según el uso del mismo. Además, según la demanda eléctrica prevista, las instalaciones se dimensionaban de forma que existiera una holgura de reserva para usos futuros. Durante el período comprendido entre los años 1987-1995, este Plan se encontró paralizado.

#### *2ª Etapa. 1999 – 2000.*

Durante esta etapa se acerca este servicio, fundamentalmente, a zonas más aisladas y remotas que en la primera fase, en la que no se pudieron abordarse por carencias de otras infraestructuras (como las viales), que también se estaban desarrollando en ese momento en la Región.

Esta etapa, con relación a las anteriores, incluía en sus normas de actuación, como novedad importante, la posibilidad de que los particulares pudieran complementar los importes máximos de las subvenciones pactadas entre la Administración y las Compañías Eléctricas, facilitando el suministro a las zonas aisladas y menos rentables.

3ª Etapa. 2001 – 2003.

Finalmente se pretende mejorar esta infraestructura eléctrica de forma que se incremente la calidad de suministro en base a disponer de alternativas de suministro ante averías.

De la misma forma, mediante el soterramiento de la infraestructura eléctrica aérea en determinados núcleos singulares de la Región, se da un gran paso para la conservación del patrimonio cultural y artístico del mundo rural de Cantabria, al mejorar su estética con la eliminación de los cables.

En la tabla 5.16 se resume el Plan de Electrificación Rural de Cantabria, tanto desde el punto de vista de las instalaciones.

Tabla 5.16. Plan de Electrificación Rural de Cantabria.

Línea de MT (km)	Red de BT (km)	Centros de transformación	Clientes afectados
1.689	4.162	1.979	184.628

Consejería de Ganadería, Agricultura y Pesca del Gobierno de Cantabria.

### 5.5.3. Red de distribución de media tensión

La red de distribución de media tensión, utilizada en Cantabria, tiene asignados los siguientes niveles de tensión: 30 kV, 13,2 kV y 12 kV.

El nivel de tensión correspondiente a 30 kV es utilizado, tanto por Viesgo como por Iberdrola; en la tabla 5.17, se muestran las centrales transformadoras a 30 kV, distribuidas por empresas y municipios, así como la potencia instalada en cada una.

Tabla 5.17. Centrales Transformadoras de 30 kV.

Empresa	Nombre	Municipio	Tensiones (kV)	Potencia (MVA)	Circuitos
E. Viesgo	Brañavieja	Hdad. Campoo de Suso	30/12	12	1
E. Viesgo	La Hernida	Peñarrubia	30/12	1	1
E. Viesgo	Ojedo	Cillorigo Castro	30/12	8	1
E. Viesgo	Polientes	Valderredible	30/12	5	--
E. Viesgo	Reinosa	Reinosa	30/12	24	6
E. Viesgo	Urdón	Peñarrubia	30/12	6	2
E. Viesgo	Valdeolea	Valdeolea	30/12	5	1
E. Viesgo	Mataporquera	Mataporquera	30/12		8
Iberdrola	Castro Urdiales	Castro Urdiales	30/13	6	3
Iberdrola	Ontón	Castro Urdiales	30/13	3	3
Iberdrola	La Plana	Castro Urdiales	30/13	12	6
Iberdrola	Guriezo Inferior	Guriezo	30/13	3	1

VIESGO E IBERDROLA.

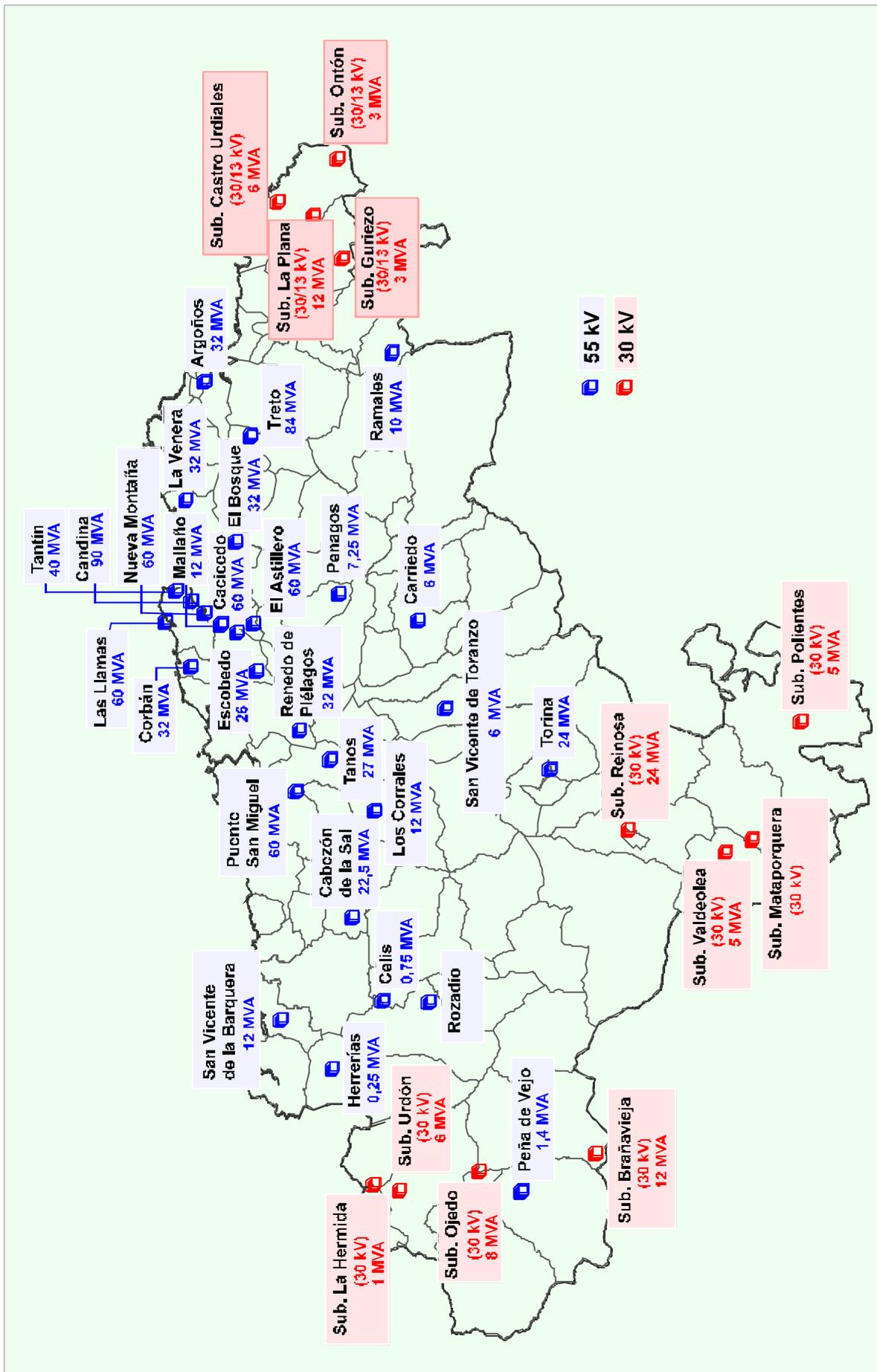


Figura 5.10. Situación geográfica de las estaciones transformadoras de 55 y 30 kV.

En la figura 5.10, se puede apreciar, la situación geográfica de las estaciones transformadoras de 55 y 30 kV; estas últimas se pueden considerar como intermedias entre las Subestaciones de 55 kV y los Centros de Transformación, tanto de intemperie como de caseta, que se utilizan para el suministro de energía en baja tensión.

Del resto de niveles de tensión, el correspondiente a 12 kV, es el que emplea Viesgo, mientras que el nivel 13,2 kV es el utilizado por Iberdrola, en la Zona Oriental de Cantabria. Estos niveles son utilizados por las respectivas empresas eléctricas para alimentar sus centros de transformación y, para así, suministrar la energía eléctrica en baja tensión.

En las zonas urbanas, esta red de distribución es, prácticamente, en su totalidad subterránea, cumpliendo las normas de construcción y seguridad de acuerdo al reglamento vigente.

- Tendidos de cables directamente en zanja.
- Tendidos dentro de tubos enterados.

En Cantabria existen más de 4.000 kilómetros de redes de distribución de media tensión en sus tres niveles de tensión, anteriormente mencionados llegando, de esta forma, a todas las poblaciones que conforman el mapa de la región y disponiendo, en cada una, de una red de distribución de media tensión. En la tabla 5.18 se resume la distribución de la red de media tensión, según el tipo de tendido, su tensión y longitud.

Tabla 5.18. Redes de distribución de media tensión.

Empresa	Red de distribución de media tensión		
	Tipo	Tensión (kV)	Longitud (km)
Viesgo	Aéreo	30	281,9
Viesgo	Subterráneo	30	2
Viesgo	Aéreo	25	3
Viesgo	Aéreo	12	2.749
Viesgo	Subterráneo	12	530,9
Iberdrola, S.A.	Aéreo	30	50,5
Iberdrola, S.A.	Subterráneo	30	1,7
Iberdrola, S.A.	Aéreo	13,2	260*
Iberdrola, S.A.	Subterráneo	13,2	120*

\* Valor estimado.

VIESGO.

#### 5.5.4. Red de distribución de baja tensión

En la tabla 5.19 se recoge un resumen de las magnitudes correspondientes a las redes de baja tensión en la Comunidad de Cantabria, así como el número de centros de transformación y potencia instalada, según datos facilitados por las compañías eléctricas.

Tabla 5.19. Centros de transformación y redes de baja tensión.

Empresa	Centros de transformación		Redes de baja tensión
	Unidades	Potencia (MVA)	Longitud (km)
Viesgo	4.157	920	7.448
Iberdrola	168	41	350*

\* Valor estimado.

VIESGO, IBERDROLA y elaboración propia.

### 5.5.5. Revendedores de energía eléctrica

En la zona occidental de Cantabria están ubicadas un pequeño grupo de empresas revendedoras de energía eléctrica, todas de carácter familiar. A continuación, se incluye una reseña de algunas.

■ **Electra del Nansa, S.L.:** Término Municipal de Polaciones.

Fundada por Doña María Gutiérrez Fernández y familia pasó, posteriormente, a su hijo D. Manuel Torre Gutiérrez. A partir de un molino de molturación de grano de su propiedad situado en La Bolera Vieja de Puente Pumar (Polaciones), aprovechando las aguas del río Nansa.

El proyecto fue realizado por el Ingeniero de Montes D. Luis Dubany, presentado el 29 de diciembre de 1930, con las siguientes características más significativas:

- Caudal concedido de agua del río de 400 l/s.
- Presa de derivación de mampostería hidráulica de 3,22 metros.
- Canal de conducción de 65,98 metros hasta la turbina, más 28,6 m de desagüe.
- Desnivel bruto: 4,78 metros.
- Casa de máquinas para turbina, maquinaria y molino.
- Turbina tipo Francis -de Corcho hijos- de eje horizontal.
- Potencia en el eje de la turbina: 17 HP.
- Generador de corriente alterna trifásica.
- Transformador elevador de 10 kVA.
- Transformadores de 3000/125 V.
- 358 postes de madera.
- 30.500 metros de alambre de cobre de 3 mm para las líneas de AT.
- 20.000 metros de alambre de cobre de 2 mm para las líneas de BT.
- Coste presupuestado total: 56.192,76 pesetas.

La concesión data del 7 de Septiembre de 1932 y la recepción de las obras del 24 de Julio de 1935.

Los pueblos y barrios del Municipio de Polaciones a los que suministraba, inicialmente, energía eléctrica eran: Puente Pumar, Uznayo, Tresabuela, Lombraña, La Laguna, Pejanda, San Mames, Belmonte, Santa Eulalia, Salceda y Cotillos.

Al ir aumentando el número y consumo de los abonados y con la aparición de los primeros electrodomésticos, la producción de la central se hizo insuficiente, por lo que se procedió a la adquisición de energía a Saltos del Nansa S.A., para lo que se instaló una línea eléctrica desde el embalse de la Cohilla a la central original, dejando ésta de producir.

Los postes de madera originales y los transformadores, fueron renovados prácticamente en su totalidad entre 1970 y 1975, con la colaboración de los Organismos Oficiales, del Ayuntamiento y de los vecinos.

En 1997, mediante un Convenio suscrito entre Electra del Nansa y el Gobierno de Cantabria, dentro del Plan de Electrificación Rural, se efectuó la renovación total de las instalaciones, colocando columnas metálicas en las líneas de alta, postes de hormigón en las de baja y transformadores de potencia suficiente para el futuro servicio, ampliando la distribución a algunas cabañas situadas fuera de los núcleos rurales.

En 1998, para acomodarse a la nueva reglamentación eléctrica, la empresa se convirtió en Sociedad Mercantil, pasando a denominarse Electra del Nansa, S.L.

En la actualidad se da suministro eléctrico a todo el valle de Polaciones, que comprende los pueblos y barrios indicados anteriormente, además de Callecedo, Carreceda, El Trece y varias cabañas situadas fuera de los núcleos de población.

La potencia contratada por los clientes es de 974 kW, con un consumo anual de 435 MWh.

#### ■ *Electra la Molina S.L.*

Con sede en el Término Municipal de Rionansa, fue fundada en el año 1911, como empresa productora y distribuidora de energía eléctrica, disponiendo para ello de un pequeño salto de 92 metros de altura, con un alternador monofásico de 10 kVA. En la actualidad, su única actividad es la distribución eléctrica, en baja tensión, de Celis, Puentenansa, Celucos, Riclones, Obeso, Pedreo, Cabrojo y de los Barrios de: Arenas, La Cotera, Bárcenas y La Brezosa, todos ellos perteneciente al Municipio de Rionansa.

La potencia contratada es de 2.315 kW con un consumo anual de 1.377 MWh.

En la tabla 5.20, se recogen los revendedores con los datos más importantes de sus instalaciones.

Tabla 5.20. Revendedores de energía eléctrica en Cantabria.

Empresas	Red de distribución Aérea en MT		Centros de transformación		R.B.T. (380/220 V)	Clientes
	Tensión (kV)	Longitud (km)	Unidades	Potencia (kVA)	Longitud (km)	Número
ElectraTudanca	12	6,7	3	450	3,2	75
Electra del Nansa S.L.	6	19	14	860	21	353
Electra del Vendul			2	500	2,077	145
Electra la Molina S.L.	12	11,2	17	1.945	26,7	541
J.V. de Rozadío*	-	-	1	250	1,500	65
J.V. S. Sebastián de Garabandal	-	-	2	500	3,922	125
Electra Camijanes	-	-	4*	300	12	100
<b>TOTALES</b>	<b>30</b>	<b>36,9</b>	<b>43</b>	<b>4.805</b>	<b>70,399</b>	<b>1.404</b>

\* Propiedad de Garabandal, S.L.

### 5.5.6. Comercializadores

La comercialización de electricidad es una actividad que nace con la Ley 54/1997 y que se ejerce, al igual que la producción, en libre competencia.

Las empresas comercializadoras, para poder ejercer su actividad, deben de obtener la autorización administrativa correspondiente, cuyo procedimiento está contemplado en el

Título V del Real Decreto 1955/2000. Por lo tanto, son requisitos indispensables, la inscripción en el Registro Mercantil, así como el cumplimiento de las condiciones legales, técnicas y económicas que establece el Real Decreto citado.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico crea el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, con sede en el Ministerio de Economía.

Este Registro se divide en las cuatro secciones siguientes:

- Sección Primera: *Empresas Distribuidoras*.
- Sección Segunda: *Empresas Comercializadoras*.
- Sección Tercera: *Consumidores Cualificados*.
- Sección Cuarta: *Agentes Externos*.

Tanto para los comercializadores como para los distribuidores, el procedimiento de inscripción consta de una fase previa y otra de inscripción definitiva.

Primeramente, las empresas comercializadoras solamente podían comprar la energía eléctrica necesaria para sus ventas en el mercado organizado y la vendían, exclusivamente, a consumidores que habían obtenido la condición de Cualificados y a los compradores extranjeros.

A partir del Real Decreto-Ley 6/2000, se permite, a los comercializadores, adquirir electricidad en el mercado de producción, directamente a empresas vendedoras extranjeras o a productores nacionales. Esta energía puede venderse, no sólo a los consumidores, sino también a otros comercializadores o integrarse en los mercados diarios o intradiarios existentes.

En la figura 5.11 se muestra la distribución de clientes liberalizados por sectores, junto con su consumo.



ENDESA.

Figura 5.11. Distribución de clientes liberalizados. (a) Número de contratos; (b) Consumo (GWh).

## 5.6. Calidad de la energía eléctrica

La calidad de la energía eléctrica comprende varios aspectos que se resumen a continuación:

- La continuidad del suministro es el número y duración de las interrupciones del suministro en la distribución y a los clientes conectados a la red de transporte. No se

tienen en cuenta las interrupciones de tensión de corta duración, provocadas por la correcta actuación de las protecciones.

- La calidad del producto, es decir, las características de la onda de tensión.
- La indisponibilidad de las instalaciones.
- La calidad de servicio, entendida como el grado de satisfacción en el trato a los clientes.

La valoración general de la calidad de la energía eléctrica, como producto, se realiza tanto a nivel de la red de transporte como en la de distribución.

### 5.6.1. En la red de transporte

La calidad del transporte es exigible a tres niveles:

- Por punto frontera: el número de interrupciones y la duración de las mismas, no deberá superar los límites que se establezcan en las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). De igual forma, las variaciones de la frecuencia y tensión deberán estar conformes a lo dispuesto en los procedimientos de operación del sistema.
- Individual, es decir, que todas las instalaciones de la red de transporte tendrán un tratamiento individualizado en cuanto a su disponibilidad.
- Global, se mide de acuerdo a los siguientes indicadores:
  - **ENS:** la energía no suministrada al sistema, a lo largo del año, debido a interrupciones, tanto programadas, como imprevistas.
  - **TIM:** tiempo medio de interrupción medio, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos y se expresa según la ecuación:

$$TIM = \frac{HA \cdot ENS}{DA} \cdot 60$$

siendo:

- HA* horas anuales.
- ENS* energía no suministrada (GWh).
- DA* demanda anual del sistema (GWh).

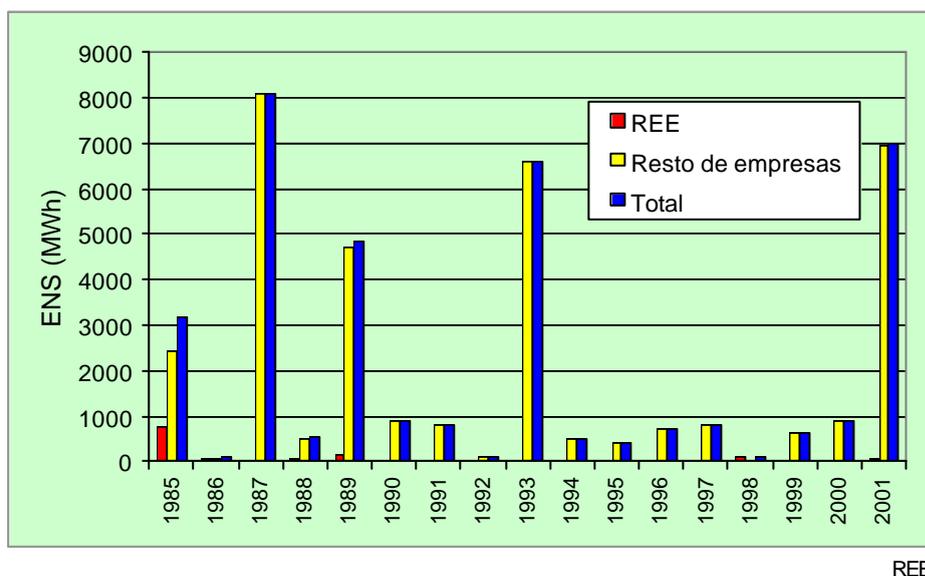


Figura 5.12. Evolución de la energía no suministrada (ENS).

REE.

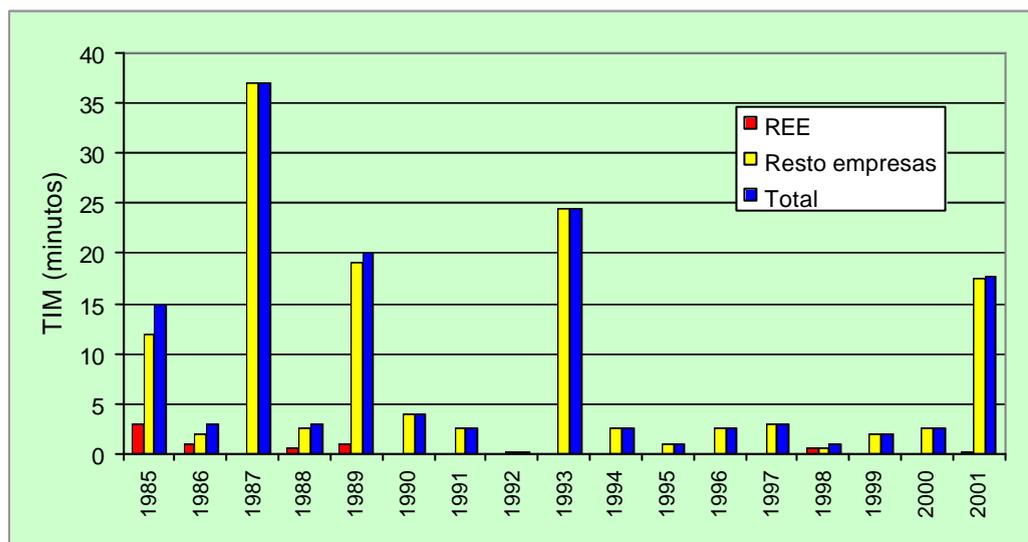
- **ID:** índice de disponibilidad total de la red de transporte, que se define por la expresión:

$$ID = 100 - II = 100 - \frac{\sum_{i=1}^n t_i PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i} 100$$

siendo:

- II* índice de indisponibilidad.
- t<sub>i</sub>* tiempo de indisponibilidad de cada elemento.
- PN<sub>i</sub>* potencia nominal de cada elemento (MW).
- T* duración del período en estudio.

En las figuras 5.12 y 5.13 se muestra la evolución de la energía no suministrada (*ENS*) y del tiempo de interrupción medio (*TIM*), en la red de transporte de Red Eléctrica, durante el período comprendido entre los años 1985 y 2001.



REE.

Figura 5.13. Evolución del tiempo de interrupción medio (TIM).

### 5.6.2. Calidad de la energía eléctrica en la red de distribución

Se define la calidad de servicio como el conjunto de características técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico, exigibles por los consumidores y por los órganos competentes de la Administración.

Para medir la continuidad del suministro en la red de distribución se utilizan los siguientes indicadores:

- **TIEPI:** es el Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i t_i}{\sum PI}$$

siendo:

- $\sum PI$  suma de la potencia instalada en los CTs y de los clientes de MT.
- $PI_i$  potencia instalada en los CTs más la contratada por clientes en MT, afectada por la interrupción  $i$ .
- $t_i$  duración de la interrupción  $i$ .
- $k$  número de interrupciones en el período considerado.

Para el cálculo del TIEPI sólo se consideran las interrupciones largas. El Percentil 80 del TIEPI es el valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los núcleos del ámbito provincial.

- **NIEPI** es el número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada en media tensión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{PI}$$

A efectos de cálculo de los índices de continuidad, se tendrán en cuenta, tanto las interrupciones programadas, como las imprevistas.

En la tabla 5.21 se muestra la evolución del TIEPI, en Cantabria, entre los años 1999 y 2002.

Tabla 5.21. Evolución del TIEPI en Cantabria entre los años 1999 y 2002.

TIEPI: horas de interrupción				
Año	1999	2000	2001	2002
Imprevistos	--	4,02	1,87	0,23
Programados	--	0,40	0,30	1,27
<b>Total</b>	<b>2,45</b>	<b>4,42</b>	<b>2,17</b>	<b>1,40</b>
Diferencia ( $\Delta\%$ )	--	80,41	-50,93	-35,48
Diferencia	--	1,97	-2,25	-0,77

VIESGO, REE y UNESA.

Desde la perspectiva de la distribución, las tablas 5.22 y 5.23 resumen los valores de TIEPI y NIEPI no previsto para los dos distribuidores más importantes ubicados en la región.

Tabla 5.22. Evolución del TIEPI y NIEPI, no previsto, en la zona de influencia de Viesgo en Cantabria, entre los años 1999 y 2002.

	<b>TIEPI IMPREVISTO (minutos)</b>	<b>NIEPI IMPREVISTO</b>
Año 1999	130,2	1,31
Año 2000	247,8	1,95
Año 2001	113,4	3,14
Año 2002	70,8	1,62

VIESGO.

Tabla 5.23. Evolución del TIEPI y NIEPI, no previsto, en la zona de influencia de Iberdrola en Cantabria, entre los años 1998 y 2002.

	<b>TIEPI IMPREVISTO (minutos)</b>	<b>NIEPI IMPREVISTO</b>
Año 1998	103,88	0,85
Año 1999	203,74	0,68
Año 2000	187,83	1,95
Año 2001	106,19	1,51
Año 2002	61,4	0,73

IBERDROLA.

Desde una perspectiva, más específica de análisis, los parámetros de calidad se definen teniendo en cuenta el tipo de zona geográfica de distribución. En la tabla 5.24 se muestra la distribución del TIEPI y NIEPI en el año 2002 atendiendo a una distribución que considera la densidad de población y el tipo de suministro.

Tabla 5.24. Distribución del TIEPI y NIEPI en el año 2002 según las zonas de distribución.

<b>Tipo de zona</b>	<b>Número clientes</b>	<b>Potencia (kW)</b>	<b>NIEPI (int)</b>	<b>Límite NIEPI (int)</b>	<b>TIEPI (horas)</b>	<b>Límite TIEPI (horas)</b>
Urbana	112.737	427.489	0,83	4	0,54	2
Semi Urbana	106.597	447.301	2,07	6	1,54	4
Rural Concentrada	56.979	279.522	3,04	10	2,80	8
Rural Dispersa	243	1.350	3,05	15	1,73	12
<b>Totales</b>	<b>276.556</b>	<b>1.155.662</b>				

VIESGO.

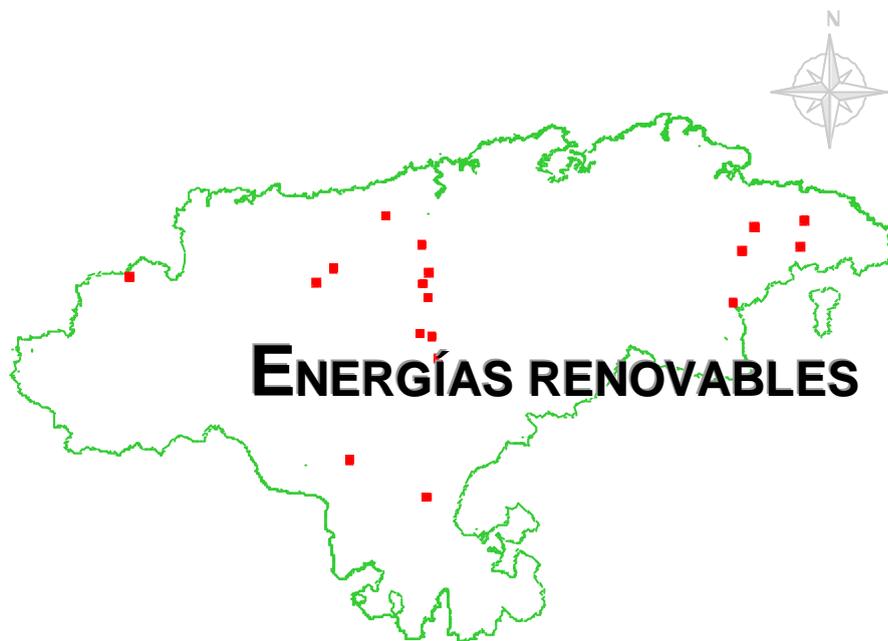
La distribución del TIEPI y NIEPI puede realizarse también atendiendo a criterios municipales. En la tabla 5.25 se muestran los valores del TIEPI y NIEPI en los municipios más significativos de Cantabria, en el año 2002.

Tabla 5.25. Distribución del TIEPI y NIEPI, en el año 2002, en algunos municipios de Cantabria.

Municipio	Tipo de zona	Número clientes	Potencia (kW)	NIEPI (int)	Límite NIEPI (int)	TIEPI (horas)	Límite TIEPI (horas)
Santander	Urbana	88.871	345.848	0,63	4	0,38	2
Torrelavega	Urbana	24.666	94.644	1,69	4	1,23	2
Reinosa	Semi Urbana	6.464	22.493	1,59	6	0,29	4
Laredo	Semi Urbana	18.426	27.440	1,62	6	0,75	4
Camargo	Semi Urbana	10.153	83.066	1,50	6	1,53	4
Astillero	Semi Urbana	5.331	20.497	3,16	6	2,28	4
San Vicente	Semi Urbana	3.224	9.568	3,48	6	1,93	4

VIESGO.

Desde un punto de vista más específico, el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre establece en su artículo 102 que la calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, que puede verse afectada, principalmente, por variaciones del valor eficaz de la tensión y la frecuencia, así como por interrupciones de servicio y huecos de tensión de duración inferior a tres minutos. La valoración de los índices de calidad del producto tensión se realiza siguiendo los criterios establecidos por la norma UNE-EN 50.160 u otra norma que la sustituya, así como por las instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía. Actualmente no existen todavía valores de referencia debido a la inexistencia de un procedimiento de medida.



Capítulo

# 6

## 6.1. Introducción

## 6.2. Energía Eólica

## 6.3. Energía Minihidráulica

## 6.4. Biomasa

## 6.5. Residuos sólidos urbanos

## 6.6. Solar

6.6.1. Solar térmica.

6.6.2. Solar fotovoltaica.



Mapa portada. Situación de las centrales minihidráulicas en Cantabria.

## 6.1. Introducción

Las energías renovables pueden definirse como aquellas fuentes que, de forma periódica, se ponen a disposición del hombre para que este pueda obtener de ellas energía útil. Es decir, se renuevan de forma continua, al contrario que las fuentes energéticas convencionales cuyas disponibilidades se verán agotadas en un plazo más o menos largo.

A escala humana, constituyen una fuente inagotable de energía ya que su origen en la mayoría de los casos proviene del Sol. Esto no significa que las energías renovables queden asociadas a los aprovechamientos de la energía solar, sino que el Sol produce una serie de fenómenos naturales que originan los recursos en los que se basan los diferentes aprovechamientos de energías renovables.

En general, son fuentes de energía respetuosas con el medio ambiente, ocasionando efectos negativos sobre el entorno mucho menores que los asociados a las fuentes de energía convencionales (combustibles fósiles: petróleo, gas y carbón; energía nuclear, etc.).

Otras de las ventajas de las renovables son su contribución al equilibrio territorial, ya que en muchos casos, pueden instalarse en zonas rurales y aisladas, y a la disminución de la dependencia de suministros externos, ya que las energías renovables son autóctonas.

Las fuentes de energía renovable se dividen, según el origen del aprovechamiento, en los siguientes grupos:

- Energía Eólica.
- Energía hidráulica.
- Energía de la biomasa.
- Energía solar.
- Energía geotérmica.

Se cita, a continuación, el estado actual de desarrollo de las distintas fuentes renovables en el territorio de Cantabria.

## 6.2. Energía Eólica

El Gobierno de Cantabria reguló, mediante el Decreto 41/2000 de 14 de Junio, el procedimiento para la autorización de Parques Eólicos en Cantabria. A partir de la entrada en vigor de dicho Decreto, las empresas estiman que tramitando, Parques Eólicos, debieron presentar, en el plazo de dos meses, un Plan Director Eólico para dichas instalaciones.

Se presentaron un total de diez Planes de nueve empresas distintas, ocho de los cuales fueron admitidos a trámite. De éstos, se han rechazado cinco Planes Directores. De los tres restantes, dos se han aprobado en su totalidad, los presentados por las empresas *Iniciativas Eólicas* y *Eólica 2000*; el tercero, de la empresa *Boreas Eólica*, ha sido aprobado parcialmente.

En total -por promotores- han sido aprobados los Parques Eólicos que se indican en la tabla 6.1.

Tabla 6.1. Planes Directores Eólicos aprobados en Cantabria.

<b>INICIATIVAS EÓLICAS DE CANTABRIA, S.L.</b>			
<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>EMPLAZAMIENTO</b>	<b>Nº MÁQUINAS</b>	<b>POTENCIA</b>
CAMPOO ALTO	CAMPOO DE YUSO	32	25,6 MW
LA COSTANA	CAMPOO DE YUSO SAN MIGUEL DE AGUAYO	19	15,2 MW
Producción estimada: 108.190 MWh/año Inversión: 26,99 millones de Euros. Aerogeneradores a instalar: Modelo MADE AE-52 (800 kW ). Infraestructura común: subestación 20/132 kV, línea de 132 kV a conectar en la red de transporte.			
<b>BOREAS EÓLICA, S.L.</b>			
<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>EMPLAZAMIENTO</b>	<b>Nº MÁQUINAS</b>	<b>POTENCIA</b>
ZALAMA	SOBA	15	22,5 MW
SOMBALLE	SANTIURDE DE REINOSA	17	25,5 MW
LANTUENO	SANTIURDE DE REINOSA CAMPOO DE ENMEDIO	10	15 MW
Producción estimada: 137.472 MWh/año. Inversión: 44,27 millones de Euros. Aerogeneradores a instalar: DEWIND D-60. (1.500 kW). Infraestructuras eléctricas: ZALAMA: subestación 20/66 kV, línea de 66 kV a conectar a la subestación de Montija (Burgos). SOMBALLE y LANTUENO, subestación 20/66 kV, línea de 66 kV hasta la subestación de Aguayo.			
<b>EÓLICA 2000, S.L.</b>			
<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>EMPLAZAMIENTO</b>	<b>Nº MÁQUINAS</b>	<b>POTENCIA</b>
CAÑONERAS	SOBA	40	32 MW
Producción estimada: 100.032 MWh/año. Inversión: 21,55 millones de Euros. Aerogeneradores a instalar: MADE AE-52. (800 kW). Infraestructura: subestación 20/66 kV, línea de 66 kV a conectar en la subestación de Ramales.			

Tabla 6.2. Resumen de Planes Directores aprobados en Cantabria.

Nº PARQUES EÓLICOS	6
Nº DE MÁQUINAS	133 aerogeneradores
POTENCIA INSTALADA	135,8 MW
MUNICIPIOS AFECTADOS	5
INVERSIÓN TOTAL	92,81 millones de Euros.

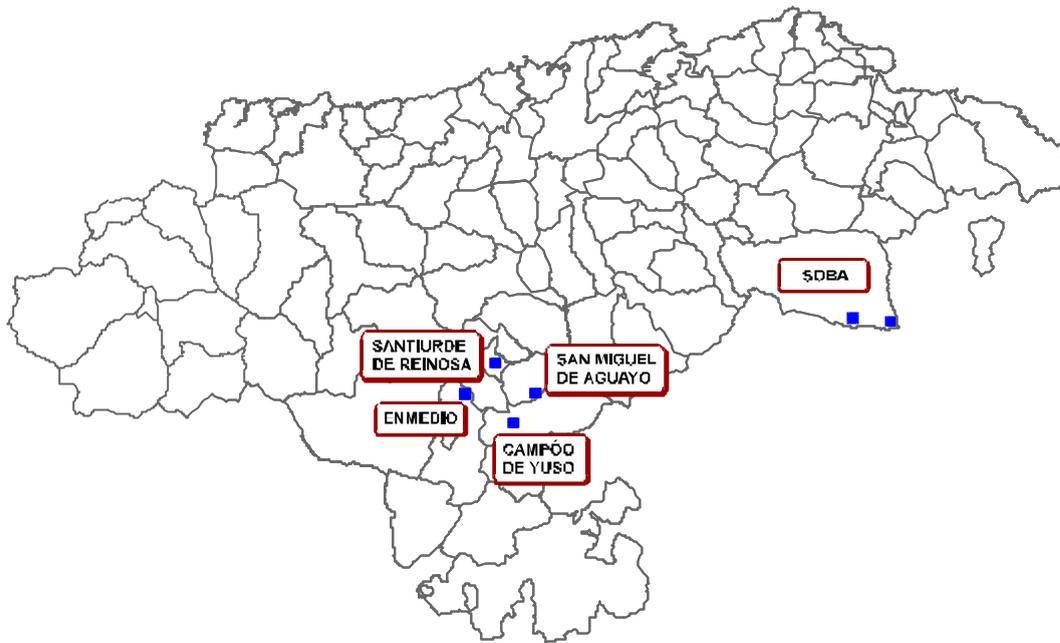


Figura 6.1. Mapa de situación de los parques eólicos aprobados en Cantabria.

### 6.3. Energía Minihidráulica

La energía minihidráulica tuvo un apreciable desarrollo en el pasado, constituyendo la base de la electrificación en diversas zonas de Cantabria. Posteriormente, al igual que ocurrió en el resto de España, muchas centrales fueron abandonadas por falta de competitividad frente a otras formas energéticas. Desde los comienzos de los 80, gracias a los avances tecnológicos y al interés por el desarrollo de la energía minihidráulica, como fuente de energía limpia y renovable, se comenzaron a rehabilitar las antiguas centrales.

Cantabria, por su situación geográfica y topografía, es una de las regiones de España con precipitaciones medias anuales más elevadas (1.256 mm), lo que constituye una característica favorable, desde el punto de vista de la disponibilidad de los recursos hidráulicos susceptibles de ser utilizados energéticamente.

Se estima que en Cantabria existe una capacidad potencial, para el aprovechamiento energético, mediante minicentrales hidroeléctricas, de unos 130 MW. A esta potencia correspondería una producción anual estimada de 455.000 MWh.

Las principales dificultades existentes para el desarrollo de la energía minihidráulica, pasan por la identificación de aprovechamientos con suficiente potencial y el complicado trámite administrativo. Sin embargo, se trata de una tecnología suficientemente probada, los precios de venta de la energía están regulados por Ley en condiciones ventajosas para el productor y existe un número suficiente de profesionales y empresas con capacidad para acometer tanto la producción como la explotación de los aprovechamientos.

Desde el punto de vista medioambiental, los aprovechamientos minihidráulicos presentan dos caras diferenciadas, ya que si bien constituyen una alternativa clara frente a otras fuentes energéticas más contaminantes, por otro la instalación de este tipo de centrales presenta afectaciones al medio ambiente si bien en la mayoría de los casos éstas pueden minimizarse con las correspondientes medidas correctoras.



Figura 6.2. Central hidroeléctrica Santa Lucía (río Saja).

#### ■ Centrales de menos de 10 MW

Actualmente, existen en nuestra región 18 centrales hidráulicas de potencia unitaria inferior a 10 MW que totalizan una potencia de 30,1 MW. En la tabla 6.3 se relacionan las instalaciones existentes.

Tabla 6.3. Relación de centrales minihidráulicas de Cantabria.

Nombre	Río	Potencia (kW)
Las Rozas de Valdearroyo	Ebro	6552
Zamuñón	Híjar	1800
Bárcena	Besaya	2600
Rescaño	Besaya	390
Longar	Besaya	400
Saluni	Besaya	724
Sotilla	Besaya	1100
Las Bárcenas	Besaya	186
La Emiliana	Besaya	1257
Santa Lucía	Saja	315
La Deseada	Saja	40
La Flor	Saja	400
Rasines	Asón	536
Coterillo	Asón	250
La Gándara	Asón	4000
Guriezso Superior	Agüera	1160
Guriezso Inferior	Agüera	2320
Urdón	Urdón	5950

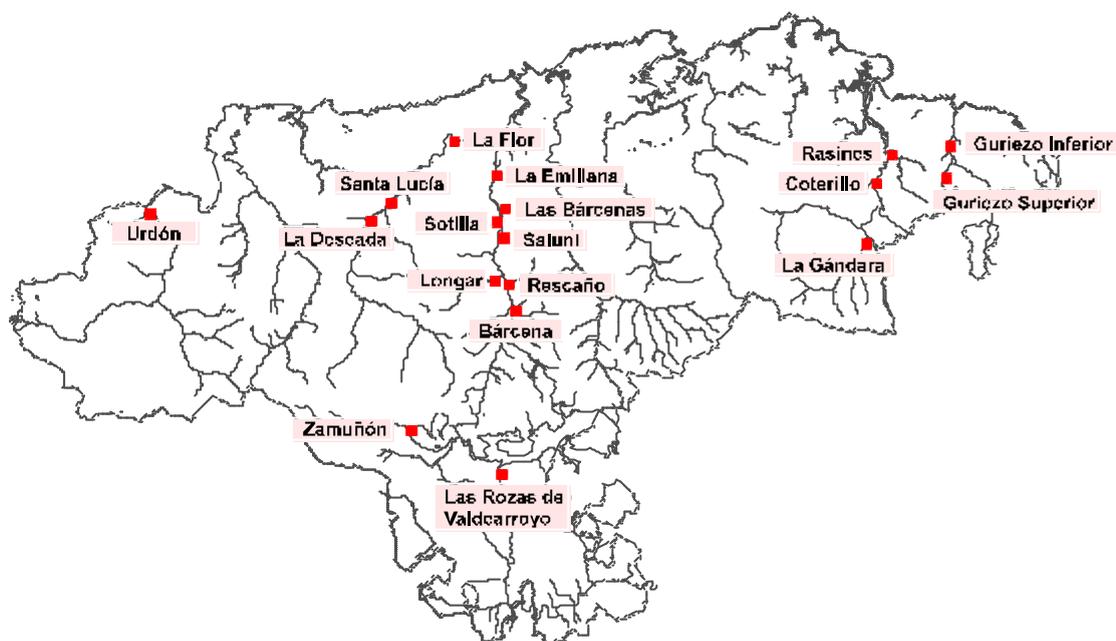


Figura 6.3. Mapa de situación de las centrales minihidráulicas en Cantabria.

## 6.4. Biomasa

El aprovechamiento de los residuos de madera, o de productos agrícolas, presenta un potencial estimable en casi todas las zonas de la Comunidad Autónoma. Tanto en el tradicional uso doméstico -en forma de leña-, como en el uso industrial puede suponer una importante aportación al balance total de los aprovechamientos energéticos de fuentes renovables.

La producción de energía primaria a partir de las distintas formas de biomasa, alcanza en Cantabria un valor de, aproximadamente, 53.000 tep. Las instalaciones más significativas de aprovechamiento de biomasa en la región, se indican a continuación:

- Aprovechamiento de biomasa en fábrica de yesos.  
**Ubicación:** El Astillero.  
**Usuarios:** Yesos Guillermo Cortés, S.A.  
**Consumo de biomasa:** 462 toneladas/año.  
**Tipo de combustible:** Astillas, residuos de la madera.  
**Utilidad:** El sistema incluye un horno de secado alimentado con biomasa, empleado en el proceso de elaboración del yeso.
- Caldera de aceite térmico alimentada con residuos de madera.  
**Ubicación:** Barreda  
**Usuarios:** Muebles Muriedas  
**Consumo de biomasa:** Variable.  
**Tipo de combustible:** Serrines, virutas, astillas.  
**Potencia térmica:** 1.335 kW.  
**Utilidad:** El fluido térmico obtenido en una caldera alimenta secaderos de madera, prensas, aerotermos para la calefacción de instalaciones y partes de la línea de secado de barnices.

- Producción de vapor con residuos de fabricación.  
**Ubicación:** Pontejos  
**Usuarios:** Sociedad Ibérica de Molturación S.A.  
**Consumo de biomasa:** 2500 toneladas/año.  
**Tipo de combustible:** Cáscaras de pipas de girasol  
**Utilidad:** Producción de vapor (14 t/h a 15 bar).

## 6.5. Residuos sólidos urbanos

El vertedero principal de Cantabria es el de Meruelo -figuras 6.4 y 6.5-; cuenta desde enero de 1998 con una planta de captación y aprovechamiento de biogás. La instalación cuenta con cuatro grupos generadores, con una potencia de 477 kW cada uno, estando previsto su ampliación. De esta forma, el vertedero no sólo reduce su impacto sobre el medio ambiente sino que mejora su rentabilidad. La energía eléctrica producida se emplea, en parte, en el consumo propio de la planta -0,9 GWh el año 2001-, exportándose el resto -13,1 GWh el año 2001- a la red.

La planta de biogás está gestionada por la empresa Biomeruelo de Energía, S.A., en la que participan la Empresa de Residuos de Cantabria (ERCSA), la gestora del vertedero (ASCAN) y Eurocomercial S.A.



Figura 6.4. Vertedero de Meruelo.



Figura 6.5. Planta generadora del vertedero de Meruelo.

## 6.6. Solar

Los datos medios anuales del valor diario de radiación solar oscilan entre 3,4 y 3,8 kWh/m<sup>2</sup> en Cantabria. Aunque se trata de valores menores que los registrados en otras Comunidades Autónomas, resultan suficientes para que las tecnologías, térmica y fotovoltaica, puedan resultar de interés.

Las aplicaciones de tipo térmico en Cantabria, prácticamente, quedan restringidas a la obtención de agua caliente para usos sanitarios y el calentamiento del agua en piscinas; sin embargo, forma parte del mercado potencial de esta tecnología, todo tipo de instalaciones del sector residencial o terciario.

Las instalaciones de calefacción, típicamente de suelo radiante, resultan mucho menos interesantes, al menos en su aspecto económico. Otro tipo de aplicaciones, como la obtención de frío mediante sistemas de absorción, aunque técnicamente viables, no parece puedan ser de aplicación generalizada en nuestra región.

Las instalaciones solares fotovoltaicas presentan interés en aplicaciones domésticas, agrícolas o en infraestructuras aisladas de la red eléctrica. Las instalaciones conectadas a red, pueden resultar interesantes en aquellos casos en los que el excedente de energía, junto con la potencia instalada, proporcionen un balance económico aceptable.

### 6.6.1. Solar térmica

En Cantabria existen instalaciones solares térmicas con una superficie total de, aproximadamente, 1.000 m<sup>2</sup>. La mayoría son menores de 20 m<sup>2</sup>, bien para generar agua

caliente sanitaria en viviendas unifamiliares, o bien para calentar el agua de pequeñas piscinas privadas.

Por el tamaño del campo de colectores, merecen ser destacadas las siguientes instalaciones:

**Ubicación:** Pesues.

**Usuario:** Tinamenor S.A.

**Actividad principal:** Piscifactoría.

**Superficie de captación:** 200 m<sup>2</sup>.

**Aplicación:** Obtención de agua caliente para la piscifactoría.

**Ubicación:** El Astillero.

**Usuario:** Ayuntamiento de El Astillero.

**Actividad principal:** Complejo deportivo.

**Superficie de captación:** 200 m<sup>2</sup>.

**Aplicación:** Climatización de las piscinas (60% de la energía obtenida), y obtención de agua caliente sanitaria para los servicios del complejo (40% restante).

La figura 6.6 muestra la instalación del complejo polideportivo del ayuntamiento de El Astillero.



Figura 6.6. Instalación solar térmica en complejo polideportivo del ayuntamiento de El Astillero.

### 6.6.2. Solar fotovoltaica

Cantabria cuenta con una potencia instalada de 27 kWp distribuidos en pequeñas instalaciones para usos aislados. No existen, actualmente, instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica.

El 23 de abril de 2002, el Gobierno de Cantabria, a través de la Sociedad de Desarrollo Regional (SODERCAN), ha convocado ayudas para el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEECAN), dotado con 1,1 millones de euros, cuyo objetivo es el fomento el uso

racional de la energía, la sustitución de fuentes convencionales de energía en la industria, los servicios y edificios públicos, y la utilización de las energías renovables, especialmente, la solar térmica y la fotovoltaica.

Con la ejecución de este programa y su convocatoria sucesiva es de esperar un incremento significativo de las instalaciones, tanto térmicas como fotovoltaicas, instaladas en la Comunidad.



## 7.1 Ahorro y eficiencia energética

- 7.1.1. Política energética en España.
- 7.1.2. Política energética a nivel autonómico.
- 7.1.3. Política energética en Cantabria.

## 7.2. Impacto ambiental

- 7.2.1. Infraestructuras energéticas.
- 7.2.2. Impactos ambientales más destacados.



Mapa portada: Espacios naturales protegidos de Cantabria.

## 7.1. Ahorro y eficiencia energética

La eficiencia energética es la reducción del consumo específico de energía por unidad de bien o servicio, sin afectar ni la calidad de vida de la población ni el nivel de actividad de los sectores productivos. Esta reducción del consumo energético conlleva un ahorro tanto energético como económico.

Dentro del conjunto de medidas a aplicar en el sector energético se pueden considerar como de fomento de la eficiencia energética aquellas que provocan una disminución de la cantidad de energía usada para producir una unidad de actividad económica o para conseguir un nivel determinado de confort.

Por otra parte, una reducción en el consumo energético no implica, necesariamente, la existencia de un cambio tecnológico, ya que también puede obtenerse mediante una mejor organización y gestión, por cambios estructurales o mejoras en la eficiencia económica de un determinado sector. La eficiencia energética es, por lo tanto, un concepto que tiene matices técnicos, económicos y sociales.

### 7.1.1. Política energética en España

El sistema energético español debe cumplir la Política Energética Comunitaria. En la pasada década las líneas básicas de la política energética se establecieron en el Plan Energético Nacional (PEN91) que abarcó el decenio 1991-2000.

Este PEN siguió una línea similar a los planes contemporáneos elaborados por países pertenecientes a la OCDE: flexibilización en sus planteamientos y en la planificación propuesta, confiando a la liberación de los mercados energéticos una mejor asignación de los recursos.

El principal instrumento incluido en el PEN91 era el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), que se estructuraba en cuatro Programas:

- *De Ahorro* cuyo objetivo era reducir el consumo de energía final sin afectar los niveles de actividad económica.
- *De Sustitución* cuyo objetivo era el aumento de la utilización de gas natural, en sustitución de los combustibles clásicos.
- *De Cogeneración* que buscaba fomentar el aprovechamiento del calor residual que se produce durante la generación eléctrica; o viceversa, generar electricidad a partir del calor residual de un proceso.
- *De Energías Renovables* que contemplaba una importante potenciación de las mismas, tanto para usos térmicos finales como para la producción de energía eléctrica.

Uno de los objetivos generales del PAEE era mejorar la intensidad energética, a lo largo del período cubierto por el PEN91, en un 12%.

La cogeneración se encuentra entre las mejores opciones para reducir el impacto ambiental y aumentar la eficiencia. Esta tecnología se incentiva, dentro del Régimen Especial, en la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2818/1998.

Asimismo, se fomenta la eficiencia energética promoviendo la disminución de las pérdidas de energía en las líneas de transporte y de distribución. Para ello, el Real Decreto 1995/2000 establece, en su Disposición Transitoria Cuarta, que el operador del sistema ha de calcular y publicar la asignación de las pérdidas de transporte entre los usuarios de las redes.

A partir del año 2002, los agentes del mercado han debido internalizar las pérdidas energéticas de la instalación. Si se desea ser competitivo deben reducirse dichas pérdidas, siendo la generación distribuida una manera de conseguirlo.

En el momento de redactarse este trabajo el Ministerio de Economía trabaja en un documento para la elaboración de un nuevo Plan de Ahorro y Eficiencia Energética que se enmarcaría dentro del nuevo Plan Energético Nacional 2003-2010.

### **7.1.2. Política energética a nivel autonómico**

En numerosas Comunidades Autónomas, y siguiendo la política energética fijada tanto a nivel comunitario como a nivel nacional, se han desarrollado Planes Energéticos que definen la política energética a seguir en cada Comunidad. Se puede citar: Andalucía (Plan Energético de Andalucía (PLEAN)), País Vasco (Plan estratégico 3E-2005), Castilla-León (Plan Energético Regional de Castilla-León (PERCYL)), Aragón (Plan Energético de Aragón), ... .

A continuación, se realiza un breve análisis de los puntos que tienen en común todos estos planes, en materia de Ahorro y Eficiencia Energética indicando además algunas interesantes particularidades.

La política energética se encuentra definida, en estos planes, mediante unas directrices básicas como pueden ser las fijadas en el PLEAN:

- Fomentar la diversificación energética.
- Profundizar en el respeto al medio ambiente.
- Potenciar el ahorro y la eficiencia en el uso de la energía.

En la mayoría de los planes consultados se contempla como línea básica de actuación la potenciación del ahorro y la eficiencia energética.

Para desarrollar esta directriz en la mayoría de las comunidades se han llevado a cabo Planes de Ahorro y Eficiencia Energética en los cuales se fijan unos objetivos mínimos a conseguir en un horizonte temporal determinado, así 6,5% de ahorro respecto al consumo previsto en el 2010 en la Comunidad de Andalucía, mejora de la intensidad energética en un 25% en el País Vasco en el año 2005,...

Estos objetivos no serían alcanzables si, paralelamente a su definición, no se llevasen a cabo una serie de actuaciones enmarcadas dentro de los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética; se pueden clasificar en dos grupos: actuaciones horizontales y sectoriales.

En el primer grupo, se pueden enmarcar todas aquellas aplicables en todos los sectores económicos involucrados. Se puede citar el fomento de la cogeneración que lleva a cabo el Gobierno de Andalucía.

Todos los sectores de actividad son susceptibles de acoger medidas tendentes al fomento del ahorro y la eficiencia energética. Entre éstos, los sectores residencial y servicios y, especialmente, el sector público, albergan grandes capacidades de ahorro; por ello, existen innumerables actuaciones de carácter sectorial; a modo de ejemplo se citan:

- Calificación y certificación energética de Edificios.
- Asesoría y gestión energética de edificios.
- Información sobre el uso racional de la energía.
- Ahorro en alumbrado público.
- Realización de auditorías y estudios energéticos a empresas.

Como instrumento de apoyo a la puesta en práctica de las medidas de ahorro, la mayoría de los gobiernos autonómicos han llevado a cabo un programa de concesión de subvenciones complementarias a otras que se pueden obtener a nivel nacional -a través del IDAE y del ICO- y a nivel comunitario, Programa SAVE.

Por último, las distintas comunidades colaboran con el fomento del Ahorro Energético mediante el desarrollo de una serie de medidas de carácter legislativo (Leyes de Ahorro y

Eficiencia), promocional (difusión de actuaciones, resultados, acontecimientos...) y formativo (cursos, jornadas técnicas, seminarios...).

### 7.1.3. Política energética en Cantabria

En el marco del Plan Estratégico de Desarrollo Tecnológico se desarrolló, durante el año 2002, un Programa de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEECAN) dotado con 1,1 millones de euros, dirigido a PYMES, S.A.L., cooperativas, empresas públicas y privadas sin ánimo de lucro, Corporaciones Locales y trabajadores por cuenta propia que desarrollen su actividad en nuestra Comunidad Autónoma.

El objetivo del PAEECAN era fomentar el uso racional de la energía y la sustitución de fuentes energéticas convencionales en la industria, los servicios y edificios públicos por Energías Renovables, especialmente, la solar térmica y la fotovoltaica.

Tabla 7.1. Proyectos de Ahorro y Eficiencia energética subvencionados en Cantabria.

PROYECTO	Ahorro energético anual previsto (%)	Ahorro energético anual previsto	Período de amortización (años)	Otros efectos
Sustitución de dos compresores de instalación de fundición.	30%	393 MWh	3,6	Descenso de la emisión de dióxido de carbono. Descenso de la emisión de SOx.
Proyecto de ahorro de energía en alumbrado público, mediante utilización de equipos reductores.	Lámparas de vapor de sodio: 42,5%. Lámparas de vapor de mercurio: 30%	No se dispone	3,23	No se dispone
Nuevo diseño de vagonetas (sustitución) con tecnología de última generación	15%	8,25 millones de termias	No se dispone	Descenso de la emisión de dioxinas.
Instalación de un equipo de oxidación térmica para generación de vapor y eliminación de aguas fenólicas.	15,06%	486 MWh	No se dispone	Descenso de la emisión de dióxido de carbono: 82372 kg/año. Descenso de la emisión de NOx: 190 kg/año.
Ahorro de energía en alumbrado público, mediante la utilización de equipos reductores de consumo y estabilizadores de tensión estáticos.	43,8% por cada kW instalado	624 MWh	3,64	No se dispone
Proyecto de utilización racional de energía eléctrica basado en la sustitución de instalación obsoleta.	20%	212,8 kWh	No se dispone	No se dispone
Proyecto de centrales de aire comprimido.	40%	No se dispone	No se dispone	No se dispone
Sustitución de actual red de gas propano para adaptación a gas natural licuado.	No se dispone	No se dispone	No se dispone	No se dispone

SODERCAN.

En materia de Ahorro y Eficiencia Energética han sido concedidas nueve subvenciones, de doce solicitudes presentadas, por un importe de 323.380 euros.

En la tabla 7.1 se presentan los proyectos subvencionados por el Gobierno de Cantabria así como los datos técnicos aportados por las empresas solicitantes. En la tabla 7.2 se presenta la distribución de las subvenciones por entidades.

Tabla 7.2. Distribución de las subvenciones por tipo de entidades.

Organismos	Subvenciones concedidas
Empresas	7
Ayuntamientos	2

Los proyectos presentados por Ayuntamientos se han centrado en el ahorro energético del alumbrado público. El ahorro energético estimado en estas instalaciones es del orden del 40%.

En el resto de proyectos, los ahorros energéticos varían del 15% al 40% ya que son de diversa índole: sustitución de compresores, modernización de instalaciones eléctricas obsoletas, instalación de un nuevo equipo de generación de vapor, sustitución de caldera o adaptación de instalación al gas natural.

En la mayoría de las instalaciones el ahorro energético supone una disminución en el consumo eléctrico salvo en dos de ellas en las que el ahorro se produce en la demanda de gas.

Los períodos de amortización calculados se encuentran en torno a los tres o cuatro años.

En el año en curso, 2003, se ha realizado una nueva convocatoria con vigencia hasta el 31 de diciembre por un importe de 901.522 €. Este programa subvenciona los mismos tipos de proyectos que el anterior exigiéndose, para la aprobación de las ayudas, que los solicitantes aporten datos técnicos y económicos que permitan catalogarlos como de uso racional de la energía o de sustitución de fuentes energéticas o de desarrollo, demostración y difusión de algunas de las fuentes renovables de energía: solar térmica o fotovoltaica y evaluar su eficacia.

## 7.2. Impacto Ambiental

Se produce un impacto ambiental cuando una acción o actividad implica una alteración, negativa o positiva, en el medio ambiente o en alguno de sus componentes. Esta acción o actividad puede ser un programa, un proyecto de ingeniería, un plan, una ley o una disposición administrativa con repercusiones ambientales.

Los componentes del medio o entorno que se pueden ver afectados se suelen clasificar de la siguiente manera:

- Medio físico
  - Medio abiótico o inerte: aire, agua, tierra y clima.
  - Medio biótico: flora y fauna.
  - Medio perceptual: paisaje.
- Medio socioeconómico y cultural del entorno afectado.
  - Demografía y socioeconomía local.
  - Infraestructuras.

El Estudio de Impacto Ambiental es el estudio técnico previo a la ejecución de dicha actividad. Tiene carácter interdisciplinar e incorpora el procedimiento de la Evaluación de Impacto Ambiental. Está destinado a predecir, identificar, valorar y corregir las consecuencias o efectos ambientales que determinadas acciones pueden causar sobre la calidad de vida del hombre y su entorno.

Una vez identificadas las acciones que dan lugar a impactos negativos se pueden proponer una serie de medidas que tienen por finalidad prevenir dichos impactos, minimizarlos o corregirlos.

Las medidas preventivas son aquéllas que se han de adoptar durante la fase de ejecución del proyecto con la finalidad de evitar que se produzca un impacto, previamente, identificado.

Aquellos impactos negativos que no puedan ser evitados pueden ser minimizados o corregidos.

A continuación, se van a enumerar los impactos ambientales más relevantes provocados por las diversas infraestructuras energéticas existentes en Cantabria, así como algunas de las medidas adoptadas para corregirlos, prevenirlos o minimizarlos.

### **7.2.1. Infraestructuras energéticas**

La mayor densidad de infraestructuras energéticas se localiza en las comarcas costeras, es decir, los valles bajos y el litoral, debido a que es la zona de Cantabria más densamente poblada -aproximadamente el 90% de la población-, porque posee los terrenos más productivos desde el punto de vista agrícola y, sobre todo, por la alta concentración industrial -eje Santander-Torrelavega y comarca oriental-, y el elevado desarrollo de la construcción y del sector terciario.

Así, el trazado de las infraestructuras energéticas se realiza con mayor profusión en la zona costera, lo que no implica que todos los impactos ambientales se desarrollen, únicamente, en esta zona.

### **7.2.2. Impactos ambientales más destacados**

Se han analizado numerosos Estudios de Impacto Ambiental, de distintas infraestructuras energéticas, facilitados por diversos organismos tanto públicos como privados: gasoductos, líneas eléctricas de media y alta tensión, plantas de cogeneración y centrales minihidráulicas.

Cantabria no dispone de generación térmica convencional ni nuclear por lo que los impactos derivados de estas infraestructuras -los de mayor incidencia negativa sobre el medio ambiente- sólo pueden proceder de plantas situadas en comunidades limítrofes. No obstante, el estudio se ha centrado en los impactos producidos por las infraestructuras energéticas situadas en nuestra comunidad.

Las infraestructuras energéticas lineales son las que originan un mayor impacto ambiental negativo en Cantabria, por la extensión de éstos, pues afectan longitudinalmente a centenares de kilómetros de territorio cántabro. Estos impactos son de cierta importancia durante la fase de construcción de dichas infraestructuras y no tanto durante su explotación.

A continuación, se describen los impactos producidos en nuestra Comunidad, desglosados por infraestructuras, así como su valoración.

■ ***Impacto medioambiental del gasoducto***

En el caso del gasoducto se puede considerar que el impacto ambiental que se produce durante su fase de explotación es positivo en cuanto que permite disponer de una nueva fuente energética, el gas natural, más limpia que las consumidas en la actualidad.



ENAGAS, S.A.

Figura 7.1. Vista de las obras de apertura de la zanja.

En la figura 7.1, se puede observar una vista de obras de apertura de zanja en el entorno del Yacimiento Prehistórico de la Verde.

Los impactos con una mayor repercusión negativa sobre el medio ambiente se producen durante la fase de construcción del gasoducto, hecho que ocurre en el momento de la redacción de este informe.

Como se aprecia en el plano de trazado del gasoducto -figura 3.3- discurre por nuestra comunidad en el eje Reinosa-Torrelavega-Santander y de forma paralela a la costa.

Por discurrir paralelo a la costa cruza numerosos cursos fluviales, rías y marismas; lo realiza de dos maneras: mediante cruce subalveo o mediante perforación horizontal. Desde el punto de vista medioambiental, el segundo tipo suele ser menos lesivo para el medio ambiente por realizarse de forma subterránea.

Siempre que el trazado ha afectado a una de zona de especial interés medioambiental se ha procedido al cruce mediante perforación horizontal, como en el caso de la ría de Solía o de las Marismas de Santoña, Victoria y Joyel.

Se ha puesto cuidado en no atravesar masas arboladas de especial interés ecológico por tener especies autóctonas, caso de Piedras Blancas en el ramal Camargo-Gajano.

La mayoría del gasoducto discurre por praderías y masas arboladas de eucaliptos, ambas de escaso valor ecológico y de muy rápida recuperación. En la figura 7.2, se aprecia las obras de desbroce en una pradería sita en el Municipio de Marina de Cudeyo.



ENAGAS, S.A.

Figura 7.2. Vista general del desbroce de una pradería.

Se ha tratado de evitar el paso de la infraestructura por núcleos de población, pues ello hubiera dado lugar, entre otros impactos, a que se pudiese condicionar la urbanización de terrenos urbanizables en el futuro. Como ejemplo, de las tres alternativas que inicialmente se fijaron para el Ramal Camargo-Gajano, se optó por la segunda debido a que evitaba las zonas más densamente urbanizadas.

Por último, cuando ha sido posible, se ha trazado el gasoducto paralelamente a otra infraestructura lineal -autovía, línea eléctrica, carretera secundaria...- para concentrar su impacto junto a otro de impacto de mayor entidad. Alguno de los tramos realizados van paralelos a la autovía del Cantábrico o a otras infraestructuras.

### ■ *Impacto ambiental de las infraestructura eléctricas*

Se aprecia el impacto visual negativo de las infraestructuras eléctricas aéreas -torres, líneas y subestaciones- debido a la orografía montañosa de Cantabria; es difícilmente subsanable por lo costoso de la solución: el soterramiento de las líneas.

Por otro lado, Cantabria es una comunidad que posee numerosos espacios naturales protegidos donde se limita o prohíbe la instalación de nuevos tendidos eléctricos. En las Marismas de Santoña, se ha procedido al soterramiento de un tendido eléctrico aéreo en las cercanías de Colindres.



ACAAT.

Figura 7.3. Líneas de alta tensión en las cercanías de un núcleo poblado.

La generación de campos electromagnéticos por las líneas de alta tensión es otro de los impactos más significativos y con mayor repercusión social.

Algunos municipios -Torrelavega, Camargo, Santander...- han solicitado el soterramiento de las líneas de alta tensión que circulan próximas a viviendas.

Desde que entró en vigor la Ley de Costas, el trazado de líneas eléctricas aéreas se encuentra limitado en el litoral por no ser posible su trazado en zonas calificadas como de dominio público marítimo terrestre. Se puede citar el desvío, de la línea de alta tensión que iba a atravesar la ría de Pombo de alto valor paisajístico y ecológico en San Vicente de la Barquera.

### ■ *Impacto ambiental de las minicentrales hidroeléctricas*

Desde principios de los años 90 se ha llevado a cabo el aprovechamiento hidráulico de pequeñas minicentrales en las cuencas de los ríos cántabros. Algunos de éstos han consistido en el aprovechamiento de saltos de agua ya existentes -central hidroeléctrica de Hojamarta, aprovechamiento hidroeléctrico en Santa Olalla- por ser instalaciones de antiguos molinos harineros. Ello ha hecho que el impacto ambiental generado en estas instalaciones haya sido

de poca importancia por estar ya construido el azud. Aún así, la administración ha establecido medidas correctoras, como son: construcción de una escala para peces, soterramiento del tendido eléctrico, establecimiento de un caudal ecológico de mantenimiento o parada de la central en época de estiaje.

Se ha denegado, tras el correspondiente estudio de impacto ambiental, la ejecución de un proyecto de central debido a su ubicación en el río Vejo, en un paraje de alto valor ecológico. La central se intentaba construir en una zona donde se aplica el Plan de Recuperación del Oso Pardo y, además, es Zona de Especial Protección para las Aves.

#### ■ *Impacto ambiental de la cogeneración*

Cantabria cuenta con una red gasista que ha permitido la instalación de plantas de cogeneración como las de Repsol-Dynasol, en Gajano, o Sniace Cogeneración, S.A., en Torrelavega, donde se genera, de forma simultánea, calor y electricidad mediante el consumo de gas natural.

Estas plantas, por el combustible que consumen, colaboran a la generación eléctrica disminuyendo la emisión de contaminantes. Ello no implica que carezca de impacto ambiental, pues como se observa en la tabla siguiente tiene emisiones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y partículas sólidas en suspensión.

Tabla 7.3. Comparación del impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad (Emisiones de contaminantes - toneladas por GWh - en la producción de electricidad, para todo el ciclo de combustible -gas natural en ciclo combinado-).

Fuente de energía	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Partículas sólidas en suspensión	CO	Hidrocarburos	Residuos nucleares	Total
Carbón	1.058,2	2,986	2,971	1,626	0,267	0,102	-	1.066,1
Gas natural	824,0	0,251	0,336	1,176	TR	TR	-	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	-	5,9
Biomasa	0,0	0,614	0,154	0,512	11,361	0,768	-	13,4
Geotérmica	56,8	TR*	TR	TR	TR	TR	-	56,8
Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	-	7,4
Solar térmica	3,6	TR	TR	TR	TR	TR	-	3,6
Hidráulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	-	6,6

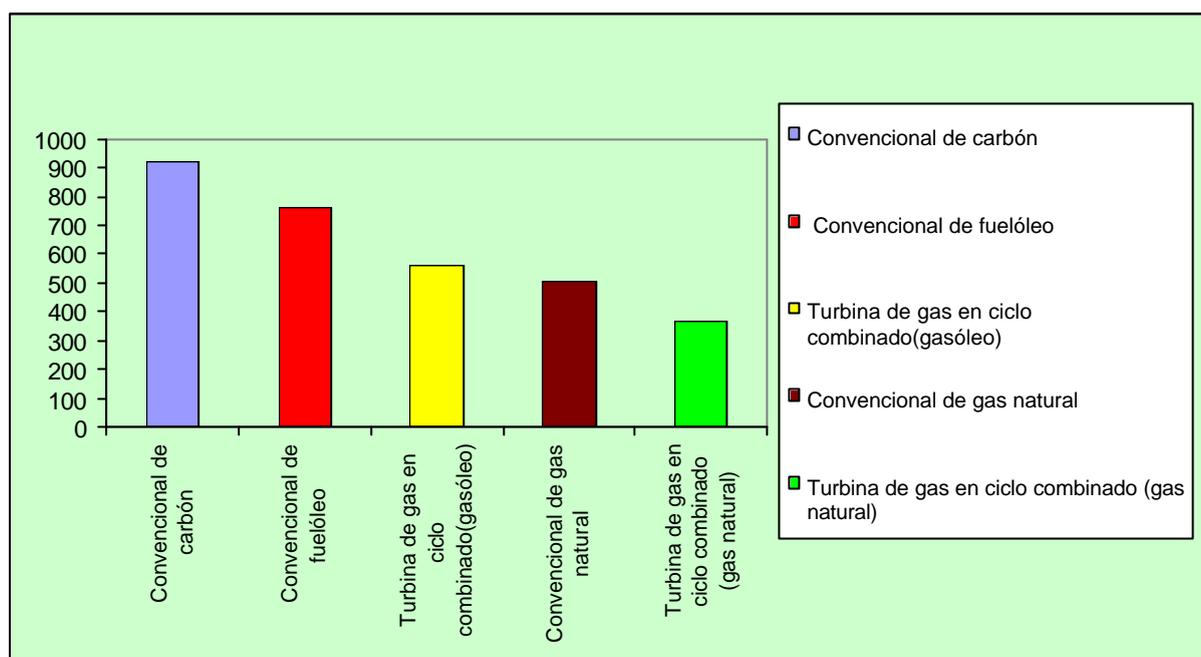
\* TR: trazas.

US Department of Energy, Council for Renewable Energy Education y Worldwatch Institute.

NOTA: Los valores de emisiones consideran también las emitidas durante el período de construcción de los equipos.

De todas las emisiones que produce el quemado del gas natural la de mayor importancia es la de CO<sub>2</sub>, principal responsable del efecto invernadero.

Como contrapartida las plantas de ciclo combinado cuyo combustible es el gas natural dan lugar a un porcentaje de emisiones de CO<sub>2</sub> inferior al de las centrales eléctricas convencionales y de ciclo combinado con gasóleo. Esta última aseveración se puede apreciar en la figura 7.4.



Estudio de Impacto Ambiental de la Central de ciclo combinado de gas natural en Arrúbal (La Rioja)-2002.

Figura 7.4. Emisiones de CO<sub>2</sub> (kg/MWh) en centrales de generación eléctrica.

Por último, la evacuación de energía de la planta de Repsol se realiza mediante una línea de alta tensión a 220 kV, de una longitud de 5.700 metros, soterrada a metro y medio de profundidad hasta la subestación de El Astillero, con un trazado coincidente con la infraestructura viaria y evitando las zonas urbanas.

#### ■ *Impacto ambiental de la generación eólica*

En los últimos años, a nivel nacional, ha habido un crecimiento espectacular en la construcción de parques eólicos para la producción de energía eléctrica. Siguiendo esta tendencia, y como se puede observar en la tabla 6.1 -capítulo 6-, nuestra Comunidad ha aprobado tres planes directores.

En la actualidad, ninguno de estos tres planes se han llevado a cabo y, por ello, los impactos que conllevarían no se han producido. No obstante, se ha estimado oportuno la inclusión de este apartado con la finalidad de aportar la mayor cantidad de información y la más objetiva posible acerca de una de las fuentes energéticas renovables que más desarrollo está teniendo en la actualidad y que más debate social suscita.

Es evidente que la energía eólica da lugar a una serie de impactos tanto positivos como negativos. Entre los primeros están:

- No produce emisiones a la atmósfera ni genera residuos, salvo los de la fabricación de los equipos y el aceite de los engranajes como se puede apreciar en la tabla 7.3.
- El tiempo de construcción es rápido (inferior a 6 meses).
- Se trata de instalaciones móviles, cuya desmantelación permite recuperar totalmente el terreno. La vida aproximada de un parque eólico es de 20 años.
- Da lugar a un beneficio económico para los municipios afectados (canon anual por ocupación del suelo tanto para los ayuntamientos como para los particulares).
- Su instalación es compatible con otros muchos usos del suelo.

- Se crean puestos de trabajo.

Entre los impactos negativos más significativos:

- *Impacto visual*: su instalación genera una alta modificación del paisaje.
- *Impacto sobre la avifauna*:
  - Choque de las aves contra las palas.
  - Modificación de los comportamientos habituales de migración y anidación.
- *Impacto sonoro*: el roce de las palas con el aire produce un ruido constante.
- *Impacto sobre el patrimonio histórico*: posible afectación de restos arqueológicos y/o vías pecuarias de la zona por el trazado de viales y zanjas.
- *Impacto sobre las aguas*: posible alteración de acuíferos por el trazado de viales y zanjas.
- *Impacto sobre el suelo y la vegetación*: se produce por la misma razón que el apartado anterior.



Capítulo

8

## **8.1. Escenarios y previsiones de futuro**

- 8.1.1. Introducción.
- 8.1.2. La Unión Europea.

## **8.2. España**

- 8.2.1. Introducción.
- 8.2.2. Previsiones de consumo
- 8.2.3. Cobertura de la demanda.



Mapa portada. Mapamundi.

## 8.1. Escenarios y previsiones de futuro

### 8.1.1. Introducción

Desde los años sesenta se viene utilizando el concepto de escenario como un instrumento de planificación; se parte de una situación predeterminada, que desarrolla el marco correspondiente para el futuro, en base a la ocurrencia de posibles hipótesis, es decir, el escenario aparece como un sistema de ecuaciones encadenadas, en el que variando los diferentes parámetros, se van modificando los resultados de acuerdo con las hipótesis de partida.

Así, la predicción del consumo energético, dependerá de conocer, entre otros, la población que habitará la tierra, el precio de la energía, la disponibilidad de materias primas, el nivel de reducción de los gases de efecto invernadero o las influencias geopolíticas; no obstante, todas estas hipótesis de futuro conllevan una cierta tasa de error y, al computar toda esta colección de datos inciertos, los errores se potencian, alcanzando resultados caracterizados por su gran inseguridad.

Un estudio, publicado recientemente por el Consejo Mundial de la Energía, cifró el crecimiento de la demanda mundial de energía en torno al 50% para el año 2020. Se estima, asimismo, que la tasa anual del incremento será de un 3,8% para los países en vías de desarrollo y del 1,2% para los industrializados. El International Institute for Applied System Analysis afirma que el consumo de energía mundial se duplicará en el año 2050 y se triplicará para el 2100, respecto del actual.

### 8.1.2. La Unión Europea

La Unión Europea ha desarrollado varios escenarios con el objetivo de conseguir un crecimiento duradero. Los más amplios fueron publicados por la Comisión, en 1996, con el título de *European Energy to 2020 - a scenario approach*, analizándose cuatro escenarios, a nivel mundial y sobre algunas áreas geográficas, en particular.

El primer escenario fue llamado *Conventional wisdom* -conocimiento tradicional- y postula que todo continuará como hasta ahora, cambiando poco los problemas estructurales. El segundo, denominado *Battlefield* -campo de batalla-, admite que el mundo regresa al aislamiento y proteccionismo, con la formación de bloques antagónicos, aumentando las tensiones y conflictos. En el tercer escenario, el *Hypermarket*, totalmente opuesto, sólo actúan las fuerzas del mercado; el Gobierno y la opinión pública no intervienen en la política energética. El último escenario, es el *Forum* -debate-, en el que prima el interés público, las instituciones nacionales e internacionales son cada vez más fuertes e influyen en las estrategias energéticas.

Los cuatro escenarios reflejan las distintas expectativas en cuanto al crecimiento económico, al consumo de energía primaria, al desarrollo de las energías renovables, o a los niveles de emisión de contaminantes.

El crecimiento económico, según el escenario *Battlefield* es el más bajo, del 1,6% anual. Los mayores crecimientos, 2,4% anual, se dan en los modelos *Hypermarket* y *Forum*.

El mayor consumo mundial de energía primaria hasta el año 2020, se daría en el modelo *Hypermarket*, con un aumento del 60%. En el modelo *Battlefield*, el consumo crecería algo menos del 50%. Los resultados de los otros dos escenarios se sitúan en tasas intermedias a las anteriores.

Las fuentes de energía renovables aumentarán, por término medio, en un 2% anual, siendo el escenario *Forum* el que aporta un índice mayor.

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, en el modelo *Forum*, disminuyen un 11%, hasta el año 2020; en los otros tres escenarios aumentan. Es decir, cuanto más libre sea la competencia y más abierto esté el mercado, se producirá más CO<sub>2</sub>.

Pueden extraerse dos conclusiones: la capacidad de predicción correcta es limitada y, en lo que se refiere a la política ambiental, Europa no cumple, actualmente, los compromisos del protocolo de Kyoto.

La Comisión Europea viene aprobando una serie de directrices políticas, sobre el marco de dos documentos de referencia que señalan el futuro de la política europea en energía y transportes: el libro verde, *Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético* publicado en noviembre 2000 y el libro blanco, *La política europea de transportes de cara al 2010: la hora de la verdad*. Estos dos documentos.

El nuevo programa plurianual de la Unión Europea, *Energía inteligente para Europa (2003-2006)*, dotado de un presupuesto de 215 M€ presenta como objetivos energéticos específicos, hasta el año 2010:

- Mejorar la eficacia energética en torno a un 1% anual.
- Desarrollar las energías renovables, hasta alcanzar el 12% del consumo global.

Para ello, propone aumentar considerablemente el apoyo al fomento de las energías renovables (Programa ALTENER) y la eficiencia energética (Programa SAVE), reorientando, al mismo tiempo, la actuación internacional hacia estas dos prioridades (Programa COOPENER). También, introduce un nuevo capítulo dedicado a los aspectos energéticos del transporte (STEER).

Este programa se constituye como un complemento de las iniciativas legislativas relativas a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, a los biocombustibles y al rendimiento energético en los edificios.

En principio, los proyectos que puedan optar a ayudas comunitarias deberán contribuir a controlar la dependencia energética de la Unión -con un planteamiento centrado en la demanda- y a la lucha contra el cambio climático. La cofinanciación se limitará al 50% del coste total de los proyectos, si bien, se podrá financiar hasta el 100% en el caso de estudios o de medidas adoptadas por iniciativa exclusiva de la Comisión.

## 8.2. España

### 8.2.1. Introducción

El 13 de septiembre de 2002, el Gobierno aprobó el documento *Planificación de los sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las redes de Transporte 2002/11*, cuyo objetivo es asegurar la cobertura total de la demanda eléctrica y de gas natural para los próximos diez años. Asimismo, identifica la opción del gas natural como la alternativa más viable, capaz de absorber los futuros crecimientos de la demanda y pretende que esté a disposición de la totalidad de las Comunidades Autónomas para el 2011.

Este nuevo marco de regulación surge de las Leyes 54/97 del Sector Eléctrico y 34/1998 del Sector de Hidrocarburos y tiene como objetivos básicos la garantía y calidad del suministro, asegurando que se realice al menor coste posible y garantizando la protección del medio ambiente.

Ambas Leyes mantienen la planificación vinculante estatal para las infraestructuras de transporte eléctrico, la red básica gasista y las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos. La planificación es indicativa en aquellos parámetros en los que

cabe esperar se desenvuelvan los sectores eléctrico y gasista en un futuro próximo, con el objeto de facilitar las decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos involucrados.

El documento, prevé la actualización en el tiempo de las previsiones que deberán ser, al menos, bienales, con el objetivo de ir corrigiendo las estimaciones, no sólo en función de las desviaciones detectadas, sino también de la aparición de nuevas situaciones.

Integrado en el documento de Planificación 2002-2011, y con carácter indicativo, subyace el Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado por el Gobierno en 1999, donde se articula la estrategia del crecimiento de cada una de las áreas de las energías renovables para que, en su conjunto, constituyan el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

### 8.2.2 Previsiones de consumo

La previsión de la demanda de energía, a largo plazo, depende del crecimiento económico, su distribución sectorial, los precios energéticos, la evolución tecnológica y los condicionantes legales. Ello, permite establecer un marco indicativo de las necesidades de abastecimiento de energía, facilita la programación de las inversiones necesarias para cubrir la demanda y, también, define estrategias de mejora de la eficiencia energética, de la protección del medio ambiente y del desarrollo sostenible.

La metodología para llevar a cabo dicha previsión parte de la elaboración de entornos coherentes bajo el marco energético internacional y de la Unión Europea, sobre un Escenario Base -evolución más probable-, sobre el que se realizan análisis en distintas hipótesis básicas. En la tabla 8.1, se detallan los aspectos de mayor interés del Escenario Base.

#### ■ Demanda de energía final y primaria

El crecimiento del consumo anual de energía final en España, en el período de previsión y Escenario Base indicado, se estima en un 3,48%, alcanzando 131,56 Mtep en 2011. El crecimiento en 2000/06 se estima en un 3,68% anual, superior al previsto en 2006/11 de sólo un 3,25%. Esta desaceleración se justifica, a pesar del mayor crecimiento económico previsto, por la mejora de la eficiencia energética y la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión.

En la figura 8.1, se muestra la evolución de la intensidad energética final -consumo de energía final/PIB- que aumenta un 6,1%, en el período 2000/11, aunque prácticamente concentrado en los seis primeros años, hasta el valor final de 181,5 tep/M€<sub>5</sub>. Esta evolución supone una moderación del crecimiento continuo, registrado en la última década. En cuanto al consumo de energía final por habitante, figura 8.1, en el período 2000/11, se espera un crecimiento constante del 37,5%, iniciado en 1995.

La previsión del consumo por sectores, se muestra en la tabla 8.3. Continúa la tendencia observada en los últimos años en España y en los países desarrollados: aumento de la demanda energética en el transporte y los servicios, un menor crecimiento de la demanda industrial, originado por la introducción de tecnologías más eficientes y la estabilización de los subsectores industriales más intensivos en consumo energético. Además, continuará el crecimiento de la demanda del sector residencial, debido a un aumento significativo del número de hogares y su equipamiento.

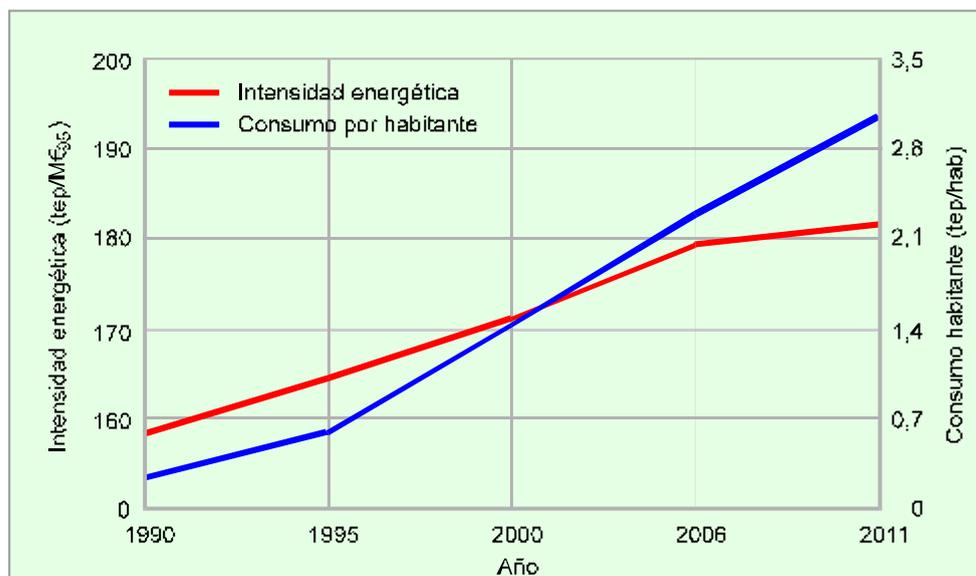
Tabla 8.1. Escenario base macroeconómico de previsión de la demanda en España.

Aspectos	Escenario
Descripción	Evolución de la tendencia actual de los mercados energéticos internacionales, sin cambios en las políticas actuales, buscándose el equilibrio entre los objetivos de competitividad, medioambientales y de seguridad de abastecimiento. Armonización de políticas en la UE.
PIB	En términos reales, la media en 2000/11 será del 2,93% anual.
Entorno	Crecimiento anual medio del PIB en la UE en torno del 2,7%.
Empleo	Mejora estable, con lo que la tasa de desempleo bajará hasta situarse en los niveles medios de la UE.
Inflación	Evolución relativamente uniforme en el conjunto de la UE. La tendencia será de estabilidad por el mantenimiento de los precios de las materias primas y la competencia en los mercados.
Política Monetaria	Bajos tipos de interés, al mantenerse baja la inflación.
Política Fiscal	La convergencia fiscal de la energía irá acompañada con el desarrollo de su mercado interior y, en particular, ligada al desarrollo de las interconexiones de gas y electricidad.
Sectores	Tendencia decreciente del peso de la industria en la economía; en particular, de los sectores básicos intensivos en consumo energético y con tecnologías maduras. Aumento continuo del transporte, especialmente, por carretera y aéreo. El sector servicios será el de mayor crecimiento de la economía.
Inversión	Crecimiento estable por la actividad económica, competencia y bajos tipos de interés.
Precios	Crudo: sólo muy ligero aumento entre 22 y 25 \$ <sub>00</sub> /bbl en 2011, siendo los valores más probables alrededor de 23-24 \$ <sub>00</sub> /bbl. Gas: estabilidad de precios, siguiendo la senda del crudo. Carbón: descenso real de precios internacionales.
Medio Ambiente	Límites de emisiones actualmente vigentes en la UE sobre SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> y partículas para Grandes Instalaciones de Combustión, Techos Nacionales de Emisión, Emisiones de Fuentes Móviles y Especificaciones de Productos Petrolíferos. Compromisos derivados de la Convención Marco de las Naciones Unidas de Cambio Climático.
Eficiencia	Mejora debida, fundamentalmente, a la introducción de nuevas tecnologías industriales más competitivas.
Demandas Finales	Continúan las tendencias observadas en los últimos años: Carbón.- Continuidad del descenso por menor actividad de los sectores consumidores y sustitución por otros combustibles. Productos Petrolíferos.- Dependencia del transporte. En carretera, aumento del parque al estar todavía lejos de la saturación, aunque a tasas inferiores a las de los últimos años. Continuidad en el crecimiento del transporte aéreo. Gas.- Crecimiento por encima de las demás energías. Electricidad.- Aumento del peso en el balance de energía final, en residencial, comercial e industrial.

Tabla 8.2. Previsión del consumo de energía final.

Fuente	2000		2006		2011		D anual	D anual	D anual
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	00/06	06/11	00/11
Carbón	5,55	2,8	2,38	2,1	2,22	1,7	-1,13	-1,38	-1,24
Prod. petrolíferos	55,59	61,6	66,58	59,4	75,78	57,6	3,05	2,62	2,86
Gas natural	12,32	13,6	18,82	16,8	23,86	18,1	7,32	4,86	6,20
Electricidad	16,21	18,0	20,04	17,9	24,29	18,5	3,60	3,92	3,75
Renovables	3,61	4,0	4,31	3,8	5,41	4,1	3,01	4,66	3,76
<b>TOTAL</b>	<b>90,27</b>	<b>100</b>	<b>112,13</b>	<b>100</b>	<b>131,56</b>	<b>100</b>	<b>3,68</b>	<b>3,25</b>	<b>3,48</b>

SGPE.



SGPE.

Figura 8.1. Intensidad energética final y consumo por habitante.

Tabla 8.3. Previsión del consumo de energía final por sectores.

Sectores	2000		2006		2011		D anual	D anual	D anual
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	00/06	06/11	00/11
Industria	34,34	38,0	40,82	36,4	47,30	36,0	2,92	2,99	2,95
Transporte	32,27	35,8	42,38	37,8	51,14	38,9	4,65	3,83	4,27
Usos diversos	23,66	26,2	28,93	25,8	33,11	25,2	3,41	2,74	3,11
<b>TOTAL</b>	<b>90,27</b>	<b>100</b>	<b>112,13</b>	<b>100</b>	<b>131,56</b>	<b>100</b>	<b>3,68</b>	<b>3,25</b>	<b>3,48</b>

SGPE.

El consumo de energía primaria crecerá con una tasa del 3,09% anual, inferior a la de la energía final, alcanzando en 2011 un total de 174,99 Mtep. En la tabla 8.4, se muestra la evolución prevista del consumo de energía primaria; se observa un cambio notable en su estructura, respecto a la situación actual, al aumentar el peso del gas natural y de las energías renovables y descender el del carbón y la energía nuclear. El petróleo pierde peso, al crecer menos que las restantes energías, pero se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético.

Tabla 8.4. Previsión del consumo de energía primaria.

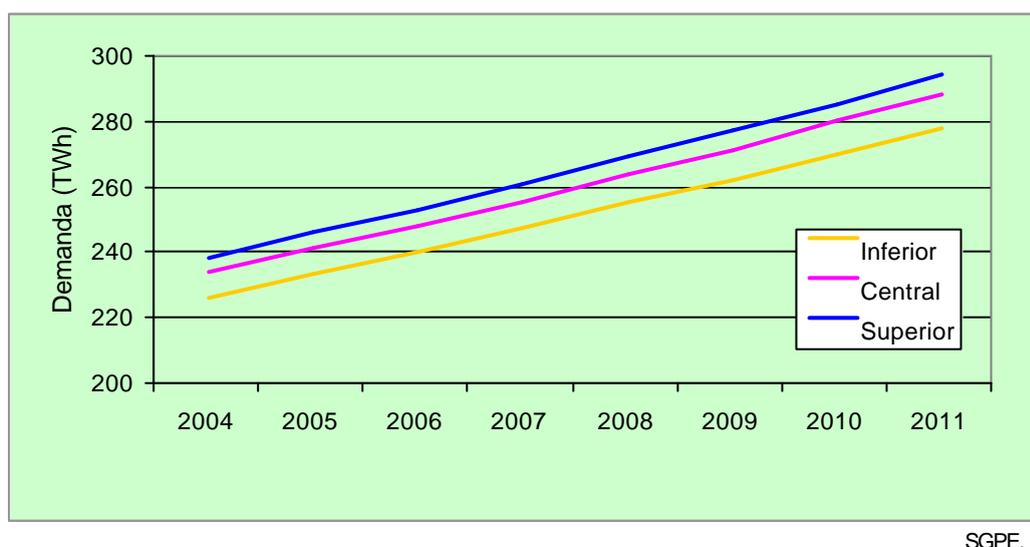
Fuente	2006		2011		D anual	D anual	D anual
	Mtep	%	Mtep	%	00/06	06/11	00/11
Carbón	18,00	12,0	14,36	8,2	-3,02	-4,41	-3,66
Petróleo	75,32	50,3	83,38	47,6	2,57	2,05	2,34
Gas natural	26,91	18,0	39,31	22,5	9,96	7,88	9,01
Nuclear	16,57	11,1	16,6	9,5	0,37	0,04	0,22
E. renovables	12,46	8,3	20,96	12,0	9,93	10,95	10,39
Saldo eléctrico	0,39	0,3	0,39	0,2	0,13	0,00	0,07
<b>TOTAL</b>	<b>149,64</b>	<b>100</b>	<b>174,99</b>	<b>100</b>	<b>3,02</b>	<b>3,18</b>	<b>3,09</b>

SGPE.

La intensidad energética primaria en España, es un parámetro que viene afectado por las fuertes oscilaciones de los ciclos hídricos, esperándose un ligero aumento de la intensidad energética del 1,8%, en el período 2000/11, con un valor final de 241,5 tep/M€<sub>5</sub>. Esta evolución supone un importante cambio de la tendencia, respecto a la registrada en la última década y que, en buena medida, cabe atribuir a la mejora de eficiencia derivada de las nuevas tecnologías de generación eléctrica.

### ■ Demanda de electricidad

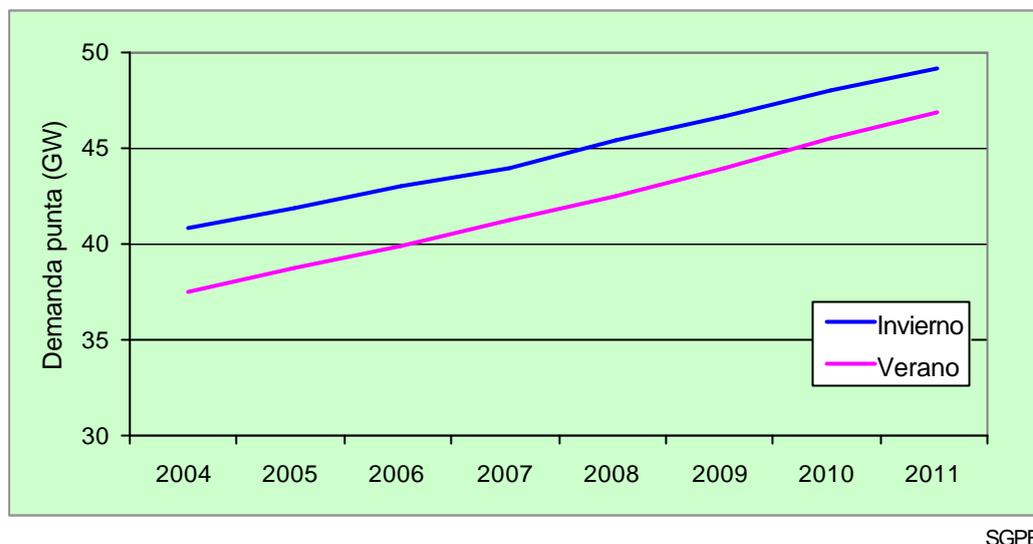
La previsión de la demanda eléctrica peninsular anual para el horizonte de estudio, se ha elaborado considerando la hipótesis de una temperatura media en todos los años del período, combinado con tres escenarios de crecimiento económico hasta el año 2005; a partir del 2006, se ha considerado un crecimiento económico constante, debido a la fuerte incertidumbre asociada. Como resultado, se han obtenido tres sendas de crecimiento de la demanda eléctrica peninsular: inferior, central y superior. En cada escenario se han analizado varios componentes del crecimiento de la demanda: temperatura, aspectos laborales, actividad, precio y otros.



SGPE.

Figura 8.2. Escenarios de evolución de la demanda eléctrica en barras de central.

La figura 8.2 muestra la evolución de la demanda eléctrica, con temperaturas medias, en barras de central y, la figura 8.3, recoge la previsión de puntas extremas en invierno y verano, aplicando la metodología Sistema de Previsión de Demanda Eléctrica a Medio y Largo Plazo, que permitirá asegurar una adecuada continuidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular.



SGPE.

Figura 8.3. Escenarios de evolución de las puntas del sistema eléctrico peninsular.

#### ■ Demanda de gas natural

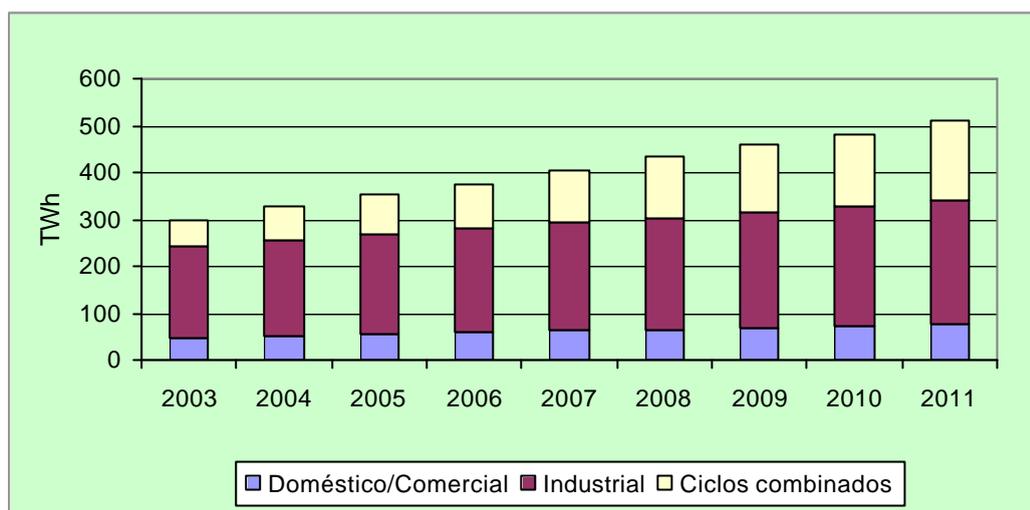
En España todavía queda una parte de los mercados doméstico, comercial e industrial sin servicio de gas natural y, además, se prevé el inicio del consumo masivo de gas para generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.

Para elaborar las previsiones de consumo, se consideran dos tipos de demanda con comportamientos muy diferenciados. La demanda convencional, que incluye, a su vez, los mercados doméstico, comercial e industrial y la correspondiente a la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.

Se estima que el crecimiento medio de la demanda doméstico/comercial durante el periodo 2002/06 será del 8,9%, reduciéndose en el quinquenio siguiente al 5,5%. Por otra parte, el crecimiento medio anual de la demanda en el mercado industrial será del 5,5% durante el primer quinquenio y del 3,6% en el segundo. Por tanto, el crecimiento global de la demanda convencional se estima en una media del 6,0% en el período 2002/06 y del 4,1% en el segundo quinquenio. Para generación, donde actualmente hay poca demanda, al final del periodo será de unos 171,08 TWh, es decir, un 73% de la convencional actual. En estas previsiones no se incluye el gas necesario para llenar el almacenamiento subterráneo, en el período considerado.

En la figura 8.4, se muestra la evolución de la demanda total de gas en España hasta el final de 2011; ésta será 2,1 veces la demanda actual, con la incorporación al consumo de unos 300.000 nuevos consumidores por año.

La previsión de la demanda total de gas natural, por Comunidades Autónomas, de los diferentes mercados -convencional y generación eléctrica-, se detalla en la tabla 8.5. Dicha distribución, se realiza teniendo en cuenta el grado de penetración del gas, su potencial de crecimiento y la disponibilidad de las futuras infraestructuras, a partir de la información comunicada por las diferentes Comunidades Autónomas.



SGPE.

Figura 8.4. Evolución de la demanda total de gas natural (TWh)

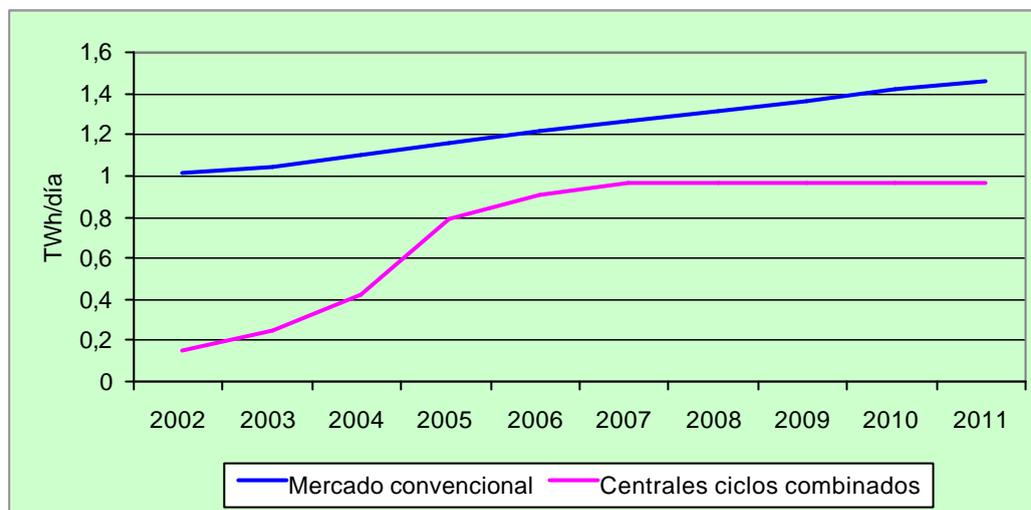
Tabla 8.5. Evolución de la demanda total de gas natural prevista por Comunidades Autónomas peninsulares (TWh).

Comunidad	Años		
	2001	2006	2011
Andalucía	24,4	51,2	72,1
Aragón	11,6	12,8	18,6
Asturias	4,7	7,0	9,3
<b>Cantabria</b>	7,0	9,3	18,6
Castilla León	15,1	24,4	30,2
Castilla La Mancha	9,3	14,0	19,8
Cataluña	54,7	84,9	102,3
C. Valenciana	31,4	50,0	69,8
Extremadura	0,0	1,8	1,2
Galicia	3,5	16,3	25,6
Madrid	17,4	27,9	40,7
Murcia	4,7	26,7	37,2
Navarra	5,8	10,5	14,0
País Vasco	18,6	32,6	43,0
La Rioja	2,3	7,0	9,3
<b>TOTAL</b>	<b>211,7</b>	<b>375,6</b>	<b>511,7</b>

SGPE.

La demanda de gas natural presenta dos tipos de estacionalidad, originados por el mercado y la zona. El consumo doméstico-comercial presenta, a lo largo del año, una mayor variación, principalmente, por el uso de calefacción, presentando al resto de mercados una variación mucho menor. La estacionalidad zonal de la demanda está caracterizada por el tipo de mercado predominante en cada zona. Se estima que la evolución de la estacionalidad del mercado se vaya amortiguando a lo largo del período como consecuencia del mayor consumo de gas para generación eléctrica.

La evolución de la demanda punta invernal del gas se muestra en la figura 8.5, bajo los criterios de demanda convencional y para generación eléctrica en centrales de ciclo combinado.



SGPE.

Figura 8.5. Evolución de la demanda punta del sistema gasista.

### 8.2.3. Cobertura de la demanda

#### ■ Electricidad

El documento de Planificación, indica que para garantizar la cobertura de la demanda eléctrica peninsular, hasta el año 2011, es preciso se instalen, al menos, 14,8 GW de nueva capacidad en régimen ordinario, además del aumento previsto para el régimen especial, que supondría alcanzar un incremento de potencia instalada en torno a 26 GW.

La estructura de generación registrará un cambio importante, pasando del tradicional peso dominante del carbón y la energía nuclear, al predominio del gas natural y las energías renovables. Esto no sólo implica la sustitución de energías primarias, sino también de las tecnologías de generación, pasando a ser prioritario el uso de los ciclos combinados, con un 33,1% del total, con consecuencias positivas en eficiencia energética y en reducción de emisiones contaminantes.

Tabla 8.6. Previsión de la estructura de generación

Fuente	2000	2011
	% Generación bruta	
Carbón	35,9	15,0
Prod. petrolíferos	9,9	4,1
Gas natural	9,7	33,1
Nuclear	27,6	19,4
Renovables	16,9	28,4
<b>TOTAL</b>	100,0	100

SGPE.

La estimación de la potencia en régimen especial supera la prevista en el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el año 2010. La tabla 8.7 presenta la previsión de energías renovables en 2011, para el total nacional.

Tabla 8.7. Previsión de la generación eléctrica con energías renovables en 2011.

Fuente	Potencia	Producción
	(GW)	(TWh)
Hidráulica	16,57	31,13
Eólica	13,00	28,60
Biomasa	3,10	22,78
Minihidráulica	2,28	7,37
R. sólidos urbanos	0,26	1,85
Solar térmica	0,20	0,46
Solar fotovoltaica	0,14	0,22
Biogas	0,08	0,55
<b>Total renovables</b>	<b>35,73</b>	<b>92,96</b>

SGPE.

Adicionalmente, se estima que la cogeneración alcanzará, en 2011, una potencia instalada de 7,1 GW con una producción de 38 TWh, incluyendo el autoconsumo. Con estas previsiones para las energías renovables y la cogeneración, la potencia media entregada al sistema estará en torno al 35% de la instalada.

La tabla 8.8 recoge las propuestas de cada Comunidad Autónoma peninsular, en cuanto a la evolución prevista de generación instalada en los regímenes ordinario y especial.

Tabla 8.8. Potencia instalada prevista por Comunidades Autónomas peninsulares (GW).

Comunidad	2005		2011	
	Régimen ordinario	Régimen especial	Régimen ordinario	Régimen especial
Andalucía	6,65	1,70	12,83	2,54
Aragón	3,43	3,39	5,59	5,45
Asturias	4,03	0,68	4,92	0,88
<b>Cantabria</b>	<b>0,39</b>	<b>0,35</b>	<b>1,19</b>	<b>0,43</b>
Castilla León	7,15	2,09	9,25	4,09
Castilla La Mancha	3,12	2,84	3,39	4,84
Cataluña	9,79	1,82	11,73	3,57
C. Valenciana	7,02	2,14	6,47	3,46
Extremadura	4,11	0,17	4,91	0,37
Galicia	6,32	3,54	7,06	4,98
Madrid	1,26	0,60	2,26	0,91
Murcia	0,97	0,77	3,77	1,58
Navarra	1,21	1,33	2,01	2,16
País Vasco	3,26	0,75	2,88	0,88
La Rioja	0,81	0,36	0,81	0,31
<b>TOTAL</b>	<b>59,56</b>	<b>22,41</b>	<b>79,06</b>	<b>36,43</b>

SGPE.

## ■ Gas natural

España es un país importador de la práctica totalidad del gas natural que consume, por lo que el abastecimiento ha de estar basado en criterios de seguridad de suministro y precio. El Documento de Planificación, estima la conveniencia de mantener un cierto equilibrio de cuotas entre los suministros de gas natural y gas natural licuado, no siendo aconsejable que ninguna de las dos fuentes reduzca su participación por debajo de un tercio del total, por los siguientes motivos:

- Para optimizar la cobertura, es necesario conjugar que los suministros a partir de gas natural y gas natural licuado resulten complementarios, tanto en la modulación estacional como de la atención a las puntas de invierno.
- Para promover la competencia entre diferentes suministradores, a fin de obtener precios más bajos y estables del gas.

Finalmente, la estrategia para el desarrollo del sistema gasista español, define un conjunto de criterios de diseño con referencia a los puntos de entrada, zonas prioritarias de gasificación, gasoductos de transporte, suministro de zonas geográficas y almacenamiento subterráneo.



# Capítulo 9

## **9.1. El futuro de los productos petrolíferos**

- 9.1.1. Previsión de la demanda.
- 9.1.2. Nuevas infraestructuras.

## **9.2. El futuro del Gas Natural**

- 9.2.1. Previsión de la demanda.
- 9.2.2. Infraestructura de la red de Gas Natural.

## **9.3. Previsión de futuro de la energía eléctrica**

- 9.3.1. Introducción.
- 9.3.2. Instalaciones futuras en la Red de Transporte Eléctrico.
- 9.3.3. Problemática planteada en la construcción de instalaciones eléctricas.
- 9.3.4. Desarrollo de la Red de Distribución.

## **9.4. El plan de fomento de las energías renovables**

- 9.4.1. Introducción.
- 9.4.2. Objetivos.
- 9.4.3. El Programa de Ahorro y Eficiencia Energética de Cantabria.

## **9.5. Agencia Regional de la Energía**

Foto portada. Catedral de Santander.

## **9.1. El futuro de los productos petrolíferos**

### **9.1.1. Previsión de la demanda**

No ha podido encontrarse, en las fuentes consultadas, la previsible evolución del consumo de los productos petrolíferos en Cantabria, para los próximos años. Sin embargo, analizando los indicadores de la última década y las estimaciones de la Unión Europea, se pueden establecer las siguientes tendencias.

- La gasolina 97 será sustituida, progresivamente, por la sin plomo 95.
- El consumo de gasóleo A aumentará, porcentualmente, en relación a las gasolinas, por la tendencia al uso de turismos con motores diesel.
- La demanda de gasóleo B estará condicionada por la futura actividad tanto de la flota pesquera como del sector agrario.
- El consumo del gasóleo C tenderá a disminuir al aumentar la implantación territorial de la red de gas natural.
- El consumo de fuel tenderá a disminuir, especialmente, por sus elevados efectos contaminantes.

### **9.1.2. Nuevas infraestructuras**

La retirada de los depósitos de CAMPSA situados en el puerto de Santander, y el cese de la actividad de envasado de la factoría de REPSOL, en Gajano, supuso una gran pérdida en lo referente a grandes capacidades de almacenamiento y envasado en la Región, pasando a depender de las Comunidades Autónomas vecinas. No se conoce previsión alguna de establecer instalaciones de cierta importancia en Cantabria.

Las gasolineras se concentran en la zona costera y en el eje de la carretera Santander-Palencia, quedando las zonas más despobladas del sur con una capacidad de distribución deficiente, aunque al ser una actividad libre en el mercado, y ante su escasa población, no es previsible que la situación mejore en los próximos años.

Respecto a los puntos de distribución de butano, tampoco es presumible se instalen más, sino que tiendan a reducirse, centralizándose en alguno de los existentes, como ha venido sucediendo los últimos años, en los que varios centros han fusionado sus actividades, lo que contribuye a reducir costes a la compañía, pero empobrece el servicio al usuario.

## **9.2. El futuro del Gas Natural**

### **9.2.1. Previsión de la demanda**

La demanda de gas natural, en función del tipo de consumidores prevista en Cantabria, para los próximos años, según el Gobierno Regional, se incluye en la tabla 9.1.

Tabla 9.1. Previsión de consumo de gas natural en Cantabria, expresada en millones de termias/año.

Tipo de consumo	AÑO						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Doméstico	469	504	532	546	562	579	595
Comercial	164	175	186	190	196	202	207
Industrial	2.000	2.100	2.200	2.300	2.400	2.500	2.600
Régimen especial (cogeneración)	3.700	3.800	3.900	4.000	4.100	4.200	4.300
<b>TOTAL</b>	<b>6.333</b>	<b>6.579</b>	<b>6.818</b>	<b>7.036</b>	<b>7.256</b>	<b>7.481</b>	<b>7.702</b>

Gobierno Regional de Cantabria.

La previsión de la demanda de gas natural en España y Cantabria, según el Ministerio de Economía, para los consumos convencionales, las centrales de ciclo combinado y total, se indican en las tablas 9.2, 9.3 y 9.4, respectivamente; analizando el consumo de Cantabria sobre el nacional, se observa la tendencia de disminución en el convencional y de aumento en las centrales de ciclo combinado.

Tabla 9.2. Previsión de la demanda convencional de gas natural en millones de termias/año.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Cantabria	6.000	6.000	6.000	7.000	7.000	8.000	8.000	8.000
España	219.000	229.000	240.000	250.000	261.000	272.000	282.000	293.000
Porcentaje	2,74	2,62	2,5	2,79	2,68	2,94	2,84	2,73

MINECO y Elaboración Propia.

Tabla 9.3. Previsión de la demanda de gas natural para centrales de ciclo combinado en millones de termias/año.

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Cantabria	2.000	4.000	5.000	7.000	7.000	8.000
España	83.000	97.000	111.000	123.000	133.000	147.000
Porcentaje	2,4	4,1	4,5	5,7	5,26	5,44

MINECO y Elaboración Propia.

Tabla 9.4. Previsión de la demanda total de gas natural en millones de termias/año.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Cantabria	6.000	6.000	8.000	11.000	12.000	14.000	15.000	16.000
España	283.000	304.000	323.000	348.000	372.000	394.000	415.000	440.000
Porcentaje	2,12	1,97	2,47	3,16	3,22	3,55	3,61	3,63

MINECO y Elaboración Propia.

Se observan discrepancias en las previsiones indicadas en las tabla 9.1 y 9.4. La previsión de la demanda de gas natural para centrales de ciclo combinado (800 MW para el año 2006, según MINECO) implica funcionamientos de estas centrales de un número muy reducido de horas anuales.

### 9.2.2. Infraestructura de la red de Gas Natural

Según las previsiones, el municipio de Entrambasaguas tendrá suministro de gas natural el año 2003, y los de Meruelo, Voto, Escalante y Polanco a lo largo del 2004.

Con la segunda fase del plan de gasificación, la red de gas natural alcanzará, a finales del 2004 o principios del 2005, las localidades de Ampuero y Limpias. En esas mismas fechas es posible comience el suministro en San Felices de Buelna.

Por ampliación del ramal Limpias-Ampuero, a finales del 2006, se realizará, probablemente, el suministro a la localidad de Ramales.

El año 2006 se estima que, en Cantabria, existirán más de 1.430 km de red, que serán capaces de suministrar gas natural a 40 municipios con más de 135.000 clientes, lo que implica que más del 85% de la población cántabra tendrá acceso al suministro.

El consumo de gas en Cantabria, cuando entre en funcionamiento la nueva planta de ciclo combinado de Sniace de 800 MW, supondrá más del doble del actual. La actual alimentación de la región no podrá hacer frente a esta demanda, al no presentar suficiente capacidad para suministrar el flujo de gas requerido. Para poder cubrir el suministro será necesaria la construcción de un nuevo gasoducto.

Las nuevas infraestructuras se clasifican en función de las condiciones previas necesarias para su ejecución; según este criterio, las actuaciones se clasifican en los siguientes tipos:

- *Actuación tipo A.* Aprobada sin ningún tipo de condicionante.
- *Actuación tipo B1.* Condicionada al cumplimiento de un solo hito para su aprobación definitiva.
- *Actuación tipo B2.* Condicionada al cumplimiento de dos o más hitos.
- *Actuación tipo C.* Se incluyen los proyectos que no justifican la demanda a satisfacer. En esta categoría, las capacidades son meramente indicativas, ya que el dimensionado final dependerá de la demanda justificada.

Las estimaciones se realizan considerando que las actuaciones de tipo A se completan al 80%, las del tipo B1 al 50%, las del tipo B2 al 30% y las del tipo C al 0%.

Debido, seguramente, a la reciente entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Bilbao, la solución adoptada ha sido la de construir un nuevo gasoducto que enlace Treto con el País Vasco; recorrerá 40 km con tubería de 24", su presión será de 80 bar, estando prevista su entrada en servicio para el año 2006. Ante la imperiosa necesidad de aumentar la capacidad de suministro en Cantabria, se ha adoptado la prioridad tipo A.

Con prioridad B1 está prevista la construcción de dos ramales; uno de la estación de Villapresente a Santillana del Mar, para el año 2006, y otro desde el mismo origen a Torrelavega, para el año 2008, ambos tendrán una longitud de 7 km y se construirán con tubería de 14", a 80 bar.

La tabla 9.5 muestra la estimación del Ministerio de Economía sobre inversiones a realizar en infraestructuras gasistas en Cantabria, entre los años 2004 y 2011.

Tabla 9.5. Previsión de inversión en infraestructuras gasistas (M€).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total
<b>Infraestructuras tipo A</b>									
Cantabria	-	-	15	-	-	-	-	-	15
España	416	224	116	21	13	17	-	-	807
Porcentaje									1,8
<b>Infraestructuras tipo B1</b>									
Cantabria	-	-	2	-	2	-	-	-	4
España	16	49	60	145	19	-	-	10	299
Porcentaje									1,3
<b>Inversión total</b>									
Cantabria			17		2				19
España	783	1.705	1.483	815	401	353	34	232	5.806
Porcentaje									0,32

MINECO.

### 9.3. Previsión de futuro de la energía eléctrica

#### 9.3.1. Introducción

La demanda de energía eléctrica en España, se estima que aumentará el 3,6% hasta el 2006 y el 3,92% en el período 2006/11, con una media prevista del 3,75% anual.

Por otro lado, es necesario que se instalen, a nivel nacional, y con el objetivo de garantizar la cobertura de la demanda hasta el año 2011, al menos, 14.800 MW de nueva capacidad de régimen ordinario, además del incremento previsto para el régimen especial que supondría alcanzar una potencia instalada, en torno, a 26.000 MW.

En lo que se refiere a Cantabria, en la tabla 9.5, se recoge la propuesta asociada a la evolución prevista de generación instalada, tanto en regímenes ordinarios y especial.

Tabla 9.5. Potencia instalada prevista en Cantabria y resto de CCAA Peninsulares.

	AÑO 2005		AÑO 2011	
	Reg. Ordinario (MW)	Reg. Especial (MW)	Reg. Ordinario (MW)	Reg. Especial (MW)
<b>Cantabria</b>	389	347	1.189	430
<b>Resto</b>	59.169	22.067	77.869	35.998
<b>TOTAL (MW)</b>	59.558	22.414	79.058	36.428

MINECO.

En la región existen actualmente dos solicitudes para la construcción de Centrales de Ciclo Combinado con gas natural, denominadas Torrelavega I y II; la primera, formada por un grupo con una potencia de 400 MW, y la segunda constituida por dos grupos, con una potencia total de y 828 MW.

La generación y la demanda para los distintos años que componen el horizonte de estudio (2004/11), tanto para Cantabria como para el resto de Comunidades Autónomas Peninsulares, se reflejan en las tablas 9.6 y 9.7, que han sido estimadas considerando el comportamiento en condiciones de punta de invierno y verano para una situación de hidraulicidad húmeda.

Tabla 9.6. Previsión de la demanda eléctrica.

Demanda Neta (MW)	2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Cantabria	638	593	686	663	743	743
Resto España	37.647	36.351	40.723	40.100	44.229	44.076
<b>Total</b>	<b>38.285</b>	<b>36.944</b>	<b>41.409</b>	<b>40.763</b>	<b>44.972</b>	<b>44.819</b>

MINECO.

Tabla 9.7. Previsión de la generación eléctrica.

Generación (MW)	2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Cantabria	275	272	281	278	281	278
Resto España	38.099	36.826	40.442	40.175	44.075	44.326
<b>Total</b>	<b>38.374</b>	<b>37.098</b>	<b>40.647</b>	<b>40.453</b>	<b>44.356</b>	<b>44.604</b>

MINECO.

Este análisis obliga a realizar una serie de reajustes o actuaciones sobre los problemas detectados en el Sistema de Transporte Eléctrico Peninsular, que en el caso de Cantabria se resumen en los siguientes puntos:

- Necesidad de la subestación de Penagos 400 kV y su transformación 400/220 kV, como solución a importantes problemas tanto de suministro como de flicker, que supera los límites admisibles en la ciudad de Santander.
- Refuerzo de la zona oriental de Cantabria, donde será necesaria la construcción de la línea Astillero-Treto a 220 kV conectada a la red de transporte para poder atender el importante crecimiento actual y futuro de esta zona.
- Implementación del eje Astillero-Cacicedo-Puente San Miguel, a 220 kV, en la zona centro y, especialmente, en la ciudad de Santander y su entorno.

### 9.3.2. Instalaciones futuras en la Red Eléctrica de Transporte

Las actuaciones a desarrollar en la Comunidad de Cantabria, respecto a la red de transporte de 400 kV, se encuadra en el denominado *Eje Norte*, que comprende Asturias, Cantabria y País Vasco. Planteadas con anterioridad, prevé la construcción de un eje eléctrico a 400 kV que una las subestaciones de Soto de Ribera y Penagos, considerado como futuro parque con transformación 400/220 kV; así como el paso a 400 kV, de Aguayo-Penagos y la construcción de la línea Penagos-Güeñes. Este eje proporcionaría una mejora fundamental de la calidad de suministro, tanto en el ámbito general del sistema eléctrico peninsular como, de forma particular, en cada una de las Comunidades Autónomas por las que transcurra.

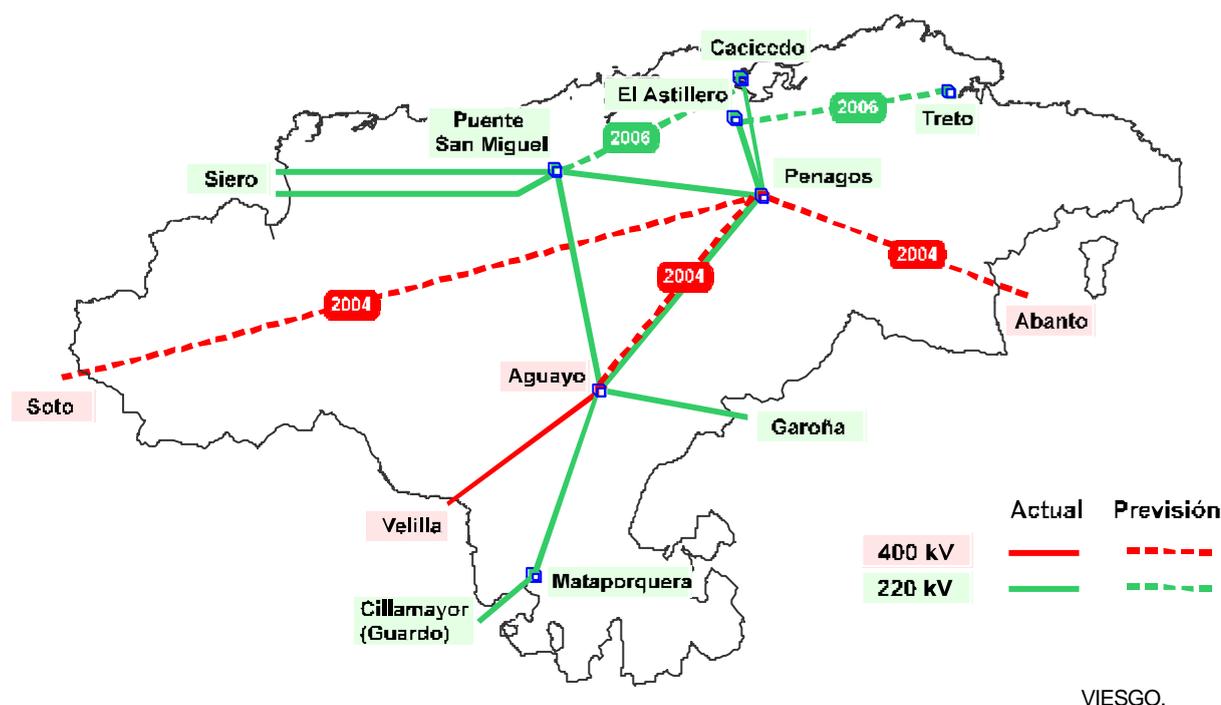
En lo referente a Cantabria, se mejoraría la calidad de suministro, tanto al consumo doméstico, como al industrial, muy importante en la Comunidad, por la existencia de industrias siderúrgicas que exigen un sólido apoyo de la red, para evitar que las eventuales perturbaciones producidas por la actividad de diversos agentes puedan redundar en una degradación de la calidad del suministro.

En base a los criterios indicados en el apartado 9.2.2, en la tabla 9.8 se recogen las propuestas de la Administración Regional en el período 2004/11.

Tabla 9.8. Resumen de las actuaciones propuesta por la Administración Regional.

1. Actuaciones incluidas en la Propuesta de Desarrollo (2004/11)	
400 kV	Refuerzos para mejorar la calidad de suministro en Cantabria: Líneas Soto-Penagos, Penagos-Abanto y transformación a 400 kV de la línea Aguayo-Penagos 220 kV. Subestación de 400 kV en Caelgese. Subestación de 400 kV en Penagos y transformación 400/220 kV.
220 kV	Nuevas líneas para dar apoyo a la distribución: Líneas Astillero-Treto, Astillero-Cacicedo y Puente San Miguel-Cacicedo. Nueva subestación de Torrelavega (Puente San Miguel-Cacicedo) que permita la evacuación de la central de ciclo combinado de gas prevista en la zona.
2. Actuaciones pendientes de evaluación posterior (2004/11)	
	Actuaciones en función de la evolución de la generación eólica. Posibilidad de una nueva conexión a la red de 400 kV en la zona oriental. Alimentación al futuro TAV en su recorrido por Cantabria.

En la figura 9.1, se muestra el plano actual y de previsión de la red de transporte, en Cantabria, en el horizonte 2011.



VIESGO.

Figura 9.1. Previsión del estado de la red de transporte de energía eléctrica en el horizonte 2011.

Desde el punto de vista del impacto económico de las inversiones en la red de transporte, las tablas 9.9 y 9.10, resumen los costes asociados a las actuaciones previstas en la propuesta de desarrollo de la red de Transporte Eléctrico para Cantabria.

Tabla 9.9. Resumen de las actuaciones previstas en líneas de la red de transporte en el período 2004/11.

	Coste Líneas (M€)				
	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Tipo C	Total ponderado
<b>Cantabria</b>	31,20	6,36	0,00	0,00	28,14
<b>Resto España</b>	913,86	811,65	286,92	638,33	1222,99
<b>Total</b>	<b>945,06</b>	<b>818,01</b>	<b>286,92</b>	<b>638,33</b>	<b>1251,13</b>

MINECO.

Tabla 9.10. Resumen de las actuaciones previstas en subestaciones de la red de transporte en el período 2004/11.

	Coste Subestaciones (M€)				
	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Tipo C	Total ponderado
<b>Cantabria</b>	23,47	4,36	0,00	0,00	20,95
<b>Resto España</b>	1136,26	900,47	297,61	197,97	1448,53
<b>Total</b>	<b>1159,73</b>	<b>904,83</b>	<b>297,61</b>	<b>197,97</b>	<b>1469,48</b>

MINECO.

### 9.3.3. Problemática planteada en la construcción de instalaciones eléctricas

Desde hace algunos años se observa una creciente dificultad en la construcción de instalaciones de transporte de electricidad, derivada de un conjunto de aspectos claramente relacionados entre sí y que originan retrasos y aplazamientos, creando cierta incertidumbre en el crecimiento y desarrollo, tanto industrial como económico en la Región y en el resto de Comunidades Autónomas. Los aspectos más relevantes se pueden resumir en:

- *Licencias Municipales.* La exigencia y, en muchos casos, la denegación de licencias provoca importantes demoras en el inicio de las obras.
- *Administraciones y Organismos.* Se pone de manifiesto una falta de uniformidad en los criterios aplicados por las Administraciones encargadas de la tramitación.
- *Ordenación del Territorio y Urbanismo.* También retrasa el proceso de tramitación la exigencia de aprobación previa de Organismos urbanístico o de ordenación y territorial.
- *Medio Ambiente.* La alta densidad de espacios naturales protegidos, trae como consecuencia un alto grado de dificultad a la hora de proyectar infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable, en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transporte.
- *Contestación social.* Aquí se incluye un conjunto de dificultades derivadas de la oposición social a las instalaciones de transporte y a la implantación de nuevas fuentes de generación.

Para resolver las anteriores dificultades se enumeran, a continuación, algunas propuestas que pueden servir como referencia:

- Establecer corredores comunes para la construcción de infraestructuras lineales que faciliten la implantación de las redes eléctricas.
- Aprovechar los pasillos originados por líneas actuales, bien para implantar una nueva en sustitución de la anterior o bien para compactar las ya existentes en líneas de doble, triple y hasta cuádruple circuito.
- Consensuar los emplazamientos de las nuevas infraestructuras eléctricas.
- Analizar la puesta en marcha de un Plan que tenga como objetivo la coordinación de las diferentes Administraciones para impulsar la tramitación de los permisos.

### 9.3.4. Desarrollo de la Red de Distribución

Debido al crecimiento de la demanda en Cantabria, resulta necesario se produzca, de forma paralela, un desarrollo de la red de distribución existente, para poder atender la demanda mediante nuevos suministros, tanto en media tensión como en alta tensión, lo que requiere la mejora y ampliación de la red.

Las actuaciones que han de acometer las compañías eléctricas se pueden resumir en:

- Construcción de redes aéreas de 132, 55 y 30 kV.
- Nuevas subestaciones AT/AT y AT/MT.
- Instalación de transformadores de reserva.
- Mejora de las instalaciones existentes.

En la tabla 9.11 se resume las inversiones singulares a realizar en Cantabria por Viesgo Grupo ENEL, a corto y medio plazo.

Tabla 9.11. Resumen de las inversiones singulares previstas en Cantabria por Viesgo Grupo ENEL durante el período 2004/11.

Zona de actuación	Número Centros de distribución	Pot. Afectada (MW)	Nº clientes afectados	INVERSIONES (€)	
				Corto Plazo	Medio Plazo
Zona oriental de Cantabria	1428	230	70.000	5,5	6,5
Área de Santander	1543	535	112.000	3,5	6,2
Zona occidental de Cantabria	1934	340	82.500	4,3	5,7
Zona sur de Cantabria	400	50	12.000	10	25
<b>TOTALES</b>	<b>5305</b>	<b>1155</b>	<b>276.500</b>	<b>143</b>	<b>209</b>

Viesgo Grupo ENEL.

## 9.4. El plan de fomento de las energías renovables

### 9.4.1. Introducción

Las Administraciones Autonómicas desarrollan un papel relevante en la promoción de las energías renovables. Prácticamente en todas ellas, se han diseñado planes de apoyo con objetivos y períodos de ejecución distintos, si bien, respondiendo a la filosofía del Plan de

Fomento de las Energías Renovables. El conjunto de las Administraciones Públicas, han previsto medidas incentivadoras de tres tipos:

- Fiscales.
- Estructurales.
- Eliminación de barreras.

Las medidas fiscales se traducen en diversas deducciones del Impuesto de Sociedades relacionadas con inversiones, gastos de investigación e innovación.

Las medidas estructurales están dirigidas a desarrollar o adecuar la normativa necesaria, de forma que favorezca la puesta en práctica del aprovechamiento de fuentes renovables.

Las medidas destinadas a la eliminación de barreras contemplan incentivos, siempre relacionados con la aplicación del Plan de Fomento de las Energías Renovables, en los siguientes ámbitos: inversiones en innovación tecnológica, ayudas públicas para incentivación, e instrumentos financieros adaptados a las necesidades del Plan de Fomento.

#### 9.4.2. Objetivos

El Plan de Fomento de las Energías Renovables, asigna a las Comunidades Autónomas, en cada una de las fuentes renovables, la cuota de participación correspondiente, atendiendo a las singularidades de las distintas Comunidades Autónomas.

En el caso de Cantabria, las previsiones son las indicadas en la tabla 9.13.

Tabla 9.13. Objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables en Cantabria.

TIPO	Acumulado 31-12-1998	Objetivo Plan de Fomento
Eólica	-	300 MW
Hidroeléctrica (< 10 MW)	43,58 MW	-
Solar Térmica	200 m <sup>2</sup>	20856 m <sup>2</sup>
Solar Fotovoltaica	27 kWp	3850 kWp
Biomasa	6321 tep	18298 tep
Biogas	1724 tep	2958 tep

PFERS.

#### 9.4.3. El programa de ahorro y eficiencia energética de Cantabria

El Gobierno Regional, en convocatorias anuales, desde el año 2002 viene aplicando el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética de Cantabria. En éste, se establecen un conjunto de actuaciones tendentes a lograr una utilización más racional de la energía, entre las que se encuentra subvenciones a proyectos de aprovechamiento energético en aplicación de la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía, contribuyendo así al Plan de Fomento de las Energías Renovables y su desarrollo en la Comunidad Autónoma de Cantabria.

##### ■ *Beneficiarios*

Pueden acogerse a este régimen de ayudas:

- Pequeñas y medianas empresas.
- Sociedades Anónimas Laborales y Cooperativas.

- Empresas que no teniendo la consideración de PYMEs, se consideren de especial interés socioeconómico.
- Instituciones públicas o privadas sin ánimo de lucro que presten servicios de interés para los ciudadanos.
- Corporaciones Locales.
- Trabajadores por cuenta propia.

#### ■ *Proyectos subvencionables*

Podrán ser objeto de ayudas, mediante la concesión de subvenciones, los proyectos y actuaciones cuya inversión subvencionable no supere un millón de euros y se puedan integrar en alguno de los siguientes apartados:

- Proyectos de utilización racional de la energía o de sustitución de fuentes energéticas en la industria, los servicios y las instalaciones públicas.
- Proyectos de desarrollo, demostración, y difusión de fuentes solares, bien térmicas o fotovoltaicas.

## 9.5. Agencia Regional de la Energía

En Cantabria no existe ningún Organismo Público que, específicamente, tenga como objetivo la actuación energética, fomentando el ahorro y la utilización racional de las fuentes de energía disponibles en la Región. La creación de una Agencia Regional de la Energía, siguiendo el modelo de otras Comunidades Autónomas, parece estar plenamente justificada. Este Organismo llevaría a cabo la ordenación y planificación energética, de acuerdo con las directrices generales del Gobierno de Cantabria, en coordinación con las distintas Administraciones y en el marco de la política energética de la Unión Europea. Sin embargo, al ser Cantabria una Comunidad uniprovincial, podría resultarle gravosa la creación de esta Agencia; en este caso, Sodercan que, actualmente, está gestionando programas de desarrollo energético, podría incluirla en su organigrama.

Los principales objetivos a conseguir por esta Agencia Regional serían:

- *Diversificación energética.* Promover líneas de investigación, de desarrollo e innovación, para un uso más racional de las diversas fuentes de suministro de energía.
- *Calidad del suministro.* Desarrollo de auditorías de calidad energética que garanticen el control de la calidad del suministro.
- *Eficiencia y Ahorro energético.* Proponer y ejecutar las medidas necesarias para obtener políticas sectoriales eficaces que promuevan la racionalización del consumo y la reducción de los costes energéticos.
- *Energías renovables.* Establecimiento de planes de promoción del uso de energías renovables.
- *Infraestructuras energéticas.* Promoción y seguimiento de las infraestructuras energéticas necesarias para cumplir los objetivos de suministro, en coordinación con las correspondientes empresas y Administraciones Públicas.
- *Medio ambiente.* Control y seguimiento de las actuaciones energéticas a fin de que sean acordes con el respeto y protección al Medio Ambiente.

# CONCLUSIONES

- **Introducción**
- **Productos petrolíferos**
- **Gas natural**
- **Energía eléctrica**
- **Energías renovables**
- **Diversificación, ahorro y eficiencia energética**
- **Impacto ambiental**



## ■ Introducción

La construcción de nuevas infraestructuras energéticas se justifica por el crecimiento sostenido de la demanda y por la necesidad de mantener la calidad de suministro en las cotas que precisa un país desarrollado. Además, la energía ha de tener un precio competitivo y estable, su suministro ha de estar garantizado, siendo necesario que el proceso de su transmisión y consumo se realice con la eficiencia energética adecuada.

Estamos inmersos en lo que podría definirse como *globalización energética*, ya que la interdependencia territorial, en esta materia, resulta incuestionable. Las infraestructuras energéticas producen ventajas e inconvenientes; en general, las desventajas se comparten, mientras los beneficios los obtienen, solamente, aquéllos que actúan con mayor sentido práctico. Así con respecto a las centrales nucleares francesas, España comparte el riesgo de accidentes, sin embargo, Francia obtiene el beneficio, consecuentemente, la moratoria nuclear, que encarece la energía eléctrica en nuestro país y aumenta su dependencia, no supone la ausencia de riesgo. A nivel nacional se puede considerar la repercusión de los parques eólicos emplazados en Castilla-León, en la línea fronteriza con Cantabria; en este caso, las dos Comunidades comparten el impacto paisajístico, sin embargo, Castilla-León obtiene el beneficio, resultando la situación aún más paradójica si se tiene en cuenta que mientras Cantabria es importadora de energía eléctrica, Castilla-León la exporta.

Con referencia a la energía eléctrica, una Comunidad deficitaria en generación y débil en transporte, bloqueada la construcción de sus infraestructuras, está condenada a un servicio eléctrico de baja calidad, con frecuentes cortes de suministro; en esa región, no sería posible la implantación de nuevas empresas, incluso, algunas de las establecidas se verían obligadas a trasladarse, en definitiva, sufriría un progresivo empobrecimiento.

## ■ Productos petrolíferos

En primer lugar sería recomendable, desde el punto de vista de la seguridad del suministro energético en la Comunidad, recuperar puntos de gran almacenamiento tanto de gasolinas y gasóleos como de gases licuados del petróleo, ya que en la actualidad apenas existe capacidad en la Región dependiendo, totalmente, de las Comunidades vecinas.

Respecto a la instalación de gasolineras, resultaría conveniente que los consumidores dispusieran de más puntos de suministro en las zonas externas a los ejes principales de comunicación por carretera: la Autovía del Cantábrico y la carretera Nacional de unión con Palencia. Sin embargo, al ser una actividad libre, no es previsible que se instalen nuevas empresas en zonas deprimidas económicamente, por su dudoso beneficio.

En lo referente a los puntos de distribución de gases licuados del petróleo también, se está tendiendo a la centralización, lo que si bien resulta más rentable para las compañías, origina un empobrecimiento del servicio, especialmente, para los habitantes de las zonas rurales.

## ■ Gas natural

La red gasista de Cantabria alcanza a todos los grandes núcleos de población de la Comunidad, y está previsto llegue, en los próximos años, a la mayoría de los restantes por lo que, prácticamente, toda la población tendrá acceso a este servicio. Únicamente, las zonas menos pobladas y las de difícil orografía quedarán, previsiblemente, excluidas. Como esta fuente energética no sólo es aplicable al sector doméstico, sino también al comercial e

industrial, se está limitando la posibilidad de desarrollo de estas zonas; no obstante, debe insistirse en el esfuerzo de universalizar la red gasista.

La capacidad de la actual red de transporte es suficiente para cubrir la demanda doméstica presente y futura, porque se estima que no tendrá un gran crecimiento en valor absoluto, pero presenta serias limitaciones para suministrar consumos industriales, en particular, a plantas de cogeneración de ciclo combinado que está previsto se construyan en la región. Por tanto, se considera prioritaria la ampliación de las interconexiones con las Comunidades Autónomas vecinas; resulta fundamental la prevista con el País Vasco, ya que tras la construcción de la planta de recepción del puerto de Bilbao, éste sería el punto natural de abastecimiento para Cantabria, sin embargo, también debería ampliarse el gasoducto Burgos-Santander.

## ■ Energía eléctrica

La tendencia actual de crecimiento de los núcleos de población próximos a la costa, está generando un aumento de la demanda que no va a poder ser satisfecha, únicamente, con una ligera reforma de la red de distribución. Además, esta demanda presenta un carácter estacional, debido al turismo, que complica tanto la planificación como la gestión de la red. De forma específica, la zona oriental de Cantabria no dispone de red de transporte, a pesar de contar con una parte importante de su tejido productivo.

La geografía de la región hace que la población esté distribuida de una forma muy dispersa en las zonas de montaña, lo que dificulta la planificación de las inversiones en infraestructuras. Sin embargo, tanto el Gobierno Central como el Regional y las empresas de distribución han realizado un gran esfuerzo en el plan de electrificación rural para conseguir que, prácticamente, la mayoría de la zona rural de Cantabria disponga de una infraestructura eléctrica adecuada. El nuevo escenario energético, basado en el libre mercado y la competencia, puede hacer que muchas zonas dispersas resulten de escaso interés económico por su elevado coste en infraestructuras y su reducido beneficio económico. En este sentido, es necesario que el Gobierno Regional adopte las medidas oportunas para garantizar un nivel de inversión mínimo en las zonas rurales, con un criterio de justicia social.

La zona central está alimentada mediante una red de transporte a 220 kV que está próxima a la saturación. De hecho, la aparición de fenómenos meteorológicos, caracterizados por temperaturas fuera de los parámetros habituales, está generando la necesidad de deslastrar el sistema para evitar sobrecargas, produciendo como efecto secundario la paralización temporal de algunas industrias. En este sentido, se hace urgente la necesidad de disponer de una red de transporte de 400 kV que no sólo aumentaría la capacidad global del sistema eléctrico regional, sino que aportaría estabilidad y permitiría atender nuevos suministros industriales.

Existe un gran debate social sobre las ventajas e inconvenientes de las infraestructuras energéticas; la discusión sobre dónde y cómo deben construirse requiere un consenso general de todos los agentes involucrados. Debe tenerse en cuenta que las necesidades se incrementan, progresivamente, y que las infraestructuras requieren largos plazos para su puesta en funcionamiento, por lo que debería comenzar su planificación y construcción antes que se produzca un colapso energético.

Desde el punto de vista de la generación, Cantabria cuenta con numerosos recursos hidráulicos de pequeña capacidad, si bien no son suficientes para equilibrar, internamente, sus necesidades. Así, la central hidroeléctrica de San Miguel de Aguayo tiene una capacidad que supone, aproximadamente, el 50% de la oferta total de generación, sin embargo, su funcionamiento dual como central de generación o bombeo hace que si bien el balance

económico de su funcionamiento es óptimo, no suceda igual con el balance energético generación/consumo, que resulta claramente deficitario, hasta el punto que el conjunto de generación de Cantabria, en régimen ordinario, suele ser negativo.

Para conseguir que el balance energético de la región se equilibre, e incluso que sea positivo, es decir, que presente un carácter exportador, deberían acometerse nuevas infraestructuras de generación. La propuesta de construcción de una planta de ciclo combinado, en la zona de Torrelavega con una potencia de unos 800 MW, permitiría convertir la región en exportadora de energía; sin embargo, debe tenerse en cuenta que su construcción está inevitablemente ligada a la existencia de infraestructuras que permitan evacuar dicha energía, resultando patente la necesidad de disponer de una red de transporte de 400 kV. Desde una perspectiva energética global, la instalación del ciclo combinado requiere, también, la disponibilidad de una red de abastecimiento de gas capaz de suministrar las 120 t/h que demandará dicha planta.

Los autoprodutores desempeñan un papel esencial en este nuevo escenario energético. Actualmente, suponen un 38% de la potencia de generación instalada en la región, sin embargo, su aportación es dependiente de su proceso productivo y de la evolución de los costes de las materias primas que utilizan; por tanto, su funcionamiento está condicionado por criterios económicos.

Con referencia a la red de transporte de 400 kV, la de España tiene una longitud de 15.756 km de los que, únicamente, unos 28 transcurren por la Comunidad de Cantabria, lo que supone un 0,17%.

## ■ Energías renovables

### · *Energía eólica*

El Plan de Fomento de las Energías Renovables adjudica a Cantabria una potencia eólica de 300 MW. En la actualidad, se están tramitando un total de seis parques eólicos con una potencia conjunta de 135,8 MW, es decir, de aprobarse todos los parques en tramitación, durante el año 2003, Cantabria tendría cubierto, no antes del año 2005, un 45% de la potencia eólica prevista. Aunque en términos absolutos, las cifras mencionadas parecen permitir cumplir el objetivo de los 300 MW, en el horizonte del 2010, la ralentización de los procesos de tramitación -actualmente, sólo el parque de Cañoneras tiene aprobado el estudio de impacto ambiental- hace que aparezcan serias dudas sobre su cumplimiento.

Por otra parte, los promotores deberían presentar nuevos Planes Directores Eólicos que permitieran cubrir la potencia restante y, a continuación, su preceptiva aprobación por el Gobierno de Cantabria. En este sentido, según la Consejería de Industria Turismo, Trabajo y Comunicaciones, BOC de 6 de abril de 2001, sigue vigente la suspensión de nuevas solicitudes.

La insuficiente implantación de esta fuente de energía en nuestra región, se pone de manifiesto analizando el desarrollo en regiones próximas como Navarra, Castilla León o Galicia, en las que se ha superado, ampliamente, la potencia eólica prevista.

### · *Energía solar térmica*

A pesar de los tópicos sobre los bajos niveles de radiación solar de Cantabria, sus índices de insolación son superiores a los de Alemania, país en el que la superficie solar térmica instalada es de ocho a diez veces superior al conjunto de España, lo que en términos relativos significa de cuatro a cinco veces más superficie instalada por habitante. Austria, con

niveles de radiación similares a los de Cantabria, tiene una superficie por habitante 20 veces superior a la española y, aproximadamente, 40 veces la de nuestra Comunidad.

Cantabria tenía a finales de 2001 una superficie de captación solar térmica de, aproximadamente, 400 m<sup>2</sup>. Con la aprobación del Programa de Ahorro y Eficiencia Energética, en el año 2002, el Gobierno de Cantabria comprometió subvenciones en instalaciones solares térmicas con una superficie total de 2.650 m<sup>2</sup>. Sin embargo, el fuerte incremento experimentado, en esta área, no parece suficiente para alcanzar los 20.856 m<sup>2</sup> asignados a Cantabria, para el año 2010, por el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

### · *Energía solar fotovoltaica*

Tanto la producción industrial como la investigación relacionada con la generación eléctrica fotovoltaica, que se desarrolla en España, ocupan un destacado lugar en el panorama mundial. La producción de paneles fotovoltaicos en España dispone de las tecnologías más avanzadas, y los fabricantes españoles tienen instalaciones y procesos productivos que sitúan a nuestro país en el tercer puesto a escala mundial (detrás de Estados Unidos y Japón), y el primero a nivel europeo en producción de células y paneles fotovoltaicos. Estos datos contrastan con el actual nivel de implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en España, y especialmente, en Cantabria.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables fija, para el 2010 en Cantabria, una potencia solar fotovoltaica instalada de 3,85 MWp de los cuales 3,45 MWp deben estar conectados a la red. Sin embargo, actualmente hay instalados 0,027 MWp autónomos, y en proyecto con conexión a red 0,016 MWp.

Al ritmo actual de crecimiento debido, básicamente, al escaso apoyo económico que apoya esta forma de energía, no podrá cumplirse el objetivo marcado. Sería preciso establecer un modelo similar al alemán, que se ha mostrado adecuado para alcanzar el objetivo. Con el mencionado modelo, aún cuando el nivel de insolación sea inferior al de Cantabria, se ha conseguido finalizar, en junio de 2003, el programa 100.000 *tejadós solares* iniciado en 1999, instalando 300 MWp solares, cuando en el conjunto de España se ha fijado el objetivo de 135 MWp para el horizonte del 2010.

### · *Minihidráulica*

Los aprovechamientos minihidráulicos no han sufrido ninguna modificación, en términos de potencia instalada, en los últimos años. De una parte, el esfuerzo para poner en operación una pequeña central minihidráulica es, en muchos casos, excesivo para el beneficio económico obtenido; a esto se une la alta contestación ecológica a las minicentrales, debido a que en general, su colocación sólo es aconsejable en los cursos altos de los ríos, provocando impactos ambientales de importancia en áreas de alta montaña.

### · *Biomasa y biogás*

En Cantabria, de igual forma que en el resto de España, la biomasa es la gran ausente del sector de energías renovables. Parece claro que los incentivos económicos, actualmente, establecidos son insuficientes para la biomasa destinada a la producción de electricidad. Prueba de ello es el escaso desarrollo de esta fuente. Deberían primarse las consideraciones ambientales, de seguridad de suministro y de equilibrio territorial sobre las estrictamente económicas, por lo que deberían incrementarse las ayudas públicas, al tiempo que se movilizasen y coordinasen los poderes públicos implicados -Consejerías con

responsabilidades en medio ambiente, economía, industria y agricultura- para asegurar el suministro de materia prima y su precio, así como para facilitar su almacenamiento.

### ■ **Diversificación, ahorro y eficiencia energética**

La diversificación, el ahorro y la eficiencia debieran establecerse como directrices básicas de una planificación energética más amplia.

En Cantabria, desde el año 2002, se cuenta con un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética dirigido, primordialmente, a la Pequeña y Mediana Empresa y a Corporaciones Locales, que se enmarca dentro del Plan Estratégico de Desarrollo Tecnológico. Tras realizar el análisis de las subvenciones concedidas, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- El sector terciario, gran consumidor energético final, no ha presentado ninguna solicitud.
- La participación de los Municipios de la Comunidad, pese a las posibilidades de ahorro energético, ha resultado escasa.

En el año 2003, no se dispone de por no haberse cerrado el plazo de admisión de solicitudes.

Para conseguir el equilibrio energético entre generación y consumo se va a proceder a la construcción de una planta de ciclo combinado de, aproximadamente, 800 MW, lo que no resulta positivo bajo el punto de vista de la diversificación energética. Si se llevase a cabo este proyecto la Comunidad dependería de una sola fuente energética: el gas natural. Cualquier imponderable -avería de la red de transporte de gas, falta de su suministro, o parada de la central- conllevaría un balance energético negativo y la necesidad de importar energía eléctrica de Comunidades limítrofes. Por ello, también, sería necesaria la implantación de fuentes alternativas de generación eléctrica distribuida que eliminasen la dependencia.

### ■ **Impacto ambiental**

Existe cierta dispersión de criterios, en materia ambiental, entre el Ministerio de Medio Ambiente y las respectivas Consejerías Autonómicas.

La comunidad de Cantabria a pesar de no poseer centrales eléctricas de alto impacto ambiental como son las térmicas convencionales y nucleares, no deja de sufrir los impactos procedentes de comunidades limítrofes como los originados por la Central Térmica de Santurce.

Varias empresas de Cantabria han instalado plantas de cogeneración con la finalidad de generar, de manera simultánea, calor y electricidad, mediante el consumo de gas natural. Este tipo de generación es mejor que las térmicas convencionales desde el punto de vista ambiental, lo que no implica que carezca de impacto ambiental al dar lugar a emisiones, fundamentalmente, de CO<sub>2</sub>.

Los tendidos eléctricos aéreos son las infraestructuras energéticas con mayor impacto ambiental negativo en Cantabria, porque afectan a miles de kilómetros de su territorio. La red de Alta Tensión a 400 kV que ha de unir las subestaciones de Soto de Ribera y Penagos atraviesa el territorio de Cantabria de oeste a este, afectando a zonas pobladas y de alto valor ecológico.



# **BIBLIOGRAFÍA**

- 
- **Libros y Actas de Congresos**
  - **Revistas**
  - **Páginas web**



## ■ Libros y Actas de Congresos

- ▲ Anuario del Gas 2001, Sedigas.
- ▲ ATLAS Nacional de España. Instituto Geográfico Nacional. 1991.
- ▲ Biocombustibles sólidos de origen forestal. Francisco Marcos Martín. AENOR (Asociación Española de Normalización y Certificación). 2001.
- ▲ Congreso de Energía Tomo II. Servicio Central de Publicaciones del Gobierno Vasco. 1998.
- ▲ *Consumo de Energía y Crecimiento Económico. Análisis de la Eficiencia Energética de los principales países de la OCDE y de España.* Comisión Nacional de Energía, Club Español de la Energía. Madrid, 2002.
- ▲ Economía Industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación. Eloy Alvarez Pelegry. Editorial Civitas. Unión FENOSA. 1997.
- ▲ Efectos Biológicos de los Campos Electromagnéticos. Cinco años de investigación 1995-2000. Juan Represa de la Guerra y Carlos Llanos Lecumberri. U. de Valladolid, Consejo Superior de Investigaciones Científicas, UNESA y REE. 2001.
- ▲ El Libro Azul de la Electricidad. AFME (Asociación de Fabricantes de Materiales Eléctricos). AENOR (Asociación Española de Normalización y Certificación). 2000.
- ▲ El Sistema Eléctrico Español. Informe 2001. (REE) Red Eléctrica de España. 2002.
- ▲ Energía Eléctrica y Medio Ambiente. Escuela Universitaria de Ing. Tec. Industrial (EUITI). Madrid. Dpto. de Ingeniería Eléctrica. Colegio Oficial de Ingenieros Tec. Industriales (COITI) de Madrid. Sección de Medio Ambiente. 1997.
- ▲ Energía en Castilla y León. Junta de Castilla y León. Consejería de Industria, Comercio y Turismo. EREN (Ente Regional de la Energía). 2000.
- ▲ *Energía para el Mundo de Mañana: realidades, opciones, objetivos.* World Energy Council. Madrid, 1993.
- ▲ ENERGÍA '99. Datos energéticos del País Vasco 1999. 2000.
- ▲ *Energy in Europe.* European Commission, Brussels, July 1997.
- ▲ Energy Systems, Management and Economics. Y. Nishikawa; Y. Kaya; K. Yamaji. International Federation of Automatic Control. 1990.
- ▲ *España en cifras 2002.* Instituto Nacional de Estadística. Madrid, 2003
- ▲ *Estudio sobre la liberalización de los mercados de la electricidad y el gas en 2003.* PWC Consulting, Club Español de la Energía. Madrid, 2003.
- ▲ *European Union Energy & Transport in Figures 2002.* European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. 2003.

- ▲ *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica: Análisis de ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*. Asociación de Productores de Energía Renovables.
- ▲ *Implicaciones Económicas de la Protección Ambiental de la CEE: Repercusiones en España*. María Teresa Estevan Bolea. Secretaría de Estado de Economía. Ministerio de Economía y Hacienda. 1991.
- ▲ *Información básica de los sectores de la Energía, 2001*. Comisión Nacional de Energía. Madrid
- ▲ *Informe anual 2002*. SEDIGAS.
- ▲ *Informe anual EHN 1999*. Departamento de Comunicación y Relaciones Institucionales de EHN. Gráficas Castuera, S.A..
- ▲ *Informe Energía España 2003*. Foro Nuclear.
- ▲ *Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura*. Comisión Nacional de Energía. Madrid, 2001.
- ▲ *Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura*. Comisión Nacional de Energía. Madrid, 2001.
- ▲ *Informe Mundial de Energía: la energía y el reto de la sostenibilidad*. Dpto. de las Naciones Unidas para Asuntos Económicos y Sociales, Consejo Mundial de Energía, IDAE. Madrid, 2001.
- ▲ *La electricidad en España. 232 preguntas y respuestas*. UNESA. 1996.
- ▲ *La Liberalización del Sector Eléctrico en España*. Economía Industrial. Ministerio de Industria y Energía. Centro de Publicaciones. 1997.
- ▲ *Medio Ambiente y Electricidad. Consideraciones desde la Ingeniería*. Comité de Energía y Recursos Naturales. S.L.. 1998.
- ▲ *Medio Ambiente y Energía: Nuevas oportunidades para la empresa*. Seminario Internacional. CONFEBASK. CLUB ESPAÑOL DE LA MINERÍA. IBERDROLA INSTITUTO TECNOLÓGICO. 1993.
- ▲ *Metodología de Simulación Visual de Instalaciones Eléctricas*. (REE) Red Eléctrica de España. Servicio de Medio Ambiente.
- ▲ *New Technologies for Energy Efficiency*. M.F. Hordeski. The Fairmont Press, Inc & Marcel Dekker, Inc. New York, 2003.
- ▲ *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, diciembre de 1999.
- ▲ *Plan de la Energía en Cataluña en el Horizonte del año 2010*. Departament d'Indústria, Comerç i Turisme. Institut Català d'Energia. Departament d'Indústria, Comerç i Turisme. Direcció Gneral d'Énergia i Mines.
- ▲ *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*. Dirección General de Política Energética y Minas. Madrid, septiembre 2002.

- ▲ Política Energética. Plan 3E-2005. Estrategia Energética de EUSKADI 2005. Marco General de Actuación 1996-2005. EVE. 1997.
- ▲ *Renewables Information 2002*. International Energy Agency. Paris
- ▲ Sector Eléctrico: la Liberalización. Anales de mecánica y electricidad. Revista de la Asociación de Ingenieros del ICAI. 1998.
- ▲ Presentación sobre el momento actual del gas en Cantabria, Grupo Gas Natural.

## ■ Boletines

- ▲ *Boletines Estadísticos de Hidrocarburos*, CORES, Publicaciones mensuales.
- ▲ *Boletines Estadísticos de Energía Eléctrica*. Ministerio de Economía, Red Eléctrica de España. Madrid.
- ▲ *Boletines IDAE. Eficiencia Energética y Energías Renovables*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

## ■ Revistas

- ▲ *2001-Annual Energy Review*. European Commission. Directorate General for Energy and Transport. 2002.
- ▲ *Energía Eléctrica y Medio Ambiente*. Endesa. Febrero, 2001.
- ▲ *IV Jornadas de Líneas Eléctricas y Medio Ambiente (REE)*, Madrid, octubre, 2003.
- ▲ *Key World Energy Statistics from the IEA*. International Energy Agency. 2002.
- ▲ *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency. Paris, 2003.
- ▲ APPA INFO
- ▲ *BP Statistical Review of World Energy*. June, 2002.
- ▲ COGEN
- ▲ *Revista Internacional de energía y Medio Ambiente*
- ▲ DYNA
- ▲ EFICIENCIA ENERGÉTICA
- ▲ ENERGÍA
- ▲ ENERGÍAS RENOVABLES
- ▲ ERA SOLAR
- ▲ INFOPOWER
- ▲ METALURGIA Y ELECTRICIDAD
- ▲ MUNDO ENERGÍA
- ▲ TÉCNICA INDUSTRIAL

## ■ Páginas web

CLH	<a href="http://www.clh.es/index2.html">http://www.clh.es/index2.html</a>
CNE	<a href="http://www.cne.es/">http://www.cne.es/</a>
CORES	<a href="http://www.cores.es/">http://www.cores.es/</a>
ENAGAS	<a href="http://www.enagas.es/index.jsp">http://www.enagas.es/index.jsp</a>
MINECO	<a href="http://www2.mineco.es/mineco/">http://www2.mineco.es/mineco/</a>
TERQUISA	<a href="http://lbc-net.com/SP_Santander.asp">http://lbc-net.com/SP_Santander.asp</a>
ENERGÍA	<a href="http://www.energuía.com/es/">http://www.energuía.com/es/</a>

# GLOSARIO

Anexo

# A





---

A.T.	Alta tensión.
APPA	Asociación de Productores de Energías Renovables.
B.T.	Baja tensión.
CAMPESA	Compañía Arrendataria del Monopolio de Productos Petrolíferos.
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos.
CMOC	Centro de mantenimiento operación y control (gn).
CNE	Comisión Nacional de la Energía.
CORES	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
ENAGAS	Empresa Nacional del Gas.
ENS	Energía No Suministrada al Sistema (normalmente medida en un año).
ERCSA	Empresa Cantabra de Residuos SA.
ERM	Estación de regulación y medida (gn).
GLP	Gas licuado del petróleo.
GN	Gas natural.
GNCOM	Gas natural comercializadora.
GNS	Gas natural servicios.
GWh	GigaVatios hora.
Hm <sup>3</sup>	Hectómetros cúbicos.
ID	Índice de disponibilidad total de la red de transporte.
ITC	Instrucciones Técnicas Complementarias.
kV	Kilovoltio.
MINECO	Ministerio de Economía.
MW	MegaVatio.
MWh	MegaVatio hora.
NIEPI	Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada.
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico.

PAEECAN	Programa de Ahorro y Eficiencia Energética de Cantabria.
PEC	Plan de Electrificación de Cantabria.
PER	Plan de Electrificación Rural.
PFER	Plan de Fomento de las Energías Renovables.
PLANER	Plan Nacional de Electrificación Rural.
PNS	Potencia No Servida.
Pool	Mercado eléctrico.
REE	Red Eléctrica de España. Operador del Sistema Eléctrico.
SODERCAN	Sociedad de Desarrollo Regional de Cantabria.
TERQUISA	Terminales Químicos de Santander s.a.
TIEPI	Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.
TIM	Tiempo de Interrupción Medio.
Agentes externos	Productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado español de producción.
Autoproduccion	Generador de energía eléctrica para autoabastecimiento, con posibilidad de vender la energía sobrante.
Comercializadores	Personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema.
Consumidor cualificado	A partir del 1 de enero de 2003, todo consumidor de energía eléctrica.
Consumo en bombeo	Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el embalse inferior al superior para ser turbinado posteriormente.
Operador del mercado.	Empresa encargada de las transacciones comerciales de compra-venta de energía eléctrica.

---

Potencia instalada	Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un periodo de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.
Producción b.a.	Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.
Producción b.c.	Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador, deducidos los consumos en generación y bombeo.
Red de transporte	Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV.
Régimen especial	Instalaciones abastecidas por fuentes renovables de energía, residuos y cogeneración.
Régimen ordinario	Instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las menores de 50 MW que pertenecen al régimen especial.

# **MAGNITUDES Y EQUIVALENCIAS**

Anexo

# **B**



## ■ Unidades del sistema internacional (SI)

### • Unidades básicas

Magnitud	Unidad	
	Nombre	Símbolo
longitud	metro	m
masa	kilogramo	kg
tiempo	segundo	s
corriente eléctrica	amperio	A
temperatura termodinámica	kelvin	K
cantidad de sustancia	mol	mol
intensidad luminosa	candela	cd

### • Unidades derivadas

Magnitud derivada	Unidad		Relación con las unidades básicas
	Nombre	Símbolo	
fuerza	newton	N	$1 \text{ N} = 1 \text{ kg m / s}^2$
presión	pascal	Pa	$1 \text{ Pa} = 1 \text{ N / m}^2$
energía, trabajo, cantidad de calor	julio	J	$1 \text{ J} = 1 \text{ N m}$
potencia	vatio	W	$1 \text{ W} = 1 \text{ J / s}$
cantidad de electricidad	culombio	C	$1 \text{ C} = 1 \text{ A s}$
tensión eléctrica	voltio	V	$1 \text{ V} = 1 \text{ J / C}$

### • Prefijos

Prefijo		Factor multiplicador
Nombre	Símbolo	
exa	E	$10^{18}$
peta	P	$10^{15}$
tera	T	$10^{12}$
giga	G	$10^9$
mega	M	$10^6$
kilo	k	$10^3$
mili	m	$10^{-3}$
micro	μ	$10^{-6}$
nano	n	$10^{-9}$
pico	p	$10^{-12}$
femto	f	$10^{-15}$
atto	a	$10^{-18}$

### • Unidades ajenas de uso permitido

Magnitud	Unidad		
	Nombre	Símbolo	Definición
tiempo	minuto	min	$1 \text{ min} = 60 \text{ s}$
	hora	h	$1 \text{ h} = 60 \text{ min}$
	día	d	$1 \text{ d} = 24 \text{ h}$
volumen	litro	l	$1 \text{ l} = 1 \text{ dm}^3$
masa	tonelada	t	$1 \text{ t} = 10^3 \text{ kg}$
presión	bares	bar	$1 \text{ bar} = 10^5 \text{ Pa}$
energía, trabajo, cantidad de calor	vatio hora	Wh	$1 \text{ Wh} = 3.600 \text{ J}$

■ **Unidades no pertenecientes al sistema SI**

• **Unidades usuales**

Magnitud	Unidad		Factores de conversión
	Nombre	Símbolo	
volumen	gigámetro cúbico	bcm	1 bcm = 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>
tiempo	año	a	1 a = 365,2422 d
presión	atmósfera normal	atm	1 atm = 101.325 Pa = 1,013 bar
	atmósfera técnica	at	1 at = 1 kgf/cm <sup>2</sup> = 98,066 kPa
	metro de columna de agua	mH <sub>2</sub> O	1 m H <sub>2</sub> O = 0,1 at = 9.806,65 Pa
	mm columna de mercurio	mmHg	1 mmHg = 133,322 Pa
energía	caloría	cal	1 cal = 4,1868 J
	termia	te	1 te = 10 <sup>6</sup> cal
	ton. equivalente de petróleo	tep	1 tep = 10 <sup>10</sup> cal
	kg. equivalente de petróleo	kep	1 kep = 10 <sup>7</sup> cal
	ton. equivalente de carbón	tec	1 tec = 7 · 10 <sup>9</sup> cal
potencia	caballo	cv	1 cv = 735,498 W

• **Unidades anglosajonas**

Magnitud	Unidad		Factores de conversión
	Nombre	Símbolo	
longitud	pulgada	in	1 in = 25,4 mm
	pie	ft	1 ft = 12 in = 0,3048 m
	yarda	yd	1 yd = 3 ft = 0,9144 m
	milla terrestre	mile	1 mile = 1.760 yd = 1.609,344 m
	milla marina	n mile	1 n mile = 2.026,7 yd = 1.852 m
volumen	galón UK	gal UK	1 gal UK = 277,42 in <sup>3</sup> = 4,546 dm <sup>3</sup>
	galón US	gal US	1 gal US = 231 in <sup>3</sup> = 3,785 dm <sup>3</sup>
	barril de petróleo	bbl	1 bbl = 42 gal US = 158,987 dm <sup>3</sup>
	billón pies cúbicos	bcf	1 bcf = 0,028 bcm = 28 Mm <sup>3</sup>
masa	libra	lb	1 lb = 0,4536 kg
	tonelada larga	lt = ton UK = = long ton US	1 lt = 2.240 lb = 1.016,047 kg
	tonelada corta	st = ton US	1 st = 2.000 lb = 907,1847 kg
energía	unidad térmica UK	Btu	1 Btu = 1.055,056 J
	termia UK	th	1 th = 10 <sup>5</sup> Btu
potencia	caballo UK	hp	1 hp = 745,7 W
	unid. tér. UK / hora	Btu/h	1 Btu / h = 0,29307 W

## ■ Tablas de conversión de unidades

### • Masa

De:	a:	kg	t	lt	st	lb
	<i>multiplicar por:</i>					
kilogramo (kg)		1	0,001	$9,84 \cdot 10^{-4}$	$1,102 \cdot 10^{-3}$	2,2046
tonelada –métrica- (t)		1.000,0	1	0,984	1,1023	2.204,6
tonelada larga (lt)		1.016,0	1,016	1	1,12	2.240,0
tonelada corta (st)		907,2	0,9072	0,893	1	2.000,0
libra (lb)		0,454	$4,54 \cdot 10^{-4}$	$4,46 \cdot 10^{-4}$	$5,0 \cdot 10^{-4}$	1

### • Volumen

De:	a:	m <sup>3</sup>	l	ft <sup>3</sup>	bbl	gal UK	gal US
	<i>multiplicar por:</i>						
metro cúbico (m <sup>3</sup> )		1	1.000	35,314	6,289	220,0	264,2
litro(l)		0,001	1	0,0353	0,0063	0,220	0,2642
pie cúbico (ft <sup>3</sup> )		0,0283	28,3	1	0,1781	6,229	7,48
barril de petróleo (bbl)		0,159	158,9	5,615	1	34,97	42,0
galón UK (gal UK)		0,0045	4,546	0,1605	0,0285	1	1,201
galón US (gal US)		0,0038	3,875	0,1337	0,0238	0,8327	1

### • Energía

De:	a:	J	kWh	kcal	te	kep	Btu
	<i>multiplicar por:</i>						
Julio (J)		1	$2,778 \cdot 10^{-7}$	$2,388 \cdot 10^{-4}$	$2,388 \cdot 10^{-7}$	$2,388 \cdot 10^{-8}$	$9,478 \cdot 10^{-4}$
kilovatio hora (kWh)		$3,6 \cdot 10^6$	1	860	0,8598	$8,6 \cdot 10^{-2}$	3.412,0
kilocaloría (kcal)		$4,1868 \cdot 10^3$	$1,163 \cdot 10^{-3}$	1	$10^{-3}$	$10^{-4}$	3,968
termia (te)		$4,1868 \cdot 10^6$	1,163	$10^3$	1	0,1	3.968
kg. equiv. petroleo (kep)		$4,1868 \cdot 10^4$	11.630,0	$10^7$	10	1	$3,968 \cdot 10^7$
Btu (Btu)		$1,0551 \cdot 10^3$	$2,931 \cdot 10^{-4}$	0,252	$2,52 \cdot 10^{-4}$	$2,52 \cdot 10^{-5}$	1

De:	a:	TJ	GWh	Gcal	Mte	Mtep	MBtu
	<i>multiplicar por:</i>						
terajulio (TJ)		1	0,2778	238,8	0,2388	$2,388 \cdot 10^{-5}$	947,8
gigavatio hora (GWh)		3,6	1	860	0,8598	$8,6 \cdot 10^{-5}$	3.412,0
gigacaloría (Gcal)		$4,1868 \cdot 10^3$	$1,163 \cdot 10^{-3}$	1	$10^{-3}$	$10^{-7}$	3,968
Megatermia (Mte)		4,1868	1,163	$10^3$	1	$10^{-4}$	3.968
megatep (Mtep)		$4,1868 \cdot 10^4$	11.630,0	$10^7$	$10^4$	1	$3,968 \cdot 10^7$
megaBtu (MBtu)		$1,0551 \cdot 10^{-3}$	$2,931 \cdot 10^{-4}$	0,252	$2,52 \cdot 10^{-4}$	$2,52 \cdot 10^{-8}$	1

■ **Tablas de conversión mixtas**

● **Petróleo crudo**

De:	a:	t	l	bbbl	gal US	t/a
	<i>multiplicar por:</i>					
tonelada – métrica- (t)		1	1.165,0	7,33	307,86	-
litros (l)			1			
barril (bbbl)		0,1364	159,0	1	42	-
galón US (gal US)		0,0032	3,80	0,0238	1	-
barriles / día (bbbl/d)		-	-	-	-	49,8

● **Derivados del petróleo**

Productos	De:			
	bbbl a t	t a bbbl	m <sup>3</sup> a t	t a m <sup>3</sup>
	<i>multiplicar por:</i>			
GLP's	0.086	11,6	0,542	1,844
Gasolinas	0,118	8,5	0,74	1,351
Queroseno	0,128	7,8	0,806	1,24
Gasóleos	0,133	7,5	0,839	1,192
Fuelóleos	0,149	6,7	0,939	1,065

● **Gas natural (GN) y gas natural licuado (GNL)**

De:	a:	bcm GN	bcf GN	Mtep	Mt GNL	TBtu	Mbbl
	<i>multiplicar por:</i>						
bcm GN		1	35,3	0,9	0,73	36	6,29
bcf GN		0,028	1	0,026	0,021	1,03	0,18
Mtep		1,111	39,2	1	0,805	40,4	7,33
Mt GNL		1,38	48,7	1,23	1	52,0	8,68
TBtu		0,028	0,98	0,025	0,02	1	0,17
Mbbl		0,16	5,61	0,14	0,12	5,8	1

■ **Equivalente en tep de combustibles**

<b>Combustibles y derivados</b>		<b>Equivalencia (tep/t)</b>
Carbón	<b>Generación eléctrica:</b>	
	Hulla / antracita	0,497
	Lignito negro	0,3188
	Lignito pardo	0,1762
	Hulla importada	0,581
	<b>Coquerías:</b>	
	Hulla	0,6915
	<b>Resto de usos:</b>	
	Hulla	0,6095
Coque metalúrgico	0,705	
<b>Productos petrolíferos</b>	Petróleo crudo	1,019
	Condensados de gas natural	1,08
	Gas de refinería	1,15
	Fuel de refinería	0,96
	GLP	1,13
	Gasolinas	1,07
	Queroseno aviación	1,065
	Queroseno agrícola y corriente	1,045
	Gasóleos	1,035
	Fuel oil	0,96
	Naftas	1,075
	Coque de petróleo	0,74
	Otros productos	0,96
<b>Otros combustibles y energías</b>	<b>Equivalencia</b>	<b>Unidad</b>
Gas natural	0,09	tep/Gcal PCS
Energía hidráulica	0,086	tep/MWh
Energía eólica	0,086	tep/MWh
Energía eléctrica	0,086	tep/MWh
Nuclear	0,2606	tep/MWh
Biomasa	0,2606	tep/MWh
Energía solar	0,2606	tep/MWh
Energía geotérmica	0,2606	tep/MWh
Calores residuales	0,2606	tep/MWh

MINECO. Eurostat

# **ORGANISMOS DE LA ENERGÍA**

**Anexo**

# **C**



## ORGANISMOS Y EMPRESAS CANTABRAS

**Consejería de Medio Ambiente**

<http://www.medioambientecantabria.org/>

**Gobierno de Cantabria**

<http://www.gobcantabria.es>

**Viesgo Grupo Enel**

<http://www.viesgo.es/>

**Sodercan**

<http://www.sodercan.com/>

## ORGANISMOS NACIONALES

**Asociación Española para la Calidad (AEC)**

<http://www.aec.es/>

**Asociación Española de la Empresa Eléctrica (UNESA)**

<http://www.unesa.es>

**Asociación Española Empresas Energía solar y Alternativas (ASENSA)**

<http://www.asensa.org>

**Asociación Española de Energía solar A.C.**

<http://www.anes.org/>

**Asociación Española de la Industria Fotovoltaica**

<http://www.asif.org>

**Asociación Española de Normalización**

<http://www.aenor.es>

**Asociación para la Investigación y Diagnóstico de la Energía**

<http://www.aedie.com/>

**Boletín Estadístico de Energía Eléctrica**

<http://www.ree.es/sistema/estadistico/index.html>

**Boletín Oficial del Estado**

<http://www.boe.es>

**Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)**

<http://www.cdti.es/>

**Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y tecnológicas (CIEMAT)**

<http://www.ciemat.es/>

**Club Español de la Energía (ENERCLUB)**

<http://www.enerclub.es/>

**Cogen España**

<http://www.cogenspain.org>

**Cogeneración.org**

<http://www.cogeneracion.org/>

**Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)**

<http://www.secier.org.uy/>

**Comisión Nacional de Energía (CNE)**

<http://www.cne.es/>

**Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía**

<http://www.conae.gob.mx>

**Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)**

<http://www.csn.es/>

**Empresa Nacional de Residuos (ENRESA)**

<http://www.enresa.es/>

**Federación para el desarrollo de la empresa y el conocimiento.**

<http://www.fend.es/>

**Fundación Ecología y Desarrollo**

<http://www.ecodes.org/>

**Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE)**

<http://www.idae.es/>

**Ministerio de Economía.**

<http://www.mineco.es/>

**Ministerio de Ciencia y Tecnología.**

<http://www.mcyt.es/>

**Operadora del Mercado Español de Electricidad**

<http://www.omel.es>

**Red Eléctrica de España (REE)**

<http://www.ree.es>

**Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI)**

<http://www.sepi.es/>

**ORGANISMOS INTERNACIONALES****American Public Gas Assotiation**

<http://www.apga.org>

**CEDIGAZ**

<http://www.cedigaz.org/>

**Cogen Europe**

<http://www.cogen.org/>

**Dir. Gral. de Energía y Transportes de la Comisión Europea (UE)**

[http://europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/index\\_es.html](http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_es.html)

**Edison Electric Institute.**

<http://www.eei.org/>

**European Free Trade association**

<http://www.efta.int/>

**Energy Information Administration**

<http://www.eia.doe.gov/>

**European Atomic Forum (FORATOM)**

<http://www.foratom.org/>

**European Group of Energy Distributing Enterprises (GEODE)**

<http://www.geode-eu.org/>

**European Union of the Natural Gas Industry (EUROGAS)**

<http://www.eurogas.org/>

**GCC-Regional Committee for large Electric System (CIGRE)**

<http://www.gcc-cigre.org/>

**Illinois Institute of Technology (IIT)**

<http://www.iit.edu/>

**International Atomic Energy Agency (IAEA)**

<http://www.iaea.org/>

**International Council on Large Electric Systems**

<http://www.cigre.org/GB/indexie.htm>

**International Energy Annual**

<http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/contents.html>

**Internacional Energy Agency (IEA)**

<http://www.iea.org/index.html>

**International Energy Outlook**

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>

**International Gas Unión (IGU)**

<http://www.igu.org/>

**North American Free Trade Agreement (NA FTA)**

<http://www.nafta-sec-alena.org/>

**North Carolina State University**

[http://www.ncsc.ncsu.edu/research/research\\_facilities.cfm](http://www.ncsc.ncsu.edu/research/research_facilities.cfm)

**Nuclear Energy Agency (NEA)**

<http://www.nea.fr/>

**Nuclear Energy Institute (NEI)**

<http://www.nei.org/>

**Organización Latinoamericana de Energía. OLADE**

<http://www.olade.org.ec/>

**Organisation for the Economic co-operation and development**

<http://www.oecd.org/home/>

**Organization of the Petroleum exporting countries (OPEC)**

<http://www.opec.org/>

**The Electric Power Research Institute (EPRI)**

<http://www.epri.com/>

**The International Electrotechnical Commission (IEC)**

<http://www.iec.ch/>

**The Institution of Electrical Engineers (IEE)**

<http://www.iee.org.uk/>

**The UN/ECE Gas Centre**

<http://www.gascentre.unece.org/>

**The World Energy Council (WEC)**

<http://www.worldenergy.org/wec-geis/>

**The World's Nuclear Energy Agency (NUCNET)**

<http://www.worldnuclear.org/>

**EMPRESAS NACIONALES E INTERNACIONALES****Aplicaciones Técnicas de la Energía, S.A. (ATERSA)**

<http://www.atersa.com/>

**CEPSA**

<http://www.cepsa.es/>

**Endesa**

[http://www.endesa.es/index\\_f4.html](http://www.endesa.es/index_f4.html)

**Energía Renovables para todos**

<http://www.erpt.net/index.html>

**ENRON**

<http://www.enron.com/corp/>

**ERC**

<http://www.erz.es>

**EXXON-MOBIL**

<http://exxon.mobil.com/corporate/>

**FECSA**

<http://www.fecsa.es/>

**Free energy Europe**

<http://www.free-energy.net/>

**Gas Natural S.D.G.**

<http://portalgn.gasnatural.com>

**GE Power Management**

<http://www.geindustrial.com/pm/?SMSESSION=NO>

**GESA**

<http://www.gesa.es/>

**Hidroeléctrica del cantábrico**

<http://www.h-c.es/>

**Iberdrola**

<http://www.iberdrola.es/webcorp/wcorp/es/index.html>

**Isofotón**

<http://www.isofoton.es/>

**Repsolypf**

<http://www.repsolypf.com/home00.asp>

**Sedigas**

<http://www.sedigas.es/>

**Sevillana de Electricidad**

<http://www.sevillanelec.es/>

**SHELL**

<http://www.shell.com/home/Framework?siteId=home>

**TOTALFINAELF**

<http://www.total.com/ho/fr/index.htm>

**Unelco**

<http://www.unelco.es/>

**Unión FENOSA**

<http://www.unionfenosa.es/>

# LEGISLACIÓN

Anexo

# D



**BOE**

Legislación energética de ámbito nacional

<http://www.boe.es/>

**CNE**

Legislación de los sectores eléctrico, gas, petróleo y medio ambiente.

<http://www.cne.es/legislacion.html>

**CORES**

Normas en las que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

<http://www.cores.es/>

**IDAE**

Energías renovables. Ahorro energético

<http://www.idae.es/>

# ENERGÍAS RENOVABLES

Anexo

# E

- **Eólica**
- **Solar**
- **Minihidráulica**
- **Biomasa**
- **Del mar**
- **Geotérmica**



## ■ Eólica

El viento es fundamentalmente una consecuencia de la radiación solar que incide sobre la Tierra y que origina el calentamiento de las masas de aire que la circundan. Los vientos de superficie se ven influenciados por la rugosidad del terreno, los obstáculos y la orografía.

La energía que puede ser aprovechada del viento depende de su velocidad (la energía contenida varía con el cubo de la velocidad), la densidad del aire y el diámetro del rotor del aerogenerador.

El aprovechamiento del viento para generar energía es casi tan antiguo como la civilización. La primera y la más sencilla aplicación fue la de las velas para la navegación. Existen referencias escritas de la existencia de molinos de viento hace dos mil quinientos años en la antigua Persia. Durante veinticinco siglos, el viento ha movido las aspas de los molinos para moler el grano o para bombear agua.

En el Siglo XX el hombre comienza a utilizar la energía eólica para producir electricidad pero en principio sólo para autoabastecimiento de pequeñas instalaciones.

En la década de los noventa comienza el desarrollo de esta energía cuando se toma conciencia de la necesidad de modificar el modelo energético basado en los combustibles fósiles y la energía nuclear, por los problemas que estos causan al medio ambiente.

En los últimos diez años del Siglo XX y, gracias a un desarrollo tecnológico y a un incremento de su competitividad en términos económicos, la energía eólica ha pasado de ser una utopía marginal a una realidad que se consolida como alternativa futura y, de momento complementaria, a las fuentes contaminantes.

*Aerogenerador* es el nombre que recibe la máquina empleada para convertir la fuerza del viento en electricidad. Los aerogeneradores se dividen en dos grupos: los de eje horizontal, los más utilizados y eficientes, y los de eje vertical.

El aerogenerador de eje horizontal, empleado mayoritariamente en el parque eólico español, consta de tres partes básicas:

- El *rotor*, que incluye el buje y las palas, generalmente tres.
- La *góndola*, donde se sitúan el generador eléctrico, los multiplicadores y sistemas hidráulicos de control, orientación y freno.
- La *torre*, generalmente tubular de acero (las estructuras de celosía no se emplean en la actualidad).

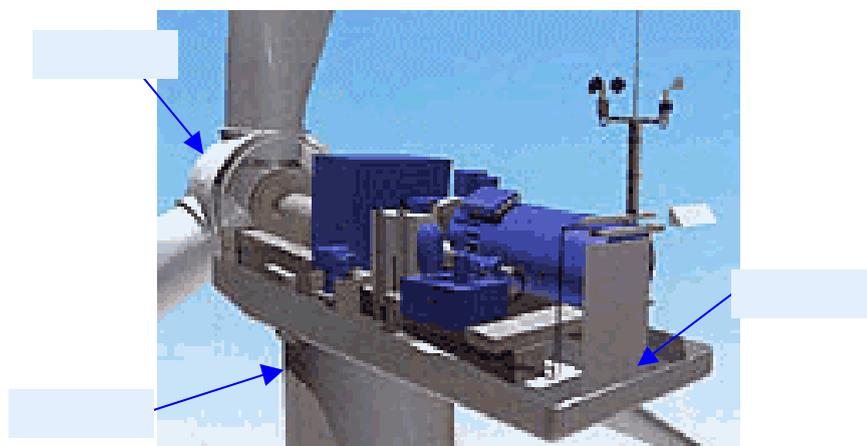


Figura E.1. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal.

Los aerogeneradores han pasado en tan sólo unos años de una potencia de 25 kW a los 1.500 kW, que es con la que cuentan los que hoy se instalan en nuestros parques, pero ya están a punto de aparecer en España los de la siguiente generación que elevan su potencia hasta los 2.000 kW.

La explotación de la energía eólica se lleva a cabo en la actualidad fundamentalmente para la generación de electricidad que se vende a la red y ello se hace instalando un conjunto de aerogeneradores, dando lugar a los denominados parques eólicos.

En la actualidad los parques que se están inaugurando tienen normalmente una potencia instalada que oscila entre los 10 y los 50 MW.

Cada parque cuenta además con una central de control de funcionamiento que regula la puesta en marcha de los aerogeneradores, controla la energía generada en cada momento, recibe partes meteorológicos, etc.

#### • Aspectos Medioambientales

Las principales ventajas que presenta la energía eólica son:

- Reducción de la contaminación ambiental y de su efecto nocivo sobre la salud.
- Reducción de la dependencia y seguridad de suministro.
- Generación de puestos de trabajo.

Los aspectos que deben tenerse en cuenta en lo que a impacto ambiental se refiere son los siguientes:

- Impacto visual: es el menos cuantificable y el más subjetivo. Se intenta minimizar utilizando colores neutros, instalando pocas máquinas grandes en lugar de muchas pequeñas,...
- Nivel de ruido: éste puede ser mecánico o aerodinámico. Depende del ruido de fondo, debiendo tenerse en cuenta que las zonas ventosas son ruidosas de por sí, y de la distancia existente a zonas habitadas.
- Impacto en la avifauna: es inusual la muerte de aves por colisión con turbinas, siendo mucho más dañinos los tendidos eléctricos. El impacto en el ganado es nulo.
- Emisión de contaminantes: en lo que a contaminantes se refiere la emisión es completamente nula.
- Impacto en el terreno: los parques eólicos ocupan poco espacio, siendo compatibles con el cultivo y la ganadería.

#### • Aspectos económicos

Los grandes avances de la tecnología eólica que han producido un notable descenso del precio de los aerogeneradores (en torno al 30 por ciento desde 1990) y la mejora de las condiciones de la venta de la energía producida a la red han propiciado un espectacular crecimiento del sector.

Hace tres años se estimaba que la inversión media por kW instalado era aproximadamente de 1500 € en la actualidad esta cifra se sitúa en torno a los 900 €

La partida más importante en los costes de puesta en funcionamiento de un parque es la de los aerogeneradores que suele suponer el 75 por ciento del total.

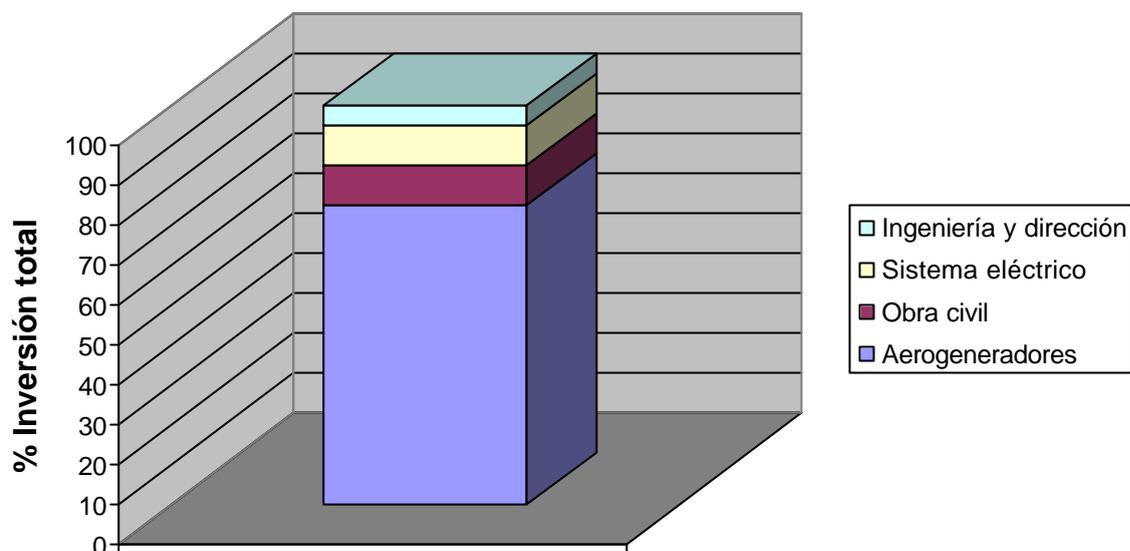
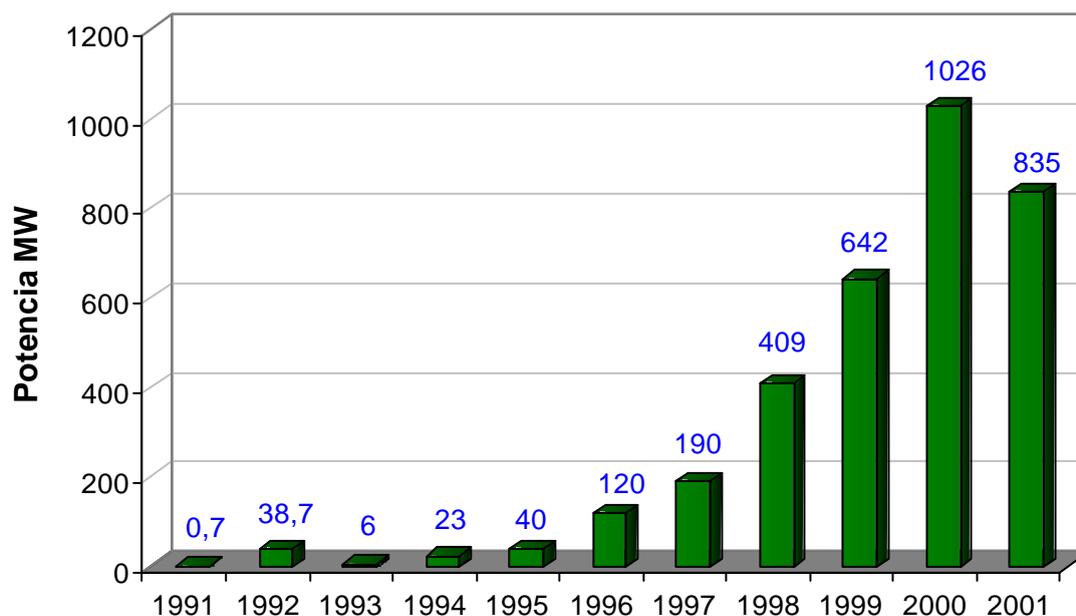


Figura E.2.- Distribución de costes de inversión en un parque eólico.

#### • Desarrollo eólico en España

España ocupa el tercer puesto mundial en energía eólica, superada únicamente por Alemania y Estados Unidos. El incremento de la potencia de origen eólico en la red eléctrica en España está aumentando de manera notable, pasando de los 6,6 MW instalados en 1990 a los más de 3300 MW del año 2001. Se estima que en el año 2100 la potencia eólica instalada será de unos 8000 ÷ 10000 MW.



APPAINFO.

Figura E.3.- Evolución de la Potencia Eólica anual instalada en España.

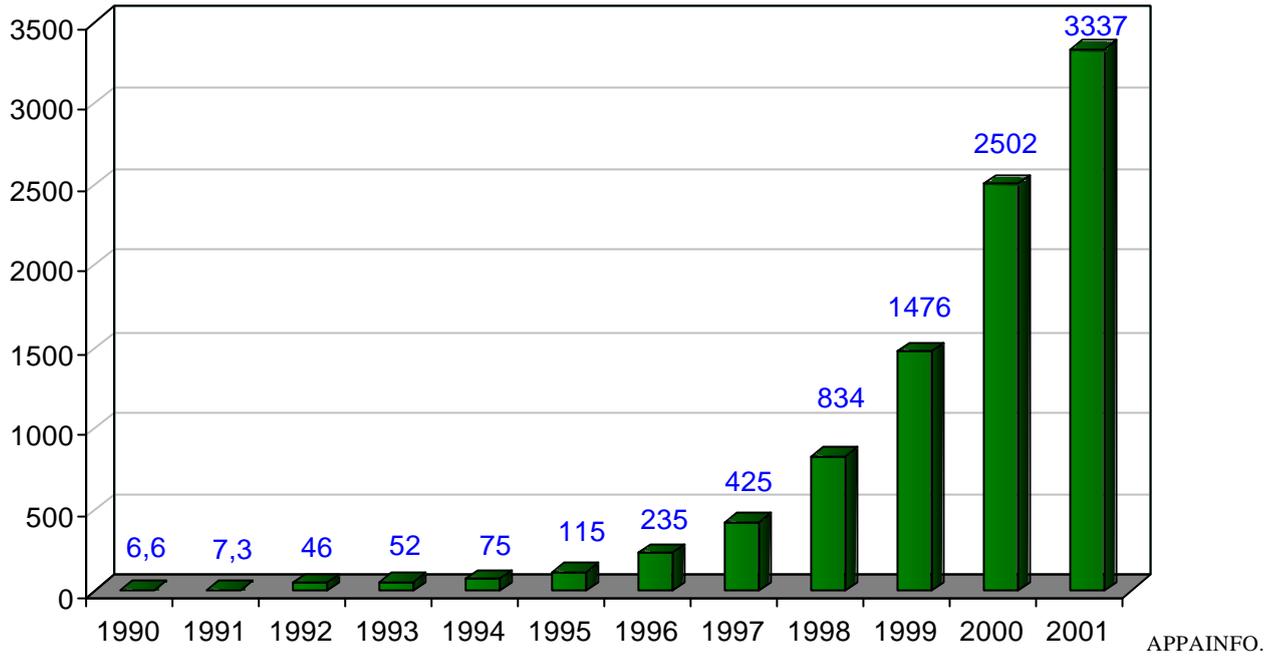
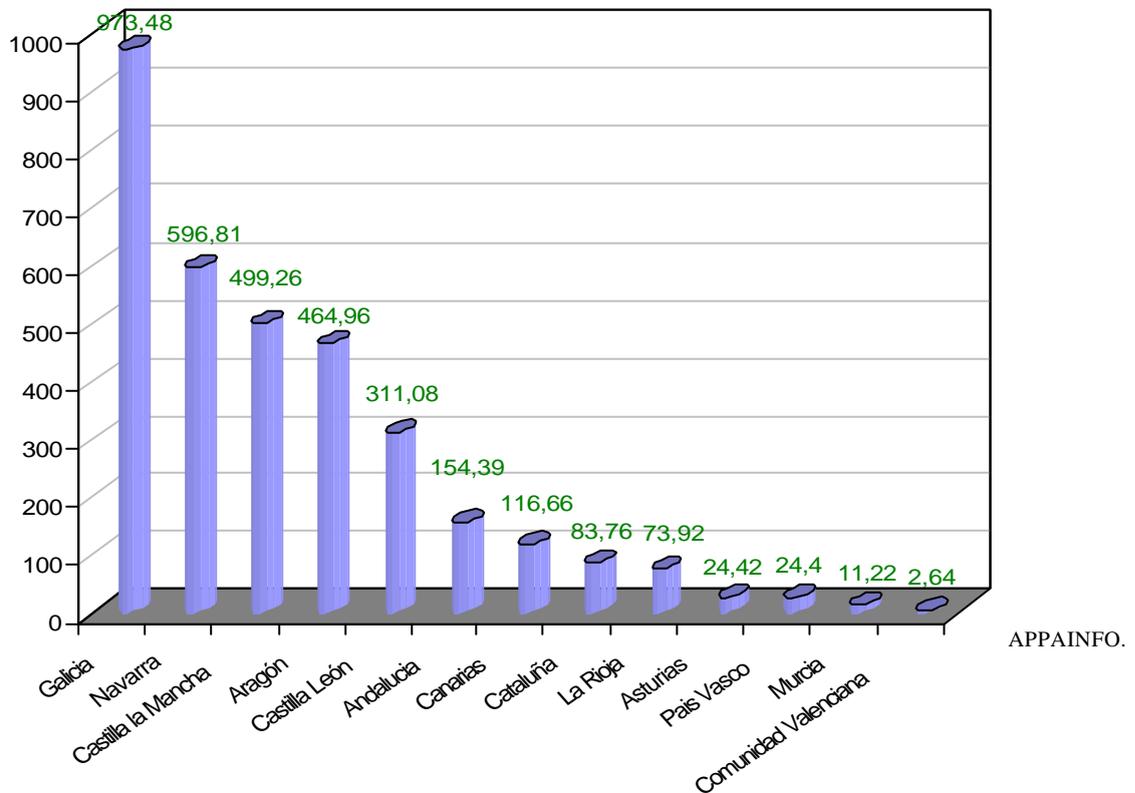


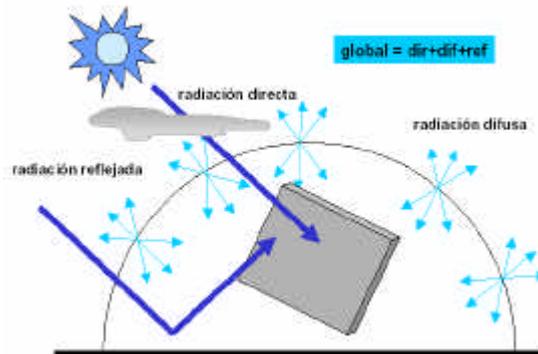
Figura E.4.- Evolución de la Potencia Eólica instalada acumulada en España 1990-2001 (en MW).



E.5.-Potencia Eólica instalada por CC.AA. a 31-12-02 (en MW).

## ■ Solar

La energía radiante producida en el Sol, como resultado de reacciones nucleares de fusión, llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía (fotones) que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres. La intensidad de la radiación solar en el exterior de la atmósfera, se denomina *constante solar*, y su valor medio es  $1,37 \text{ W/m}^2$ . La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar debido a la absorción y a la dispersión de la radiación a su paso a través de la atmósfera.



E.6. Atenuación de la radiación solar.

La intensidad de energía solar disponible en un punto determinado de la Tierra depende, de forma complicada pero predecible, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

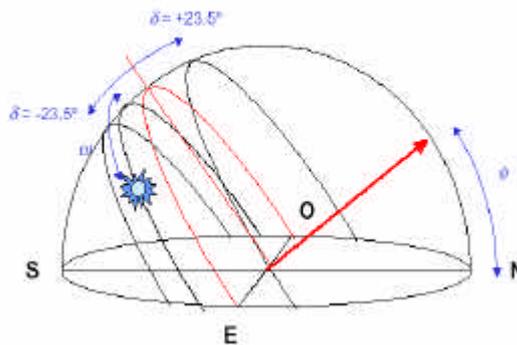


Figura E.7. Variables que definen la posición del sol en la bóveda celeste.

• **Conversión de la radiación solar**

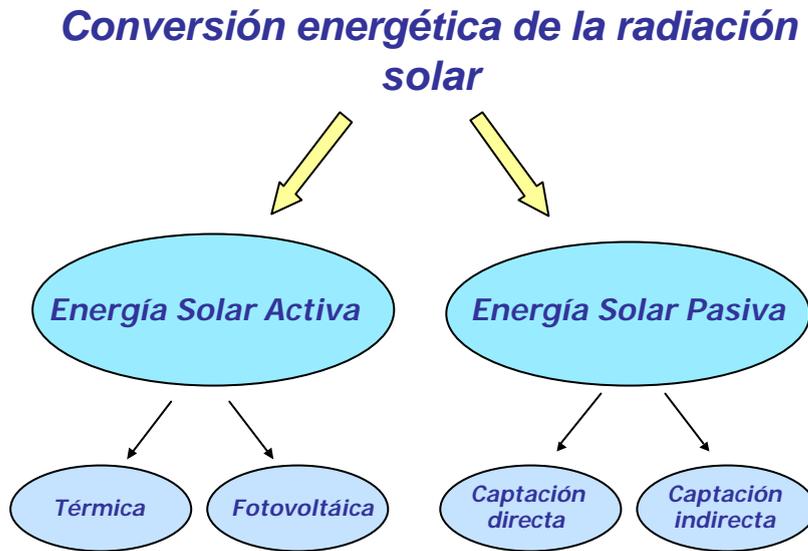


Figura E.8. Conversión energética de la radiación solar.

Los sistemas de conversión de la radiación solar en energía útil se clasifican en dos grandes grupos; los sistemas activos y los pasivos.

Los *sistemas pasivos*, están estrechamente ligados a las características arquitectónicas de los edificios en los que se instalan, ya que se construyen sobre la estructura de los mismos. Sus principios están basados en las características de los materiales empleados en la construcción y en la utilización de los fenómenos naturales de circulación de aire. Se dividen en dos subgrupos denominados de *captación directa* y de *captación indirecta*. Una de las grandes ventajas de los sistemas pasivos, frente a los activos, es su gran durabilidad ya que su vida es análoga a la del edificio.

Los elementos básicos utilizados en la energía solar pasiva son:

- *Acristalamientos*: convenientemente orientados captan la energía solar reteniendo el calor por efecto invernadero.
- *Masa térmica*: tiene como finalidad almacenar la energía captada, y suele estar constituida por elementos estructurales de la edificación.

Como combinación de estos elementos básicos, se obtienen los diversos sistemas de utilización.

En los *sistemas activos*, el aprovechamiento energético se realiza mediante sistemas conversores de la radiación solar. Se dividen en *sistemas de conversión térmica* y *sistemas de conversión fotovoltaica*.

▪ **Sistemas activos de conversión térmica**

El elemento conversor de la radiación solar en calor es el denominado *colector solar*. El colector es una superficie, que expuesta a la radiación solar, permite absorber su energía y transmitirla a un fluido caloportador. Existen tres técnicas diferentes entre sí en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora.

Este tipo de aplicaciones están fundamentalmente dirigidos a:

- Uso Residencial: Producción de Agua Caliente Sanitaria, calefacción, y climatización de piscinas.
- Industrial: Pre calentamiento de fluidos.
- Agrícola: Calefacción de granjas y secaderos.
- Piscícolas: Climatización de piscifactorías.
- Producción de electricidad.



Figura E.9. Clasificación de los sistemas solares térmicos.

- *Aplicaciones a baja temperatura.*

Emplean colectores sin capacidad de concentración de energía. Pueden alcanzar temperaturas de hasta 100 °C. La tipología existente responde a la siguiente clasificación:

- **Colector solar de Placa Plana:** En general un colector de placa plana actúa como un receptor que recoge la energía procedente del Sol y calienta una placa, la energía almacenada en la placa es transferida al fluido. Estos colectores, en general, poseen una cubierta transparente de vidrio o plástico que aprovecha el efecto invernadero. Su aplicación es la producción de agua caliente sanitaria, climatización de piscina y calefacción.

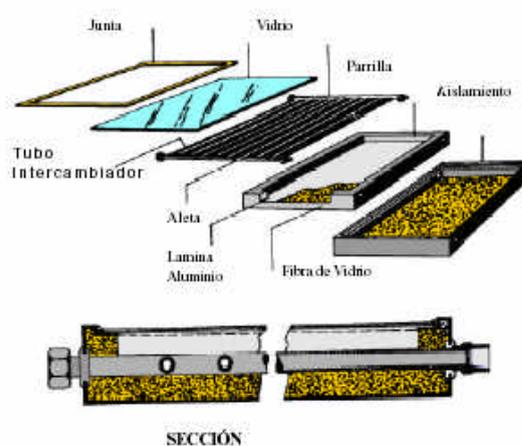


Figura E.10. Colector Solar de placa plana.

- Colectores solares de caucho: Colector formado por una serie de tubos de caucho, los cuales expuestos al sol absorben la radiación solar y se la transmiten al fluido que atraviesa su interior. Su aplicación principal es la climatización de piscina debido a su bajo rendimiento fuera de la época veraniega.
- Colectores de aire: Son colectores de tipo plano cuya principal característica es tener como fluido caloportador el aire. No tienen una temperatura máxima límite (los procesos convectivos tienen una menor influencia en el aire) y trabajan mejor en condiciones de circulación normal, pero en contraposición poseen una baja capacidad calorífica y el proceso de transferencia de calor entre placa y fluido es malo. Su aplicación principal es la calefacción.
- Colectores de Tubos de Vacío: Van dotados de una doble cubierta envolvente, herméticamente cerrada, aislada del interior y del exterior, y en la cual se ha hecho el vacío. Su finalidad es la de reducir las pérdidas por convección. Son más caros, además de perder el efecto del vacío con el paso del tiempo. Su aplicación principal es la producción de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas.
- Tubos de Calor: Poseen una simetría cilíndrica, formados por dos tubos concéntricos; uno exterior de vidrio y uno interior pintado de negro o con pintura selectiva. El fluido circula por el tubo del interno. Su aplicación principal es la calefacción.

▪ *Aplicaciones a media-alta temperatura.*

Usan sistemas especiales con el fin de aumentar la intensidad de la radiación sobre la superficie absorbente y de este modo conseguir elevadas temperaturas en el fluido de trabajo. La principal complicación que presentan es la necesidad de un sistema de seguimiento para conseguir que el colector esté permanentemente orientado en dirección al Sol. Los elementos básicos de este tipo de instalaciones son:

- *Superficie reflectora.* Constituida por una lámina reflectora, de reflectividad superior al 95%, capaz de soportar las condiciones ambientales sin deteriorarse.
- *Superficie receptora.* Dependen de la forma de la superficie reflectora, pero generalmente son de forma cilíndrica o plana pintadas de negro o recubiertas con una capa de material selectivo.
- *Sistema de seguimiento.* Pueden ser de varios tipos; de movimiento longitudinal, latitudinal y total.

La tipología básica de estos sistemas puede resumirse en la siguiente:

- Concentradores cilíndrico-parabólicos: Tienen por superficie reflectora un cilindro en el que la sección recta es una parábola. El receptor se sitúa en el eje focal de dicho cilindro, alcanzando temperaturas de aproximadamente 400 °C. Su aplicación principal es la producción de vapor en una central térmica.



Figura E.11. Concentradores Cilíndrico-Parabólicos.

- Concentradores paraboloides: La superficie reflectora presenta una geometría de paraboloides de revolución. Con una potencia típica de unos 10 kW las centrales de concentradores parabólicos son apropiadas para usos descentralizados. En el receptor se calienta un gas (helio, aire) a aproximadamente 900 °C para la impulsión de un motor stirling o una turbina de gas.

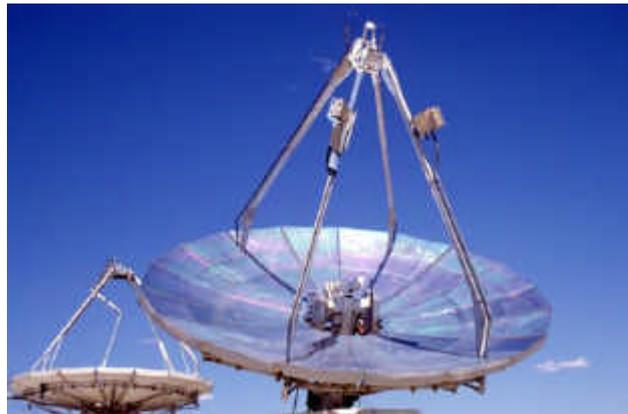


Figura E.12. Concentradores Paraboloides.

- Centrales solares de torre central: Están constituidas por un campo de espejos orientados (helióstatos), que reflejan la radiación solar sobre un receptor independiente situado en lo alto de una torre.



Figura E.13. Central de Helióstatos y Torre Central.

▪ **Sistemas activos de conversión fotovoltaica**

Los sistemas para la producción de electricidad denominados sistemas fotovoltaicos posibilitan la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica. Se caracterizan por un grado de independencia respecto al clima, lugar geográfico y otros condicionantes que pocas fuentes energéticas pueden alcanzar, siendo especialmente bajo su impacto ambiental. Las localizaciones geográficas caracterizadas por recibir un alto nivel de radiación solar son las más idóneas para su utilización. Frente a las energías convencionales, la energía solar fotovoltaica presenta la característica de ser una fuente ilimitada de energía. Su ubicuidad posibilita un rango de aplicaciones extremadamente amplio, limitado apenas por la potencia necesaria.

El efecto de convertir directamente la luz solar en electricidad, se hace aprovechando el comportamiento ante la radiación solar de ciertos materiales llamados semiconductores. A partir de dichos materiales se fabrican las células fotovoltaicas, que posteriormente se conectarán en módulos a fin de conseguir la potencia necesaria.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas: *las conectadas a red y las aisladas de red ó autónomas.*

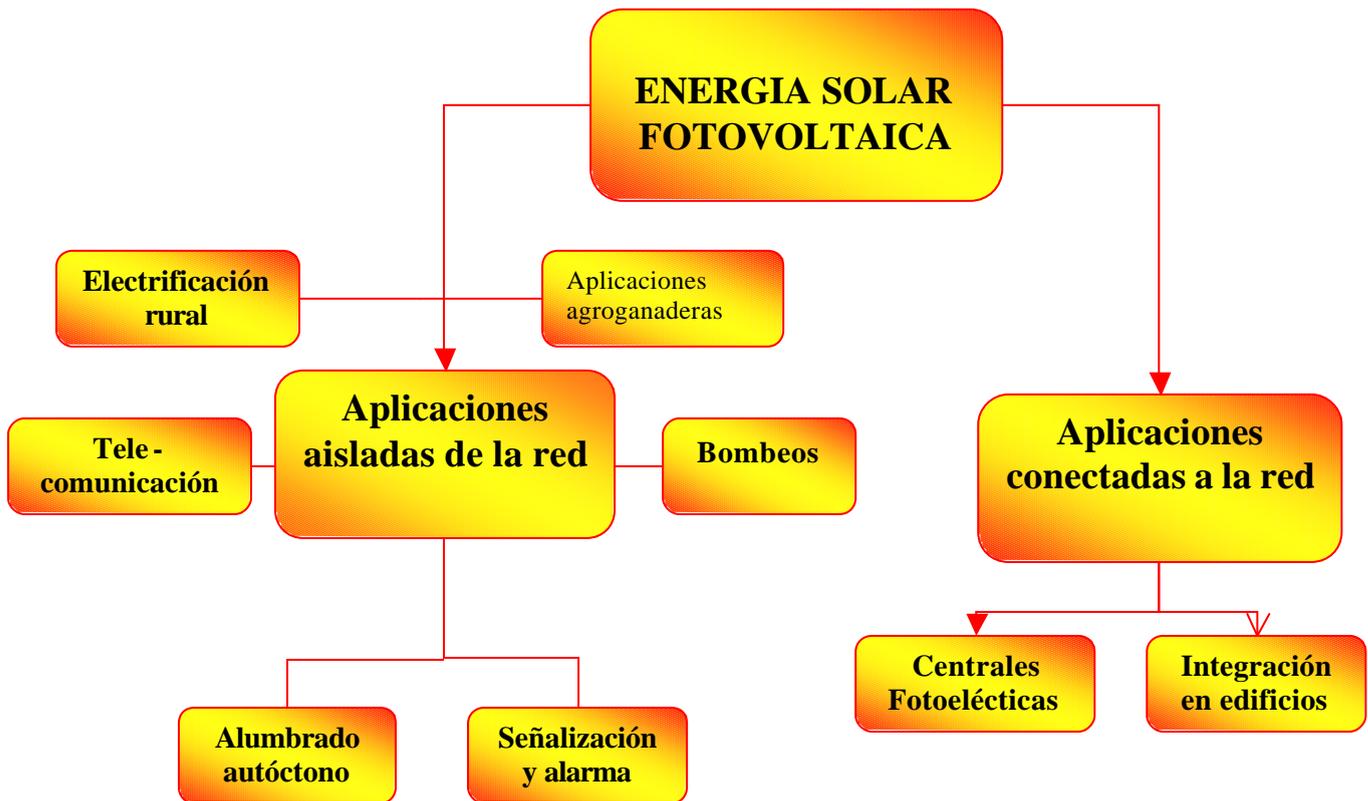


Figura E.14. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

### · Sistemas fotovoltaicos autónomos.

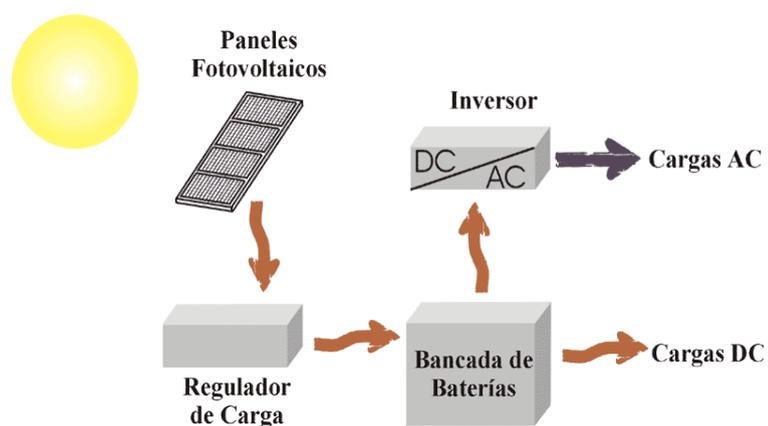
En los sistemas autónomos la energía solar se usa para pequeños consumos en el mismo lugar en el que se produce la demanda. Estos lugares, en general, están retirados de la red eléctrica o presentan una orografía que hace costosa la colocación del tendido eléctrico.

Como ejemplo de aplicaciones autónomas pueden citarse: electrificación rural, aplicaciones agrícolas y ganaderas, iluminación vial, señalizaciones, telecomunicaciones, bombeo de agua, transporte, etc.

En este tipo de aplicaciones los procesos de consumo no tienen por qué coincidir con los periodos de captación, haciéndose necesario el almacenamiento de dicha energía. Así pues, los ciclos día-noche, los periodos con días nublados, los meses de poca insolación y la necesidad de suministrar consumos puntuales de elevada potencia y corta duración, obligan a prever sistemas de acumulación eléctrica.

Otro punto a tener en cuenta es el hecho de que la corriente generada en el campo de paneles y suministrada por las baterías es continua, pero la utilización de la corriente en esta forma no es usual, por lo que se hace recomendable la implementación de un inversor que transforme dicha corriente continua en corriente alterna.

El esquema general de funcionamiento de una instalación fotovoltaica autónoma puede observarse en la siguiente figura.



E.15. Esquema general de instalación fotovoltaica autónoma.

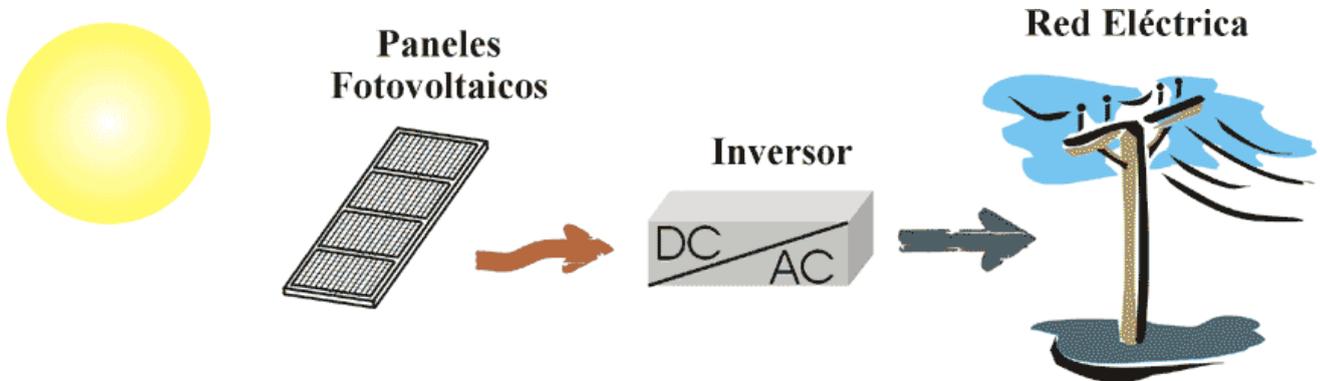


E.16. Instalación fotovoltaica centralizada para núcleo rural.

- *Sistemas fotovoltaicos conectados a red.*

Ideados para verter en la red eléctrica la energía producida. Es una opción mucho más económica para lugares donde llega el tendido eléctrico, ya que parte de la inversión es amortizada por la venta de energía.

Su esquema general de funcionamiento es el siguiente:



E.17. Esquema general de instalación fotovoltaica conectada a red.

El Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre (B.O.E. de 30 de diciembre de 1998), sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables; se establecen las cuantías de la tarifa eléctrica para producción fotovoltaica siguientes:

- a) 66 ptas. el kWh para instalaciones de potencia inferior o igual a 5 kW.
- b) 36 ptas. el kWh para instalaciones de más de 5 kW.

En el Real Decreto se establece que estas cantidades se podrán revisar a los cinco años. Las especificaciones técnicas y los trámites para pedir la conexión a red vienen determinados en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre.

## ■ Minihidráulica

El agua que fluye por los ríos al descender de un nivel superior a un nivel inferior genera una energía cinética que el hombre lleva siglos aprovechando.

Hace más de cien años, esa energía viene empleándose para la generación de electricidad. De hecho, fue hasta mitad del siglo XX la principal fuente de que se sirvió el hombre para producirla a gran escala.

Las centrales hidroeléctricas funcionan convirtiendo la energía cinética y potencial de una masa de agua al pasar por un salto en energía eléctrica. El agua mueve una turbina cuyo movimiento de rotación es transferido mediante un eje a un generador de electricidad.

Se consideran centrales minihidráulicas aquellas con una potencia instalada menor a 10 MW. Existen fundamentalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas:

- *Centrales de agua fluyente*, son aquellos aprovechamientos que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen hacia la central para ser turbinado. Después, este caudal es devuelto al cauce del río. Estas centrales se caracterizan por tener un salto útil prácticamente constante, y un caudal turbinado muy variable, dependiendo del régimen la hidrológico.

- *Centrales de pie de presa*, son aquellas situadas aguas abajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines como abastecimiento de agua a poblaciones o riegos, susceptibles de producir energía eléctrica, ya que no consumen volumen de agua. Tienen la ventaja de almacenar la energía (el agua) y poder emplearla en los momentos en que más se necesiten. Normalmente son las que regulan la capacidad del sistema eléctrico y con las que se logra de mejor forma el balance consumo/producción.

En las centrales de agua fluyente el esquema básico de las mismas suele contar con todos o algunos de los siguientes elementos: un *azud* o *presa de derivación*, que desvía parte del caudal a través de un canal o tubería hacia una *cámara de carga*; desde ésta parte una *tubería forzada* que conduce el agua hasta la *turbina*. Ésta se encuentra en el edificio de la central junto con el *generador eléctrico* y los *elementos auxiliares*. Por último, un *canal de descarga* devuelve el agua al cauce del río.

La potencia de una central hidroeléctrica depende del caudal que pueda turbinar y del salto (diferencia de cotas del agua a la entrada y la salida de la central). La elección de la turbina más adecuada a una determinada central, se hará en función de dichos parámetros.

Las turbinas empleadas en las centrales minihidráulicas se dividen en dos tipos:

- Turbinas de acción
- Turbinas de reacción

Las turbinas de acción son aquellas que aprovechan únicamente la energía cinética del agua. El modelo más habitual es la *Pelton*, que consta de un disco circular o rodete que tiene montados unos álabes o cucharas de doble cuenca.



Figura E.18. Turbina Pelton.

Este tipo de turbina se emplea fundamentalmente para el aprovechamiento hidroeléctrico de saltos elevados y pequeño caudal.

Las *turbinas de reacción* aprovechan tanto la velocidad del agua como la presión que le resta a la corriente en el momento de contacto. Las más utilizadas entre las de reacción son la turbina *Francis* y la turbina *Kaplan*. Estas suelen tener cuatro elementos fundamentales: carcasa o caracol, distribuidor, rodete y tubo de aspiración.

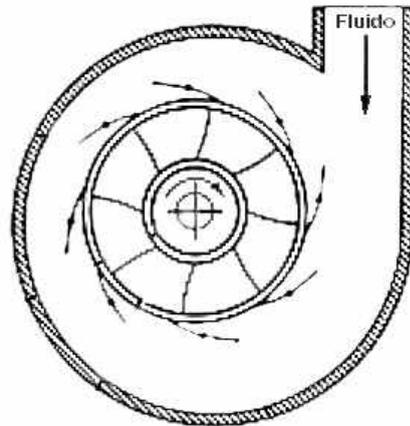


Figura E.19. Esquema de turbina Francis.

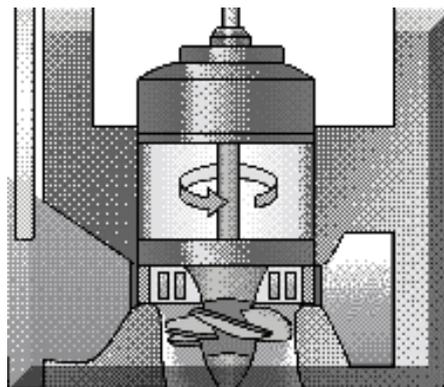


Figura E.20. Esquema de turbina Kaplan.

## ■ Biomasa

Los organismos fotosintéticos, tales como plantas y algas, proveen la mayor biomasa de la Tierra, con un volumen estimado cercano al 80% del total; algo menos de la mitad corresponde a los bosques y zonas arboladas. Para dar una idea de la ingente cantidad de biomasa agrícola y forestal que se produce anualmente mediante la fotosíntesis, basta decir que supone 10 veces el consumo de energía mundial. Los organismos fotosintéticos marinos y terrestres convierten la energía del sol en materia orgánica de forma continuada, por tanto constituye una auténtica fuente de energía renovable.

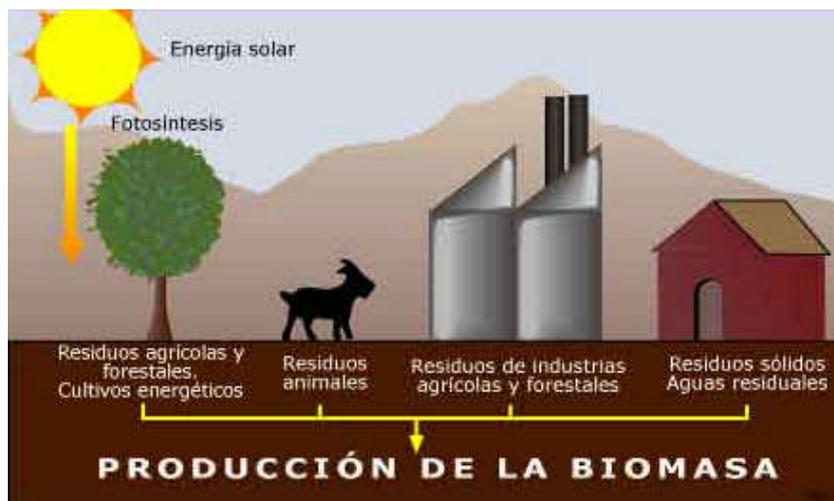


Figura E.21. Circuito de la biomasa

Se conoce como *Biomasa Energética* al conjunto de materia orgánica, de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial.

1. Residuos forestales procedentes de diversos tratamientos, como entresacas, podas o limpieza de matorrales.
2. Residuos agrícolas de diferentes podas de cultivos leñosos como olivos, vides y frutales. También residuos de cultivos de cereales como el centeno, maíz, trigo, sorgo o arroz e incluso se utilizan los residuos de otros cultivos herbáceos como el tabaco, remolacha, algodón y girasol.
3. Residuos de industrias forestales, procedentes en su mayoría de industrias de tratamiento de madera, chapa de madera, corcho o papel.
4. Residuos biodegradables de industrias agroalimentarias y agroalimentarias y también los procedentes de actividad urbana, entre los que destaca el biogas procedente de estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas y de los Residuos Sólidos Urbanos.
5. Cultivos energéticos y biocarburantes.

El aprovechamiento de los recursos de la biomasa vegetal se ha usado tradicionalmente y cada vez adquiere mayor relevancia por su potencial económico, ya que existen importantes volúmenes anuales de producción agraria, cuyos subproductos se pueden usar como fuente de energía e incluso ya se están potenciando los llamados cultivos energéticos, específicos para este fin. Los cultivos energéticos se usan para combustibles de automoción.

- **Métodos de conversión de la biomasa en energía**

Aparte del caso excepcional de *Brotryococcus braunii*, que produciría directamente petróleo, la utilización práctica de las diferentes formas de biomasa requiere unas técnicas de conversión.

### **Métodos termoquímicos:**

Estos métodos se basan en la utilización del calor como fuente de transformación de la biomasa. Están bien adaptados al caso de la biomasa seca, y, en particular, a los de la paja y de la madera.

- *La combustión:* Es la oxidación completa de la biomasa por el oxígeno del aire, libera simplemente agua y gas carbónico, y puede servir para la calefacción doméstica y para la producción de calor industrial.
- *La pirólisis:* Es la combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno, a unos 500 °C, se utiliza desde hace mucho tiempo para producir carbón vegetal. Aparte de éste, la pirólisis lleva a la liberación de un gas pobre, mezcla de monóxido y dióxido de carbono, de hidrógeno y de hidrocarburos ligeros. Este gas de débil poder calorífico, puede servir para accionar motores diesel, o para producir electricidad, o para mover vehículos. Una variante de la pirólisis, llamada pirólisis flash, lleva a 1000 °C en menos de un segundo, tiene la ventaja de asegurar una gasificación casi total de la biomasa. De todas formas, la gasificación total puede obtenerse mediante una oxidación parcial de los productos no gaseosos de la pirólisis. Las instalaciones en las que se realizan la pirólisis y la gasificación de la biomasa reciben el nombre de gasógenos. El gas pobre producido puede utilizarse directamente como se indica antes, o bien servir de base para la síntesis de un alcohol muy importante, el metanol, que podría sustituir las gasolinas para la alimentación de los motores de explosión (carburol).

### **Métodos biológicos:**

- *La fermentación alcohólica* es una técnica empleada desde muy antiguo con los azúcares, que puede utilizarse también con la celulosa y el almidón, a condición de realizar una hidrólisis previa (en medio ácido) de estas dos sustancias. Pero la destilación, que permite obtener alcohol etílico prácticamente anhidrido, es una operación muy costosa en energía. En estas condiciones, la transformación líe la biomasa en etanol y después la utilización de este alcohol en motores de explosión, tienen un balance energético global dudoso. A pesar de esta reserva, ciertos países (Brasil) tienen importantes proyectos de producción de etanol a partir de la biomasa con un objetivo energético (propulsión de vehículos; cuando el alcohol es puro o mezclado con gasolina, el carburante recibe el nombre de gasohol).
- *La fermentación metánica* es la digestión anaerobia de la biomasa por bacterias. Es idónea para la transformación de la biomasa húmeda (más del 75 % de humedad relativa). En los fermentadores, o digestores, la celulosa es esencialmente la sustancia que se degrada en un gas, que contiene alrededor de 60 % de metano y 40 % de gas carbónico. El problema principal consiste en la necesidad de calentar el equipo, para mantenerlo a la temperatura óptima de 30-35°C. No obstante, el empleo de digestores es un camino prometedor hacia la autonomía energética de las explotaciones agrícolas, por recuperación de las deyecciones y camas del ganado. Además, es una técnica de gran interés para los países en vías de desarrollo.

### **• Ventajas e inconvenientes del empleo de la biomasa**

*Las ventajas* del uso de la biomasa en sustitución de los actuales combustibles fósiles son muchas y con un valor añadido muy importante pero difícil de evaluar económicamente:

- Se utiliza un recurso renovable en periodos cortos de tiempo.
- Se posibilita un balance de producción de CO<sub>2</sub> equilibrado ya que el CO<sub>2</sub> emitido en su combustión ha sido previamente fijado de la atmósfera por los cultivos en su función fotosintética, lo cual no ocurre con los combustibles fósiles (efecto invernadero).

- Canaliza los excedentes agrícolas alimentarios.
- Ausencia de emisión de azufres e hidrocarburos policíclicos altamente contaminantes (lluvia ácida).
- Obtención de productos biodegradables.
- Permite general un incremento de la actividad agrícola y económica.
- Permite la introducción de cultivos de gran valor rotacional frente a los monocultivos cerealistas.

*Los inconvenientes* son menos pero de mayor peso económico directo, lo que limita el desarrollo de estas fuentes de energía renovables:

- Menor coste de producción de la energía proveniente de los combustibles fósiles.
- Menor rendimiento de los combustibles derivados de la biomasa.

## ■ Del mar

Los océanos albergan cantidades inmensas de energías que apenas aprovechamos. Realmente, sólo existe una cuarta parte del planeta que no está cubierta de agua, las otras tres partes guardan recursos energéticos de gran valor; y no sólo de tipo energético, también recursos animales, minerales o vegetales.

Existen tres tipos de efectos marinos susceptibles de aprovechamiento energético, todos ellos derivados en última instancia de la acción del sol y la luna sobre nuestro planeta; estos son: *las mareas, las olas y la diferencia de temperatura* (gradientes térmicos) de las masas de agua.

### ● Centrales maremotrices

Las subidas y bajadas del mar, que tienen su origen, principalmente, en la atracción gravitatoria que ejerce la luna sobre la Tierra, constituyen un enorme recurso de producción de energía eléctrica. Los expertos calculan que las mareas podrían aportar unos 635 TWh anuales, equivalentes a unos  $1.045 \cdot 10^6$  barriles de petróleo.

Los lugares adecuados para instalar centrales maremotrices son escasos ya que, para que funcionen eficazmente, deben estar situadas zonas de mareas muy amplias (al menos 5 metros). Además, hay que construir un dique de cierre y disponer de una red eléctrica en las cercanías que supla la intermitencia de la producción dependiente del horario de las mareas.

El mayor desnivel entre mareas del mundo se da en la Bahía de Fundy (Canadá), donde se pueden alcanzar diferencias de hasta 18 metros. Otra región de grandes mareas es el estuario del río Rance (Canal de la Mancha, Francia), donde la diferencia entre pleamar y bajamar es de 8,5 metros, aunque puede llegar a los 13,5 metros durante las mareas de equinoccio. La primera central maremotriz del mundo se instaló en este lugar, en 1966. Es también la más importante, con una potencia total de 240 MW. En China, 8 centrales, con una capacidad total de 6,21 MW, explotan también la energía maremotriz. Canadá cuenta con otra de estas instalaciones, de 20 MW. Rusia, el Reino Unido, Australia, Corea y Argentina son otros países con proyectos en marcha.

### ● Funcionamiento

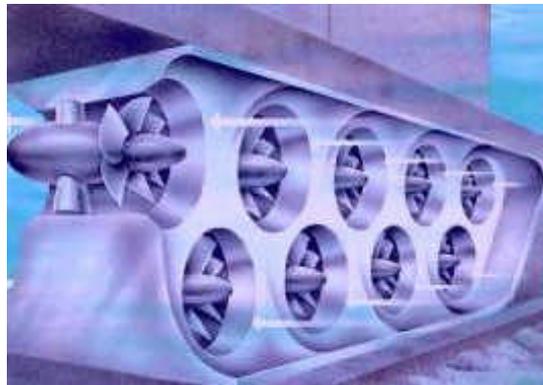
Los antecesores de las actuales centrales hidroeléctricas de energía maremotriz fueron los llamados molinos de marea, empleados para moler trigo en las costas europeas desde el siglo XII. Su mecanismo básico de funcionamiento es similar al de aquellos lejanos molinos: almacenan el agua durante la fase ascendente de la marea y la liberan cuando la marea

desciende. Para ello, en el estuario se construyen diques capaces de contener un gran volumen de agua, y se instalan compuertas para que quede retenida durante las altas mareas. Estas se abren durante las bajas mareas, dando paso a un salto de agua que hace girar la turbina, que a su vez pone en marcha un alternador.



Figura E.22. Embalse de central maremotriz.

En otros casos, la electricidad se genera tanto en la subida como en el descenso de las mareas. Para ello, es necesario que existan pares de depósitos o embalses conectados y a distinta altura, llenando el superior cada vez que sube la marea mientras el otro se mantiene vacío evacuando el agua en bajamar. En el intervalo de tiempo que transcurre entre los movimientos de las mareas, el agua se envía a través de una turbina del depósito lleno al vacío, manteniendo de esta manera la continuidad en la producción de energía.



E.23. Turbinas de una central maremotriz.

#### • Centrales de oleaje

Otra forma de energía marina que podría ser aprovechable es la del oleaje, aunque todavía en estudio. El principio para su explotación estaría centrado en la disposición de una gran red de boyas flotantes, los cuales tendrían la facultad de girar alrededor de unos ejes fijos. Cuando el oleaje golpeará estas boyas las empujará hacia atrás, recuperando por sí mismas la posición inicial cuando la ola hubiese pasado. Cada boya tendría acoplado un generador que aprovecharía el movimiento de la boya para convertirlo en electricidad.

Así como la central maremotriz tiene excelentes expectativas, el sistema de oleaje presenta dificultades, algunas de importancia. Hay que tener en cuenta que el oleaje no es un

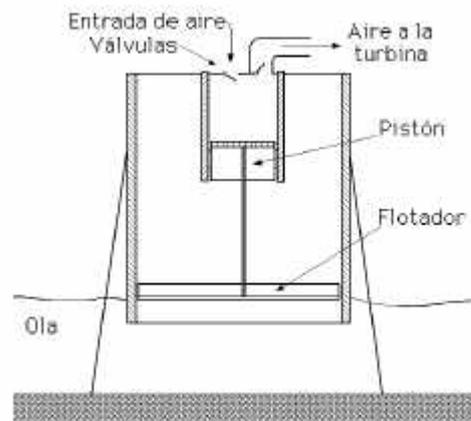
fenómeno estable; además, por debajo de determinado nivel de olas la generación de energía podría ser nula. El mismo problema podría darse por exceso, si la amplitud de las olas es excesiva podría dañar los dispositivos. Estas limitaciones no permiten pensar en una aplicación práctica, por lo que cabe estimar que solamente tendría interés en determinadas zonas, donde existen condiciones estables para su utilización.

El continuo movimiento de las aguas generado por el vaivén de las olas es también una fuente de energía renovable con un importante potencial. Según diversos estudios científicos, suponen un recurso de aproximadamente  $2 \cdot 10^6$  teravatios (TW) de potencia. Desde 1945, Japón viene interesándose por la construcción de este tipo de centrales, si bien, la primera planta de estas características no se instaló hasta agosto de 1995. Estaba ubicada en el norte de Escocia, llevaba el nombre de Ocean Swell Powered Renewable Energy y tenía una potencia de 2 MW. Sólo estuvo operativa un mes. Dañada por el oleaje, la central fue destruida un mes más tarde por la cola del ciclón Félix.

En Noruega, en la costa de Kvaerner, hay una pequeña central que lleva varios años operativa. De mayores dimensiones es la planta situada en la isla escocesa de Islay, considerada como la primera central de oleaje no experimental conectada a la red eléctrica en el mundo. Tiene una potencia nominal de 500 kW, capaz de proveer de electricidad a 400 hogares.

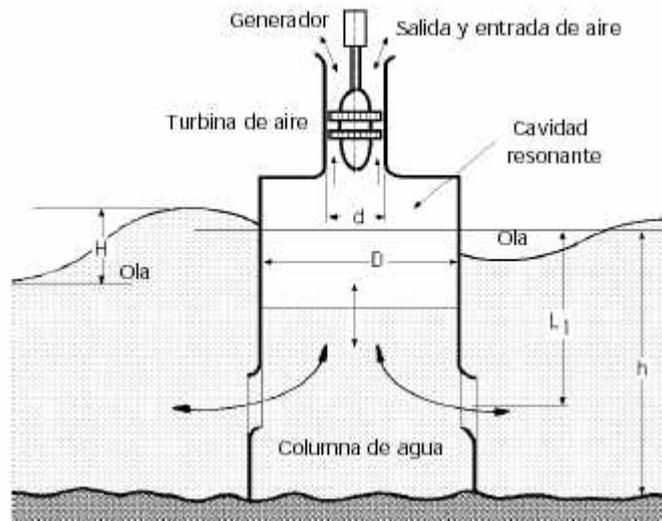
#### · *Funcionamiento*

La energía cinética contenida en el movimiento de las olas puede transformarse en electricidad de distintas formas. Las oscilaciones en la altura del agua pueden hacer subir y bajar un pistón dentro de un cilindro, moviendo con ello un generador eléctrico.



E.24. Esquema de un sistema conversor mecánico.

Otra posibilidad es que el movimiento de las olas produzca un desplazamiento del aire en el interior de un cilindro. El aire al salir acciona una turbina que, girando, activa un generador eléctrico. Cuando la ola se retira del recinto, el cilindro reabsorbe el aire que había ascendido, y el movimiento del aire hacia abajo vuelve a mover la turbina.



E.25. Esquema de un sistema conversor de columna oscilante.

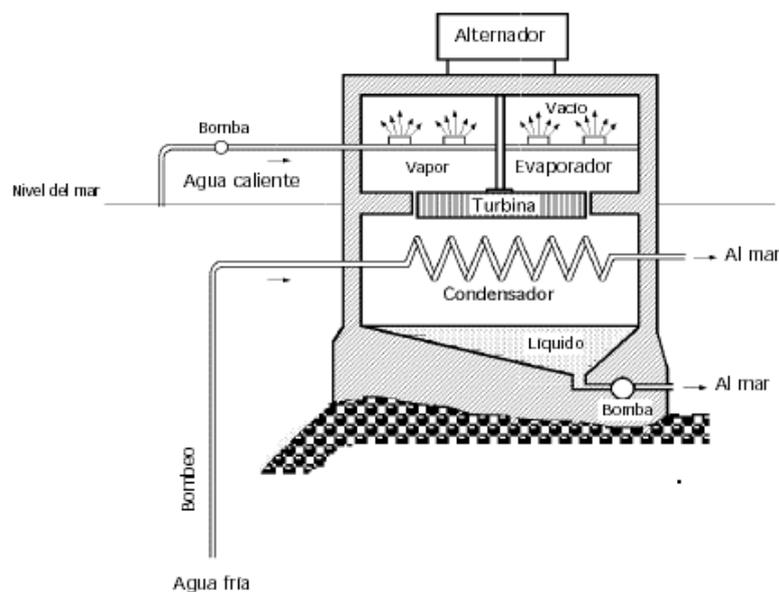
Además de los mencionados, existen gran variedad de diseños de centrales de oleaje patentados. Según las cifras del World Energy Council, más de 1.000, aunque muchos de ellos entrañan bastantes dificultades para ser llevados a la práctica.

#### • Centrales maremotérmicas

Transformar en electricidad la energía térmica de los mares exige una tecnología de otro tipo. Las plantas que buscan explotar este recurso se basan en las diferencias de temperatura, o gradiente térmico, que existe entre las capas superficiales de agua, más cálidas, y las profundas, más frías. Estas variaciones pueden llegar a superar los 20°C en aguas tropicales y subtropicales, con una distancia entre capas no superior a los 1.000 metros, lo que convierte a estas zonas en las idóneas para el aprovechamiento de esta fuente de energía natural. Además, en los océanos la diferencia de temperaturas no depende de factores como el clima o el momento del día, por lo que las centrales de energía maremotérmica podrían producir electricidad durante 24 horas al día y 365 días al año.

#### • *Funcionamiento*

Esa diferencia de temperatura entre las aguas superficiales y las profundas puede accionar un motor térmico, de la siguiente manera: a través de un evaporador, un fluido pasa del estado líquido al estado gaseoso absorbiendo calor ambiental. El vapor así obtenido pasa a través de una turbina, para a continuación condensar mediante el agua fría extraída del fondo marino. El principal problema del sistema descrito, es la necesidad de turbinas de gran tamaño.



E. 26. Esquema de funcionamiento de una central maremotérmica.

El Laboratorio de Energía Natural de Hawái, que alberga la única planta maremotérmica existente en el mundo, se ha convertido en el principal centro de investigación de esta tecnología que, según los investigadores, brinda la posibilidad de suministrar a futuras ciudades flotantes electricidad, aire acondicionado y agua dulce, mientras que las aguas frías, no contaminadas y ricas en nutrientes, que se elevarían de las profundidades, permitirían criar peces, mariscos y algas comestibles.

- *Problemas económicos y ambientales*

Hasta el momento, el aprovechamiento de las grandes reservas energéticas que suponen los océanos ha venido frenado por la falta de desarrollo tecnológico y por el alto coste que supone la implantación de estos sistemas. Pese a todo, los expertos confían en que los problemas técnicos y económicos se superen en los próximos años. Pero hay otro problema: el impacto ecológico que puede suponer la construcción de las centrales. Por un lado, visual y estructural sobre el paisaje, dada la magnitud de las estructuras que precisan estas plantas; por otro, el daño que pueden causar en la flora y la fauna de las áreas costeras o de los estuarios en los que se levanta la central, y que podrían afectar, sobre todo, a las aves migratorias y los peces.

En consecuencia, el aprovechamiento del agua de los mares como recurso energético natural implica tener en cuenta esos impactos y tomar las medidas adecuadas para minimizarlos. Los impulsores de estas tecnologías aseguran que ellos son los primeros interesados en que sus centrales contribuyan a fomentar el desarrollo sostenible y, por tanto, su diseño está condicionado a que no dañen los ecosistemas en que se instalan.

## ■ Geotérmica

La energía geotérmica es aquella que se obtiene del calor natural interno de la Tierra y que puede ser extraída y utilizada a partir del agua, gases y vapores calientes, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.

La fuente de calor que produce esta energía, se encuentra naturalmente en el interior de la Tierra. De manera muy simplificada, se puede decir que su estructura se compone de tres partes: núcleo, manto y corteza;

- a. *Núcleo*. Con un diámetro de, aproximadamente, 3.400 km, formado fundamentalmente por hierro fundido; su temperatura supera los 4.000° C.
- b. *Manto*. Correspondiente a la zona intermedia, de aproximadamente 2.900 km de espesor, formado principalmente por hierro y magnesio, con una temperatura que varía entre los 800 y 1.000 °C, en su parte exterior, y 4.000°C en la zona de contacto con el núcleo.
- c. *Corteza*. Tiene un espesor que varía entre 5 Km., bajo los océanos, y de 30 a 65 Km. en la parte continental. Está constituida, fundamentalmente, por silicatos de aluminio (SiAl), en las zonas continentales, y por silicatos de magnesio (SiMa), bajo los océanos. Su temperatura varía de 15 a 20° C, en la superficie, hasta los 600° a 800° C, en torno al contacto con el manto.

El calor proveniente del interior de la tierra se propaga hacia la corteza terrestre, donde existen amplias zonas tectónicamente estables con gradiente geotérmico promedio de 1°C cada 33 metros de profundidad. En torno a las zonas volcánicas, debido a fenómenos geológicos relacionados con la tectónica de placas, el flujo de calor es mucho mayor, provocando gradientes geotérmicos superiores a los 20 °C cada 100 metros de profundidad.

En determinadas zonas, el calor acumulado en el interior de la tierra, puede alcanzar terrenos permeables de la corteza terrestre de gran contenido en agua; ello crea ambientes muy favorables para producir transferencias caloríficas hacia la masa de agua, dando origen a yacimientos geotérmicos de vapor o agua caliente.

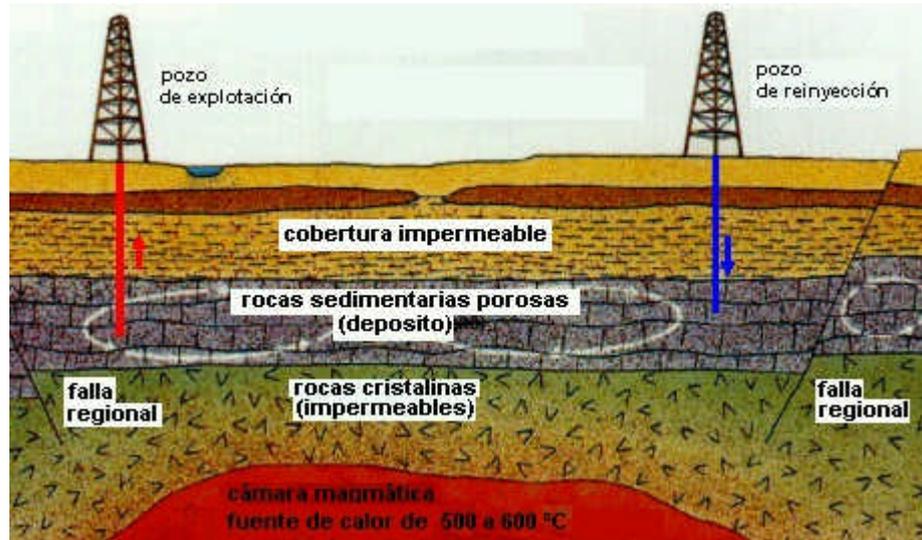
Un yacimiento geotérmico es, fundamentalmente, un sistema natural que permite la extracción y aprovechamiento, para diverso destino, de un fluido a alta temperatura.

Existen básicamente cuatro tipos de yacimientos geotérmicos, dependiendo de la temperatura a la que se encuentre el agua.

### · *Energía geotérmica de alta temperatura*

Existe en las zonas activas de la corteza terrestre (zonas volcánicas, límites de placas litosféricas, dorsales oceánicas). A partir de acuíferos cuya temperatura está comprendida entre 150 y 400 °C, se produce vapor en la superficie que enviado a las turbinas, genera electricidad.

La explotación de un campo de estas características se hace por medio de perforaciones según técnicas casi idénticas a las de la extracción del petróleo. Centrales de estas características existen en Italia (desde 1903 en Larderello, cuyas centrales poseen una potencia eléctrica actual de 400 MW), en Nueva Zelanda, en Japón, en Filipinas, en E.E.U.U.(en California, el campo The Geysers supera los 900 MW) y en México.



E.27. Campo geotérmico de alta temperatura.

### • Energía geotérmica de temperaturas medias

Es aquélla en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas menos elevadas (70 - 150 °C). La conversión vapor-electricidad, se realiza con menor rendimiento, y debe utilizarse como intermediario un fluido volátil. Pueden explotar estos recursos pequeñas centrales eléctricas.

### • Energía geotérmica de baja temperatura

Es aprovechable en zonas más amplias que las anteriores, por ejemplo, en las cuencas sedimentarias, siendo debida al gradiente geotérmico. Los fluidos están a temperaturas de 60 a 80° C. Se utiliza para la calefacción de las viviendas, principalmente, en Islandia y en Francia.

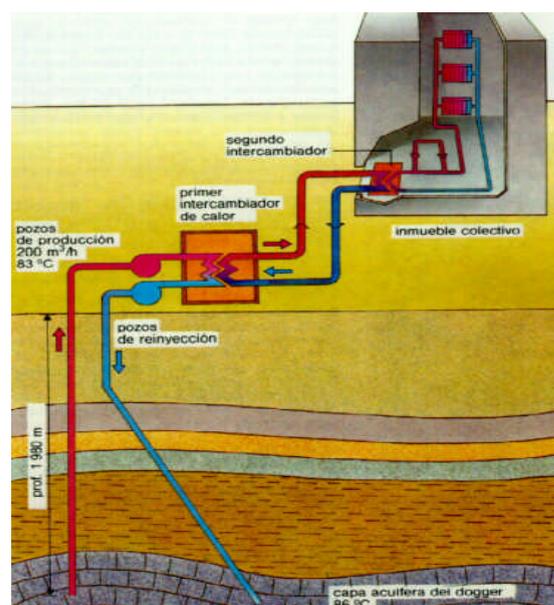


Figura E.28. Campo geotérmico de baja temperatura.

· *Energía geotérmica de muy baja temperatura*

Se considera tal, cuando los fluidos se calientan a temperaturas comprendidas entre 20 y 60 °C. Esta energía se utiliza para necesidades domésticas, urbanas o agrícolas (calentamiento de invernaderos, como se utiliza en Hungría).