

5.4. SEGURIDAD Y COMPETITIVIDAD EN LAS INFRAESTRUCTURAS

Euskadi es un territorio dependiente del exterior en materia energética debido a la escasez de recursos de este tipo. Por ello, es especialmente importante disponer de unas infraestructuras de abastecimiento adecuadas a la demanda que garanticen en todo momento la disponibilidad de los recursos requeridos. En este esquema son hoy en día básicas las conexiones eléctricas y los gasoductos que abastecen a Euskadi desde el mercado estatal y Francia, así como el Puerto de Bilbao y su entorno, que es un centro neurálgico en el abastecimiento energético ya que es el punto de entrada o de salida para el crudo y productos derivados del petróleo, y va a ser próximamente un centro de suministro eléctrico y de gas natural. La solidez de unas infraestructuras energéticas planificadas y adecuadas a la demanda presente y prevista para el futuro es una garantía de seguridad en el abastecimiento de energía.

DIRECTRICES ENERGÉTICAS EUROPEAS

La Unión Europea es sumamente dependiente del exterior en materia de suministro energético. Según la Comisión Europea⁷⁸ si no se toman medidas en los próximos 20 a 30 años el 70% de las necesidades de energía será cubierto mediante importaciones, superando el 50% actual.

Uno de los objetivos de la estrategia europea en infraestructuras energéticas es la seguridad del abastecimiento, que no busca la autosuficiencia o minimizar la dependencia del exterior sino minimizar los riesgos derivados de dicha dependencia. Es probable que si la producción energética se mantiene en los niveles presentes, las reservas europeas de combustibles fósiles en el Mar del Norte se agoten en el plazo de 25 años, aunque el comienzo de su declive llegará mucho antes. El coste de producción de carbón en Europa es del orden de 3 ó 4 veces superior al de los mercados internacionales. Por otro lado, las reservas de uranio en la Unión Europea son también escasas. Se espera que el consumo eléctrico crezca con un ratio cercano al del incremento del PIB hasta el año 2020. Si no se produce un desarrollo tecnológico que modifique el panorama energético de manera substancial, el aumento de la demanda deberá ser abastecido con las fuentes de energía conocidas y disponibles en la actualidad: gas natural, carbón, petróleo, energía nuclear y renovables. La nueva capacidad de generación eléctrica se basará en el gas natural y la energía eólica, y se reducirá el número de centrales de carbón y combustibles derivados del petróleo.

⁷⁸ "Hacia una estrategia europea para la seguridad en el abastecimiento energético"

Para el refuerzo de la seguridad en el abastecimiento, una política básica es la de mantenimiento de reservas estratégicas. Dos directivas⁷⁹ imponen la obligación a los Estados Miembros de mantener reservas equivalentes al consumo de 90 días para los derivados del petróleo. Una tercera directiva⁸⁰ establece la necesidad de prever actuaciones de contingencia para asegurar el abastecimiento o regular los precios. Sin embargo la influencia de la Unión Europea en los mercados internacionales es limitada. La mejor garantía de seguridad en el abastecimiento es, por lo tanto, mantener una diversidad de fuentes de energía y de suministro. La integración de los mercados energéticos contribuye también a esta seguridad. Por ello, es necesario reforzar los planes de interconexión de las infraestructuras energéticas europeas.

La Unión Europea actualiza periódicamente un listado de proyectos de interés común en el sector de las redes transeuropeas de energía. El papel de la Unión Europea en relación a estos proyectos es el de promoverlos a través de la estimulación de la cooperación entre los Estados Miembros para eliminar dificultades administrativas, facilitar la cooperación entre operadores en el estudio y definición de los proyectos y, si se considera necesario, la ayuda financiera a los mismos. Según la propuesta de la Comisión Europea⁸¹, cuando los proyectos de interés común están situados en un eje prioritario, se denominan "proyectos prioritarios". En esta categoría entra la nueva terminal de GNL en Bilbao.

Tabla 5.4.1

PROYECTOS EN EUSKADI DE INTERÉS COMÚN EN LAS REDES INTRAEUROPEAS DE ENERGÍA

Desarrollo de interconexiones eléctricas interiores de los Estados Miembros

- Eje Norte en España
- Refuerzo y desarrollo de conexiones en Euskadi.

Introducción de gas natural en nuevas regiones y desarrollo de las redes de gas

- Nueva terminal de GNL en Bilbao

Conexión de las redes de gas asiladas a las redes interconectadas europeas

- Refuerzo de la capacidad de transporte entre Francia y España. Interconexión por la frontera oeste.

⁷⁹ Directivas 68/414/CEE y 98/94/CE.

⁸⁰ Directiva 73/238/CEE.

⁸¹ Proposal for a European Parliament and Council Decision amending Decision No 1254/96/EC laying down a series of Guidelines for trans-European energy networks. Bruselas, 18.12.2001.

COMPETENCIA Y REGULACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO ESTATAL

En el nuevo marco de regulación español de los sectores eléctrico y de gas natural⁸² se ha establecido la liberalización de estos mercados y la separación de actividades de producción, transporte, distribución y comercialización. Esta liberalización se ha reflejado en aspectos tales como el establecimiento de un pool de compra-venta de energía eléctrica y un calendario para la selección de suministrador por parte del consumidor en función de las características del consumo. A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de gas y electricidad se consideran cualificados, es decir, están en condiciones de elegir suministrador con el que podrán pactar el precio del suministro o de mantenerse en el régimen de tarifas reguladas. Las tarifas eléctricas desaparecerán para suministros de alta tensión a partir de enero de 2007.



Existe libertad para la iniciativa privada en cuanto a la instalación de centrales de generación eléctrica o respecto al aprovisionamiento de gas siempre que se cumplan criterios objetivos relativos a seguridad, medio ambiente y ordenación del territorio, dentro de un proceso de autorización establecido. La planificación en este campo será por lo tanto indicativa, salvo en situaciones cuyo fin sea asegurar la garantía de suministro a los consumidores. Las instalaciones de transporte eléctrico, los gasoductos de la red básica y las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos son actividades reguladas, y por lo tanto sujetas a la planificación estatal.

En este marco se está produciendo una tendencia hacia la globalización en las empresas del sector, aumentado la dimensión empresarial. También, el nuevo marco debe posibilitar la competencia entre las empresas existentes en distintas zonas geográficas y los nuevos operadores del mercado energético.

INFRAESTRUCTURAS DE GAS NATURAL

■ MARCO DE REFERENCIA

El consumo de gas natural en el Estado Español, en términos de energía primaria, ascendió en el año 2000 a 15.200 ktep, lo que representa aproximadamente el doble del consumo registra-

⁸² Derivado de las leyes 54/97 del Sector Eléctrico y 34/98 del Sector de Hidrocarburos.

do en 1995. El suministro al mercado estatal de gas se realiza a través de las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena y de los gasoductos de Calahorra-Lacq y del Magreb. Este último transporta el gas argelino y entró en funcionamiento en noviembre de 1996. Las mayores importaciones provienen de Argelia⁸³ y aunque se espera que éste continúe siendo el suministrador principal, los nuevos contratos permitirán diversificar la oferta. La importación se reparte a través de gasoductos y de las plantas de gas natural licuado en una proporción cercana al 50%. Los suministros a partir de gasoducto y gas natural licuado son complementarios, ya que contribuyen a la competencia y a la regulación estacional y de puntas.

El almacenamiento, por otro lado, tiene las funciones de modulación y ajuste entre la oferta y la demanda y de cubrir las existencias mínimas que aseguren la continuidad del suministro en caso de interrupción en el aprovisionamiento. Por ley, se requiere el mantenimiento, por parte de los operadores de gas, de unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas. La capacidad de almacenamiento en el Estado en el año 2000 era de 2.560 millones de Nm³. Se espera que la capacidad de almacenamiento del sistema en el año 2010 alcance el 300% de esta cifra, gracias a la puesta en operación de nuevas plantas de gas natural licuado y otros almacenamientos subterráneos. Antes del 2006 está prevista la ampliación de las plantas de regasificación de Huelva, Barcelona y Cartagena y del almacenamiento subterráneo de Serrablo, y la construcción de nuevas plantas en el Puerto de Bilbao, en Sagunto y en Mugaridos (A Coruña). Para el periodo 2006-2010 está previsto el refuerzo de las conexiones de gas con Francia y el Magreb. Están en estudio otros proyectos de interconexión de la península con Argelia. El suministro de gas natural a los nuevos ciclos combinados es un aspecto importante de este mercado, ya que se espera que, en el 2010, suponga el 32% del consumo total de gas natural en el Estado.

En lo que se refiere a los precios, hay que añadir que existen reservas probadas suficientes como para pensar que no se van a dar incrementos de precio significativos a largo plazo. Es conveniente, en este sentido, el refuerzo de las conexiones gasistas europeas con los países del Este de Europa y, en especial, con Rusia como gran productor.

■ EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

El consumo de gas está creciendo de manera importante en Euskadi en los últimos años. Entre los años 1995 y 2000 el aumento del consumo fue de casi el 60%. Aunque una década atrás existía un autoabastecimiento de gas debido a los yacimientos Gaviota y posteriormente Albatros en la costa vasca, y actualmente se están explorando nuevas posibilidades de extracción, no es probable que el gas que se pueda extraer en nuestro territorio llegue a representar un porcentaje alto de los consumos. Hay que considerar, por lo tanto, que Euskadi va a ser siempre importadora de gas natural, por lo que se requiere de unas infraestructuras de suministro consistentes que proporcionen seguridad en el suministro y competitividad en los precios.

⁸³ El 60% en el año 2000.

■ INFRAESTRUCTURAS DE SUMINISTRO Y ALMACENAMIENTO

El suministro de gas a Euskadi se realiza hoy en día a través de un gasoducto de 30 pulgadas que entra en Araba desde Haro y que pertenece a ENAGAS⁸⁴. El yacimiento de gas natural Gaviota dejó de tener producción propia en 1996 y opera en la actualidad como almacenamiento subterráneo de gas natural, utilizándose para mantener una reserva de gas y para amortiguar las curvas de consumo. Gaviota, con una capacidad total de almacenamiento de 2.480 millones de Nm³ y un volumen útil de 780 millones de Nm³ de gas, es hoy la mayor reserva estratégica de gas natural estatal, representando el 60% de la capacidad de almacenamiento del sistema estatal en



el año 2000. Gaviota se conecta con tierra firme en Bermeo a través de un gasoducto de 16 pulgadas. La capacidad punta de extracción es de 5,15 millones de metros cúbicos por día.

En 2003 se han puesto en marcha las instalaciones de Bahía de Bizkaia Gas en Zierbena. Esta planta dispondrá de dos tanques de 150.000 m³ de capacidad unitaria⁸⁵ y una capacidad de regasificación de 400.000 Nm³/h de gas natural, ampliable en una primera fase a 800.000 Nm³/h. La planta dispondrá de espacio para un tercer tanque del mismo volumen que los anteriores, y existe la posibilidad de incrementar la capacidad de gasificación hasta los 1.200.000 Nm³/h. La planta dispone de un muelle de descarga

de los buques metaneros, que se espera que carguen GNL en Trinidad Tobago y otros países suministradores. Los buques metaneros para el transporte a la planta de Zierbena, construidos en los astilleros de Sestao, tienen una capacidad unitaria de 138.000 m³ de GNL. Esta planta alimentará de gas natural a la central de ciclo combinado contigua e inyectará el resto de su producción a la red de transporte de gas natural.

■ RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS

El número de clientes de gas natural tanto en el sector industrial como en el terciario se ha duplicado en el período 1995-2000. Los kilómetros de red en este período han aumentado de manera regular en unos 200 km anuales, hasta alcanzar los 2.920 km en el año 2000, superando las previsiones que en su momento se hicieron para el año 2005. También se ha superado el nivel de cobertura y número de clientes. La expansión de la red de gas en los últimos años ha permitido llegar a nuevos municipios⁸⁶, así como expandir las redes existentes a nuevos usuarios tanto

⁸⁴ ENAGAS: Empresa Nacional de Gas.

⁸⁵ Un metro cúbico de gas natural licuado proporciona aproximadamente 600 metros cúbicos normales (Nm³) de gas natural.

⁸⁶ El 92% de la población vasca en un total de 85 municipios tuvo acceso al gas natural en el 2000.

industriales como residenciales y comerciales. Aunque la red básica de gas está desarrollada, las nuevas infraestructuras de suministro hacen necesario su refuerzo. Los desarrollos de la red de transporte de gas previstos para el período 2001-2010 incluyen las ampliaciones del gasoducto de Arrigorriaga-Santurtzi y Bergara-Irun, la conexión con gasoductos europeos por Irun, y el refuerzo y extensión de las redes de media y baja presión.

Figura 5.4.4

EVOLUCIÓN DE LA RED Y CLIENTES DE GAS NATURAL EN EUSKADI

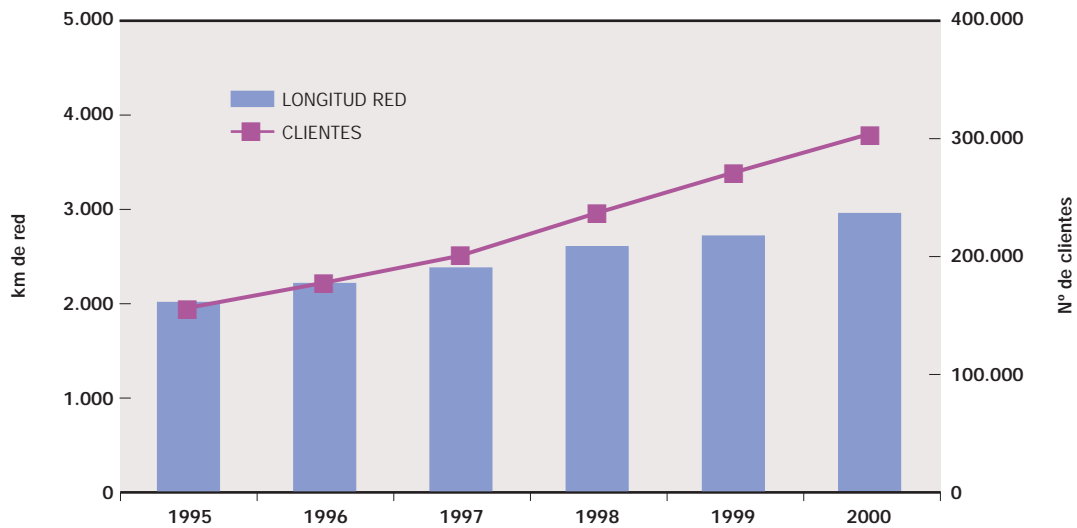


Figura 5.4.5

RED BÁSICA DE GASODUCTOS Y TRANSPORTE SECUNDARIO EN EUSKADI



Figura 5.4.6
PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS DE GAS NATURAL
PREVISTAS EN EUSKADI 2001-2010



ABASTECIMIENTO Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

■ MARCO DE REFERENCIA

El parque estatal de generación eléctrica está conformado en la actualidad por las instalaciones del régimen ordinario, que con un total de 44.080 MW en el año 2000 incluyen centrales térmicas tradicionales (carbón de origen estatal y de importación, fuel-gas), centrales nucleares y centrales hidroeléctricas, y por las instalaciones del régimen especial, cogeneración y renovables, que suponen otros 8.670 MW. La generación se realiza mayoritariamente en centrales de carbón y nucleares, con un 36% y 28% respectivamente. En el año 2000 se registró la demanda pico histórica de 33.240 MW⁸⁷.

Un documento de planificación de las redes de transporte eléctrico y gasista del Ministerio de Economía⁸⁸ realiza una previsión de la evolución de la demanda eléctrica y evalúa la



⁸⁷ Comisión Nacional de Energía, Información básica de los sectores de la energía, 2000.

⁸⁸ "Planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista 2002-2011" del Ministerio de Economía, Febrero 2002.

disponibilidad de infraestructuras para un suministro adecuado de esta energía. El crecimiento previsto en el consumo en el mercado estatal es del 3% anual acumulativo hasta 2010, con unas necesidades pico de 44.600 MW. La planificación estatal prevé que en el año 2010 se mantenga prácticamente el parque nuclear, se reduzca la aportación de la generación eléctrica de carbón y fuel-gas, y se incorporen mayoritariamente nuevas instalaciones de ciclo combinado y de energía eólica⁸⁹. Con ello, el gas natural y las energías renovables podrían aportar un 34% y 29%, respectivamente, de la generación eléctrica.

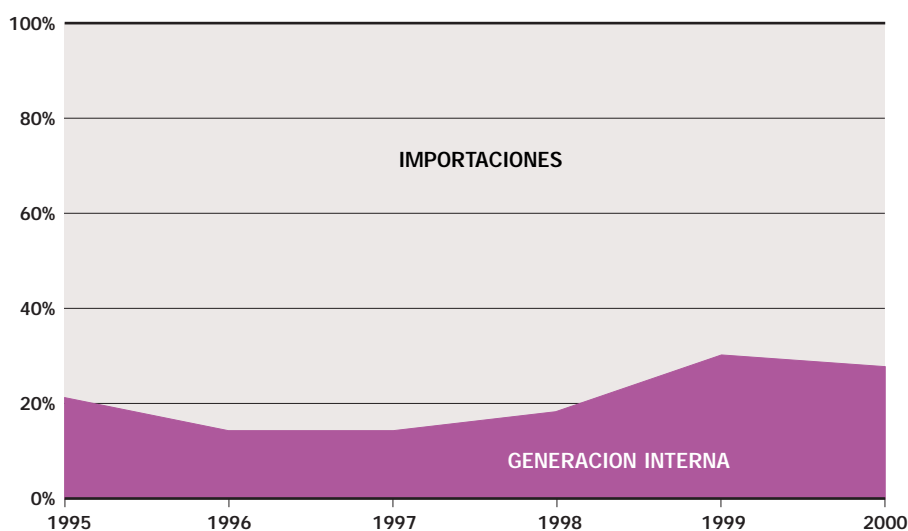
Con la puesta en marcha de nuevas instalaciones de ciclo combinado es improbable que se repitan a medio y largo plazo los acontecimientos registrados de interrupciones de suministro eléctrico y pérdida de la calidad de servicio originadas por el aumento de la demanda y la limitada capacidad de producción existente.

■ EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La energía eléctrica es un bien de consumo y una materia prima sobre la que existe un mercado regulado. En Euskadi se ha importado en los últimos años alrededor del 80% de la energía eléctrica consumida, debido a la falta de infraestructuras competitivas de generación. La generación eléctrica supone una actividad económica que proporciona un alto valor añadido, por lo que se considera positiva la implantación de proyectos de generación siempre que cumplan las garantías de alta eficiencia energética, ambientales, urbanísticas y de seguridad establecidas. Existen además razones técnicas para acercar la producción eléctrica a los centros de consumo: la reducción de pérdidas en el transporte (que supone una contribución adicional a la eficiencia energética) y la reducción de la posibilidad de cortes en el suministro eléctrico.

Figura 5.4.7

EVOLUCIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EUSKADI 1995-2000



⁸⁹ Para dicho año, se espera que existan 9.000 MW (pudiendo llegar a 13.000 MW) de energía eólica y 13.200 MW de ciclo combinado de gas natural.

■ PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA

Existen en Euskadi dos plantas convencionales de producción termoeléctrica en operación en 2000 que emplean combustibles fósiles (Grupos I y II de Santurtzi, que emplea fuelóleo o gas natural, y Pasaia, que consume hulla de importación). Ambas instalaciones tienen más de treinta años de antigüedad, habiéndose realizado en ellas diversas modificaciones y mejoras a lo largo del tiempo. Aunque estas plantas han operado desde mediados de los años 80 muy por debajo de su capacidad, el aumento de la demanda de energía eléctrica ha hecho que su producción haya aumentado a partir de 1999. Razones de mercado y limitaciones medioambientales van a condicionar el funcionamiento futuro de estas centrales térmicas, previéndose su cierre progresivo, lo que supondría la baja de 1.100 MW.

Se espera que en el año 2005 estén en funcionamiento 2.000 MW de centrales⁹⁰ de generación avanzada de ciclo combinado actualmente en construcción. Estas instalaciones presentan, en relación a las convencionales, una elevada eficiencia y un menor impacto medioambiental.

Al horizonte 2010, con la desaparición de la generación termoeléctrica convencional, sería conveniente incorporar nueva capacidad de generación con criterios de ajuste oferta-demanda, territorial y de optimización de la red de transporte.

Tabla 5.4.8

PLANTAS DE PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA EN OPERACIÓN Y CONSTRUCCIÓN EN EUSKADI

FASE / INSTALACIÓN	COMBUSTIBLE	AÑO DE PUESTA EN MARCHA	TIPO DE TECNOLOGÍA	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN BRUTA	LOCALIZACIÓN
Central Térmica de Pasajes	Carbón de importación	1967	Ciclo simple	214 MW	Pasaia
Central Térmica de Santurce, I - II	Fuelóleo BIA y gas natural	1969 y 1972	Ciclo simple	377 MW + 541 MW	Santurtzi
Bahía de Bizkaia Electricidad	Gas natural	2003	Ciclo combinado	800 MW	Zierbena
Bizkaia Energía	Gas natural	Previsto 2005	Ciclo combinado	800 MW	Amorebieta Etxano
Santurtzi A	Gas natural	Previsto 2005	Ciclo combinado	400 MW	Santurtzi

⁹⁰ No se incluyen las instalaciones de valorización energética de residuos sólidos urbanos.

Tabla 5.4.9
POTENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA EN EUSKADI

U= MW

TIPO DE GENERACIÓN	BASE 2000	HORIZONTE 2010
Energías renovables ⁹¹	222	1005
Cogeneración	329	514
Centrales termoeléctricas	1.132	2.880

■ PREVISIONES DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO A 2010

Según las previsiones energéticas realizadas se estima que la demanda eléctrica en Euskadi en el 2010 se situará en torno a los 19.700 GW⁹². Con los escenarios establecidos de cogeneración, generación eléctrica renovable y generación termoeléctrica, la producción eléctrica total en Euskadi supondría cubrir esta demanda alcanzándose el nivel de autoabastecimiento⁹³. La participación de las energías renovables y la cogeneración se duplicaría respecto al año 2000, representando en el 2010 casi un 30% de la demanda.

Tabla 5.4.10
PREVISIONES DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ABASTECIMIENTO
EN EUSKADI EN EL AÑO 2010

U= GWh

DEMANDA Y OFERTA ELÉCTRICA 2000-2010	BASE 2000		HORIZONTE 2010	
Demanda eléctrica	16.850	100 %	19.700	100 %
Suministro eléctrico				
– Energías renovables	400	2 %	3.020	15 %
– Cogeneración	1.720	10 %	2.830	14 %
– Centrales termoeléctricas	2.470	15 %	16.710	85 %
– Importaciones	12.260	73 %	–	–
– Exportaciones	–	–	2860	14 %

⁹¹ Se incluye también la cogeneración mediante biomasa.

⁹² Esta previsión tiene en cuenta los programas sectoriales de ahorro energético.

⁹³ La tasa de autoabastecimiento eléctrico se estima en el 114% de la demanda en 2010.

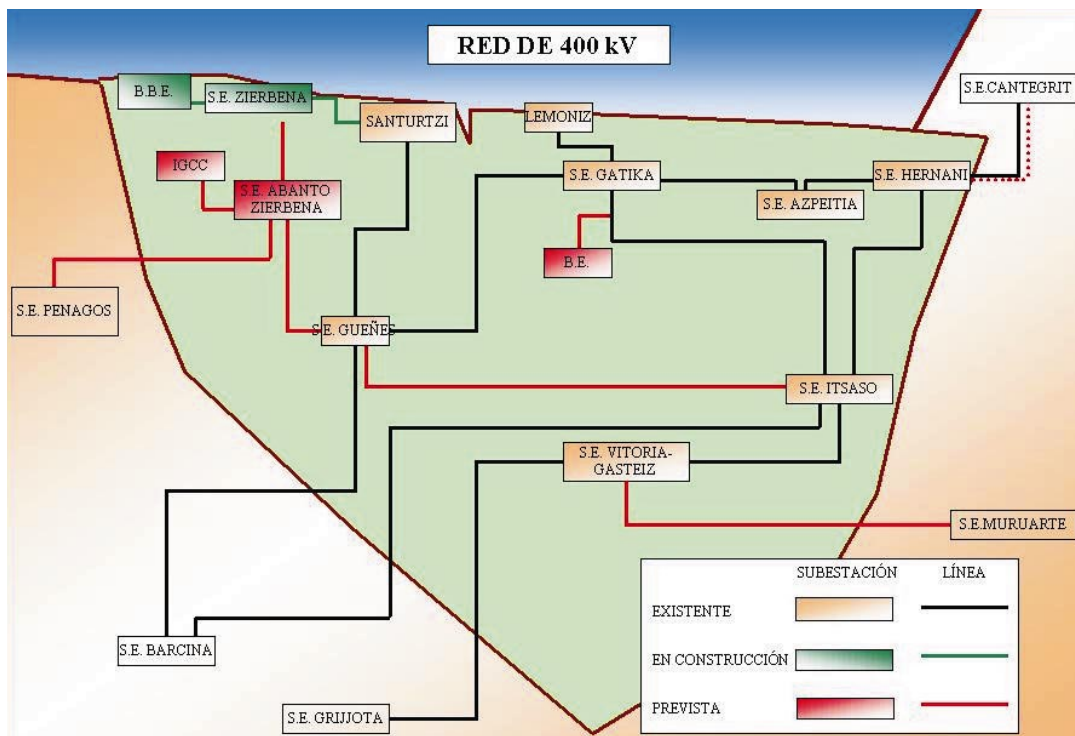
■ INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El sistema de transporte de energía eléctrica lo constituyen las líneas de alta tensión de 400 y 220 kV y las correspondientes subestaciones y transformadores, además de otras infraestructuras que operando a tensiones inferiores sean clasificadas como de transporte. La red de transporte conduce la energía eléctrica desde el productor hasta la red de distribución, que suministra a media y baja tensión al consumidor final. La longitud total de las líneas vascas de 400 kV es de 486 km.



Figura 5.4.11

RED DE TRANSPORTE DE 400 kV EN EUSKADI



Situación en junio 2002

A pesar del crecimiento en la demanda de energía eléctrica, la red de transporte ha sufrido pocos cambios en los últimos años. Esto, unido a la puesta en marcha de nuevos proyectos de generación eléctrica, hace que sea necesaria la construcción de nuevas líneas que refuercen la red y mejoren la garantía del suministro.

Tabla 5.4.12

DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE MEJORA DE LA RED VASCA DE
TRANSPORTE ELÉCTRICO A CORTO Y MEDIO PLAZO

- Mallado de red en la zona Abanto-Zierbena-Santurtzi. Esta actuación posibilita tanto la adecuada evacuación de la generación prevista en la zona como el mallado posterior de la red de transporte en la misma. Se prevé también una subestación en Muskiz-Abanto en 400 kV en la que existirá una entrada-salida de la línea Penagos-Gueñes.
- Eje Penagos-Gueñes-Itxaso. Forma parte del eje Norte en 400 kV que proporcionará de forma general una mejora fundamental de la calidad del suministro eléctrico. En Euskadi se evitarán congestiones en la red y se asegurarán niveles de tensión adecuados, que de otra manera podrían verse degradados. Se eliminan también restricciones a la producción de los grupos previstos en el entorno del puerto de Bilbao y se logra un mallado más robusto entre las subestaciones de Santurtzi, Gueñes e Itxaso.
- Entrada-salida en una nueva subestación de Amorebieta en 400 kV para dar salida a la nueva generación eléctrica.
- Línea Vitoria-Muruarte en 400 kV. Formaría parte de un eje cuyo objeto sería evitar niveles de carga superiores a los límites admisibles en situación de plena disponibilidad de la nueva generación eléctrica.
- Entrada/salida de la línea Gueñes-Gatika en Zamudio en 220 kV. El objeto de esta línea es de apoyo a la alimentación del mercado local.
- Línea Puentelarra-Factoría de Mercedes-Benz en 220 kV con entrada/salida en Jundiz. El objeto es tanto el apoyo a la alimentación del mercado local como la evacuación de generación en régimen especial.
- Subestación en Laguardia conectada a la línea Miranda-Logroño de 220 kV. El objeto es la evacuación de nueva generación en régimen especial.
- Duplicación de la actual línea Hernani-Cantegrit. Esta actuación está pendiente de evaluación y tendría como objeto el refuerzo de la posibilidad de interconexión con Francia.

Tabla 5.4.13

RESUMEN DE ACTUACIONES PREVISTAS EN LA RED VASCA DE
TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2002-2006

ACTUACIÓN	TENSIÓN	FECHA	NECESIDAD
Zierbena-Santurtzi	400 kV	2002	Nueva generación
Gatika-Gueñes con E/S Zamudio	220 kV	2003	Distribución
Abanto-Zierbena	400 kV	2004	Mallado de la red, nueva generación
Penagos-Gueñes	400 kV	2004	Mallado de la red, nueva generación
Abanto - entronque con corredor Penagos-Gueñes	400 kV	2004	Mallado de la red, nueva generación
Gueñes-Itxaso y Abanto-Itxaso (sustituye a 2º circ. Abanto-Gueñes)	400 kV	2006	Mallado de la red, nueva generación
Muruarte - Vitoria-Gasteiz	400 kV	2006	Mallado de la red, nueva generación
Miranda-Logroño con E/S en Laguardia	220 kV	2004	Generación especial
Puentelarra-STC Mercedes con E/S en Jundiz	220 kV	2003	Distribución
Gatika-Itxaso con E/S en Amorebieta	400 kV	2004	Nueva generación
Abanto: SE transformación	400/ 132 kV	2005	Pendiente de evaluación
Hernani-Frontera francesa (duplicación)	400 kV	2006	Conexión internacional, pendiente de evaluación

Tabla 5.4.14

PRINCIPALES INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS DE ABASTECIMIENTO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EUSKADI 2001-2010

PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS	
■	Generación eléctrica en ciclos combinados(*)
■	Refuerzo y mejora de la red de transporte de energía eléctrica
■	Mejora y ampliación de la red de distribución
INVERSIONES TOTALES = 2.040 M€	

Nota: Las inversiones en generación en cogeneración y renovables están en otros apartados.

INFRAESTRUCTURAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

■ MARCO DE REFERENCIA

La Agencia Internacional de la Energía⁹⁴ indica que las reservas de petróleo cubrirán de manera suficiente la demanda en el año 2020, pero que se requieren inversiones adicionales considerables. Prevé una producción en el año 2020 de 115 millones de barriles por día, lo que supondrá el 40% del suministro total de energía. En las próximas dos décadas el mayor potencial de crecimiento del consumo en el mundo corresponde al sector del transporte, donde la posibilidad de sustitución de los derivados del petróleo por otros combustibles está muy limitada. Los mayores crecimientos se darán en China y, en general, en los países menos desarrollados. Diversas fuentes discrepan a la hora de establecer un punto para el declive de la producción mundial de petróleo. Sin embargo, está claro que la industria petrolera ha explotado hasta ahora las reservas más fáciles de extraer.

■ PRINCIPALES INFRAESTRUCTURAS VASCAS

El Puerto de Bilbao es un elemento clave en el abastecimiento de derivados de petróleo en Euskadi. Es el punto de entrada o de salida para el crudo y las materias procesadas en la refinería y para los combustibles que operadores independientes importan a través de buques cisterna. También dispone de instalaciones de almacenamiento de carburantes y otros productos derivados del petróleo, y oleoductos de conexión con la refinería. La capacidad de almacenamiento de

⁹⁴ Informe del 2001 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).



crudo y sus derivados gestionada por las empresas operadoras en Euskadi es de 2.890.000 m³. De esta cantidad, el 31% corresponde a tanques de crudo en la refinería de Petronor, el 41% a productos derivados en la misma refinería y el 28% al resto de operadores. La empresa CLH dispone de un oleoducto de 14" que enlaza la refinería de Petronor, en Muskiz, con los centros de almacenamiento de CLH en Rivabellosa (Araba) y Valladolid.

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias mínimas de seguridad establecidas en 1992⁹⁵. CLH, Petronor y otros operadores contribuyen con sus instalaciones en Euskadi al mantenimiento de estas reservas.

Por otro lado, con objeto de reforzar sus sistemas de suministro de gasóleos y gasolinas Tepsa y Esergui han realizado recientes ampliaciones en sus instalaciones de Zierbena por una cantidad de 37.680 m³ y 50.000 m³, respectivamente.

Debido a la finalización de la concesión, CLH dismantlará las actuales instalaciones de Somorrostro, habiéndose finalizado ya el desguace de 4 tanques de gasolinas y gasóleos de más de 90.000 m³. Para sustituir a las actuales instalaciones de CLH en Santurtzi y Somorrostro se construirán nuevos tanques en El Calero, Santurtzi.

Tabla 5.4.15

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN EUSKADI

EMPRESA	INSTALACIÓN	PRODUCTOS	CAPACIDAD (M3)
CLH	Somorrostro	Productos de la refinería	236.547
CLH	Santurtzi	Gasóleos y fuelóleos	101.304
CLH	Lezo/Rentería	Gasolinas y gasóleos	66.267
CLH	Rivabellosa	Gasolinas y gasóleos	101.023
CLH	Aeropuertos Euskadi	Querosenos	4.458
Esergui	Zierbena	Diversos	150.000
Tepsa	Zierbena	Diversos	154.345
Petronor	Muskiz	Crudos	894.000
Petronor	Muskiz	Productos	1.178.400
TOTAL			2.886.344

En servicio a 31/12/2001.

⁹⁵ Ley 34/1992, de 22 de diciembre de Ordenación del Sector Petrolero.

■ TENDENCIAS EN EL SECTOR REFINO

La refinería de Petronor tienen una capacidad de producción de 11 millones de toneladas anuales. La necesidad de adaptación continua a las normas que sobre calidad de combustibles y carburantes se imponen desde la Unión Europea ha llevado a Petronor a acometer una serie de inversiones en los últimos años con objeto de mejorar la calidad de los carburantes. Entre las inversiones realizadas destacan las dedicadas a la desulfuración de destilados medios, a la generación de hidrógeno y a la hidrogenación de bencenos.

Tabla 5.4.16

PROYECTOS EN REFINO A CORTO-MEDIO PLAZO EN EUSKADI

TIPO DE PROYECTOS EN EL SECTOR REFINO

- Calidad de los carburantes. Incremento de desulfuración de destilados medios y de gasolinas.
- Mejora de eficiencia energética de unidades existentes.
- Seguridad y Medio Ambiente.

La necesidad de dar una salida más adecuada económica y medioambientalmente a los subproductos más pesados del refino podría conllevar a medio plazo la realización de nuevas inversiones en instalaciones de tratamiento de estos productos en la refinería. El objeto sería flexibilizar el abastecimiento de crudo y la producción de derivados, reduciendo la de fuelóleos e incrementando la de destilados medios y ligeros, con los consiguientes beneficios medioambientales.

Tabla 5.4.17

PRINCIPALES INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN EUSKADI 2001-2010

PROYECTOS DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

- Instalaciones de almacenamiento
- Refinería (mejora calidad combustibles, adecuación tecnológica, etc.)

INVERSIONES TOTALES = 490 M€

PROSPECCIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

■ ACTIVIDAD EXTRACTIVA

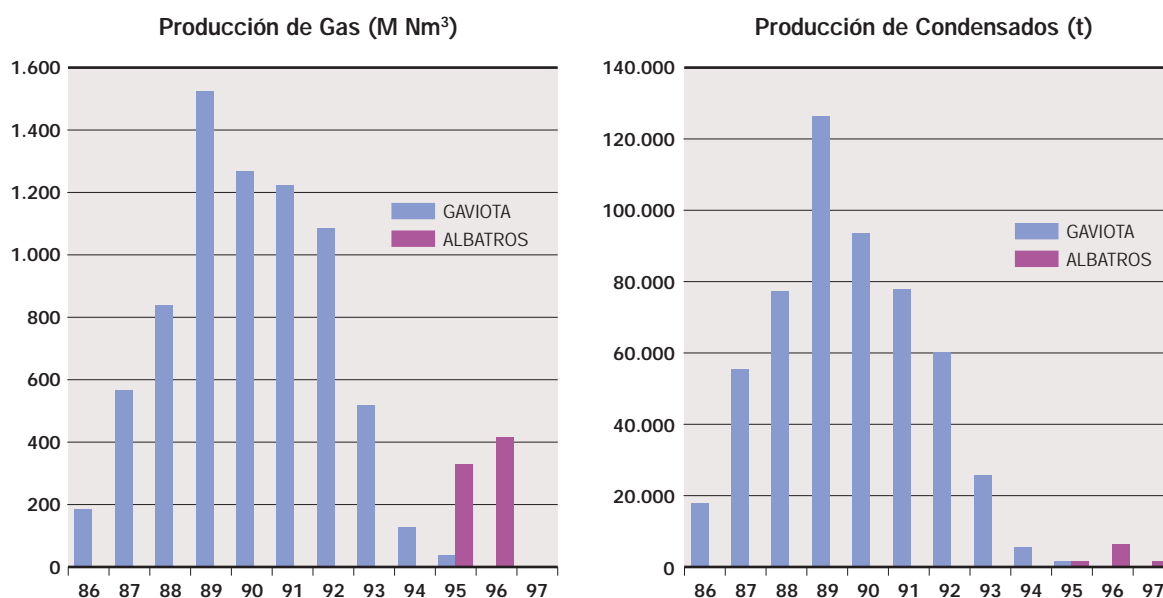
En la cuenca Vasco-Cantábrica se han explotado hidrocarburos en dos campos diferentes, el Campo Castillo, y el Campo Gaviota-Albatros.

El Campo Castillo, localizado en las inmediaciones de Vitoria, fue objeto de exploración y explotación entre los años 1963-1981⁹⁶. Posteriormente, en este campo fue objeto de exploración el pozo Armentia 1, perforado el año 1997. Este pozo confirmó la existencia de gas desarrollándose una prueba de producción de larga duración⁹⁷.

En cuanto a los Campos marinos Gaviota y Albatros, la exploración del Golfo de Bizkaia fue iniciada el año 1972, perforándose once pozos exploratorios entre los años 1973-1975, encontrándose acumulaciones de gas y condensados. Entre los años 1986-1997, los Campos Gaviota y Albatros produjeron un total de 8 bcm de gas⁹⁸, permitiendo el autoabastecimiento en Euskadi durante seis años. Desde su agotamiento, el campo Gaviota se explota como almacenamiento de gas⁹⁹.

Figura 5.4.18

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y CONDENSADOS EN LOS CAMPOS ALBATROS Y GAVIOTA, 1986-1997



⁹⁶ La extracción total de gas seco fue de 33 MNm³.

⁹⁷ Esta prueba se realizó entre los años 2000-2002.

⁹⁸ A esta cantidad hay que añadir 543.000 toneladas de condensados asociados al gas.

⁹⁹ La cifra acumulada de inyección y emisión de gas a finales de 2001 es de 3 bcm y 1,7 bcm, respectivamente.

■ ACTIVIDAD EXPLORATORIA RECIENTE

La actividad exploratoria en la cuenca Vasco-Cantábrica sigue siendo importante tanto en tierra como en mar. En ambos casos, los principales esfuerzos se han concentrado en la investigación de posibles almacenes de hidrocarburos en materiales de edad cretácica y puntualmente jurásica o más antigua. En los últimos años se han realizado trece campañas de adquisición sísmica totalizando 6.320 km de perfiles 2D y 310 km² de sísmica 3D.

Figura 5.4.19

CAMPAÑAS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA 1984-2001 EN EL ÁREA DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EUSKADI

PERMISO INVESTIGACIÓN/CONCESIÓN EXPLOTACIÓN	KM/KM ²	AÑO
Guipúzcoa A-B-C-D y E	362 km	1984
Bermeo, Miravalles, Amorebieta, Elgoibar y Zarauz	511 km	1985-86-87-89-91
Orduña, Bercedo, Villasana de Mena, Estella N	170 km	1988
El Abra	665 km	1991-92
Maltranilla y diez más	133 km	1997
Fragata E y O	251 km	1998
Gaviota 1 y 2	309 km ²	1998
Cameros 1,2 y3	78 km	1999
Loquiz y Urederra	61 km	2000
Áreas Libres	4.087	2001



En cuanto a los sondeos de exploración, el número total de sondeos de exploración perforados en tiempos recientes es de siete con un metraje acumulado de 24.250 m.

Figura 5.4.20

ACTUACIONES 1993-2002 EN EL ÁREA DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EUSKADI

PERMISO INVESTIGACIÓN/ CONCESIÓN EXPLOTACIÓN	SONDEO PROFUNDIDAD (M)	AÑO
Bermeo, Miravalles, Amorebieta, Elgoibar y Zarauz	Sondeo Aulesti-1 3.416 m	1993
Estella N, Estella S y O	Sondeo Izarra-1 3.051 m	1994
Albatros	Sondeo Cormorán-1 3.305 m	1997
Armentia, Mendoza	Sondeo Armentia-1 3.142 m	1997
Loquiz, Urederra	Reentrada Sondeo Izarra-1 2.365 m	1997
Maltranilla y diez más	Sondeo El Coto 4.672 m	2000-2001
Cameros 1,2,3 y 4	Sondeo Cameros 1 4.300 m	2001-2002

Nota: el listado no incluye los pozos de desarrollo de los campos Gaviota y Albatros realizados en relación con su explotación o con su posterior utilización como almacén.

De los sondeos citados tan solo Armentia 1 obtuvo resultados parcialmente positivos. Al margen de los trabajos citados se han realizado importantes tareas en el campo de la geología, geoquímica, y reprocesado e interpretación sísmica. El número total de compañías exploradoras que han intervenido en la zona en los trabajos reseñados ha sido de veintiuna, la mayor parte de las mismas internacionales. En cuanto a las inversiones acumuladas en el período, entre 1996-2001 se han llevado a cabo inversiones acumuladas por valor de 59 M€¹⁰⁰.

■ ESTRATEGIAS DE ACTUACIÓN DE LOS OPERADORES A CORTO Y MEDIO PLAZO

En la actualidad el número de Permisos de Investigación vigentes en la cuenca Vasco-Cantábrica es de 17 siendo 3 las Concesiones de Explotación. La perforación de un sondeo exploratorio marino, prevista para el año 2003, se ha retrasado estimándose se acometa en el bienio 2004-2005. Ulteriores sondeos en zona marina dependerán de los resultados de la primera perforación.

¹⁰⁰ Esta cifra no incluye las inversiones del Consorcio Repsol Exploración –Murphy– Ocean en las C.E. Albatros (N) y Gaviota I y II, al no estar disponibles. Por su parte la participación de la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi en la inversión citada ha sido de 9,30 M€, lo que representa un 16% del total.

Merece destacarse, en relación con la actividad en zona marina, la reciente solicitud de importantes áreas de investigación al Este y Oeste de las aguas costeras de Euskadi, frente a las costas francesas y asturiano-cántabras, que revela un renacimiento del interés despertado por la zona en tiempos pasados. Las posibles actuaciones en relación con el Campo Castillo, en el que se perforó el sondeo Armentia 1, pasan por el análisis del test de producción de larga duración recientemente finalizado. Su puesta en rentabilidad requiere implementar técnicas de perforación y desarrollo que son objeto de estudio, y su posterior aplicación al área.

Se estima que en el resto de los permisos terrestres y posibles nuevas áreas de interés en Euskadi en el período 2001-2010 se perforarán, al menos, cinco sondeos exploratorios. Se incluyen en esta cifra posibles pozos emplazados en zonas limítrofes sobre estructuras geológicas comunes.

Aun cuando la complejidad estructural geológica vasca hace poco probable la existencia de almacenes de hidrocarburos con volúmenes de entidad, existen posibilidades de la existencia de un cierto número de ellos de tamaño reducido a medio, tipo Gaviota. Esta situación explica la dificultad de los trabajos exploratorios y la natural tendencia de muchas compañías a investigar zonas menos complejas y con mayor potencial. En este contexto cobra especial sentido el desarrollo de una labor de atracción de compañías y de promoción de la exploración en Euskadi.

■ INVERSIONES 2001-2010

La previsión de inversiones en exploración, en el período 2001-2010, puede cifrarse en unos 115 M€. Las cifras anteriores no incluyen las inversiones realizadas en las concesiones Albatros y Gaviota ni las que, en su caso, serían requeridas para el desarrollo de los yacimientos que pudieran descubrirse, y que pueden presentar una gran variabilidad en función del volumen del descubrimiento, de sus características, y de su localización, en tierra o mar.

Tabla 5.4.21

INVERSIONES EN EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EUSKADI 2001-2010

TIPO DE ACTUACIONES	INVERSIONES PREVISTAS 2001-2010
Exploración (sísmica, geológica, etc.)	115 M€