

1. Disposiciones generales

CONSEJERIA DE EMPLEO Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

DECRETO 86/2003, de 1 de abril, por el que se aprueba el Plan Energético de Andalucía 2003-2006.

El Consejo de Gobierno, mediante Decreto 81/2001, de 13 de marzo, acordó formular el Plan Energético de Andalucía 2001-2006, concebido como el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables, así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y de diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el período considerado.

En lo relativo a las consideraciones anteriores, hay que señalar que la Comunidad Autónoma de Andalucía en virtud del art. 13.14 de su Estatuto de Autonomía, tiene la competencia exclusiva en materia de energía cuando su transporte no salga de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio. Estas competencias, de acuerdo con el Decreto del Presidente 6/2000, de 28 de abril, están asignadas a la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico.

Una adecuada infraestructura energética en Andalucía es un factor indispensable para que la Comunidad Autónoma pueda alcanzar altas cotas de desarrollo económico, permitiendo que todos los andaluces puedan contar con una adecuada calidad en el suministro de energía, independientemente del lugar del territorio en el que habiten.

La inclusión de políticas activas de fomento de las energías renovables, así como de actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética, permitirán el fomento del empleo, el desarrollo tecnológico y la reducción del impacto ambiental asociado al uso de la energía.

El Gobierno Andaluz, consciente de la importancia que, para la Comunidad Autónoma tiene una adecuada planificación, ordenación y coordinación de las actuaciones en materia de energía, viene desarrollando desde hace años planes de trabajo en este campo. Estos trabajos se plasmaron en 1995 con la aprobación del Plan Energético de Andalucía 1995-1999, cuyas actuaciones culminaron en 2000, fruto del cual ha sido un acercamiento a los parámetros de calidad energética que nos separaban de la media nacional en infraestructura y servicios energéticos.

El Acuerdo del Consejo de Gobierno de fecha 3 de septiembre de 2002 aprobó la adopción de una estrategia ante el cambio climático consistente en un conjunto de medidas entre las que se encuentra, con relación a la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, las previsiones contenidas en el Plan Energético de Andalucía, con el fin de cumplir los compromisos adquiridos tras la entrada en vigor del Protocolo de Kioto; por ello, y de acuerdo con las Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, y con el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía, es propósito del Gobierno Andaluz seguir con estas actuaciones energéticas, plasmándolas en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006, con proyección al año 2010 y con el objeto de conseguir para nuestra Comunidad un sistema energético andaluz racional, eficiente, diversificado, renovable y respetuoso con el medio ambiente.

La elaboración del PLEAN se ha realizado conforme a las determinaciones previstas en su Decreto de formulación. La Comisión de Redacción, en su reunión celebrada el día 30 de julio de 2002, aprobó la propuesta del Plan, remitiéndose el mismo a las Diputaciones Provinciales y a los distintos agentes sociales que forman parte de la Mesa de Seguimiento y Control del Programa Industrial de Andalucía.

El Plan fue sometido a información pública, y posteriormente remitido a la Consejería de Medio Ambiente con objeto de realizar la Declaración de Impacto Ambiental, y a la Consejería de Obras Públicas y Transporte, para informe, de conformidad con el art. 18.3 de la Ley 1/1994 de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Realizados los trámites de consulta e información pública, e incorporadas las alegaciones aceptadas en el texto final y emitidos informes favorables en las materias de medio ambiente y ordenación del territorio, es competente el Consejo de Gobierno para la aprobación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 con proyección a 2010, al amparo del art. 5 apartado 3 del Decreto 81/2001.

En su virtud, a propuesta del Consejero de Empleo y Desarrollo Tecnológico, conforme a lo dispuesto en el art. 39.2 de la Ley 6/1983, de 21 de julio, del Gobierno y Administración de la Comunidad Autónoma, y previa deliberación del Consejo de Gobierno en su reunión de 1 de abril de 2003,

D I S P O N G O

Artículo 1. Aprobación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006.

Se aprueba el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 que figura como Anexo del presente Decreto.

Artículo 2. Remisión del plan al Parlamento de Andalucía.

Se acuerda la remisión del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 al Parlamento de Andalucía, a los efectos previstos en el artículo 149 del Reglamento de dicha Cámara, y de conformidad con lo establecido en el art. 5.3 del Decreto 81/2001 de 13 de marzo.

Disposición final primera. Habilitación para el desarrollo normativo.

Se faculta al titular de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico para dictar las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente Decreto.

Disposición final segunda. Entrada en vigor.

El presente Decreto entrará en vigor el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial de la Junta de Andalucía.

Sevilla, 1 de abril de 2003

MANUEL CHAVES GONZALEZ
Presidente de la Junta de Andalucía

JOSE ANTONIO VIERA CHACON
Consejero de Empleo y Desarrollo Tecnológico

PLAN ENERGETICO DE ANDALUCIA 2003-2006

I N D I C E

- 0. INTRODUCCION
 - 0.1. LA PLANIFICACION ENERGETICA EN ANDALUCIA
 - 0.2. REFERENCIAS Y ANTECEDENTES
 - 0.3. OBJETO
 - 0.4. MARCO LEGISLATIVO
 - 0.4.1. Marco legislativo europeo
 - 0.4.2. Marco legislativo nacional
 - 0.4.3. Marco legislativo de la Comunidad Autónoma Andaluza
 - 0.5. CRITERIOS Y OBJETIVOS GENERALES PARA LA ELABORACION DEL PLAN ENERGETICO DE ANDALUCIA 2001-2006
 - 0.6. CONTENIDO
- 1. ESCENARIOS DE REFERENCIA
 - 1.1. INTRODUCCION
 - 1.2. PANORAMICA ENERGETICA MUNDIAL
 - 1.2.1. La demanda energética mundial
 - 1.2.2. Energía y desarrollo económico
 - 1.2.3. Recursos energéticos mundiales
 - 1.2.4. La problemática medioambiental
 - 1.3. SITUACION ACTUAL Y POLITICA ENERGETICA DE LA UNION EUROPEA
 - 1.3.1. Consumo de energía en la Unión Europea y autoabastecimiento energético
 - 1.3.2. El mercado interior del gas y de la electricidad
 - 1.3.3. La problemática medioambiental y fomento de las energías renovables
 - 1.3.4. Tendencias futuras
 - 1.4. SITUACION ACTUAL Y POLITICA ENERGETICA NACIONAL
 - 1.4.1. Situación actual y evolución del consumo de energía en España
 - 1.4.2. Criterios de planificación energética nacional
- 2. LA SITUACION ENERGETICA ANDALUZA
 - 2.1. INFRAESTRUCTURA ENERGETICA
 - 2.1.1. Instalaciones de aprovechamiento energético
 - 2.1.2. Instalaciones de transporte y distribución
 - 2.2. CONSUMO ENERGETICO DE ANDALUCIA
 - 2.2.1. Demanda de energía primaria
 - 2.2.2. Demanda de energía final
 - 2.2.3. Autoabastecimiento energético
 - 2.2.4. Sistema eléctrico: cobertura de la demanda y autoproducción
 - 2.2.5. Otros indicadores energéticos
- 3. OBJETIVOS ENERGETICOS
 - 3.1. ANALISIS DE LA SITUACION ENERGETICA
 - 3.2. OBJETIVOS ENERGETICOS
 - 3.2.1. Fomento de las energías renovables
 - 3.2.2. Ahorro y eficiencia energética
 - 3.2.3. Infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica
 - 3.2.4. Infraestructura gasista
- 4. PREVISIONES DE CONSUMO
 - 4.1. ESCENARIO EUROPEO, NACIONAL Y ANDALUZ
 - 4.1.1. Escenario europeo
 - 4.1.2. Escenario nacional
 - 4.1.3. Escenario andaluz
 - 4.2. EVOLUCION DEL CONSUMO ENERGETICO EN EL ESCENARIO TENDENCIAL
 - 4.2.1. Evolución de la demanda de energía primaria
 - 4.2.2. Evolución de la demanda de energía final
 - 4.3. EVOLUCION DEL CONSUMO ENERGETICO EN EL ESCENARIO DE AHORRO
 - 4.3.1. Evolución de la demanda de energía primaria
 - 4.3.2. Evolución de la demanda de energía final
 - 4.3.3. Evolución del rendimiento del sistema eléctrico
- 5. FOMENTO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES
 - 5.1. ENERGIA SOLAR
 - 5.1.1. Antecedentes
 - 5.1.2. Objetivos
 - 5.1.3. Estrategia para alcanzar los objetivos
 - 5.2. BIOMASA
 - 5.2.1. Introducción
 - 5.2.2. Situación actual
 - 5.2.3. Producción de energía eléctrica con biomasa
 - 5.2.4. Producción de energía térmica con biomasa
 - 5.2.5. Biocarburantes
 - 5.3. ENERGIA EOLICA
 - 5.3.1. Introducción
 - 5.3.2. Evolución de la potencia instalada
 - 5.3.3. Previsiones de potencia en el período del Plan
 - 5.3.4. Infraestructuras necesarias y actuaciones de apoyo
 - 5.4. ENERGIA HIDRAULICA
 - 5.4.1. Situación actual
 - 5.4.2. Objetivos
- 6. AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA
 - 6.1. INTRODUCCION
 - 6.2. ACTUACIONES HORIZONTALES
 - 6.2.1. Fomento de la cogeneración
 - 6.2.2. Ahorro técnico por sustitución a gas natural
 - 6.3. ACTUACIONES SECTORIALES
 - 6.3.1. Sector primario
 - 6.3.2. Sector industrial
 - 6.3.3. Sector servicios
 - 6.3.4. Sector residencial
 - 6.3.5. Sector transporte
 - 6.3.6. Sector transformador
 - 6.4. LA LEY DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA
- 7. INFRAESTRUCTURA ELECTRICA
 - 7.1. INTRODUCCION
 - 7.2. ANALISIS DE LA EVOLUCION DE LA INFRAESTRUCTURA ELECTRICA
 - 7.3. AUTOABASTECIMIENTO ELECTRICO
 - 7.4. PROPUESTAS DE AMPLIACION DE LA RED ELECTRICA
 - 7.5. CONDICIONANTES AMBIENTALES DE LA GENERACION Y PLANIFICACION ELECTRICA
 - 7.5.1. Incidencia regulatoria en el sector eléctrico
- 8. INFRAESTRUCTURA GASISTA
 - 8.1. INTRODUCCION
 - 8.2. PREVISIONES DE GASIFICACION
 - 8.3. PROPUESTAS DE LA JUNTA DE ANDALUCIA PARA LA AMPLIACION DE LA RED GASISTA
 - 8.3.1. Propuesta I: GASODUCTO LORCA-ALMERIA-EL EJIDO
 - 8.3.2. Propuesta II: GASODUCTO PUENTE GENIL-MALAGA-ESTEPONA
 - 8.3.3. Propuesta III: GASODUCTOS LINARES-VILCHES Y LINARES-UBEDA
 - 8.3.4. Propuesta IV: GASODUCTO AGUILAR DE LA FRONTERA-LUCENA-CABRA-BAENA
 - 8.3.5. Propuesta V: RAMAL A VILLANUEVA DE ALGAIAS
 - 8.3.6. Propuesta VI: GASODUCTO HUELVA-AYAMONTE
 - 8.4. PROPUESTAS DE ENAGAS PARA LA AMPLIACION DE LA RED GASISTA

9. ENERGIA, TERRITORIO, EMPLEO Y MEDIO AMBIENTE
 - 9.1. LA ENERGIA EN EL CENTRO DEL DEBATE MEDIO AMBIENTAL
 - 9.2. TERRITORIO, MEDIO AMBIENTE Y GESTION ENERGETICA
 - 9.3. MODELOS TERRITORIALES DE GESTION ENERGETICA
 - 9.4. CONTABILIDAD DE EMISIONES
 - 9.4.1. Resultado del cálculo de emisiones
 - 9.5. ESCENARIOS DE REGIONALIZACION DE EMISIONES
 - 9.6. EL PLAN ENERGETICO Y LOS PROCEDIMIENTOS DE PREVENCIÓN AMBIENTAL
 - 9.7. EMPLEO ASOCIADO AL USO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES
10. INVESTIGACION, DESARROLLO E INNOVACION
 - 10.1. INTRODUCCION
 - 10.2. OBJETIVOS
 - 10.3. CAMPOS PRIORITARIOS DE ACTUACION
 - 10.4. INSTRUMENTO DE GESTION
11. MARCO FINANCIERO
 - 11.1. INVERSION GLOBAL PREVISTA EN EL PLEAN 2001-2006
 - 11.2. DESGLOSE DE LAS INVERSIONES SEGUN SU ORIGEN. AYUDAS PUBLICAS REQUERIDAS POR EL PLEAN 2001-2006
 - 11.3. ORIGEN PUBLICO DE LOS FONDOS. EL APOORTE DE LA JUNTA DE ANDALUCIA
12. SEGUIMIENTO, CONTROL Y EVALUACION
 - 12.1. INTRODUCCION
 - 12.2. INDICADORES DE SEGUIMIENTO
 - 12.3. ORGANOS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL
 - 12.4. EVALUACION FINAL

ANEXOS

- ANEXO I. GLOSARIO
 ANEXO II. ABREVIATURAS Y ACRONIMOS
 ANEXO III. PREFIJOS DEL SISTEMA INTERNACIONAL Y UNIDADES
 ANEXO IV. BIBLIOGRAFIA Y FUENTES DE INFORMACION

0. INTRODUCCION

Cualquier actividad desarrollada por el hombre, de forma directa o indirecta, requiere el consumo de una cierta cantidad de energía.

Desde las simples labores de respirar o caminar hasta las más sofisticadas necesidades de tracción de los vehículos a motor, pasando por las actividades agrícolas y de manufactura de productos de consumo, el uso de la energía se hace necesario en cualquiera de sus diferentes formas de presentación.

Aunque no se suele valorar en su justo término la importancia de la energía, así como de la infraestructura asociada a la misma, como vehículo de desarrollo, puede decirse que a lo largo de la historia de la humanidad, la disponibilidad, la utilización y la aparición de nuevas fuentes energéticas susceptibles de ser aprovechadas por el hombre, han acompañado y hecho posible los principales cambios tecnológicos, económicos y sociales de la humanidad.

Hace diez mil años la utilización de la energía animal fue un factor importante para el advenimiento de la agricultura, lo cual trajo consigo un cambio en la alimentación del hombre y una mayor estabilidad en los asentamientos de la población, hasta entonces fundamentalmente nómadas.

En los años del Renacimiento el empleo de la energía eólica para la navegación y para los molinos de viento, amplió los horizontes para los intercambios comerciales y culturales y contribuyó a un nuevo desarrollo de la agricultura.

La revolución industrial a comienzos del siglo XIX fue posible gracias al uso de la energía hidráulica y, en mayor medida, al uso del carbón como fuente energética. El descubrimiento de la máquina de vapor en este período, marca sin duda el comienzo del crecimiento exponencial del consumo energético en los países industrializados del Planeta.

El resurgimiento de la economía tras la Segunda Guerra Mundial y el gran desarrollo de los países industrializados fueron posibles y, al mismo tiempo, estuvieron profundamente condicionados por la disponibilidad de petróleo.

Desde la segunda mitad del siglo XX hasta nuestros días, otras formas de energía, como la nuclear, el gas natural y las energías renovables, se han incorporado (en mayor o menor medida, y con mayor o menor acierto o justificación) a la desenfrenada demanda de una población que, en su conjunto, no deja de crecer y de pedir más energía para satisfacer sus necesidades, ya sean éstas básicas o superfluas.

Al igual que en el plano cronológico antes esbozado, en el plano conceptual la energía adquiere una gran relevancia desde varios puntos de vista:

- Desde el punto de vista económico, la disponibilidad o la carencia de recursos energéticos por parte de un determinado país, condiciona enormemente su economía, al afectar a su nivel de riqueza y competitividad en el contexto mundial.

- Desde el punto de vista social su trascendencia no es menos evidente, pues el acceso de la población a este bien condiciona su nivel y calidad de vida, provocando en nuestros días grandes desigualdades entre diferentes regiones del Planeta.

- Por último, desde el punto de vista ambiental, cualquier uso que se haga de la energía, sea éste eficiente o ineficiente, presenta siempre un impacto en la población humana, así como en los reinos vegetal y animal.

La insostenibilidad del modelo producción/consumo energético que constituye el paradigma actualmente preponderante, se muestra tanto por la finitud de los recursos energéticos convencionales, como en la progresiva degradación medioambiental que lleva implícito.

En este sentido, puede decirse, de acuerdo con publicaciones recientes y contrastadas, que las reservas recuperables probadas de petróleo y gas natural (un 60% del consumo de energía primaria mundial) sólo pueden cubrir el consumo actual, en caso de mantener sus tasas de crecimiento actuales, durante cuarenta años en el caso del petróleo y de sesenta años en el caso del gas natural. Aunque se descubran nuevos yacimientos de estos recursos energéticos, como el consumo mundial de energía aumenta a un ritmo medio anual en torno al 2%, puede decirse que en el transcurso del siglo XXI, nos encontraremos, casi con total seguridad, ante una situación de carencia de al menos estas dos fuentes principales de suministro energético convencionales.

Desde el punto de vista medioambiental, las emisiones de dióxido de carbono, compuestos de azufre, óxidos de nitrógeno, inquemados sólidos y gaseosos, partículas, etc., originan hoy en día un impacto ambiental (lluvia ácida, efecto invernadero, destrucción de la capa de ozono, episodios severos de contaminación local...) de graves repercusiones sobre nuestro Planeta, probablemente ya irreversibles en algunos casos.

0.1. La planificación energética en Andalucía.

La planificación energética tradicional, generalmente adoptada por los países desarrollados, se ha basado en gran medida en políticas de oferta de energía para cubrir la proyección

de la demanda, de acuerdo con modelos económicos y demográficos.

Los agentes encargados de su ejecución han sido mayoritariamente las compañías suministradoras de las diferentes formas de energía, utilizando para su implantación criterios exclusivamente económicos y de marcado carácter monopolista.

Por su parte, en aquellos países que han propiciado una amplia liberalización del sector, confiando exclusivamente al mercado la asignación de los recursos, la Administración Pública limita su intervención a la creación de un marco normativo y tarifario, basándose en que la competencia de los diferentes agentes que intervienen en este mercado alcancen situaciones de equilibrio, independientemente de la calidad del suministro energético, de su origen, de su disponibilidad en el futuro y del uso final al que vaya destinado. Se crean así las condiciones que propician la aparición de los fallos de mercado en este sector, contra los que únicamente cabe luchar mediante las políticas de planificación que proveyéndolos o corrigiéndolos una vez aparecidos eviten sus funestas consecuencias.

La ejecución de políticas de planificación basadas mayoritariamente en una oferta liberalizada de productos energéticos, olvida o considera de forma vaga algunos conceptos de gran interés, como son:

- La limitada respuesta de este sistema (fallos) ante situaciones de demanda no cubiertas por la oferta, bien por falta de planificación de actuaciones, bien por falta de rentabilidad comercial para atender a dicha demanda.

- Las externalidades, o aspectos indirectos relacionados con el uso de la energía, que no suelen computarse en el balance energético ni económico de dicha actividad.

- El empleo de los recursos energéticos propios.

- La sostenibilidad del sistema energético desde el punto de vista del compromiso con el futuro.

De acuerdo con lo anterior, el PLEAN 2001-2006 apuesta por construir modos de planificación que incorporen como premisa el concepto de sostenibilidad del modelo energético propuesto y den un peso específico cada vez mayor a las actuaciones dirigidas a la racionalización de la demanda energética, teniendo por tanto muy presente los cuatro apartados siguientes:

A) Desarrollo energético y social.

A.1.) Mediante la electrificación de zonas rurales aisladas, a ser posible con energías renovables.

A.2.) Mediante la extensión de los suministros energéticos (gas natural y electricidad sobre todo) a la mayor parte posible de la población.

A.3.) Mediante la mejora de la calidad del suministro eléctrico (reduciendo los cortes en el servicio, aumentando la calidad de la electricidad disponible, etc.).

A.4.) Mediante la reducción de la intensidad energética (o relación entre el consumo energía y el producto interior bruto de la región).

B) Diversificación de fuentes.

B.1.) Incremento del grado de autoabastecimiento energético de Andalucía, aumentando la seguridad de suministro y el nivel de empleo y riqueza en la región.

B.2.) Incorporación masiva y decidida de las energías renovables a la estructura de aprovisionamiento energético de la región, fomentando su empleo y propiciando que las mismas puedan ser financiadas a corto-medio plazo.

B.3.) Reducción del consumo de productos petrolíferos, por su elevado impacto ambiental y por su carácter no renovable.

B.4.) Utilización del gas natural, como una adecuada energía de transición entre el resto de combustibles fósiles (carbón y petróleo) y las energías renovables.

C) Ahorro y eficiencia energética.

C.1.) Especificación de normativas de obligado cumplimiento que procuren el ahorro energético.

C.2.) Reducción de la demanda tendencial de energía, mediante la implementación de políticas horizontales y sectoriales de actuación.

C.3.) Fomento y apoyo efectivo a la cogeneración de pequeña y mediana escala en todos los sectores (agrícola, industrial, residencial y servicios), dada la gran capacidad de ahorro de energía primaria que presentan estos sistemas.

C.4.) Mejora del suministro energético (eléctrico y gasista fundamentalmente) en todo el territorio andaluz mediante políticas de gestión de la demanda y de mejora de las infraestructuras de transporte y distribución.

D) Desarrollo tecnológico.

D.1.) Mediante políticas de Investigación, Desarrollo, Innovación y Demostración en el campo energético, que favorezcan la creación de actividad económica en la región y reduzcan la dependencia exterior de tecnología y de energías convencionales.

D.2.) Mediante políticas de formación de redes de investigación y desarrollo de las diferentes tecnologías energéticas, dando prioridad a las energías renovables.

Las Administraciones Públicas tienen un importante e ineludible papel que desempeñar en toda esta situación.

Los Planes y Programas energéticos deben ser coordinados, asumidos y ejecutados bajo la dirección, la intervención y la supervisión de los organismos públicos competentes. Esta labor no puede quedar de ninguna de las maneras fuera del alcance y el control de los representantes de los ciudadanos, que deben velar por el buen uso de la energía como bien escaso y de gran impacto ambiental, pues en este caso se están manejando conceptos y situaciones que afectan directamente a las generaciones actuales y futuras.

Llevar a cabo actuaciones energéticas únicamente para cubrir necesidades perentorias, es un error que inevitablemente pasará factura con posterioridad. Así, una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta una perspectiva de futuro, evita errores muy difíciles de solucionar a posteriori.

La planificación, aun a costa de ser temporalmente impopular para la economía de un país, debe asumir prioritariamente criterios de respeto con el medio, llevando a cabo programas de fomento de energías limpias como las renovables y diseñando políticas de ahorro y eficiencia energética que actúen fundamentalmente sobre la demanda y fomenten el uso de tecnologías eficientes y de bajo impacto ambiental.

De acuerdo con lo anterior, la Junta de Andalucía elabora este documento de planificación que, consensuado con los agentes económicos, sindicales y sociales de la región, será el que le sirva de referencia para sus actuaciones energéticas en el período de vigencia del mismo.

Respecto a dicho período de vigencia, el Plan Energético de Andalucía se estructura en tres subperíodos claramente diferenciados.

Un primer subperíodo, que arranca el 1 de enero de 2001 y finaliza el 31 de diciembre de 2002. En él se definen las líneas estratégicas de la política energética de la Junta de Andalucía para los próximos años, se consensúan dichas líneas con todos los sectores, organismos y agentes implicados, y se afianzan las posturas respecto a iniciativas tanto comunitarias como nacionales de planificación energética, sobre todo en materia de infraestructura y de implicaciones medioambientales del uso de la energía.

Es por tanto el 1 de enero de 2001 la fecha de inicio del estudio de evolución de las curvas de demanda, de cobertura de la misma y de las hipótesis de entrada de la infraestructura necesaria para el cumplimiento de los objetivos del Plan. Asimismo, este punto de partida permite enlazar de forma conti-

nua con el Plan Energético anterior, cuya vigencia finalizó el 31 de diciembre de 2000, no dejando así ningún año sin planificar.

Un segundo subperíodo, que abarca el cuatrienio 2003-2006, en el que la Junta de Andalucía se compromete a poner en práctica todas aquellas medidas que propicien el cumplimiento de los objetivos planificados en el primer subperíodo. Puede decirse por tanto que éste es realmente el período de compromiso y en el que habrá que llevar a cabo las acciones de seguimiento efectivas de las actuaciones desarrolladas.

Un tercer subperíodo con horizonte en el año 2010, en el que se proyecta a dicha fecha la política energética de la Junta de Andalucía, estableciéndose la senda que permitiría cumplir con los compromisos energéticos y medioambientales adquiridos por la Unión Europea, así como los indicadores recogidos en las distintas Directivas comunitarias.

0.2. Referencias y antecedentes.

Una vez finalizado el período abarcado por el Plan Energético de Andalucía 1995-2000, y a la vista de los objetivos alcanzados en cuanto a acercamiento a los parámetros de calidad energética que separaban a la Comunidad Autónoma Andaluza de la media nacional en infraestructura y servicios energéticos, se acuerda la formulación del Plan Energético de Andalucía 2001-2006 (PLEAN 2001-2006) a través del Decreto 81/2001, de 13 de marzo (BOJA núm. 50, de 3 de mayo), cuya elaboración y aprobación se realizará conforme a las determinaciones y disposiciones establecidas en dicho Decreto.

De conformidad con el art. 149.1 de la Constitución, que reserva al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen energético, y con el art. 149.3 que establece que las materias no atribuidas expresamente al Estado por la Constitución podrán corresponder a las Comunidades Autónomas en virtud de sus respectivos estatutos; y en función de lo dispuesto en el Estatuto para Autonomía de Andalucía, aprobado por Ley Orgánica 6/1981, de 30 de diciembre, art. 13.14, resulta que esta Comunidad tiene competencia exclusiva en materia de energía, cuando su transporte no salga de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio.

En consecuencia con lo anterior, en relación con la Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y con la Ley 34/98, de 7 de octubre de Hidrocarburos, y de acuerdo con las Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, y con el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía, se pretende proseguir con las actuaciones energéticas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

El Plan Energético de Andalucía se completa con las directivas y legislación comunitaria en materia de política energética, principalmente la Directiva 96/92 CE del Parlamento Europeo, de 19 de diciembre sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, y la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo, de 22 de junio, sobre normas comunes para el mercado de gas natural.

El Estado Español, al igual que los demás Estados Miembros de la Unión Europea, se encuentra en un proceso de establecimiento de una nueva regulación energética articulada en virtud de la Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y a la Ley 34/98 de 7 de octubre de Hidrocarburos. Y en los objetivos fijados para el conjunto nacional en materia de energías renovables recogidos en el «Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000-2010», aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999.

En la elaboración del actual Plan Energético de Andalucía se reflejan principios básicos establecidos por la Unión Europea en el Libro Blanco «Una Política Energética para la Unión Europea» y en el Libro Blanco «Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de Ener-

gías Renovables», de 26 de noviembre de 1997. En cuanto a la necesidad de fortalecer el autoabastecimiento energético, se recogen los principios expuestos en el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético».

Conforme al V Acuerdo de Concertación Social firmado entre la Junta de Andalucía, la Confederación de Empresarios de Andalucía y las Organizaciones Sindicales, Unión General de Trabajadores de Andalucía y Comisiones Obreras de Andalucía, de 23 de mayo de 2001, se establece la Mesa de Concertación del Plan Energético de Andalucía 2001-2006, que tiene por objeto la discusión del documento así como el seguimiento y control de las diferentes actuaciones derivadas del mismo.

La Mesa de Redacción, constituida en el marco del Decreto de Formulación del Plan Energético, elabora el documento final contando con el consenso de la Mesa de Concertación pactada en el V Acuerdo de Concertación Social de Andalucía.

0.3. Objeto.

El Plan Energético de Andalucía 2001-2006 (PLEAN 2001-2006), de conformidad con lo establecido en el art. 2 del Decreto 81/2001, de 13 de marzo, por el que se acuerda la formulación del Plan Energético de Andalucía 2001-2006 (BOJA núm. 50, de 3 de mayo 2001) «es el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables, así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el período considerado».

El presente Plan se ha adecuado en su organización estratégica y en su redacción a las directrices y requerimientos de la legislación de ámbito nacional, y comunitario aplicables a la Comunidad Autónoma de Andalucía.

0.4. Marco legislativo.

0.4.1. Marco legislativo europeo.

El marco normativo nacional, en el que se encuadra el presente Plan Energético de Andalucía 2001-2006 (PLEAN 2001-2006), se ve afectado, al igual que la normativa de los demás Estados Miembros de la Unión Europea, por la legislación comunitaria en materia de liberalización del mercado energético. Así la Directiva 96/92 CE del Parlamento Europeo, de 19 de diciembre sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo, de 22 de junio, sobre normas comunes para el mercado de gas natural.

El mercado interior europeo se basa en los siguientes principios:

- Garantizar el libre establecimiento de empresas energéticas en Europa.
- Garantizar la libre circulación del gas y de la electricidad.
- Crear una base normativa que garantice la competitividad de las empresas y la transparencia de precios.
- Contribuir a alcanzar los objetivos de la Unión Europea en términos de sostenibilidad, protección del medio ambiente y seguridad del abastecimiento de energía.
- Promover la inversión en infraestructuras energéticas que procuren las condiciones necesarias para que se verifiquen los apartados anteriores.

Como se ha mencionado con anterioridad, en la elaboración del actual Plan Energético de Andalucía aparecen los principios básicos establecidos por la Unión Europea en el Libro Blanco «Una Política Energética para la Unión Europea» COM (95) 682 final. El PLEAN toma en consideración particularmente los principios referidos a competitividad industrial, se-

guridad en el abastecimiento energético y protección del medio ambiente.

El PLEAN asume como propios los objetivos fijados por la Unión Europea en su Libro Blanco «Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables» COM (97) 599 final, de 26 de noviembre de 1997, referidos a duplicar las cuotas de energías renovables hasta el 12% antes del 2010. Desde el Plan Energético se apuesta por el mantenimiento de un debate permanente sobre internalización de costes y de los beneficios medioambientales de las distintas tecnologías con objeto de cumplir los compromisos adquiridos.

Por otra parte, el PLEAN se impregna de la filosofía en que se fundamenta el Protocolo de Kioto dando prioridad a:

- La promoción del desarrollo sostenible, cumpliendo los objetivos de limitación y reducción de emisiones de gases causantes del efecto invernadero.

- La reducción al mínimo de los efectos adversos, comprendidos los efectos adversos del cambio climático, efectos del comercio internacional y repercusiones sociales, ambientales y económicas.

El sistema energético que propone el PLEAN contribuye de manera importante al cumplimiento de los compromisos adquiridos por la Unión Europea en el Protocolo, cifrados en la reducción en un 8% respecto al año 1990 de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero durante el período 2008-2012 en el conjunto de la Unión. El modo de alcanzar este objetivo por los distintos Estados Miembros, y en función de los niveles socioeconómicos alcanzados por ellos, permite que un grupo de países de la Unión pueda, no obstante, incrementar sus emisiones. España se encuentra dentro de este grupo, y por ello se le permite incrementar en un 15% estas emisiones. En la actualidad ya se ha sobrepasado este porcentaje y por tanto es necesario redoblar esfuerzos para la consecución del objetivo.

Si bien el objetivo a cumplir tiene carácter nacional, desde la Comunidad Autónoma Andaluza se cree necesaria una regionalización justa de la cuota asignada a España, establecida con un criterio coherente al utilizado por la Unión Europea para el reparto entre los distintos Estados Miembros.

En este sentido, y como consecuencia de las competencias establecidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, respecto a la autorización de las grandes centrales de combustión para la generación eléctrica, debe ser el Gobierno Central el responsable de una regionalización justa de las tasas de variación de las emisiones, así como del análisis y proyección en todo el territorio nacional de las mismas para el cumplimiento de los límites establecidos en el citado Protocolo.

Atendiendo a la participación de las energías renovables en el ámbito de la Unión Europea, se ha aprobado recientemente la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

El objetivo de esta Directiva es fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

La senda marcada en el Plan Energético de Andalucía 2001-2006, de llegar al año 2010 con una cuota de participación de las renovables del 15%, contribuye muy positivamente a alcanzar los porcentajes de participación de las energías renovables en la generación eléctrica, incrementando estos porcentajes en un 329,7% en el período 1997-2010. Tal como se especifica en el art. 3 de la Directiva, los objetivos indicativos nacionales en cuanto a la participación de las energías renovables en la generación eléctrica son compatibles con el

objetivo marcado en el Libro Blanco de consumo bruto de energía en 2010 y con cualquier compromiso nacional asumido en el marco de los compromisos en materia de cambio climático aceptados por la Comunidad en virtud del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

La preocupación por el abastecimiento energético de la Unión Europea, queda recogida en la reciente publicación de la Unión Europea sobre el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» COM (2000) 769 final, de 29 de noviembre de 2000, preocupación que es debatida y contemplada actualmente por todos los Estados Miembros y por la Junta de Andalucía en la redacción del presente Plan Energético de Andalucía.

0.4.2. Marco legislativo nacional.

El Estado Español, de conformidad con estas nuevas directivas comunitarias, y tras el Protocolo Eléctrico firmado con las empresas del sector, establece una nueva regulación articulada en virtud de la Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y de la Ley 34/98 de 7 de octubre de Hidrocarburos.

Ambas leyes establecen la regulación de estos sectores, presentando como fines básicos: garantizar el suministro, garantizar la calidad del mismo y garantizar que se realice al menor coste posible, teniendo en cuenta la protección del medio ambiente.

La Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, está siendo desarrollada en virtud de varios reglamentos, entre ellos el Real Decreto 2818/98 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

El Plan Energético de Andalucía toma también como referencia el «Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000-2010», aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999.

0.4.3. Marco legislativo de la Comunidad Autónoma Andaluza.

En el ámbito andaluz, el Plan Energético de Andalucía 2001-2006 se enmarca dentro de la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de Andalucía, el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía y el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007, PDIA.

0.4.3.1. Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de Andalucía.

La Ley de Ordenación del Territorio de Andalucía de 11 de enero de 1994 (BOJA núm. 8 de 22 de enero de 1994) establece que en virtud de la competencia exclusiva que en materia de Ordenación del Territorio le atribuye el art. 13.8 del Estatuto de Autonomía de Andalucía, y dentro del máximo respeto debido a las competencias atribuidas a las Administraciones Públicas Estatal y Local, procede a regular la Ordenación del Territorio con la finalidad de conseguir la plena cohesión e integración de la Comunidad Autónoma, su desarrollo equilibrado y, en definitiva, la mejora de las condiciones de bienestar y calidad de vida de sus habitantes.

De conformidad con el apartado 2. del art. 5 de la Ley «las actividades de planificación de la Junta de Andalucía tendrán consideración de Planes con Incidencia en la Ordenación del Territorio».

0.4.3.2. Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía.

El Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía, por Decreto 83/1995, de 28 de marzo, acordó formular el Plan de

Ordenación del Territorio de Andalucía, estableciéndose como primera fase del proceso de redacción, la elaboración de un documento de Bases y Estrategias de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía que se aprobó por Decreto 103/99, de 4 de mayo sobre Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía. Las bases y estrategias orientarán el desarrollo del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, y sus contenidos serán referencias para la aplicación coherente de las políticas públicas con incidencia territorial señaladas en la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio.

0.4.3.3. Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007, PDIA.

La formulación del Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007, en cumplimiento del Decreto 16/1997 de Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía, responde a la necesidad de acometer las políticas de infraestructuras con una visión concertada e integrada de la planificación -entre ellas la energética- de infraestructuras en Andalucía.

Los contenidos del PDIA han servido de base a la redacción del presente PLEAN 2001-2006. Tal y como recoge el PDIA los objetivos más generales de la política energética de la Junta de Andalucía pueden resumirse en:

- a) El máximo aprovechamiento de las fuentes energéticas autóctonas, sobre todo de las renovables, solas o a través de sistemas mixtos con las convencionales.
- b) La diversificación de las fuentes de abastecimiento energético.
- c) El desarrollo de la infraestructura energética.
- d) La mejora de la eficiencia energética.
- e) La reducción del impacto ambiental en las actividades de obtención, transporte y transformación de la energía.

0.5. Criterios y objetivos generales para la elaboración del Plan Energético de Andalucía 2001-2006.

El presente Plan Energético pretende recoger las directrices que articulen las actuaciones que, en materia energética, se realicen en la Comunidad Autónoma de Andalucía en el período 2001-2006. Durante este tiempo se prevén revisiones anuales con objeto de analizar la evolución de la situación energética andaluza y corregir las posibles desviaciones sobre acciones planificadas originadas por cambios estructurales en los sectores energéticos.

El criterio general para la elaboración del presente Plan es el de modificar el sistema energético de Andalucía, sustentado en las siguientes líneas de actuación:

- Garantizar el suministro energético a todo el territorio y a toda la población andaluza.
- Potenciación del ahorro y la eficiencia en la utilización de la energía.
- Máximo respeto al medio ambiente.
- Fomento de la diversificación energética.
- Mejora de la infraestructura de generación, transporte y distribución de energía de la región.
- Promoción de un tejido industrial competitivo.
- Formación y concienciación ciudadana.

Los puntos anteriores se ven reflejados en el objetivo general que formula el presente Plan Energético, como es:

Conseguir un sistema energético andaluz: suficiente, eficiente, racional, renovable, respetuoso con el medio ambiente y diversificado.

- Dada la escasez de reservas convencionales en Andalucía, más importante que la autoproducción de una unidad energética es el ahorro de la misma. Las actuaciones tenden-

tes a controlar el crecimiento de la demanda adquieren especial relevancia si se consideran los aspectos ambientales y la actual dependencia exterior. En esta línea, el Plan Energético define unos objetivos ambiciosos de reducción de la demanda de energía, consecuencia de la puesta en marcha de medidas a favor del ahorro y la eficiencia en todos los sectores consumidores (transformación energética, agrícola, industrial, transporte, residencial y servicios), y de la descentralización del modelo energético, acercando la producción a los centros de consumo. Técnicas como la cogeneración, la calificación energética de viviendas y edificios, el empleo de otras técnicas novedosas de alta eficiencia energética (como las pilas de combustible), la adecuada gestión de la demanda de energía, etc., serán tenidas en cuenta de forma predominante.

- El respeto al medio ambiente es otra, si no la más importante, de las premisas básicas del Plan Energético.

El compromiso de la Junta de Andalucía por contribuir a la consecución de los objetivos firmados y ratificados por nuestro país en lo que se refiere al cumplimiento del Protocolo de Kioto, lleva a proponer una regionalización de dicho objetivo, como mejor manera de demostrar el firme propósito de nuestra región en la consecución del mismo.

- La diversificación de las fuentes de energía tiene como meta garantizar la seguridad de suministro con objeto de reducir el riesgo derivado de una alta tasa de dependencia exterior. En este sentido, Andalucía apuesta por la utilización de los abundantes recursos renovables existentes en la región y por la expansión del gas natural, tanto en los sectores de consumo final como en la generación eléctrica. Estas apuestas se ven reflejadas en los objetivos de fomento de las energías renovables, que permitirá que en el año 2010 el 15% de la energía primaria consumida por los andaluces sea de origen renovable, y de desarrollo de la red de transporte y distribución de gas natural.

Esta apuesta por alcanzar el 15% de participación de las energías renovables en Andalucía para el año 2010, cuando el Gobierno Central y la Unión Europea pretenden alcanzar una tasa del 12% en el mismo período, supone que Andalucía aspira a liderar el crecimiento de las energías renovables en el conjunto del Estado Español. Asimismo, es preciso destacar que la elevada tasa de participación de las energías renovables prevista, se pretende llevar a cabo de forma homogénea, de tal manera que cada una de ellas presente un crecimiento significativo. Así, se puede decir que:

- En energía solar térmica a baja temperatura se pretende multiplicar por ocho la cifra actual de paneles existentes, aun cuando ésta sea en estos momentos la más alta del país por comunidades autónomas.

En este caso, si bien el objetivo paramétrico marcado es incrementar en 916.000 m² la cifra existente (pasando de los 130.552 m² instalados a finales del año 2000 a 1.046.552 m² a finales de 2010), es factible que dicha cifra de crecimiento pueda incrementarse mediante la promulgación de normativas (ya previstas en la Ley de Fomento de las Energías Renovables que se promulgará en la presente Legislatura) que especifiquen las condiciones generales para instalar sistemas solares térmicos a baja temperatura en toda vivienda de nueva construcción. En este caso, se estima que la cifra de crecimiento prevista podría incrementarse en un 50%, pudiendo llegar en este caso hasta 1.500.000 m² instalados en el año 2010.

- En energía solar térmica a alta temperatura, Andalucía apuesta por impulsar el liderazgo de esta tecnología en España, proponiendo alcanzar una cifra de 230 MW termosolares en el año 2010.

- En energía solar fotovoltaica se pretende multiplicar por 6,6 la cifra actual de potencia instalada, proponiendo para su desarrollo fórmulas novedosas y atractivos para una gran parte de consumidores, como es la financiación por terceros o la

inclusión de dichas instalaciones en las fórmulas financieras (hipotecas) aplicadas a las viviendas.

- En energía eólica se apuesta por recuperar el puesto de liderazgo que tenía Andalucía hace una década, multiplicando por 25 la cifra actual de potencia. Superadas ya las incertidumbres y los reparos que han podido existir en cuanto a las claras bondades medioambientales de la tecnología eólica de generación de electricidad, trabajando, junto con los promotores eólicos en la definición y construcción de las infraestructuras de evacuación necesarias, y salvaguardando adecuadamente las posibles causas de impacto ambiental que esta tecnología pueda suponer en determinadas zonas del territorio, es de esperar que la Comunidad Autónoma de Andalucía recupere el tiempo perdido en energía eólica y se sitúe de nuevo en los puestos de cabeza en lo que a esta tecnología se refiere.

- En energía minihidráulica, si bien no se dispone de muchos recursos al respecto, no se descartan algunas actuaciones de rehabilitación de antiguas centrales obsoletas, o la definición de nuevos proyectos de instalación de centrales en el territorio.

- En el área de biomasa Andalucía dispone de un importante potencial que debe ser aprovechado. Los residuos agrícolas y forestales (generalmente incinerados o enterrados sin ningún beneficio), los residuos biodegradables (valorizables en forma de biogás por digestión), y los cultivos energéticos tanto sólidos como líquidos (biocarburantes) disponen de un amplio margen de actuación tanto para usos finales térmicos, como para generación de electricidad.

La definición de la logística de aprovisionamiento de la biomasa, así como de las mejores técnicas para el uso de ésta (rendimiento elevado de equipos de combustión con biomasa, fomento calderas de pequeño tamaño) de forma distribuida, serán los que deberán ser acometidos para un correcto empleo de esta fuente renovable de energía.

También dentro del área de la biomasa, se apoyará el uso de los biocarburantes, procurando que las técnicas de cultivo empleadas en estos casos sean sostenibles, y por tanto se evite el uso de pesticidas, fertilizantes y plaguicidas. El compromiso en este caso es la utilización de 210 ktep en el año 2010.

De acuerdo con los objetivos marcados en el presente documento, el grado de utilización del recurso existente se situaría en torno al 40%, cifra muy elevada en este caso, lo cual indica el importante esfuerzo que se va a realizar en este campo.

- Uno de los retos de este Plan es la extensión y mejora de la infraestructura energética de la Comunidad. En estos momentos, Andalucía no puede afrontar con garantías las necesidades de evacuación de la electricidad que se generará en la región en los próximos años, tanto en centrales convencionales (ciclos combinados a gas) como en plantas de generación de origen renovable (eólica, biomasa y solar). En este sentido se plantea la ampliación de la red necesaria para paliar esta carencia y que al mismo tiempo garantice la seguridad y calidad del suministro eléctrico a todos los andaluces.

Atendiendo a la infraestructura gasista, se establece el compromiso de seguir ampliando y mejorando su desarrollo, atendiendo a zonas del territorio que todavía no cuentan con esta infraestructura, favoreciendo el acceso al gas natural a un número cada vez mayor de ciudadanos, y promoviendo su uso en todos los sectores de actividad.

Especial atención tiene el desarrollo, tanto de la red de transporte y distribución de energía eléctrica como de la infraestructura gasista, de la zona oriental de Andalucía. Se persigue con ello una mayor diversificación territorial de las infraestructuras que dé lugar a un sistema energético más estable y eficiente.

- La formación y la concienciación ciudadana deben ser una pauta de actuación continuada en el tiempo. La informa-

ción a los ciudadanos sobre la necesidad de hacer un uso responsable de la energía, informando a los mismos de la problemática ambiental existente, así como de la escasez de los recursos energéticos convencionales, de la necesidad de ahorrar energía y de emplear fuentes renovables es vital para que se puedan cumplir los objetivos marcados en el presente Plan. Un documento de esta índole que no cuente con la ciudadanía no podrá ser cumplido. Es preciso que toda la sociedad participe en la consecución de dichos objetivos, por lo que es fundamental la concienciación, la información y la formación ciudadana.

- Todos los objetivos abordados en el Plan Energético de Andalucía 2001-2006 inciden directamente sobre el crecimiento económico y el desarrollo del tejido industrial de la región.

Tanto la actividad industrial como la empresarial a todos los niveles, necesitan la energía para desarrollar todo su potencial. Es por ello que las acciones tendentes a promocionar el ahorro y la eficiencia energética se constituyen en herramientas indispensables para mejorar la competitividad, aumentando el rendimiento e incentivando un mejor posicionamiento de las empresas andaluzas en el mercado.

Es indiscutible el poder que tienen las infraestructuras como motor de la actividad humana. En este sentido, la extensión de las redes de energía eléctrica y de gas natural constituye un factor estratégico de desarrollo social, actuando a modo de canales de los flujos económicos e impulsando la producción de bienes y servicios.

El objetivo de fomentar las energías renovables posibilitará la creación de nuevas empresas asociadas a este sector, muchas de ellas ubicadas en zonas menos favorecidas, con la consecuente creación de empleo y el desarrollo de nuevos sectores industriales. El esfuerzo financiero y de promoción de este tipo de energías se ve ampliamente justificado, además de por razones medioambientales, por los logros de mayor cohesión social y económica de Andalucía.

El presente documento tiene su conexión parlamentaria en la proposición no de Ley 6-2/PNLP-000023 relativa al «futuro energético de Andalucía y Protocolo de Kioto» que fue aprobada por unanimidad en el Parlamento de Andalucía en sesión plenaria.

0.6. Contenido.

El documento se estructura en doce capítulos. Se indica a continuación el orden establecido y un breve resumen de cada uno de ellos.

Capítulo 1. Escenarios de referencia.

En este capítulo se lleva a cabo una descripción de la situación energética en los ámbitos mundial, europeo y nacional.

La demanda energética mundial, su vinculación con el desarrollo económico, los recursos energéticos y la problemática medioambiental, configuran la primera parte de este capítulo.

A continuación se analiza la situación energética en la Unión Europea, sus problemas de autoabastecimiento de energía y de la electricidad y a las tendencias futuras.

Por último, se describen los principales elementos que caracterizan el marco energético en España, con un breve desarrollo de la planificación y legislación vigente a escala nacional.

Capítulo 2. La situación energética andaluza.

El objetivo de este capítulo es mostrar la posición en la que se encuentra la Comunidad Autónoma de Andalucía en el contexto energético. Para ello se analiza en primer lugar su infraestructura a finales del año 2000, haciendo a continuación una diagnosis de la demanda en su territorio, tanto de energía primaria como final, acompañada de otros indicadores energéticos.

Capítulo 3. Objetivos energéticos.

Una vez conocida la situación energética actual de Andalucía, se proponen las líneas maestras de actuación para los próximos años. Estas directrices se ven reflejadas en un objetivo general, «conseguir un sistema energético andaluz: suficiente, eficiente, racional, renovable, respetuoso con el medio ambiente y diversificado», del que emanan los objetivos específicos vinculados a cuatro grandes áreas: fomento de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructura eléctrica e infraestructura gasista.

Capítulo 4. Previsiones de consumo.

En este capítulo se muestran las previsiones de crecimiento de la demanda energética en Andalucía. Se analizan dos escenarios de evolución: uno tendencial en el que se prevé una continuidad de las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia llevadas a cabo hasta la fecha, y otro de ahorro sobre el consumo tendencial en el que estas actuaciones se intensifican.

El análisis muestra dos horizontes, el año 2006 y el año 2010. Este último, junto a la adopción del escenario de ahorro sobre el tendencial, dará lugar al estudio de las acciones de promoción de las energías renovables necesarias para alcanzar el objetivo de que estas fuentes de energía cubran el 15% del consumo andaluz de energía primaria en el año 2010.

Capítulo 5. Fomento de las energías renovables.

A tenor de las previsiones de evolución de la demanda analizadas en el capítulo anterior, y teniendo en cuenta los recursos renovables disponibles en Andalucía, se establecen objetivos cuantificados para cada una de las siguientes áreas: energía solar, biomasa, energía eólica y energía hidráulica.

Capítulo 6. Ahorro y eficiencia energética.

Las actuaciones del lado de la demanda energética así como las reducciones del consumo respecto a la tendencia, son analizadas en este capítulo. Dichas reducciones se estudian en dos estadios diferentes: las actuaciones horizontales y las actuaciones sectoriales.

Capítulo 7. Infraestructura eléctrica.

Para los próximos años se prevé un cambio radical en el escenario de infraestructura eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía. La instalación de centrales de ciclo combinado a gas natural, el fuerte desarrollo de la energía eólica y el desarrollo de instalaciones con otras tecnologías, es el origen de este cambio.

En este capítulo se establecen los objetivos que el Plan persigue dentro de este contexto, proponiendo la infraestructura eléctrica para los próximos años, tanto en lo que se refiere a generación, como a la evacuación de la potencia instalada.

Capítulo 8. Infraestructura gasista.

El capítulo aborda los objetivos relativos a la infraestructura de transporte y distribución de gas natural para los próximos años. Como consecuencia de la expansión de la red de suministro, se plantea el objetivo de que el 90% de la población andaluza residente en municipios de más de 20.000 habitantes tenga acceso al gas natural en el horizonte del año 2006.

Capítulo 9. Energía, territorio, empleo y medio ambiente.

Las implicaciones territoriales y medioambientales del Plan Energético se analizan en este capítulo, que pretende poner de manifiesto las ventajas que en estos ámbitos, emanan de la planificación propuesta para los próximos años.

Capítulo 10. Investigación, desarrollo e innovación.

En este capítulo se abordan una serie de tecnologías dentro del sector energético que en estos momentos se encuen-

tran en sus primeras fases de desarrollo y demostración, y que se espera que en un futuro aporten mejoras sustanciales en ahorro y eficiencia energética y contribuyan a una mayor diversificación.

Capítulo 11. Marco financiero.

En este capítulo se aborda uno de los aspectos más importantes del Plan Energético de Andalucía 2001-2006 y que afectará de forma más directa a la consecución de los objetivos planteados en el mismo: la financiación.

Se analizarán los precios y evolución de las distintas tecnologías, poniendo sobre el papel los recursos financieros disponibles para su utilización.

Este aspecto debe ser clarificado con la capacidad real de actuación, proponiendo los apoyos públicos necesarios y las aportaciones de las compañías energéticas privadas.

Capítulo 12. Seguimiento, control y evaluación.

El Plan Energético 2001-2006 se cierra con los órganos y directrices necesarias para su seguimiento en los próximos años, que serán desarrolladas a través de la mesa constituida a tal efecto en el V Acuerdo Marco de Concertación. Para ello, se proponen en este capítulo una serie de indicadores, tanto de realización como de resultados, divididos según tengan carácter físico, financiero o de empleo.

1. ESCENARIOS DE REFERENCIA

1.1. Introducción.

Un análisis detallado de los hábitos de las sociedades actuales evidencia la enorme importancia que en el mundo tiene el sector energético como motor de desarrollo social y económico.

El escenario energético actual refleja grandes diferencias entre los países desarrollados y aquéllos que se encuentran en vías de desarrollo. Estos desequilibrios, que en algunos casos resultan abrumadores, representan un lastre para el crecimiento de estos últimos, y están acentuando cada vez más las desigualdades entre dos bloques geográficos, uno con acceso a la energía comercial en todas sus facetas, y otro incapaz de satisfacer sus necesidades energéticas básicas.

La transformación, transporte y uso de las distintas fuentes energéticas ocasionan un gran número de implicaciones en el medio ambiente, que han originado una creciente preocupación por los impactos sobre el entorno, dando lugar a la puesta en marcha de medidas de choque y compromisos internacionales con el objetivo de reducir los niveles de contaminación actuales.

La Unión Europea se ha constituido en uno de los más firmes defensores de estas políticas de reducción de emisiones, apostando por el aprovechamiento de recursos renovables e impulsando las actuaciones en favor del ahorro y la eficiencia energética. Además de las implicaciones medioambientales, estas medidas vienen a paliar el déficit de la Unión Europea en materia de energía, reflejado en el Libro Verde «Hacia una estrategia de seguridad del abastecimiento energético».

Otro de los retos de la Unión es la creación del mercado interior de la energía, que persigue la libre circulación del gas natural y la electricidad dentro de sus fronteras, para lo cual deberán realizarse grandes esfuerzos tendentes a establecer una normativa reguladora, así como a la construcción de redes transfronterizas, tanto eléctrica como de gasoductos.

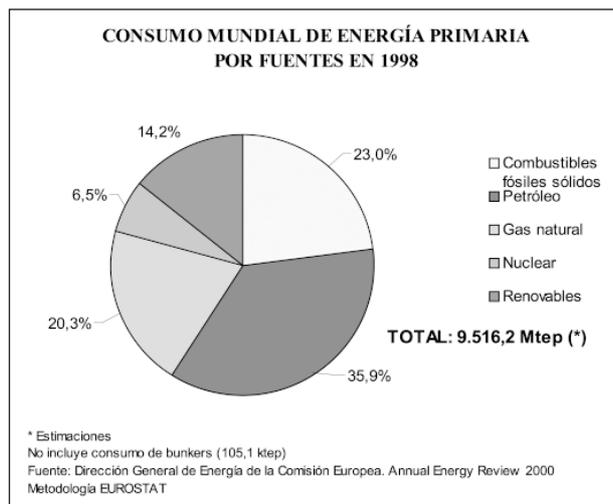
España, como país miembro de la Unión, se encuentra inmersa en la adecuación de su normativa con el objeto de agilizar la creación del mercado interior de la energía. El sector eléctrico en los últimos años, y más recientemente el de hidrocarburos, viene sufriendo cambios radicales en su concepción, propiciando una mayor liberalización y competencia.

En el contexto de la planificación energética nacional, y configurando uno de sus objetivos estratégicos, se aboga decididamente por el uso y desarrollo de las energías renovables. Esta apuesta ha quedado reflejada mediante la aprobación por el Consejo de Ministros del Plan de Fomento de las Energías Renovables, en el que se recogen las directrices para alcanzar los objetivos, que en este ámbito, ha fijado la Unión Europea.

1.2. Panorámica energética mundial.

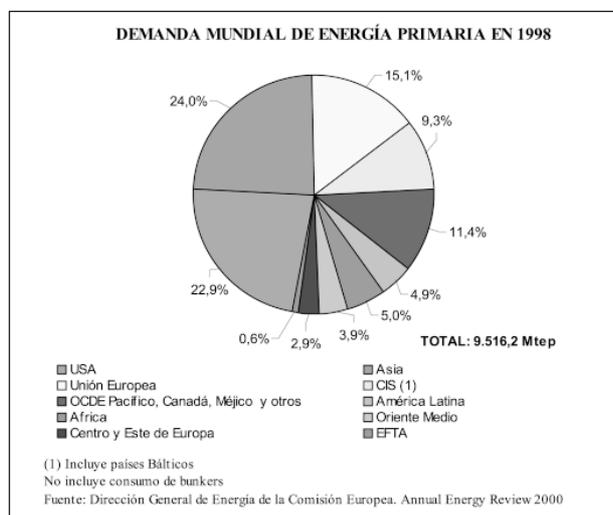
1.2.1. La demanda energética mundial.

El consumo total de energía primaria en nuestro Planeta durante 1998 fue de 9.621,3 Mtep.



Exceptuando los consumos de bunkers (105,1 Mtep), la energía primaria demandada ascendió a 9.516,2 Mtep, de los que el 35,9% (3.418 Mtep) correspondieron al consumo de petróleo. Le siguen los combustibles sólidos, que aportaron 2.191 Mtep (23,0%) y el gas natural con 1.933 Mtep (20,3%). Las energías renovables aportaron el 14,2% (1.351 Mtep) y los 623 Mtep restantes, un 6,5%, correspondieron a los combustibles nucleares.

Por áreas destaca la demanda asiática con el 24% de la demanda mundial (2.286,6 Mtep). A continuación se sitúan Estados Unidos (2.181,8 Mtep) y la Unión Europea (1.435,6 Mtep), que suponen el 22,9% y el 15,1% respectivamente.



EFTA: Islandia, Noruega. Suiza.
OCDE Pacífico: Australia, Japón y Nueva Zelanda.
CIS: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Kazajistán, Kirguizistán, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Urberkistán.

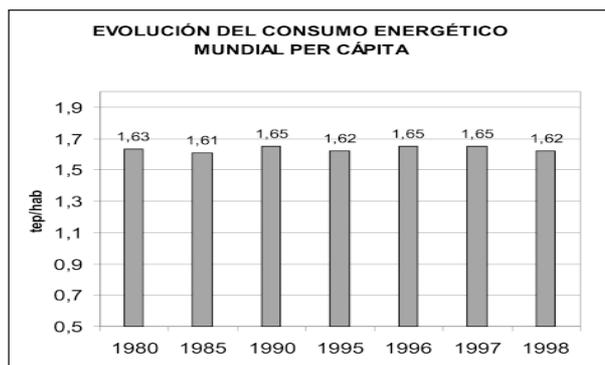
El incremento medio anual de la demanda de energía primaria desde 1980 hasta 1998 ha sido del 1,5%, bajando hasta el 1,3% anual en el periodo 1990-1998. En este último año se ha producido un descenso de la demanda energética respecto al año anterior, circunstancia que no ocurría desde 1982.

La evolución del consumo de energía primaria desde 1980 se ha caracterizado por un fuerte crecimiento en el área de los países no-OCDE hasta finales de 1989 (2,7% anual frente al 0,9% anual en los países de la OCDE), encabezados por Oriente Medio (6,0% anual) y seguido por Asia (4,2% anual) y África (3,3% anual). No obstante, mientras el área de la OCDE ha continuado incrementando sus necesidades energéticas a razón de un 1,5% desde 1990, el consumo del área no-OCDE ha crecido a un ritmo medio anual menor del 1,0%. Este cambio de tendencia se ha debido al significativo descenso de los países que conformaban la antigua Unión Soviética (-5,1% anual) y del Centro y Este de Europa (-2,3% anual), que por otra parte se ha visto compensado por el fuerte aumento de la demanda en Oriente Medio (5,5% anual), América Latina (3,9% anual) y Asia (3,5% anual).

1.2.2. Energía y desarrollo económico.

El crecimiento económico es el principal factor de activación de la demanda de energía en una región. A la hora de relacionar el desarrollo y dicha demanda, se usan fundamentalmente dos indicadores: el consumo de energía per cápita y la intensidad energética.

La evolución del consumo de energía per cápita en el mundo en el periodo 1980-1998, presenta una tendencia estable en la franja de 1,6 y 1,67 tep/habitante. El crecimiento en los países en vías de desarrollo, principalmente en Oriente Medio y Asia, con incrementos del 58,6% y 46,0% respectivamente, se compensa con los descensos en el área CIS (-28,6%) y en el Centro y Este de Europa (-24,6%). El consumo per cápita más elevado corresponde a los Estados Unidos, con 8,11 tep/habitante en el año 1998. En el otro extremo se encuentran África, Asia y América Latina, con 0,63, 0,73 y 1,15 tep/habitante respectivamente.

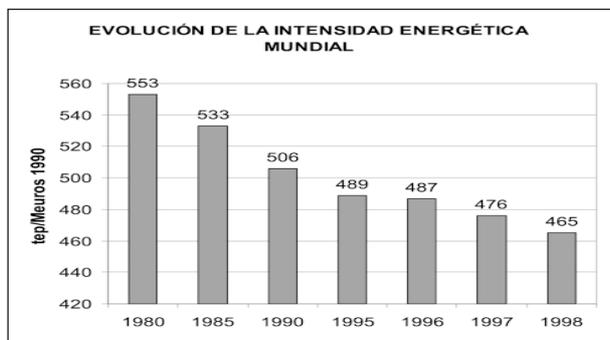


Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

El llamado índice de intensidad energética primaria es el cociente entre el consumo de energía primaria y el PIB, y representa la «eficiencia en el uso», es decir, el mayor o menor empleo de energía por unidad de producto o servicio. La intensidad energética mundial en 1998 alcanzó la cifra de 465 tep/Meuros de 1990. La evolución de este indicador en el periodo 1980-1998 ha seguido una línea descendente, disminuyendo en esos años un 15,9%. El mayor descenso se ha producido en Asia, alcanzando en 1998 1053 tep/Meuros de 1990, lo que supone un 40,7% menos que en 1980. Le siguen los Estados Unidos y el Centro y Este de Europa, con descensos del 26,6% y del 22,0%. Por otra parte, Oriente Medio ha sido la zona que ha presentado un mayor incremento en la

intensidad energética, con un 131,3% superior al valor que tenía en 1980.

Por áreas geográficas, CIS presenta la intensidad energética más elevada, con 2.139 tep/Meuros, seguida del Centro y Este de Europa, con 1.231 tep/Meuros. En el otro extremo se encuentran los países que configuran la EFTA (175 tep/Meuros) y la Unión Europea (235 tep/Meuros).



Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

Atendiendo a las cifras expuestas anteriormente se hace aún más palpable el abismo existente entre los países desarrollados y aquéllos que se encuentran en los primeros estadios de desarrollo.

Analizando los dos extremos, nos encontramos con Estados Unidos y África, el país y la región mundial con mayor y menor consumo per cápita de energía primaria respectivamente. El indicador del primero es 12,9 veces superior al de la segunda. En la siguiente tabla se muestra la comparación entre éste y otros indicadores.

	Estados Unidos	África
Intensidad energética (tep/MEUR 1990)	394,3	1.058
Consumo per cápita de e. primaria (tep/hab)	8,11	0,63
Electricidad per cápita generada (kWh/hab)	13.754	543
Emisiones per cápita de CO ₂ (t de CO ₂ /hab)	20,7	0,88

Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

En relación con estas diferencias cabe citar algunos datos publicados recientemente por el Consejo Mundial de la Energía incluidos en su informe «Energía para el Mundo del Mañana». En dicho informe se afirma que algo más de mil millones de personas en los países industrializados (aproximadamente el 20% de la población mundial) consumen casi el 60% del suministro energético total, mientras que los otros cinco mil millones de habitantes de las economías en transición y los países en desarrollo, consumen el otro 40%.

Los dos mil millones de personas más pobres del Planeta, que viven la mayoría en zonas rurales, utilizan sólo 0,2 toneladas equivalentes de petróleo (tep) por persona y año, mientras que los mil millones de personas de los países más ricos utilizan casi 25 veces más, unos 5 tep por persona anualmente.

1.2.3. Recursos energéticos mundiales.

Los recursos energéticos existentes en el Planeta, por tipo de combustible, son los que se indican a continuación:

Carbón: Las reservas probadas de carbón a finales de 1999 ascienden a 984,2 Gt, de las cuales 509,5 Gt corresponden a antracitas y carbones bituminosos, y 474,7 Gt a lignitos y carbones sub-bituminosos. Al ritmo de extracción actual, las reservas de carbón pueden abastecer el consumo durante 230 años.

Por países, destacan las reservas de los Estados Unidos con 246,6 Gt, el 25,1% mundial, seguido por la Federación

Rusa con 157,0 Gt (15,9%) y la República Popular China con 114,5 Gt (11,5%).

Petróleo: Actualmente, las reservas recuperables probadas de petróleo se cifran en 140,4 Gt, lo cual supone un abastecimiento garantizado para 41 años si se sigue con el ritmo actual de consumo.

Por áreas geográficas destaca sobremanera Oriente Medio, que aglutina el 65,4% de las reservas mundiales (91,5 Gt) El país que cuenta con las mayores reservas es Arabia Saudita con 36,0 Gt, el 25,5% mundial.

Gas natural: En 1999, las reservas mundiales de gas natural ascendían a 146,4 TNm³. La antigua Unión Soviética, con el 38,7% del total, seguida por Oriente Medio, con el 33,8%, copan los primeros puestos en reservas probadas de gas natural.

Al ritmo de consumo actual, las reservas existentes tardarían en agotarse 61,9 años.

Uranio: En 1999, las reservas confirmadas de uranio natural a costes competitivos en el mundo se cifraron en 2,5 Mt, lo que representa 40 años de consumo al ritmo actual. Los recursos adicionales conocidos, aún sin explotar, ascienden a unas 850.000 toneladas (equivalentes a 15 años de consumo). Destacan las reservas de Australia, Kazajstán, Uzbekistán y Canadá.

Energías renovables: Según el informe de la ONU «Energy and the Challenge of Sustainability» el potencial técnico de las energías renovables se estima en más de 7.600 exajulios al año (3,18 10¹⁴ Mtep/año). En esta misma publicación se afirma que el potencial teórico de estas fuentes de energías es superior a 144.000.000 exajulios/año (6,03 10¹⁸ Mtep/año). En la siguiente tabla se muestra la distribución por fuentes.

FUENTE	POTENCIAL TÉCNICO	POTENCIAL TEÓRICO
Hidráulica	50	147
Biomasa	>276	2.900
Energía solar	>1.575	3.900.000
Energía eólica	640	6.000
Energía geotérmica	5.000	140.000.000
Energía mareomotriz	n.d.	7.400
Total	>7.600	>144.000.000

Unidad: exajulios/año (exaj = 10¹⁸) (1 exajulio = 4,1868 10¹² Mtep)
n.d. no estimado
Fuente: WEA, Energy and the Challenge of Sustainability

Con objeto de poder comparar los recursos energéticos mundiales anteriormente citados, en la siguiente tabla se expresan en una unidad homogénea (Mtep), habiéndose empleado para ello factores de conversión medios:

FUENTE	RECURSOS MUNDIALES
Carbón	4,20 x 10 ⁵ Mtep
Petróleo	1,43 x 10 ⁵ Mtep
Gas natural	1,33 x 10 ⁵ Mtep
Uranio	3,43 x 10 ⁴ Mtep
E. renovables	3,18 x 10¹⁴ Mtep/año

1.2.4. La problemática medioambiental.

Actualmente, es un hecho incuestionable la creciente preocupación social por los problemas ocasionados al medio ambiente derivados del desarrollo económico. En este sentido, las actividades de aprovechamiento energético de recursos primarios, su transformación y el posterior consumo final de sus derivados, se convierten en el primer factor de impacto ambiental mundial.

El problema al que se enfrenta la humanidad es mantener los niveles de emisiones contaminantes dentro de unos márgenes aceptables por el Planeta, y al mismo tiempo crear un sistema energético capaz de hacer frente al abastecimiento

to de la creciente población mundial, de cubrir las fuertes demandas de los países en desarrollo y de ser capaz de responder a la búsqueda de una mayor calidad de vida para todos los seres humanos.

La conjunción de estos factores ha hecho que, en el marco energético actual, la sostenibilidad del medio ambiente esté adquiriendo un peso creciente, hasta el punto que constituye ya un parámetro decisivo a la hora de la planificación energética de muchos países.

Internacionalmente, el cambio climático y la destrucción de la capa de ozono, son los impactos que han adquirido un mayor protagonismo. La contaminación de los suelos y de las aguas, la alteración de la flora y la fauna, la ocupación de terrenos y el impacto paisajístico, son efectos medioambientales de carácter local cada vez más extendidos.

El anhídrido carbónico (CO₂) está considerado el principal gas causante del cambio climático mediante el denominado efecto invernadero. En 1998 se estimó que la actividad humana producía una inyección anual a la atmósfera del orden de 27,5 Gt de CO₂, de las cuales, cerca de 22,4 Gt correspondían a la combustión de fuentes fósiles de energía. Una gran parte de estas emisiones son neutralizadas por los vegetales y los océanos, el resto contribuye a un calentamiento progresivo de la atmósfera, que tiene como consecuencias inmediatas la subida del nivel de las aguas, el aumento de la desertización y la inadaptación de especies animales y vegetales a las nuevas temperaturas.

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), desde 1900 se acelera el calentamiento de la atmósfera. Nuestro Planeta se ha recalentado en un promedio de 0,3 a 0,6°C. Este calentamiento ha provocado una elevación del nivel de los océanos de 10 a 25 cm y el espesor medio de los bancos de hielo se ha reducido un 40% en medio siglo.

Tanto en los procesos de transformación, como en el consumo de energía, se emiten grandes cantidades de óxidos de azufre (SO₂) y de nitrógeno (NO_x), principales causantes de la lluvia ácida. Estos compuestos reaccionan en la atmósfera con el agua y el oxígeno ayudado por la luz solar formando ácido sulfúrico y ácido nítrico. Las precipitaciones de estos ácidos están provocando la degradación de enormes masas boscosas mediante la defoliación de las plantas además de dañar las construcciones, atacando a mármoles y piedras calcáreas.

Las evaporaciones y combustiones incompletas de hidrocarburos (H₂C_x) provenientes en parte de las refineras, de las instalaciones de combustión fijas y, en una proporción aún más elevada, de los vehículos y el transporte, provocan impactos asociados a la emisión de sustancias carcinógenas o al fenómeno denominado niebla de verano (smog fotoquímico).

Los residuos radioactivos, los metales pesados y las partículas, son otros de los contaminantes provenientes del sector energético con importantes impactos en la degradación de aguas y terrenos, y en la salud humana.

Ante esta problemática, y sobre la base del Informe de la Comisión Brundlandt (1987), se celebra la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro en 1992, donde nace la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, ámbito de análisis a escala mundial del calentamiento terrestre.

En 1997 se aprueba el Protocolo de Kioto, mediante el cual, 38 países industrializados se comprometen a reducir la emisión de gases de efecto invernadero en diferentes proporciones.

En la IV Conferencia de las Partes del Convenio de Cambio Climático o Cumbre de Buenos Aires, en noviembre de 1998, se establece un Plan de Acción que incluye mecanismos para reducir la contaminación o Mecanismos para un Desarrollo Limpio, Mecanismos de Flexibilidad donde se fijan las cuantías de emisión que un país puede comprar a otros para cumplir la cuota asignada en Kioto. También se evalúan

los aspectos relativos al cumplimiento del Protocolo y se promueve la transferencia de tecnologías a países en desarrollo. Posteriormente, en la VI Conferencia de las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en La Haya en noviembre de 2000, se siguió estableciendo el marco para la puesta en práctica del Plan de Acción de Buenos Aires.

En la actualidad, y aunque los Estados Unidos no han ratificado el Protocolo de Kioto, aludiendo a razones de crecimiento económico, la firma anunciada por Rusia y Japón y la ratificación efectuada por la Unión Europea, hacen albergar grandes esperanzas de que finalmente pueda entrar en vigor dicho Protocolo.

La disminución de la intensidad energética y por tanto un aumento de la eficiencia en los próximos años es un elemento clave para poder paliar el impacto ambiental y para que sea viable un crecimiento sostenible. Las energías renovables deben disponer de un desarrollo suficiente para tomar el relevo de algunas de las tecnologías actuales.

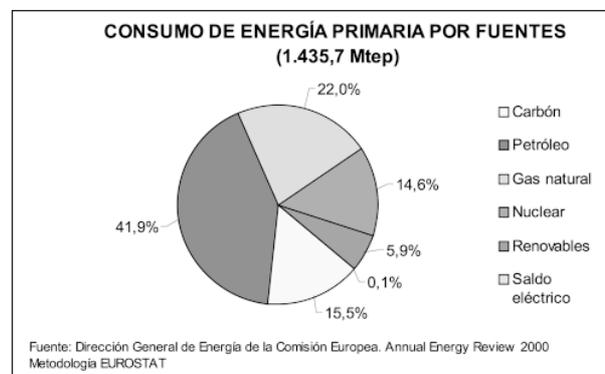
1.3. Situación actual y política energética de la Unión Europea.

1.3.1. Consumo de energía en la UE y autoabastecimiento energético.

La Unión Europea es una de las regiones del mundo con mayor consumo energético. En 1998, la demanda de energía primaria fue de 1.435,7 Mtep. Esta cifra representa el 15,1% del consumo mundial y el 31% del de los países integrantes de la OCDE, mientras que su población representa tan sólo el 6,4% del total de habitantes del Planeta. Examinada en su conjunto, la Unión Europea aglutina países muy diferentes en lo que respecta a producciones y consumos energéticos, así como de condiciones climáticas, desde las zonas frías de Escandinavia a las zonas templadas del Mediterráneo. Todo ello hace que existan hábitos de vida y niveles de consumo energético muy diversos.

- Consumo por fuentes. Por fuentes de energía sigue predominando el consumo de petróleo, que durante 1998 aportó 601,5 Mtep, un 41,9% de la estructura de energía primaria comunitaria. Le siguen el gas natural, con 315,5 Mtep (22,0%) y el carbón, con 222,7 Mtep (15,5%).

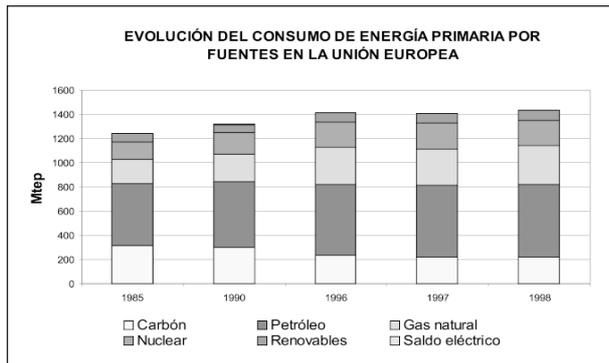
La energía nuclear, producida principalmente en Francia y Alemania, aporta 209,7 Mtep, lo que representa un 14,6% de la energía primaria demandada en la Unión Europea. Las energías renovables tienen un peso del orden del 5,9% (85,1 Mtep).



- Análisis de evolución por fuentes: Analizando la evolución del consumo de energía primaria en la Unión Europea se observa un crecimiento medio anual del 1,1% en el período 1990-1998. En el período antes mencionado, se ha producido un cambio significativo en la estructura del consumo de energía primaria de la Unión Europea. Así, el carbón ha perdido

cuota de participación, pasando del 22,9% en 1990 al 15,5% en 1998. El motivo principal de este hecho ha sido el fuerte incremento del consumo de gas natural, un 42,1% en dicho período, pasando a ser la segunda fuente de energía detrás del petróleo. Del mismo modo, aunque en menor medida, se ha producido un aumento del consumo de energía renovable, pasando de 65,8 Mtep en 1990 a 85,1 Mtep en 1998 (28,9%).

La energía nuclear ha seguido ganando peso en la estructura de consumo Comunitaria, alcanzando el 14,6% en 1998 frente al 13,8% de 1990, lo que supone un incremento en este período del 15,6%. Por último, aunque el consumo de petróleo se ha incrementado en 56,4 Mtep, el porcentaje en la estructura de energía primaria ha permanecido prácticamente constante, en torno al 41%.

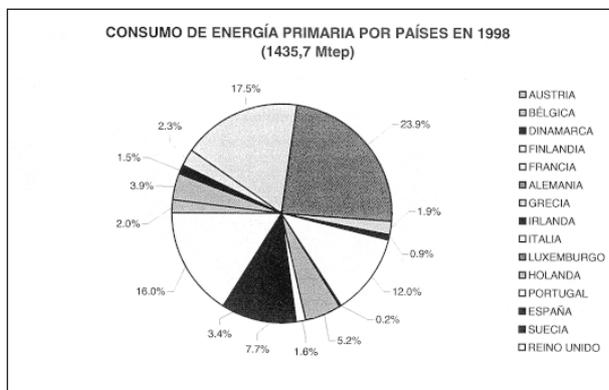


Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

- Consumo por países: Alemania, con el 23,9%, y Francia, con el 17,5%, son los países de la Unión Europea que han presentado mayores consumos de energía primaria en 1998. En el otro extremo se encuentran Luxemburgo e Irlanda, con el 0,2% y el 0,9% de la demanda total de energía primaria respectivamente.

Porcentualmente, en el período 1985-1998, Portugal ha experimentado el mayor incremento en el consumo con un 84,6%. Le siguen a una distancia considerable España, con un 49,7% e Irlanda y Grecia, con un 47,7% y un 46,7% respectivamente.

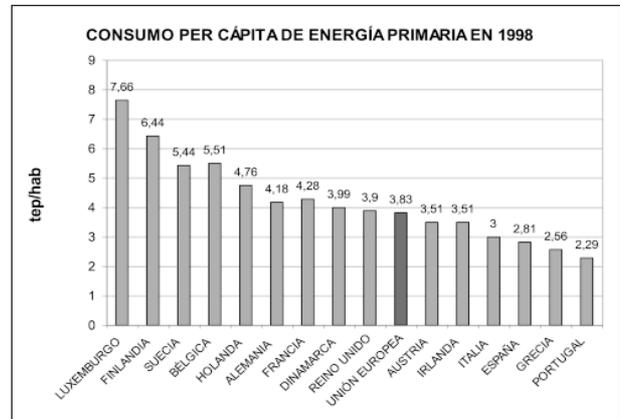
Suecia es el país que menos ha aumentado su consumo en este periodo, con un 2,6% y Alemania ha sido el único miembro comunitario en el que ha bajado la demanda de energía primaria, con una reducción del 4,6%.



Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

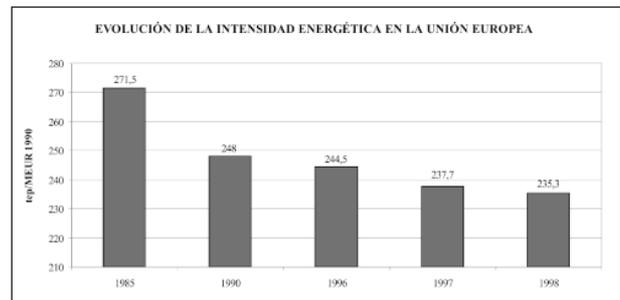
Desde 1990, el consumo per cápita de energía primaria en la Unión Europea ha crecido a una media de un 0,7% anual, alcanzando 3,83 tep/hab en 1998. Luxemburgo con 7,66 tep/hab y Finlandia con 6,44 tep/hab son los países que presentan los mayores índices. Los habitantes de los países

Mediterráneos son los que menor cantidad de energía primaria demandan. Portugal, con 2,29 tep/hab, y Grecia, con 2,56 tep/hab cierran la clasificación.

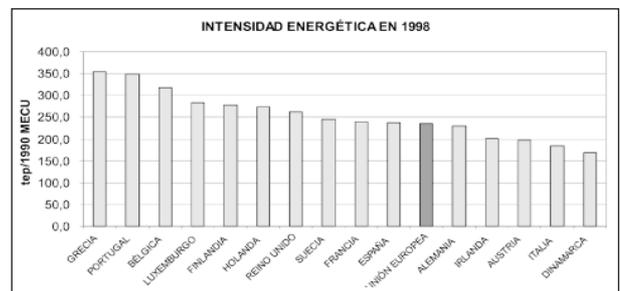


Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

La intensidad energética en la Unión Europea ha descendido en los últimos trece años un 13,3%, pasando de 271,5 tep/1990 Meur en 1985 a 235,3 tep/1990 Meur en 1998. En este último año, Grecia y Portugal presentaron las mayores intensidades con 353,8 tep/1990 Meur y 347,8 tep/1990 Meur respectivamente. Dinamarca con 168,2 tep/1990 Meur y Italia con 182,9 tep/1990 Meur, son los países comunitarios con menores intensidades energéticas.

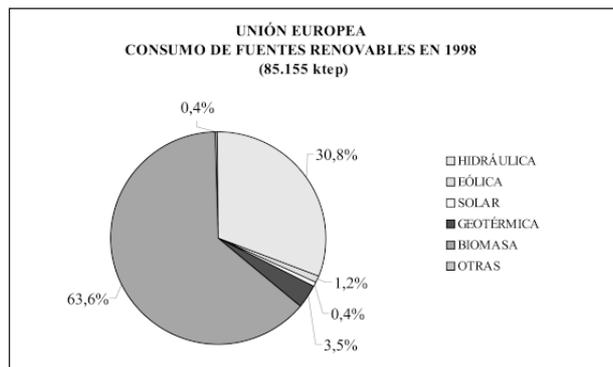


Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.



Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

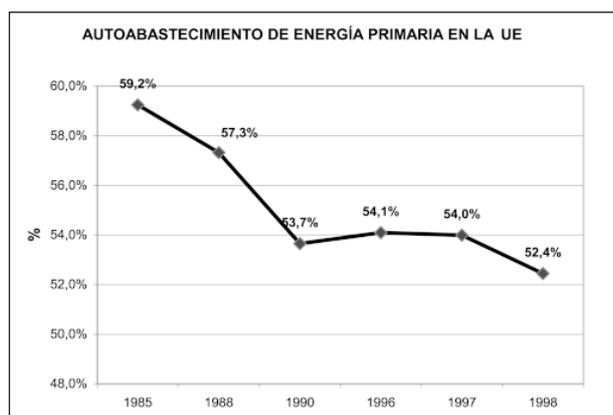
- Aporte de las energías renovables: En 1998, la producción de energía primaria en la Unión Europea procedente de fuentes renovables ascendió a 85.155 ktep que representa el 5,9% del total demandado. De esta cifra, el 63,6 % correspondió a la biomasa (54.176 ktep) y el 30,8 % a la hidráulica (26.263 ktep). La energía geotérmica generó 2.933 ktep, el 3,5 % del total y la eólica sólo generó el 1,2 % (1.037 ktep) ese año. Por último, la energía solar sólo aportó el 0,4% (348 ktep).



Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

A Francia corresponde el 19,8 % del total de la energía renovable consumida en la Comunidad, seguida de Suecia e Italia con el 16,1 % y 15,7% respectivamente. España se sitúa en sexto lugar con el 8,2 %.

- Producción y autoabastecimiento: En 1998, la Unión Europea consumió 1.436 millones de tep, produciendo únicamente 753 millones, es decir, sólo el 52,4% de la energía consumida se generó dentro de sus límites. La evolución del autoabastecimiento energético se muestra en el siguiente gráfico.



Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000.

Por fuentes energéticas nos encontramos con la siguiente situación:

- La dependencia comunitaria más elevada es la del petróleo, en torno al 73% del consumo. La diversificación geográfica a largo plazo es complicada debido a que las reservas mundiales se concentrarán en Oriente Medio.

- Con respecto al gas natural, la dependencia actual es moderada (42%). La Unión Europea se abastece de proveedores diversos y próximos geográficamente (Rusia, Noruega, África del Norte, y en particular Argelia y Libia).

- La Unión Europea importa el 49% de la hulla consumida. La dependencia en términos relativos no dejará de aumentar en los próximos años, estimándose para el 2020 en un 70%.

- En cuanto al autoabastecimiento de combustibles nucleares, Europa depende en un 95% de su abastecimiento externo de uranio.

La problemática del autoabastecimiento energético es tratada ampliamente en el Libro Verde publicado por la Comisión de las Comunidades Europeas (Bruselas, 29.11.2000) titulado «Hacia una estrategia europea del abastecimiento energético».

Entre las afirmaciones que aparecen en este informe se encuentran:

- Si no se frena el aumento del consumo en los principales sectores de expansión, que son el transporte, los hogares y los servicios, la dependencia energética de la Unión seguirá creciendo.

- La política de diversificación geopolítica del abastecimiento europeo no ha liberado a la Unión de una dependencia centrada en Oriente Medio para el petróleo y en Rusia para el gas natural.

- La mejor garantía de seguridad del abastecimiento es preservar la diversidad de energías y fuentes de abastecimiento.

- Las energías nuevas y renovables constituyen una opción prioritaria para una acción simultánea a favor de la seguridad del abastecimiento, el medio ambiente y las poblaciones rurales.

- A medio plazo, las energías renovables son la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta en las circunstancias actuales. La Unión no puede permitirse despreciar esta forma de energía.

- Es vital el desarrollo de una infraestructura de transporte de productos energéticos, en especial gas natural.

1.3.2. El mercado interior del gas y de la electricidad.

En la actualidad se está trabajando para la creación de un mercado comunitario del gas y la electricidad con el objetivo principal de reforzar la competitividad económica.

El esfuerzo realizado ha dado como resultado la aparición de cinco Directivas que han supuesto el motor para la apertura de los mercados a la competencia, al abordar la transparencia de los precios de venta (1990), el tránsito de la electricidad y el gas por las grandes redes (1990, 1991), el mercado interior de la electricidad (1996) y el mercado interior del gas (1998).

En la actualidad, la Comisión Europea ha propuesto un conjunto de medidas para acelerar la completa liberalización de los mercados del gas y de la electricidad contempladas como modificaciones de las dos últimas Directivas citadas anteriormente.

Los pilares básicos del mercado interior pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Garantizar el libre establecimiento de empresas.
- Garantizar la libre circulación del gas y de la electricidad.
- Crear una base normativa que garantice la transparencia y la equidad.
- Promover la inversión de infraestructuras que permitan los puntos anteriores.

1.3.3. La problemática medioambiental y el fomento de las energías renovables.

Según el Libro Verde de la Comisión de las Comunidades Europeas titulado: «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético», el 94% de las emisiones de CO₂ generadas por el hombre en Europa pueden atribuirse al sector energético en su conjunto.

Los combustibles fósiles aportan la cuota más alta de emisiones. En valores absolutos, el consumo de petróleo representa el 50% de las emisiones de CO₂ en la Unión Europea, el gas natural el 22% y el carbón el 28%. Sectorialmente, la producción de electricidad y de vapor es responsable del 30% de las emisiones de CO₂, el transporte del 28%, los hogares del 14%, la industria del 16% y el sector terciario del 5%.

A pesar de que el aporte de la UE a las emisiones mundiales de CO₂ (14%), es limitada, se ha propuesto aplicar una política decidida para la disminución significativa de este tipo de gases. Esta autoexigencia ha llevado a la UE a firmar el Protocolo de Kioto de diciembre de 1997, en el que se comprometió a reducir sus emisiones en un 8% de media respecto a los niveles de 1990, entre los años 1998 y 2012.

En la siguiente tabla se muestran los compromisos de reducción (o limitación del aumento) de emisiones de gases causantes del efecto invernadero sobre los niveles de 1990 que los distintos Estados Miembros de la Unión Europea han adquirido para el período 2008-2012. España puede aumentar estas emisiones un 15% respecto a los niveles de 1990.

País	Reducción
Alemania	-21%
Austria	-13%
Bélgica	-7,5%
Dinamarca	+21%
España	+15%
Finlandia	0%
Francia	0%
Grecia	+25%
Holanda	-6%
Irlanda	+13%
Italia	-6,5%
Luxemburgo	-28%
Portugal	+27%
Reino Unido	0%
Suecia	+4%

El cumplimiento de los compromisos de Kioto depende esencialmente de las políticas energéticas y de transporte. Se deberán adoptar medidas concretas (en particular, fiscales y reglamentarias) a favor del ahorro energético y la promoción de las energías renovables.

Las energías renovables se presentan como una excelente alternativa para reforzar el autoabastecimiento energético y conseguir un desarrollo sostenible con bajas tasas de emisiones contaminantes y promoción de las zonas rurales.

La cuota de las energías renovables en el consumo de energía primaria está fuertemente vinculada a la evolución del consumo y del ahorro energético. En los últimos años, los esfuerzos realizados en el desarrollo de estas energías se han visto absorbidos por el aumento del consumo. Por tanto, todos los progresos en este sentido sólo tendrán éxito si van acompañados de políticas de racionalización de la demanda de energía.

La Unión Europea es consciente de ello y se ha fijado un objetivo ambicioso en este terreno: un 12% del consumo energético en el año 2010 debe provenir de energías renovables. El cumplimiento de este objetivo exige esfuerzos políticos y económicos extremadamente importantes. Es indispensable que los Estados Miembros hagan suya esta meta y fijen unos objetivos nacionales acordes con el de la Unión.

Esta meta fue fijada en el Libro Blanco «Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de energías Renovables COM (97) 599 final».

En estas comunicaciones de la Comisión Europea se plantea como objetivo duplicar en los próximos años el porcentaje de energías renovables del total del consumo comunitario de modo que se pase del 6% aproximado actual a un 12% del consumo en el año 2010, mediante la utilización de un amplio apoyo presupuestario.

En la siguiente tabla se muestran los objetivos de instalación para el final del período.

TIPO DE ENERGÍA	PARTE DEL MERCADO EN LA UE EN 1995	PARTE DEL MERCADO PREVISTA EN 2010
1. Eólica	2,5 GW	40 GW
2. Hidroeléctrica	92 GW	105 GW
2.1. Grandes centrales	(82,5 GW)	(91 GW)
2.2. Pequeñas centrales	(9,5 GW)	(14 GW)
3. Fotovoltaica	0,03 GWp	3 GWp
4. Biomasa	44,8 Mtep	135 Mtep
5. Geotérmica		
5.a Electricidad	0,5 GW	1 GW
5.b Calor (incl. Bombas de calor)	1,3 GWth	5 GWth
6. Colectores térmicos solares	6,5 Millones m ²	100 Millones m ²
7. Solar pasiva		35 Mtep
8. Otras		1 GW

1.3.4. Tendencias futuras¹

En la Unión Europea se calcula que la demanda energética bruta en el año 2030 será un 11% superior que en 1998. Se considera que la demanda energética aumentará mucho más lentamente que el PIB. Se observa, pues, una marcada desconexión entre el crecimiento de la demanda energética y el crecimiento económico.

Se produce además un notable cambio estructural en el consumo de energía: la fuente de energía que registra el crecimiento más rápido es el gas natural: + 45% entre 1995 y 2030. El petróleo seguirá siendo el combustible más importante, a pesar del modesto crecimiento proyectado hasta 2030; su parte en el año 2030 estará en el 38%. El consumo de carbón será en 2030 un tercio más elevado que en 1998.

Las energías renovables seguirán aumentando en términos relativos (+ 45% entre 1998 y 2030). Con todo, su parte se mantiene más bien baja (6,7% en 2010 y 7,7% en 2030), y ello en la hipótesis de que se mantengan los sistemas actuales de apoyo de los Estados Miembros. Está claro que el objetivo de un 12% de energías renovables en la UE exige medidas políticas adicionales.

Aunque se produce una desconexión significativa del consumo energético con respecto al crecimiento económico, se estima que la demanda energética seguirá aumentando. Del mismo modo, pueden seguir creciendo las importaciones energéticas. Dado que la producción energética de la Unión Europea debería alcanzar su cenit en torno al 2010, la parte de las importaciones en la demanda energética aumentará considerablemente. De hecho, la dependencia de las importaciones energéticas se considera que aumentará de forma significativa, pasando de menos del 50% en 1998 al 71% en 2030.

Además, el aumento del consumo energético generará unas emisiones de CO₂ más altas. Entre 1990 y 2010, el año de referencia del Protocolo de Kioto y el punto medio del período objetivo (2008-2012), se estima que las emisiones de CO₂ en la Comunidad aumentarán un 5%. Se trata de un porcentaje claramente inferior al crecimiento de la demanda energética, gracias al aumento de la participación correspondiente al gas natural, la energía nuclear y las energías renovables de aquí a 2010.

La sustitución del carbón por el gas natural debería continuar después de 2010, lo que contribuirá a limitar las emisiones de CO₂. No obstante, habida cuenta de las políticas actuales en materia de energía nuclear y de los actuales niveles de apoyo a las energías renovables, y a falta de políticas adicionales en materia de cambio climático, la parte de los combustibles de emisión de carbono cero debería disminuir a partir de 2010. En consecuencia, las emisiones de CO₂ seguirían aumentando, superando en un 12% el nivel de 1990 en 2020 y en un 22% en 2030.

Europa-30:

La ampliación del análisis a 30 países europeos arroja unos resultados más o menos similares a los de la UE actual.

1. Transcripción de los resultados obtenidos por la Comisión de las Comunidades Europeas en el Libro Verde: «Hacia una estrategia europea del abastecimiento energético.»

Hay dos razones para ello. En primer lugar, la UE actual representa cerca del 80% del consumo de energía de la Europa-30. En segundo lugar, la estructura energética de los países candidatos y de los vecinos directos se considera próxima a la de la UE en los decenios siguientes. No obstante, dado que Noruega -que es un exportador importante de petróleo y gas- está incluida en la Europa-30, la dependencia de las importaciones sería menor.

En la Europa-30, el consumo energético debería aumentar un 25% entre 1998 y el año 2030, reflejando a la vez el fuerte crecimiento económico y las considerables mejoras en el ámbito de la intensidad energética. Los combustibles que presentan los tipos de crecimiento más altos son el gas natural, las energías renovables, los combustibles sólidos y el petróleo, mientras que la contribución nuclear debería disminuir debido al cierre de centrales nucleares poco seguras en los países candidatos, así como a las actuales actitudes gubernamentales hacia la energía nuclear de determinados Estados Miembros. La parte de las energías renovables en la Europa-30 debería incrementarse de un 36% en 1998 a un 60% en 2030.

Las proyecciones anteriores indican que de no tomar medidas más contundentes a favor del ahorro y la eficiencia energética y en el fomento de las energías renovables:

- La dependencia energética de Europa se situará en torno al 70% en 2030.
- Las energías renovables no alcanzarán el 12% de energía primaria en 2010.
- Los objetivos de Kioto podrían verse comprometidos.

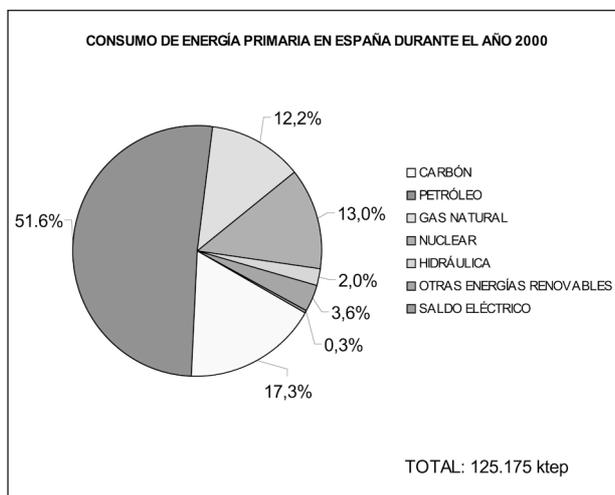
1.4. Situación actual y política energética nacional.

1.4.1. Situación actual y evolución del consumo de energía en España.

Consumo de energía primaria.

El consumo de energía primaria en España en el año 2000 ascendió a 125,2 Mtep, lo que supone un incremento del 4,9% respecto al año 1999.

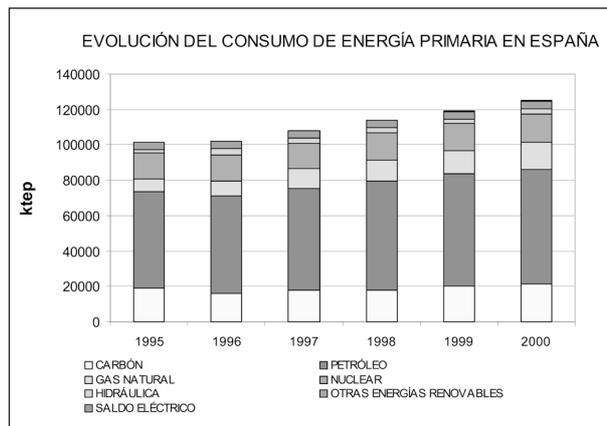
Por fuentes destaca el consumo de petróleo, con 64,7 Mtep, un 51,6% del total. Le sigue a una distancia considerable el carbón, con una demanda de 21,6 Mtep lo que representa el 17,3% de la estructura del consumo de energía primaria. Las demandas de energía nuclear y gas natural son del mismo orden, aportando el 13,0% (16,2 Mtep) y el 12,2% (15,2 Mtep) respectivamente. Las energías renovables, con 7,1 Mtep (5,6%) y el saldo eléctrico con 382 ktep (0,3%), cierran el balance de consumo de energía primaria en España durante el año 2000.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

En el período 1995-2000, el consumo de energía primaria aumentó en más de un 23,7%, con un incremento brusco del 6,2% en 1998, otro suave de tan sólo el 0,3% en 1996, y significativos aumentos en 1997, 1999 y 2000, con un 5,7%, un 4,8% y un 4,9% respectivamente.

Durante el citado período 1995-2000, el consumo de petróleo se incrementó en un 18,4%, el de carbón en un 15,6% y la energía nuclear en un 12,2%. Con diferencia, las energías renovables y sobre todo, el gas natural, han mostrado las pendientes de crecimiento más elevadas. Así, el gas natural pasó de 7.504 ktep en 1995 a 15.223 ktep en 2000, lo que supone un incremento del 102,9%. El consumo de energía proveniente de recursos renovables aumentó en un 28,6%, pasando de 5.490 ktep a 7.061 ktep en estos años.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

Intensidad energética.

La intensidad energética en España en el año 2000 fue de 237,8 tep/millones de euros. Desde el año 1996 se viene produciendo un incremento continuado de este parámetro, lo que indica un crecimiento mayor en estos años de los consumos energéticos que del Producto Interior Bruto nacional. La evolución de la intensidad energética se muestra en la siguiente gráfica.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

Consumo per cápita de energía primaria.

El consumo de energía primaria per cápita viene aumentando en los últimos años, pasando de 2,50 tep/hab en 1995 a 3,09 tep/hab en 2000, lo que supone un incremento medio anual de un 4,72%.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas e Instituto de Estadística de España.

Grado de autoabastecimiento.

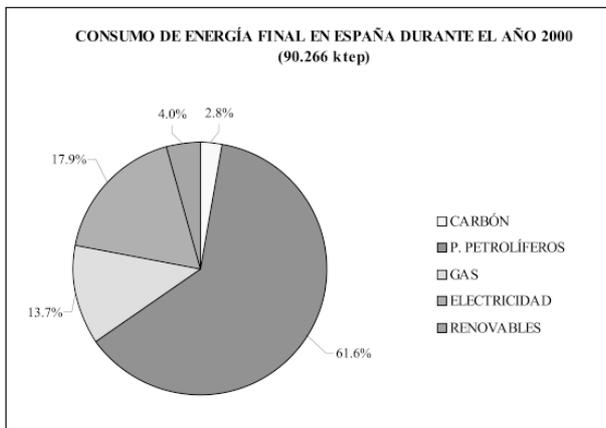
El grado de autoabastecimiento decreció de modo considerable en el período 1995-2000, pasando de un 30,8 % en 1995 a un 25,6 % en 2000. La causa del descenso de estas tasas se explica en el crecimiento del consumo energético en España frente al mantenimiento de la producción interior de energía primaria. En la siguiente tabla se detalla el origen del autoabastecimiento nacional en el período 1995-2000.

grado autoabastecimiento (1)	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CARBÓN	52,0	60,6	53,5	51,6	41,9	38,6
PETRÓLEO	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3
GAS NATURAL	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9	0,9
NUCLEAR (2)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
HIDRÁULICA	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TOTAL	30,8	32,1	29,4	28,4	25,8	25,6

(1) Relación entre producción interior y consumo total de energía.
 (2) La metodología empleada establece que toda la generación nuclear sea considerada como autoproducción, a pesar de que España importa una gran parte del combustible nuclear que utiliza.
 Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

Consumo de energía final.

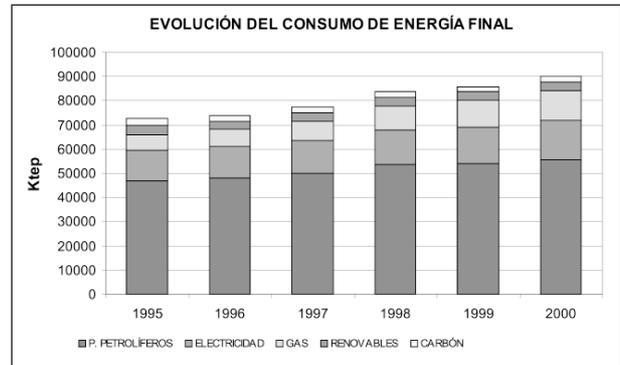
El consumo de energía final durante el año 2000 fue de 90.266 ktep, de los que el 61,6% correspondieron a productos petrolíferos. La electricidad aportó un 17,9% del consumo total, alcanzando la cifra de 16.207 ktep y el gas natural, con 12.319 ktep, supuso el 13,7% del consumo final de energía en España. Añadir a esto el consumo final de energías renovables con un 4,0% y el carbón con un 2,8%.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

El consumo de energía final creció un 25,1% en el período 1995-2000, con un crecimiento destacable en 1998 de un 8,0% respecto a 1997, mientras que en los años restantes el crecimiento no fue superior al 5%.

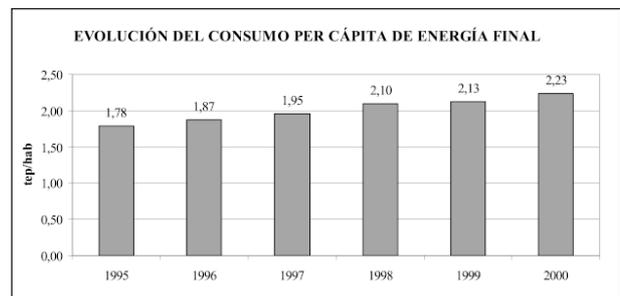
En el crecimiento del consumo total de energía final destacó la evolución del consumo de gas, que supuso un crecimiento del 88,1%, es decir, de 6.550 ktep en 1995, pasó a consumirse 12.319 ktep en 2000, debido principalmente a la incorporación del gas natural en los sectores industriales; también es destacable la subida del 30,1% en el consumo de electricidad y del 18,4% en el consumo de productos petrolíferos entre los años 1995 y 2000.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

Consumo per cápita de energía final.

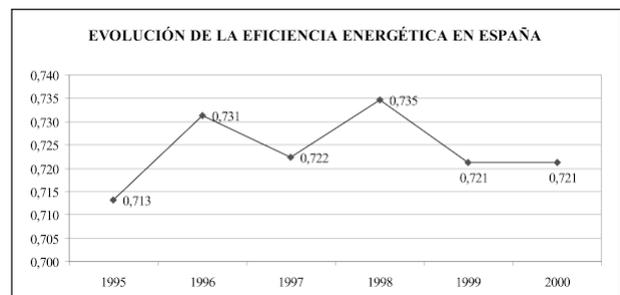
El consumo de energía final per cápita ha crecido un 25,3% en el período 1995-2000. Destaca el incremento presentado en el año 1998, un 7,8% respecto a 1997.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas e Instituto de Estadística de España.

Eficiencia energética.

El ratio E. final/E. primaria en el año 2000 fue de 0.721, igual al presentado en 1999 y muy similar a las cifras observadas desde el año 1995. En la siguiente gráfica se muestra su evolución.



Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

1.4.2. Criterios de planificación energética nacional.

Aunque el Plan Energético Nacional es el documento que establece los criterios y las bases de la planificación energética del Estado Español entre los años 1991 y 2000, desde

1996 se puede decir que dicho Plan ya no tiene valor, pues desde el año referido se ha producido un cambio radical en los criterios energéticos, pasando de una política de Planificación a un esquema de puro mercado de oferta y demanda, en el que se alienta una creciente liberalización del sistema energético y se hace recaer en los generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores, todas las actuaciones que en materia de energía deban llevarse a cabo. Es decir, ahora no existe ningún Plan que coordine y dirija las actuaciones energéticas a nivel Nacional, y es el mercado el que supuestamente se encarga de casar la demanda de energía con la oferta, según esquemas de liberalización.

Dentro de este sistema liberalizado, las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica permanecen reguladas (Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico). El transporte de electricidad desde las unidades productoras hasta los puntos de consumo es gestionado por el Operador del Sistema Eléctrico (Red Eléctrica de España) en lo que se refiere a la red eléctrica de transporte y por el distribuidor en lo que se refiere a las redes de alta, media y baja tensión.

De la misma manera, en el ámbito de los hidrocarburos, la planificación va dirigida a los gasoductos de la red básica, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor, teniendo en estos casos carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos (la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos).

Como respuesta al compromiso que emana de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y que define el objetivo de desarrollo a alcanzar por las Energías Renovables, el Consejo de Ministros, el día 30 de diciembre de 1999, tomó el Acuerdo por el que se aprueba el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000-2010.

A continuación se comentan los criterios de planificación energética nacional.

Plan de Fomento de las Energías Renovables:

El plan de Fomento de las Energías Renovables de España fue elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) y aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999 para el período 2000-2010.

El plan recoge las principales medidas y directrices para llevar a cabo una estrategia energética cuyo objetivo sea lograr el 12% del consumo de energía primaria con fuentes renovables en 2010. En su conjunto, constituye una estrategia más para apoyar las fuentes renovables y la política energética nacional, cuyos objetivos son:

- Diversificación de las fuentes para garantizar la seguridad del suministro.
- Lograr una mayor eficiencia en la utilización de energía.
- Desarrollo del sector y de un tejido industrial compatibilizándolo con el medio ambiente.

Las razones que han llevado a la Administración a elaborar el Plan se enmarcan dentro de tres grandes grupos. En primer lugar, las obligaciones que impone el Mercado Interior de la Energía con el objetivo de garantizar el suministro respetando el medio ambiente, que este suministro sea diversificado para reducir las altas tasas de dependencia y el marco normativo para favorecer las energías renovables consecuente de la liberalización de los mercados energéticos. Por otro lado está la problemática medioambiental y el compromiso de reducir el crecimiento de las emisiones de gases contaminantes de la atmósfera según el Protocolo de Kioto. Por último, el fomento de estas fuentes energéticas puede producir impactos positivos en el sistema económico por el desarrollo de industrias de bienes de equipo afines a las energías renovables.

A lo largo del Plan se analiza el contexto energético en España y las causas que han provocado un aumento del consumo de energía en los últimos años. Se adopta un ahorro sobre el consumo tendencial del 9,6% y se prevé que en el 2010 las energías renovables aportarán el 12,3% sobre el total de energía primaria.

En el capítulo de financiación se hace una valoración económica y financiera para las actuaciones del Plan en el período 1999-2006. Las inversiones necesarias para alcanzar los objetivos se estiman en 9.495 Meur. Se han tenido en cuenta variables relacionadas con el mercado tales como los potenciales disponibles, las capacidades del sector, la evolución técnico-económica y las barreras junto con los recursos financieros disponibles para este sector. El Plan considera que la financiación de las inversiones debe realizarse mediante mecanismos del libre mercado, con apoyos públicos para impulsar tecnologías no maduras e incentivando al sector privado con instrumentos financieros. Este apoyo viene dado a través de las diferentes administraciones y complementados con los fondos estructurales (FEDER, FEOGA y FSE) así como por los Fondos de Cohesión (principalmente para el transporte y el medio ambiente).

Marco regulador del sistema eléctrico.

Las cinco disposiciones constitutivas de la regulación del mercado eléctrico son:

- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.
- Orden de 14 de julio de 1997 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico supone un cambio importante en el funcionamiento y regulación del sistema que hasta esa fecha se había adoptado en España.

Según ésta, el legislador se muestra con una decidida voluntad de propiciar una mayor liberalización, asegurando la competencia empresarial y garantizando un menor coste de la energía eléctrica.

La Ley transpone la Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, de 19 de diciembre de 1996, apoyándose también en el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional firmado el 11 de diciembre por el Ministerio de Industria y Energía y los Presidentes de las principales compañías eléctricas.

Los principios fundamentales que inspiran el funcionamiento del sistema eléctrico español, pueden resumirse como sigue:

1. Libertad de establecimiento para nuevas instalaciones de generación. La iniciativa privada es quien debe decidir las inversiones en el sector eléctrico. Se abandona, por tanto, el principio de planificación en la generación eléctrica como criterio de desestimación de solicitudes de instalación de nuevas centrales.
2. Libertad de suministro de energías primarias para la generación de energía eléctrica.
3. Creación de un mercado de energía eléctrica cuyos precios se formarán a partir del coste marginal.

4. Liberalización progresiva del suministro de electricidad a los consumidores. Se declara la contratación libre de electricidad para estos agentes mediante diferentes figuras contractuales, de tal manera que en el año 2003, todos los clientes podrán acceder al mercado de ofertas.

5. Libre acceso a las redes de transporte y distribución para los consumidores y clientes cualificados mediante un sistema de peajes de tránsito.

6. Obligación de separar jurídicamente las actividades reguladas y no reguladas.

7. Libertad de establecimiento de las compañías de comercialización.

8. Promoción de las energías renovables y de las formas de producción de energía eléctrica que contribuyan a la mejora del medio ambiente.

9. Reducción de la intervención estatal.

10. Incorporación de las previsiones contenidas en la directiva 96/92/CE sobre mercado interior de la electricidad.

Por su importancia, es necesario destacar asimismo el contenido del Real Decreto 2818/98 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, en el que se especifican, entre otros aspectos (rendimientos y autoconsumos mínimos exigidos, condiciones de conexión a red, titularidad de las instalaciones, etc.), las primas a la producción eléctrica para determinadas formas de generación eléctrica que suponen un ahorro de energía primaria (en el caso de la cogeneración), el empleo de energías limpias (las renovables), y el empleo de residuos como medio de producir una reducción del impacto ambiental (caso de los residuos no renovables y de las instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero o de servicios).

Las primas establecidas en cada caso, se sumarán al precio del mercado mayorista para calcular el precio final que corresponderá a la electricidad generada en régimen especial.

En desarrollo de la Ley se han ido dictando diversos Reales Decretos, que si bien no contienen regulación de mercado en sentido estricto, se refieren a cuestiones que al menos tangencialmente tienen alguna incidencia sobre el mercado. Son los siguientes:

- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de energía eléctrica.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Circular 1/1998 de 17 de febrero de la CNSE, mediante la que se comunican las cuentas abiertas en régimen de depósito por la CNSE a los efectos de la recaudación e ingresos de las cuotas con destinos específicos establecidos en el art. 5 del Real Decreto 2017/97, de 27 de noviembre, y de la retribución fija establecida en el art. 9 del citado Real Decreto.

- Circular 3/1998 de 30 de julio de la CNSE, sobre obtención de información para el ejercicio de la función de liquidación de las actividades y costes regulados por el sistema eléctrico.

- Circular 4/1998, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiera.

- Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

- Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.

- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Circular 2/1999, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Sociedad Anónima (BOE 24.3.99).

- Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2001 (BOE 30.12.2000).

- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, y determinados arts. de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de defensa de la competencia.

- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establece en tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se restablece la tarifa eléctrica para 2002.

El sector de los hidrocarburos: la Ley 34/1998.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos.

Se pretende con ella conseguir una regulación en la que los poderes públicos salvaguarden los intereses generales, limitando su intervención directa en los mercados en caso de situaciones de emergencia. Esta regulación debe permitir, que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación y la introducción en nuestro ordenamiento jurídico de realidades técnicas y mercantiles, carentes de un encaje legal adecuado.

La presente ley persigue proporcionar un tratamiento integrado a una industria verticalmente articulada. Esta integración debe facilitar un tratamiento equilibrado de las diferentes actividades reguladas en la Ley y permitir una sustancial homogeneidad en la forma de abordar problemas similares.

El refinado de petróleo y el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos se regulan con mayor liberalización, suprimiendo las autorizaciones existentes para el ejercicio de la actividad por la mera autorización de instalaciones afectas a una actividad que por la naturaleza de los productos manejados requiere especial atención. Como excepción, se mantiene la autorización de actividad para los operadores al por mayor que, en el mercado de hidrocarburos líquidos, son responsables del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, garantía básica del sistema.

El suministro de gases derivados del petróleo, también tiene impulso liberalizador, suprimiéndose requisitos para el ejercicio de la actividad, tales como la distribución a domicilio.

Se pretende que la homogeneidad de esta norma se mantenga en el enfoque básico dado al sistema de gas natural, en relación con el sistema eléctrico. El propietario de la red se configura como un monopolista del suministro. La separación entre la propiedad de la infraestructura de transporte, el servicio que presta y la progresividad en este proceso de separación son las dos herramientas que esta Ley utiliza para transformar el panorama de la industria del gas natural. La presente Ley también recoge otras posibilidades de suministros a partir de combustibles gaseosos distintos al gas natural, como los gases licuados del petróleo por canalización.

Disposiciones que tienen relación con el mercado de hidrocarburos:

- Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles. Aprobado por Decreto 2913/1973 de 26 de octubre (BOE 21.11.73 modificado por BOE 20.2.84).

- Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles. Aprobado por Orden Ministerial de Industria de 18 de noviembre de 1974, modificada por las Ordenes de 26 de octubre de 1983, de 6 de julio de 1984, de 9 de marzo de 1994 y de 11 de junio, con sus instrucciones técnicas complementarias.

- Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 21 de junio de 1974.

- Instrucción sobre documentación y puesta en servicio de las instalaciones receptoras de gases combustibles. Orden de 17 de diciembre de 1985 (BOE 9.1.86).

- Instrucción sobre instaladores autorizados de gas y empresas instaladoras. Orden de 17 de diciembre de 1985 (BOE 9.1.86).

- Reglamento de Aparatos que utilizan combustibles gaseosos. Aprobado por el Real Decreto 494/1988 de 20 de mayo (BOE 25.5.88).

- Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Actividad de Distribución de Gases Licuados del Petróleo.

- Real Decreto 1428/1992 de 27 de noviembre por el que se adopta la Directiva del Consejo de 29 de junio de 1990, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados Miembros sobre los aparatos de gas (90/396/CEE).

- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

- Directiva 93/68/CEE del Consejo de 22 de julio de 1993, por la que se modifican, entre otras las Directivas siguientes: 89/392/CEE-Máquinas, 90/396/CEE-Aparatos de gas, 92/42/CEE-Calderas nuevas de agua caliente alimentadas con combustibles líquidos o gaseosos.

- Reglamento de Instalaciones de Gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales. Aprobado por Real Decreto 1853/1993 de 22 de octubre (BOE 24.11.93) con sus instrucciones técnicas complementarias.

- Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Estatuto Regulador de las Actividades de Distribución al por mayor y de Distribución al por menor mediante Suministros Directos e Instalaciones Fijas, de carburantes y combustibles petrolíferos.

- Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales.

- Ley 43/1995, de 27 de diciembre, de Impuesto de Sociedades (arts. 26.7, 116, 117, 118, 117, 120).

- Real Decreto 1914/1997 de 19 de diciembre por el que se establecen las condiciones de acceso de terceros a las ins-

talaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural, así como los peajes y cánones.

- Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 98/30/CE de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural (DOCE, 21 de julio de 1998).

- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. Aprobado por Real Decreto 1751/1998 de 31 de julio (BOE 5.8.98) con sus instrucciones técnicas complementarias.

- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que ordena las actividades de exploración, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

- Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización.

- Orden de 10 de mayo de 1999 por la que se aprueban las nuevas tarifas y precios de suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, para usos domésticos y comerciales, y alquiler de contadores.

- Orden de 30 de septiembre de 1999 por la que se actualizan los parámetros del sistema de precios máximos de suministros de gas natural para usos industriales.

- Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos.

- Orden de 9 de marzo de 2000 sobre peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural.

- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (Título I, Capítulo II y art. 34).

- Orden de 28 de julio de 2000 sobre peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural.

- Real Decreto-Ley 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

- Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social: arts. 19 y 76 y Disposición adicional 21.^a

2. LA SITUACION ENERGETICA ANDALUZA

2.1. Infraestructura energética.

En este capítulo se describe la infraestructura energética existente en Andalucía. Para ello, se hará referencia, en primer lugar, a las instalaciones de aprovechamiento energético existentes, entendiendo como tales aquellos dispositivos que permiten la transformación de energía primaria en energía final y útil. En segundo lugar, se efectúa una descripción de las instalaciones de transporte y distribución de energía existentes en la región.

2.1.1. Instalaciones de Aprovechamiento Energético.

Refinerías de petróleo.

En Andalucía existen dos refinerías de petróleo, ambas pertenecientes al Grupo CEPSA, situadas en San Roque (Cádiz) y Palos de la Frontera (Huelva), denominadas «Gibraltar» y «La Rábida» respectivamente.

La refinería «Gibraltar», tiene en la actualidad una capacidad operativa de destilación de 10,5 millones de toneladas de crudo al año, mientras que la refinería «La Rábida» dispone de una capacidad de refinado de 5 millones de toneladas de crudo al año.

En la tabla siguiente aparecen las características de las refinerías antes mencionadas:

Refinería “Gibraltar”	Refinería “La Rábida”
Reforming	Reforming
Conversión FCC	Conversión FCC
Visbreaking	Visbreaking
Alquilación	Hidrodesulfuración
Isomerización	Asfaltos
Hidrodesulfuración	Petroquímica
MTBE	Lubricantes
Complejo Petroquímico	Cogeneración
Lubricantes	
Cogeneración	

Generación eléctrica.

La potencia eléctrica total instalada en la Comunidad Autónoma Andaluza asciende a 5.201,3 MW, de acuerdo con el siguiente desglose:

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA OPERATIVA A 1/01/2000	MW
Hidráulica (régimen ordinario sin bombeo)	474,7
Bombeo	570
Centrales de carbón nacional	324,8
Centrales de carbón importado	1.712
Centrales bicombustible	1.133
Ciclos combinados	0
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	4.214,5
Cogeneración (sin biomasa)	695,8
Hidráulica (régimen especial)	77,8
Eólica	146,2
Termosolar	0,0
Solar fotovoltaica	3,6
Biomasa	51,3
Térmicas (otros residuos):	12,1
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	986,8
POTENCIA TOTAL INSTALADA	5.201,3

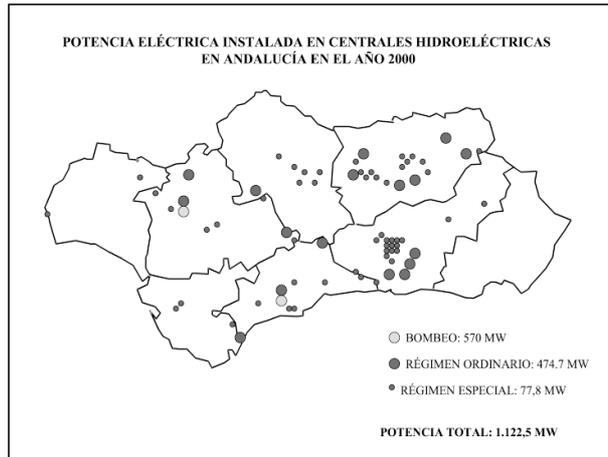
Fuente: Elaboración propia.

Régimen ordinario.

- Centrales hidráulicas (excluido el bombeo): Las centrales hidráulicas pertenecientes al régimen ordinario (excluido bombeo) totalizan una potencia instalada de 474,7 MW, un 42,3% del total de la potencia hidroeléctrica instalada en Andalucía.

- Centrales hidráulicas de bombeo: Andalucía cuenta con 570 MW instalados en dos centrales hidráulicas de bombeo, una en la provincia de Málaga, Tajo de la Encantada (360 MW), y otra en la provincia de Sevilla, Guillena (210 MW). Esta potencia representa el 50,8% del total de la potencia hidroeléctrica instalada en Andalucía.

A continuación se muestra una relación de las centrales hidroeléctricas instaladas en Andalucía (incluidas las pertenecientes al régimen especial) a finales del año 2000.



Fuente: Elaboración propia.

Por provincias, y sin contar las centrales de bombeo, destaca Jaén, con el 34,4% del total. A continuación, se sitúan las provincias de Málaga y Granada, con el 22,8% y el 16,6% respectivamente.

- Centrales térmicas de carbón: Andalucía cuenta con tres centrales de generación eléctrica que consumen carbón. Dos de estas centrales, Los Barrios y Litoral, alimentan sus calderas con carbón de importación, siendo su procedencia principal Sudáfrica y Colombia, mientras que la central de Puente Nuevo utiliza carbón nacional, en su mayor parte procedente de las excavaciones de la Cuenca del Guadiato en la provincia de Córdoba.

En la siguiente tabla se muestra la ubicación y potencia de las centrales mencionadas.

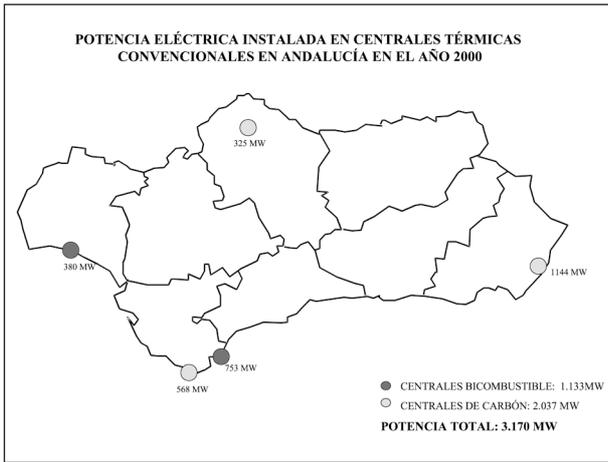
Central	Provincia	Nº Grupos	Potencia Instalada (MWe)
Los Barrios	Cádiz	1	568
Puente Nuevo	Córdoba	1	324,8
Litoral	Almería	2	1.144
Total		4	2.036,8

Centrales térmicas bicombustible: En la actualidad, Andalucía cuenta con dos centrales térmicas bicombustible (fuel y gas). Se trata de la central térmica «Cristóbal Colón» en Huelva y de la central térmica «Bahía de Algeciras» ubicada en San Roque (Cádiz).

En la siguiente tabla se muestra la ubicación y potencia de las centrales mencionadas.

Central	Provincia	Nº Grupos	Potencia Instalada (MWe)
Cristóbal Colón	Huelva	3	380
Bahía de Algeciras	Cádiz	1	753
Total		4	1.133

A continuación se muestra la ubicación de las centrales térmicas convencionales instaladas en Andalucía.



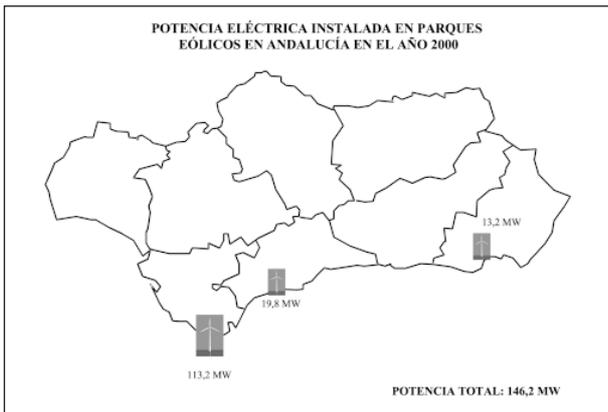
Fuente: Elaboración propia.

Régimen especial.

- Centrales de cogeneración (sin biomasa): Dentro de las centrales térmicas acogidas al régimen especial en Andalucía a finales del año 2000, las plantas de cogeneración (exceptuando aquéllas que utilizan biomasa como combustible) aglutinan el 91,7% de la potencia instalada, alcanzando un total de 695,8 MW.

- Centrales hidráulicas acogidas al régimen especial: Como se ha mostrado en el mapa de centrales hidroeléctricas, en las instalaciones acogidas al régimen especial la potencia asciende a 77,8 MW (6,9% del total).

- Parques eólicos: A finales del año 2000, la potencia eléctrica instalada en Andalucía en energía eólica conectada a red ascendía a 146,2 MW. De esta potencia, 113,2 MW se encuentran situados en el término municipal de Tarifa (Cádiz), mientras que los 33 MW restantes se reparten entre los 13,2 MW ubicados en el término municipal de Enix (Almería) y los 19,8 MW de Casares (Málaga).



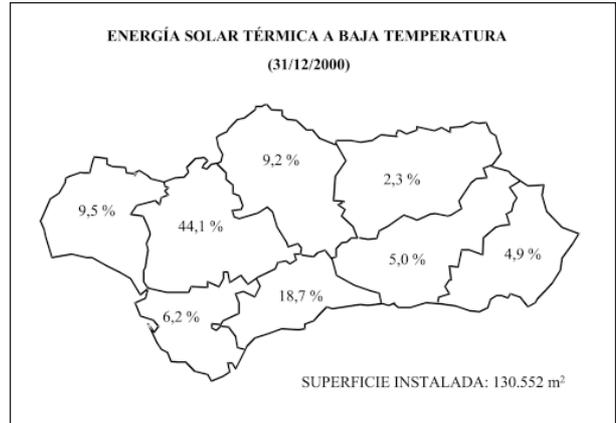
Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones solares: Andalucía cuenta con la mayor superficie instalada de paneles solares térmicos de España.

A finales del año 2000, la superficie de colectores a baja temperatura en Andalucía era de 130.552 m². Por provincias destacan Sevilla y Málaga, con el 44,1% y el 18,7% de los m² instalados respectivamente.

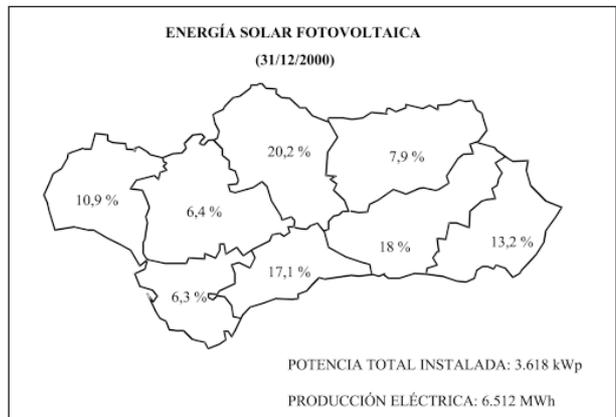
Por tipo de usuario, el sector doméstico aglutina el 64% de la superficie total, mientras que el 17% de dicha superficie proviene del sector terciario (hoteles sobre todo). El 19% res-

tante corresponde a otros sectores, mayormente a instalaciones llevadas a cabo en el sector industrial.



Fuente: Elaboración propia.

En energía solar fotovoltaica, la potencia eléctrica instalada asciende a 3.618 kWp, que generaron 6.512 MWh. Las instalaciones aisladas suponen el 93,2% de esta cantidad (3.372,3 kWp), correspondiendo el 6,8% (245,7 kWp) restante a instalaciones conectadas a red.



Fuente: Elaboración propia.

- Centrales de biomasa: La generación eléctrica con biomasa, residuos sólidos urbanos (RSU) y biogás cuenta con una potencia total instalada de 51,3 MW. A la biomasa corresponden 47,8 MW de los que 27,9 MW pertenecen a plantas de cogeneración, y los 19,9 MW restantes a centrales de generación eléctrica.

Las plantas de producción eléctrica con RSU y biogás cuentan con potencias de 2 y 1,5 MW respectivamente.

- Otras térmicas acogidas al régimen especial: Por último, y situadas en sendos pozos de gas, existen tres plantas de producción de electricidad con este combustible. En la siguiente tabla se detalla la ubicación y potencia de estas instalaciones.

Central	Provincia	Combustible	Potencia Instalada (MW)
Las Barreras	Sevilla	Gas natural	6,0
Nuelgas	Sevilla	Gas natural	3,03
Nuelgas	Sevilla	Gas natural	3,03
Total			12,06

A continuación se muestra la ubicación de las centrales térmicas acogidas al régimen especial en Andalucía.



Fuente: Elaboración propia.

2.1.2. Instalaciones de transporte y distribución.
Transporte y distribución de energía eléctrica.

En las siguientes tablas se muestran los valores paramétricos alcanzados por las instalaciones eléctricas en Andalucía a 31.12.2000 (no se encuentran registradas las instalaciones propiedad de RENFE para su uso interno).

- Líneas de alta tensión:

TENSIÓN (kV)	LONGITUD (km.)
400	1.154
220	2.564
132	2.583
66-50	5.486

- Subestaciones:

TENSIÓN (kV)	POTENCIA (kVA)
400/220	5.520.000
400/132	180.000
220/132	2.200.000
220/66-50	3.160.000
220/20	80.000
132/66-50	2.660.000
132/M.T.	1.301.000
66/50	605.000
66-50/M.T.	6.928.500
Otras tensiones	161.500

- Instalaciones <36 kV:

Líneas aéreas de media tensión (km. de circuito)	33.255
Líneas subterráneas de media tensión (km.)	7.440
Líneas aéreas de baja tensión (km.)	48.740
Líneas subterráneas de baja tensión (km.)	12.277
Centros de transformación (Nº)	52.113
Potencia de los centros de transformación (kVA)	13.462.089

Fuente: Sevillana-Endesa y Red Eléctrica de España.

Calidad en el suministro de la energía eléctrica.

El parámetro que se ha venido utilizando hasta la entrada en vigor del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para medir la calidad del servicio en el sistema eléctrico ha sido el TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada). En el citado Real Decreto 1955/2000, además de este parámetro, se utiliza el NIEPI (Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada).

El TIEPI se puede dividir en TIEPI Imprevisto y TIEPI Programado, definiéndose la interrupción programada, como aquella necesaria para permitir la ejecución de trabajos programados en la red.

En los últimos seis años el TIEPI tanto Imprevisto como Programado, se ha venido descomponiendo en función de las características de las zonas de población; distinguiéndose zonas urbanas (U), semiurbanas (S) y rurales (R). El Real Decreto 1955/2000, desglosa a su vez la zona rural concentrada y dispersa.

Los datos que se van a comentar definen como:

- Zona urbana, aquella cuyos términos municipales tienen una población superior a 50.000 habitantes.
- Zona semiurbana, aquella cuyos términos municipales tienen una población inferior a 50.000 y superior a 5.000 habitantes.
- Zona rural, aquella cuyos términos municipales tienen una población inferior a 5.000 habitantes.

El Real Decreto 1955/2000, efectúa una clasificación zonal más restrictiva, estableciendo:

- Zona urbana, aquella cuyos términos municipales tienen más de 20.000 suministros.
- Zona semiurbana, aquella cuyos términos municipales tienen entre 20.000 y 2.000 suministros.
- Zona rural concentrada, aquella cuyos términos municipales tienen entre 2.000 y 200 suministros.
- Zona rural dispersa, aquella cuyos términos municipales tienen menos de 200 suministros.

Por lo tanto, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, sustituye el término de población por el de suministro de energía eléctrica.

En la tabla adjunta se muestra la evolución del TIEPI en la Comunidad Autónoma de Andalucía y en España:

TIEPI POR COMUNIDADES AUTONOMAS PERIODO 1995-2000

COMUNIDAD AUTÓNOMA	TIEPI 1995			TIEPI 1996			TIEPI 1997			TIEPI 1998			TIEPI 1999			TIEPI 2000		
	Impre visto	Progr amado	Total															
ANDALUCÍA	2.86	1.04	3.90	3.29	0.96	4.25	3.52	0.67	4.19	2.57	0.63	3.20	2.46	0.76	3.22	2.37	0.74	3.11
TOT. NACIONAL	2.69	0.89	3.58	2.66	0.70	3.36	2.79	0.54	3.33	2.11	0.53	2.64	2.61	0.52	3.13	2.42	0.62	3.04

Fuente: Ministerio de Economía.

Como hechos más significativos, podemos reseñar los siguientes:

- El TIEPI nacional evoluciona decrecientemente, a excepción del extraordinario valor de 1998, lo que indica que la calidad global evoluciona favorablemente.
- En Andalucía se produce un incremento brusco en el año 1996 mejorando considerablemente a partir de 1998. La

evolución posterior sigue una senda descendente, acercándose paulatinamente a la media nacional, aunque siempre por encima de ella.

El valor del TIEPI en las provincias de la Comunidad Autónoma de Andalucía en el período 1995-2000 puede observarse en la siguiente tabla:

TIEPI POR PROVINCIAS PERIODO 1995-2000

COMUNIDAD AUTÓNOMA	TIEPI 1995			TIEPI 1996			TIEPI 1997			TIEPI 1998			TIEPI 1999			TIEPI 2000		
	Impre visto	Progr amado	Total															
ALMERÍA	2,52	1,46	3,98	3,06	1,88	4,94	3,55	0,46	4,01	3,47	0,53	4,00	3,20	0,95	4,15	2,60	1,60	4,20
CÁDIZ	3,25	0,23	3,48	3,66	0,18	3,84	3,27	0,11	3,38	2,85	0,30	3,15	1,94	0,17	2,11	2,28	0,42	2,70
CÓRDOBA	3,18	1,44	4,62	3,56	1,35	4,91	4,94	0,93	5,87	2,98	0,96	3,94	2,15	1,05	3,20	2,42	1,25	3,68
GRANADA	2,20	1,05	3,25	4,99	1,16	6,15	4,61	0,86	5,47	2,66	0,73	3,39	2,90	0,84	3,74	2,09	0,72	2,81
HUELVA	3,87	1,43	5,30	4,33	0,92	5,25	4,11	0,96	5,07	1,98	0,51	2,49	3,05	0,54	3,59	3,97	0,49	4,46
JAÉN	2,61	1,78	4,39	4,29	1,53	5,82	3,49	1,10	4,59	2,41	1,53	3,94	2,80	1,35	4,15	1,70	1,35	3,05
MÁLAGA	4,21	1,88	6,09	2,57	1,47	4,04	2,79	1,14	3,93	1,77	0,70	2,47	2,39	1,32	3,71	2,83	0,89	3,72
SEVILLA	2,00	0,31	2,31	2,15	0,28	2,43	2,97	0,26	3,23	2,70	0,29	2,99	2,11	0,28	2,39	1,99	0,14	2,13
TOTAL	23,84	9,58	33,42	28,61	8,77	37,38	29,73	5,82	35,55	20,82	5,55	26,37	20,54	6,5	27,04	19,88	6,86	26,75

Fuente: Ministerio de Economía.

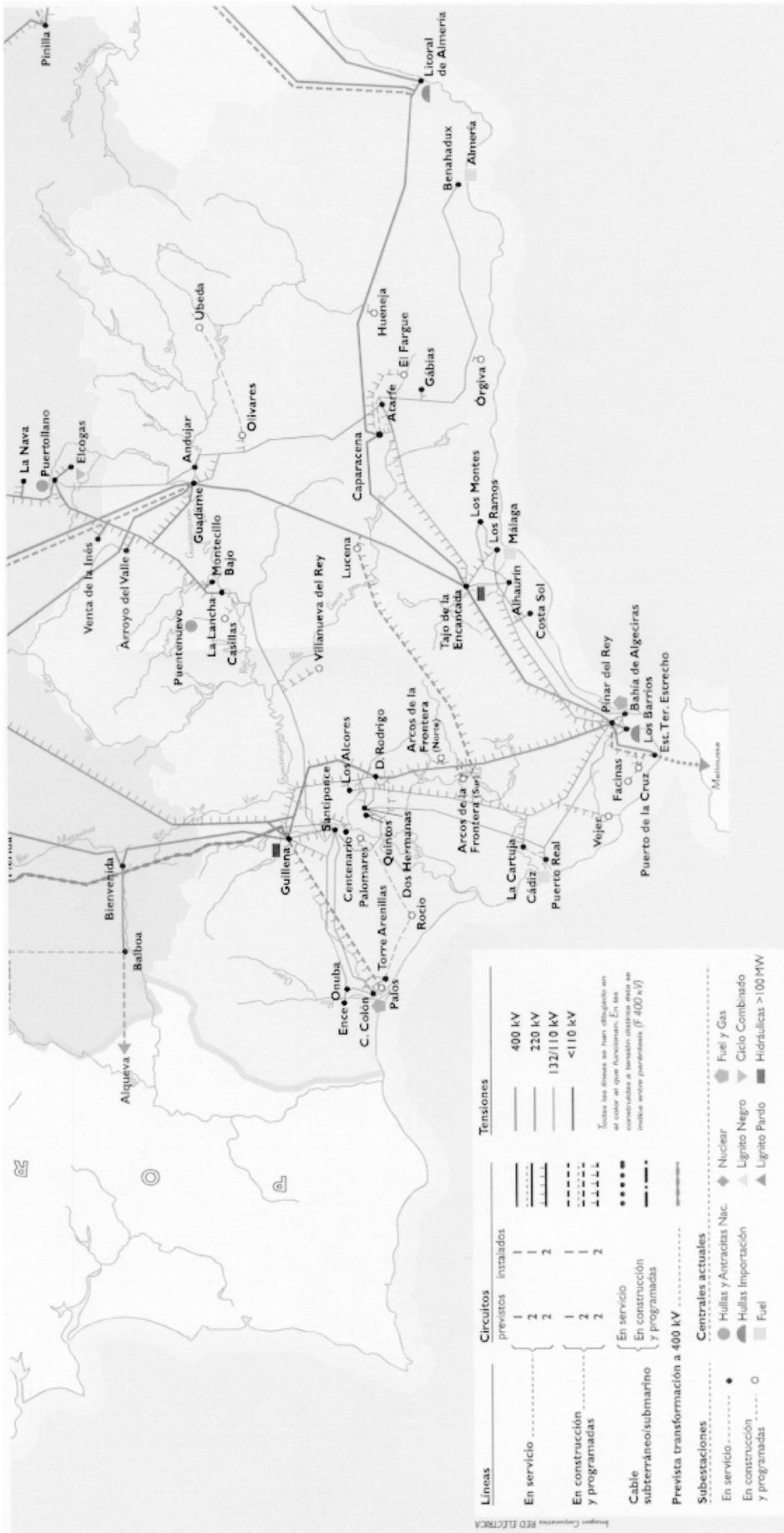
Como hechos más significativos, podemos reseñar los siguientes:

- Durante todo el período, la mayor parte de las provincias andaluzas poseen valores de TIEPI superiores a la media nacional consecuencia derivada, entre otros motivos, por tener una población rural elevada, con dificultades para su suministro.

- Se observan casos aislados en los que los valores de TIEPI se disparan al alza en algunas provincias. Detrás de estos repuntes están condiciones climatológicas adversas como temporales, inundaciones, etc., que afectan notablemente a la calidad del servicio eléctrico.

- En términos generales, se aprecia una disminución paulatina con el tiempo de los valores de TIEPI, que se evidencia más claramente en aquellas provincias con valores históricos elevados.

RED DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ANDALUCIA



Fuente: Red Eléctrica de España (www.ree.es)
Actualizada a 31.12.2000

Transporte y distribución de gas natural.

A finales del año 2000, la longitud de la red de transporte de gas natural en Andalucía era de 916,5 km, mientras que la red de distribución doméstico/comercial e industrial alcanzaba los 1.665,4 km.

A 31.12.2000, la infraestructura gasista en Andalucía comprende:

- Planta de recepción (atraque de buques metaneros), almacenamiento y regasificación de Huelva con una capacidad de almacenamiento de 160.000 m³ y gasificación de 440.000 Nm³/h, de los cuales 50.000 Nm³/h se emiten a la red de 16 bar y 390.000 Nm³/h a la red de 72 bar. En la actualidad se abastece de GNL procedente de Argelia, Libia, Australia, Qatar, Trinidad-Tobago y Nigeria.

La instalación referida suministra gas natural como materia prima a Fertilberia, en Palos de la Frontera, así como a otras industrias de la zona industrial de Huelva, incluida la central térmica «Cristóbal Colón», y a los clientes domésticos y comerciales de la capital. Asimismo, se abastece a la ciudad de Sevilla.

- Planta de regasificación de Málaga con una capacidad de almacenamiento de 318 m³ y gasificación de 2.500 Nm³/h.

- Plantas de regasificación de Almería, Guadix y Rota con capacidad de almacenamiento de 64 m³ y gasificación de 600 Nm³/h cada una.

- Planta de almacenamiento de Cádiz con una capacidad de 106 m³.

- Gasoducto Huelva-Sevilla, al que se encuentra conectada la planta de regasificación de Huelva. Este gasoducto, de 20" de diámetro, discurre en dirección Nordeste por las provincias de Huelva y Sevilla a lo largo de 88 km y con una presión de 72 bar.

- Ramal de 8" y 6,5 km que conecta el yacimiento de Marismas en el término municipal de Almonte con el gasoducto Huelva-Sevilla.

- Ramal de 6" y 5 km en las proximidades de Aznalcázar, en dirección Norte, que une el Yacimiento de Palancares con el gasoducto Huelva-Sevilla.

- Gasoducto Sevilla-Madrid de 26" que conecta en Dos Hermanas con el gasoducto Huelva-Sevilla. Atraviesa las provincias de Sevilla (63 km) y Córdoba (144 km).

- Estación de Compresión de Sevilla, que entronca los gasoductos Huelva-Sevilla y Sevilla-Madrid. Dispone de tres grupos turbocompresores con potencias unitarias de 4.340 CV.

- Yacimiento submarino de Poseidón en el Golfo de Cádiz.

- Yacimientos de Marismas y Palancares, en el Valle del Guadalquivir. Se encuentran en vías de agotamiento y serán reconvertidos en almacenamientos subterráneos en un futuro próximo.

- Yacimientos de Las Barreras y El Ruedo, en el Valle del Guadalquivir.

- Gasoducto Magreb-Europa, cuyo primer tramo en suelo español conecta el Estrecho de Gibraltar con Córdoba, transportando el gas desde los yacimientos de Hassi R'Mel en Argelia. El gasoducto, desdoblado en dos tuberías, cruza el Estrecho de Gibraltar a 400 m de profundidad desde Tánger hasta Tarifa. Este tramo, que se conoce por el Gasoducto Al Andalus, tiene una longitud de 47 km, se prolonga 275 (255 km de 48" y 19 km de 36") hasta Córdoba, donde se conecta con la Red Ibérica de Gasoductos.

Del tramo Tarifa-Córdoba partirán una serie de gasoductos y ramales que en la actualidad se encuentran en distintos grados de realización. Destacan el gasoducto Puente Genil-Málaga que conectará toda la zona de la Costa del Sol, y el gasoducto Málaga-Estepona prolongación del anterior.

El gasoducto Magreb-Europa tiene una capacidad nominal de transporte de 10.000 Mm³/año. Por su potencial energético este gasoducto introduce un factor clave en la creciente

diversificación de la estructura española de aprovisionamientos de gas natural.

- Gasoducto Córdoba-Campo Maior-Leiria, que conecta el gasoducto del Magreb con Portugal.

- Gasoducto al Campo de Gibraltar: Parte del gasoducto del Magreb atravesando la provincia de Cádiz de Occidente a Oriente y llega al polígono industrial de la Línea de la Concepción, al complejo petroquímico de Algeciras y a la central térmica de Algeciras. La longitud total es de 81 km en diámetros de 16" a 4".

- Gasoducto de Jerez. Tiene su inicio en el gasoducto del Magreb, y llega hasta el casco urbano de Jerez de la Frontera.

- Gasoducto Córdoba-Jaén-Granada. Su origen se encuentra situado en la conexión de los gasoductos del Magreb y el Sevilla-Madrid, en la localidad de Villafranca de Córdoba. La longitud total del gasoducto de transporte de diámetro de 16" y 10" es de 154 km, correspondiendo 29 km a la provincia de Córdoba, 96 km a la de Jaén y 29 km a la de Granada. De este gasoducto de transporte parten los tres ramales siguientes:

- Ramal Bailén-Linares, de 38 km.

- Ramal Mengíbar, de 6 km.

- Ramal a Jaén, de 18 km.

- Gasoducto Granada-Motril, de 68 km de longitud y 10" de diámetro, atiende los consumos industriales y de cogeneración de Motril.

- La red de distribución de gas natural (doméstico-comercial e industrial) alcanzaba a finales del año 2000 la cifra de 1.665,4 km.

La red de distribución industrial comprende instalaciones puestas en servicio o disponibles para efectuar suministros a empresas industriales con consumos superiores a 10 millones de termias/año, y afectan a los siguientes términos municipales:

PROVINCIA	TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS
Cádiz	Algeciras, Arcos de la Frontera, Cádiz, Jerez de la Frontera, La Línea, Los Barrios, San Roque y Tarifa
Córdoba	Cañete de las Torres, Montoro, Córdoba, Villafranca de Córdoba, Bujalance, Pedro Abad, Villa del Río, El Carpio, Baena y Valenzuela.
Granada	Granada, Armilla, Ojigares, Alhedín, Otura, Moclín, Colomera, Caparacena, Atarfe, Albolote, Peligros, Pulianas, Jun, Víznar y Maracena.
Huelva	Huelva y Palos de la Frontera.
Jaén	Jabalquinto, Menjíbar, Jaén, La Guardia de Jaén, Jamilena, Torre del Campo, Castillo de Locubín, Fuensanta de Martos, Andújar, Alcalá la Real, Guarromán, Bailén, Villanueva de la Reina, Torredonjimeno, Martos, Santiago de Calatrava, Villargordo y Linares.
Sevilla	Alcalá de Guadaira, Camas, Dos Hermanas, La Rinconada, Morón de la Frontera, Salteras, Santiponce, Sevilla y Valencina de la Concepción.

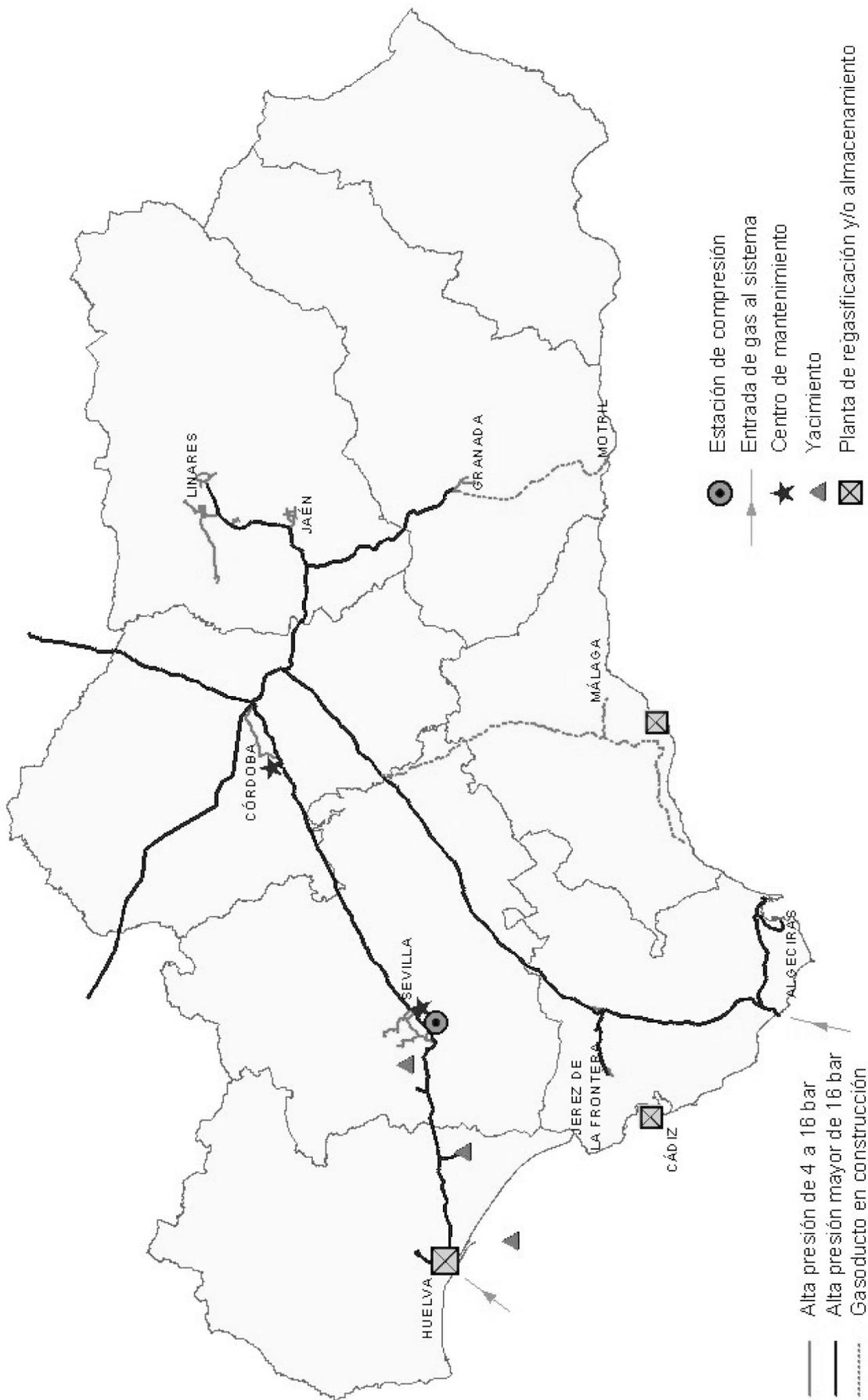
Fuente: Dirección General de Industria Energía y Minas de la Junta de Andalucía.

La red de distribución doméstico-comercial aglutina las acometidas realizadas a viviendas para usos domésticos, a los locales comerciales y establecimientos industriales con consumos inferiores a 10 millones de termias/año. En la siguiente tabla se muestra la distribución provincial de los municipios afectados.

PROVINCIA	TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS
Almería	Almería.
Cádiz	Cádiz, Rota (Urb. Costaballena) y Jerez de la Frontera.
Córdoba	Puente Genil y Córdoba.
Granada	Granada, Huétor Vega, Armilla, Maracena, Guadix y Baza.
Huelva	Huelva.
Jaén	Jaén, Linares, Bailén, Andújar, Martos.
Málaga	Torremolinos, Benalmádena, Málaga y Fuengirola.
Sevilla	Alcalá de Guadaira, Dos Hermanas, Sevilla y Tomares.

Fuente: Gas Andalucía SA y MEGASA.

INFRAESTRUCTURA GASISTA EN ANDALUCÍA A 31/12/2000



Infraestructura de productos petrolíferos.

La infraestructura logística cuenta con siete instalaciones de almacenamiento situadas en Huelva, Sevilla, Rota, San Roque, Málaga, Córdoba y Motril. En los puertos de Cádiz y Algeciras se encuentran sendas instalaciones de suministro a buques y en Sevilla, Córdoba, Jerez, Granada, Málaga y Almería otras tantas instalaciones aeroportuarias.

Los trazados de la red nacional de oleoductos que atraviesan la Comunidad Autónoma Andaluza son los denominados Rota-Zaragoza y Huelva-Sevilla-Málaga.

El oleoducto Rota-Zaragoza está formado en Andalucía por dos tramos distintos. El primero de ellos, el denominado Rota-Loeches-La Muela, atraviesa a su paso por Andalucía las provincias de Cádiz, Sevilla y Córdoba, con una longitud aproximada dentro de nuestra Comunidad Autónoma de 320 km. El segundo tramo, denominado Algeciras-Rota, transcurre por la provincia de Cádiz con una longitud de 108 km.

El oleoducto Huelva-Sevilla-Málaga consta de los siguientes tramos:

Tramo	Longitud (km.)	Diámetro (pulgadas)
Huelva-Coria-Sevilla	90	10
Arahal-Coria	44	12
Arahal-Morón (Base aérea)	2x7	8
Arahal-Málaga	133	10

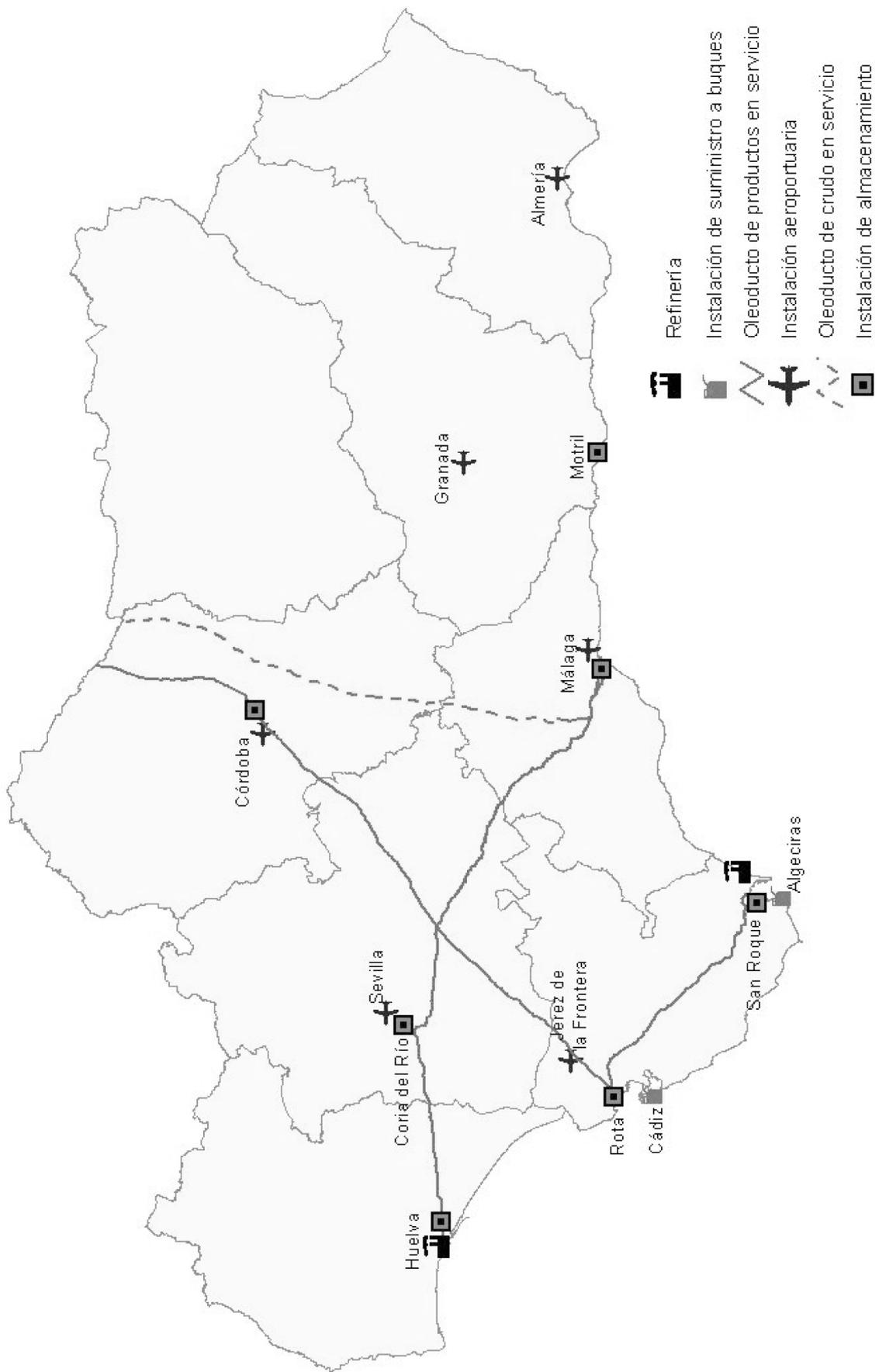
En la siguiente tabla se muestran las instalaciones de suministro a vehículos, de combustibles y carburantes, en establecimientos de venta al público en Andalucía en el año 2000.

PROVINCIA	Número
Almería	140
Cádiz	177
Córdoba	164
Granada	189
Huelva	104
Jaén	182
Málaga	195
Sevilla	329
Total	1.480

Las instalaciones para el suministro a barcos en puertos deportivos o de recreo eran:

PROVINCIA	Número
Almería	5
Cádiz	12
Granada	2
Málaga	5
Total	24

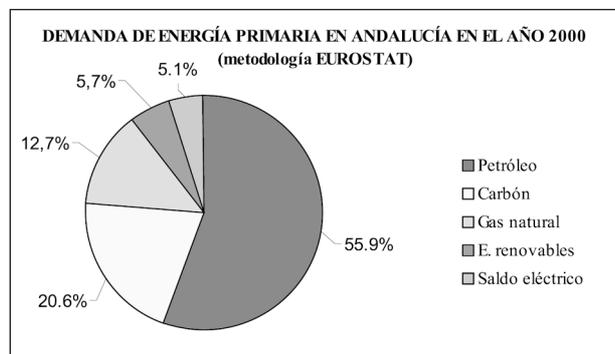
INFRAESTRUCTURA DE PRODUCTOS PETROLIFEROS



2.2. Consumo energético de Andalucía.

2.2.1. Demanda de energía primaria.

El consumo de energía primaria en Andalucía durante el año 2000 fue de 15.425,2 ktep.



Fuente: Elaboración propia.

Por fuentes de energía, destaca el consumo de petróleo, con 8.618,7 ktep, un 55,9% del total de la energía primaria demandada, fundamentalmente correspondiente a usos finales, ya que su peso en la estructura de generación eléctrica es poco significativo. En la siguiente tabla aparece desglosada la demanda por tipo de productos:

Gasolinas	1.396,4
Gasóleos	3.416,5
Querosenos	317,5
Fuelóleos	468,6
Pérdidas en refino	72,8
GLP	532,4
Autoconsumos de refinería	1.090
Otros (*)	1.324,5
TOTAL	8.618,7

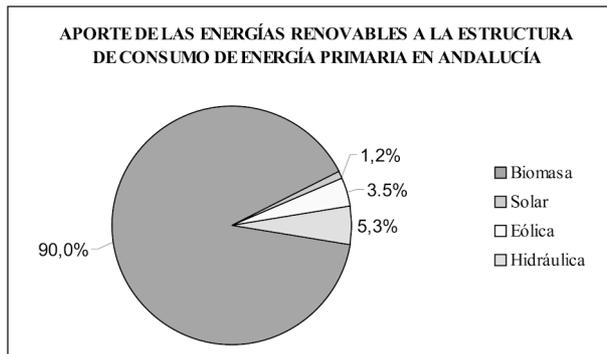
(*) Incluye bases y aceites lubricantes, asfaltos, coque y otros.

La demanda de carbón ascendió a 3.183,0 ktep, lo que representa el 20,6% del total. De esta demanda, el 97,8% fue consumido por las centrales térmicas de carbón ubicadas en nuestra Comunidad Autónoma. El 2,2% restante correspondió a los consumos en cementeras y otros usos que cada año van teniendo un menor peso por la sustitución con otros combustibles.

El aporte del gas natural a la estructura de consumo de energía primaria fue de 1.961,8 ktep, lo que supone un 12,7% del total. El consumo industrial de este combustible fue de 1.672,8 ktep (85,3%), de los cuales 1.297,9 ktep tuvieron fines energéticos, utilizándose el resto como materia prima en la síntesis de amoníaco. El consumo doméstico-comercial ascendió a 75,5 ktep y el de las centrales térmicas a 194,4 ktep. El resto correspondió al consumo en pequeños yacimientos con concesión en régimen especial para la generación eléctrica.

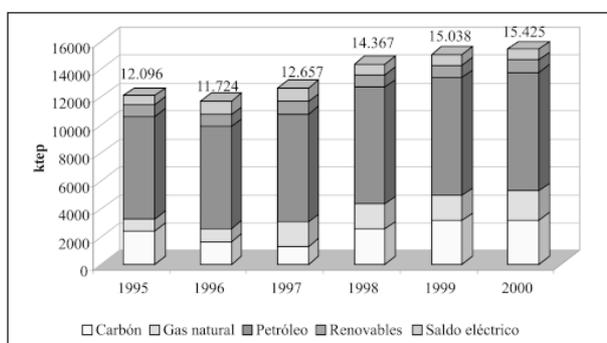
A pesar del aumento de la producción bruta de energía eléctrica en Andalucía, el saldo eléctrico ha sido importador, suponiendo un consumo de energía primaria de 785,4 ktep, un 5,1% del total.

Por último, indicar que las energías renovables alcanzaron durante el año 2000 los 876,3 ktep, un 5,7% del total de la demanda de energía primaria de la región. La biomasa aportó el 90,0% de esta cantidad con 788,7 ktep, seguida por la generación hidroeléctrica con el 5,3% (46,7 ktep). El 4,7% restante corresponde a las energías solar y eólica.



Fuente: IDAE (biomasa), Red Eléctrica de España (eólica e hidráulica) y elaboración propia (solar). Metodología: EUROSTAT.

La evolución del consumo de energía primaria en el período comprendido entre los años 1995 a 2000 es el que se indica a continuación:



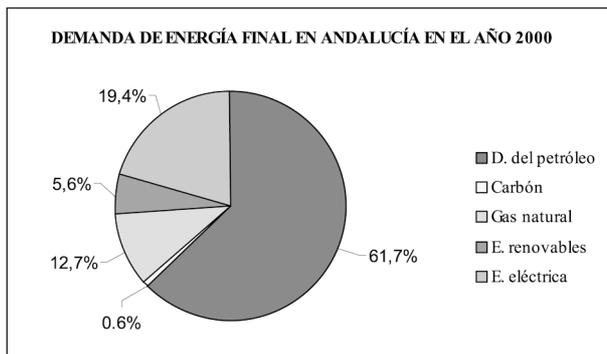
Metodología: EUROSTAT.

El incremento del consumo de energía primaria desde 1995, con las correcciones metodológicas pertinentes, ascendió a 3.329 ktep. Esto supone un crecimiento global del 27,5%, correspondiente a un incremento medio anual del 5,5%.

En este período se produjo un incremento muy importante en el consumo de gas natural (un 127,5%), debido fundamentalmente al aumento del consumo del sector industrial y a la generación eléctrica (tanto en centrales termoeléctricas convencionales como en cogeneración) con este combustible. Las aportaciones de las energías renovables y del petróleo se han visto incrementadas en este período en un 0,6% y un 17,9% respectivamente. Las importaciones crecieron en un 23,7% respecto al año 1995.

2.2.2. Demanda de energía final.

El consumo de energía final en Andalucía en el año 2000 ascendió a 11.569,3 ktep.



Metodología: EUROSTAT. Fuente: Elaboración propia.

La demanda final de productos petrolíferos alcanzó los 7.136,2 ktep, lo que representa el 61,7% del total de la energía final demandada. En esta cantidad se incluyen aquellos derivados del petróleo consumidos con fines no energéticos.

En orden de magnitud, le sigue el consumo de energía eléctrica, que en el año 2000 fue de 2.244,5 ktep, el 19,4% del total. La distribución eléctrica a abonados supuso el 96,8% de esta cifra, correspondiendo el resto a los autoconsumos de las centrales pertenecientes al régimen especial.

El consumo final de carbón es cada vez menor, concentrándose fundamentalmente en las fábricas de cemento existentes en la Comunidad Autónoma Andaluza, si bien, en los últimos años se está produciendo en dichas industrias la sustitución del carbón por otros combustibles, principalmente coque de petróleo. Igualmente, y por el mismo motivo, continúa descendiendo la demanda de carbón en el sector doméstico. El consumo final ascendió a 71,4 ktep, un 0,6% del total.

Durante el año 2000 el consumo final de gas natural se situó en 1.468,3 ktep, lo que representa un 12,7% de la energía final demandada. Se incluye en esta cantidad aquellas partidas destinadas a usos finales no energéticos (materia prima para la síntesis de amoníaco).

El porcentaje correspondiente a las energías renovables en el total de energía final consumida durante el año 2000 fue del 5,6%, alcanzando la cifra de 648,9 ktep. La mayor parte de este consumo tiene su origen en la biomasa como uso final térmico, que aportó 638,7 ktep, proviniendo el resto de la energía solar térmica.

El transporte es el sector con mayor demanda energética, con el 38,0% (4.401,3 ktep) del total de la energía final consumida en Andalucía, seguido muy de cerca por la industria, que aglutina el 36,5% del total con 4.225,6 ktep.

A una distancia considerable se encuentran el resto de sectores, encabezados por el residencial, con una demanda de 1.467,7 ktep (12,8%). Cierran la clasificación sectorial los servicios y agricultura y pesca, con cuotas respectivas de consumo del 6,5% (747,1 ktep) y 6,2% (712,2 ktep).



Fuente: Elaboración propia.

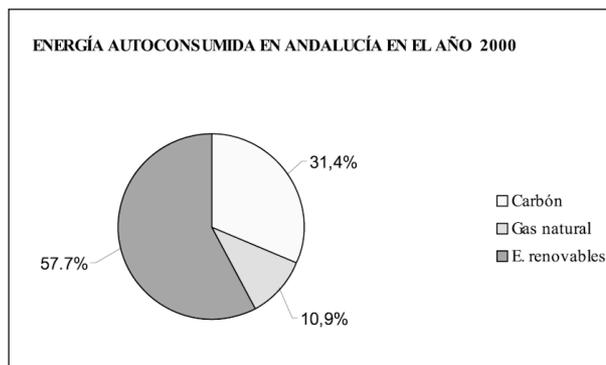
2.2.3. Autoabastecimiento energético.

La cantidad de energía primaria generada en Andalucía ascendió en el año 2000 a 1.920,4 ktep. De esta cantidad, 1.517,1 ktep fueron consumidos dentro de la Comunidad Autónoma Andaluza.

Por fuentes de energía, la mayor aportación a la estructura de consumo de energía primaria andaluza provino de las

energías renovables, especialmente de la biomasa, con 876,3 ktep. Le siguió el carbón procedente de las excavaciones de la cuenca del Guadiato en la provincia de Córdoba, que aportaron 475,9 ktep. El resto (164,9 ktep) provino de los yacimientos de gas natural situados en las provincias de Huelva y Sevilla, así como de las exploraciones existentes en el Golfo de Cádiz.

Teniendo en cuenta el consumo total de energía primaria durante el año 2000, el grado de autoabastecimiento en la Comunidad Autónoma Andaluza alcanzó el 9,8%.



Fuente: Elaboración propia.

2.2.4. Sistema eléctrico: cobertura de la demanda y autoproducción.

La demanda de energía eléctrica en barras de alternador del sistema andaluz durante el año 2000 ascendió a 30.149 GWh.

La cobertura de esta demanda se ha realizado con producción procedente de las centrales pertenecientes al régimen ordinario, que han aportado el 55,7% (16.789 GWh), con energía adquirida al régimen especial de generación, que ha contribuido con el 14,0 % (4.228 GWh) y con el saldo importador de energía, que ha cubierto el 30,3% restante.

La producción neta de las centrales del régimen ordinario en el año 2000, una vez descontados de la producción en barras de alternador los consumos propios y los consumos en bombeo, se ha elevado a 15.437 GWh.

La generación hidroeléctrica perteneciente al régimen ordinario fue de 475,5 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 459,5 GWh. Los consumos en este tipo de centrales ascendieron a 663 GWh.

Las centrales de carbón han producido 14.195 GWh, predominando el uso del carbón de importación con el que se generó el 85,2% de esta cantidad. El carbón nacional, procedente de los yacimientos de la cuenca del Guadiato, se utilizó para producir el 14,8% restante.

En el año 2000, los grupos de fuel y mixtos produjeron 1.659 GWh, de los que 774 GWh se generaron con fuelóleo y 885 GWh con gas natural.

La energía bruta producida por el régimen especial ascendió a 4.228 GWh, de los que 3.385 GWh fueron puestos en la red y 843 GWh autoconsumidos.

La energía vertida a red procedente de fuentes no renovables fue de 2.765 GWh, en su mayor parte excedentes de la cogeneración. Las energías renovables (excluida la gran hidráulica) vertieron 620 GWh.

La energía eléctrica bruta producida con fuentes renovables (incluida la gran hidráulica y la solar fotovoltaica aislada) fue de 1.102 GWh, un 5,2% de la producción bruta andaluza.

El cociente entre la producción bruta en Andalucía y la demanda bruta de energía eléctrica revela la tasa de autoproducción eléctrica, que en el año 2000 se situó en el 69,7%.

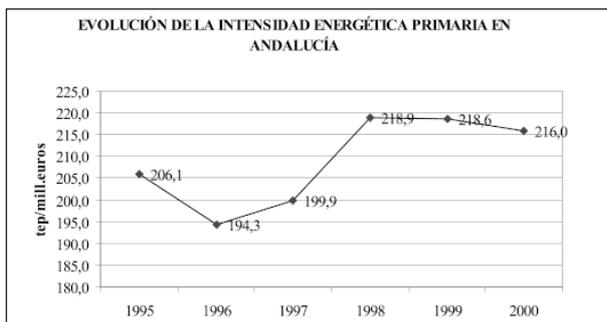
En la siguiente tabla se muestra el balance eléctrico andaluz en el año 2000.

PRODUCCIÓN BRUTA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh)	16.789
Hidráulica	475,5
Bombeo	459,5
Centrales de carbón nacional	2.102
Centrales de carbón importado	12.093
Centrales bicombustible fuelóleo	774
Centrales bicombustible gas natural	885
Ciclos combinados	0
Consumo en generación hidráulica	27,1
Consumos en generación térmica	661,9
Consumos del bombeo	663
PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh)	15.437
ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL (GWh)	3.385
Eólica	358
Hidráulica	91
Solar fotovoltaica	0
Termosolar	0
Cogeneración	2.694
Biomasa	171
Otros residuos	71,0
Energía autoconsumida por el régimen especial (GWh)	836,5
Energía solar fotovoltaica aislada (GWh)	6,5
PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWh)	21.018
PRODUCCIÓN NETA TOTAL (GWh)	18.822
Saldo de intercambios de energía eléctrica (GWh)	9.132
DEMANDA BRUTA (GWh)	30.149
Pérdidas en transporte y distribución	2.697
DEMANDA NETA (GWh)	25.257
TASA DE AUTOPRODUCCIÓN ELÉCTRICA	69,7%

2.2.5. Otros indicadores energéticos.

Intensidad energética primaria y eficiencia energética.

La intensidad energética primaria en Andalucía en el año 2000 fue de 216,0 tep/millones de euros. El periodo comprendido entre los años 1996 y 1998 se caracteriza por unas tasas de crecimiento del consumo energético de la Comunidad Autónoma Andaluza superiores a las presentadas por el PIB, y por tanto por una evolución ascendente de la intensidad energética primaria. Esta tendencia se estabiliza e incluso, durante el año 2000 pasa a ser decreciente como consecuencia de un menor crecimiento del consumo energético frente al PIB. La evolución de la intensidad energética se muestra en la siguiente gráfica.



PIB: Fuente Instituto Nacional de Estadística.

La eficiencia energética, cociente entre la energía final consumida y la demanda de energía primaria, alcanzó 75,0% durante el año 2000.

Consumo per cápita de energía.

El consumo de energía primaria per cápita en Andalucía viene aumentando en los últimos años, pasando de 1,65 tep/hab en 1995 a 2,10 tep/hab en 2000, lo que supone un incremento medio anual de un 5,45%. La demanda per cápita de energía final durante el año 2000 fue de 1,6 tep/hab.



Nota: El último dato de población corresponde al publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) en la revisión del padrón de habitantes de 1998. Según la legislación vigente, el próximo censo de población se llevará a cabo en el año 2001. La población andaluza en el año 2000 se ha supuesto igual a la del año 1999.

3. OBJETIVOS ENERGETICOS

3.1. Análisis de la situación energética de Andalucía.

En los últimos años se viene produciendo en Andalucía un crecimiento económico que está suponiendo la paulatina equiparación de nuestra Comunidad Autónoma con los estándares del conjunto nacional. Uno de los motivos de este avance ha sido el enorme desarrollo de la infraestructura energética en la región.

Alcanzar este escenario ha sido posible gracias al esfuerzo conjunto de las compañías del sector energético que operan en Andalucía y de la Administración Pública, las cuales se han constituido en las herramientas básicas de este desarrollo.

Cuando a principios del año 1995 se publica el Plan Energético de Andalucía (PLEAN), el Gobierno de la Junta de Andalucía apuesta por conseguir para nuestra región un sistema energético que, satisfaciendo las necesidades energéticas de los ciudadanos, tanto en cantidad como en calidad, mantuviese las condiciones del entorno físico en una situación que permitiera la vida y otras actividades a las generaciones futuras.

Una vez identificada la situación energética andaluza, condicionada por la elevada superficie y población a atender, por la carencia de recursos energéticos convencionales y, en fin, por los reducidos ratios de consumo per cápita e infraestructura energética con respecto al conjunto de España, el PLEAN marcó unos objetivos de actuación que han ido precisamente a paliar estos déficits, y que pueden resumirse en el siguiente axioma:

«Conseguir un sistema energético andaluz: racional, controlado, diversificado, renovable y respetuoso con el medio ambiente».

Para conseguir este objetivo marco, se requiere el cumplimiento de los siguientes objetivos generales:

- Concienciación ciudadana en beneficio de pautas de ahorro energético en todas sus facetas.
- Mejora de la eficiencia energética, tanto en los sistemas de producción, como en los de transporte y consumo.
- Aprovechamiento al máximo de las fuentes energética autóctonas, sobre todo las renovables, aisladas o a través de sistemas mixtos con las convencionales.
- Elaboración y exigencia de cumplimiento de una adecuada legislación y normativa que limite el impacto ambiental del uso de la energía.

El PLEAN 1995-2000 planteó para su ejecución cuatro grandes apartados o líneas de actuación:

1. Infraestructura eléctrica.

En este apartado se expusieron las principales actuaciones propuestas en generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el cuádruple objetivo de: mejorar el suministro eléctrico, en cantidad y calidad, de los andaluces;

augmentar el nivel de autogeneración eléctrica; augmentar la eficiencia energética de la generación eléctrica (principalmente con sistemas de cogeneración); y reducir el impacto ambiental asociado a la generación eléctrica.

2. Infraestructura gasista.

En infraestructura gasista, se propuso un aumento significativo de nuestra red de gas, procurando que la misma abasteciese al mayor número posible de consumidores, fomentando el empleo de este combustible en la generación de electricidad (fundamentalmente, en sistemas de cogeneración) y, propiciando, en definitiva, que Andalucía equiparara sus consumos de gas natural a los del resto de España.

3. Fomento de las energías renovables.

El PLEAN 1995-2000 presta especial atención al fomento de las energías renovables, dadas las especiales ventajas que para Andalucía tiene el uso de las mismas.

Para el fomento de la energía solar térmica a baja temperatura, así como para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica aislada, se adopta el programa PROSOL.

En energía eólica, se establece una clara apuesta por esta forma de energía, mientras que para la energía hidráulica, se fomenta asimismo el uso de los recursos existentes en la región. Por último, en biomasa, se apuesta por el uso de la misma como energía final y como fuente de generación de electricidad, prestando especial atención a los proyectos de aprovechamiento de la biomasa proveniente del olivar y de la industria oleícola.

4. Racionalización energética.

En ahorro y eficiencia energética, se apuesta por presentar programas de actuación relacionados con todos los sectores de actividad, destacando las actuaciones previstas en la industria, en el sector hotelero, el hospitalario y el de oficinas, así como en el sector del transporte y el de viviendas, con especial atención en este último caso a la calificación energética.

Después de los cinco años de trabajo comprendidos en el período de vigencia del PLEAN, la situación energética de Andalucía ha mejorado sustancialmente: se ha conseguido ocupar el primer puesto en España en instalación de paneles solares térmicos a baja temperatura (casi la mitad de los colectores solares instalados en España en este período lo fueron en Andalucía), así como en energía solar fotovoltaica y en biomasa.

En equipos de cogeneración, Andalucía ocupa asimismo un lugar privilegiado dentro del panorama nacional, destacando el importante crecimiento de la infraestructura eléctrica y gasista de la región en estos años.

Todo lo anterior, ha supuesto que la Comunidad Autónoma haya acertado significativamente sus ratios energéticos con respecto a la media nacional. En el período 1995-2000 el consumo de energía primaria per cápita nacional se incrementó en un 23,6%, siendo este incremento en Andalucía del 27,1%.

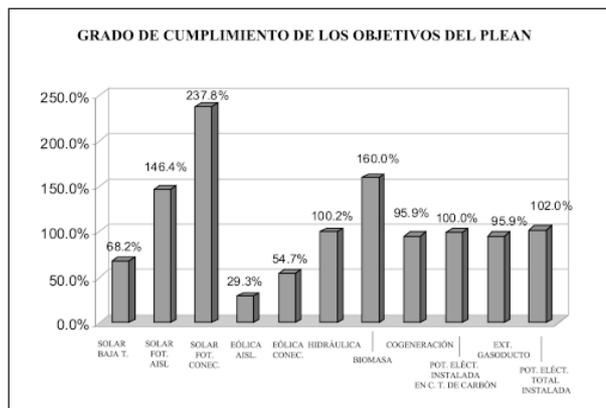
En lo que respecta a la intensidad energética primaria, Andalucía, con 226,2 tep/millones de euros, emplea una menor cantidad de energía primaria por unidad de producción que la media nacional (235,5 tep/millones de euros) en el año 1999 y por tanto una mayor eficiencia energética.

La suma de las longitudes de las redes de transporte y distribución de gas natural en Andalucía a finales de 1999 era de 2.337,5 km, un 6,8% del total nacional (34.513 km). En la siguiente tabla se muestran los indicadores de la red de gas respecto a la población y a la superficie, tanto en Andalucía como en España.

Indicador	Andalucía	España
Longitud de la red (m)/habitantes	0.32	0.86
Longitud de la red (km.)/ km ²	0.027	0.068

La calidad de suministro eléctrico mejoró ostensiblemente en el período de vigencia del Plan Energético. El Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión (TIEPI) en Andalucía, pasó de 4,35 en 1994 a 3,2 en 1999, valor muy cercano al de la media nacional que en este último año fue de 3,1. Además de la mejora de este indicador, se modernizaron las instalaciones de unos 100.000 habitantes con la estandarización del suministro eléctrico a 380/220V y se amplió y mejoró la electrificación de zonas rurales y de incipiente desarrollo económico.

En el siguiente gráfico se incluye el grado de cumplimiento de algunos objetivos estratégicos marcados en el Plan Energético de Andalucía 1995-2000.



El logro de la mayoría de los objetivos marcados (en algunos casos con cifras muy superiores a las previstas), debe suponer un incentivo para emprender todo lo que aún queda por hacer en Andalucía, constituyendo el Plan Energético 2001-2006 un primer paso de esta tarea.

3.2. Objetivos del plan.

En línea con los objetivos que planteaba el Plan Energético anterior, este nuevo PLEAN persigue como objetivo marco propiciar un sistema energético andaluz:

Suficiente y más justo socialmente.

- Procurando que las diversas formas de energía lleguen, en cantidad y calidad, a todo el territorio andaluz.
- Fomentando el acceso a condiciones de confort a usuarios de baja renta.
- Igualando los niveles de calidad energética entre las distintas zonas y provincias andaluzas.

Más respetuoso con el medio ambiente.

- Empleando sistemas de generación eléctrica más limpios y eficientes:
 - La cogeneración.
 - Las energías renovables.
 - Los ciclos combinados con gas natural.
- Evitando las consecuencias, tanto sociales como medioambientales, derivadas de una excesiva concentración territorial de fuentes de generación eléctrica.
- Fomentando el ahorro y la eficiencia energética.

Más eficiente.

- Reduciendo la cantidad de energía primaria necesaria para obtener una unidad de energía final, como consecuencia:
 - Del aumento de los sistemas de cogeneración.
 - De la instalación de ciclos combinados a gas natural, de alta eficiencia eléctrica.

- Diseñando políticas de ahorro y eficiencia energética en el lado de la demanda (unidades finales de consumo).

- Articulando los mecanismos que permitan una mayor coordinación y cooperación entre las administraciones competentes, así como agilizando los trámites administrativos necesarios para el normal desarrollo de la actividad.

Más diversificado.

- Fomentando el empleo de energías renovables.
- Potenciando el consumo de gas natural, como alternativa a otros combustibles fósiles.

Más estable.

- Distribuyendo la infraestructura energética (generación, almacenamiento, transporte y distribución) por todo el territorio andaluz.

- Mejorando la calidad del sistema energético (reducción de los tiempos de interrupción eléctrica, fomento de infraestructuras).

Más autónomo.

- Fomentando el empleo de las energías renovables.
- Procurando el consumo de combustibles fósiles autóctonos, frente a los de importación.

Para conseguir este objetivo marco, el Plan Energético de Andalucía 2001-2006 estructura las actuaciones en cuatro grandes apartados: fomento de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, e infraestructura de transporte y distribución gasista.

3.2.1. Fomento de las energías renovables.

En el capítulo de análisis del entorno energético, y dentro del apartado titulado «La problemática medioambiental mundial», se ponen de manifiesto los perjuicios derivados del uso de las energías convencionales y la creciente preocupación de los organismos internacionales en este sentido.

Con objeto de hacer frente a la escalada de emisiones contaminantes, en 1997 se aprueba el Protocolo de Kioto, firmado por España junto al resto de la Unión Europea en 1998.

Para hacer frente a los compromisos del Protocolo se hace necesaria la participación masiva de las fuentes de energía renovables. La Unión Europea apuesta firmemente por estas energías como queda reflejado en el Libro Verde «Energía para el futuro: fuentes de energías renovables» y en el Libro Blanco «Una política energética de la UE».

También en el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» se afirma con rotundidad que la Unión Europea no puede permitirse el lujo de desaprovechar los recursos renovables para aumentar el autoabastecimiento y la diversificación energética.

Con estas premisas, el Gobierno Andaluz ratifica el compromiso de contribuir de manera efectiva a la consecución de los objetivos marcados por el Libro Blanco.

De acuerdo con lo anterior, el objetivo básico marcado en el apartado de fomento de las energías renovables dentro del PLEAN 2001-2006, es:

Dejar trazado el camino para que el 15% de la energía total demandada por los andaluces en el año 2010 tenga su origen en fuentes renovables, obteniendo en el año 2006 una cifra significativa de este 15%, a la vez que marcando la senda para que en los años posteriores se pueda dar cumplimiento a dicho objetivo.

3.2.2. Ahorro y eficiencia energética.

Dado el poco margen de actuación del que dispone Andalucía del lado de la oferta energética, y paralelamente a las indicaciones de la Unión Europea en el Libro Verde, se hace necesario trabajar intensamente en políticas de demanda, es decir, en propiciar el ahorro y los usos eficientes de la energía.

Dentro de esta línea, los objetivos de este Plan Energético son:

Obtener un ahorro energético sobre el consumo tendencial de energía primaria del 4,07% en el año 2006, con un horizonte de ahorro del 7,5% en el año 2010.
- Promulgar la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética y para el Fomento de las Energías Renovables.

3.2.3. Infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Generar, al menos, toda la electricidad que consume nuestra región es uno de los objetivos del Gobierno Andaluz para los próximos años. Para ello se propiciará la instalación tanto de centrales térmicas con combustibles fósiles como de plantas de generación con fuentes renovables.

Al primer grupo pertenecen las nuevas centrales de ciclo combinado a gas que reducen notablemente las emisiones contaminantes y cuentan con una eficiencia energética en torno al 55%. Asimismo, se potenciará la sustitución progresiva de las centrales bicombustible (fuel/gas) existentes en la región, de baja eficiencia energética y alto impacto ambiental, por las ya mencionadas centrales de ciclo combinado a gas natural.

Dentro del segundo grupo se hará un importante esfuerzo para incrementar la potencia eléctrica con instalaciones renovables, fundamentalmente en plantas eólicas, en centrales que utilicen la biomasa como combustible y en centrales termosolares.

Por otra parte, en lo que respecta al transporte y distribución de energía eléctrica, se intensificarán las acciones dirigidas a equiparar los estándares de calidad eléctrica de Andalucía a los del conjunto del Estado español, a la vez que hacer posible la evacuación de toda la electricidad generada en la región, tanto de fuentes convencionales (ciclos combinados), como de las energías renovables (energía eólica y biomasa sobre todo).

Se propiciarán mecanismos de modernización y mejora de la infraestructura eléctrica de distribución y se llevarán a cabo las acciones necesarias para garantizar la calidad del servicio por parte de las empresas distribuidoras, introduciendo medidas legislativas y de control para la consecución efectiva de este objetivo.

De acuerdo con lo anterior, los objetivos marcados en el capítulo de infraestructura eléctrica son los siguientes:

- Conseguir, al menos, la autogeneración eléctrica en el año 2006 con los márgenes de operatividad y cobertura exigidos por el sistema, con los objetivos de potenciar el desarrollo económico incrementando el valor añadido en Andalucía, mejorar los niveles de tensión, fomentar la eficiencia en pérdidas e incrementar la calidad de servicio eléctrico derivada de una mayor potencia de cortocircuito.
- Equiparar los estándares de calidad de servicio en Andalucía a los del conjunto nacional.
- Seguir mejorando la infraestructura de transporte y distribución eléctrica de Andalucía, de forma que se garantice la evacuación y el transporte de toda la electricidad generada.

3.2.4. Infraestructura gasista.

El gas natural se ha constituido en una opción muy favorable para reducir la actual dependencia del petróleo. Su alta eficiencia y las menores emisiones generadas en su combustión, unido al desarrollo industrial del que suele ir acompañado el desarrollo de la red de gas natural, acrecentan el interés por su utilización.

En este contexto, los objetivos marcados en el apartado de infraestructura gasista son los siguientes:

- Estar en disposición de suministrar gas natural al 90% de la población que reside en los núcleos de más de 20.000 habitantes.
- Llegar con gas natural canalizado a las ocho provincias andaluzas.

Además de los objetivos sectoriales antes enumerados, deben incluirse también, como instrumentos básicos para el cumplimiento y el desarrollo del Plan, los dos siguientes:

- Promulgación de la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética para el Fomento de las Energías Renovables.
- Creación de la Agencia Andaluza de la Energía.

4. PREVISIONES DEL CONSUMO.

4.1. Escenarios europeo, nacional y andaluz.

La selección de posibles evoluciones futuras y su integración en la configuración de escenarios constituye un punto de capital importancia para el análisis del conjunto de un plan energético.

En este capítulo se aborda la compleja tarea de hacer una prospección de la demanda energética en Andalucía para los próximos seis años con una proyección hasta 2010. La incertidumbre actual en algunos de los parámetros que afectan directamente a las pautas de consumo, tales como los precios internacionales de productos energéticos, la liberalización de los mercados, la mayor o menor acogida de políticas del lado de la demanda, conjuntamente con el riesgo habitual que conlleva una proyección a futuro, hace que los resultados de este análisis deban tomarse con cierta reserva.

Las hipótesis adoptadas se sustentan fundamentalmente en el análisis detallado de la tendencia de la estructura energética andaluza en los últimos años, así como de informes de fuentes diversas sobre situaciones futuras de demanda y precios, y de las simulaciones llevadas a cabo a los niveles nacional y europeo.

A continuación se analizan los escenarios de referencia junto a los propuestos para Andalucía.

4.1.1. Escenario europeo.

La Unión Europea propone cuatro escenarios que se comentan brevemente:

- Battlefield: escenario de confrontación, contradicciones e inestabilidad, con fragmentación en bloques y con tensiones entre ellos.

- Forum: escenario con fuerte cooperación internacional y acción de las instituciones nacionales e internacionales de cara a la defensa de los intereses generales.

- Hipermarket: escenario de mínima intervención pública y predominio de las fuerzas de mercado y de la libertad comercial. Liberalización y privatización.

- Convencional Wisdom: es un escenario continuista, con la evolución más probable de los acontecimientos.

4.1.2. Escenario nacional.

El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, analiza dos escenarios denominados: Tendencial y Ahorro Base.

Ambos comparten proyecciones de población y de crecimiento económico, tanto en el nivel agregado como en el desglose sectorial, mientras que presentan diferencias en las hipótesis de evolución de los precios internacionales de la energía y en las actuaciones encaminadas a una mayor eficiencia energética y protección ambiental.

El escenario Tendencial proyecta hacia el futuro las pautas de consumo que se han venido registrando durante los últimos años, adaptándolas en función de variables básicas de escenario, como los precios energéticos, la población o el crecimiento económico, así como de los cambios que se estima se producirán de forma autónoma, sin modificaciones significativas de las políticas de eficiencia energética o medioambiental. Este escenario no supone, por tanto, una extrapolación a futuro de los consumos del pasado, sino una continuidad en el tipo de actuaciones y apoyos públicos a la eficiencia energética, el medio ambiente y la innovación tecnológica.

El escenario Ahorro Base, manteniendo el crecimiento económico y la población del Tendencial, contempla, sin embargo, una intensificación con respecto al pasado de las actuaciones en materia de eficiencia energética, no sólo por los mayores precios del petróleo y de las principales materias primas energéticas, sino también por la necesidad de inducir políticas más activas de eficiencia energética, protección medioambiental y desarrollo tecnológico desde las Administraciones Públicas, así como de un mayor compromiso social en estas materias.

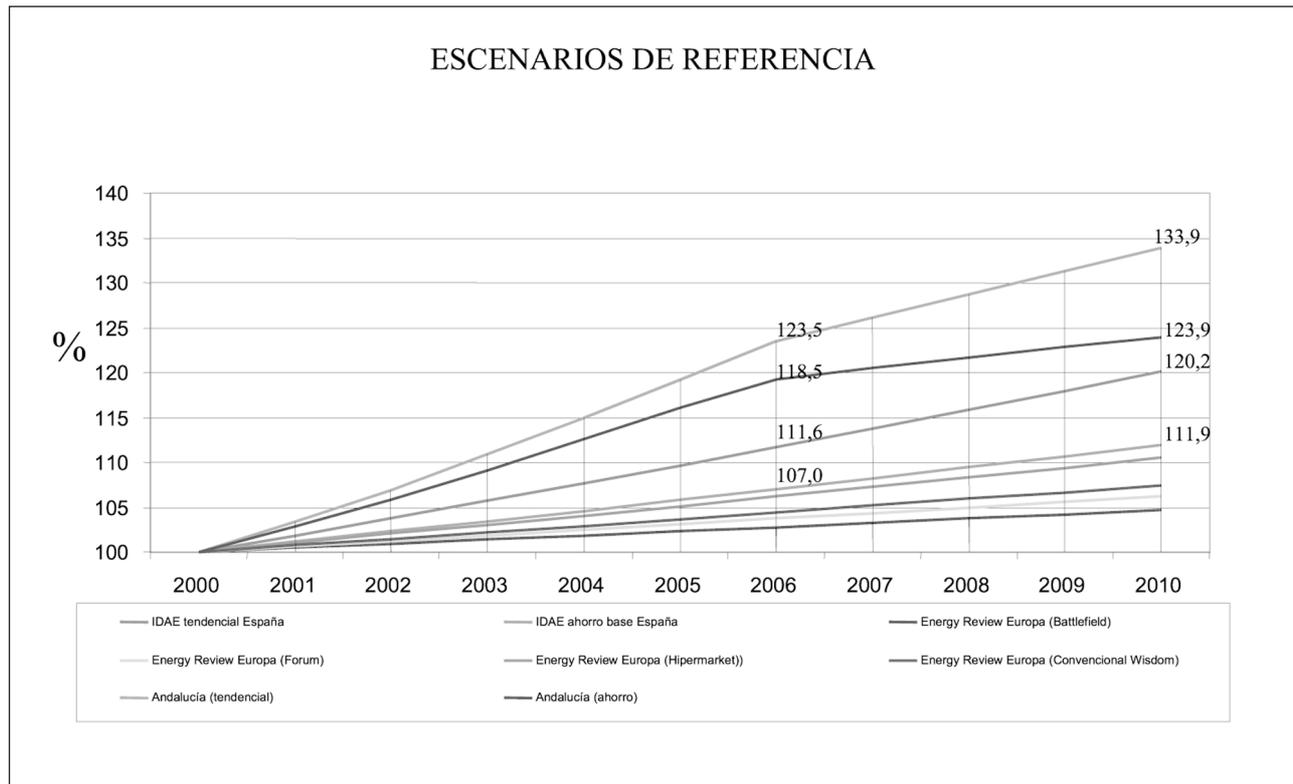
4.1.3. Escenario andaluz.

La realidad energética andaluza es distinta a la nacional y a la europea. En la Unión Europea, los estándares de consumo energético han alcanzado ya cotas elevadas. España se está aproximando paulatinamente a estos valores, encontrándose en la actualidad en unos niveles cercanos a la media Comunitaria.

Andalucía se sitúa por debajo de los estándares nacionales y, por tanto, de los europeos. Esta diferencia, junto al importante desarrollo de nuestra Comunidad Autónoma en los últimos años, hace que se produzcan crecimientos anuales de la demanda energética más acusados que en las dos zonas geográficas de referencia.

Teniendo en cuenta estas circunstancias y al análisis de la situación energética actual, se han propuesto para Andalucía dos escenarios para los próximos años: uno tendencial y otro de ahorro sobre el consumo tendencial. La filosofía es muy parecida a la propuesta realizada para el conjunto español por el IDAE, diseñando un escenario que contempla una continuidad de las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia llevadas a cabo hasta la fecha y otro en el que estas acciones se intensifican.

Evolucionar según la senda marcada por el escenario de ahorro sobre la demanda tendencial constituye un reto de primera magnitud, imprescindible para la consecución del objetivo de alcanzar el 15% de la cobertura de energía primaria con fuentes renovables. Los resultados obtenidos para Andalucía, que posteriormente se comentarán en detalle, se comparan con los escenarios proyectados para España y la Unión Europea en el siguiente gráfico.



Nota: Elaboración propia.
 Fuentes: «Plan de fomento de las Energías Renovables de España». Ministerio de Industria y Energía y «European Energy to 2020: a scenario approach» Comisión Europea.

Se observa cómo el escenario tendencial y el de ahorro previstos para Andalucía son superiores a los previstos para España y la Unión Europea. Esta diferencia se debe, en primer lugar, al mayor crecimiento energético de nuestra región como consecuencia del mayor esfuerzo que debe realizar para converger con el resto de España y Europa, dada su situación de partida de menor desarrollo económico. En segundo lugar, y a tenor de la experiencia obtenida hasta el presente, las hipótesis de crecimiento contenidas en el PLEAN han ajustado las previsiones de la demanda a escenarios más realistas, evitando los desfases y desviaciones observadas en la planificación de otras instituciones.

4.2. Evolución del consumo energético en el escenario tendencial.

Como se ha comentado anteriormente, el escenario tendencial refleja una evolución continuista, al que se llega manteniendo las acciones de ahorro y eficiencia energética actuales en los próximos años.

4.2.1. Evolución de la demanda de energía primaria.

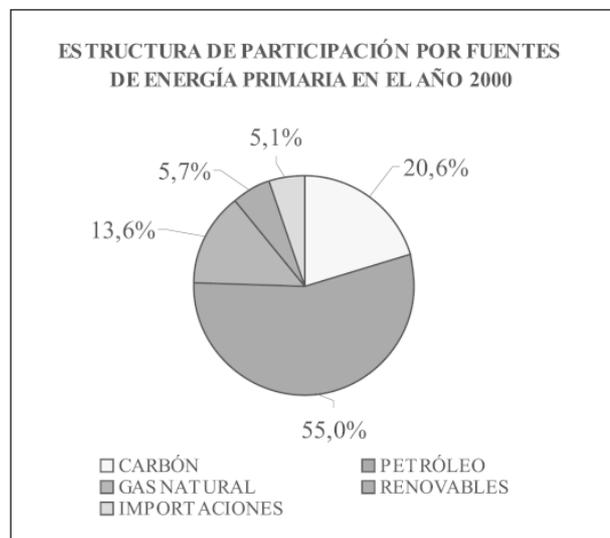
El incremento previsto en el consumo de energía primaria en Andalucía en el período 2001-2006 se cifra en un 23,5% (3.629,1 ktep), alcanzado un aumento del 33,9% si se proyecta hasta el año 2010, lo que supone pasar de los 15.425,2 ktep actuales a 20.661,4 ktep en diez años.

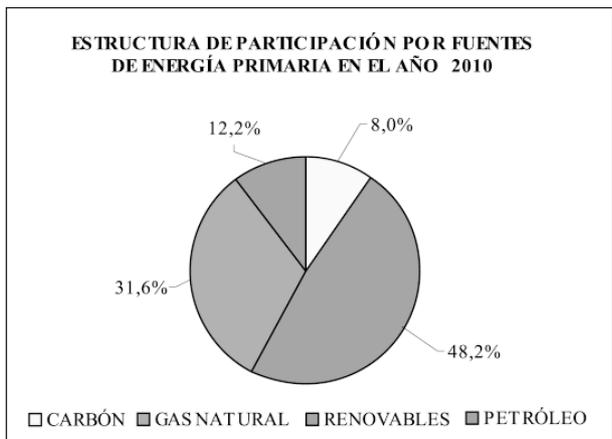
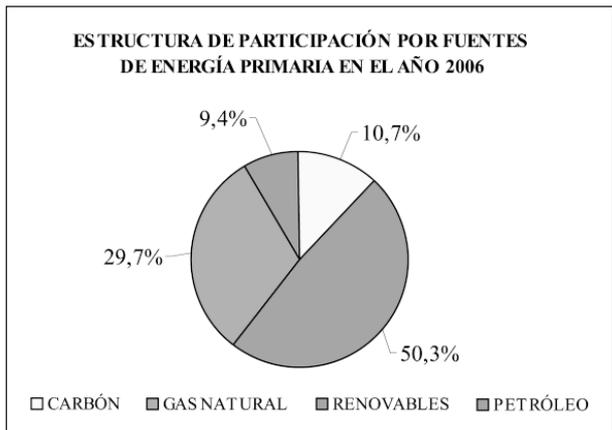
En la siguiente tabla se muestra la línea del balance energético correspondiente al consumo interno de energía primaria en Andalucía en los años antes mencionados.

	Carbón	Petróleo	Gas natural	E. renovables	Saldo eléctrico	TOTAL
2000	3.183,0	8.618,7	1.961,8	876,3	785,4	15.425,2
2006	2.090,6	9.816,8	5.795,1	1.829,8	-478,1	19.054,3
2010	1.733,3	10.461,7	6.861,7	2.650,7	-1.046,0	20.661,4

Saldo eléctrico = importaciones-exportaciones
 Unidad: ktep

En aquellos años en los que el saldo eléctrico es negativo (exportaciones), las cuotas de participación en la demanda de energía primaria de cada uno de los combustibles se calcularán dividiendo el consumo de cada fuente por el consumo total de energía primaria incluidas aquellas cantidades que van destinadas a generar la energía eléctrica exportada. Es decir, la participación de carbón en el año 2006 se obtendrá de dividir 2.090,6 por 19.532,3 y no por 19.054,3 que ya tiene excluidas las exportaciones de energía eléctrica. Dicho esto, las estructuras por combustibles son las siguientes:





Como se observa en los gráficos, las cuotas del gas natural sobre la demanda total de energía primaria son las que presentan un mayor crecimiento (un 195,4% en el período 2001-2006 y un 249,8% en el período 2001-2010). El incremento de las redes de distribución en la Comunidad Autónoma Andaluza y sobre todo, la entrada en operación de las centrales de ciclo combinado proyectadas en nuestra región, son las dos causas principales del brusco cambio de pendiente que sufrirá la evolución del consumo del gas natural, que pasará del 12,7% del total de la energía primaria demandada en el año 2000, al 29,7% en 2006 y 31,6% en 2010.

En crecimiento le siguen las energías renovables, que, respecto a los valores actuales, se incrementarán en un 108,8% en 2006 y en un 202,4% en 2010. La participación de estas fuentes de energía en la estructura de la demanda de energía primaria según la evolución del escenario tendencial, se prevé alcance el 9,4% en 2006 y el 12,2% en 2010.

El consumo de petróleo seguirá creciendo en valor absoluto en los próximos diez años, aunque su porcentaje respecto al total de energía demandada disminuirá hasta el año 2006, pasando del 55,9% actual al 50,3%, llegando al 48,2% en el año 2010. El incremento en este escenario del consumo se prevé sea del 13,9% hasta el año 2006 y del 21,4% hasta 2010, pasando de 8.618,7 ktep en el año 2000, a 9.816,8 ktep y 10.461,7 ktep en 2006 y 2010 respectivamente.

El único combustible que ve disminuida su demanda en valor absoluto es el carbón, que se estima descienda un 34,3% hasta el año 2006 y un 45,5% hasta el año 2010. A pesar del incremento del uso de este combustible en las Centrales Térmicas ubicadas en Andalucía en los últimos años, la previsible sustitución de Puente Nuevo, la entrada en carga de las nuevas centrales a gas natural y el aumento de la generación correspondiente de los autoprodutores, harán bajar considerablemente la cuota del carbón en la estructura de producción de energía eléctrica andaluza, que en la actualidad se sitúa en

el 67,5%. El porcentaje respecto al total de energía primaria se prevé pase del 20,6% en el año 2000 al 8,0% en el año 2010. No obstante, el carbón debe seguir constituyendo una fuente insustituible para la generación eléctrica en aras de establecer un sistema de producción diversificado.

Según las proyecciones del escenario tendencial, Andalucía pasará en los próximos años de realizar unas importaciones de energía eléctrica de 785,4 ktep, a exportar 478,1 ktep y 1.046,0 ktep en 2006 y 2010 respectivamente. El fuerte incremento previsto en la potencia del parque de generación eléctrica es la causa de este cambio en el signo de la tendencia histórica andaluza.

4.2.2. Evolución de la demanda de energía final.

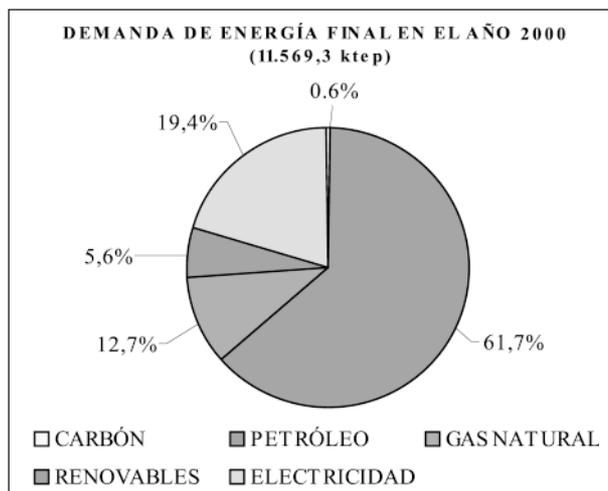
El escenario tendencial apunta hacia un incremento del consumo final de energía del 21,8% hasta el año 2006 y del 32,1% hasta el año 2010, pasando de los 11.569,3 ktep actuales, a 14.086,4 ktep y 15.283,6 ktep en 2006 y 2010 respectivamente.

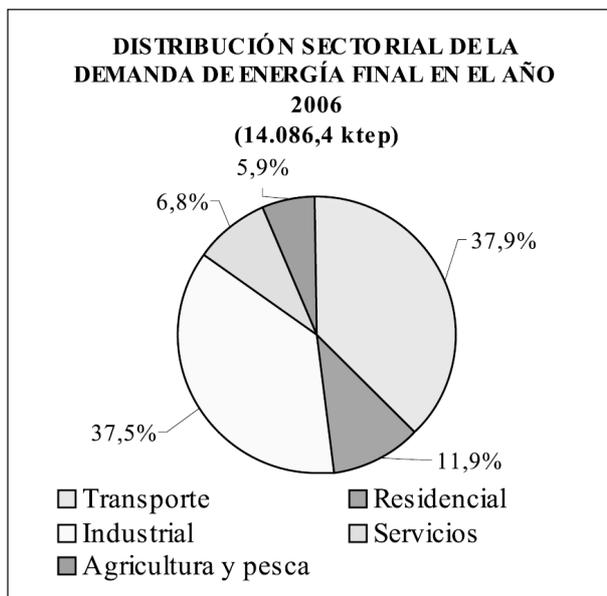
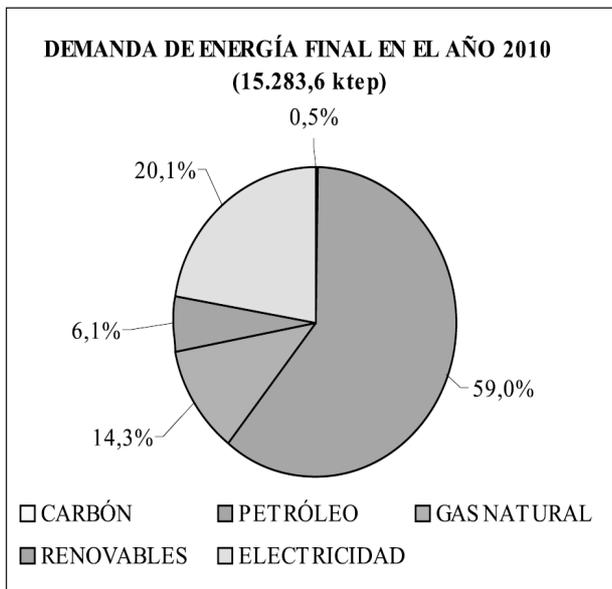
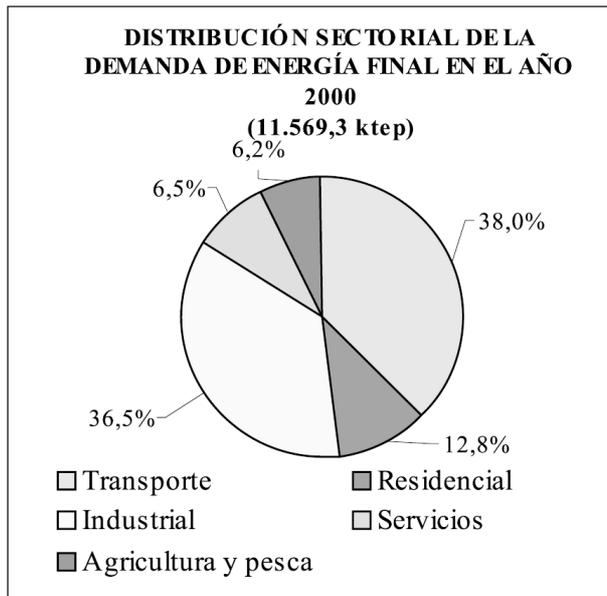
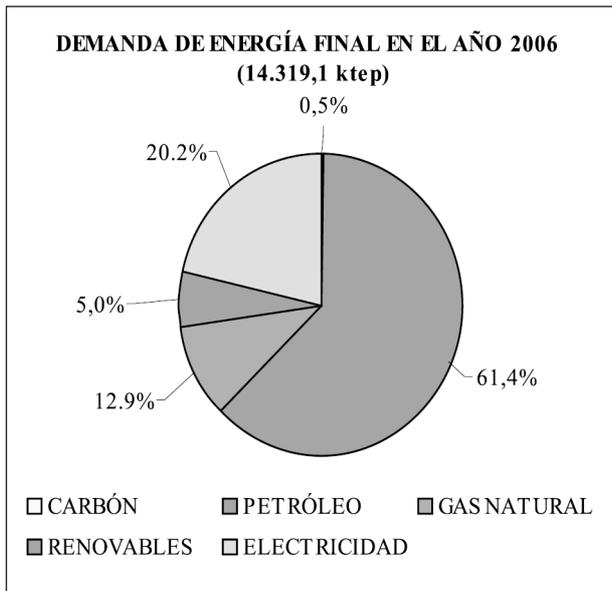


Por fuentes, y en el período 2001-2006, destacan los incrementos del gas natural y la electricidad, 34,5% y 27,7% seguidos por los productos petrolíferos con un 17,9%. Las energías renovables, en su mayor parte la biomasa para usos finales térmicos, suben un 17,4%, mientras el consumo final de carbón permanece prácticamente invariable.

Considerando el período 2001-2010 la situación de los aumentos porcentuales de cada una de las fuentes cambia significativamente. Así, el incremento del consumo de gas natural y las energías renovables presentan alzas relativas del 48,3% y 43,5% respectivamente respecto a los valores del año 2000. Les siguen las subidas del consumo eléctrico (37,1%) y de los productos petrolíferos (26,5%). El carbón sigue siendo el combustible con menor crecimiento en su consumo con el 3,3%.

Las estructuras de la demanda de energía final en el escenario tendencial quedan como siguen.





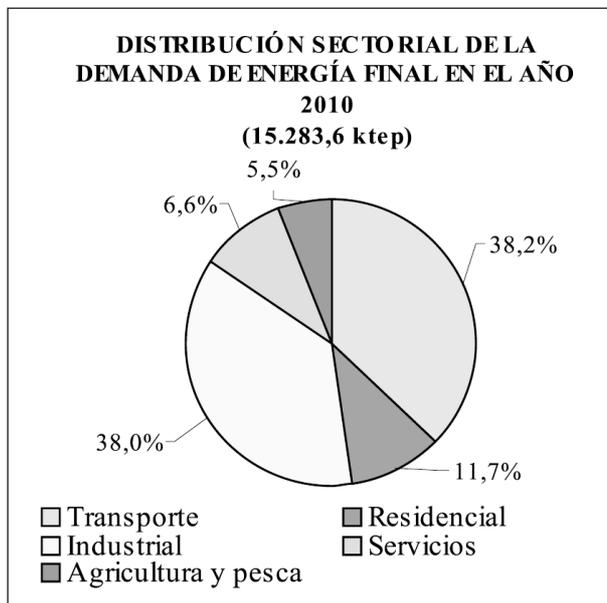
Por sectores de actividad, el sector servicios presenta un incremento de la demanda en el período 2001-2006 del 28,2% y del 35,0% entre los años 2001 y 2010. Estos mismos porcentajes para el sector residencial alcanzan el 13,0% y el 20,5% respectivamente.

El sector industrial, impulsado por la mayor accesibilidad al gas natural, verá incrementada su demanda energética en un 25,0% en los próximos seis años, alcanzando un aumento del 37,4% hasta el año 2010.

Por debajo de las tasas de incremento del sector industrial se encuentran las del sector transporte, que se verá afectado por un crecimiento menos acusado del parque de turismos y por los precios de los carburantes.

El sector de agricultura y pesca presenta la evolución más moderada, con un incremento de la demanda de tan sólo el 18,0% en los próximos diez años.

En los gráficos que se muestran a continuación aparecen reflejadas las estructuras de consumo de energía final en Andalucía por sectores según el escenario tendencial.



4.3. Evolución del consumo energético en el escenario de ahorro.

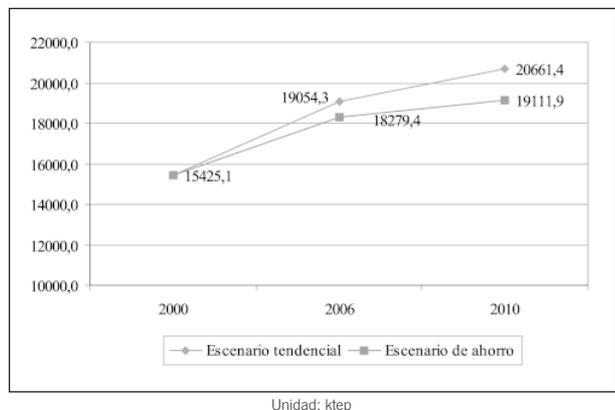
Una vez analizado el escenario que proyecta las tendencias actuales, este apartado se centra en la hipótesis de intensificación de las actuaciones a favor del ahorro y la eficiencia energética que configuran el escenario de ahorro.

En la tabla siguiente se muestran los objetivos perseguidos en cuanto a ahorro respecto al tendencial como consecuencia de la puesta en práctica de estas actuaciones, que serán tratadas con una mayor profundidad en el capítulo de Ahorro y Eficiencia Energética de este Plan.

AHORRO (ktep)	2006	2010
Cogeneración y sustitución por gas natural	180,2	354
Sector servicios	58,6	82,4
Sector residencial	55,6	93,4
Sector transporte	202,6	508,9
Sector industrial	157,3	239,2
Sector transformador	120,6	271,7
TOTAL	774,8	1.549,6

4.3.1. Evolución de la demanda de energía primaria.

Una vez tenida en cuenta la previsión de ahorro energético, la evolución de la demanda andaluza varía considerablemente. Así, el incremento del consumo de energía primaria en el período 2001-2006 se cifra en un 18,5% (23,5% en el escenario tendencial), alcanzando 18.279,4 ktep. Este valor para el año 2010 se sitúa en 19.111,8 ktep, lo que supone un aumento del 23,9% (33,9% en el escenario tendencial) respecto al valor en el año 2000. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la energía primaria en los dos escenarios propuestos.



En la siguiente tabla se muestra la línea del balance energético correspondiente al consumo interno de energía primaria en Andalucía en los años antes mencionados y en el escenario de ahorro sobre el tendencial.

	Carbón	Petróleo	Gas natural	E. renovables	Saldo eléctrico	TOTAL
2000	3.183,0	8.618,7	1.961,8	876,3	785,4	15.425,2
2006	2.090,6	9.398,3	5.560,1	1.829,8	-599,4	18.279,4
2010	1.733,3	9.552,9	6.368,5	2.650,7	-1.193,5	19.111,8

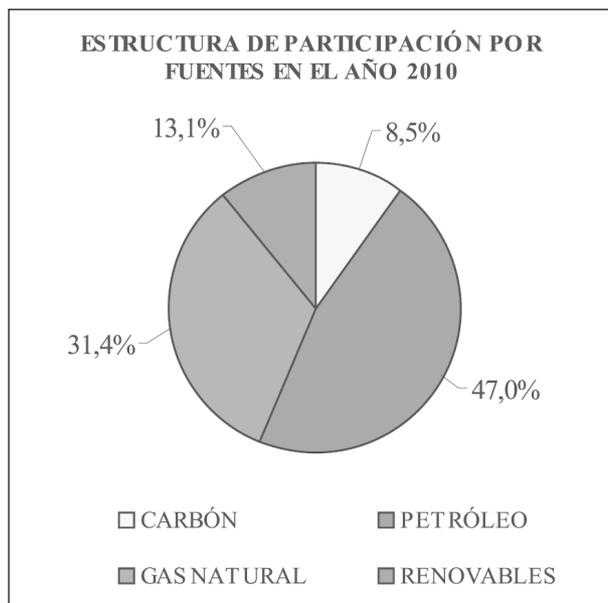
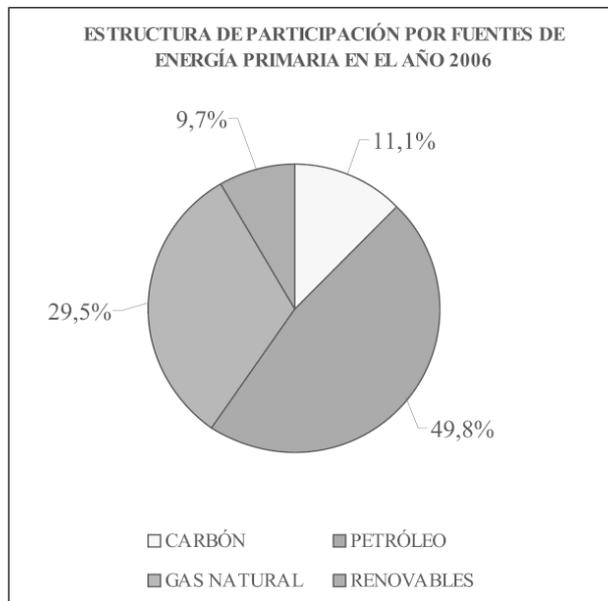
Saldo eléctrico= importaciones-exportaciones.
Unidad: ktep.

La fuente energética que presenta un mayor descenso frente al escenario tendencial es el petróleo, debido a la sustitución por gas natural y al uso más racional en el sector transporte. En el escenario de ahorro, el petróleo incrementa su demanda en un 9,0% en el año 2006 respecto al año 2000 y un 10,8% en el período 2001-2010.

Comparando los dos escenarios, el gas natural no modifica significativamente su tasa de crecimiento debido al peso de los consumos correspondientes a las centrales de ciclo combinado proyectadas, incrementándose su demanda un 183,4% y un 224,6% en 2006 y 2010 respectivamente.

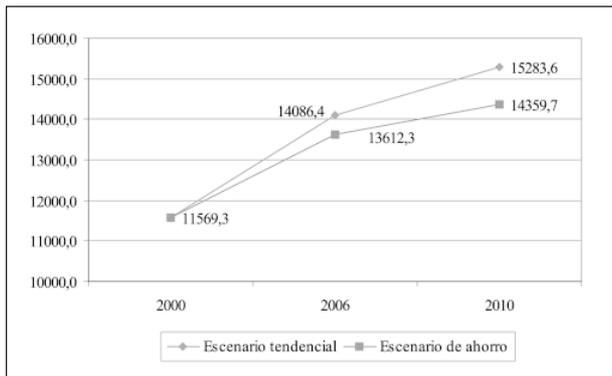
Como consecuencia de un descenso en el consumo de energía eléctrica de los andaluces en el escenario de ahorro, las exportaciones de energía eléctrica aumentan respecto al escenario tendencial, alcanzando 599,4 ktep en 2006 y 1.193,5 ktep en 2010.

El resto de fuentes mantienen sus porcentajes de crecimiento con lo que se obtienen las estructuras de demanda que se muestran a continuación.



4.3.2. Evolución de la demanda de energía final.

Las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia energética en los distintos sectores consumidores hacen que la evolución tendencial reduzca sus tasas de crecimiento en 4 puntos para el año 2006 y en 8 puntos para el año 2010. Así, en el escenario de ahorro, la demanda de energía final crece un 17,7% en los próximos seis años y un 24,1% en el período 2001-2010.



Por fuentes, el carbón mantiene una cuota de participación en la estructura de energía final muy reducida, el 0,53% en 2006 y 0,51% en 2010. La elección de otros combustibles más eficientes es la causa de este descenso, si bien su consumo crece un 1,3% hasta el año 2006 y un 3,3% en el período 2001-2010.

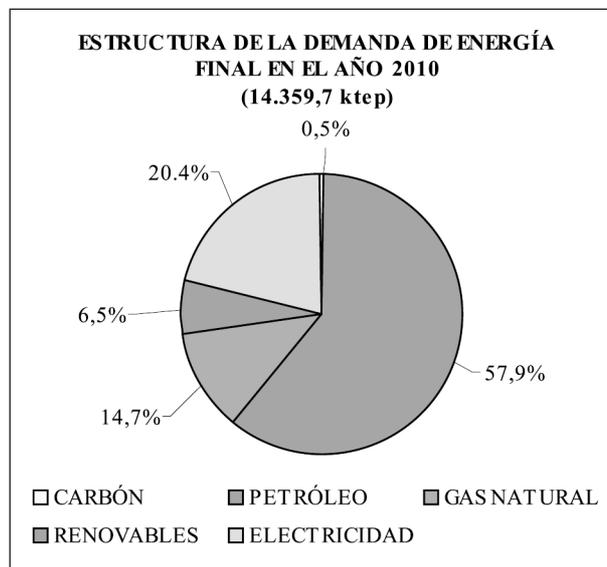
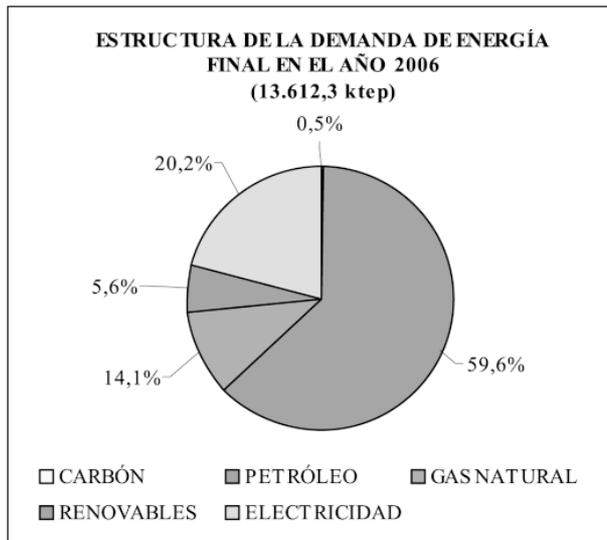
La demanda de productos petrolíferos aumenta en este mismo período, sobre todo en los primeros seis años del mismo, en los que se ve incrementada en un 13,7%. A pesar de esta evolución al alza, el porcentaje respecto al total de energía final consumida decrece desde el 61,7% actual, al 59,6% en 2006 y el 57,9% en 2010. Este descenso, que en primera instancia pudiera parecer poco significativo, tiene una gran relevancia si pensamos que, a pesar del incremento del 24,1% de consumo de energía final en los próximos diez años, se reduce en 3,8 puntos la cuota de participación de la fuente energética de la que históricamente nuestra Comunidad Autónoma ha dependido en mayor medida.

La pérdida de participación de los productos petrolíferos es absorbida en su mayor parte por el gas natural, que pasa del 12,7% en el año 2000 al 14,1% en 2006 y 14,7% en 2010. El incremento de la red de distribución, tanto industrial como doméstico/comercial, es la base de que el gas natural se consolide como la fuente con mayor incremento de consumo en los próximos diez años.

Las energías renovables mantienen su tasa de participación entre el 5,6% y el 6,5% en el período 2001-2010, si bien muestra un descenso en los primeros años debido al crecimiento más acusado de otras fuentes, volviendo a recuperar su posición al final del período. La biomasa para usos finales térmicos es el combustible que cubre casi en su totalidad esta partida.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el consumo eléctrico mantendrá una tasa de crecimiento elevado, aunque más moderado, tan sólo superado por los correspondientes al gas natural y al final del período por las energías renovables. La energía eléctrica conservará el segundo lugar en la estructura de energía final con el 20,2% en 2006 y el 20,4% en 2010.

En los siguientes cuadros se muestran dichas estructuras para los dos años de estudio.



Las hipótesis adoptadas en el escenario de ahorro afectan considerablemente a los consumos correspondientes al sector transporte, que ve reducidos sus incrementos anuales en más de cuatro y diez puntos porcentuales en los años 2006 y 2010 respectivamente. Así, el porcentaje de este sector respecto al total de energía final demandada se sitúa en el 37,7% en 2006 y en el 37,1% en 2010.

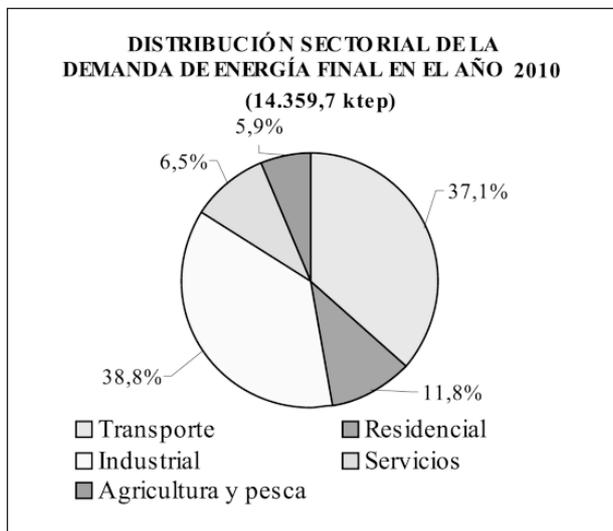
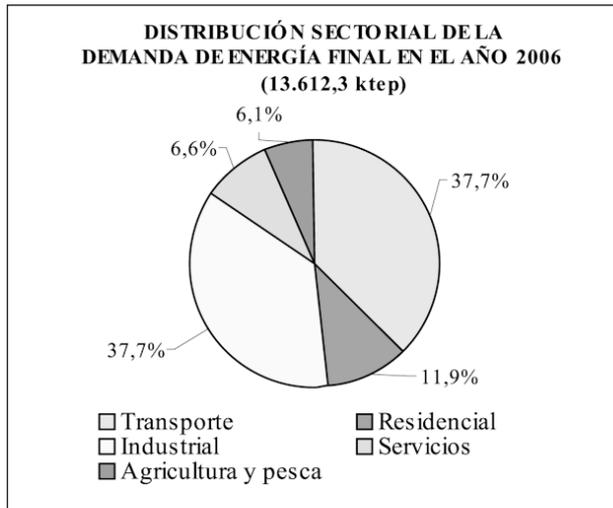
La demanda industrial, con reducciones en su evolución menos acusadas, participa con el 37,7% en el año 2006 y con el 38,8% en el año 2010.

Tanto el sector residencial como el sector servicios decrecientan ligeramente al final del período 2001-2010 su porcentaje frente al

total respecto al escenario tendencial, debido a unos ahorros relativos menores que los sectores comentados anteriormente. El sector residencial aglutina el 11,9% y el 11,8% de la demanda energética total en los años 2006 y 2010 respectivamente. Estas cuotas para el sector servicios son del 6,6% y del 6,5%.

La penetración de las medidas de ahorro y eficiencia energética en el sector agricultura y pesca es prácticamente nula. La participación de este sector en la estructura de consumo final se sitúa en el 6,1% en 2006 y 5,9% en 2010.

En los gráficos que se muestran a continuación aparecen reflejados los consumos energéticos sectoriales en el escenario de ahorro para los años 2006 y 2010.

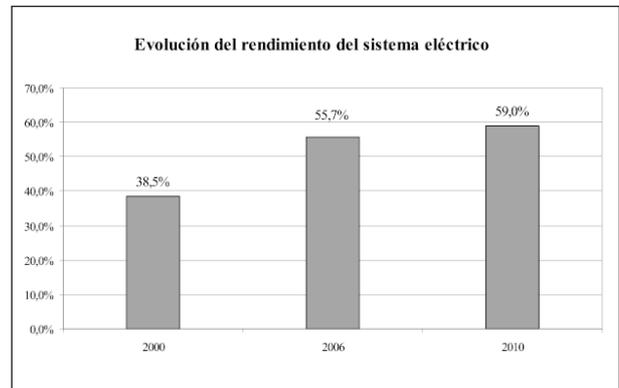


4.3.3. Evolución del rendimiento del sistema eléctrico.

La instalación de parques eólicos, plantas de cogeneración y la entrada en carga de las centrales de ciclo combinado a gas natural, harán que el rendimiento global del sistema de generación eléctrico andaluz se vea incrementado notablemente en los próximos años.

Según las previsiones de instalación, el mayor crecimiento de este indicador se producirá en el período comprendido entre los años 2000 y 2006, en el que pasará de un 38,5% a un 55,7%. En los siguientes cuatro años, una vez puestos en marcha la mayoría de los proyectos de centrales de ciclo combinado, la pendiente de la curva de evolución decrece respecto al período anterior, si bien sigue siendo positiva debido a la continuidad de instalación de parques eólicos.

Al final de la década se prevé que el rendimiento del sistema eléctrico andaluz alcance el 59,0%, lo que representa un incremento del 53,2% respecto al valor actual. Dado el peso que tiene la generación eléctrica dentro del sistema energético, las mejoras del rendimiento previstas propiciarán en los próximos años cotas de eficiencia energética globales muy superiores a las que actualmente posee Andalucía.



5. FOMENTO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES

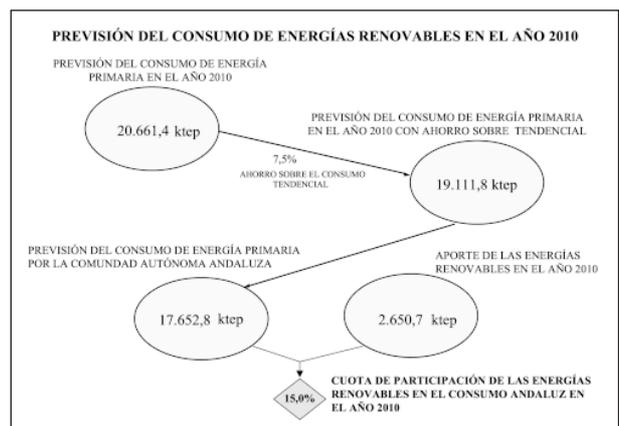
Según se ha visto en el capítulo 4 «Previsiones de consumo», la demanda de energía primaria en Andalucía para el año 2010 en el escenario tendencial se estima en 20.661,4 ktep.

Una vez tenida en cuenta la disminución debida a las actuaciones tendentes a promover el ahorro y la eficiencia energética, el consumo de energía en el año 2010 se cifra en 19.111,8 ktep, de los que 2.650,7 ktep serían aportados por las energías renovables.

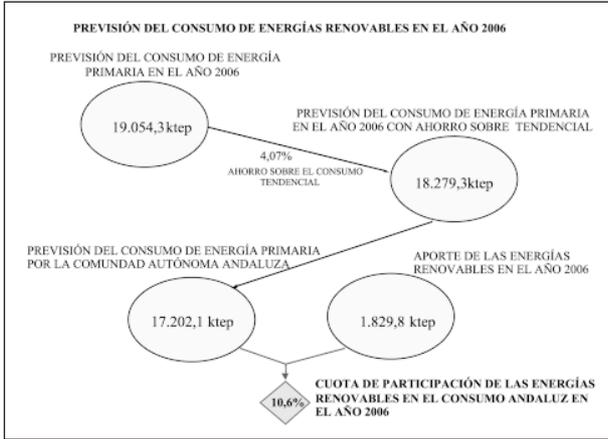
Atendiendo a las previsiones del sector, en los próximos años Andalucía dejará definitivamente de ser una región deficitaria de energía eléctrica, para llegar a tener en el año 2010 una cierta capacidad exportadora.

Por otra parte, y dentro del capítulo 3 «Objetivos energéticos», se pretende que el 15% de la energía primaria consumida por la Comunidad Autónoma de Andalucía en el año 2010 corresponda a fuentes renovables. No se engloba dentro de este objetivo la energía primaria necesaria para generar las exportaciones eléctricas, que si está incluida en los 19.111,8 ktep previstos para 2010 en el escenario de ahorro, ni los autoconsumos de refinería derivados de la producción de productos petrolíferos exportados.

Una vez restadas las pérdidas por rendimiento para la generación de dichas exportaciones, el total de las necesidades energéticas de nuestra región se sitúa en 17.652,8 ktep de energía primaria. El 15% de esta cantidad asciende a 2.650,7 ktep. En el siguiente esquema aparece reflejado este desarrollo.



Dado que el compromiso adoptado dentro del período de vigencia del Plan Energético 2001-2006 es el de «dejar trazoado el camino para que se cumpla el objetivo del Libro Blanco de las Energías Renovables en Andalucía, obteniendo en el año 2006 una cifra significativa de este 15%, a la vez que marcando la senda para que en los años posteriores se pueda dar cumplimiento a dicho objetivo», se muestra en el siguiente esquema el desarrollo para el año 2006.



En la siguiente tabla se recogen las actuaciones anuales estimadas por tecnologías en el período de vigencia de Plan Energético.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
E. S. térmica unifamiliar (m2)	23.500	25.500	29.500	35.500	41.000	51.000
E. S. térmica colectiva (m2)	8.500	9.500	10.500	11.500	15.000	20.000
E. S. fotovoltaica aislada (kWp)	671	509	427	384	362	351
E. S. fotovoltaica conectada (kWp)	109	478,6	604,6	771,6	979,6	1.234,6
Termosolar (kW)	0	4.000	10.000	26.000	30.000	30.000
E. eólica conectada (kW)	24.000	157.000	705.000	750.000	530.800	387.000
E. hidráulica <=10MW (kW)	1.257	1.457	1.457	2.714	2.343	2.457
E. hidráulica 10-50 MW (kW)	1.886	2.086	2.086	2.086	2.086	2.086
Biomasa G. Eléctrica (kW)	7.000	20.000	20.000	21.000	22.000	23.000
Biomasa térmica (tep)	0	5.270	6.397	7.813	9.720	12.335
Biocombustibles (tep/año)	0	0	0	20.000	30.000	40.000

A continuación se muestran las aportaciones previstas para cada una de las tecnologías renovables para alcanzar los objetivos marcados.

COBERTURA ACTUAL CON ENERGÍAS RENOVABLES Y PREVISIONES DEL ESCENARIO DE AHORRO EN LOS AÑOS 2006 Y 2010

	Situación en Andalucía a 31/12/2000 (ktep)	Aporte de la E.R. a la estructura de E.P. en el 2006 (ktep)	Aporte de la E.R. a la estructura de E.P. en el 2010 (ktep)
E. S. Térmica	10,2	29,3	71,8
E. S. Fotovoltaica	0,6	1,5	3,4
Termosolar	0,0	86,5	204,7
E. Eólica	30,1	509,9	799,2
E. hidráulica régimen especial	8,7	12,9	16,0
E. hidráulica régimen ordinario s/b	38,0	49,1	49,1
Biomasa generación eléctrica	190,7	407,6	647,5
Biomasa usos finales térmicos	638,0	643,0	649,0
Biocombustibles	0,0	90,0	210
TOTAL	876,3	1829,8	2650,7

APORTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES A LA DEMANDA DE E. PRIMARIA DE ANDALUCÍA:

5,7% 10,6% 15,0%

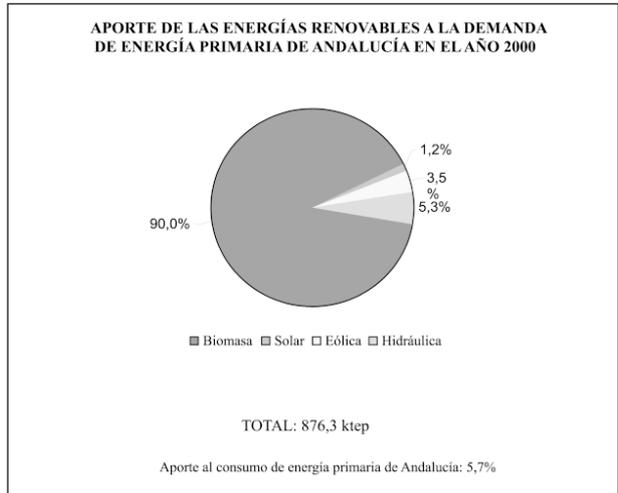
ESCENARIO EN EL AÑO 2006

	Situación en Andalucía en el 2006 (paramétrica)	Aporte de las E. R. a la estructura de E.P. en el 2006 (ktep)	Incremento respecto a la situación actual (paramétrica)
E. S. Térmica (m2)	411.552	29,3	281.000
E. S. Fotovoltaica (kWp)	10.500	1,5	6.882
Termosolar (MW)	100	86,5	100
E. Eólica (MW)	2.700	509,9	2.554
E. hidráulica r. especial(MW)	102	12,9	24
E. Hidráulica r. ordinario(MW)	476	49,1	20
Biomasa G. Eléctrica (MW)	164	407,6	113
Biomasa U. F. Térmicos (ktep)	643	643,0	5
Biocombustibles (ktep)	90	90,0	90
TOTAL		1829,8	

ESCENARIO EN EL AÑO 2010

	Situación en Andalucía a 31/12/2000 (paramétrica)	Situación en Andalucía a 31/12/2000 (kep)	Incremento previsto en Andalucía hasta 2010 (paramétrica)	Incremento previsto en España hasta 2010 (paramétrica)	Incremento previsto en España hasta 2010 (kep)	% de los incrementos en Andalucía respecto a los nacionales en el 2010 (paramétrica)	Situación en Andalucía en el 2010 (paramétrica)
E. S. Térmica (m ²)	130.552	10,2	916.000	4.500.000	309	20,4%	1.046.552
E. S. Fotovoltaica (kWp)	3.618	0,6	20.183	135.000	17,4	15,0%	23.801
Termosolar (MW)	0	0,0	230	200	180	115,0%	230
E. Eólica (MW)	146,2	30,1	3.854	8.140	1.680	47,3%	4.000
E. hidráulica régimen especial(MW)	78	8,7	50	720	192	6,9%	128
E. hidráulica régimen ordinario s/b (MW)	476	38,0	0	350	60	0,0%	476
Biomasa generación eléctrica (MW)	51	150,7	199	1.954	5.686	10,2%	250
Biomasa usos finales térmicos (ktep)	638	638,0	11	900	1.400	1,2%	649
Biocombustibles (ktep)	0	0,0	210	500	500	42,0%	210
TOTAL		876,3			9.525		

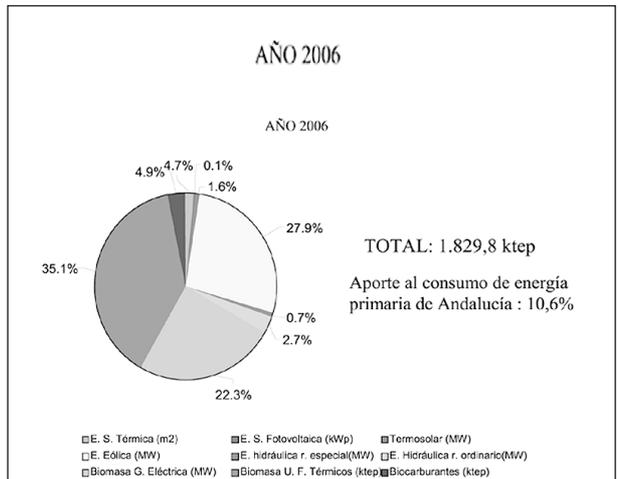
APORTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES A LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA DE ANDALUCÍA EN EL AÑO 2000



TOTAL: 876,3 ktep

Aporte al consumo de energía primaria de Andalucía: 5,7%

AÑO 2006

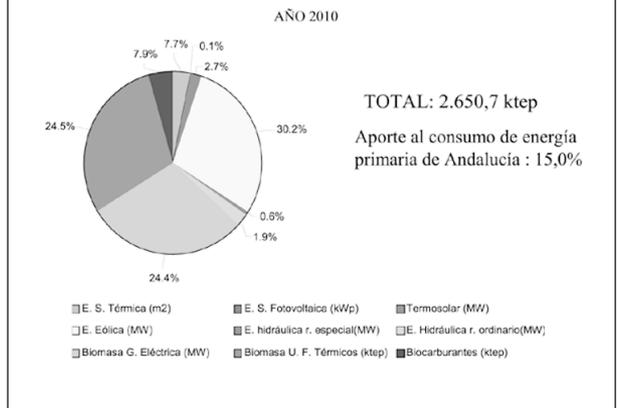


AÑO 2006

TOTAL: 1.829,8 ktep

Aporte al consumo de energía primaria de Andalucía : 10,6%

AÑO 2010



TOTAL: 2.650,7 ktep

Aporte al consumo de energía primaria de Andalucía : 15,0%

Dada la repercusión de la recientemente aprobada Directiva 2001/77/CE se expone a continuación un extracto de la misma, que incluye los objetivos generales e indicativos nacionales, así como un análisis de la situación en la que quedaría Andalucía respecto a los porcentajes de participación de las energías renovables en el sistema de generación eléctrica.

Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad

- Objetivo.

La presente Directiva tiene por objetivo fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

- Objetivos indicativos nacionales.

1. Los Estados Miembros adoptarán medidas adecuadas para promover el aumento del consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables de conformidad con los objetivos indicativos nacionales mencionados en el apartado 2. Dichas medidas deberán ser proporcionales al objetivo fijado.

2. A más tardar el 27 de octubre de 2002 y a partir de entonces cada cinco años, los Estados Miembros adoptarán y publicarán un informe que establezca, para los diez años siguientes, los objetivos indicativos nacionales de consumo futuro de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en términos de porcentaje del consumo de electricidad. Dicho informe describirá asimismo las medidas nacionales adoptadas o previstas para alcanzar estos objetivos indicativos nacionales. Al fijar estos objetivos hasta el año 2010, los Estados Miembros:

- Tendrán en cuenta los valores de referencia que figuran en el Anexo,

- Velarán por que dichos objetivos sean compatibles con cualesquiera compromisos nacionales asumidos en el marco de los compromisos en materia de cambio climático aceptados por la Comunidad en virtud del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

3. Los Estados Miembros publicarán, por primera vez a más tardar el 27 de octubre de 2003 y posteriormente cada dos años, un informe en el que se analice el grado de cumplimiento de los objetivos indicativos nacionales, con consideración, en particular, de los factores climáticos que puedan afectar a la realización de dichos objetivos, y en el que se indique la medida en que las acciones emprendidas son conformes con el compromiso nacional en materia de cambio climático.

4. La Comisión, basándose en los informes de los Estados Miembros mencionados en los apartados 2 y 3, evaluará la medida en que:

- Los Estados Miembros han avanzado en la realización de sus objetivos indicativos nacionales,

- Los objetivos indicativos nacionales son compatibles con el objetivo indicativo global del 12% de consumo nacional bruto de energía en 2010 y, en particular, con una parte indicativa del 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en 2010.

La Comisión publicará sus conclusiones en un informe, la primera vez a más tardar el 27 de octubre de 2004 y, a partir de entonces, cada dos años. Dicho informe irá acompa-

ñado, en su caso, de propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo.

Si el informe contemplado en el párrafo segundo concluye que los objetivos indicativos nacionales pueden no ser coherentes, por razones no justificadas y/o no relacionadas con nuevos conocimientos científicos, con el objetivo indicativo global, estas propuestas deberán referirse a objetivos nacionales, pudiéndose incluir objetivos obligatorios, en la forma apropiada.

- Transposición.

Los Estados Miembros adoptarán las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente Directiva a más tardar el 27 de octubre de 2003. Informarán inmediatamente de ello a la Comisión.

En el Anexo de la Directiva aparecen los valores de referencia para el establecimiento de los objetivos indicativos nacionales en materia de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable.

En dicho Anexo se pone de manifiesto la situación de España en el año 1997, momento en el que el porcentaje de la generación bruta con energías renovables respecto al consumo bruto de electricidad alcanzaba el 19,9% (la mayor parte proveniente de la gran hidráulica). Este indicador para el año 2010 se establece en un 29,4% en el conjunto nacional, lo que supone un incremento de dicho indicador de un 47,7% respecto a 1997.

Analizando la evolución de la Comunidad Autónoma de Andalucía en el mismo período, y teniendo en cuenta los objetivos perseguidos en el Plan Energético, se pasa de un 7,4% en 1997 a un 31,8% en 2010, lo que representa un aumento de la aportación porcentual de las energías renovables a la demanda bruta de electricidad de un 329,7%.

Estos resultados vienen a confirmar el enorme incremento en participación de las energías renovables que va a suponer el seguimiento de la senda propuesta en el Plan, y dan una idea del gran esfuerzo que representa el cumplimiento de los objetivos planteados, más aun si se tiene en cuenta la escasa potencia en gran hidráulica que tiene Andalucía.

5.1. Energía solar.

5.1.1. Antecedentes.

Las fuentes energéticas primarias de carácter renovable son aquéllas cuya disponibilidad se repite en el tiempo según períodos de tiempo fijos o variables y en cantidades no necesariamente constantes. Ejemplos típicos son la energía solar, la eólica, la hidráulica, la biomasa, etc.

Este capítulo se centra en los sistemas que aprovechan la energía solar mediante transformación directa de ésta en energía térmica de baja temperatura y en energía eléctrica, y de aquéllas que transforman la energía eólica mediante sistemas de pequeña potencia.

5.1.2. Objetivos.

- Energía solar térmica a alta temperatura.

La Junta de Andalucía apuesta decididamente por la generación de electricidad mediante instalaciones solares a alta temperatura.

El elevado nivel de insolación de Andalucía, la existencia en nuestra región de la Plataforma Solar de Almería, la cual ha reportado hasta la fecha una gran experiencia adquirida en estas técnicas, así como la existencia de varios proyectos empresariales dispuestos a hacer realidad estas iniciativas, hacen que Andalucía esté en condiciones muy ventajosas para liderar esta tecnología en Europa y pueda asimismo exportar estos proyectos a otros países.

Los objetivos planteados en este área se cifran en la instalación de 100 MW en el período de vigencia del Plan, y 230 MW en el horizonte del año 2010.

Esta potencia eléctrica a conseguir mediante la radiación solar a media y/o alta temperatura podrá obtenerse a partir de centrales «sólo solar» o a través de centrales híbridas con otras formas de energía renovables o convencional (preferentemente gas natural en este último caso).

En cualquier caso, la ejecución de la potencia prevista estará condicionada por la cuantía de las primas y por las ayudas directas a la inversión que para este caso concreto se establezcan por parte del Gobierno Central.

En el período de vigencia del PLEAN, los responsables de su ejecución promoverán, en colaboración con las empresas y otras entidades andaluzas interesadas, la realización de una central híbrida sol-gas (también se puede incluir en este caso la biomasa como energía a utilizar) con una potencia máxima de 50 MW en alguna zona del territorio andaluz, procurando el aprovechamiento del potencial de I+D y la experiencia acumulada en los últimos veinte años por los grupos de investigación y las empresas andaluzas, en particular gracias a la experiencia en nuestro territorio del mayor y mejor centro de I+D de esta especialidad solar en Europa.

- Energía solar térmica a baja temperatura.

Los objetivos mínimos que para este tipo de instalaciones se plantean alcanzar para el año 2010 es la instalación en el período 2000-2010 de 936.000 m².

La distribución anual prevista de instalaciones, en miles de metros cuadrados de captadores solares térmicos planos, es la siguiente:

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
x 1.000 m ²	20	32	35	40	47	56	71	92	123	172	248

Según los datos anteriores, los incrementos por períodos son los que se indican a continuación:

INSTALACIONES	m ²	APORTACIÓN PORCENTUAL
Hasta 1999	111.000	10,6
2000 – 2006	301.000	28,7
2007 – 2010	635.000	60,7
TOTAL	1.047.000	100,0

Alcanzar este objetivo supondría:

Pasar del 2,5 % al 25 % del mercado potencial.
Participar con el 22% en los objetivos nacionales.
Incrementar el índice m²/1000 hab de 14 actual a 142.

- Energía solar fotovoltaica y microeólica.
Instalaciones aisladas.

Los objetivos mínimos que, para este tipo de instalaciones, se plantean alcanzar para el año 2010 es la instalación en el período 2000-2010 de 4,3 MWp.

En las previsiones se incluyen las instalaciones eólicas de pequeña potencia.

La distribución anual de instalaciones, en kW de potencia eléctrica, es:

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
kW	225	671	509	427	384	362	351	346	344	344	344

Según los datos anteriores, los incrementos por períodos son los que se indican a continuación:

INSTALACIONES	kW	APORTACIÓN PORCENTUAL
Hasta 1999	3.147	42,2
2000 – 2006	2.930	39,3
2007 – 2010	1.377	18,5
TOTAL	7.454	100,0

De acuerdo con lo anterior, alcanzar esta cifra supondría cubrir el 20,4% de los objetivos nacionales en 2010.

Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

Los objetivos mínimos que, para este tipo de instalaciones, se plantean alcanzar para el año 2010 es la instalación en el período 2000-2010 de 16,4 MWp.

La distribución anual de instalaciones, en kW de potencia eléctrica, es:

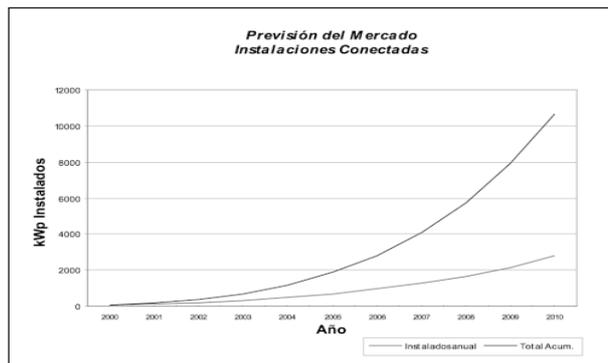
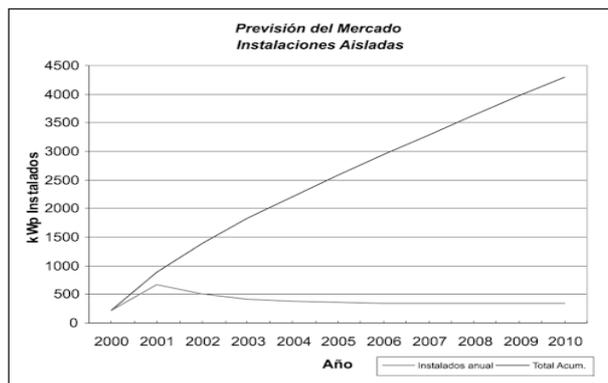
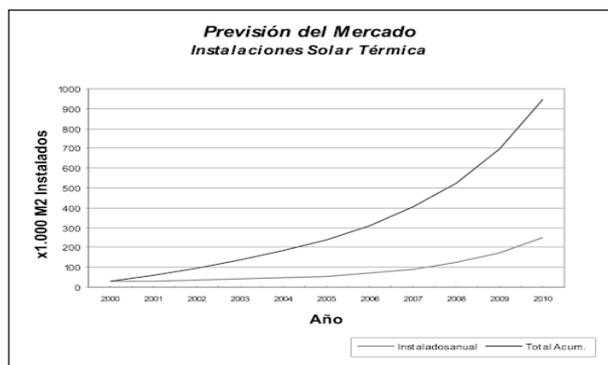
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
kW	50	109	478,6	604,6	771,6	979,6	1.234,6	2.337	2.727	3.224	3.870

Según los datos anteriores, los incrementos por períodos son los que se indican a continuación:

INSTALACIONES	kW	APORTACIÓN PORCENTUAL
Hasta 1999	238	2,2
2000–2006	4.228	25,8
2007–2010	12.158	72,0
TOTAL	16.386	100,0

De acuerdo con lo anterior, alcanzar esta cifra supondría cubrir el 15% de los objetivos nacionales en 2010.

GRAFICAS DE EVOLUCION



5.1.3. Estrategia para alcanzar los objetivos.

La promoción de las energías renovables contempladas en este capítulo será tanto más efectiva cuanto más se conozca el nivel tecnológico de las diversas aplicaciones a utilizar, y dependerá fuertemente de la situación socioeconómica de la colectividad a la que vaya dirigida así como de la formación previa de dicha colectividad. En este sentido, se comentan a continuación las fases comúnmente empleadas en estas labores de promoción:

- Impulso y consolidación:
- Difusión, formación e información.
- Legislación y normalización.
- Ordenes de subvención.
- Programas integrales de promoción.

El mecanismo exclusivo de órdenes de subvención da lugar a desarrollos puntuales de este tipo de instalaciones pero no crean un mercado estable y maduro, con lo que la permanente ayuda de la administración se hace necesaria mantenerla en el tiempo.

Cuando se aplican programas integrales de promoción se alcanza el objetivo de crear un mercado estable, el modelo PROSOL se ha mostrado muy adecuado para el desarrollo de instalaciones de energías renovables, tanto es así, que muchas otras autonomías y el Estado han tomado los fundamentos de este programa en el diseño de sus políticas de promoción.

El planteamiento básico del programa se centra en una idea clave cual es la financiación por parte de la Administración Pública de los intereses generados por las operaciones de nuevas instalaciones de energías renovables (solar térmica, fotovoltaica y eólica de pequeña potencia), ofreciendo soluciones económicas vía subvención al problema planteado por la gran inversión inicial que estos sistemas exigen.

Esta idea básica va encaminada a servir de ayuda en la adquisición de sistemas de pequeña entidad en unidades familiares y de acelerar los plazos de amortización en los grandes sistemas.

En este sentido, no sólo se contemplan los recursos destinados a la financiación de instalaciones, sino que se considera toda una serie de medidas de acompañamiento al programa, con objeto de realizar un programa integral, tales como:

- Campaña de difusión y de concienciación ciudadana.
- Formación de nuevas empresas instaladoras.
- Descentralización de servicios.
- Informatización de los servicios.
- Apoyo al desarrollo industrial de nuevos sistemas.
- Creación del servicio de asesoramiento a promotores y proyectistas.
- Puesta en marcha de programas de investigación, desarrollo, información y demostración (I+D+I+D).

El grado de cumplimiento de objetivos ha sido prácticamente el 100% en todos los tipos de instalaciones, siendo más significativo el importante número de solicitudes recibidas en el caso de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

Algunos hechos relevantes producidos durante la marcha del programa, han sido:

El programa fue distinguido con el premio al Mejor Programa Regional de Fomento de las Energías Renovables, en el marco de la Campaña de Despegue promovida por la Comisión Europea (Take off), y con el premio nacional a la Mejor Iniciativa Pública de Apoyo a las Empresas en sus Actividades de Protección al Medio Ambiente en la convocatoria del premio Empresa y Medio Ambiente de 1999.

Siguiendo el esquema de PROSOL, la Comunidad Autónoma de Canarias (PROCASOL) y el Reino de Marruecos (PROMASOL) promocionan instalaciones de energías renovables. Otros programas de fomento autonómicos y nacional, también incorporan (totalmente o en parte) los conceptos básicos del Programa PROSOL.

Adicionalmente a los objetivos alcanzados, más de 150 empresas integran el sector de la energía solar en Andalucía, generando más de 500 empleos directos.

Se ha mejorado notablemente la calidad de las instalaciones, al tiempo que se han reducido los costes.

La Junta de Andalucía, a través de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, prevé como mínimo ampliar la vigencia del programa hasta el año 2006, haciéndola coincidir con en el V Programa Marco de la Unión Europea (2000-2006).

Estrategia de futuro.

De cara al futuro y debido a la gran demanda que sobre este tipo de instalaciones se ha producido, es preciso realizar algunas consideraciones para los próximos años.

Un programa de promoción de este tipo exige un esfuerzo económico importante por parte de la Administración. Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos, las ayudas deben ir reduciéndose a medida que se alcancen los objetivos anuales y se debe complementar esta reducción de ayudas con acciones complementarias basadas en acciones de difusión y acciones legislativas.

En este sentido, la situación actual del programa PROSOL, los objetivos planteados, las circunstancias que rodean a los agentes implicados en este sector, las barreras existentes, establecen las acciones que complementan y mejoran el modelo actual.

Es necesario ir preparando el entorno con objeto de que el mercado alcance un nivel de desarrollo que permita que la acción de fomento de la Administración se centre en la concienciación social y en acciones legislativas y abandonando las políticas subvencionadoras.

En esta línea es preciso que se acometan en los próximos años las siguientes acciones:

1. Programa PROSOL. Prolongación del mismo hasta 2006, pero actuando en:

- 1.1. Coordinación con otras Administraciones.
- 1.2. Mantenimiento de la evolución del mercado.
- 1.3. Cambio en el modelo técnico-administrativo del programa, simplificándolo significativamente.
- 1.4. Adaptación de las ayudas, como consecuencia del abaratamiento de las instalaciones que supondrá su fabricación masiva, de acuerdo con el gran incremento de instalaciones previsto para alcanzar los objetivos marcados en el PLEAN.
- 1.5. Acciones en calidad.
 - Certificación de durabilidad.
 - Empresas acreditadas con sello de calidad PROSOL.

2. Acciones legislativas.

- Obligatoriedad de instalaciones solares en viviendas de promoción pública y privada.
- Obligatoriedad de instalaciones de energía solar en edificios públicos y en el sector hotelero.
- Ordenanzas municipales de aplicación de energías renovables.

3. Acciones de difusión y formación.

- Campaña de difusión y de concienciación ciudadana.
- Formación de profesionales del sector.
- Asesoramiento a promotores y proyectistas.

4. Acciones industriales y tecnológicas.

- Programa de acciones de desarrollo tecnológico.

- Desarrollo industrial de nuevos sistemas.
- Realización de nuevos ensayos y medidas.
- Participación en la normalización Europea y Nacional.

5.2. Biomasa.

5.2.1. Introducción.

La biomasa se encuadra dentro de las energías renovables pudiéndose definir como «el conjunto de materia orgánica de origen vegetal o animal». Según lo anterior, la biomasa engloba la fracción biodegradable de los productos orgánicos (industriales, municipales, ganaderos), residuos agrícolas (vegetales y animales), forestales y las industrias derivadas del sector agrícola y forestal.

Dentro de los diferentes procesos de conversión energética de la biomasa, para el presente Plan Energético se han considerado los siguientes:

- Generación de energía eléctrica.

Es decir, utilización de biomasa para generar energía eléctrica en plantas de vapor en ciclo simple, o mediante procesos de gasificación o biodigestión de la misma. Como complementaria de este uso de la biomasa se pueden considerar sistemas híbridos con otras formas de energías renovables (solar térmica de media y/o alta temperatura) y/o convencionales, sobre todo gas natural.

- Usos térmicos finales.

En este caso, la biomasa se emplearía como combustible para generar un fluido térmico (agua caliente, vapor) que sería utilizado en algún proceso industrial, para producción de agua caliente o para calefacción. Al igual que en el punto anterior, el uso de sistemas híbridos tendría cabida en este aprovechamiento de la biomasa.

- Producción de biocarburantes.

También puede utilizarse biomasa para producir un combustible líquido sustitutivo de la gasolina o del gasóleo.

A continuación se realiza un análisis de la situación actual de la biomasa en Andalucía, el potencial de la misma, así como los objetivos energéticos previstos, las inversiones necesarias, así como las necesidades de financiación de las instalaciones propuestas.

5.2.2. Situación actual.

En la actualidad, la biomasa es la energía renovable que más aporta al conjunto de todas las renovables en Andalucía, acaparando el 90% del total. En este caso, los usos térmicos suponen 638.000 tep, mientras que para generación eléctrica, se emplean 150.000 tep, repartidos en diez plantas de generación.

Por tipos de biomasa, destaca en la actualidad la procedente de la industria oleícola, fundamentalmente en forma de orujillo. Asimismo, debe indicarse el consumo de residuos de industrias agrícolas, como la cáscara de almendra, los residuos del proceso de manufactura del algodón y del corcho, así como el bagazo de caña de azúcar.

5.2.3. Producción de energía eléctrica con biomasa.

La realización de plantas de generación eléctrica con biomasa está sujeta a diferentes condicionantes; en primer lugar es necesario asegurar el abastecimiento del combustible, además de contar con un marco estable y suficiente de remuneración de la energía producida y ayudas a la inversión que rentabilicen las inversiones a efectuar.

Existen diferentes tipos de tecnologías aptas para su utilización para la conversión energética de la biomasa, no obstante no todas tienen el mismo grado de madurez. No sólo este estado tecnológico influye en la rentabilidad de las plantas, sino que una cuestión muy importante es el tipo de

biomasa, ya que existen algunas biomásas que por su alto coste de obtención no hacen aceptable económicamente su utilización, caso por ejemplo en la actualidad de los residuos forestales. En estos casos habría que estudiar la promoción de estos cultivos a través de ayudas que se canalicen desde la Administración al sector agrario (ayudas a la implantación de cultivos energéticos, ayudas a la producción, etc.).

Por estos motivos, es necesario realizar un estudio en función de la magnitud de la planta y su tecnología y el precio de obtención de la biomasa.

Actualmente son los ciclos de vapor los que cuentan con un mayor grado de madurez, y servirán de base para la realización de los análisis económicos que en este apartado se llevarán a cabo. No obstante es necesario considerar otras tecnologías a la hora de plantear ayudas a la inversión, como por ejemplo la gasificación, por contar ésta con numerosas ventajas (mejores rendimientos, posibilidades de realización de plantas de pequeña escala que posibilitaría el uso de biomasa puntuales, producción de calor, etc.) y los ciclos combinados con aportación de calor generado a partir de biomasa en la parte Rankine del ciclo.

El objetivo del presente Plan Energético es lograr en 2010 una potencia instalada en biomasa de 250 MW, alcanzando la cifra de 164 MW en el año 2006.

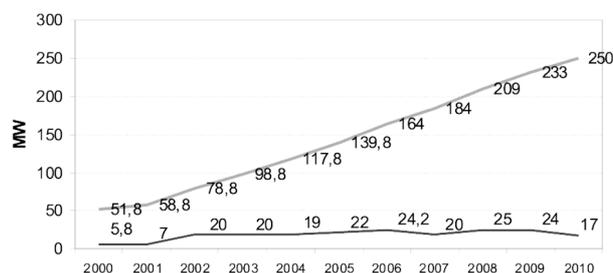
Se plantean un total de 24 instalaciones con una potencia media de 10,4 MW, la biomasa que se utilizará en la mayoría de las plantas procederá del sector oleícola, fundamentalmente de la obtención de aceite de oliva (orujo y orujillo).

Debido a la importancia de la agricultura energética para el desarrollo futuro de esta energía renovable, es conveniente iniciar en Andalucía una apuesta por esta cultura. Además estos cultivos suponen para el agricultor el mantenimiento de su actividad y por tanto de su renta. Así se ha planteado la posibilidad de instalar dos plantas de 10 MW similares a las que se están realizando en otras Comunidades Autónomas.

Asimismo, y dado el mayor coste de obtención de los cultivos energéticos 0,009 euros/termia (1,5 pta/te) es necesario contar con ayudas mayores para rentabilizar la inversión, en un entorno del 50 %. Cabría la posibilidad de analizar las ayudas que desde el sector de agricultura de la Administración se podrían obtener (ayudas a la implantación de cultivos, ayudas medioambientales, producción, etc.). No obstante, al ser difícil en estos momentos contemplarlas, se ha optado en este estudio por calcular la ayuda a la inversión necesaria.

En lo que se refiere a las ayudas necesarias para rentabilizar las inversiones, debe indicarse que la biomasa disponible actualmente en Andalucía, principalmente orujillo, poda de olivar y residuos del cultivo del algodón, tiene un precio de obtención medio de 0,006 euros/termia (1 pta/te). Con estas condiciones se puede indicar que la potencia de referencia se ha tomado en el mismo orden que la propuesta anual de plantas para cumplir los objetivos del Plan, no se ha tenido en cuenta el año 2000 al estar estas plantas ya en funcionamiento.

Como conclusión cabe decir que las ayudas necesarias para rentabilizar las inversiones son en función del tipo de biomasa disponible, la tecnología empleada y la magnitud de las plantas.

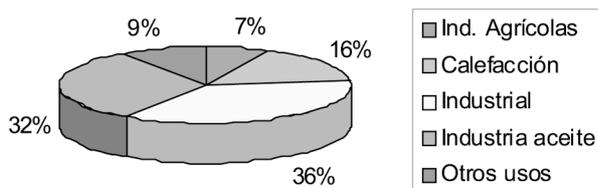


La ayuda media para las plantas propuestas es de 244.612 euros/MW. Hay que hacer hincapié en la necesidad de aumentar las primas destinadas para la biomasa para que los objetivos de este Plan sean alcanzables.

5.2.4. Producción de energía térmica con biomasa.

- Situación actual y evolución futura: objetivos Plan Energético.

En Andalucía existe actualmente un consumo de energía primaria para usos térmicos de biomasa de 638.000 tep, desglosados como se indica en la gráfica.



El consumo de la industria del aceite de orujo está experimentando una transformación y se comienzan a realizar instalaciones de cogeneración que liberará parte del orujillo consumido en la actualidad. Así se espera que el consumo de 200.000 tep/año de biomasa consumida se transformen en 170.000 tep/año, esta diferencia irá destinada a la generación eléctrica, además de todo el excedente actual que es consumido por otras industrias. Esto posibilitará el uso de otros tipos de biomasa para sustituir al orujillo actual, pero en ninguno de los casos supondrá un descenso del uso de biomasa global de la región.

Para el año 2010 se prevé que el consumo de biomasa para usos térmicos se eleve hasta 649.000 tep. Para alcanzar este objetivo aproximadamente unos 40.000 tep/año deberán ser suministrados mediante el uso en calefacción de instalaciones de uso terciario, doméstico y otras industrias. Para ello será necesario la adopción en Andalucía de un Programa de Promoción de Uso de la Biomasa-Probiomasa.

- Probiomasa.

La misión de este Programa será el fomento de la energía de la biomasa para usos finales térmicos mediante la ayuda a la inversión de las instalaciones. En este caso se prestará especial atención al desarrollo de instalaciones híbridas con otras energías renovables, tales como la biomasa en conjunción con la solar térmica.

Las instalaciones que mejor se adaptan a este tipo de consumo son:

- Instalaciones deportivas: piscinas climatizadas.
- Calefacción y agua caliente sanitaria en instalaciones escolares.
- Calefacción y agua caliente sanitaria en residencias de ancianos.
- Calefacción y agua caliente sanitaria de hoteles y alojamientos rurales.
- Calefacción de edificios públicos.
- Calefacción y agua caliente sanitaria centralizadas de viviendas.
- Calefacción de viviendas unifamiliares.
- Calefacción y agua caliente sanitaria distribuida para uso doméstico e industrial.
- Producción de calor para procesos industriales.
- Calefacción de instalaciones agropecuarias.

El Programa deberá tener diferentes líneas de trabajo que posibiliten lograr los fines mencionados:

- Difusión de las tecnologías y posibilidades energéticas de la biomasa.

- Acreditación de la mejor tecnología disponible: credibilidad en cuanto a los rendimientos energéticos y usos energéticos.

- Programa de despegue para instalaciones destinadas a usos públicos.

- Programa general para instalaciones destinadas a usos privados.

- Análisis de una red logística de distribución que garantice el suministro de combustible biomásico en cantidad y calidad.

El programa prevé la incorporación de 41.535 tep en el año 2006 con una inversión global de 8.000 millones de pesetas (48 millones de euros) para el período 2001-2006 y una ayuda estimada de 3.000 millones de pesetas (18 millones de euros).

5.2.5. Biocarburantes.

La utilización de los biocarburantes acarrea numerosas ventajas: energéticas, agrícolas, medioambientales y socioeconómicas. La puesta en marcha de esta industria en Andalucía aseguraría la posibilidad de continuar con su actividad a un gran número de agricultores, y por otra parte permitiría obtener combustibles ecológicos.

Asimismo, es de destacar la posibilidad de recuperar aceites vegetales usados (fritos) como materia prima para la obtención de biodiésel. En este caso, es preciso añadir una etapa de acondicionamiento previo del aceite usado (filtrado) al proceso industrial empleado para un aceite vegetal procedente de semillas. El uso de aceites usados es un procedimiento que cuenta con algunas iniciativas industriales ya planteadas en la región, y supondría una reducción del impacto ambiental originado por el vertido de estos aceites a la red de saneamiento público, debido a su alta Demanda Química de Oxígeno (DQO).

La Unión Europea ha establecido una Directiva para la promoción del uso de los biocarburantes para transporte (COM/2001/547, de 7 de noviembre de 2001). Esta Directiva obliga a los Estados Miembros a incorporar a los carburantes usados para el transporte un 2% de biocarburantes con fecha 31 de diciembre de 2005, e ir incrementando esta cantidad en años sucesivos: 2005 (2%), 2006 (2,75%), 2007 (3,5%), 2008 (4,25%), 2009 (5%) y 2010 (5,75%). Asimismo se ha autorizado a los Estados Miembros a reducir los impuestos (excluido el IVA) de los hidrocarburos hasta el 50% del establecido para los combustibles fósiles. En el caso de transporte público y oficial no será aplicable este porcentaje, pudiéndose por tanto aplicar reducciones mayores.

La Directiva establece un período para adaptar las normas de cada uno de los Estados Miembros a lo indicado en la misma hasta el 31 de diciembre de 2004.

Los biocarburantes considerados en la Directiva son: bioetanol, biodiésel, biogás, biometanol, biodimetileter, biooil y bioETBE.

Hasta el momento países como Francia, Alemania, Italia o Austria han desarrollado esta industria y se han colocado a la cabeza de la producción mundial. Se cree necesario, y aprovechando este Plan Energético, que Andalucía esté en posición de poder competir con otras regiones europeas. No se puede olvidar que esta Comunidad Autónoma cuenta con la materia prima óptima para la fabricación de biocarburantes: oleaginosas y una importante cantidad de aceites fritos usados, debido a la tradición culinaria existente (para el caso del biodiésel) y cereales (caso del bioalcohol).

En este Plan Energético se plantea la necesidad de introducir en la estructura energética de Andalucía el equivalente en biocarburantes de 90.000 tep/año (año 2006) pasando a 210.000 tep/año (247.065 toneladas/año) para el año 2010.

Los principales inconvenientes que limitan el desarrollo de esta industria son el precio de la materia prima, cuando procede de semilla, y la inversión inicial para adaptar el proceso industrial si se emplean aceites usados. Para lograr la implantación y desarrollo de esta fuente natural de energía, sería conveniente contar con medidas como:

- Ayudas a la inversión para la recuperación de aceites vegetales usados, en la industria de los biocarburantes.
- Exención de impuestos sobre los hidrocarburos de origen vegetal.
- Ayudas a la implantación de cultivos energéticos.

5.3. Energía eólica.

5.3.1. Introducción.

Andalucía es una región con gran recurso eólico. La gran extensión de su costa, así como sus amplias zonas de montaña, permiten encontrar áreas a lo largo de toda su geografía con unas características climatológicas adecuadas para el aprovechamiento energético del viento. Existen además determinadas comarcas en las que, debido a sus especiales condiciones, el recurso eólico se extiende a superficies de gran extensión, permitiendo la concentración de gran número de instalaciones eólicas en ellas.

No obstante, la instalación de parques eólicos debe ser ordenada para la optimización del aprovechamiento del recurso, atendiendo a restricciones tales como los trazados de las redes eléctricas, la distribución de los centros de transformación, las capacidades de estas infraestructuras, los usos del suelo y sus limitaciones, y el interés público en general.

5.3.2. Evolución de la potencia instalada.

A 31 de diciembre de 2000, la potencia eólica instalada en Andalucía sumaba un total de 146,2 MW. Gran parte de esta potencia, 113,2 MW, está instalada en el Sur de Cádiz, en el término municipal de Tarifa, siendo el resto de la potencia la correspondiente a un parque de 19,8 MW en Casares (Málaga) y otro de 13,2 MW en el término municipal de Enix (Almería). Esta potencia representa en la actualidad un bajo porcentaje del total nacional (6,8%), sobre todo si se tiene en cuenta que Andalucía fue la región española pionera en esta tecnología energética.

Las causas de este menor nivel de instalación de parques eólicos en Andalucía podrían resumirse en:

- La insuficiencia de las redes eléctricas y centros de transformación actuales, diseñados para la distribución a zonas rurales, para la evacuación de potencia en las comarcas de mayor recurso.

- La necesaria cautela en la concesión de autorizaciones administrativas a los promotores de parques eólicos, ante los conflictos que podrían surgir con otros intereses, tales como la conservación del medio natural y otros.

Ante los posibles conflictos señalados, debe tenerse en cuenta los beneficios que las instalaciones eólicas suponen para Andalucía a un nivel medioambiental, social y económico, a través de las inversiones que por su potencial le corresponden y por el valor añadido que las instalaciones eólicas distribuyen en el ámbito local y regional.

5.3.3. Previsiones de potencia en el período del Plan.

Es conocida la limitación técnica del sistema eléctrico nacional, que no puede admitir una cantidad ilimitada de energía eléctrica de origen eólico, debido principalmente al carácter aleatorio de su producción (se produce cuando sopla el viento). Aunque aún no ha sido especificado, se estima, en un escenario conservador, que la energía que el organismo regulador podría aceptar de estas fuentes se encuentra en torno al

10% del consumo eléctrico nacional. Esto supondría una limitación de potencia eólica instalada alrededor de los 10.000 MW en el conjunto de España.

Las instalaciones eólicas en España sumaron a finales de 2000 más de 2.400 MW, frente a los 1.100 MW de finales de 1999. Este ritmo hace prever un rápido acercamiento a los límites anteriormente expuestos, pudiéndose esperar propuestas para la desaceleración de las instalaciones a partir de los años 2005-2006. Ante esta situación se hace imprescindible el establecimiento de las medidas adecuadas para el ajuste de la capacidad productiva de energía eólica al potencial existente en Andalucía antes de que se limiten, de una u otra forma, la ejecución de estas instalaciones.

En este sentido, el Plan Energético de Andalucía 2001-2006 (PLEAN 2001-2006) propone un objetivo de 2.700 MW instalados en el año 2006, y 4.000 MW instalados en el año 2010. Para tal fin se articularán desde la Administración Pública las medidas adecuadas que permitan superar los obstáculos antes señalados, definiendo los criterios para las autorizaciones administrativas a parques eólicos y facilitando el acceso a la red eléctrica, a través de la ampliación y mejora de la misma, especialmente en las comarcas de mayor concentración eólica.

La progresión esperada de la instalación de potencia eólica en Andalucía se representa en la siguiente tabla:

	INSTALADO 31/12/2000	AÑO 2001	AÑO 2002	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005	AÑO 2006	ACUMULADO AÑO 2006
MW	146,2	24,0	157,0	705,0	750,0	530,8	387,0	2.700,0

Esta potencia conllevaría una producción de energía en el año 2006 en torno a los 6.345 GWh (unas 2.350 horas anuales equivalentes).

Aunque no se han realizado prospecciones de recurso por parte de la Administración, la presión de los promotores en determinadas zonas hace evidente cuáles son las comarcas de mayor recurso eólico y dónde se prevén las mayores concentraciones de parques eólicos. En la siguiente tabla se presenta un resumen de las instalaciones solicitadas en Andalucía hasta diciembre de 2000, y una previsión de la potencia instalada en diferentes comarcas, según las estimaciones realizadas.

Solicitudes en el 2001 y previsión de potencia eólica instalada en el año 2010

Provincia	Solicitudes (MW)	Zonificación	Potencia estimada (MW)
Almería	3.647	Total Almería	720
		Campo de Níjar	40
		Filabres – Nacimiento	400
		Las Estancias – Norte	250
		Otros	30
Cádiz	2.237	Total Cádiz	1.200
		Tarifa y prox.	575
		Janda y prox.	450
		Otros	175
Córdoba	0	Total Córdoba	20
		Sierra Sur	20
Granada	6.607	Total Granada	765
		Loja – Alhama	80
		Guadix	325
		Baza – Huescar	200
		Motril – Guajares – Contraviesa	60
		Resto	100
Huelva	466	Total Huelva	50
		El Granado	50

Solicitudes en el 2001 y previsión de potencia eólica instalada en el año 2010

Provincia	Solicitudes (MW)	Zonificación	Potencia estimada (MW)
Jaén	213	Total Jaén	75
		Guadiana Menor - Sierra del Trigo	75
Málaga	2.532	Total Málaga	1.000
		Antequera – Guadalteba	700
		Gaucín-Casares	75
		Otros	225
Sevilla	718	Total Sevilla	170
		Comarca Osuna - Sierra Sur	100
		Otros	70
TOTAL	16.419		4.000

Las cifras anteriores podrían verse incrementadas con la realización de parques eólicos off shore. El desarrollo de esta tecnología en los últimos años ha permitido que estas instalaciones se hayan convertido en una seria alternativa a tener en cuenta en el ámbito del fomento de las energías renovables.

Según los estudios de algunos promotores, la costa atlántica andaluza cuenta con áreas idóneas para la ejecución de proyectos off shore, tanto por recurso como por profundidad y características de los fondos, que podrían albergar una potencia notable en los próximos años.

5.3.4. Infraestructuras necesarias y actuaciones de apoyo.

A la vista de esta distribución, queda patente la necesidad de mejorar la infraestructura eléctrica, especialmente en cuatro zonas por su elevada concentración de instalaciones:

- Tarifa.
- La Janda.
- Antequera-Guadalteba.
- Huéneja-Guadix.

En el caso de Tarifa ya se ha encontrado una solución de evacuación, a través de una nueva línea de 400 kV que utilizará los apoyos de la línea Pinar del Rey-Estrecho. En este punto se podrían evacuar hasta 750 MW.

En la comarca de La Janda existe un proyecto en ejecución de una línea de 220 kV, conectada a la línea Pinar del Rey-Don Rodrigo. Esta línea, con capacidad para un máximo de 250 MW, será insuficiente para la evacuación del conjunto de la potencia prevista en la zona. Una alternativa a esta línea sería la evacuación a 400 kV en la subestación prevista al Sur de Arcos de la Frontera.

Para la zona de Antequera-Guadalteba existen dos soluciones de evacuación, que en función de la potencia final instalada se podrán utilizar como alternativas o de forma simultánea. Estas soluciones son la subestación de 400 kV de El Tajo de la Encantada (máximo de 375 MW), y una nueva línea prevista de 400 kV Arcos de la Frontera-Lucena. Esta segunda infraestructura podrá atender, además, a las promociones propuestas en la zona de Osuna (Sur de Sevilla), con una capacidad máxima en torno a los 500 MW, compartida con la potencia eólica que se conectase en Arcos.

Para la zona de Huéneja-Guadix, la única solución de evacuación será a través de la línea de 400 kV Caparacena-Litoral. Esta línea admitirá un máximo de 375 MW, lo que supone un límite para las instalaciones en la zona de las Hoyas de Baza y Guadix, y de las áreas colindantes de Almería con recurso.

Otras zonas de menor concentración también requieren actuaciones preferentes, debido a la muy escasa infraestructura eléctrica existente en su entorno.

En el caso de la puesta en marcha de los proyectos off shore mencionados en el apartado anterior, habría que prever la evacuación de la energía generada a través del territorio andaluz.

Las previsiones realizadas en este documento se basan en la tecnología de aerogeneradores actualmente disponible y en los prototipos en desarrollo, que presentan gamas de potencia unitaria entre 600 kW y 2.000 kW. No obstante, el sector eólico ha mostrado en los últimos años un alto dinamismo, especialmente en los aspectos tecnológicos. Avances en los sistemas o mejoras en eficiencias y reducciones en costes por aplicación de nuevos materiales podrían suponer una variación en las condiciones del mercado que afectasen de forma importante a las bases de las estimaciones aquí presentadas.

En referencia al desarrollo tecnológico, es importante señalar que el gran número de instalaciones eólicas en España ha tenido un efecto de arrastre sobre la tecnología nacional, encontrándose los tecnólogos españoles, en la vanguardia mundial de este mercado.

5.4. Energía hidroeléctrica.

5.4.1. Situación actual.

La potencia hidroeléctrica instalada en Andalucía a 31 de diciembre de 2000 sumaba un total de 1.123 MW, repartida de la siguiente forma:

- Adscrita al régimen ordinario:	475 MW
- Adscrita al régimen especial:	78 MW
- Bombeo:	570 MW
Total:	1.123 MW

La potencia minihidráulica suma 191 MW, aunque sólo 78 están en régimen especial, ya que por antigüedad, el resto no pudo acogerse a los beneficios de este régimen.

En Andalucía, y dado el clima seco de la región, la demanda de agua para riego y abastecimiento es prioritaria frente a otros usos, como el hidroeléctrico. Esta situación hace que el desarrollo futuro de la energía hidroeléctrica se vea muy condicionado y limitado al aprovechamiento de las grandes infraestructuras hidráulicas en proyecto, o a las aún no aprovechadas energéticamente, y al aprovechamiento de los cauces más altos, en zonas de poco o nulo aprovechamiento agrícola. Estos últimos aprovechamientos están dotados en general de una muy pequeña potencia unitaria (por cada instalación, del orden de 1 MW o inferior).

Como prueba de la baja potencialidad para el desarrollo de la energía hidroeléctrica se tienen los datos aportados por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir. Según estos datos, del potencial bruto existente en la cuenca del Guadalquivir, tan sólo un 14% es técnicamente desarrollable (muy por debajo del 46% de la media peninsular), de los cuales más del 50% se encuentran actualmente ya aprovechados, dejando un margen no muy elevado para la implantación de nuevas centrales.

5.4.2. Objetivos.

En el mencionado Plan Hidrológico del Guadalquivir se establecen una serie de objetivos de aprovechamientos hidroeléctricos en embalses de la cuenca en dos escenarios de tiempo (2002 y 2010). A fecha de hoy, el grado de cumplimiento de los objetivos trazados para el año 2002 es mínimo y no parece que vaya a cambiar en los próximos años.

En la misma línea, existen previsiones del IDAE sobre la implantación de centrales hidroeléctricas en Andalucía. Sin embargo, a juzgar por el retraso en la implantación de los primeros aprovechamientos hidroeléctricos y en la ejecución de algunas de las presas previstas, se pueden catalogar estos pronósticos como de excesivamente ambiciosos.

En el presente Plan se establece un objetivo de potencia instalada de 24 nuevos MW para el año 2006 y otros 26 MW adicionales en el período 2007-2010. Este objetivo se deberá alcanzar a través de la instalación de pequeñas centrales, ya que el recurso aún no explotado, además de ser escaso, se

encuentra disperso, resultando difícil la implantación rentable de grandes centrales.

Las nuevas instalaciones responsables de este crecimiento se derivan del potencial existente en:

- El aprovechamiento de las actuales infraestructuras hidráulicas que todavía no tienen aprovechamiento hidroeléctrico y que pudieran, por sus características y por su uso y gestión, hacer viables estas instalaciones.

- Caudales en cursos altos, principalmente de Sierra Nevada en Granada y en la Sierra de Cazorla en Jaén, para los que sea viable, tanto desde el punto de vista energético como ambiental, la instalación de minicentrales y microcentrales.

- Rehabilitaciones de antiguas centrales abandonadas que pudieran resultar económicamente viables tanto por el progreso de la tecnología (principalmente en lo que se refiere a mejoras que abaraten el mantenimiento) como por la mayor remuneración actual del kWh de origen minihidráulico.

- El aprovechamiento energético de los puntos de roturación en las actuales infraestructuras de suministro de agua.

En el primer caso, la mayor parte de los embalses que reúnen unas condiciones mínimas para su aprovechamiento están ya explotados. Debe tenerse en cuenta que entre esas condiciones mínimas están no sólo las características de caudal del cauce y altura del salto, sino también la disponibilidad del recurso, en muchas ocasiones desviado a canales de riego o suministro, y la gestión de los desembalses. Existe una previsión de construcción de embalses a medio plazo por parte de las Administraciones competentes, aunque no se concretan estos plazos, por lo que resulta difícil programar el aprovechamiento de los mismos. En cualquier caso, la potencia asignable a este tipo de instalación no supera los 70 MW en el horizonte 2006.

En el caso de pequeñas minicentrales que aprovechen caudales de cursos altos, la utilización de estos flujos debe tener en cuenta la existencia de derechos reales y adquiridos para otros usos, principalmente de pequeños regadíos. Estas actividades, que entran en competencia con los obligatorios desvíos del caudal, restringen a una pequeña parcela los cursos aprovechables, situados en lugares remotos, que no pueden ser aprovechados por pequeñas explotaciones agrícolas, y que en general encuentran dificultades para su completa integración ambiental. Las estimaciones de aprovechamientos de este tipo en el horizonte de 2006 se reducen a 12 MW.

Respecto a las minicentrales en desuso, existen en Andalucía 102 pequeñas instalaciones censadas. Aunque la mayoría son de una potencia excesivamente pequeña, se estima que aún existe posibilidad de recuperación de alguna de ellas, previéndose que contribuyan con al menos 7 MW a la potencia instalada el año 2006.

El último caso es el de canales y tuberías de distinto uso, en los que cuando el caudal llega a su destino se encuentra a una presión o velocidad superiores a las deseadas, y que actualmente se dispersan o frenan mediante sistemas de roturación, para evitar el daño a los depósitos finales. Estos puntos, que son energéticamente aprovechables, aunque son abundantes, en general representan una potencia muy pequeña. Se espera que la aportación de estas instalaciones en 2006 sea de unos 5 MW.

6. AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA

6.1. Introducción.

En un Plan Energético a escala regional, las actuaciones en ahorro y eficiencia energética se constituyen como una de las herramientas de trabajo más válidas y eficientes para cumplir los objetivos marcados. Esto es así ya que los planes regionales de actuación deben colocarse preferentemente en el lado de la demanda, pues las posibilidades de actuación en el lado

de la oferta están más ligadas a otras Administraciones que cuentan con competencias para ello, como son el Estado Español y la Unión Europea, los cuales pueden legislar en materia de combustibles (derivados del petróleo, gas natural) y otros vectores energéticos (energía eléctrica), regulando primas, condiciones de conexión a red, ámbitos temporales de percepción de primas, tamaños de instalaciones susceptibles de percibir primas, obligatoriedad de algunas actuaciones, etc.

Antes de seguir con el desarrollo de este apartado, es conveniente introducir adecuadamente los conceptos de ahorro y eficiencia energética, así como otra cuestión previa a la que podemos asociar con un consumo energético excesivo o más bien innecesario.

Empezando por el final, se debe reflexionar, previamente a otra consideración, con el hecho de que la sociedad actual lleva a cabo, en muchos casos, un verdadero derroche de energía, entendiendo con ello, no sólo que gasta más energía de la que sería necesaria para obtener un determinado beneficio, sino que utiliza ésta incluso en supuestos en los que ni siquiera le hace falta. Ese uso de la energía sin necesidad de ella, está desgraciadamente muy extendido en las sociedades de alto nivel adquisitivo, no siendo conscientes de lo escaso que es este bien y de lo importante que es por tanto su adecuada utilización.

El ahorro se produce cuando se es capaz de utilizar menos energía para satisfacer una demanda. Para ello se debe emplear un sistema más eficiente (de mayor eficiencia o rendimiento energético) que el que se ha venido utilizando, para obtener un determinado efecto útil.

Para ilustrar lo dicho con anterioridad, se puede poner el siguiente ejemplo: cuando en una habitación están las luces encendidas y no hay nadie, estamos derrochando energía. Si cambiamos las bombillas de esa habitación por otras más eficientes, cuando hagamos uso de ellas estaremos ahorrando energía.

El espectacular crecimiento de la demanda de energía a escala nacional y regional en los últimos años, es consecuencia, no sólo del período de crecimiento económico vivido, sino también de la relajación en el mantenimiento de políticas efectivas de ahorro y eficiencia energética.

Las consecuencias de este importante crecimiento de la demanda supone que los valores relativos de autoabastecimiento energético, consumo per cápita, intensidad energética, etc., han empeorado, incluso con importantes esfuerzos de mejora en los valores absolutos, como por ejemplo en el aporte de las energías renovables.

Si a este hecho unimos la reducción de la generación de electricidad mediante sistemas de cogeneración como consecuencia, no sólo temporal de subida de los precios del gas, sino estructurales, debido a una legislación poco favorable a la misma en el actual régimen especial (primas reducidas, limitación temporal a la percepción de la misma, necesidad de cumplimiento de un autoconsumo mínimo), esto está suponiendo una reducción significativa en los parámetros de ahorro de energía primaria por este concepto en nuestro país.

Los argumentos antes expuestos son los que fundamentalmente han originado un aumento significativo de los valores de la intensidad energética (tanto en energía primaria como en energía final), sobre todo a partir del año 1996, por lo que el capítulo que se aborda a continuación debe sentar las bases para conseguir una reducción importante de este parámetro, situando el mismo en cotas más acordes con pautas de consumo más racionales y sostenibles.

Tanto o más importante que diversificar un tep en forma de energía renovable es ahorrar el mismo. La mejor energía es aquella que no se consume, pues ello es síntoma de que no se necesita.

Dada la escasez de los recursos energéticos convencionales que sufre el Planeta, dado el impacto ambiental que soportamos como consecuencia del uso de energías fósiles, y

teniendo en cuenta que Andalucía es una región que carece de este tipo de energía, la adopción en este Plan de medidas que supongan actuaciones en ahorro y eficiencia energética, serán de primera magnitud en el mismo.

Entre las principales medidas que deben llevarse a cabo en un plan de ahorro y eficiencia energética, caben destacar dos de carácter horizontal y otras de carácter sectorial.

En el primer caso deben indicarse la cogeneración y el ahorro técnico originado al sustituir un combustible derivado del petróleo por otros más eficientes como por ejemplo el gas natural. Entre las actuaciones sectoriales, se hará especial hincapié en los sectores industrial, residencial y servicios, incluyendo en este último al sector público.

En la tabla siguiente se muestran las previsiones de ahorros derivados de cada una de estas medidas para los años 2006 y 2010.

Unidad: ktep	2006	2010
Cogeneración	172,7	339,2
Sustitución por gas natural	7,5	14,8
Sector servicios	58,6	82,4
Sector residencial	55,6	93,4
Sector Transporte	202,6	508,9
Sector Industrial	157,3	239,2
Sector transformador	120,6	271,7
TOTAL	774,8	1.549,6

Teniendo en cuenta estas previsiones, del escenario tendencial se pasa al escenario de ahorro según se muestra en la siguiente tabla.

Año	Tendencial	Ahorro
2000	15.425,2	15.425,2
2006	19.054,3	18.279,4
2010	20.661,4	19.111,8

Unidad: ktep

Se observa una reducción respecto a la tendencia en torno al 4,07% en los seis primeros años, siendo esta reducción del 7,5% en el periodo 2001-2010.

6.2. Actuaciones horizontales.

6.2.1. Fomento de la cogeneración.

Al igual que en el Plan Energético anterior, el fomento de las instalaciones de cogeneración seguirá siendo prioritario en este caso.

La cogeneración, o producción simultánea de energía eléctrica y térmica, presenta indudables ventajas para el usuario y para el país, ya que supone un ahorro de energía primaria, reduce el impacto ambiental originado por el uso de la energía, mejora la calidad del suministro eléctrico y reduce las necesidades de inversión en centrales convencionales.

En los últimos años, la cogeneración en Andalucía ha crecido de forma importante, pasando de 333 MWe instalados a finales de 1994, a una cifra de 695,8 MWe a finales del año 2000, lo cual supone un incremento del 108,9% con respecto al valor inicial.

El Real Decreto 2818/98 que regula el Régimen Especial de producción eléctrica, ha supuesto una clara reducción de las expectativas de crecimiento de la cogeneración, por lo que en estos momentos no se está produciendo un incremento significativo de estos sistemas. Por ello, sería necesario que cambie la legislación a escala nacional, y que, en el caso de nuestra Comunidad Autónoma, se realice un esfuerzo de apoyo a dichas instalaciones.

En el periodo de vigencia del PLEAN, se propone un crecimiento de la cogeneración de 280 MWe, lo que significará una

generación eléctrica neta del orden de 1.540 GWh y un ahorro de energía primaria por este concepto de 172,7 ktep. En el horizonte del año 2010 se prevé un incremento de potencia respecto al valor actual de 550 MWe, lo que supone un ahorro de 339,2 ktep. Por sectores, si bien el industrial deberá seguir asumiendo una parte importante de las cogeneraciones que se instalen, en el sector servicios (hoteles, hospitales, superficies comerciales, oficinas) existe un potencial muy importante que todavía está sin explotar.

Los valores anteriores de previsión de incremento de la cogeneración, incluyen, de acuerdo con el RD 2818/98 reseñado, tanto las instalaciones de cogeneración asociadas a procesos energéticos (apartado a) del art. 2 de dicho Real Decreto), como las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios (apartado d) del art. 2 del Real Decreto), pues en ambos casos hay que justificar un rendimiento eléctrico equivalente mínimo.

Para el fomento de los sistemas de cogeneración, la Junta de Andalucía dispone de un instrumento legislativo: la Orden de 21 de enero de 2000, «por la que se regula la concesión de subvenciones para instalaciones de cogeneración y de distribución de energía eléctrica en el medio rural». Dicha Orden, con vigencia hasta el año 2006, permite subvencionar [con cuantías máximas del 45% de la inversión, con un máximo de 200 millones de pesetas (1,2 millones de euros por proyecto)] instalaciones de cogeneración de potencias no superiores a los 25 MVA.

6.2.2. Ahorro técnico por sustitución a gas natural.

Habida cuenta que el gas natural es un combustible que presenta un mayor rendimiento en los procesos de generación de fluidos térmicos con respecto a los derivados del petróleo, toda sustitución de éstos por gas natural supone un ahorro de energía primaria en torno al 3,5% sobre la cantidad de energía sustituida.

Teniendo en cuenta que el gas natural seguirá su penetración en Andalucía sustituyendo a los derivados del petróleo, puede indicarse que el ahorro de energía provocado por estas sustituciones se estima en unos 7,5 ktep en 2006 y 14,8 ktep en 2010.

6.3. Actuaciones sectoriales.

Se detallan a continuación, para cada uno de los sectores de actividad, aquellas medidas de ahorro y eficiencia energética previstas.

6.3.1. Sector primario.

En el sector primario, es conveniente resaltar la necesidad de llevar a cabo actuaciones de ahorro energético y económico en el bombeo de agua para riego, en el bombeo de la misma, así como la diversificación energética que puede obtenerse como consecuencia del empleo de combustibles no fósiles, fundamentalmente los de origen renovable como los biocombustibles. Asimismo, la optimización de la eficiencia de los motores de los vehículos utilizados en las labores agrícolas, sería muy necesaria para ahorrar energía en el sector.

6.3.2. Sector industrial.

El sector industrial es en el que, por sus circunstancias específicas, más se ha trabajado en el marco del ahorro y la eficiencia energética. El elevado consumo energético de las industrias, el número relativamente reducido de las mismas, la concienciación de los responsables técnicos y empresariales y el importante coste de la energía en estos centros, aunque sus costes específicos son mucho más reducidos que los del resto de consumidores, como ocurre por ejemplo con los clientes cualificados del sector eléctrico, son factores que han contribuido a las actuaciones realizadas en las dos últimas décadas.

El sector industrial andaluz cuenta con importantes concentraciones en torno a los polos industriales de Huelva y Bahía de Algeciras, Sevilla y su cinturón industrial y la bahía de Cádiz, así como el entorno de otras capitales andaluzas.

En este sentido, el sector agroalimentario es sin duda el más importante, destacando en este caso el subsector oleícola, el azucarero, el de sacrificio y despiece de ganado, el lácteo y el de bebidas. Otros sectores como el cementero, el ladrillero, el papelero y el mecánico, están también presentes como importantes consumidores de energía.

El campo de actuación en medidas de ahorro y eficiencia energética en el sector industrial debe seguir avanzando, de tal manera que actuaciones tales como:

- La sustitución de equipos de generación de calor (hornos, calderas y secaderos) por otros más eficientes (excluyendo las sustituciones por equipos que utilicen el efecto Joule).
- La instalación de sistemas de cogeneración.
- El aprovechamiento de calores residuales (aguas, gases de combustión).
- El empleo de tecnologías y procesos más eficientes.
- La sustitución de derivados del petróleo por gas natural

puedan seguir realizándose para mejorar la eficiencia energética de los procesos, aumentando así la competitividad de nuestras industrias.

El ahorro esperado en este sector se cifra en 157,3 ktep en el año 2006 y 239,2 ktep en el año 2010, lo que supone el 3,7% y el 5,7% respecto a la demanda actual de la industria andaluza.

6.3.3. Sector servicios.

Desde el punto de vista energético, el sector servicios es un consumidor significativo, destacando en este caso los hospitales, los hoteles, las superficies comerciales, las oficinas y el consumo en servicios públicos como el alumbrado de calles y vías, los servicios de deportes (polideportivos) y los de recogida, tratamiento y depuración de residuos.

En el sector servicios, existe una importante dependencia de la electricidad como vector energético, no siendo ésta siempre la más idónea para los usos en los que se emplea.

En este sector, existe una elevada capacidad de ahorro energético, ya que hasta la fecha no se han realizado los esfuerzos pertinentes de cara a acometer medidas de ahorro y eficiencia energética en el mismo.

En el caso del sector servicios, es conveniente resaltar las características y peculiaridades específicas que presentan dentro del mismo el sector público, dentro del cual debe darse ejemplo a la ciudadanía, tanto en lo que respecta al ahorro energético, como en lo referente a un óptimo uso de los recursos públicos utilizados en la adquisición de equipos eficientes y en el consumo de energía. Dentro del sector público, debemos contemplar el correspondiente a los servicios de la Administración Nacional y Autonómica, y a los prestados por los Ayuntamientos.

En el primero de los subsectores indicados, es conveniente llevar a cabo dos tipos de medidas:

- La realización de inventarios en los que se identifiquen los consumos y los costes energéticos de las unidades de consumo adscritas a estas Administraciones, al objeto de optimizar el coste de las mismas, tanto como clientes en tarifa, como en el caso de consumidores cualificados. En este caso, la gestión y negociación común de estos consumos, podrá redundar en una reducción de los costes energéticos asociados.
- La realización de diagnósticos energéticos en dichas unidades de consumo, así como la posterior ejecución de aquellas medidas de ahorro que se hayan podido detectar en la realización de dichos diagnósticos. En este caso, tanto la inversión directa con presupuestos propios, como la financian-

ción por terceros, podrán ser empleadas para llevar a cabo dichos ahorros.

El caso del sector municipal, también merece un trato preferente, ya que es el responsable de un elevado consumo energético, pues los servicios que prestan estas corporaciones son muy elevados y están en continuo crecimiento: alumbrado público, saneamiento y depuración de agua, recogida y tratamiento de basuras, servicios deportivos, culturales, etc. La realización de un Plan de Optimización Energético (POE) en los municipios, podría identificar los consumos existentes y detectar las medidas de ahorro aplicables. La coordinación de actuaciones entre los municipios con la Administración Autonómica y las Diputaciones Provinciales se considera muy necesaria en este caso.

En general, entre las medidas de ahorro de energía a llevar a cabo en el sector servicios, destacan las siguientes:

- La introducción de sistemas de cogeneración.
- Especificación de normas adecuadas aplicables en la fase de diseño.
- Aplicación de la calificación energética a los edificios.
- Empleo de las energías renovables.
- Optimización de los sistemas de climatización.
- Empleo de luminarias eficientes.
- Sustitución progresiva de las resistencias (efecto Joule) para calefacción y agua caliente.

De acuerdo con los análisis efectuados en el sector, es previsible conseguir ahorros energéticos en torno al 7,8% (58,6 ktep) en 2006 y al 11,0% (82,4 ktep) en 2010 respecto al consumo actual del mismo.

6.3.4. Sector residencial.

El sector residencial es un componente importante del consumo energético de la Comunidad, ya que, aunque el consumo unitario no sea muy elevado, si lo es el número de viviendas existentes.

La atomización de estos consumos complica la posibilidad de generalizar las medidas de ahorro aplicables, ya que las mismas dependerán mucho de la concienciación de los usuarios.

En este caso, la calificación energética de viviendas es una medida que posibilitará la adopción de medidas de ahorro, ya que las mismas suelen suponer un coste de sobreinversión no muy elevado con respecto al ahorro económico que suponen.

La aplicación de la calificación energética de viviendas, tanto a las de nueva construcción, como a las ya existentes (la mayoría), puede suponer ahorros en torno al 3,8% en el año 2006 y al 6,3% en 2010 con inversiones amortizables en plazos de tiempo reducidos.

Asimismo, es conveniente resaltar la importancia que tendría para la reducción del consumo energético en este sector la aplicación de tarifas que contemplaran una estructura de precios adecuada para favorecer el ahorro energético. Esto se podría conseguir con mayores cotas de discriminación horaria para fomentar una adecuada gestión de la demanda, así como otros incentivos al ahorro energético de las diferentes formas de energía consumidas preferentemente en los hogares, persiguiendo, entre otras acciones, la eliminación paulatina de las resistencias eléctricas para calentamiento.

6.3.5. Sector transporte.

El sector transporte es en la actualidad uno de los más importantes desde dos puntos de vista: el consumo energético y las implicaciones medioambientales.

En el año 2000, el sector transporte aglutinó el 38,0% de la demanda de energía final en Andalucía, lo cual nos permite vislumbrar la importancia que, sobre las actuaciones del lado

de la demanda, tienen las medidas tendentes a promocionar el ahorro y la eficiencia energética en este sector.

A la hora de analizar estas medidas no se pueden obviar las dos peculiaridades siguientes:

- El sector transporte presta servicios al sistema productivo y a otras actividades del ciudadano, y por tanto se ve influido por la evolución de dichas actividades, a la vez que las potencia y aumenta su eficacia.

- Existe una gran dispersión de los centros de decisión que condicionan el consumo de energía de este sector: desde decisiones institucionales y de infraestructura, hasta las de los propios ciudadanos a la hora de elegir la manera de desplazarse, o las de oferta de transporte público.

Todo ello, junto a la incertidumbre del mercado de los carburantes, contribuye a que no sea fácil estimar la evolución del ahorro dentro del sector transporte. No obstante, tanto las mejoras técnicas como los precios de los combustibles y la creciente sensibilización social auguran un uso más racional en este sector para los próximos años.

El potencial técnico es elevado y se fundamenta en las siguientes líneas:

- Mejora de la eficiencia de los motores con una gran penetración de la inyección de combustible y diseño de cilindros con 4 y 5 válvulas.

- Disminución del peso de los vehículos con la introducción de materiales más ligeros como el aluminio y el plástico.

- Avances en el diseño tendentes a la mejora de la aerodinámica.

- Nuevas tecnologías y diversificación de los combustibles.

Junto a estas actuaciones de carácter técnico, en las cuales la Administración puede incidir en menor cuantía, ya que dependen en gran medida del propio sector de fabricación de vehículos, existen otras de gestión que sí pueden ser impulsadas con mayor decisión por parte de la Administración. Entre éstas, podemos destacar las siguientes:

- Puesta a punto obligatoria de vehículos desde el punto de vista energético, por ejemplo a través de la Inspección Técnica de Vehículos.

- Fomento del transporte público, haciéndolo más atractivo al ciudadano.

- Construcción de nueva infraestructura de transporte y mejora de la existente.

- Fomento del uso de la bicicleta en ciudades.

- Puesta en marcha de campañas de sensibilización dirigidas a los usuarios del transporte privado, en orden a incrementar el uso del transporte público, a mantener permanentemente optimizado el rendimiento de los vehículos y a mejorar el comportamiento de los conductores en núcleos urbanos.

Con estas premisas, el ahorro previsto en el sector transporte para el año 2006 se cifra en 202,6 ktep, un 4,6% del consumo actual. La penetración de las actuaciones anteriormente referidas en los últimos años del período 2001-2010 hace que el ahorro previsto en este último año alcance los 508,9 ktep.

6.3.6. Sector transformador.

En el caso del sector transformador, se incluyen la generación de electricidad, así como su transporte y distribución, como el refinado de petróleo y los usos energéticos derivados de las transformaciones de fase a que se puede someter el gas natural para su transporte y uso.

En el caso de la generación, transporte y distribución de electricidad, se esperan reducciones del consumo al mejorar

las tecnologías de generación (tanto en centrales térmicas clásicas, como en cogeneraciones existentes) y al mejorar las condiciones de transporte y distribución de la electricidad generada (al aumentar la tensión de transporte, el número de generadores distribuidos y la longitud de las líneas).

La prevista sustitución de las centrales bicombustibles (fuel/gas) existentes en Andalucía (concretamente Cristóbal Colón, en la provincia de Huelva, y Bahía de Algeciras, en la provincia de Cádiz) por otras de ciclo combinado a lo largo del período de vigencia del PLEAN, es una actuación que supondrá una mayor eficiencia en la generación de electricidad, al sustituir centrales con rendimientos medios en torno al 35%, por otras (los ciclos combinados a gas) con rendimientos en torno al 55%-58%.

Asimismo, en los procesos de refinado de petróleo, la optimización energética de los mismos es continua, por lo que también en este caso se esperan ahorros importantes.

De acuerdo con lo anterior, se prevén unos ahorros de energía sobre los actuales de 120,6 ktep y 271,7 ktep en los años 2006 y 2010 respectivamente.

Como instrumento de apoyo a la puesta en práctica de medidas de ahorro de energía, la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico dispone de la Orden de 22 de junio de 2001, «por la que se regula la concesión de subvenciones a las inversiones en mejora de la eficiencia energética y aprovechamiento centralizado de energías renovables, durante el período 2001-2006». En el apartado de ahorro energético, se consideran proyectos subvencionables las inversiones tendientes a adecuar las instalaciones para mejorar su rendimiento, así como los equipos y procesos productivos que supongan un ahorro en la demanda energética y la sustitución de energías convencionales por gas natural siempre que ésta vaya acompañada de una mejora del rendimiento energético.

6.4. La Ley de Ahorro y Eficiencia Energética.

Uno de los objetivos enumerados en el presente Plan Energético, lo constituye la promulgación de la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética y para el Fomento de las Energías Renovables.

La importancia de las medidas de ahorro y eficiencia energética en lo que se refiere a la reducción del consumo de combustibles (sobre todo los derivados del petróleo) y a la reducción del impacto ambiental, la necesidad de coordinación de esfuerzos por parte de los diferentes estamentos que tienen necesidad de actuar en estas cuestiones, dado el carácter horizontal del uso de la energía, así como las elevadas posibilidades que tiene una Administración Autonómica para acometer acciones que favorezcan la reducción de la demanda, aconsejan actuar decididamente en esta materia.

La futura Ley de Ahorro y Eficiencia Energética, cuya promulgación deberá realizarse en los primeros años de vigencia del Plan, al objeto de que la misma sea operativa cuanto antes y pueda dar sus frutos rápidamente, deberá contemplar, entre otros, los siguientes aspectos:

- Deberá establecer una normativa energética de obligado cumplimiento. Entre otras, las relacionadas con la calificación energética de viviendas y edificios en general, así como la instalación de paneles solares térmicos para calentamiento de agua sanitaria. El empleo en este caso de las herramientas informáticas desarrolladas por la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de Sevilla para la Administración Central, servirá para una rápida implementación de la calificación energética, aunque con posterioridad sea conveniente adaptar ésta a las peculiaridades de la climatología andaluza.

- Deberá instrumentar los procedimientos necesarios para que se garantice su cumplimiento.

- Deberá articular el procedimiento sancionador, en su caso, de los incumplimientos de la misma.

- Deberá establecer los procedimientos de actualización de la normativa, a fin de evitar su obsolescencia y a fin de no dificultar el desarrollo tecnológico.

- Establecerá la necesidad de implementar una base de datos regional de la energía mediante:

- La realización de auditorías en los sectores industrial y edificación.

- El establecimiento de la necesidad de llevar a cabo una contabilidad del consumo energético en los sectores en los que éste tiene mayor incidencia.

- Incluir como técnicas de energías renovables: el enfriamiento gratuito, la recuperación de la energía del aire de extracción, el enfriamiento evaporativo y las energías gratuitas empleadas en la bomba de calor.

- Establecer, divulgar y exigir, en los edificios públicos y en viviendas con apoyo de fondos públicos:

- La optimización del consumo energético, empleando técnicas avanzadas de ahorro y eficiencia energética.

- La optimización de la factura energética.

- El empleo de las energías renovables.

- Una calificación energética por encima de la cual tengan que situarse.

- Criterios de diseño arquitectónico que permitan el uso ampliado de las energías renovables.

- Al objeto de poder fijar y asignar adecuadamente las ayudas y subvenciones necesarias para fomentar las diversas medidas de ahorro y eficiencia, deberán identificarse aquéllas que mayores ventajas presenten para la sociedad andaluza, como son un mayor ahorro de energía por unidad de inversión, así como un mayor beneficio social, económico y estratégico.

- Desarrollar una normativa específica adaptada a las características andaluzas, que compagine el término Calidad de Aire Interior con un consumo aceptable de energía.

7. INFRAESTRUCTURA ELECTRICA

7.1. Introducción.

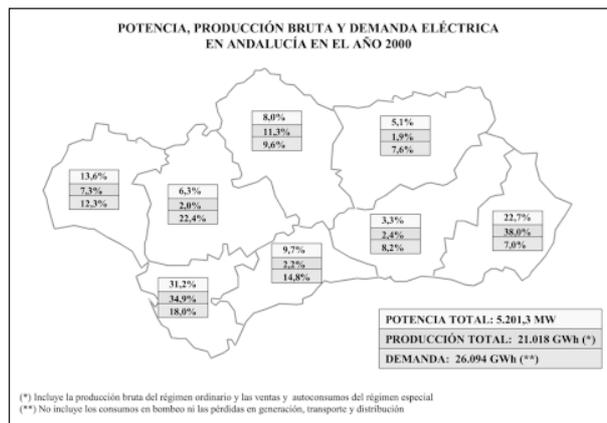
El desarrollo de infraestructura es un catalizador del crecimiento territorial. En este sentido, la Junta de Andalucía promueve un sistema eléctrico repartido homogéneamente por toda la Comunidad, evitando así concentraciones no deseadas y desigualdades entre las distintas zonas de su geografía.

La generación distribuida como modelo eficiente, y la promoción del uso del gas natural y las energías renovables como mejores opciones para la protección del medio ambiente, completarían el esquema eléctrico básico por el que apuesta la Administración Andaluza.

El sistema de generación eléctrica actual de la Comunidad Autónoma de Andalucía produce en torno al 70% de las necesidades de la región. La potencia total instalada es de 5.201,3 MW, correspondiendo el 81% al régimen ordinario y el 19% restante a instalaciones acogidas al régimen especial.

La producción eléctrica ascendió a 21.018 GWh durante el año 2000. La provincia de Almería es la que aporta la mayor cantidad, con el 38,0% del total producido, seguida de la provincia de Cádiz con el 34,9%. Las provincias de Granada, Jaén, Málaga y Sevilla no superan el 3% de generación. Estas diferencias entre provincias van en contra del modelo geográfico distribuido que persigue el Plan Energético.

En el siguiente mapa se observa la distribución provincial de la potencia y la producción de electricidad en Andalucía.



Fuente: Elaboración propia.

7.2. Análisis de la evolución de la infraestructura eléctrica.

Como consecuencia de la rápida liberalización del sistema eléctrico en España, en los próximos años se prevé un cambio sustancial en el sistema de generación así como en el mallado de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que permitirá en un futuro no muy lejano hablar de un mercado único europeo de la electricidad.

Por los condicionantes sociales y geográficos, Andalucía cuenta con una excelente oportunidad para estar presente de forma activa en este nuevo panorama de generación, que dará lugar al establecimiento de empresas productoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, originando un incremento de la electricidad generada en la región, un aumento de la competencia en el sector y una mejora de la eficiencia del sistema.

Los objetivos pretendidos en este Plan en relación con el sistema eléctrico son:

- Conseguir, al menos, la autogeneración eléctrica en el año 2006 con los márgenes de operatividad y cobertura exigidos por el sistema, con el objetivo derivado de potenciar el desarrollo económico incrementando el valor añadido en Andalucía.

- Mejorar los niveles de tensión, fomentar la eficiencia en pérdidas y garantizar la calidad de servicio eléctrico, aplicando y desarrollando en este caso los mecanismos sancionados que sean necesarios para conseguir este objetivo.

- Reequilibrar la tasa de generación eléctrica en el territorio andaluz, de manera que no exista tanto desajuste entre territorios generadores y consumidores.

- Favorecer una adecuada infraestructura de transporte y distribución eléctrica, de tal manera que la energía eléctrica llegue en cantidad y calidad a todo el territorio andaluz, y permita la fácil integración de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables y cogeneración.

- Propiciar la instalación de centrales de generación de elevado rendimiento y bajo impacto ambiental, de tal manera que, con la premisa de la autosuficiencia en generación eléctrica, a partir de 2006, la nueva potencia instalada en ciclos combinados sustituya centrales obsoletas, ineficientes y de elevado impacto ambiental. En este sentido se apuesta decididamente por centrales que favorezcan la cogeneración y la hibridación con energías renovables (solar y biomasa principalmente).

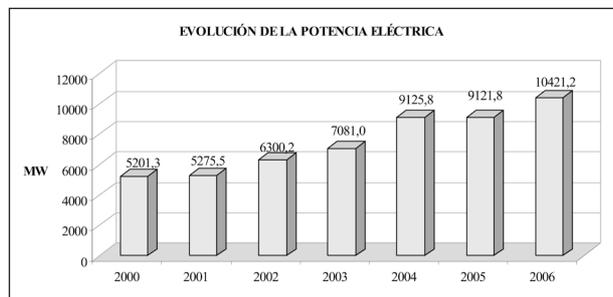
- Favorecer la conexión a red de instalaciones de baja potencia.

7.3. Autoabastecimiento eléctrico.

En el año 2006 se prevé que la potencia total instalada en Andalucía sea superior en un 100,4% a la actual, alcanzando los 10.421,2 MW. Se apuesta por que una parte importante de

este aumento lo sea con participación de energías renovables y cogeneración.

De esta potencia, el 61,0% (6.356,7 MW) será aportado por el régimen ordinario y el 39,0% (4.064,5 MW) restante por el régimen especial.



- Régimen ordinario.

Las actuaciones futuras en Andalucía incluidas dentro del régimen de producción ordinario se centran, preferentemente, en las centrales de ciclo combinado a gas. Las ventajas indudables de la instalación de este tipo de centrales son:

- Aumentan la eficiencia energética de la generación eléctrica respecto a los ciclos simples convencionales.
- Reducen el impacto ambiental causado por la generación de electricidad en comparación con otros combustibles fósiles.
- Aumentan la diversificación de las fuentes de generación, incrementando por consiguiente la seguridad del suministro.
- Reducen la dependencia de los derivados del petróleo.
- Rentabiliza la infraestructura gasista existente, impulsada desde sus orígenes por la Junta de Andalucía.
- Atrae importantes inversiones a la región, generando con ello renta y empleo.

Las ventajas serían aún mayores si incorporaran hibridación con tecnologías renovables.

No obstante, no todo son ventajas. Entre los aspectos negativos se encuentran aquéllos derivados de una elevada concentración de potencia en zonas muy concretas de la región y que pueden resumirse en los términos siguientes:

- Sobrecarga (energética, medioambiental, ineficiencia, etc.) por excesiva especialización de ciertas zonas en la generación de electricidad.
- Desequilibrios territoriales en infraestructura e impacto ambiental sobre todo, debido a un desigual y desproporcionado reparto de los puntos de generación eléctrica, con lo que se evita la cohesión territorial de la Comunidad, que es una de las prioridades de la Administración Autonómica.
- Ineficiencia energética al tener que transportar la electricidad desde zonas generadoras a otras zonas consumidoras (pérdidas por transporte).
- Posible concentración del impacto ambiental.

Según establece la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el Título 1, art. 3 «Competencias Administrativas», corresponde a la Administración General del Estado autorizar las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o el transporte y distribución salga del ámbito territorial de una de ellas.

No obstante, en breve y dentro del marco del presente Plan, se desarrollará un documento de directrices sobre las condiciones de instalación de centrales de generación localmente. En este documento se establecerán los criterios que permitan decidir si los proyectos futuros de generación eléctrica llevan a concentraciones excesivas en el municipio en el que está prevista su ubicación.

A diciembre de 2001 se contabilizaban, en distintas fases de tramitación administrativa, 20 grupos de ciclo combinado solicitados en Andalucía, totalizando una potencia de 7.900 MW. A éstos hay que sumar un grupo de 400 MW en la provincia de Málaga (Convenio Junta de Andalucía-Gas Natural SDG) que aún no ha presentado la documentación y 2 grupos (800 MW) que se encuentran actualmente en estudio, uno en la provincia de Almería y otro en el Campo de Gibraltar (Cádiz).

La provincia de Cádiz es, con diferencia, la que ha recibido mayor número de solicitudes, 4.330 MW, lo cual supone el 54,8% de toda la potencia solicitada. El resto de solicitudes se concentran en las provincias de Huelva (3.180 MW) y Sevilla (390 MW).

Las buenas condiciones de infraestructura energética convencional y fósil que se dan en la provincia de Cádiz, son las que han supuesto una importante concentración de peticiones de ciclos combinados en dicha provincia. Por una parte, se dispone de gas canalizado en su primer tramo (procedente del gasoducto del Magreb), con lo cual se tiene una elevada seguridad de suministro: alta presión del gas y mínimo riesgo de falta de suministro (la posibilidad de incidencias negativas en los primeros km de red son muy inferiores a los que se tienen a cientos de km). Por otra parte, se dispone de agua para la refrigeración de la central, bien porque ésta se sitúe en un emplazamiento costero, bien porque existan embalses con agua suficiente conforme a las prioridades establecidas en los planes de cuenca. Por último, existe en Cádiz una buena infraestructura previa para la evacuación de la electricidad producida.

En la tabla que se muestra a continuación aparece reflejada la situación de las solicitudes de este tipo de centrales presentadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

La instalación de los grupos solicitados dependerá en gran medida del suministro de gas natural disponible en cada zona, de los recursos hídricos necesarios para la refrigeración y de la posibilidad real de evacuación de la energía eléctrica generada.

Por otra parte, hay que hacer constar que la aprobación de estas centrales depende directamente del Gobierno Central, de acuerdo con lo establecido por la legislación nacional al respecto (Ley 54/97 del Sector Eléctrico).

A continuación se muestra la situación actual de las solicitudes de centrales de ciclo combinado en Andalucía.

PROVINCIA	LOCALIDAD	PROMOTOR	GRUPOS	MW	SITUACIÓN ADMINISTRATIVA
CÁDIZ	Arcos de la Frontera	Unión Fenosa	2	800	Realizada Información Pública
	Refinería Gibraltar	Nueva Generación del Sur (U.F.Cgsa)	2	730	Autorización administrativa previa
	San Roque	Endesa Generación	1	400	Autorización administrativa previa
	San Roque	Gas Natural	1	400	Autorización administrativa previa
	Cádiz	Endesa Generación	1	400	Realizada Información Pública
	Arcos de la Frontera	Guadalecín Energía (Abengoa)	1	400	Declaración de impacto ambiental
	Arcos de la Frontera	Enron Europe Limited	3	1.200	Autorización administrativa previa
SUBTOTAL			11	4.330	
HUELVA	Huelva	Endesa Generación	1	380	Realizada Información Pública
	Palos de la Frontera	Unión Fenosa	3	1.200	Estudio de impacto ambiental
	Huelva	Energía y Gas de Huelva	2	800	Estudio de impacto ambiental
	Palos de la Frontera	Unión Fenosa	2	800	Realizada Información Pública
SUBTOTAL			8	3.180	
SEVILLA	Guadaira	Endesa Generación	1	390	Realizada información pública
SUBTOTAL			1	390	
TOTALES			20	7.900	



Entre los criterios a adoptar para la definición de una alternativa que contemple la instalación de las centrales térmicas de ciclo combinado en Andalucía se encuentran:

- Lograr, al menos, la autosuficiencia en generación eléctrica con los márgenes de operatividad exigidos, haciendo posible un incremento de tensiones y una mayor potencia de cortocircuito.
- Permitir el equilibrio y el reparto territorial de las localizaciones, al objeto de optimizar y completar la infraestructura energética (gasista y eléctrica) existente.
- Reducir las pérdidas por transporte y distribución, condición que se cumple si el sistema de generación está óptimamente distribuido en toda la región.
- Ajustar la potencia de generación, así como su localización, en coherencia con el modelo energético que se proponga, siendo por tanto conscientes de las consecuencias, tanto positivas como negativas, que siempre acompañan a la generación eléctrica.

Dentro del régimen ordinario es preciso analizar la situación de las centrales térmicas actualmente en operación en Andalucía. El año de entrada en carga de las mismas se muestra en la siguiente tabla.

Central	Provincia	Combustible	Año
Cristóbal Colón	Huelva	Bicombustible	1961
Bahía de Algeciras	Cádiz	Bicombustible	1970
Los Barrios	Cádiz	Carbón de importación	1985
Puente Nuevo	Córdoba	Carbón nacional	1966
Litoral (grupo I)	Almería	Carbón de importación	1985
Litoral (grupo II)	Almería	Carbón de importación	1997

Fuente: Ministerio de Economía.

Según UNESA, la vida útil de una central térmica de carbón de importación se sitúa en unos 25 años. Más que vida útil se debería entender esta cifra como período de amortización de la central, pues hay un buen número de térmicas de este tipo funcionando en España que superan con creces este período.

Atendiendo al dato de UNESA, y suponiendo el mismo plazo para las plantas bicombustible, la central de Puente Nuevo (carbón nacional) y Bahía de Algeciras y Cristóbal Colón (bicombustible) habrían sobrepasado su vida útil o su período de amortización según se entienda.

En los últimos años las centrales bicombustible andaluzas vienen entrando en carga únicamente en puntas de demanda, produciendo durante un número de horas bastante reducido al año. En estas centrales la utilización de fuelóleo como combustible ha ido perdiendo peso, siendo sustituido en su mayor parte por gas natural en ciclo simple. La total amortización de estas centrales y el alto precio pagado por el kWh en punta hacen aún rentable su operación, si bien, es previsible que un aumento del parque generador en los próximos años, con tecnologías más eficientes (ciclos combinados) fueren la sustitución o el cierre de las mismas.

En cuanto a la central térmica Puentenuevo de carbón nacional, y no habiéndose pronunciado al respecto sus nuevos propietarios, se podría prever una sustitución por un ciclo combinado debido a las fuertes restricciones medioambientales impuestas por las Directivas Europeas encaminadas a la reducción de emisiones.

- Régimen especial.

La previsión en el incremento de la potencia instalada en centrales acogidas al régimen especial para el año 2006 se sitúa en torno al 311,9%, pasando de los 986,8 MW actuales a 4.064,5 MW en 2006.

El desarrollo de la cogeneración en Andalucía se estima en 280 MW en el período 2001-2006. Es necesario hacer constar la fuerte dependencia que sobre el desarrollo de este tipo de instalaciones tiene la prima al kWh producido, cuya aprobación se encuentra en manos del Gobierno Central. El incremento de potencia se describe en el capítulo de Ahorro y Eficiencia Energética.

Los incrementos de potencia durante el período 2001-2006 en las instalaciones de energías renovables acogidas al régimen especial y cogeneración se recogen en la siguiente tabla:

TECNOLOGÍA	INCREMENTO DE POTENCIA (MW)
Hidráulica	24
Eólica	2.553,8
Termosolar	100
S. fotovoltaica	6,9
Biomasa	113
Cogeneración	280
TOTAL	3.077,7

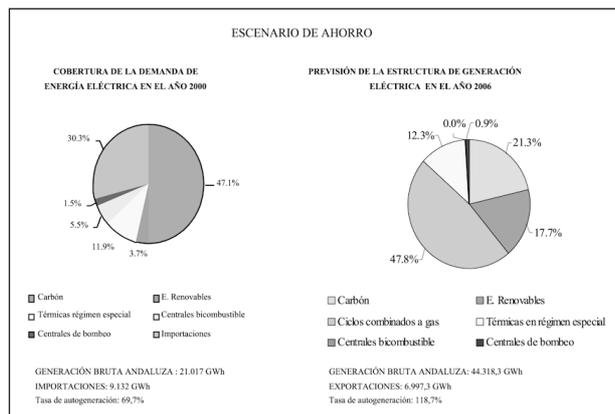
Una vez tenidos en cuenta los desarrollos previstos tanto para el régimen ordinario como para el régimen especial, el sistema de generación eléctrica en el año 2006 quedará de la siguiente manera:

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA OPERATIVA	2000	2006
Hidráulica (régimen ordinario sin bombeo)	474,7	474,7
Bombeo	570,0	570,0
Centrales de carbón nacional	324,8	0
Centrales de carbón importado	1.712,0	1.712,0
Centrales bicombustible	1.133,0	0
Ciclos combinados	0,0	3.600
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	4.214,5	6356,7
Cogeneración (excluida la biomasa)	695,8	975,9
Hidráulica (régimen especial)	77,8	101,7
Eólica	146,2	2700
Termosolar	0,0	100
Solar fotovoltaica	3,6	10,50
Biomasa	51,3	164,3
Generación régimen especial:	12,1	12,1
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	986,8	4064,5
POTENCIA TOTAL INSTALADA	5.201,3	10421,2

En el cuadro que se muestra a continuación aparece representado el balance eléctrico en el año 2000 así como las previsiones de los balances en el año 2006 resultante de las hipótesis adoptadas en el escenario de ahorro.

	2000	2006
PRODUCCIÓN BRUTA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh)	16.789	31.406,0
Hidráulica	475,5	520
Bombeo	459,5	400
Centrales de carbón nacional	2.102	0
Centrales de carbón importado	12.093	9.456,0
Centrales bicomcombustible fuelóleo	774	0
Centrales bicomcombustible gas natural	885	0
Ciclos combinados	0	21.180,0
Consumo en generación hidráulica	27,1	32,4
Consumos en generación térmica	661,9	1.170,0
Consumos del bombeo	663	577,1
PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh)	15.437	29.826,5
ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL (GWh)	3.385	11.091,8
Eólica	358	5.928,8
Hidráulica	91	146,6
Solar fotovoltaica	0,4	8,0
Termosolar	0	200,0
Cogeneración	2.694	3.755,7
Biomasa	171	967,9
Otros residuos	71,0	34,8
Energía autoc consumida por el régimen especial (GWh)	836,5	1.609,6
Energía solar fotovoltaica aislada (GWh)	6,1	10,9
PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWh)	21.018	44.318,3
PRODUCCIÓN NETA TOTAL (GWh)	18.822	40.918,3
Saldo de intercambios de energía eléctrica (GWh)	9.132	-6.972,3
DEMANDA BRUTA (GWh)	30.149	37.346
Pérdidas en transporte y distribución	2.697	3.649
DEMANDA NETA (GWh)	25.257	30.297
TASA DE AUTOPRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ANDALUCÍA	69,7%	118,7%

Comparando la situación actual con la prevista para el año 2006 se observa un cambio radical en la participación de las distintas tecnologías de producción eléctrica. Así, los ciclos combinados a gas adquieren el mayor protagonismo, aportando el 47,8% de la generación. El carbón pasaría del 47,1% actual al 21,3%. Las energías renovables pasarían del 3,7% al 17,7%. Las centrales bicomcombustible serían sustituidas por ciclos combinados a gas.



Con este desarrollo, Andalucía pasará de ser una región importadora a exportar energía eléctrica. La evolución prevista para la tasa de autogeneración eléctrica pasa del 69,7% actual al 118,7% en 2006.

7.4. Propuestas de ampliación de la red eléctrica.

Históricamente, Andalucía ha sufrido un gran déficit en su balanza eléctrica, siendo un consumidor neto de la energía generada en otras Comunidades Autónomas. Esta situación ha condicionado el dibujo de la red de transporte de 400 kV, que dispone básicamente de tres ramales Norte Sur: Pinar del Rey-Guillena, Tajo de la Encantada-Guadame y Litoral-Rocamora. Estos ramales conectan las fuentes de generación de Andalucía con el resto de la península y con los principales focos de consumo, unidos en su extremo Sur por un ramal horizontal que parte de litoral y finaliza en Pinar del Rey pasando por Huéneja, Caparacena, y Tajo de la Encantada. Los puntos de unión de los trazados verticales y horizontales coinciden con los escasos centros de producción con potencia significativa, Algeciras, Tajo de la Encantada y Carbo-neras.

Actualmente, los proyectos de instalaciones de generación propuestos en la Comunidad, principalmente de generación a través de centrales de ciclo combinado a gas y de parques eólicos, dibujan un escenario bien diferente. La consecución de este nuevo escenario dará lugar a un cambio en el

sentido del flujo eléctrico, que en unos años se invertirá pasando a ser Sur-Norte.

La infraestructura eléctrica de transporte de Andalucía debe ir desarrollándose de forma que tenga capacidad para soportar estos cambios, previendo con la suficiente antelación aquellas actuaciones que respondan a las necesidades de evacuación de nueva potencia así como al suministro del incremento del consumo interno.

Dichas actuaciones deben configurar un diseño de red que derive en un sistema equilibrado y eficiente, teniendo en cuenta los criterios de equilibrio intrarregional, imprescindibles en una Comunidad de la extensión de Andalucía.

De acuerdo con lo anterior, y según se ha expuesto en otros capítulos, el Plan Energético de Andalucía 2001-2006 tiene como uno de sus objetivos básicos seguir mejorando la infraestructura de transporte y distribución eléctrica de Andalucía, posibilitando la evacuación y el transporte de toda la electricidad generada y propiciando que este sector energético llegue en cantidad y calidad al mayor número de habitantes de la región.

En este apartado se exponen las actuaciones de mayor relevancia que, bien las compañías eléctricas, bien la Junta de Andalucía, estiman necesarias para la consecución del objetivo antes mencionado. Para ello se ha seguido el siguiente esquema: en primer lugar, y tomando como referencia el documento de red eléctrica de España titulado «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía» de abril de 2001, se han extraído tanto las actuaciones programadas como las propuestas de ampliación de la red derivadas de la previsión de nueva potencia de generación en Andalucía.

En segundo lugar se incluyen las propuestas de ampliación de red de transporte que la Junta de Andalucía cree necesarias para conseguir la evacuación del incremento de potencia previsto en los próximos años, incluida la potencia resultante de proyectos de generación con biomasa y estudios de potencial eólico, así como aquéllas que garantizan un desarrollo igualitario de todo el territorio y mejoran la calidad de servicio.

Posteriormente se recogen las propuestas de desarrollo de la red de Endesa Distribución.

Actuaciones programadas por Red Eléctrica de España en el documento «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía»

- Red de 400 kV.
 - Nueva subestación de 400 kV en Huéneja con entrada/salida de la línea Caparacena-Litoral 400 kV.
 - Nueva subestación de 400 kV en Lucena con entrada/salida de la línea Guadame-Tajo 400 kV.
 - Nueva subestación de 400 kV en Arcos de la Frontera con entrada/salida de la línea Pinar del Rey-Don Rodrigo 400 kV.
 - Nueva subestación en Puerto de la Cruz con entrada/salida de la línea Pinar del Rey-Estrecho 400 kV, equipada con transformación 400/220 kV (600 MVA).
 - Nueva subestación de 400 kV en Pinar del Rey (Pinar 2) con entrada/salida de la línea Pto. Cruz-Fardioua 400 kV.
 - Nueva línea Don Rodrigo-Pto. Cruz 400 kV (tramo Pinar-Pto. Cruz).
 - Segunda unidad de transformación 400/220 kV en Pinar del Rey (600 MVA).
 - Instalación del segundo circuito en la línea Litoral-Rocamora 400 kV.
 - Instalación del segundo circuito en la línea Guadame-Valdecaballeros 400 kV.
 - Conexión Palos-Guillena mediante una nueva línea de 400 kV.

Red de 220 kV.

- Nuevas subestaciones de 220 kV de apoyo a mercado: Palomares, Roció, Olivares, Ubeda, Fargue, Casillas, Villanueva del Rey y Orgiva.
- Nueva línea Cartuja-Pto. Real 220 kV.
- Nueva subestación de 220 kV en Berja para evacuación de parques eólicos entre Benahadux y Orgiva.
- En la topología básica de referencia para la evacuación de generación eólica se contempla la transformación de 132 kV a 220 kV de los circuitos Dos Hermanas-Puerto Real 132 kV y Puerto Real-Casares 132 kV.
- Paterna y Vejer. Asociadas a una evacuación de la zona de la Janda y conectadas al eje Pinar-Don Rodrigo 220 kV D/C.
- Facinas y Puerto Cruz. Para la evacuación de la zona de Tarifa (conectadas mediante la transformación 400/220 kV de Puerto Cruz).
- Adicionalmente se presentan configuraciones topológicas complementarias de mallado en la zona de Cádiz.
- Línea Torrearenilla-Roció-Palomares.
- Línea Ubeda- Olivares.

Actuaciones propuestas por Red Eléctrica de España en el documento «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía» derivadas de la previsión de nueva potencia de generación en Andalucía

- Transformación a 220 kV de las líneas de 132 kV Dos Hermanas-Cartuja, Cartuja-Puerto Real y Puerto Real-Paterna.
- Doble circuito Arcos-Lucena 400 kV.
- Doble circuito Guadame-Lucena 400 kV (con la inclusión del segundo circuito).
- Transformador Lucena 400/132 kV.
- Nuevo eje de 400 kV desde Andalucía: transformación a 400 kV del actual eje Guillena-Mérida-Almaraz 220 kV.
- Plan regional de incremento de capacidad, particularmente de la línea Guillena-Bienvenida 400 kV y un programa específico para la red de 220 kV.

Actuaciones propuestas por la Junta de Andalucía

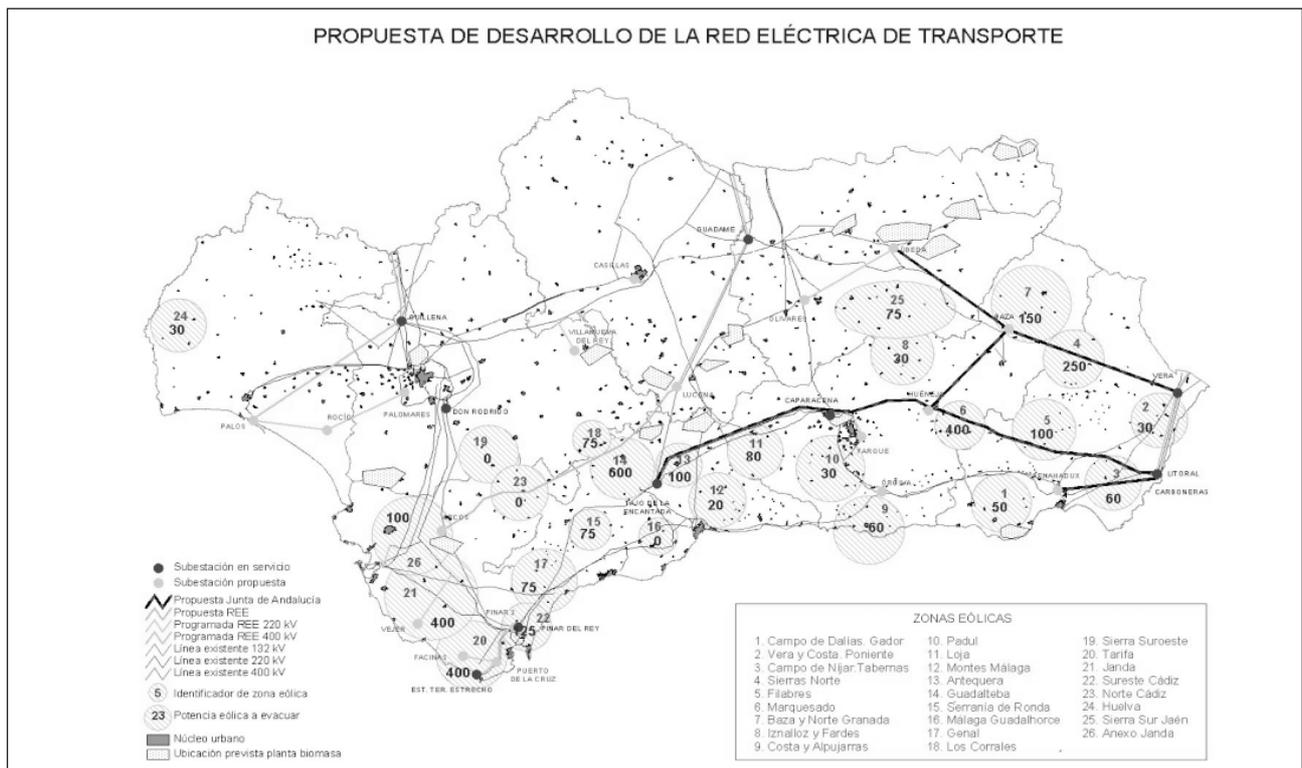
Superponiéndole al estudio realizado por Red Eléctrica de España en el documento «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía» el análisis de las bolsas potenciales de parques eólicos llevado a cabo por la Junta de Andalucía, aparecen una serie de deficiencias en el corto-medio plazo en la red para su evacuación. Las siguientes propuestas vienen a paliar dichas deficiencias así como a potenciar el desarrollo de la red de evacuación de las provincias orientales de Andalucía, que permita la instalación de un foco de generación eléctrica (ciclo combinado) que a su vez lleve el gas natural canalizado a esta parte del territorio.

- Subestación para la acometida directa a la línea de 400 kV de Tajo de la Encantada con objeto de evacuar la potencia eólica prevista, muy superior a la que puede dar salida la subestación actual de 220 kV en ese punto.
- Evacuación del Nordeste de Granada y la provincia de Almería mediante el siguiente desarrollo de red:
 - Línea de D/C en 132 kV uniendo las subestaciones Baza y Vera.
 - Línea de 400 kV uniendo la futura subestación Huéneja, propuesta por Red Eléctrica sobre la actual línea de 400 kV Caparacena-Carboneras (litoral), con la construcción de una futura subestación 400/132 kV ampliación de la actual subestación Baza 132/66 kV.

Estas actuaciones sientan las bases para un desarrollo posterior al final del periodo de vigencia del Plan o fuera de éste, en función de las solicitudes a las que se vea sometida la red por la consecución de proyectos eólicos en la zona, con un posible cierre en 220 kV hacia la futura subestación Ubeda 220 kV y/o la actual subestación Vera.

- Refuerzo con doble circuito en 400 kV de la línea Carboneras (Litoral)-Huéneja-Tajo de la Encantada.
- Conexión Benahadux-Carboneras (litoral) a 220 kV.

En el siguiente mapa se muestran las actuaciones y propuestas mencionadas.



- Propuesta de actuaciones de Endesa Distribución.

Sevillana Endesa, perteneciente a Endesa Distribución, desarrolla la mayor parte de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en Andalucía, siendo propietaria de la mayoría de la infraestructura eléctrica en la región. Por este motivo se recogen a continuación las propuestas de desarrollo de la red remitidas por dicha empresa para el período de vigencia del Plan Energético.

Hay que hacer constar que algunas de las propuestas de Endesa Distribución se encuentran contempladas en los puntos anteriores, no obstante, dada su mayor descripción se han mantenido en el siguiente listado. Por otra parte, y dependiendo de la necesidad de acudir a zonas concretas del territorio para resolver problemas imprevistos en la red, pudiera retrasarse la ejecución de alguna de estas actuaciones, quedando fuera del período 2001-2006.

Las propuestas de desarrollo son las siguientes:

- Actuación Caparacena-Gabias 220 kV.

Descripción: Construcción de un tramo de línea de 220 kV, de unos 6,6 km aproximadamente, entre las subestaciones de Caparacena 220 kV y Atarfe 220 kV, para conexión con la línea actual de Atarfe-Gabias 220 kV, quedando una línea Caparacena-Gabias 220 kV. Este nuevo tramo va en D/C con la línea Guadame-Atarfe 220 kV durante unos 4,8 km aproximadamente, hasta la entrada en la subestación Atarfe 220 kV.

- Actuación Fargue 220-66 kV.

Descripción: Construcción de un parque de 220 kV en la actual subestación Fargue 132 y 66 kV, con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 18 km de longitud, preparada para D/C en la mayor parte de su recorrido, que conectará con las subestaciones de Atarfe 220 kV y Caparacena 220 kV.

- Actuación Orgiva 220-132 kV.

Descripción: Construcción de un parque de 220 kV en la actual subestación Orgiva 132 y 66 kV, con una transformación 220/132 kV de 100 MVA. La alimentación en 200 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 1,5 km de longitud aproximadamente, de D/C que hará entrada/salida en la línea Gabias-Benahadux 220 kV, conectando Orgiva 220 kV con las subestaciones de Gabias 220 kV y Benahadux 220 kV.

- Actuación Orgiva 2.º trafo 220-132 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Orgiva 220 kV.

- Actuación Puerto de Santa María 220-66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación en la zona Oeste de Cádiz, denominada Puerto de Santa María, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 18 km de longitud, preparada para D/C, que se conectará con la subestación de Cartuja 220 kV.

- Actuación Cartuja-Puerto Real 220 kV.

Descripción: Construcción de una línea de 220 kV, de unos 18 km aproximadamente, preparada para D/C, que conectará entre sí las subestaciones de Cartuja 220 kV y Puerto Real 220 kV.

- Actuación Parralejo 220-66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación en la zona sur de Cádiz, denominada Parralejo, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción

de una nueva línea de 220 kV, de unos 30 km de longitud, que conectará con la línea Pinar-Cartuja 220 kV a través de una subestación de entronque denominada Paterna 220 kV.

Esta nueva instalación, preparada para D/C, soportará la línea Paterna-Parralejo 220 kV en uno de sus circuitos, y Medina-Vejer 66 kV en el otro, ya que reemplazará a la actual línea Medina-Vejer 66 kV utilizando su traza.

- Actuación Pinar 2.º trafo 400-220 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 400/220 kV de 600 MVA en la subestación Pinar 400 kV.

- Actuación Puerto Real-Casares 132 kV a 220 kV.

Descripción: Repotenciación de la actual línea Puerto Real-Casares 132 kV mediante el cambio de tensión de aislamiento a 220 kV para su explotación a dicha tensión.

- Actuación eólicas Tarifa.

Descripción: Construcción de dos nuevas subestaciones en la zona Sur de Tarifa (Cádiz), denominadas Puerto de la Cruz 400 kV y 220 kV, con una transformación 400/220 kV, y Facinas 220 kV, conectadas a su vez con una línea de 220 kV, de unos 18 km de longitud y preparada para D/C.

- Actuación Casillas 220-66 kV.

Descripción: Instalación de un nuevo parque de 220 kV en la subestación Casillas 132/66 kV (Córdoba) y transformación 220/66 kV 120 MVA. El nuevo parque 220 kV se conectará a la red mediante una L/220 kV D/C AIAC 454,5 y 4,1 km de longitud haciendo entrada-salida en la L/220 kV Lancha-Villanueva del Rey.

- Actuación Lancha 220/132 kV.

Descripción: Instalación del tercer transformador 220/132 kV 150 MVA en la subestación Lancha.

- Actuación Alcores 2.º trafo 220-132 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Alcores 220 kV.

- Actuación Aljarafe 220-66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación en la zona del Aljarafe de Sevilla, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante E/S en la línea Santiponce-Quintos 220 kV (1 km línea aérea de DC).

- Actuación Don Rodrigo-E/S Aljarafe-Quintos 220 kV.

Descripción: Construcción de una nueva línea de D/C de 16 km desde Don Rodrigo haciendo E/S en la línea Aljarafe-Quintos 220 kV. Construcción en Don Rodrigo de nuevas posiciones de 220 kV de salida de línea para el D/C anterior.

- Actuación Guillena 2.º trafo 220-132 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Guillena 220 kV.

- Actuación Siderúrgica Sevillana paso de 132 kV a 220 kV.

Descripción: Instalación de una posición de 220 kV en la subestación Dos Hermanas 220 kV y repotenciación de la actual línea Dos Hermanas-Siderúrgica Sevillana 132 kV mediante el cambio de tensión de aislamiento a 220 kV para su explotación a dicha tensión.

- Actuación Villanueva del Rey 220 kV/66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación 220 kV con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante E/S en la línea Santiponce-Lancha 220 kV.

- Actuación Colón-Torrearenillas 220 kV. Variación de trazado.

Descripción: Modificación del trazado de la línea 220 kV Colón-Torrearenillas a su paso por el Estero de Domingo Rubio en Huelva. Esta modificación conlleva el desmantelamiento de parte de la línea actual. Se ven también afectadas las líneas Colón-Ertoil 66 kV, Colón-Eiasa 50 kV y un tramo de la línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas.

Se han analizado dos alternativas y se está a la espera de contestación por parte de la DG Costas.

La alternativa más simple conlleva:

- Desmantelamiento de 2,2 Km de 2 líneas de 220 kV.
- Desmantelamiento de 2,8 Km de línea 66 kV y 0,7 Km línea 50 kV.
- Construcción de 2,5 Km de cuádruple circuito (2 de 220 kV).

- Actuación E/S Santiponce-Torrearenillas.

Descripción: Realizar E/S en subestación Colón desde la línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas.

- Actuación: nueva subestación 220-132 kV en Tharsis.
Descripción:

- Construcción de una línea aérea S/C preparada para D/C de 35 Km de longitud desde subestación Onuba a la nueva subestación.

- Nueva subestación con instalación de transformación 220/132 kV.

- Construcción de línea D/C para entrada-salida en la línea Chanza-Dehesa en 132 kV.

- Actuación Olivares 220/132 kV.

Descripción:

- E/S en línea Guadame-Atarfe 220 kV, con una longitud de 10 Km.

- Transformación 220/132 kV, 150 MVA en subestación Olivares.

- Cambio de ubicación, dentro del parque, de trafo 132/66 kV existente.

- Actuación Aljarafe-Rocío 220 kV.

Descripción:

- Transformación 220/66 kV en subestación Rocío 66/15 kV.

- Construcción línea S/C 220 kV de 48 Km entre Aljarafe y Rocío.

- Paso a 220 kV línea existente Rocío-Torrearenillas, aislada a 220 kV pero explotada a 66 kV.

- Actuación Ubeda 220 kV.

Descripción:

- Línea S/C 220 kV, 45 Km desde subestación Olivares.

- Transformación 220/132 kV, 150 MVA en subestación Ubeda.

- Actuación Casares 220-66 kV.

Descripción: Transformación 220/66 kV en Casares y eliminación de la transformación actual 132/66 kV, con alimentación E/S Ramos-Algeciras 220 kV.

- Actuación Alhaurín-Tajo 220 kV, 2.º circuito.

Descripción: Pasar la línea Alhaurín-Tajo, actualmente simple circuito, a doble circuito.

- Actuación Málaga capital, nueva alimentación 66 kV.

Descripción: El plan global incluye las siguientes actuaciones sobre la red de transporte:

- Cambio del aislamiento de la actual línea D/C Ramos-Polígono-Térmica 132 kV a 220 kV.

- Nueva SE 220/66 kV, en los terrenos de la actual SE Polígono 132/20 kV. Conexión en E/S sobre la línea Ramos-Tajo 220 kV ckt1 a la entrada en la SE Ramos.

- Dos transformadores 220/66 kV 120 MVA en Polígono.

- Paso a 66/20 kV de las actuales SE Polígono y San Sebastián, ambas 132/20 kV. Quedarán alimentadas en 66 kV desde Polígono.

- Intercambio de las líneas Ramos-Montes 66 kV y Ramos-Nerja 132 kV en el tramo entre las subestaciones de Ramos y Montes, deshaciéndose la permuta a partir de la SE Montes. Esto supone aumentar la longitud de la línea de 132 kV y acortar la de la de 66 kV.

- (Trafo 220/66 kV en Ramos para el año 2010).

Desaparece en el esquema eléctrico la actual SE Térmica 132/66 kV.

- Actuación Benahadux-Carboneras 220 kV.

Descripción: Pasar el D/C Benahadux-Carboneras, actualmente de 132 kV a 220 kV.

- Actuación Barrios-Pinar. Paso a 400 kV circuito de 220 kV.

Descripción: Pasar a 400 kV el circuito del D/C Pinar-Barrios que actualmente se explota a 220 kV.

- Actuación evacuación de centrales eléctricas.

Descripción: Evacuación de la energía eléctrica generada en las distintas centrales de Ciclo Combinado que Endesa Generación tiene previsto instalar en Andalucía.

- Actuación ampliación de la transformación 220/66 kV.

Descripción: Instalación de nueva transformación 220/66 kV en distintas subestaciones existentes.

- Lancha 220/66 kV (Córdoba).

- Casillas 220/66 kV (Córdoba).

- Gabias 220/66 kV (Granada).

- Puerto Real 220/66 kV (Cádiz).

- Don Rodrigo 220/66 kV (Sevilla).

- Ramos 220/66 kV (Málaga).

En cuanto a la mejora de los estándares de calidad eléctrica y a la resolución de carencias detectadas en la infraestructura de distribución eléctrica, se encuentra en fase de negociación entre la Junta de Andalucía y Sevillana-Endesa el denominado Plan Delta.

El Plan está constituido por cientos de obras que habrán de ser consensuadas entre la Administración Regional y Sevillana-Endesa, recogiendo tanto los estudios realizados por los técnicos de la empresa eléctrica en todas las provincias andaluzas, como todas las sugerencias realizadas por las Delegaciones Provinciales de Empleo y Desarrollo Tecnológico.

Además de «hacer posible y favorecer el desarrollo equilibrado de la región», y de «favorecer los procesos de desarrollo en el conjunto del territorio y en sus partes y ámbitos característicos, con especial atención a las áreas rurales y de estructura territorial más débil», se pretende «la concertación de las actuaciones en infraestructuras en las aglomeraciones urbanas, que reúnen más de la mitad de la población andaluza y son los principales focos de actividad económica de la región». Asimismo, se deberán analizar las actuaciones en infraestructuras en las ciudades medias andaluzas, cuyo desarrollo y organización en estructuras territoriales intermedias constituyen una de las principales estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía para alcanzar los objetivos de equilibrio territorial regional.

7.5. Condicionantes ambientales de la generación y planificación eléctrica.

Los condicionantes ambientales que contienen algunas Directivas Europeas ya aprobadas y otras que se encuentran en fase de aprobación son de tal entidad para el desarrollo de la producción eléctrica en los próximos diez años, que no pueden ser obviados en el capítulo de planificación energética.

Entre estas Directivas, y distinguiendo entre aquéllas que aplican de forma directa y las que podrían aplicar de modo indirecto, destacan:

De forma directa:

- Directiva sobre Grandes Instalaciones de Combustión (Directiva GIC).

- Directiva de Techos Nacionales de Emisión (Directiva NEC).

- Directiva sobre el Control Integrado de la Contaminación (Directiva IPPC).

De forma indirecta:

- Directiva Marco de Calidad del Aire, en concreto la Directiva Hija de Calidad del Aire núm. 1, relativa a los valores límite de SO₂, NO_x, Partículas y Plomo en el aire ambiente.

- Directiva Marco de Calidad del Aire, en concreto la Directiva Hija de Calidad del Aire núm. 3, relativa a los valores límite de ozono en el aire ambiente.

A continuación se muestra el calendario de regulación aplicable al sector eléctrico:

- 2001. Directiva Hija de Calidad del Aire núm. 1 (zonificación y disposiciones legales).

- 2002. Directiva Hija de Calidad del Aire núm. 3.

Directiva GIC.

Directiva TNE.

- 2003. Plan Nacional de Reducción de Emisiones (GIC y TNE).

- 2004. Plan Nacional de Instalaciones que se acogen al cierre previsto por GIC.

Burbuja del Plan Nacional de Reducción (GIC).

Primera revisión de la Comisión y el Parlamento Europeo del Programa de Reducción de la Directiva (TNE) a nivel Comunitario.

Permiso ambiental integrado para el funcionamiento de instalaciones de producción eléctrica IPPC.

- 2008. Segunda revisión de la Comisión y el Parlamento Europeo del programa de reducción de TNE.

- 2010. Aplicación y control de los valores de emisión, por contaminante y país, adjudicados por el Protocolo de Gotemburgo y TNE.

- 2016. Aplicación de nuevos valores límite de GIC para todas las centrales térmicas a excepción de las que utilicen como combustible antracitas (<10% de volátiles).

- 2018. Aplicación de nuevos valores límite de GIC a centrales térmicas que utilicen como combustible antracitas (<10% de volátiles).

7.5.1. Incidencia regulatoria en el sector eléctrico.

La incidencia que la regulación ambiental puede producir en el futuro desarrollo del sector eléctrico se puede dividir desde el punto de vista de las empresas de producción en regulación de aplicación directa o indirecta, sin embargo, desde el punto de vista de la planificación energética, toda la legislación descrita anteriormente aplica de forma directa y se ha de tener en cuenta tanto en lo que se refiere a instalaciones de producción existentes como a futuras instalaciones a configurar para cubrir la demanda eléctrica.

Los términos en los que las Directivas anteriormente mencionadas en el calendario regulatorio intervienen son:

- Directiva Hija de Calidad del Aire núm. 1. Directiva 1999/30/CE del Consejo de 22 de abril de 1999, relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente.

Esta Directiva tiene por objeto:

- Establecer valores límite y, en su caso, umbrales de alerta con respecto a las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos para la salud humana y para el medio ambiente en su conjunto;

- Evaluar, a partir de métodos y criterios comunes, las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente; obtener información adecuada sobre las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente y velar porque la población tenga conocimiento de la misma;

- Mantener la calidad del aire ambiente cuando ésta sea buena y mejorarla en los demás casos con respecto al dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y los óxidos de nitrógeno, las partículas y el plomo.

Dentro de las zonas de superación de límites de inmisión, los Estados Miembros estarán obligados a ejecutar planes de actuación de conformidad con el articulado que se propone en la Directiva 96/62.

La incidencia de esta Directiva es indirecta para el sector eléctrico, dado que no significa reducir las emisiones procedentes de una instalación de producción, consecuencia de los valores límite asignados para la calidad del aire ambiente, sin embargo, y en zonas donde se superen los límites de calidad del aire y exista o no una instalación de producción eléctrica en las proximidades (la dispersión de contaminantes incida en la superación de dicho límite), dicha instalación estará supeditada a los planes de actuación, que evidentemente determinarán tanto las condiciones de operación como de emisión de contaminantes regulados por esta Directiva de la instalación.

En lo que se refiere a la planificación, es claro y evidente que esta Directiva incide de forma directa. Una instalación futura, además del estudio de impacto consiguiente como instalación aislada del resto, deberá tener en cuenta el estudio multifoco y sumatorio de la dispersión de los contaminantes emitidos en la zona para controlar que no se superan los límites de calidad establecidos por esta Directiva.

Esta Directiva está actualmente en vigencia. Los Estados Miembros han enviado la zonificación a la Comisión (isoconcentraciones de contaminantes de cada país), y adoptarán las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para cumplir esta Directiva a más tardar el 19 de julio de 2001, informando inmediatamente de ello a la Comisión.

- Directiva Hija de Calidad del Aire núm. 3. Esta Directiva se encuentra en la actualidad en segunda lectura del Parlamento Europeo (PE). Dado que las enmiendas presentadas por el PE son de orden menor, es esperable que antes del fin del año 2001 esta Directiva sea aprobada. Consecuentemente la Directiva comenzaría su aplicación en el año 2003.

Esta Directiva tiene por objeto:

- Establecer objetivos a largo plazo, valores objetivos, un umbral de alerta y un umbral de información para las concentraciones de ozono en el aire ambiente en la Comunidad que sirvan para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos del ozono sobre la salud y el medio ambiente en general;

- Garantizar el uso de métodos y criterios comunes para evaluar las concentraciones de ozono y, si procede, de los precursores del ozono (óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles) en el aire ambiente en los Estados Miembros.

- Garantizar la obtención de información adecuada sobre los niveles ambientales del ozono y la posibilidad de acceder a la misma por parte de la población.

- Garantizar, en lo que respecta al ozono, el mantenimiento de la calidad del aire ambiente donde ésta sea buena, y su mejora en caso contrario.

- Garantizar una mayor cooperación entre Estados Miembros para la reducción de los niveles de ozono, la utilización de posibles medidas transfronterizas y los acuerdos sobre dichas medidas.

Se fijan valores objetivo a corto y largo plazo, la difusión de la información a partir de la superación de los valores límite con nivel umbral de información y otro de alerta, planes de acción a corto y largo plazo, todos los condicionantes serán aplicables a la contaminación transfronteriza buscando la cooperación entre países, se determinan las condiciones de obligatoriedad de medir y se fijan las condiciones de emisión y de información a la Comisión.

La Comisión a su vez emitirá los informes de superación de límites y de la situación del verano con los datos del año civil anterior, verificará los planes de actuación en función de las condiciones meteorológicas, enviará a más tardar el 31 de diciembre de 2004 un informe detallado de la aplicación de esta Directiva contrastando los resultados obtenidos por los modelos con las medidas reales, haciendo hincapié en relacionar las experiencias relativas a los efectos sobre la población de riesgo. Además en este informe se revisará el grado de cumplimiento de los objetivos de la Directiva incluyendo la emisión de una estrategia que conlleve al cumplimiento.

La Directiva incluye un artículo de sanciones que deja en manos de los Estados Miembros, haciendo hincapié en que estas sanciones deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.

La incidencia de esta Directiva, al igual que la anterior, es indirecta para el sector eléctrico. Dado que el ozono troposférico se forma como consecuencia del exceso de NO_x y VOCs ayudado por las condiciones de temperatura y radiación solar, y teniendo en cuenta que una parte de las emisiones de NO_x proceden de las emisiones de la producción eléctrica con combustibles fósiles, las centrales de generación estarán supeditadas a los planes de actuación, que evidentemente determinarán tanto las condiciones de operación como de emisión de contaminantes regulados por esta Directiva.

En lo que se refiere a la planificación, también es claro y evidente que esta Directiva incide de forma directa. Toda instalación existente y futura estará condicionada por la sumatoria de las emisiones de NO_x que puedan darse en una determinada localización geográfica, sumatoria que no sólo involucra las emisiones del sector automoción, sino que también aglutina los focos emisores fijos entre los que se encuentran las centrales térmicas.

- Directiva IPPC. Directiva 96/61/CE del Consejo de 24 de septiembre de 1996 relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación.

Esta Directiva tiene por objeto:

La prevención y la reducción integradas de la contaminación procedente de las actividades que figuran en el Anexo I (donde figuran los contaminantes emitidos por el sector eléctrico en la generación térmica fósil). En ella se establecen medidas para evitar o, cuando ello no sea posible, reducir las emisiones de las citadas actividades en la atmósfera, el agua y el suelo, incluidas las medidas relativas a los residuos, con

el fin de alcanzar un nivel elevado de protección del medio ambiente considerado en su conjunto.

Los condicionantes y requisitos para el cumplimiento de esta Directiva son los siguientes:

- Los titulares de las industrias están obligados a tomar medidas para evitar o, cuando no sea posible, reducir las emisiones contaminantes en atmósfera, agua y suelo, incluyendo residuos, mediante la aplicación de las Mejores Técnicas Disponibles (MTD).

- Tanto las instalaciones existentes como las nuevas deberán solicitar una autorización para su funcionamiento.

- Las autoridades competentes de cada Estado deben determinar un procedimiento coordinado para la concesión de estos permisos (ventanilla única) explicitando los Valores Límite de Emisión (VLE) para ciertas sustancias contaminantes, los requisitos para el control de los residuos y las medidas a aplicar en condiciones de explotación distintas de las normales.

- Los Estados Miembros deben garantizar que las autoridades competentes velen porque los sectores industriales afectados cumplan sus obligaciones.

- La fijación de los VLE se basará en las MTD, considerando las características técnicas de la instalación, su ubicación geográfica y las características locales del medio ambiente.

- La Comisión Europea ha creado el Foro de Intercambio de Información sobre las MTD, que se apoya en unos grupos de trabajo técnicos, formados por expertos de las industrias, representantes de los Estados Miembros y otras organizaciones no gubernamentales. Estos se reúnen en el Instituto de Estudios Prospectivos y Tecnológicos IPTS, organismo perteneciente a la Comisión Europea con sede en Sevilla. El objetivo es elaborar unos documentos de referencia BREF (Best available techniques REFERENCE document) sobre las MTD de cada sector.

- Las MTD han de ser viables desde el punto de vista técnico y económico.

- Cada Estado Miembro debe presentar un informe sobre los valores límite de emisión, basados en las MTD, a los 18 meses de transposición de la IPPC, y otro sobre la aplicación de la Directiva, a los tres años.

- La Comisión ha de publicar cada tres años, a partir de la información facilitada por los Estados Miembros, un inventario de las principales emisiones y sus fuentes responsables.

Esta Directiva será de aplicación en España una vez sea aprobado en las Cortes el Anteproyecto de Ley. A finales de 2007 las centrales existentes a la entrada en vigor de la Ley deberán renovar las autorizaciones ambientales, si bien, pueden existir otras causas que obliguen a una renovación anterior. Este permiso debe ser renovado al menos cada 8 años. El órgano ambiental (ventanilla única) encargada de conceder la autorización ambiental estará ubicada en las CCAA.

La incidencia de esta Directiva, es directa para el sector eléctrico no sólo en cuanto a lo que se refiere a la reducción de emisiones al medio receptor aire, sino para todos los medios receptores. El control de las emisiones a los distintos medios receptores estará basado en la aplicación de la mejor técnica o tecnología económicamente viable, y supondrá para el sector eléctrico una inversión directa para acometer las reducciones propuestas para la continuidad de la operación de las instalaciones de generación eléctrica, función de la incidencia de dichas instalaciones en la superación de los límites de calidad del aire, aguas y suelos así como en la superación de las cargas críticas.

Desde el punto de vista de la planificación, esta Directiva incide de forma directa como consecuencia de que las inversiones a realizar en algunas instalaciones harán inviable su continuidad, y por lo tanto, se deberá tener en cuenta la incorporación de nuevas instalaciones que sustituyan las que como

consecuencia de la aplicación de esta Directiva no puedan superar la concesión del permiso ambiental.

- Directiva de Techos Nacionales de Emisión (TEN). Esta Directiva, que en junio de 2001 quedó aprobada en el Comité de Conciliación, quedará previsiblemente aprobada antes del fin del año 2001. En esta Directiva se establecen los techos máximos de emisión para las emisiones de SO_2 , NO_x , VOC_s y NH_3 , que deberán cumplir los Estados Miembros en el año 2010.

Las Directrices a tener en cuenta para conseguir las reducciones previstas serán objeto de una guía que editará la Comisión y que, previsiblemente estará basada en las simulaciones que en el contexto del Convenio de Ginebra para el desarrollo del Protocolo del Nitrógeno y sustancias afines, que preparó el Instituto Internacional de Análisis y Sistemas Aplicados (IIASA). En estas simulaciones se presentaban las reducciones de contaminantes por país para conseguir que las cargas críticas no fueran superadas en más de un 50% del exceso. Dichas simulaciones dieron lugar a unas cifras de reducción por país, por sector y por contaminante.

En la Directiva se prevén controles de reducción en el tiempo para comprobar el cumplimiento del objetivo de reducción propuesto para el año 2010 y en lo que respecta al sector eléctrico decir que las exigencias de reducción involucran a los contaminantes SO_2 y NO_x .

La incidencia de esta Directiva es directa para el sector eléctrico en lo que respecta a los contaminantes SO_2 y NO_x , pues aunque la propuesta de techo por país, y en concreto para España en SO_2 es de 746 kt y en NO_x 847 kt, la desagregación para el sector eléctrico es de 411 kt y 186 kt respectivamente. La reducción propuesta para el sector eléctrico supone una disminución con respecto al año base de 1990 en torno al 70% de las emisiones de SO_2 y el 35% de las emisiones de NO_x . La incidencia fundamental para el sector eléctrico en esta Directiva es con respecto al NO_x , pues el valor propuesto está muy ajustado a los valores que, incluyendo medidas de reducción primarias para las instalaciones existentes, supone estudiar los supuestos que se tendrán que dar para proponer nuevas instalaciones de generación eléctrica basadas en la combustión fósil.

- Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC). Esta Directiva conjuntamente con la anterior quedó aprobada en el Comité de Conciliación en junio de 2001 y será previsiblemente aprobada antes del fin de ese mismo año. En esta Directiva se establecen los límites individuales por instalación en SO_2 , NO_x y partículas para instalaciones nuevas futuras, nuevas comprendidas entre el 1 de julio de 1987 y 2001 e instalaciones existentes anteriores a 1987. Los límites propuestos quedarán homologados en su totalidad y para todas las instalaciones en los años 2016 y 2018, estableciéndose valores intermedios en instalaciones nuevas y existentes, de forma individual o como burbuja nacional a partir del año 2008 hasta las fechas de homologación, con la salvedad de instalaciones existentes que se acojan a un plan de cierre con 20.000 horas de operación entre los años 2008 y 2016.

La incidencia de esta Directiva, es directa para el sector eléctrico en lo que respecta a los contaminantes SO_2 , NO_x y partículas. El nivel de exigencia en los valores límite propuestos para el SO_2 supondrá la incorporación de equipos de desulfuración en el 100% de las instalaciones en el supuesto de incorporar de forma individual los límites exigidos y en el 80% de las instalaciones si se consigue acordar un plan de reducción en forma de burbuja (conseguir de forma colectiva la misma reducción que la aplicada de forma individual con los límites propuestos). En esta burbuja no estarían incorporadas las instalaciones existentes que se acojan al plan de cierre.

El nivel de exigencia en los valores límite propuestos para el NO_x , supondrá la incorporación de medidas primarias en la

práctica totalidad de instalaciones, para conseguir en modo de burbuja la reducción individual propuesta. De otro modo (aplicación individual del límite) una gran parte de instalaciones existentes tendrían que incorporar equipos de desnitrificación.

Es obvio, que desde el punto de vista de la planificación de la demanda eléctrica, esta Directiva es fundamental tenerla en cuenta para conseguir que dicha demanda quede perfectamente acotada y cubierta.

8. INFRAESTRUCTURA GASISTA

8.1. Introducción.

Ya en el Plan Energético de Andalucía 1995-2000, la Junta de Andalucía apostó de manera decidida por el desarrollo de la red de gas natural, procurando que la misma abasteciese al mayor número posible de consumidores, fomentando el empleo de este combustible en la generación de electricidad (fundamentalmente, en sistemas de cogeneración) y, propiciando, en definitiva, que Andalucía equiparara sus consumos de gas natural a los del resto de España.

La Junta de Andalucía es consciente del importante papel que juega el gas natural como opción para reducir la actual dependencia de los derivados del petróleo. Su alta eficiencia y las menores emisiones generadas en su combustión, unido al crecimiento industrial del que suele ir acompañado el desarrollo de la red de gas natural, y a la posibilidad de llevar a cabo plantas híbridas junto a energías renovables, acrecienta el interés por su utilización.

Este interés se ve reforzado por la premisa del Gobierno Andaluz de establecer un sistema energético más descentralizado y justo socialmente, que permita en los próximos años el acceso al gas natural de un alto porcentaje de la población andaluza.

8.2. Previsiones de gasificación.

Enmarcados dentro del programa para la gasificación de Andalucía se encuentran los dos Convenios y las correspondientes Addendas firmadas entre la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico y las empresas Gas Natural SDG, SA, y Repsol Butano, SA.

Repsol Butano, SA, a través de su línea de negocio Repsol Gas, se compromete a llevar a cabo el programa de gasificación de municipios andaluces con propano canalizado a partir de plantas de gases licuados del petróleo (GLP). Este programa comprende las instalaciones de almacenamiento, distribución y suministro del propano.

Los objetivos perseguidos por el Convenio firmado por la Junta de Andalucía y la empresa Gas Natural, SDG, SA son los siguientes:

- Fomentar la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica a partir de gas natural, contribuyendo a acercar la producción de dicha energía a los principales centros de consumo, con la consiguiente mejora de la calidad de servicio, y al mismo tiempo, paliando el déficit de generación eléctrica de la región.

- Desarrollar la distribución de gas natural en aplicaciones industriales, domésticas y comerciales en el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Ambos objetivos contribuirán, además, a una mayor participación del gas natural en el abastecimiento de energía primaria, con las consiguientes ventajas derivadas de la utilización de una fuente de energía eficiente y de una incidencia sobre el medio ambiente muy inferior a la de otras fuentes de energía tradicionales.

Los compromisos adquiridos en este Convenio se centran en las siguientes instalaciones:

- Características principales de las infraestructuras gasistas a realizar por Enagás, SA.

Gasoducto Puente Genil-Málaga: Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 118,7 km. De ellos, 94,4 km serán realizados en 20" de diámetro, 15,9 km en 16" de diámetro y 8,4 km en 10" de diámetro.

Gasoducto Málaga Este: Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 10 km en 16" de diámetro hasta su llegada a la central térmica.

Gasoducto Málaga Estepona (tramo I Mijas): Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 17,6 km. en 10" de diámetro.

Gasoducto Málaga Estepona (tramo II Estepona): Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 43,5 km. en 10" de diámetro.

- Características principales de las infraestructuras gasistas a realizar por Gas Natural SDG.

Ramal a Rincón de la Victoria: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 24 km en 6" de diámetro.

Red de Puente Genil: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 28 km. De ellos, 27,1 km serán realizados en 4" de diámetro y 0,9 km en 2" de diámetro.

Red de Osuna: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 10 km. De ellos, 8,1 km serán realizados en 4" de diámetro y 1,9 km en 6" de diámetro.

Red de la Roda de Andalucía: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 4,2 km. De ellos, 3,5 km serán realizados en 6" de diámetro y 0,7 km en 4" de diámetro.

Red de Antequera: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 11,3 km. De ellos, 8,3 km serán realizados en 6" de diámetro y 3 km en 4" de diámetro.

Red de Cártama: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 5,6 km. De ellos, 5,4 km serán realizados en 4" de diámetro y 0,2 km en 2" de diámetro.

Red de Alhaurín el Grande-Coín: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 6 km realizados en 4" de diámetro.

Red de Málaga-Alhaurín de la Torre: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 30 km. De ellos, 10,6 km serán realizados en 10" de diámetro, 3,6 km en 8" de diámetro, 1,9 km en 6" de diámetro, 9,8 km en 4" de diámetro y 4,1 km en 2" de diámetro.

Red de Rincón de la Victoria: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 0,6 km realizados en 4" de diámetro.

Red de Fuengirola-Mijas: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 8 km realizados en 6" de diámetro.

Ramal a Fuente de Piedra: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 1km realizado en 6" de diámetro.

- Características principales de las infraestructuras gasistas a realizar por Gas Andalucía, SA.

Red doméstico comercial de Puente Genil: Longitud aproximada 37,3 km.

Red doméstico comercial de Estepa: Longitud aproximada 7,6 km.

Red doméstico comercial de Antequera: Longitud aproximada 7,8 km.

Red doméstico comercial de Cártama: Longitud aproximada 4,9 km.

Red doméstico comercial de Alhaurín el Grande-Coín: Longitud aproximada 15,3 km.

Red doméstico comercial de Málaga-Alhaurín de la Torre: Longitud aproximada 6,5 km.

Red doméstico comercial de Rincón de la Victoria: Longitud aproximada 0,8 km.

Red doméstico comercial de Benalmádena: Longitud aproximada 4,5 km.

Red doméstico comercial de Fuengirola-Mijas: Longitud aproximada 5,5 km.

El plazo de ejecución, modificado en la Addenda, se establece en 30 de noviembre de 2004, teniendo que estar en dicha fecha todas las instalaciones ejecutadas y en condiciones de funcionamiento.

La empresa Meridional de Gas, SAU (MEGASA) tiene concedidas Autorizaciones Administrativas para la distribución en diversos municipios de las provincias de Almería, Granada, Jaén, Málaga y Cádiz. MEGASA tiene previsto para los próximos años aumentar considerablemente el número de municipios con suministro de gas natural.

Igualmente, la empresa Gas Andalucía, SA, perteneciente al grupo Gas Natural SDG, tiene proyectado el abastecimiento con gas natural canalizado de municipios repartidos por toda la geografía andaluza.

Los convenios antes mencionados y el análisis de las iniciativas privadas hacen prever que en el año 2006 el 90% de la población residente en núcleos de más de 20.000 habitantes tendrán posibilidad de acceder al suministro de gas.

8.3. Propuestas de la Junta de Andalucía para la ampliación de la red gasista.

Las propuestas de desarrollo de la red gasista incluidas en este Plan Energético tienen por objeto seguir incorporando los beneficios derivados del consumo de gas natural, atendiendo en su elaboración a tres criterios:

- Acercar el gas a zonas con una gran actividad industrial cercanas a importantes núcleos de población.
- Llevar el gas natural a zonas del territorio andaluz con un fuerte potencial de desarrollo.
- Crear las infraestructuras necesarias para llevar el gas canalizado a la provincia de Almería.

Este último punto tiene una doble finalidad. En primer lugar, llevar el gas natural canalizado a la única provincia andaluza que no cuenta con esta infraestructura y en la que, en los últimos años, se viene observando una notable actividad en determinadas zonas de su territorio. La llegada del gas junto al enorme potencial solar de la provincia propiciaría la instalación de plantas híbridas sol-gas (incluso biomasa), promoviendo así un modelo energético eficiente, aceptable medioambientalmente y descentralizado. Por otra parte, esta infraestructura cubriría carencias derivadas del previsible auge de la provincia almeriense en los próximos años, que se ha visto constatado con la concesión de los Juegos del Mediterráneo de 2005.

En segundo lugar, trazar las infraestructuras que permitan la instalación de una central de generación eléctrica mediante ciclo combinado a gas natural. Este segundo objetivo, lejos de ser gratuito, persigue factores generales de gran relevancia como aumentar la eficiencia energética de la generación eléctrica en Andalucía, reducir el impacto ambiental causado por la generación de electricidad en comparación con otros combustibles fósiles, aumentar la diversificación de las fuentes de generación, aumentando por tanto la seguridad del suministro, reducir la dependencia de los derivados del petróleo, y otros factores localizados en la zona Oriental de Andalucía tales como:

- Atraer inversiones a la provincia, generando con ello renta y empleo, persiguiendo la cohesión territorial de la Comunidad.
- Evitar la sobrecarga (energética, medioambiental, ineficiencia, etc.) por excesiva especialización de otras zonas en la infraestructura eléctrica. Esta especialización se remarcará aun más en los próximos años a tenor de las peticiones de instalación de ciclos combinados en Andalucía.
- Intentar minimizar desequilibrios territoriales en infraestructura e impacto ambiental sobre todo, debido a un desigual y desproporcionado reparto de los puntos de generación eléctrica que presenta la Comunidad Autónoma en la actualidad.

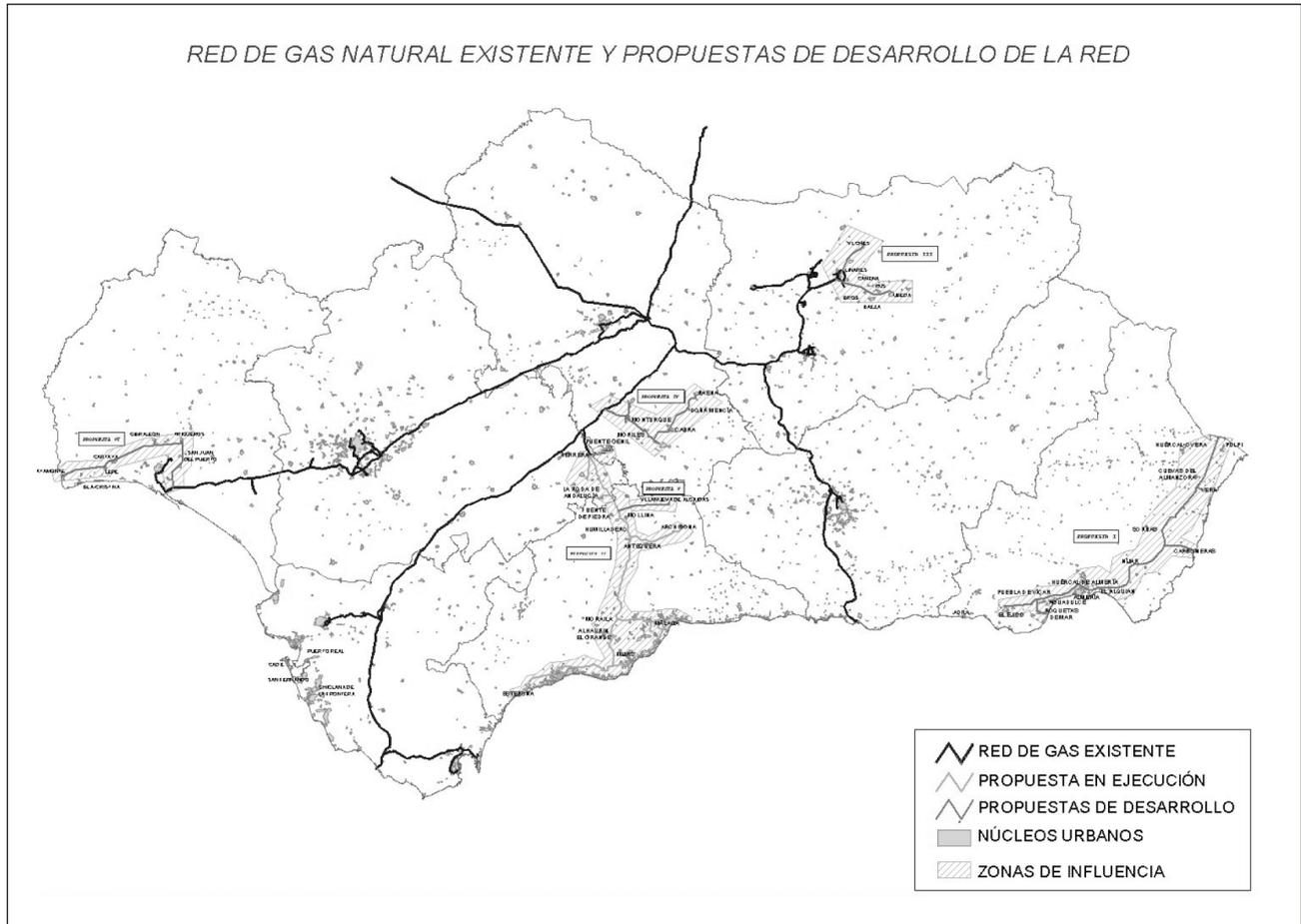
- Incrementar la eficiencia energética en el transporte de electricidad abriendo nuevas vías de evacuación derivadas de las nuevas instalaciones de generación eléctrica.

Las infraestructuras de transporte de gas natural que se proponen en este documento son:

- Propuesta I: Gasoducto Lorca-Almería-El Ejido.
- Propuesta II: Gasoducto Puente Genil-Málaga-Estepona.

- Propuesta III: Gasoductos Linares-Vilches y Linares-Ubeda.
- Propuesta IV: Gasoductos Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena.
- Propuesta V: Ramal a Villanueva de Algaidas.
- Propuesta VI: Gasoducto Huelva-Ayamonte.

En el siguiente mapa se muestran los trazados de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de gas natural.



8.3.1. Propuesta I: Gasoducto Lorca-Almería-El Ejido.
- Antecedentes.

La propuesta de desarrollo del gasoducto Lorca-Almería-El Ejido tiene como marco de referencia el protocolo firmado en este sentido entre la Junta de Andalucía y Endesa, SA.

Por otra parte, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en la sesión celebrada el 18 de abril de 2001, ha emitido un Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagas, SA autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Cartagena-Lorca, Fase I».

Según consta en la memoria informativa de Enagas, SA, el mencionado gasoducto está construido en diámetro 20" y tiene una longitud total de 24.034 m. Está diseñado para una presión de 80 bares, si bien la presión de servicio será de 72 bares, ya que se conecta en la posición 15.31 (existente y objeto de ampliación) del gasoducto Cartagena-Orihuela de 30", cuya presión de servicio es de 72 bares.

El caudal de diseño del gasoducto «Cartagena-Lorca, Fase I» que es de 560.900 Nm³/h, es muy superior a los consu-

mos previstos, que se indican en la tabla 1.1 adjunta, e incluso supera a la capacidad actual de emisión de la planta de GNL de Cartagena (que es de 300.000 Nm³/h).

	Caudal previsto (Nm ³ /h)
Mercado Doméstico-Comercial (Lorca y Totana)	8.000
Mercado Industrial (Fase I)	85.900
Mercado Industrial (Fase II)	18.900
Total	112.800

Tabla 1.1.- Caudales (consumos) previstos del gasoducto «Cartagena-Lorca, Fases I y II»

El mencionado informe de la CNE indica literalmente lo siguiente: «parece que en el diseño del gasoducto se puede haber tenido en cuenta su posible utilización futura para la alimentación de otras áreas geográficas, aunque dicha información no consta en el proyecto ni en la propia autorización del gasoducto».

- Propuesta de desarrollo.

Ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Lorca-Almería», construido en diá-

metro 20" y con una presión de servicio de 72 bares, con una longitud cercana a 142 km, que conectaría con el gasoducto Cartagena-Lorca, Fase II. Para garantizar la capacidad de transporte habría que instalar un número apropiado de estaciones de compresión a lo largo del trayecto.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de la provincia de Almería que se encuentran en el eje Lorca-Almería, y la demanda de una posible nueva generación eléctrica con gas natural en las inmediaciones del gasoducto dentro de la provincia de Almería, de tipo de ciclo combinado de 400 MWe de potencia (con el 55% de rendimiento de generación eléctrica) y 6.000 h/año de explotación anual.

El caudal máximo demandado por esta nueva generación sería de unos 70.000 Nm³/h de gas y un consumo anual aproximado de 360.000 tep PCI, equivalente a 4.000 Mte PCS de gas natural.

El consumo doméstico-comercial del municipio de Almería va a ser atendido por la empresa distribuidora MEGASA (Meridional del Gas, SA). El consumo anual previsto es de 5.960 tep PCI, equivalente a 65 Mte PCS de gas natural.

Por otro lado, con fecha 27.12.1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, SA, para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP. Posteriormente, con fecha 28.03.2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Almería, se iban a instalar sendas plantas de GLP en Vélez Rubio, Huércal Overa, El Ejido y Roquetas.

Lógicamente, la propuesta de gasoducto de transporte «Lorca-Almería» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a las plantas de Huércal Overa, El Ejido y Roquetas, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Por otro lado, la Comarca del Poniente de Almería, que comprende los Municipios de Roquetas de Mar-Aguadulce, Vicar-Puebla de Vicar y El Ejido, presenta un elevado consumo potencial de gas natural, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y del sector hortofrutícola (cultivos bajo invernaderos).

Así, las asociaciones COEXPAL y FAECA (que agrupan un gran número de productores y asociaciones de productores agrícolas de cultivos bajo invernadero), han presentado recientemente ante la Delegación Provincial de Almería de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico de la Junta de Andalucía, un proyecto de calefacción con gas natural de cien hectáreas de invernaderos. Se estima un consumo anual de 1,8 millones de termias (180 tep PCI) por cada hectárea.

Por ello, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Almería-El Ejido», construido en diámetro 10" y con una presión de servicio de 72 bares, con una longitud cercana a 36 km, que conectaría con el gasoducto Lorca-Almería. Para garantizar la capacidad de transporte habría que instalar un número apropiado de estaciones de compresión a lo largo del trayecto.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo (industrial y doméstico-comercial) que se prevé en los municipios de la provincia de Almería que se encuentran en el eje Almería-El Ejido, y la demanda satisfecha por las plantas de GLP de Roquetas de Mar anteriormente indicadas.

- Justificación del gasoducto Lorca-Almería-El Ejido.

Dada la importancia de esta infraestructura, se recogen a continuación los puntos, tanto consumos potenciales como objetivos estratégicos de planificación, que justifican su construcción.

Entre los primeros destacan la demanda de una central de ciclo combinado a gas natural en la provincia almeriense y los futuros potenciales en zonas con expectativas de gran desarrollo socioeconómico (turismo, agricultura e industria).

Dentro de los objetivos estratégicos de planificación destaca la conexión con el futuro gasoducto Orán-Almería y el entronque con el Eje Dorsal del Mediterráneo.

a. Consumo doméstico-comercial.

MUNICIPIO	Nº HABITANTES	COMBUSTIBLE EVITADO	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
Puerto Lumbreras (Murcia)	10.500	Gasóleo/but./prop.	500
Huércal Overa (Almería)	13.870	Gasóleo/but./prop.	500
Vera (Almería)	6.926	Gasóleo/but./prop.	500
Mojácar (centros hoteleros)	4.615	Gasóleo/but./prop.	700
Cuevas de Almanzora	9.584	Gasóleo/but./prop.	450
Níjar	16.083	Gasóleo/but./prop.	600
Huércal de Almería	6.395	Gasóleo/but./prop.	350
Almería	169.027	Gasóleo/but./prop.	5.960
Roquetas Mar- Aguadulce	42.333	Gasóleo/but./prop.	1.500
Vicar	15.356	Gasóleo/but./prop.	600
El Ejido	51.485	Gasóleo/but./prop.	1.100
CONSUMO POTENCIAL DOMÉSTICO-COMERCIAL			12.760

b. Consumo en hospitales públicos.

MUNICIPIO	COMBUSTIBLE EVITADO	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
Huércal Overa	Gasóleo/propano	300
Almería	Gasóleo/but./prop.	840
El Ejido	Gasóleo/but./prop.	300
CONSUMO EN HOSPITALES PÚBLICOS		1.440

c. Consumo industrial.

	COMBUSTIBLE EVITADO	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
	Fuelóleo/Gasóleo/coque/GNL/Orujillo	
CONSUMO POTENCIAL INDUSTRIAL LORCA-ALMERÍA		27.900

d. Consumo industrial en proyectos singulares (de cogeneración).

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	Municipio	COMBUSTIBLE EVITADO	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
Planta de Tratam. de purines de 5 MW, 6.000 h	Puerto Lumbreras		5.000
Planta de Tratam. de purines de 5 MW, 6.000 h	Huércal Overa		5.000
Planta de Cogen. y Desalación de agua de 11 MW, 6.000 h	Pulpí		13.500
Planta de Cogen. y Desalación de agua de 11 MW, 6.000 h	El Ejido		13.500
CONSUMO POTENCIAL EN PROJ. SINGULARES			37.000

e. Consumo en nueva central de ciclo combinado.

	COMBUSTIBLE EVITADO	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
CT de ciclo combinado de 400 MWe y 6.000 h/año (rdto.: 55%)	Fuelóleo/carbón	
CONSUMO POTENCIAL NUEVA GENERACIÓN ELÉCTRICA		360.000

f. Consumo previsto en áreas con expectativas de gran desarrollo socioeconómico.

Descripción del Área	COMBUSTIBLE EVITADO	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
Cultivos de Invernadero en el Poniente de Almería (Vicar, El Ejido, Dalías): Proyecto de gasificación de 100 Ha de invernadero de las Asociaciones COEXPAL y FAECA	Gasóleo/propano/GNL	18.000
Gasificación de Invernadero en el Levante de Almería (Huércal-Overa, Pulpi, Cuevas, Antas, Vera, Los Gallardos, Sorbas)	Gasóleo/propano/GNL	10.000
Centros hoteleros en zona turística Poniente de Almería (Aguadulce, Roquetas, El Ejido)	Gasóleo/but./propano	3.000
Centros hoteleros de la zona turística del Levante (Vera, Mojácar, Carboneras)	Gasóleo/but./propano	2.000
Centros hoteleros de la zona turística de Cabo de Gata y Níjar	Gasóleo/but./propano	2.000
Centros industriales y turísticos de la Comarca del Mármol (Macaol, Albox, Olula)	Gasóleo/but./propano	5.000
CONSUMO PREVISTO EN ÁREAS CON EXPECTATIVAS DE GRAN DESARROLLO SOCIOECONÓMICO		40.000

g. Previsión de aumento de consumo debido a los Juegos del Mediterráneo «Almería 2005».

La Villa Olímpica de los Juegos del Mediterráneo «Almería 2005» va a estar constituida por 6.000 viviendas, cuyo consumo anual equivalente de gas natural es de 1.800 tep PCI. Se estima que, la previsión de incremento en el consumo doméstico-comercial del municipio de Almería como consecuencia del hito de los citados Juegos es de 2.500 tep PCI.

h. Consumo previsto en dos proyectos de planta termosolar sol-gas.

Existen iniciativas para instalar 2 plantas de generación híbridas (solar-gas natural), de 25 MWe cada una de ellas. Estas plantas estarían basadas en la tecnología de ciclo combinado a gas natural y de un sistema solar de concentración, bien sea de receptor central o de cilindro parabólico.

Supuesto un aporte con energía solar del 40% del total y 6.000 h/año de explotación, el consumo anual previsto de gas natural sería, de 15.500 tep PCI para cada planta, es decir, 31.000 tep PCI para el conjunto de las 2 plantas.

RESUMEN DE CONSUMOS POTENCIALES DE GAS NATURAL

DESCRIPCIÓN	CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL (tepPCI/año)
1.- Doméstico- Comercial	12.760
2.- Hospitales Públicos	1.440
3.- Industrial	27.900
4.- Cons.indust. en Proy. singulares de Cogeneración	37.000
5.- Cons. en Nueva Gen. Eléct. de ciclo comb. (400 MWe)	360.000
6.- Cons. en Areas con expect. de gran desarrollo socioec.	40.000
7.- Incremento de cons. debido a los Juegos Almería-2005	2.500
8.- Cons. en 2 Proy. de Central Termosolar de 25 MWe c/u	31.000
	511.900

i. Conexión con el futuro gasoducto Orán-Almería y entronque con el eje dorsal del Mediterráneo.

La consecución del gasoducto submarino entre Argelia y España que en estos momentos se encuentra en su fase de estudio de viabilidad, es otra de las razones de peso que justifican la construcción del gasoducto Lorca-Almería-El Ejido, que

se sumaría a la infraestructura necesaria para el transporte del gas natural hasta Europa a través de Francia por el Eje Dorsal Mediterráneo.

Medgaz, sociedad compuesta por Cepsa, Sonatrach, Endesa, BP, Gaz de France, Totalfina-Elf y Snam, sería la encargada de la construcción del gasoducto Orán-Almería, que se iniciaría en el puerto argelino de Mostaganem, próximo a Orán, y finalizaría en un punto de la costa almeriense en el entorno de la bahía de Almería. La distancia sería de unos 200 kilómetros bajo el mar, a unos 2.100 m de profundidad máxima.

El proyecto tendría dos fases. Una primera en la capacidad de transporte estaría comprendida entre 8 y 10 BCM al año, y una segunda fase en la que se alcanzarían las 20 BCM anuales. El gasoducto, que en estos momentos se encuentra en estudio de viabilidad, iniciaría su operación entre los años 2005 y 2006.

Este proyecto contribuiría a la consecución de objetivos estratégicos tanto en España como comunitarios como son la seguridad de autoabastecimiento y la diversificación energética, y propiciaría en gran medida el deseado mercado interior del gas en la Comunidad Europea.

8.3.2. Propuesta II: gasoducto Puente Genil-Málaga-Estepona.

- Antecedentes.

La propuesta de desarrollo del gasoducto Puente Genil-Málaga-Estepona tiene como marco de referencia el convenio firmado en este sentido entre la Junta de Andalucía y Enagás, SA.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en la sesión celebrada el 6 de marzo de 2001, ha emitido un informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás, SA autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Puente Genil-Málaga».

Según consta en la memoria informativa de Enagás, SA, la finalidad del mencionado gasoducto, que deriva del gasoducto Tarifa-Córdoba, es extender el suministro de gas natural a nuevos mercados en las provincias de Córdoba, Sevilla y Málaga. Se prevé suministrar en un futuro a los municipios de la Costa del Sol, mediante el ramal Málaga-Estepona.

El gasoducto Puente Genil-Málaga tiene una longitud total de 119.362 m, de los cuales 95.794 m son de diámetro 20", 15.040 m corresponden a un ramal de diámetro 16" (que suministraría a Málaga capital) y 8.528 m pertenecen a un ramal de diámetro 10" hasta Alhaurín el Grande, desde el que se suministraría en un futuro a los municipios de la Costa del Sol.

El gasoducto Puente Genil-Málaga está diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares, y se conecta en la posición K-29 (existente) del gasoducto Tarifa-Córdoba.

A la provincia de Córdoba corresponden 2.940 m, 32.419 m a la de Sevilla y 84.003 m a la de Málaga. Se prevé suministrar, entre otras, las poblaciones de Puente Genil en la provincia de Córdoba, Herrera, Estepa y La Roda de Andalucía en la provincia de Sevilla y Fuente Piedra, Humilladero, Mollina, Antequera, Coín, Alhaurín el Grande, Cártama y Málaga capital, en la provincia de Málaga.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 156.126 Nm³/h. El caudal de diseño del gasoducto «Puente Genil-Málaga» es de 300.000 Nm³/h, que es muy superior al consumo previsto, anteriormente indicado, que incluye además la previsión de demanda de una posible central de generación eléctrica con gas natural en la provincia de Málaga según se establece en el Convenio entre la Junta de Andalucía y Enagás, de tipo de ciclo combinado de 400 MWe de potencia

(con el 55% de rendimiento de generación eléctrica) y 6.000 h/año de explotación anual. La central se suministraría desde el ramal de 16" que va a abastecer a Málaga capital.

El caudal máximo demandado por esta central sería de unos 70.000 Nm³/h de gas y un consumo anual aproximado de 360.000 tep PCI, equivalente a 4.000 Mte PCS de gas natural.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de las provincias de Córdoba, Sevilla y Málaga que se encuentran en el eje Puente Genil-Málaga, y la demanda de la central de ciclo combinado.

El Consejo de Administración de la CNE, en la sesión celebrada el 6 de marzo de 2001, ha emitido también un informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás, SA, autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Málaga-Estepona, Tramo Alhaurín el Grande-Mijas».

Según consta en la memoria informativa de Enagás, SA, la finalidad del mencionado gasoducto, es prolongar el gasoducto Puente Genil-Málaga (Alhaurín el Grande) arriba indicado, con objeto de suministrar a las poblaciones de Mijas-Costa y Fuengirola y en un futuro a los municipios de la Costa del Sol de Marbella y Estepona, mediante el ramal de prolongación hasta Estepona.

El gasoducto Málaga-Estepona, en su tramo Alhaurín el Grande-Mijas, tiene una longitud total de 17.647 m, en un diámetro de 10". Está diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares, y se conecta en la posición S-06.1 del gasoducto Puente Genil-Málaga. Se prevé suministrar las poblaciones de Mijas-Costa y Fuengirola.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 6.325 Nm³/h y en el futuro, con la extensión hasta Estepona, alcanzará los 18.228 Nm³/h. Su caudal de diseño es de 100.000 Nm³/h, que es muy superior al consumo previsto, anteriormente indicado.

Por último, el Consejo de Administración de la CNE, en la sesión celebrada el 29 de mayo de 2001, ha emitido un informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás, SA, autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto Málaga-Estepona, tramo Mijas-Estepona.

Según consta en la memoria informativa de Enagás, SA, la finalidad del mencionado gasoducto, tiene su origen en la posición final S-06.2 del tramo Alhaurín el Grande-Mijas y tiene su final en la posición S-06.6 en Estepona. Su objeto es suministrar a los municipios de Marbella y Estepona.

El tramo Mijas-Estepona tiene una longitud total de 51.363 m, en un diámetro de 10". Está diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 11.803 Nm³/h (7.778 Nm³/h para el suministro a Marbella y de 4.025 Nm³/h para el suministro a Estepona). Su caudal de diseño es de 50.000 Nm³/h, que es muy superior al consumo previsto, anteriormente indicado.

- Propuesta de desarrollo.

Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural en los municipios de la Costa del Sol, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y sector servicios en general, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo, se propone desarrollar los 2 tramos (Alhaurín el Grande-Mijas y Mijas-Estepona) del gasoducto de transporte «Málaga-Estepona».

Ambos se construirían en diámetro 10" y diseñados con una presión máxima de servicio de 80 bares, con una longitud de 17.647 m para el primer tramo y de 51.363 m para el

segundo tramo km, que se conectarían en serie con el gasoducto Puente Genil-Málaga. Para garantizar la capacidad de transporte habría que instalar un número apropiado de estaciones de compresión a lo largo del trayecto.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de la Costa del Sol.

Por otro lado, con fecha 27.12.1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, SA, para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP. Posteriormente, con fecha 28.03.2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Málaga, se iban a instalar sendas plantas de GLP en Archidona, Estepona, Marbella, Cortes de la Frontera, Nerja y Vélez Málaga. Lógicamente, la propuesta del gasoducto de transporte «Málaga-Estepona» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a las plantas de Estepona y Marbella, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Por otro lado, la Costa del Sol dispone de un gran número de centros hoteleros, agrupados en AEHCOS (Asociación de Empresarios Hoteleros de la Costa del Sol); dichos centros consumen principalmente gasóleo C, cuyo elevado precio hace muy competitivo el gas natural canalizado.

Dentro del área de influencia del gasoducto «Puente Genil-Málaga» está previsto un ramal a Antequera (dada la importancia de sus consumos potenciales industrial y doméstico-comercial), y su prolongación hasta Archidona.

Según se ha indicado en la Propuesta II, se va a instalar una planta de GLP en Archidona, por lo que la prolongación del mencionado ramal debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a dicha planta, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP, que va a estar disponible a corto/medio plazo, es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Así, se satisfaría el consumo doméstico-comercial de Archidona, de 8.203 habitantes, que se estima en unos 400 tep PCI/año, equivalente a 440.000 Nm³/año de gas natural. También su potencial consumo industrial.

8.3.3. Propuesta III: gasoductos Linares-Vilches y Linares-Ubeda.

- Antecedentes.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en la sesión celebrada el 18 de julio de 2000, ha emitido un informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás, SA, autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Linares-Vilches».

Según consta en la memoria informativa de Enagás, SA, la finalidad del mencionado gasoducto, que deriva de la posición L-02.4 del gasoducto Córdoba-Jaén-Granada, es extender el suministro de gas natural canalizado, en las áreas y mercados de gas ubicados en su ámbito de influencia, en la provincia de Jaén.

La longitud del ramal Linares-Vilches es de 22.544 m, de los que 13.797 m corresponden al término municipal de Linares y 8.765 m al de Vilches. Todo el ramal está construido en diámetro 6" y diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 8.300 Nm³/h.

Este ramal podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en el municipio de Vilches.

- Propuesta de desarrollo.

Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural en los municipios de Baeza y Ubeda, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y sector servicios en general, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo en el gasoducto Córdoba-Jaén, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Linares-Baeza-Ubeda».

Su longitud total se estima en unos 24 km, y se construiría en diámetro 6". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se prevé suministrar las poblaciones de Ibros, Rus, Canena, Baeza y Ubeda.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 10.000 Nm³/h.

Este ramal podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de Ibros, Rus, Canena, Baeza y Ubeda.

Por otro lado, con fecha 27.12.1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, SA, para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP. Posteriormente, con fecha 28.03.2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Jaén, se iban a instalar sendas plantas de GLP en Ubeda, Alcaudete y Cazorla. Lógicamente, la propuesta del gasoducto de transporte «Linares-Ubeda» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a la planta de Ubeda, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Por otro lado, en la zona de influencia del gasoducto hay varios distribuidores eléctricos, por ejemplo en Rus y Canena, a los que la disponibilidad de gas natural canalizado haría interesante la posibilidad de instalar plantas de generación eléctrica mediante motores a gas.

8.3.4. Propuesta IV: gasoducto Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena.

- Propuesta de desarrollo.

Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural de tipo agroindustrial y doméstico-comercial en los municipios de Lucena, Cabra y Baena, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo en el ramal a Aguilar de la Frontera desde el gasoducto Tarifa-Córdoba, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena».

La finalidad del mencionado gasoducto, que deriva del ramal a Aguilar de la Frontera desde el gasoducto Tarifa-Córdoba, es extender el suministro de gas natural a nuevos mercados en la provincia de Córdoba. Se prevé suministrar en los municipios de Monturque, Moriles, Lucena, Cabra, Doña Mencía y Baena.

Su longitud total se estima en unos 65 km, y se construiría en diámetro 10". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 50.000 Nm³/h.

Por otro lado, con fecha 27.12.1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, SA, para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP. Poste-

riormente, con fecha 28.03.2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Córdoba, se pretendían instalar sendas plantas de GLP en Cabra, Lucena, Baena y Rute. Lógicamente, la propuesta del gasoducto de transporte «Aguilar de la Frontera-Baena» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a la planta de Cabra, Lucena y Baena, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

La ejecución de este ramal está muy condicionada al compromiso de varias empresas para instalar plantas de cogeneración en la zona cuyos consumos de gas natural harían viable la canalización del mismo.

8.3.5. Propuesta V: ramal a Villanueva de Algaidas.

- Propuesta de desarrollo.

La finalidad del ramal a Villanueva de Algaidas, que deriva del gasoducto Puente Genil-Málaga, es abastecer a un proyecto de cogeneración mediante un ciclo combinado para tratamiento y eliminación de residuos (secado de orujo de aceitunas de 2 fases, con cogeneración), reconocido por el Régimen Especial definido por el RD 2818/98, de 16 MWe de potencia (14 MWe la turbina de gas y 2 MWe la turbina de vapor), que están realizando Oleoliva-Extractor Algaidense e Iberese. Estas empresas, además, están desarrollando un proyecto de generación con biomasa (orujillo) de 10 MWe.

El consumo nominal previsto para la planta de cogeneración es de unos 5.000 Nm³/h de gas natural.

La longitud total del ramal se estima en unos 24 k, y se construiría en diámetro 8". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 8.000 Nm³/h.

Se podría satisfacer además el consumo doméstico-comercial del municipio de Villanueva de Algaidas, de 4.159 habitantes, que se estima en unos 300 tep PCI/año, equivalente a 330.000 Nm³/año de gas natural.

8.3.6. Propuesta VI: gasoducto Huelva-Ayamonte.

- Propuesta de desarrollo.

La finalidad del gasoducto Huelva-Ayamonte, que deriva del gasoducto Huelva-Sevilla, es satisfacer el consumo potencial de gas natural en los municipios de la zona costera de Huelva, por la importancia y crecimiento del sector agroindustrial, de su oferta turística y sector servicios en general, y disponer de una interconexión gasista con el vecino Portugal, ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de la demanda en el gasoducto Huelva-Sevilla.

Se podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial de los municipios de San Juan del Puerto, Trigueros, Gibraleón, Cartaya, Lepe, Isla Cristina y Ayamonte.

La longitud total del gasoducto se estima en unos 90 km, y se construiría en diámetro 10". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 100.000 Nm³/h.

El desarrollo de este ramal está muy vinculado al interés de los Ayuntamientos de la zona y a la cooperación internacional con Portugal para la gasificación de la zona sur de este país con combustible procedente de España. El dimensionamiento del tubo dependerá en gran medida de esta cooperación.

8.4. Propuestas de Enagás para la ampliación de la red gasista.

- Ampliación de la capacidad de almacenamiento y regasificación de la planta de GNL de Huelva, hasta 1.050.000 M3(n)/h.

- Desdoblamiento del gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba (hasta límite territorial de la CA de Andalucía).

- Instalación de Estaciones de Compresión en infraestructura existente en Córdoba y Sevilla.

9. ENERGIA, TERRITORIO, EMPLEO Y MEDIO AMBIENTE

9.1. La energía en el centro de debate medioambiental.

La cuestión energética está en el corazón del debate sobre la viabilidad ecológica de los sistemas territoriales, así como en lo que concierne a los problemas económicos y sociales de la humanidad.

Ciertos datos de la estructura energética, como la evolución del consumo total, la emisión de contaminantes o la proporción de energías renovables dentro de esa estructura, constituyen hoy indicadores muy fiables del estado ambiental de un territorio y de las tendencias hacia un mayor o menor grado de sostenibilidad.

De hecho, la perspectiva con la que se valoran esos indicadores ha variado sustancialmente en los últimos tiempos. Hasta hace pocos años, el incremento del consumo energético, tanto global como por habitante, era considerado como un signo positivo e inequívoco de desarrollo económico de un país o de una región. El crecimiento económico era indisoluble del incremento del consumo de energía. Sin embargo, la experiencia reciente en países occidentales ha mostrado claramente que es posible disociar ambas tendencias y que el crecimiento económico puede mantenerse a la vez que se reducen las entradas energéticas al sistema productivo, es decir, bajando el nivel de intensidad energética (energía utilizada por cada unidad de PIB).

Desde luego, ese cambio de perspectiva sobre el papel de la energía en el desarrollo económico está motivado, en gran parte, por una toma de conciencia sobre los problemas ambientales de escala global que está generando el propio sector energético. Problemas globales que tienen su expresión más acusada en los efectos que sobre el cambio climático y el calentamiento terrestre provoca la contaminación atmosférica.

La Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro de 1992, el Protocolo de Kioto de 1997 y el Plan de Acción de la Cumbre de Buenos Aires de 1998 han sido pasos sucesivos en la adopción de una política energética internacional que incorpora enfoques y compromisos medioambientales, principalmente los compromisos de reducción de las emisiones de gases contaminantes y gases responsables del calentamiento global.

Como se ha dicho más arriba, al referirse a los escenarios de referencia de este Plan Energético, los objetivos implícitos en los citados protocolos y convenios se están viendo seriamente comprometidos por la postura de los Estados Unidos (principal consumidor de energía del mundo) en cuanto que considera que el cumplimiento de dichos objetivos puede afectar negativamente a su crecimiento económico.

A pesar de ello, la Unión Europea parece reafirmar sus propios compromisos en relación con el desarrollo de una política energética capaz de lograr los objetivos de reducción de emisiones.

España, como país miembro de la Unión Europea, apoya decididamente la postura de la Comisión, si bien, hasta el momento no parece haber logrado la introducción de medidas efectivas que aseguren la reducción de emisiones pretendida.

El Plan Energético de Andalucía 2001-2006 es también consciente de ese marco de acción global en el que debe integrarse la política energética regional. Reconoce que, en materia energética, la escala de visión no puede reducirse a la es-

trictamente regional y que, en consecuencia, sus determinaciones y objetivos deben tener en cuenta la escala global, es decir, las repercusiones fuera de su territorio de su propia estrategia energética y la cuota de responsabilidad que Andalucía tiene en la corrección de los problemas globales.

A escala interna, el Plan Energético tiene importantes implicaciones ambientales y territoriales para el futuro de la región, hasta el punto que puede afirmarse que las estrategias y medidas puestas en marcha por el Plan van a ser decisivas para el futuro tanto del medio ambiente como del orden y la cohesión territorial de Andalucía.

Las implicaciones ambientales y territoriales del PLEAN se concretan principalmente en algunos objetivos que forman parte sustancial del mismo, tal y como se ha visto en apartados anteriores:

- La racionalización de la demanda energética, reduciendo el consumo energético por la vía de aplicar medidas de ahorro en los consumidores finales. Esas medidas son de distinta naturaleza, incluyendo la mejora de la eficiencia de los equipos, la cogeneración, la sustitución por gas natural o el impulso a medidas horizontales en sectores claves de consumo (industria, transporte, residencial y servicios sobre todo). Este enfoque del Plan tiene evidentes consecuencias ambientales y territoriales. Debe contribuir a una reducción importante de la contaminación global originada por el sector energético, a la vez que, al menos parcialmente, contribuye a disminuir la dependencia regional y la presión global sobre energías fósiles no renovables.

- El impulso a la utilización de las energías renovables, especialmente la eólica, la biomasa y la solar, pues éstas presentan en nuestra región importantes recursos a desarrollar. El Plan Energético de Andalucía tiene como gran objetivo al respecto el lograr que, en el horizonte del año 2010, el 15% de la energía primaria consumida en nuestra región provenga de fuentes renovables. Es este un objetivo que se relaciona tanto con la mejora ambiental como con la reducción de la fuerte dependencia energética que actualmente soporta Andalucía.

- La utilización progresiva de fuentes de energía menos contaminantes, especialmente a través del mayor protagonismo del gas natural en la estructura energética regional y su expansión progresiva a cada vez mayor número de ciudades y comarcas andaluzas.

- La diversificación territorial de los centros productores de energía, especialmente de los centros generadores de energía eléctrica, de manera que se evite una excesiva concentración territorial de dichas plantas y se repartan por todo el territorio las cargas y los beneficios inherentes a este tipo de instalaciones.

- El acceso igualitario, en cantidad y calidad, a las diferentes formas de energía, a todo el territorio regional. En este sentido, es prioritario el desarrollo de las redes de transporte de electricidad y gas natural, especialmente en las áreas de la región que presentan actualmente mayores déficits de estas infraestructuras, como ocurre en la actualidad en las zonas Norte y Oriental de Andalucía.

9.2. Territorio, medio ambiente y gestión energética.

De acuerdo con las anteriores consideraciones, el PLEAN apuesta claramente por un enfoque del sistema energético regional que enfatice los aspectos ambientales y refuerce el papel de la gestión de la demanda energética en la planificación. De la confluencia de estos dos aspectos se concluye la necesidad de prestar una atención particular a las cuestiones de tipo territorial.

El objetivo de ahorro y eficiencia en el sistema energético requiere el desarrollo de una estrategia específica desde el lado de la demanda. Ello es así debido a que las posibilidades de intervención de la planificación pública son cada vez más reducidas en el campo de la producción y la oferta, pero, so-

bre todo, porque es preciso impulsar estrategias que superen una visión de la política energética basada exclusivamente en la oferta, es decir, en el crecimiento ilimitado de los recursos y de las infraestructuras energéticas para dar respuestas a demandas en constante aumento.

En efecto, las orientaciones del Plan en materia ambiental y de gestión de la demanda requieren necesariamente el ser desarrolladas teniendo en cuenta las particularidades del territorio, de las estructuras y de la evolución de sus diferentes ciudades, comarcas y zonas geográficas, así como de los factores y valores ecológicos de su medio natural, caracterizado justamente por su enorme diversidad.

Sin ese componente de valoración de las identidades y diversidades del espacio regional, muchas de las propuestas del Plan podrían ser difícilmente puestas en práctica o, en todo caso, lo serían de manera menos eficiente.

Algunos de los aspectos del Plan que requieren un marco territorial específico serían:

- La diferente potencialidad de los territorios andaluces en cuanto a las oportunidades de las energías renovables, cuyo fomento es una de las apuestas estratégicas del Plan. Tanto en lo que se refiere a la energía eólica, a la solar o a la proveniente de la biomasa, existen diferentes oportunidades de aprovechamiento en la geografía andaluza que deben ser aprovechadas en cada caso. La concentración de centrales eólicas en el frente costero andaluz, unido a las mejores oportunidades para el desarrollo de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de la energía solar, y teniendo en cuenta la cercanía a importantes centros de demanda, convierten al litoral andaluz en un espacio clave desde el punto de vista del desarrollo de las energías renovables.

Siendo importante el papel del litoral en el desarrollo de las energías renovables, también hay que considerar las funciones de otras zonas interiores, tanto para la energía solar y eólica como, especialmente, en cuanto al aprovechamiento de la biomasa se refiere. Para este tipo de aprovechamiento, el PLEAN tiene en cuenta el diferente potencial de los territorios en función de variados aprovechamientos del suelo (forestales, agrícolas herbáceos o leñosos, secanos o regadíos), incluyendo la aptitud de las tierras para soportar cultivos energéticos. En el caso de la biomasa, tanto o más importante que el régimen especial que condiciona el precio de la energía generada o el derecho de vertido a red de la misma, influyen en su desarrollo las posibilidades sociales y económicas de aprovechar los residuos agrícolas o forestales, posibilidades que dependerán en gran medida de cuestiones tales como la distribución de la propiedad, la accesibilidad de la maquinaria a las zonas aprovechables, las facilidades de transporte en el interior de los campos y desde éstos hacia las unidades de explotación, o simplemente de las costumbres y prácticas locales en relación con el uso de los subproductos agrarios.

Además de los aprovechamientos energéticos agrarios, hay que considerar muy especialmente las oportunidades de la biomasa de origen urbano en lo que se refiere a la fracción orgánica del rechazo de los residuos sólidos y lodos de depuradora, toda vez que con ellos se puede producir biogás en procesos anaerobios. En este caso, el Plan tiene en cuenta diferentes circunstancias de las ciudades (tamaño, gestión medioambiental municipal) y de las redes de ciudades (mancomunidades, consorcios), a la hora de evaluar las potencialidades de cada zona de la región.

En cualquier caso, todas esas circunstancias obligan a considerar que el fomento de las aplicaciones energéticas de la biomasa está condicionada por factores territoriales de una gran diversidad que han de ser evaluados en cada caso concreto.

- Un buen número de las estrategias y medidas implicadas en el objetivo de ahorro, eficiencia y diversificación ener-

gética sólo cobran pleno sentido cuando son situadas en un contexto territorial adecuado.

Así, las actuaciones propuestas sobre los sectores económicos se enmarcan en el contexto de cada tejido productivo, de los sistemas productivos locales y de las especializaciones industriales y comerciales de cada zona de la región.

En principio será preciso distinguir aquellas áreas urbanas o comarcas (áreas metropolitanas y aglomeraciones urbanas, ciertas zonas del litoral y algunas redes de ciudades medias interiores) que presentan estructuras económicas diversificadas y que requieren una actuación de conjunto como espacio económico, de aquellos otros sectores muy especializados que requerirán actuaciones muy orientadas hacia la problemática energética del ramo productivo (por ejemplo, los numerosos sectores agroindustriales presentes en Andalucía: aceite de oliva, conservas de frutas y hortalizas, industria vitícola).

Un caso especial a considerar, por cuanto coinciden plenamente el espacio geográfico y la especialización productiva, es el del litoral turístico, una actividad sobre la que se cuenta ya con una experiencia acumulada en el fomento de energías renovables en el subsector hotelero.

- Las relaciones entre la política energética a nivel regional y a nivel urbano (y especialmente urbanística) son muy profundas. Por ello, las implicaciones territoriales de esa relación tienen que plantearse desde el Plan Energético. En buena parte, la mejora de la eficiencia energética de las ciudades está vinculada a toma de decisiones de planificación urbana: modelo de movilidad (por lo que hace referencia al sector de transporte) y el modelo de urbanización y las ordenanzas de edificación (por lo que hace referencia al sector residencial). Ambas líneas de actuación se sitúan en el centro de las preocupaciones que deben informar las estrategias de política energética local.

Para este último aspecto es especialmente importante alcanzar adecuados niveles de coordinación entre las iniciativas de ahorro y eficiencia promovidas desde el Plan y las tipologías edificatorias que finalmente se promuevan desde el urbanismo local. Esta coordinación debe estar basada, además, en una consideración especial de las diferentes tipologías arquitectónicas y a las diversas condiciones climáticas de Andalucía.

Todo ello se materializa en un impulso de la denominada arquitectura bioclimática y en la introducción de una calificación energética adecuada en los edificios de nueva planta.

Desde el punto de vista del seguimiento del Plan Energético en estas materias, el objetivo final es disponer de indicadores útiles de las tendencias de las ciudades en cuanto a su sostenibilidad energética. Para ello es preciso disponer de balances energéticos, tanto en el sector de la edificación y de sectores económicos urbanos como de la ciudad en su totalidad.

- El objetivo de la diversificación de las fuentes de suministro es otro aspecto de la política energética que se confronta con las diferentes realidades territoriales de Andalucía.

Las potencialidades de cada zona de la región deben ser tenidas en cuenta a este respecto, tanto en lo que respecta a la existencia de recursos renovables propios, como en lo que hace referencia a la infraestructura energética necesaria en cada caso.

En este sentido es necesario destacar dos aspectos. Por una parte, la ya mencionada diferencia en cuanto a la capacidad de cada territorio para el desarrollo de las energías renovables, y, por otra, la relación del territorio con el proceso de extensión del gas natural. En este sentido, son los centros regionales (es decir, las principales aglomeraciones urbanas de la región), los ámbitos con mayor capacidad para ser abastecidos a través de gasoductos, toda vez que en ellos se con-

centran los mayores volúmenes de población y actividad económica. Pero, asimismo, las redes de ciudades medias (tanto litorales como interiores), pueden llegar a ofrecer economías de escala suficientemente potentes para hacer viable el abastecimiento de gas natural.

- Finalmente, la distribución equilibrada de las infraestructuras energéticas y el acceso de la población de manera igualitaria a formas de energía en condiciones adecuadas de calidad y cantidad es otro aspecto de la política energética que requiere una perspectiva territorial.

Tanto la producción como la distribución energética debe asegurar un reparto socialmente justo de las cargas y los beneficios del sistema energético regional. Ello implica, por un lado, que las distintas comarcas y provincias deben disponer de recursos suficientes para asegurar sus propias estrategias de desarrollo, y por otro lado que las infraestructuras energéticas (especialmente las fuentes de generación eléctrica) deberán distribuirse por la región de manera que se eviten concentraciones territoriales excesivas.

Ello ha de ser así, tanto por la necesidad de atender a los procesos de desarrollo económico del conjunto del territorio andaluz, como por la mayor eficiencia energética de un sistema de infraestructuras descentralizado que reduce las pérdidas en el transporte, a la vez que evita la concentración territorial de las emisiones contaminantes.

9.3. Modelos territoriales de gestión energética.

De lo anterior resulta evidente que la puesta en práctica de muchas de las estrategias y medidas del Plan Energético (especialmente aquéllas que incorporan objetivos ambientales) requieren una perspectiva territorial explícita para alcanzar una mayor eficacia.

Esa perspectiva es el resultado de integrar y vincular el Plan con las iniciativas y propuestas actualmente en curso en Andalucía en materia de ordenación territorial, particularmente el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía (bases y estrategias) y el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía. Con ello se logra un aumento de la coherencia entre los diferentes instrumentos de planificación del Gobierno Regional.

En ese sentido, el Plan de Ordenación del Territorio, en sus bases y estrategias, señala como uno de sus objetivos la necesidad de dotar a la región de un Sistema Energético «basado en la diversificación de las fuentes energéticas y la primacía de las políticas de gestión racional de la demanda y la promoción y uso de las energías renovables».

La aportación del Plan de Ordenación del Territorio en relación con el Sistema Energético regional se dirige a conseguir «una mejora de la articulación e integración de Andalucía internamente y con el exterior». Esa aportación se concreta en la identificación de «diferentes modelos de gestión energética en el territorio en función de las características de las redes e infraestructuras con las que cuentan, de las características de sus sistemas urbanos y con relación a las oportunidades diferenciadas que presentan en cuanto a la aplicación de políticas de ahorro y eficiencia energética, diversificación y aprovechamiento de recursos energéticos propios».

A partir de esas consideraciones (coincidentes con los objetivos de este Plan Energético), las bases y estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía proponen una serie de modelos de gestión energética aplicables de manera genérica a ámbitos diferenciados del territorio andaluz.

Esos ámbitos, con modelos específicos de gestión, se incorporan al Plan Energético como referentes básicos de actuación.

Los ámbitos en cuestión son:

- Desarrollo de modelos de gestión prioritaria de la demanda en los ámbitos de los Centros Regionales, esto es, las áreas urbanas y metropolitanas de Sevilla, Málaga, Bahía de

Cádiz-Jerez, Granada, Córdoba, Almería, Huelva, Bahía de Algeciras y Jaén.

Las estrategias para estos ámbitos están dirigidas, fundamentalmente, a la gestión de sus demandas, es decir, a potenciar la eficiencia y el ahorro energético. Con relación a ello se plantea la necesidad de elaborar balances energéticos globales de estos ámbitos que, junto con los objetivos de eficiencia energética, han de ser incluidos como criterios en la planificación urbanística y territorial (modelos de desarrollo urbano y metropolitano), y en la planificación de los sistemas de transporte, principales consumidores de productos petrolíferos y responsables de las mayores emisiones contaminantes a la atmósfera. La interconexión de los Centros Regionales mediante la red de gasoductos, el desarrollo de las aplicaciones de esta fuente energética y la integración de las energías renovables, son aspectos esenciales de esta estrategia.

En las 10 grandes ciudades se atenderá prioritariamente en el Plan a los siguientes objetivos: ir completando la red de abastecimiento doméstico y a empresas de gas natural; la extensión de la red eléctrica a las áreas de nueva urbanización, el desarrollo de proyectos de cogeneración en el sector terciario (hospitales, depuradoras de aguas residuales, etc.) y la promoción de las energías renovables, con especial incidencia en los paneles solares en edificios públicos y privados de nueva construcción o en rehabilitación.

- Desarrollo de modelos de aprovechamiento del potencial urbano y productivo de las áreas litorales.

Este modelo presta especial atención al desarrollo de programas globales de aprovechamiento de los recursos renovables en el conjunto de la franja litoral y a la consolidación del complejo científico técnico asociado a las energías renovables.

Asimismo, se plantea la necesidad de hacer una consideración diferenciada de los ámbitos metropolitanos con funciones de abastecimiento energético y concentración de actividades industriales (Huelva y Bahía de Algeciras), que requieren planteamientos específicos desde el punto de vista energético y medioambiental, en el sentido de buscar un equilibrio entre las condiciones de vida de la población y la actividad industrial.

La extensión de la red de gasoductos y el desarrollo de sus aplicaciones constituye también aquí una pieza clave para la diversificación y mejora de la eficiencia energética en estos ámbitos.

- Desarrollo de modelos de aprovechamiento del potencial urbano y productivo de las áreas agrícolas interiores.

El potencial urbano de las Redes de Ciudades Medias y los ejes de concentración de actividades (Eje del Guadalquivir, Eje Diagonal), así como la presencia en determinados casos de sistemas productivos locales más consolidados, y las oportunidades que ofrecen los recursos renovables (energía solar y biomasa), justifican la necesidad de modelos de gestión diferenciados. El desarrollo de la gasificación y el aprovechamiento de los recursos renovables de la biomasa de origen agrícola (residuos agrícolas y cultivos energéticos), mediante sistemas de generación apoyados en el potencial de las economías urbanas, definen las principales potencialidades de estos ámbitos.

En la red de ciudades medias por tanto, se atenderá especialmente al progresivo desarrollo de la red de abastecimiento doméstico y a empresas de gas natural, bien a partir de la red de gasoductos, bien mediante la construcción de plantas de almacenaje y redes secundarias en los núcleos urbanos que están más alejados de dicha red.

Desde el punto de vista de los modelos de gestión, estas áreas deben ser consideradas de manera específica y diferenciada, tanto por lo que se refiere a la gestión energética de los espacios urbanos (adaptada a un tipo de ciudad de dimensiones medias y dinámicas urbanísticas propias), como por el ajuste de la gestión a los procesos e instalaciones de los siste-

mas productivos locales que sustentan a las diferentes redes de ciudades del interior de Andalucía.

En estas áreas agrícolas interiores hay que tener en cuenta, de manera particular, las oportunidades de aprovechamiento del potencial energético de la agricultura, tanto en las grandes zonas regables como en las zonas de campiña. Y ello tanto desde la perspectiva de los posibles cultivos energéticos que puedan desarrollarse como por el aprovechamiento de los residuos agrícolas (sobre todo de aquéllos que conforman los principales ciclos productivos de la agricultura andaluza y constituyen grandes zonas de cultivo uniforme que facilitan su recogida, tratamiento y manipulación con fines energéticos: olivar, algodón, campiñas del ciclo trigo-girasol, cultivos de regadío, etc.). En este sentido debe insistirse en la necesidad de vincular la política energética con las medidas y ayudas de naturaleza agroambiental que actualmente vienen desarrollándose en el marco de la PAC.

Asimismo, en las zonas regables dedicadas a producciones hortofrutícolas donde no fuera posible el aprovechamiento de energías renovables, la progresiva climatización de los invernaderos mediante gas natural mejoraría el calendario de producción de frutas y hortalizas. En el sector industrial hay que destacar como uno de los objetivos principales, la construcción de plantas de cogeneración en sectores productivos con gran potencialidad como el de productos cerámicos y papel, además del oleícola.

- Finalmente, hay que considerar la necesidad de un modelo de gestión adaptado a las condiciones específicas de las zonas de montaña y las áreas de más baja densidad demográfica de la región. En este caso, el objetivo es lograr un acceso a recursos energéticos seguros y de calidad en ámbitos de la región caracterizados por el débil poblamiento y, en muchas ocasiones, la dispersión en el territorio de los habitantes.

Dentro de las zonas de montaña se pueden diferenciar las expectativas de la política energética en los tres grandes ámbitos regionales en que se puede dividir la montaña andaluza: Morena, Sierras Subbéticas y Sierras Penibéticas.

En Sierra Morena, comarca natural donde se concentra gran parte de la producción ganadera andaluza, se debe dar prioridad a los estudios de tecnologías energéticas para el tratamiento de purines que solucionarán la problemática ambiental de sus vertidos. Otros aspectos prioritarios son los programas de electrificación rural de las explotaciones ganaderas (vaquerías y granjas dispersas por todo el territorio e industrias lácteas y cárnicas), así como de las áreas y establecimientos con un incipiente turismo rural y natural.

En las Sierras Subbéticas parece conveniente adoptar una estrategia común con el resto de comarcas del Valle del Guadalquivir en el aprovechamiento energético de los residuos del olivar y la industria oleícola, mediante la creación de nuevas

plantas de biomasa, y especialmente del orujo. Asimismo, habría que prestar atención a nuevos sectores emergentes como el de aprovechamiento energético de residuos de la industria de la madera y el mueble.

En el Surco intrabético y las Sierras Penibéticas existe un importante número de ámbitos como zonas eólicas potenciales. Los programas de electrificación rural tendrán especial prioridad en aquellos territorios con un poblamiento formado por núcleos de muy pequeño tamaño y gran dispersión, con situaciones de atraso económico, y con expectativas para el desarrollo de un incipiente turismo rural y natural.

No hay que olvidar el Sureste árido, que cuenta con varias áreas potenciales para la construcción de parques eólicos, cuya energía, así como el gas natural, puede utilizarse en el funcionamiento de las diversas plantas desaladoras previstas y en construcción. Además, con carácter puntual, se apoyará la continuación de las experiencias de la Plataforma Solar de Tabernas para poder aplicar la tecnología de producción de energía solar comercialmente.

En todas las zonas mencionadas, el uso de las energías renovables, particularmente la energía solar térmica y fotovoltaica, resulta particularmente adecuada, en la línea de programas como el PROSOL.

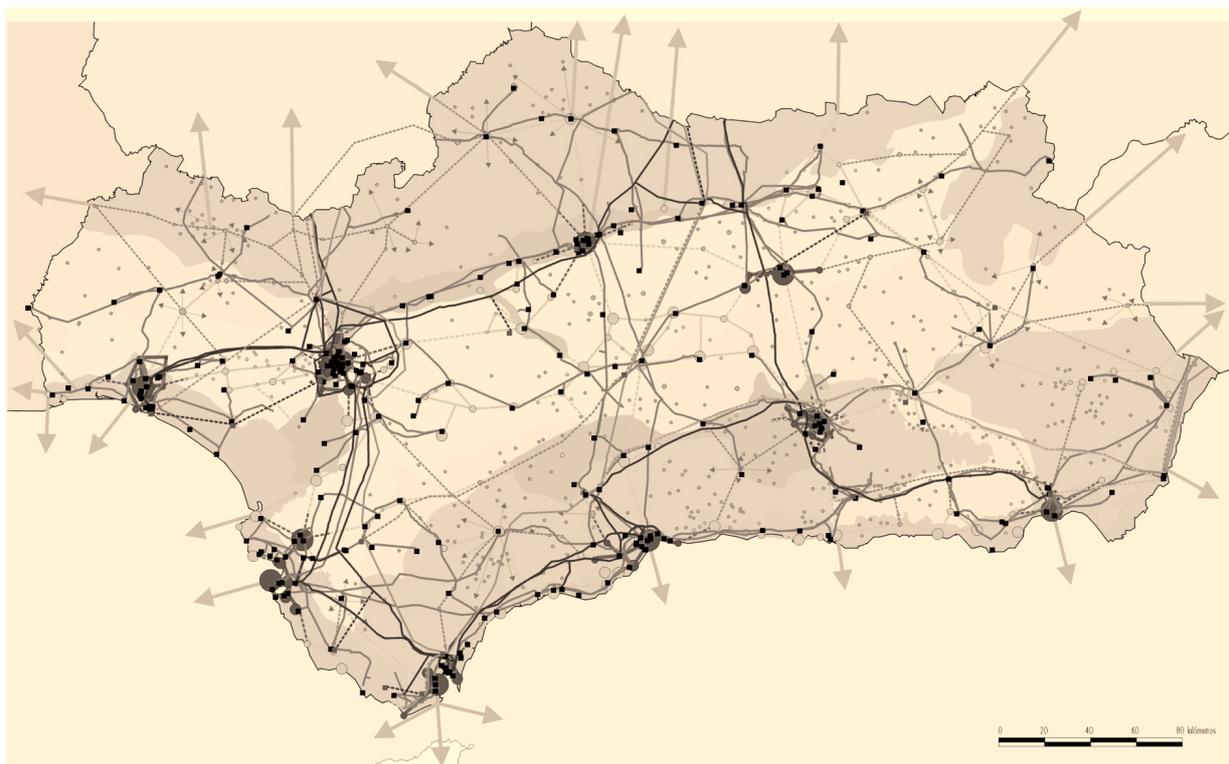
Con el desarrollo de estos modelos de gestión, la política energética se vincula con uno de los objetivos más importantes de la política territorial y ambiental de la Junta de Andalucía, como es la de evitar el despoblamiento y la desertización de amplias zonas de la región (montañas penibéticas, Sierra Morena, altiplanicies orientales o zonas áridas almerienses) con fuertes procesos migratorios.

Desde el punto de vista del potencial energético de estas zonas hay que considerar también, al igual que en las áreas agrícolas interiores, el potencial derivado del aprovechamiento de los residuos forestales.

La extensión de la red de gasoductos y el desarrollo de sus aplicaciones (especialmente para climatización de invernaderos agrícolas) constituye aquí una pieza clave para la diversificación y mejora de la eficiencia energética en estos ámbitos.

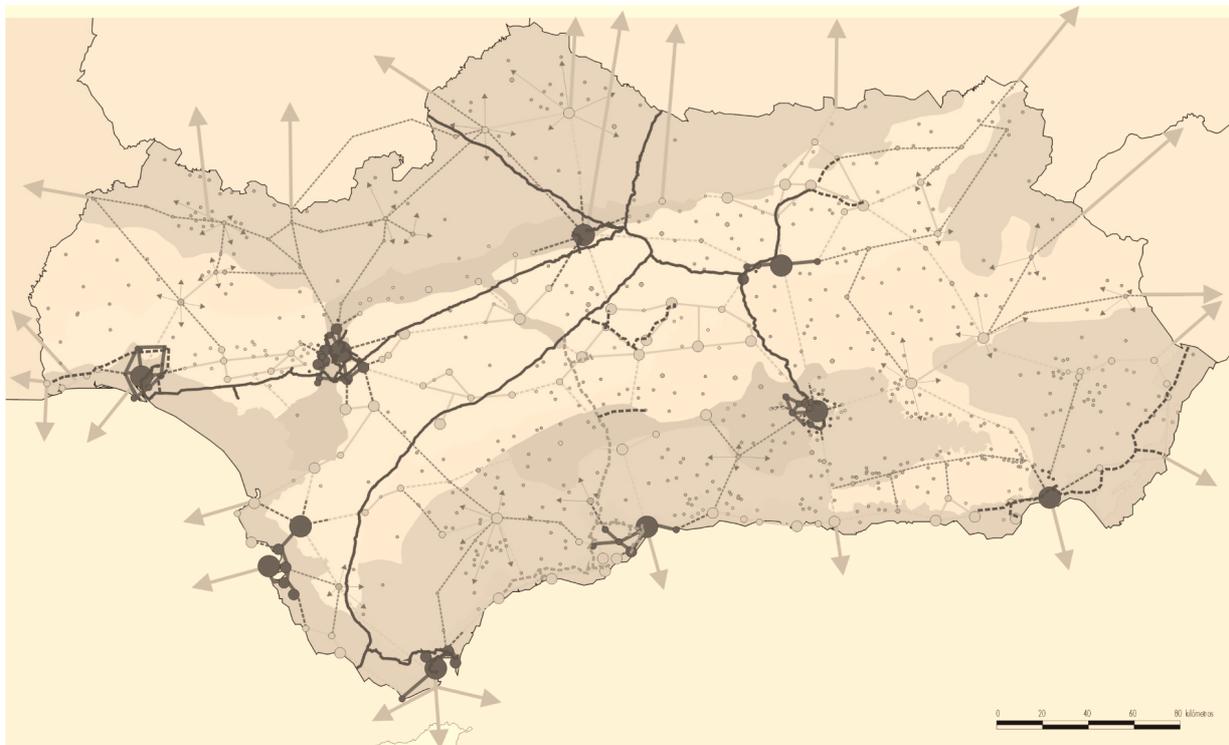
Finalmente, teniendo en cuenta el problema ambiental que supone la masiva generación de restos de cosechas agrícolas (los cuales son generalmente incinerados sin ningún beneficio económico y con elevado impacto ambiental), se prestará especial atención a la implantación de instalaciones que permitan el aprovechamiento energético de dichos restos agrícolas.

A continuación se muestran dos mapas en los que se incluye el modelo territorial de Andalucía junto a las propuestas de desarrollo de las redes de transporte tanto de gas natural como de energía eléctrica.



MODELO TERRITORIAL (BASES Y ESTRATEGIAS DEL PLAN DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO DE ANDALUCÍA) E INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

ESTRUCTURAS	RELACIONES ENTRE ESTRUCTURAS	UNIDADES TERRITORIALES	ELEMENTOS	RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
<ul style="list-style-type: none"> Centros Regionales Redes de Ciudades Medias Estructuras de asentamientos rurales centralizadas por Ciudades Medias o Centros Rurales 	<ul style="list-style-type: none"> Relaciones entre Centros Regionales y Redes de Ciudades Medias con un componente metropolitano Relaciones entre Centros Regionales y/o Redes de Ciudades Medias Relaciones entre Estructuras de Asentamientos Rurales y Centros Regionales/Redes de Ciudades Medias Relaciones con el exterior 	<ul style="list-style-type: none"> Litorales Vegas interiores Campañas Forestal Vocación forestal Sureste árido 	<ul style="list-style-type: none"> Ciudades principales Ciudades Medias Pequeñas ciudades y Centros Rurales Otros asentamientos 	<ul style="list-style-type: none"> Programada REE 400 kV Programada REE 220 kV Propuesta REE Subestación existente Subestación propuesta



MODELO TERRITORIAL (BASES Y ESTRATEGIAS DEL PLAN DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO DE ANDALUCÍA) E INFRAESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

ESTRUCTURAS	RELACIONES ENTRE ESTRUCTURAS	UNIDADES TERRITORIALES	ELEMENTOS	RED DE TRANSPORTE DE GAS
<ul style="list-style-type: none"> Centros Regionales Redes de Ciudades Medias Estructuras de asentamientos rurales centralizadas por Ciudades Medias o Centros Rurales 	<ul style="list-style-type: none"> Relaciones entre Centros Regionales y Redes de Ciudades Medias con un componente metropolitano Relaciones entre Centros Regionales y/o Redes de Ciudades Medias Relaciones entre Estructuras de Asentamientos Rurales y Centros Regionales/Redes de Ciudades Medias Relaciones con el exterior 	<ul style="list-style-type: none"> Litorales Vegas interiores Campañas Forestal Vocación forestal Sureste árido 	<ul style="list-style-type: none"> Ciudades principales Ciudades Medias Pequeñas ciudades y Centros Rurales Otros asentamientos 	<ul style="list-style-type: none"> Gasoducto existente Propuesta en ejecución Propuesta de desarrollo

9.4. Contabilidad de emisiones.

Es notorio el esfuerzo que la Unión Europea a través de distintos organismos está llevando a cabo para reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero con el objetivo de cumplir los compromisos del Protocolo de Kioto, una vez ratificado por nuestro país en el presente año.

Muestra de este esfuerzo es el número de Directivas y propuestas de Directivas que en los últimos años se están promoviendo, confirmándose así que la lucha contra el cambio climático es una prioridad fundamental de la política de la Unión Europea.

En la actualidad la línea de trabajo que está llevando a cabo la Comisión es la de integrar el medio ambiente en el resto de políticas. En este sentido, entre las iniciativas más recientes cabe citar: la Directiva sobre la continuación de la liberalización de los mercados de la electricidad y el gas natural en la Unión Europea, la Directiva sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, el plan de acción para mejorar la eficacia energética en la Comunidad, el Libro Verde sobre la seguridad de abastecimiento energético, la revisión de las directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente, la revisión de las orientaciones sobre las redes transeuropeas de transporte y la revitalización de la Directiva por la que se reestructura el marco comunitario de imposición de los productos energéticos.

Además de estas líneas generales, la Comisión tiene intención de llevar a término un paquete de medidas específicas destinadas a frenar las emisiones agrupadas en cuatro apartados: medidas transectoriales, del sector energético, del transporte y de la industria.

1. Medidas transectoriales.

- Fomento de una ampliación efectiva de la Directiva sobre la prevención y el control integrados de la contaminación.
- Propuesta de Directiva sobre la vinculación entre los mecanismos basados en proyectos, incluyendo el cumplimiento conjunto y el mecanismo de desarrollo limpio, y el plan comunitario de comercio de emisiones.
- Propuesta de revisión del mecanismo de seguimiento de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero.

2. Medidas en el sector energético.

- Propuesta de Directiva Marco sobre requisitos de eficiencia mínimos para equipo de consumo.
- Propuesta de Directiva sobre la gestión de la demanda de energía.
- Propuesta de Directiva sobre el fomento de la generación combinada de calor y electricidad (cogeneración).
- Propuestas no legislativas complementarias:
- Iniciativas para fomentar la contratación pública con criterios de eficiencia energética.
- Campaña de sensibilización pública y campaña de despegue.

3. Medidas en el sector transporte.

- Propuesta para modificar el equilibrio entre los distintos modos de transporte.
- Propuesta de mejoras en el uso de la infraestructura y en la tarificación.
- Fomento del uso de biocombustibles en el transporte.

4. Medidas en la industria.

- Propuesta de Directiva Marco sobre los gases fluorados.

Todas estas iniciativas hacen prever un control exhaustivo de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero.

No obstante, estimar en la actualidad las toneladas equivalentes de CO₂ emitidas a la atmósfera con horizonte a 2010 es una tarea sujeta a grandes incertidumbres, lo que hace que los resultados de cualquier ejercicio de cálculo para obtener cifras en este sentido deban tomarse con cierta cautela. La ausencia de escenarios de evolución en algunos sectores y la dificultad de prever el grado de penetración de las iniciativas contra el cambio climático propuestas por la Comisión Europea son las causas principales de estas incertidumbres.

La metodología empleada para el presente cálculo de emisiones de gases causantes del efecto invernadero en Andalucía contempla aquellas emisiones derivadas de la generación eléctrica necesarias para la cobertura de la demanda andaluza, incluyendo las producidas en otras Comunidades Autónomas en caso de saldo neto importador y excluyendo las suministradas en caso de saldo neto exportador.

Los datos correspondientes a 1990 y 2000 proceden del Ministerio de Medio Ambiente, a los que se han incorporado las emisiones asociadas a la electricidad importada, tomando para ello el mix de generación nacional y los factores de emisión medios por tecnologías en esos años.

A la hora de realizar las estimaciones para los años 2006 y 2010 se ha procurado tomar como base documentos de escenarios de evolución oficiales. No obstante, esta práctica no ha podido llevarse a cabo en la mayoría de los campos establecidos en las tablas del Ministerio de Medio Ambiente, por lo que en algunos casos se han mantenido las tendencias actuales y en otros se han tomado porcentajes de incremento o reducción sobre las mismas dependiendo de la mayor o menor penetración de las nuevas iniciativas encaminadas al descenso de las emisiones en cada uno de los sectores.

9.4.1. Resultado del cálculo de emisiones.

Las emisiones de los años 1990 y 2000, aportadas por el Ministerio de Medio Ambiente, y las estimaciones para los años 2006 y 2010 en todos los sectores, se muestran en la siguiente tabla.

Compuesto	1990	2000	2006	2010
CH4	4.801.424	6.931.174	6.771.104	5.882.851
CO2	32.731.500	45.544.129	43.146.882	41.777.296
N2O	7.154.290	8.031.357	8.067.094	7.721.960
SF6	9.625	32.325	43.020	34.416
HFC	0	1.006.851	1.138.500	910.800
PFC	0	7.306	10.500	8.400
TOTAL	44.696.840	61.553.142	59.177.100	56.335.724

Se observan dos tramos claramente diferenciados. El primero, que comprende el período 1990-2000, presenta un incremento de las emisiones del 37,7%. A partir del año 2000 y como consecuencia de políticas activas de control de emisiones y una intensificación de las renovables se prevé un cambio en la pendiente, consiguiéndose una reducción del 3,9% en el período 2000-2006. Esta tendencia persiste hasta el año 2010 alcanzándose una disminución del 8,5% en el período 2000-2010.

No obstante, las toneladas equivalentes de CO₂ emitidas crecen un 26,0%, por encima de la cuota de crecimiento de emisiones adjudicada a España en el marco del Protocolo de Kioto (crecimiento del 15% en el período 2008-2012 respecto al año 1990).

En cuanto a la aportación de cada uno de los compuestos químicos en el año 2010, la mayor parte corresponde al CO₂, con una tasa media en torno al 74,2%. Le sigue el N₂O con el 13,7%. A continuación se sitúa el CH₄ que tiene una aportación media del 10,4%. Por último, los compuestos fluorados con una cuota en torno al 2%. En la siguiente tabla se muestran los porcentajes relativos en los años analizados:

Porcentajes relativos de compuestos	1990	2000	2006	2010
CH4	10.7%	11.3%	11.4%	10.4%
CO2	73.2%	74.0%	72.9%	74.2%
N2O	16.0%	13.0%	13.6%	13.7%
SF6	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
HFC	0.0%	1.6%	1.9%	1.6%
PFC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Dentro del sector energético se han computado las emisiones procedentes del total de la generación eléctrica (incluida la cogeneración en sectores como la industria y servicios), de las plantas de refino de crudo, de la transformación de combustibles sólidos, y la extracción, tratamientos y distribución de combustibles.

En este sector se observa una senda parecida a la del global de emisiones aunque más acusada, con un fuerte incremento (68,4%) entre los años 1990 y 2000 y un descenso del 22,4% en el período 2000-2010.

El sector energético es con diferencia el que más contribuye a la reducción de emisiones de gases causantes de efecto invernadero a partir del año 2000, superando con creces el incremento previsto en el sector transporte.

En la siguiente tabla se muestran las emisiones sectoriales obtenidas en el estudio:

	1990	2000	2006	2010
Combustión en la producción y transformación de energía, generación eléctrica, extracción y distribución de combustibles	13.413.708	22.587.044	18.857.976	17.536.651
Industria	8.678.205	8.217.077	7.780.119	7.002.107
Transporte	9.717.661	13.943.418	15.473.029	16.140.929
Uso de disolventes y otros productos	74.415	1.129.872	1.282.850	1.044.446
Plantas de combustión no industrial	1.899.402	2.202.804	2.555.026	2.555.026
Tratamiento y eliminación de residuos	1.486.756	3.245.266	2.921.678	2.337.342
Agricultura	8.053.508	8.903.729	8.972.000	8.384.800
Otras fuentes y sumideros (naturaleza)	1.373.183	1.323.932	1.334.422	1.334.422
TOTAL SECTORES	44.696.840	61.553.142	59.177.100	56.335.724

Los objetivos y escenarios recogidos en el Plan Energético de Andalucía 2001-2006 afectan de manera decisiva al sistema de generación eléctrica, y por tanto a sus emisiones. A continuación se analiza la evolución de éstas en función de las premisas adoptadas en el Plan.

Las emisiones derivadas de la generación eléctrica suponen en torno al 90% de las aportadas por el sector energético y aproximadamente el 30% del total de emisiones.

La producción de energía eléctrica para la cobertura de la demanda andaluza dio lugar en 1990 a unas emisiones de 11.768.550 t equivalentes de CO₂. En la década siguiente esta cantidad se incrementó en un 73,0% como consecuencia del espectacular aumento del consumo eléctrico en la Comunidad Autónoma.

A partir del año 2000, y de acuerdo con el escenario de evolución planteado en el Plan Energético, se produce un punto de inflexión en la línea evolutiva de emisiones, alcanzándose disminuciones respecto al año 2000 del 22,4% en 2006 y del 28,4% en 2010. Estos descensos porcentuales en el cómputo total de emisiones son del 3,9% en 2006 y del 8,5% en 2010, lo que da una idea del fuerte ritmo de reducción de emisiones en la generación eléctrica con respecto al resto de sectores. No obstante, las emisiones derivadas de la generación eléctrica crecen un 23,8% en 2010 respecto al año base de 1990.

Producción de energía eléctrica	1990	2000	2006	2010
t. equivalentes de CO ₂ emitidas	11.768.550	20.361.867	15.807.716	14.570.386
Variación respecto a 1990		73,0%	34,3%	23,8%

Los resultados desagregados de este análisis se muestran a continuación:

Emisiones 1990 para la cobertura andaluza (toneladas)	SO ₂	NO _x	CO ₂
Central térmica de carbón de importación	23644.8	15156.9	5286737.2
Central térmica de carbón de nacional	106225.8	21997.7	5646096.7
Central bicombustible	10714.4	1483.5	656048.1
Central térmica de ciclo combinado a gas	0.0	0.0	0.0
Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU	662.0	1051.7	179668.3
Biomasa	0.0	0.0	0.0
RSU			
TOTAL	141247.0	39689.9	11768550.2

Emisiones 2000 para cobertura andaluza (toneladas)	SO ₂	NO _x	CO ₂
Central térmica de carbón de importación	39767.7	28222.2	11288894.6
Central térmica de carbón de nacional	57466.0	19878.6	5240566.1
Central bicombustible	6418.6	2656.0	1675483.2
Central térmica de ciclo combinado a gas	0.0	0.0	0.0
Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU	7946.8	12626.2	2156923.4
Biomasa	15.2	306.0	0.0
RSU			
TOTAL	111614.4	63689.1	20361867.3

Emisiones 2006 para cobertura andaluza (toneladas)	SO ₂	NO _x	CO ₂
Central térmica de carbón de importación	24703.4	17531.4	7012565.5
Central térmica de carbón de nacional	0.0	0.0	0.0
Central bicombustible	0.0	0.0	0.0
Central térmica de ciclo combinado a gas	124.9	21418.7	6247133.6
Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU	7862.6	15090.3	2500859.9
Biomasa	72.7	1459.6	0.0
RSU			
TOTAL	32763.6	55500.0	15760559.0

Emisiones 2010 para cobertura andaluza (toneladas)	SO ₂	NO _x	CO ₂
Central térmica de carbón de importación	17816.5	12644.0	5057588.7
Central térmica de carbón de nacional	0.0	0.0	0.0
Central bicombustible	0.0	0.0	0.0
Central térmica de ciclo combinado a gas	134.4	23045.5	6721608.5
Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU	8775.4	16842.1	2791188.3
Biomasa	97.1	1951.7	0.0
RSU			
TOTAL	26823.5	54483.3	14570385.5

Indicador emisión (g/kWh para cobertura de la demanda andaluza)						
	SO ₂	Variación respecto año 2000	NO _x	Variación respecto año 2000	CO ₂	Variación respecto año 2000
2000	3,62	-	2,07	-	660,8	-
2006	0,88	-75,8%	1,49	-28,1%	422,0	-36,1%
2010	0,68	-81,2%	1,39	-33,0%	370,4	-43,9%

(*) Se han estimado las emisiones en los años 2000 y 2006 usando factores procedentes de diversas fuentes según el combustible y la tecnología de generación empleada. Las fuentes consultadas han sido el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y el inventario de emisiones atmosféricas de la Comisión Europea CORINAIR. Para el caso de los ciclos combinados a gas natural se han consultado varias fuentes, tomándose una media de los factores de emisión obtenidos. Para el cálculo de las emisiones producidas por la energía eléctrica importada, se ha tomado el mix del equipo eléctrico peninsular. En ninguna de las tecnologías se han considerado las emisiones derivadas de las fases iniciales del ciclo de sistema generador, es decir, construcción, transporte, instalación, etc.

Sobre estas cifras cabe hacer una serie de reflexiones:

- En el año 2000, la suma de la generación eléctrica bruta en Andalucía y la producida fuera de la región para cubrir su déficit eléctrico alcanza los 30.814,0 GWh. En el año 2006, se podrá generar hasta 44.315,7 GWh dentro de la Comunidad Autónoma Andaluza, lo que supone un incremento del 43,8%. Esta cifra en el año 2010 será del 72,7%.

De la energía eléctrica bruta generada dentro de Andalucía en el año 2006, 37.346 GWh irán destinados a cubrir la demanda en la región, exportándose el resto producido a otras Comunidades Autónomas. Por el mismo motivo que para el cálculo de las emisiones en el año 2000 se ha tenido en cuenta la energía eléctrica importada por Andalucía, en el año 2006 no se han computado las emisiones derivadas de la generación de electricidad destinada a la exportación.

Se entiende que estas emisiones deben computarlas las Comunidades Autónomas que consuman la energía eléctrica, evitando así la penalización de aquellas otras Comunidades que prestan el servicio de la generación.

- La Unión Europea, dentro del marco del Protocolo de Kioto, se ha comprometido a reducir en un 8%, respecto al año 1990, las emisiones de gases causantes del efecto invernadero durante el período 2008-2012. El modo de alcanzar este objetivo por los distintos Estados Miembros, y en función de los niveles socioeconómicos alcanzados por ellos, permite que un grupo de países de la Unión pueda, no obstante, incrementar sus emisiones. España se encuentra dentro de este grupo, y por ello se le permite incrementar en un 15% estas emisiones si lo necesita. Dado que el objetivo a cumplir es de carácter nacional, es decir que su cumplimiento lo es en términos de balance final en toda España, si tuviésemos que desagregar las tasas de contribución a este objetivo nacional

por Comunidades Autónomas, siguiendo un criterio de reparto proporcional al producto interior bruto de cada una de ellas, este criterio es coherente con el criterio de reparto de las cuotas establecidos por la Unión Europea para sus países miembros. En este caso, Andalucía asume este compromiso y está en condiciones de cumplir dicho objetivo.

Dadas las competencias establecidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, es responsabilidad del Gobierno de la Nación la autorización de las grandes centrales de combustión para la generación eléctrica. Por este motivo, y en paralelo con estas autorizaciones, deba ser el responsable de una regionalización coherente de las tasas de variación de las emisiones.

- La utilización de la energía nuclear aumenta considerablemente las probabilidades de alcanzar con éxito los objetivos recogidos en el Protocolo de Kioto al no generar emisiones de gases causantes del efecto invernadero. No obstante, la decisión del Gobierno Andaluz de prescindir de la generación eléctrica mediante centrales nucleares por la alta peligrosidad de los residuos que genera, el riesgo potencial sobre la población en el caso de un accidente nuclear y el elevado coste de la gestión de los residuos radioactivos, hace que el esfuerzo necesario para el cumplimiento del Protocolo deba ser más intenso. Los ciclos combinados a gas natural y las plantas híbridas representan las mejores opciones en cuanto a eficiencia energética y contención de contaminantes y emisiones de gases causantes del efecto invernadero.

- El PLEAN propone un sistema eléctrico en el que a pesar del fuerte incremento en generación, las emisiones en valor absoluto de SO_2 , NO_x y CO_2 derivadas de la demanda andaluza se verán disminuidas respecto al año 2000 en un 70,6%, un 12,9% y un 22,6% respectivamente, como consecuencia del uso del gas natural en la generación eléctrica y el aprovechamiento de recursos renovables. Estos porcentajes en el horizonte del año 2010 son del 76,0%, 14,5% y 28,4% respectivamente.

El PLEAN contribuye, en la medida en que el Gobierno Andaluz estima consecuente con los criterios de emisión por países establecido por la Unión Europea, de forma efectiva al cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kioto.

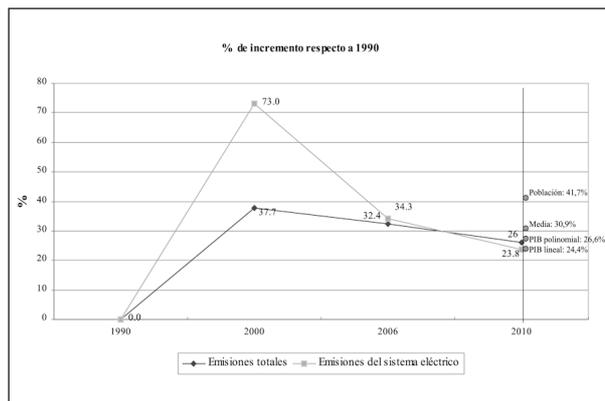
No se han computado en el cálculo las emisiones de CO_2 procedentes de la combustión de la biomasa, atendiendo a que el balance neto absorción/emisión puede considerarse nulo. Por otra parte, un porcentaje importante de la biomasa que se pretende aprovechar para generación eléctrica se queda en la actualidad en el campo sin ningún tipo de beneficio asociado ni computándose las emisiones asociadas a esta práctica.

- El indicador que refleja los gramos emitidos por kWh eléctrico generado decrece considerablemente en todos los casos.

De todo esto se deduce que el sistema eléctrico de generación propuesto en el PLEAN para el año 2006, además de garantizar la autosuficiencia en energía eléctrica, mejora de forma importante los ratios ambientales del sistema de generación eléctrico, contribuyendo a la consecución del cumplimiento de los compromisos adquiridos por España dentro del conjunto de la Unión Europea en el Protocolo de Kioto.

Los objetivos que el Plan establece para el horizonte 2006 suponen, pues, una mejora generalizada en la emisión de contaminantes atmosféricos y de gases causantes del efecto invernadero.

Con objeto de comparar los resultados obtenidos en los dos escenarios estudiados con el análisis de la regionalización de cuotas de emisión del Protocolo de Kioto (apartado 9.5. de este capítulo), se ha llevado a cabo la siguiente representación.



9.5. Escenarios de regionalización de emisiones.

En la introducción del Plan Energético de Andalucía 2001-2006 queda reflejada la enorme preocupación de la Administración Andaluza por llegar a establecer un sistema energético que contribuya de manera efectiva al cumplimiento de los compromisos adquiridos por la Unión Europea en el marco del Protocolo de Kioto.

Los objetivos plasmados en dicho Protocolo son de ámbito nacional, estableciéndose cuotas de reducción o incremento de emisiones de gases causantes del efecto invernadero para cada país en función de aspectos tales como las cotas de crecimiento económico, la población y la situación ambiental entre otros.

En este reparto, a España se le permite incrementar sus emisiones en un 15% respecto al año base (1990) dentro del período fijado por el Protocolo. La regionalización de esta cuota, que permitiría conocer la situación de cada Comunidad Autónoma y el esfuerzo que debiera hacer para contribuir al cumplimiento del objetivo nacional, no se ha llevado a efecto.

Según el Gobierno Andaluz, este hecho no es óbice para establecer el criterio por el que todas las Comunidades Autónomas adquieren el compromiso de alcanzar el 15%. Esto favorecería a aquellos territorios que en el año base (1990) partían de un mayor desarrollo y altas tasas de emisiones, y penalizaría a aquellas otras regiones que en dicho año se encontraban en la situación contraria, como es el caso de la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Por este motivo se han analizado una serie de escenarios de regionalización de las cuotas de emisión atendiendo a criterios diversos. Los resultados de este estudio se muestran a continuación.

Escenario 1: Población.

Según el Ministerio de Medio Ambiente, las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero en el año 1990 alcanzó la cifra de 305.832,1 miles de toneladas de CO_2 equivalente. Incrementando esta cantidad en un 15% resultan 351.707,0 miles de toneladas de CO_2 equivalente.

La población en España a 1.01.2001 era de 41.116.842 habitantes, por tanto las emisiones per cápita estimadas para el año 2010 serían de 8,55 toneladas de CO_2 equivalente/hab.

La población andaluza a 1.01.2001 era de 7.403.968 habitantes. Multiplicando esta cantidad por 8,55 se obtiene las emisiones que corresponderían a Andalucía en el año 2010 en un reparto poblacional. Esta cifra es 63.332,4 miles de toneladas de CO_2 equivalente.

Las emisiones totales en Andalucía en los años 1990 y 2000 fueron de 44.696,8 y 61.553,1 miles de toneladas de CO_2 equivalente respectivamente (estas cifras se han obtenido añadiendo a las aportadas por el Ministerio de Medio Ambiente aquellas emisiones derivadas de la generación eléctrica correspondiente a la electricidad importada por Andalucía en estos años).

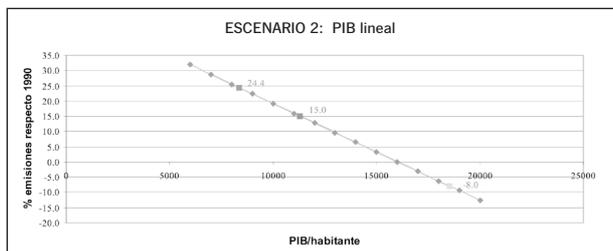
Atendiendo a estos números, Andalucía podría crecer respecto al año 1990 un 41,7%. A partir del año 2000 tan sólo queda un margen de crecimiento del 2,9%.

Escenario 2: Extrapolación PIB pc lineal.

Para la elaboración de este escenario se ha construido la recta que relaciona PIB per cápita y cuota de emisión establecida en el Protocolo de Kioto, tomando como puntos conocidos España y la Unión Europea. La ecuación resultante es $Y = -0,003177546 X + 50,92171355$.

Se ha supuesto que el establecimiento de las cuotas de emisión por país se llevó a cabo el año anterior a la presentación del Protocolo, es decir, 1996, por lo que los valores de PIB y población corresponden a dicho año.

Introduciendo el PIB per cápita andaluz se obtiene una cuota del 24,4%.



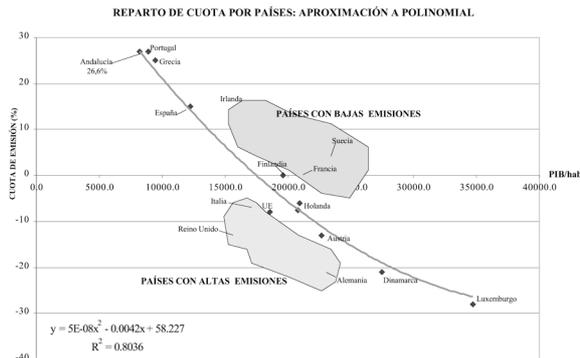
Escenario 3: Extrapolación PIB pc polinomial con datos del Protocolo reales.

El presente escenario se obtiene ajustando a una polinomial las cuotas de reducción o incremento de emisiones por países recogidas en el Protocolo de Kioto e introduciendo los parámetros andaluces.

En la siguiente tabla se muestran las cuotas de emisión por países contempladas en el Protocolo de Kioto.

País	Cuota (%)
Austria	-13
Bélgica	-7.5
Dinamarca	-21
Finlandia	0
Francia	0
Alemania	-21.0
Grecia	25
Irlanda	13
Italia	-6.5
Luxemburgo	-28
Holanda	-6
Portugal	27
España	15
Suecia	4.0
Reino Unido	-12.5
Unión Europea	-8

Asociando a esta tabla los valores de PIB per cápita de los distintos países se obtiene una nube de puntos. Si se aproxima dicha nube a una polinomial se obtiene la ecuación $Y = 5E-08X^2 - 0,0042X + 58,227$. La representación de este análisis es:



Si bien hay un buen número de países que se alinean con la curva, aparecen dos grupos que se alejan de la misma. Este alejamiento se debe a que el reparto de la cuota, además de a criterios de PIB per cápita, atiende a otros criterios tales como las emisiones efectuadas para alcanzar las rentas nacionales. Esto se observa si se analizan los datos de países como Alemania y Suecia. Ambos tienen prácticamente el mismo PIB per cápita, en cambio al primero se le exige una reducción de sus emisiones del 21% y al segundo se le permite incrementarlas en un 4%. La diferencia está, entre otros motivos, en que en torno al 70% de la electricidad generada en Alemania en 1996 se llevó a cabo en térmicas de carbón y fuelóleo, mientras que este indicador para Suecia en el mismo año fue del 10,2%, generando el resto con hidráulica y nuclear.

Atendiendo a este razonamiento, y según se ha indicado, se forman dos grupos de países: aquéllos con sistemas energéticos con elevadas emisiones y aquellos otros que para rentas similares cuentan con tecnologías o recursos menos contaminantes. Eliminando los valores límites de estos dos grupos (práctica habitual en análisis estadísticos) mejora considerablemente el factor de correlación R2 que en el caso actual se sitúa en 0.8036.

Situando la situación de Andalucía en la gráfica anterior se obtiene una cuota del 26,6%.

Se ha realizado el mismo ejercicio para el resto de Comunidades Autónomas obteniéndose los siguientes valores:

Comunidad Autónoma	Cuota (%)
Andalucía	26.6
Aragón	13.8
Asturias	21.5
Baleares	10.2
Canarias	19.2
Cantabria	19.5
Castilla y León	18.5
Castilla la Mancha	23.2
Cataluña	9.3
C. Valenciana	19.5
Extremadura	30.2
Galicia	23.9
C. De Madrid	6.5
R. De Murcia	23.0
C. F. De Navarra	7.1
País Vasco	11.0
La Rioja	12.0
Ceuta y Melilla	21.9

Escenario 4: Media.

Si se toma la media de los cuatros escenarios anteriores se obtiene para el caso de Andalucía una cuota del 30,9%.

Una vez analizados los distintos casos, se ha considerado como un reparto razonable para la Comunidad Autónoma de Andalucía aquél que establece el escenario 3, es decir, el que permitiría crecer a Andalucía un 26,6% respecto a las emisiones del año 1990.

9.6. El Plan Energético y los procedimientos de prevención ambiental.

El enfoque con el que ha sido redactado el Plan Energético incorpora la dimensión ambiental en el planteamiento de sus objetivos y en la formulación de sus estrategias y medidas, en coherencia con la legislación vigente y en coordinación con la planificación regional confluente, especialmente el Plan Andaluz de Medio Ambiente y el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía.

La formulación del Plan Energético de Andalucía 2001-2006 se acordó por el Decreto 81/2001, de 13 de marzo (BOJA núm. 50 de 3.5.01), como «instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables, así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el período considerado».

El art. 5 del Decreto establece el proceso de elaboración y aprobación del Plan, disponiéndose en el mismo los pasos procedimentales a seguir que culminarán con la aprobación del Plan mediante Decreto por parte del Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía y su remisión al Parlamento de Andalucía, a los efectos previstos en el art. 149 del Reglamento del Parlamento de Andalucía.

Entre los requisitos exigidos en el proceso de elaboración y aprobación se establece que la Consejería de Medio Ambiente procederá a realizar la Declaración de Impacto Ambiental del Plan. Cabe señalar que la normativa andaluza vigente actualmente en materia de Evaluación de Impacto Ambiental no es aplicable a este tipo de Planificación. La Directiva 2001/42/CE del Consejo que regula la Evaluación de Impacto Ambiental de Planes y Programas entró en vigor el pasado 21 de julio de 2001 y establece un plazo hasta el 21 de julio de 2004, para su efectiva transposición a la legislación y normativa de cada Estado Miembro.

Por otra parte, en la citada Directiva se excluye de la obligatoriedad de someter al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental a los Planes y Programas cuyo primer acto preparatorio formal sea anterior al 21 de julio de 2002 y cuya adopción o presentación al procedimiento legislativo se produzca transcurridos menos de 24 meses a partir de dicha fecha.

De acuerdo con lo anterior, y con carácter voluntario, la autoridad energética competente asume que, para suministrar una mejor y más extensa información y datos para la realización de la Declaración de Impacto Ambiental del Plan Energético de Andalucía 2001-2006, se elaborará un documento técnico de carácter ambiental en el que se identifiquen, describan y evalúen los probables efectos significativos en el medio ambiente de la aplicación del Plan, así como unas alternativas razonables que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito de aplicación geográfico del mismo.

Por otro lado, las actuaciones y los proyectos que se deriven de lo establecido en este Plan también deberán ser sometidos a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental contemplados en la legislación concurrente, tanto comunitaria como estatal o autonómica.

Por lo que respecta a la legislación comunitaria, los textos de referencia son la Directiva 85/337/CEE y las modificaciones posteriores introducidas en la Directiva 97/11/CE.

Por lo que respecta a la legislación autonómica andaluza la referencia principal es la Ley 7/1994, de Protección Ambiental, mediante la que se regulan los procedimientos de prevención ambiental: evaluación, informe y calificación.

Supuestos sometidos a evaluación de impacto ambiental de acuerdo a la Ley 6/2001 (art. 1.1 y Anexo I):

- Explotaciones y frentes de una misma autorización o concesión a cielo abierto de yacimientos minerales y demás recursos geológicos de las secciones A, B, C y D cuyo aprovechamiento está regulado por la Ley de Minas y normativa complementaria, de acuerdo a condiciones específicas.

- Minería subterránea en las explotaciones en las que se den circunstancias específicas.

- Refinerías de petróleo bruto (con la exclusión de las empresas que produzcan únicamente lubricantes a partir de petróleo bruto), así como las instalaciones de gasificación y de licuefacción de, al menos, 500 toneladas de carbón de esquistos bituminosos (o de pizarra bituminosa) al día.

- Centrales térmicas y nucleares:

- Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de, al menos, 300 MW.

- Centrales nucleares y otros reactores nucleares, incluidos el desmantelamiento o clausura definitiva de tales centrales y reactores (con exclusión de las instalaciones de investigación para la producción y transformación de materiales fisiónables y fértiles, cuya potencia máxima no supere 1 kW de carga térmica continua). Las centrales nucleares y otros reactores nucleares dejan de considerarse como tales instalaciones cuando la totalidad del combustible nuclear y de otros elementos radiactivamente contaminados haya sido retirada de modo definitivo del lugar de la instalación.

- Instalación de reproceso de combustibles nucleares irradiados.

- Instalaciones diseñadas para cualquiera de los siguientes fines:

- La producción o enriquecimiento de combustible nuclear.

- El tratamiento de combustible nuclear irradiado o de residuos de alta actividad.

- El depósito final del combustible nuclear irradiado.

- Exclusivamente el depósito final de residuos radiactivos.

- Exclusivamente el almacenamiento (proyectado para un período superior a diez años) de combustibles nucleares irradiados o de residuos radiactivos en un lugar distinto del de producción.

- Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 300 MW.

- Tuberías para el transporte de gas y petróleo con un diámetro de más de 800 milímetros y una longitud superior a 40 kilómetros.

- Construcción de líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 kilómetros.

- Instalaciones para el almacenamiento de productos petrolíferos mayores de 100.000 toneladas.

- Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 ó más aerogeneradores, o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico.

- Tuberías para el transporte de productos químicos con un diámetro de más de 800 milímetros y una longitud superior a 40 kilómetros.

- Instalaciones para el almacenamiento de productos petroquímicos o químicos, con una capacidad de, al menos, 200.000 toneladas.

- Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica (cuando se desarrollen en zonas especialmente sensibles, designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE y 92/43/CEE o en humedales incluidos en la lista del Convenio de Ramsar).

Supuestos sometidos a evaluación de impacto ambiental de acuerdo a la Ley 6/2001 (art. 1.2 y Anexo II):

- Perforaciones profundas, con excepción de las perforaciones para investigar la estabilidad de los suelos, en particular:

- Perforaciones geotérmicas.
- Perforaciones para el almacenamiento de residuos nucleares.

- Instalaciones industriales en el exterior para la extracción de carbón, petróleo, gas natural, minerales y pizarras bituminosas.

- Instalaciones industriales en el exterior y en el interior para la gasificación del carbón y pizarras bituminosas.

- Instalaciones industriales para el transporte de gas, vapor y agua caliente; transporte de energía eléctrica mediante líneas aéreas (proyectos no incluidos en el Anexo I), que tengan una longitud superior a 3 kilómetros.

- Fabricación industrial de briquetas de hulla y de lignito.

- Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica (cuando, según lo establecido en el Anexo I, no lo exija cualquiera de las obras que constituyen la instalación).

- Instalaciones de oleoductos y gasoductos (proyectos no incluidos en el Anexo I), excepto en suelo urbano, que tengan una longitud superior a 10 kilómetros.

- Almacenamiento de gas natural sobre el terreno. Tanques con capacidad unitaria superior a 200 toneladas.

- Almacenamiento subterráneo de gases combustibles. Instalaciones con capacidad superior a 100 metros cúbicos.

- Instalaciones para el procesamiento y almacenamiento de residuos radiactivos (que no estén incluidas en el Anexo I).

- Parques eólicos no incluidos en el Anexo I.

- Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 100 MW.

- Instalaciones de almacenamiento de productos petroquímicos y químicos (proyectos no incluidos en el Anexo I).

Supuestos sometidos a estudio de impacto ambiental de acuerdo a la Ley 7/1994 de Protección Ambiental:

- Refinerías de petróleo bruto e instalaciones de licuefacción y gasificación de 500 toneladas de carbón.

- Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión de potencia térmica de al menos 300 MW.

- Instalaciones para el aprovechamiento de energía eólica de potencia \geq a 1 MW.

- Extracción a cielo abierto de hulla, lignito u otros minerales.

- Extracción de hidrocarburos.

- Instalaciones de oleoductos y gasoductos.

- Transporte aéreo de energía eléctrica de alta tensión igual o superior a 66 kV.

Supuestos sometidos a Informe Ambiental de acuerdo a la Ley 7/1994 de Protección Ambiental:

- Explotaciones mineras subterráneas.

- Coquerías.

- Transporte aéreo de energía eléctrica de alta tensión inferior a 66 kV.

- Instalaciones de energía hidroeléctrica.

- Instalaciones eólicas entre 300 kW y 1 MW.

- Refinerías de petróleo bruto, de gasificación o licuefacción < de 500 toneladas de carbón.

- Centrales térmicas e instalaciones de combustión inferiores a 300 MW.

9.7. Empleo asociado al uso de las energías renovables.

Uno de los beneficios asociados a la promoción y desarrollo de las energías renovables es sin duda la creación de empleo. En la mayoría de las ocasiones, los puestos de trabajo generados tienen carácter local, situados geográficamente en zonas rurales con elevado nivel de desempleo, lo que contribuye a la cohesión territorial y a un crecimiento equilibrado de las regiones.

En el documento titulado «The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth», englobado en el programa ALTENER y coordinado por ECOTEC Research and Consulting Limited, se afirma que «las tecnologías de energías renovables son en general más intensivas en mano de obra que las tecnologías convencionales para una misma cantidad de energía generada». Asimismo, según establece el Comité de las Regiones en su dictamen sobre el Libro Blanco [COM (97) 599 final], «a igual potencia instalada se crean hasta cinco veces más puestos de trabajo que en las tecnologías energéticas tradicionales».

Por otra parte, el mismo Libro Blanco deja constancia de la dificultad de prever con fiabilidad valores netos de creación de empleo como consecuencia de las inversiones en energías renovables, si bien afirma que se dispone de cifras aceptables para los sectores que han alcanzado un determinado nivel de desarrollo.

Los primeros resultados de un estudio específico para la medición del impacto de las energías renovables en el empleo aparecen reflejados en el ya mencionado documento «The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth».

En el estudio se realizan estimaciones detalladas relativas al empleo neto utilizando el modelo SAFIRE de penetración en el mercado de las distintas tecnologías renovables en los países de la Unión Europea.

La metodología empleada permite estimar no sólo los empleos directos creados en la industria que se podrían denominar de las energías renovables, sino también aquéllos creados en otras industrias o sectores económicos que las abastecen, las posibles pérdidas de empleo en los sectores energéticos tradicionales y el efecto de las importaciones y exportaciones de tecnologías renovables entre los países de la Unión.

Utilizando los factores que aparecen en dicho estudio, que relacionan los empleos directos con la inversión en instalaciones renovables y la producción de energía procedente de las mismas, se obtiene para el escenario de fomento de las energías renovables que establece el Plan Energético en el período 2001-2006 un crecimiento de 14.288 puestos de trabajo netos (no incluye termosolar), de los que 12.421 corresponden a labores de construcción e instalación y 1.867 a operación y mantenimiento.

En el período 2007-2010, los nuevos puestos de trabajo netos destinados a construcción e instalación ascienden a 9.428. En operación y mantenimiento se crean 1.884.

Por tanto, desde el año 2001 hasta el año 2010 se crearían un total de 25.600 empleos netos. Añadiendo a esta cifra una estimación del personal necesario para el desarrollo de plantas termosolares en Andalucía, se obtienen 26.244 nuevos puestos de trabajo.

La obtención de combustibles tales como cultivos energéticos y residuos agrícolas y forestales, que por otra parte son las tareas más intensivas en mano de obra, no se ha incluido en el análisis. Este valor podría situarse en el entorno de las 40.000 personas en el año 2010.

Con estas consideraciones, la cifra total de nuevos puestos de trabajo en el período 2001-2010 podría situarse en 66.244 personas.

Estos valores de creación de empleo deben tomarse con cautela y como una primera aproximación a los valores que se irán constatando a medida que la ejecución del Plan avance. La extrapolación de los coeficientes y resultados del proyecto ALTENER al período de vigencia y a la casuística del Plan Energético de Andalucía no resulta una tarea fácil.

Por otra parte, y según se cita en el Libro Blanco [COM (97) 599 final]: «Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables», estudios sectoriales realizados por distintas asociaciones de energía eólica, solar y biomasa dentro del ámbito europeo, establecen cifras de empleo mucho más elevadas que las reflejadas en el estudio.

Por todo lo anterior se puede afirmar que si bien es cierto que resulta imposible extraer conclusiones definitivas o determinar el nivel probable de puestos de trabajo creados resultante de las inversiones en las diversas fuentes de energías renovables, es evidente que la adopción de medidas a favor de dichas fuentes de energía conducirá a un aumento importante de las oportunidades de empleo.

10. INVESTIGACION, DESARROLLO E INNOVACION

10.1. Introducción

Desde los orígenes de la humanidad el sector energético está en continua evolución. En las últimas décadas el desarrollo de tecnologías de conversión de la energía primaria en energía final y útil procuran, cada vez más, la obtención de equipos eficientes, de bajos costes de operación y mantenimiento y altamente respetuosos con el medio ambiente.

Teniendo en cuenta que los recursos fósiles del Planeta son agotables y que el uso de estas fuentes de energía conlleva un elevado impacto ambiental, la sociedad actual demanda, cada vez con mayor insistencia, energías seguras, renovables, de bajo impacto ambiental y que permitan una alta eficiencia energética. Por ello, los países desarrollados están promulgando un número importante de Leyes y Directivas con normativas y propuestas encaminadas a conseguir los objetivos señalados, induciendo por tanto a los sectores de I+D a actuar en los caminos indicados por dicha legislación.

La puesta en marcha de actuaciones de investigación y desarrollo en el campo energético suponen una clara apuesta por el bienestar social y económico de Andalucía, en la que existe un importante potencial de I+D a través de:

- La red de Universidades, estructuradas por medio de Departamentos Temáticos.
- Diversos Centros de Investigación pertenecientes al Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- Los Centros de I+D pertenecientes a las empresas privadas radicadas en la región que operan en el sector energético o en otros conexos, fundamentalmente compañías suministradoras de productos energéticos e ingenierías.
- Diversas Direcciones Generales y Servicios de diferentes Consejerías con actuaciones notables en materia de I+D, como por ejemplo el Instituto Andaluz de Energías Renovables de la Consejería de Educación y Ciencia.
- El Centro Nacional de Técnica Aeroespacial y la Plataforma Solar de Almería.
- Diversas asociaciones sin ánimo de lucro como el Centro de Nuevas Tecnologías Energéticas.

Asimismo, las actuaciones de I+D disponen para su desarrollo de diversos y valiosos instrumentos, tales como el III Plan Andaluz de Investigación (PAI), el Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para Andalucía (PLADIT), el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica del Ministerio de Ciencia y Tecnología, Ministerio al que están adscritos diversos organismos como el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnoló-

gicas (CIEMAT) y el Instituto Nacional de Investigación y Tecnología Agraria y Alimentaria. Por último deben destacarse diversos Programas Comunitarios como el V Programa Marco y el SAVE-ALTENER.

10.2. Objetivos.

Los objetivos genéricos que deben cubrirse con los programas de Investigación, Desarrollo e Innovación apoyados en este documento son los siguientes:

- Obtención de un sistema energético eficiente.
- Un consumo energético más racional, que haga del ahorro una práctica continua.
- El aumento de la eficiencia energética.
- La minimización del impacto ambiental en todas las operaciones energéticas.
- La mejora en la seguridad del abastecimiento energético.
- La mejora en la calidad del suministro energético.
- La reducción de los costes asociados al uso de la energía.
- La mejora de la competitividad empresarial.

Asimismo, los diferentes programas de actuación en I+D+I deberán propiciar las siguientes acciones:

- El desarrollo de un mercado potencial capaz de captar y transferir la experiencia de la investigación desarrollada.
- La participación de los agentes regionales que puedan desarrollar comercialmente las tecnologías obtenidas y recoger el aprendizaje que su ejecución conlleve.
- La modularidad y replicabilidad de los proyectos.
- La viabilidad económica de las soluciones desarrolladas.
- El desarrollo de un plan de operación y mantenimiento que permita mantener operativa la instalación desarrollada y propicie un mayor valor añadido en la región como consecuencia de la realización de tales actividades.
- La definición de un plan de difusión de resultados.

10.3. Campos prioritarios de actuación.

A continuación se enumeran y comentan algunos de los campos de actuación que prioritariamente deberían de ser abordados en Andalucía en materia de I+D en el sector energético.

Mejora del rendimiento energético de sistemas solares térmicos.

Aunque en los últimos años se ha avanzado mucho en relación con el rendimiento energético global de las instalaciones solares térmicas, es conveniente seguir investigando en el desarrollo de nuevos captadores solares que permitan un mayor grado de penetración de la energía solar térmica a baja temperatura. Asimismo, el desarrollo de sistemas de acumulación más eficientes, que reduzcan la estratificación térmica, o el desarrollo de sistemas solares de caudal variable que permitan una regulación de las velocidades de giro de las bombas, son de gran interés para la mejora energética de estos sistemas.

Por último, debe avanzarse igualmente en aspectos tales como la durabilidad, eficiencia, fiabilidad y nuevos materiales para estos sistemas, sobre todo en condiciones extremas de funcionamiento de los mismos.

Desarrollo de equipos de absorción con energía solar.

Es bien sabido las altas cotas de irradiación solar disponibles en Andalucía. Asimismo, se es consciente de que cuanto mayor es la irradiación solar, mayores son las necesidades de producción de frío para combatir el calor.

De acuerdo con lo anterior, sería muy conveniente disponer de equipos que, utilizando como foco caliente la energía aportada por el sol, pudieran transformarla en frío.

Estos equipos, denominados de absorción, ya desarrollados a partir de energías residuales a alta temperatura, e incluso con energía solar, son todavía caros y están disponibles para altas potencias.

Sería por tanto oportuno establecer actuaciones de I+D en Andalucía, al objeto de conseguir equipos de absorción solar de bajo coste y de pequeño tamaño (pequeña potencia), ya que de esta forma multiplicaríamos enormemente el aprovechamiento de la energía solar, a la vez que se aportaría solución a las elevadas necesidades de producción de frío a pequeña escala destinados sobre todo a los hogares de la Comunidad Andaluza.

Desarrollo de equipos de energía solar a media temperatura.

El rango típico de aplicación de la energía solar térmica en lo que se denomina media temperatura se extiende entre los 90°C y los 350°C.

En este caso los captadores empleados son los denominados de concentración, disponiendo los mismos de dispositivos de reflexión o refracción utilizados para concentrar sobre una superficie mucho más pequeña la radiación solar incidente.

Una de las aplicaciones más directas de los equipos de producción de energía solar a media temperatura la constituyen los procesos de generación de energía térmica en la industria (agua caliente y vapor), en los que el 66% de esta energía se necesita a menos de 220°C. Asimismo, es posible emplear la técnica de concentración a media temperatura para generación de electricidad, habiéndose ensayado con buenos resultados los ciclos con cambio de fase como es el caso de ciclo Rankine. Por último, es conveniente señalar la posibilidad de desalinizar agua de mar utilizando plantas multiefecto.

En la actualidad no se disponen de equipos de estas características con la necesaria viabilidad económica, por lo que se detecta como interesante el trabajar en esta materia.

Desarrollo de energía solar a alta temperatura.

Para aplicaciones solares a temperaturas por encima de los 350°C, se recurre a tecnologías de concentración con seguimiento en dos ejes. En este caso, destacan los heliostatos en forma de paraboloides de revolución y los campos de heliostatos que concentran y reflejan la energía incidente a un receptor situado en la parte superior de una torre.

En la actualidad existen importantes iniciativas de empresas andaluzas y extranjeras que están analizando la viabilidad técnica y económica de tales proyectos, tanto solares puros como en plantas mixtas, mediante el empleo de una turbina de gas y una turbina de vapor que aproveche los gases efluentes de la primera turbina y la energía procedente de una central solar de concentración a alta temperatura.

La escasa madurez de esta tecnología en nuestro país, así como las importantes perspectivas de algunas iniciativas de este tipo en nuestra región, hacen muy interesante llevar a cabo proyectos de I+D en este área, al objeto de poder disponer de una posición de privilegio en Andalucía en lo que respecta al desarrollo de gran parte de la tecnología y equipamiento a emplear, así como por la posibilidad de disponer de técnicos cualificados para operar y dirigir estos proyectos de gran futuro.

Desarrollo de sistemas de conexión a red de instalaciones fotovoltaicas.

En los próximos años, y como consecuencia de la normativa actualmente en vigor que regula las conexiones y la prima a la generación de este tipo de energía eléctrica, se prevé un importante desarrollo de dispositivos fotovoltaicos conectados a red que incorpore inversores, equipamiento de medida fia-

bles, reguladores de tensión en el caso de sistemas con acumulación, sistemas de regulación inteligente en los puntos de consumo, etc.

Asimismo, la búsqueda de soluciones globales que incluyan una respuesta técnica adecuada, junto a una buena solución financiera que permita una rentabilidad razonable de tales proyectos, se presenta como una oportunidad interesante de desarrollo de actuaciones en el campo comentado.

Desarrollo de software avanzado para el fomento de las energías renovables y en ahorro y eficiencia energética.

En la actualidad no se dispone de datos fiables que permitan afirmar si las instalaciones solares aportan más o menos energía de la prevista inicialmente. Sin embargo, los resultados obtenidos de la telemonitorización de instalaciones y de los ensayos de equipos solares hacen indicar que las estimaciones energéticas realizadas por el método de cálculo habitualmente empleado por el sector, son normalmente inferiores a las prestaciones reales de las instalaciones.

Por estos motivos se hace necesario suministrar a los técnicos del sector herramientas válidas, contrastadas y de fácil utilización, que les permitan calcular tanto la demanda energética correspondiente como los aportes energéticos realizados por la instalación solar propuesta.

Asimismo, las actuaciones en ahorro y eficiencia energética necesitan, en muchos casos, disponer de herramientas de cálculo y simulación apropiadas.

La gran complejidad de los procesos energéticos que, por ejemplo, intervienen en el cálculo de la demanda de energía de un edificio, o de los múltiples sistemas que actualmente existen en el mercado para combatir la carga, hace necesaria la creación de potentes herramientas de cálculo que, a la vez, intenten compaginar esta potencia con la sencillez de manejo. Todo lo anterior, bajo la premisa de que dicha herramienta esté convenientemente validada.

Consecuencia de lo anterior es el amplio margen de trabajo que se abre con la calificación y certificación energética de viviendas y edificios, de los cuales tenemos afortunadamente herramientas iniciadas en nuestra región, pero que merece la pena que sean mejoradas y adaptadas a la realidad energética de Andalucía.

La necesidad de disponer también de herramienta de cálculo, separada o junto con las ya comentadas, al objeto de orientar energéticamente al profesional que diseña un edificio para integrar arquitectónicamente una instalación solar térmica o fotovoltaica, o para definir, de entre diferentes soluciones arquitectónicas la más adecuada energéticamente, junto con salida gráfica en tres dimensiones de los análisis efectuados, son otras actuaciones que se consideran muy interesante desarrollar.

Asimismo se detecta la necesidad de incluir sistemas de control remoto de instalaciones de alumbrado público, asociados a sistemas de información geográfica que faciliten la visualización de tales acciones, así como la reducción de las labores de mantenimiento y control energético de tales procesos.

Igualmente, se detecta la necesidad de implementar sistemas inteligentes de gestión, incluir equipos para el control remoto y monitorización de sistemas renovables conectados a red o aislados, así como de instalaciones que puedan implicar ahorro energético como por ejemplo las de alumbrado público, asociados a sistemas de información geográfico que faciliten la visualización de tales acciones, así como la reducción de las labores de mantenimiento y control energético de tales procesos.

Desarrollo de maquinaria y sistemas adecuados para la recogida de la biomasa.

Si bien se puede observar que la mecanización agraria de productos para el consumo humano o industrial está muy de-

sarrollada, en la actualidad se observa un escaso desarrollo de maquinaria y sistemas adecuados para recoger, tratar y transportar la biomasa desde su lugar de origen hasta una determinada planta de aprovechamiento energético.

Las causas de esta realidad hay que buscarlas, principalmente, en que hasta fechas recientes no se ha planteado esta necesidad, pues estos residuos eran hasta ahora incinerados en medio del campo sin ningún beneficio económico ni energético, y sí con un coste y un impacto ambiental considerables. No parece razonable creer que con el elevado grado de mecanización agrícola existente sea difícil encontrar soluciones adecuadas para manipular los residuos de los cultivos agrícolas.

La previsible subida de la subvención al kWh generado con biomasa, induce a pensar que sería muy positivo empezar con actuaciones a gran escala en I+D+I de maquinaria agrícola capaz de recoger, picar, empacar y transportar biomasa a precios competitivos hasta la planta de generación, al objeto de tener todo el dispositivo preparado cuando tal eventualidad se produzca.

Asimismo, se detecta una importante necesidad de desarrollo y demostración en el sector agrícola de técnicas que fomenten una adecuada logística a la hora de recoger biomasa a costes competitivos, teniendo en cuenta por tanto todos los factores que en estos casos entran en juego: necesidad de disponer de la maquinaria adecuada para el picado y de camiones adaptados en número suficiente, coordinación de agricultores ofertantes de biomasa en tiempo y plazo adecuado, identificación de lugares de acopio de la biomasa, seguimiento en tiempo real de las diferentes actividades, etc.

Desarrollo de técnicas adaptadas para cultivos energéticos.

El empleo de cultivos energéticos como fuente de generación de electricidad y biocarburantes es una de las actuaciones a las que más atención se presta en lo referente al aporte de la biomasa en el futuro.

Más allá de algunas actuaciones puntuales de I+D en el sector de los cultivos energéticos, en la actualidad, no existe ninguna aplicación empresarial de técnicas de cultivo energéticos ni en nuestra región ni en España.

No existen estudios suficientes, que permitan identificar la variedad o variedades más adaptadas a cada zona de Andalucía, ni se están desarrollando líneas de mejora varietal con criterios bioenergéticos. Esto dificulta la previsión sobre el desarrollo, a medio o largo plazo, de estos cultivos y de los proyectos industriales necesarios para su aprovechamiento.

Es preciso por tanto establecer un plan de trabajo que sea capaz de despejar todas las incertidumbres existentes, así como para desarrollar la maquinaria y técnicas adecuadas que posibiliten la rentabilidad de tales proyectos.

Fomento de la gasificación de biomasa.

Excluyendo en este caso la obtención de biogás a partir de biomasa biodegradable, la gasificación de la biomasa consiste, en esencia, en obtener un compuesto energético en forma gaseosa a partir de biomasa sólida.

Desde el punto de vista energético, la gasificación de la biomasa presenta una serie de ventajas de cara al empleo de la corriente gaseosa, pues:

- Existen mayores posibilidades de rentabilizar y modularizar el proceso, al poder emplear motores de reducida potencia alimentados con gas, en vez de turbinas de vapor, poco rentables a baja potencia.

- Al reducirse el tamaño de la planta, se necesita menos cantidad de biomasa y por tanto se reduce la operativa necesaria para su acopio y consecuentemente de los costes que lleva aparejado.

- Es más fácil homogeneizar el combustible sólido empleado.

- Permite una generación más distribuida de la energía generada.

- Es más fácil aprovechar los efluentes térmicos en forma de calor para utilizarlos en procesos productivos mediante cogeneración.

Por todo lo anterior se vislumbra que la tecnología de gasificación ofrece importantes posibilidades de desarrollo como forma de valorizar la biomasa a medio plazo, por lo que debería ser motivo de atención de cara a desarrollar proyectos de I+D para la gasificación de biomasa autóctonas (poda del olivo, residuos forestales, residuos del cultivo del algodón), así como proyectos de demostración en los que se pueda demostrar una alta disponibilidad de dicha generación.

Fomento de la biometanización.

La generación de biogás a partir de residuos biodegradables (fangos de depuradoras, orujos de aceituna, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, efluentes líquidos de azucareras, residuos y subproductos ganaderos, etc.) es una práctica cada día más extendida de producción de electricidad a partir de dicho biogás.

En este caso es preciso optimizar las operaciones y condiciones de obtención de dicho biogás para cada una de los residuos biodegradables que pueden ser utilizados.

Se propone por tanto realizar experiencias que optimicen la producción del biogás, analizando aspectos tales como:

- El rendimiento de producción de biogás (Nm³ de biogás/t de residuo).

- La producción de bacterias adecuadas para cada residuo.

- El tiempo de residencia del proceso metanogénico.

- El rango de temperaturas de operación.

- Tratamientos del biogás: limpieza, secado, etc.

- Utilización de biogás para generación de energía térmica: uso en conjunto con el gas natural.

Desarrollo de equipos eficientes de generación de energía térmica a partir de biomasa.

En la actualidad las prestaciones de los equipos de generación de energía térmica a partir de biomasa (rendimiento energético, niveles de emisión -partículas-, cenizas generadas, etc.) pueden ser mejoradas con un adecuado diseño. Sobre todo los de menor potencia.

Las posibilidades de empleo de la biomasa para usos térmicos son elevadas, pudiéndose indicar al respecto las siguientes:

- Calentamiento de agua para calefacción en colegios y otros edificios.

- Calentamiento del agua de piscinas.

- Generación de vapor en calderas industriales (orujeras, refineras de aceites, mataderos, etc.).

- Generación de aire caliente en secaderos (alfalfa, semillas, orujo).

- Generación de calor en hornos (de pan, de ladrillos).

- Calefacción de viviendas.

Con tecnologías adecuadas de transformación energética, el coste de operación de los equipos que emplean biomasa es muy inferior al coste de los que emplean combustibles fósiles como el gasóleo de calefacción, el gas natural o los gases licuados del petróleo, ya que los precios por unidad de energía (pta/termia) de estos últimos pueden llegar a ser cuatro veces superiores a los de la biomasa térmica.

Con la puesta en marcha del programa Probiomasa se estima que habrá un considerable incremento de estas demandas térmicas de la biomasa, por lo que se abre una importante posibilidad en la fabricación de equipos eficientes, fiables y de bajo impacto ambiental que empleen biomasa como combustible.

- Fomento de pilas de combustible.

A medio plazo se vislumbra un auge importante en la utilización de las pilas de combustible.

Las pilas de combustible pueden generar electricidad sin combustión a través de un proceso electroquímico. Algunas de las ventajas de las pilas de combustible son las siguientes:

- Alta eficiencia de conversión.
- Diseño modular.
- Muy baja contaminación química y acústica.
- Alta flexibilidad de operación y posibilidad de utilizar un rango amplio de combustibles.
- Costes de operación reducidos.

Las aplicaciones de las pilas de combustible son muy amplias, aunque pueden destacarse dos: generación de electricidad y aplicaciones en automoción.

Teniendo en cuenta lo antes reseñado se propone impulsar mediante los correspondientes planes de I+D+I actuaciones de esta tecnología en Andalucía en los próximos años.

Desarrollo y demostración de tecnologías de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno.

El desarrollo de las pilas de combustible, tanto para la generación eléctrica como la automoción, va a generar a medio plazo la necesidad de disponer de puntos de generación de hidrógeno mediante diferentes tecnologías.

Asimismo será necesario disponer de los conocimientos necesarios para manipular y distribuir este combustible en todos los puntos en que sea necesario.

Para ello se deberá adquirir la necesaria formación en Andalucía en todos los campos relacionados, tanto en la planificación como en el diseño de instalaciones y sistemas. Por tanto, lo mismo que en el apartado anterior, se propone impulsar los correspondientes planes de I+D+I.

Desarrollo de tecnologías y sistemas relacionados con el ahorro y la eficiencia energética y el fomento de las energías renovables en el sector doméstico.

En el sector doméstico existe en la actualidad un elevado margen de ahorro energético, así como una elevada posibilidad de introducir actuaciones que supongan un mayor empleo de las energías renovables.

El fomento de actuaciones de I+D+I en electrodomésticos inteligentes, todavía con amplio margen de penetración y mejora de sus posibilidades de ahorro energético, el empleo de técnicas de calentamiento del agua de electrodomésticos con energía térmica directa, el desarrollo y fomento de pilas de combustible para uso doméstico, así como el empleo masivo de sistemas mixtos entre energías convencionales (gas natural) y energías renovables (energía solar), son actuaciones que deben ser analizadas y fomentadas en el marco del presente Plan.

10.4. Instrumento de gestión: El CIT-Energía.

El Plan Andaluz de Investigación (PAI) es el instrumento de coordinación de la política científica y de las líneas de investigación que se desarrollan en la Comunidad Autónoma.

En este marco de actuación habrán de inscribirse las líneas específicas propuestas por el Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para Andalucía (PLADIT), dentro del cual se prevé la creación del Centro Andaluz de Servicios Tecnológicos Aplicados (CASTA) como órgano coordinador de la política

tecnológica, y en el que se apuesta por la constitución de un Centro de Innovación y Tecnología (CIT) en el área de energía (CIT-Energía), al objeto de coordinar y desarrollar las áreas de trabajo definidas anteriormente.

El CIT-Energía formará parte de uno de los instrumentos del PLADIT denominado Red Andaluza de Servicios de Innovación y Tecnología (RAITEC), que concentrará toda la oferta de nuevas tecnologías de la Comunidad y propiciará el intercambio y la transferencia de información y comunicación.

El CIT-Energía deberá aglutinar las iniciativas del sector privado interesadas, entre otras, en las materias especificadas, y contará con el apoyo público necesario para su desarrollo mediante el acceso de este CIT a las convocatorias de apoyo establecidas por los organismos públicos implicados, entre los que se encontrará la Junta de Andalucía, y los agentes económicos y sociales que han impulsado la redacción del presente Plan.

11. MARCO FINANCIERO

Para que un Plan Energético pueda cumplir los objetivos marcados en cada una de las actuaciones previstas, es necesario especificar, no sólo las necesidades económicas globales para conseguir dichos objetivos, sino también el desglose de los mismos en su origen y en su destino. Sólo de esta forma podremos analizar convenientemente la intensidad inversora de cada uno de los actores involucrados, la suficiencia de los mismos, así como la eficacia (capacidad de los recursos empleados para conseguir un objetivo) y la eficiencia (cantidad de recursos necesarios para conseguir un objetivo) de los fondos asignados. Asimismo, el conocimiento del origen y el destino de tales fondos por anualidades, permitirá realizar el seguimiento del Plan, facilitando, si procede, la asignación de nuevos recursos para cumplir los objetivos.

En el caso que nos ocupa, tienen dos orígenes bien definidos: el sector privado y el sector público.

Las inversiones previstas por el sector privado son básicas a la hora de cumplir los objetivos que definen la infraestructura energética del Plan, por lo que estas cantidades han sido demandadas al sector y consensuadas con el mismo. El sector privado es fundamental a la hora de acometer muchas de las actividades previstas en el Plan, y en algunas de ellas, como la que concierne a la infraestructura eléctrica o gasista son en muchos casos la única fuente de financiación.

El sector público tendrá más presencia en aquellos programas en los que se requiera un apoyo más explícito para su cumplimiento. Nos referimos a la ejecución de actuaciones en fomento de las energías renovables y en las que conciernen al ahorro y la eficiencia energética. Asimismo, el sector público podrá apoyar algunas actuaciones de infraestructura energética cuando, por razones de interés general, se requiera de dicho apoyo para culminar un objetivo. Es el caso, por ejemplo, de la extensión de la red eléctrica o gasista hasta zonas en las que, por interés social o para fomentar el desarrollo de dicha zona, se precisa el apoyo público cuando la iniciativa privada no puede justificar dicha inversión por falta de rentabilidad económica. En cualquier caso, dado que los fondos públicos son escasos y deben aplicarse a operaciones en las que se justifique claramente el interés social, deberá evitarse destinarlos a casos en los que la iniciativa privada, en libre competencia, pueda actuar.

En lo que respecta al destino de las inversiones, es también necesario que el capítulo que nos ocupa defina claramente cuáles son las cantidades destinadas a cada una de las actuaciones previstas, justificando convenientemente el por qué de dichas partidas, conociendo en cada caso qué proporción de fondos públicos y privados requiere, e identificando en cualquier caso el origen de las mismas.

De acuerdo con lo anterior, el capítulo correspondiente al marco financiero definirá, en primer lugar, la cuantía de las inversiones derivadas del PLEAN, identificando por capítulos y apartados dichas cantidades. A continuación se desglosarán dichas partidas en función de su origen: público y privado, justificando

las necesidades de apoyo público de cada una de ellas. Por último se especificará el aporte de la Junta de Andalucía, indicando asimismo las necesidades de apoyo de otras Administraciones.

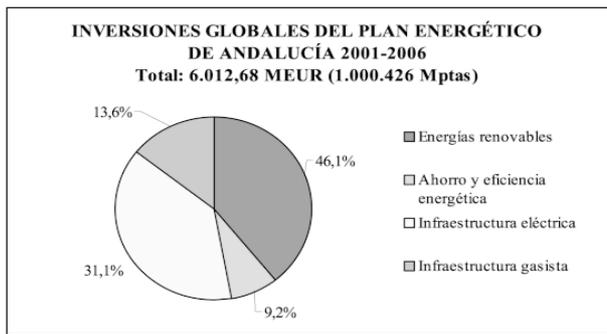
11.1. Inversión global prevista en el PLEAN 2001-2006.

La inversión global necesaria para la consecución de los objetivos previstos en el Plan asciende a 1.000.426 Mpta (6.012,68 millones de euros).

Las inversiones movilizadas por el Plan Energético se han dividido en cuatro grandes áreas, coincidentes con los capítulos correspondientes al fomento de las energías renovables, al ahorro y la eficiencia energética, a las infraestructuras eléctricas y a las infraestructuras gasistas.

En el siguiente gráfico se muestra la participación de cada uno de estos capítulos en la inversión total dentro del período de vigencia del PLEAN.

Como puede observarse, el mayor porcentaje es aportado por las actuaciones tendentes al aprovechamiento de recursos renovables, con el 46,1%, lo que supone una inversión de 2.769,44 millones de euros (460.796 Mptas). Le sigue el desarrollo de la infraestructura eléctrica, tanto generación como transporte, que aglutina 1.867,78 millones de euros (310.773 Mptas), lo que representa un 31,1% del total.



Las nuevas infraestructuras gasistas, tanto de transporte como de distribución supondrán una inversión de 819,72 millones de euros (136.390 Mptas), lo que supone una participación del 13,6%. La inversión destinada al ahorro y la eficiencia energética alcanza los 555,74 millones de euros (92.467 Mptas), un 9,2% del total.

En la tabla siguiente aparecen desglosadas estas inversiones según áreas de destino.

INVERSIÓN TOTAL NECESARIA (Millones de pesetas)							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL 2001-2006
E. S. térmica unifamiliar y colectiva	2.565	2.778	3.083	3.512	4.108	4.933	20.979
E. S. fotovoltaica y eólica aislada	1.780	1.269	1.018	885	814	776	6.542
E. S. fotovoltaica conectada	141	225	332	462	619	809	2.588
Termosolar	0	1.799	4.609	12.295	14.541	14.875	48.119
E. eólica conectada	3.362	21.609	95.303	99.545	69.149	49.466	338.434
E. hidráulica <=10MW	263	312	320	611	541	580	2.627
E. hidráulica 10-50 MW	197	223	229	235	241	246	1.371
Biomasa G. Eléctrica	1.658	4.655	4.573	4.715	4.850	4.976	25.427
Biomasa térmica doméstica	0	1.185	1.333	1.529	1.792	2.122	7.959
Biomasa térmica industrial							0
Biocarburantes	0	0	0	1500	2250	3000	6.750
Cogeneración	4.308	4.411	4.752	4.942	7.905	6.602	32.920
TOTAL	14.273	38.465	115.551	130.231	106.810	88.385	493.716

INVERSIÓN TOTAL NECESARIA (Millones de euros)							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL 2001-2006
E. S. térmica unifamiliar y colectiva	15.41	16.69	18.53	21.11	24.69	29.64	126.09
E. S. fotovoltaica y eólica aislada	10.7	7.63	6.12	5.32	4.89	4.66	39.32
E. S. fotovoltaica conectada	.85	1.35	2.	2.78	3.72	4.86	15.55
Termosolar	.	10.81	27.7	73.89	87.39	89.4	289.2
E. eólica conectada	20.21	129.87	572.78	598.28	415.59	297.29	2034.03
E. hidráulica <=10MW	1.58	1.88	1.92	3.67	3.25	3.49	15.79
E. hidráulica 10-50 MW	1.18	1.34	1.38	1.41	1.45	1.48	8.24
Biomasa G. Eléctrica	9.96	27.97	27.48	28.34	29.15	29.91	152.82
Biomasa térmica doméstica	.	7.12	8.01	9.19	10.77	12.75	47.84
Biomasa térmica industrial							0
Biocarburantes	0.00	0.00	0.00	9.02	13.52	18.03	40.57
Cogeneración	25.89	26.51	28.56	29.70	47.51	39.68	197.85
TOTAL	85.79	231.18	694.48	782.71	641.94	531.21	2967.29

En las tablas que se muestran a continuación se detallan las inversiones totales anuales movilizadas por el PLEAN en fomento de energías renovables y cogeneración.

INVERSIONES TOTALES 2001-2006		
	Millones de euros	Millones de pesetas
Energías renovables	2.769,44	460.796
(1) Solar térmica	126,09	20.979
(1) Solar fotovoltaica aislada y eólica aislada	39,32	6.542
(1) Solar fotovoltaica conectada	15,55	2.588
(2) Termosolar	289,20	48.119
(3) Eólica conectada	2.034,03	338.434
(3) Minihidráulica (<10 MW)	15,79	2.627
(3) Hidráulica (entre 10 MW y 50 MW)	8,24	1.371
(3) Biomasa generación eléctrica	152,82	25.427
(4) Biomasa generación térmica	47,84	7.959
(3) Biocarburantes	40,57	6.750
Ahorro y eficiencia energética	555,74	92.467
(3) Cogeneración	197,85	32.920
(5) Ahorros sectoriales	357,88	59.547

	Millones de euros	Millones de pesetas
Infraestructura eléctrica	1.867,78	310.773
(6) Generación	1.487,50	247.500
(6) Transporte	380,28	63.273
Infraestructura gasista	819,72	136.390
(6) Transporte	599,03	99.671
(6) Distribución	220,69	36.719
TOTAL	6.012,68	1.000.426

(1) Datos recogidos de las estimaciones del programa PROSOL.
 (2) Datos estimados de los estudios de viabilidad realizados.
 (3) Datos obtenidos del sector, corregidos con la previsión de evolución temporal de los mismos.
 (4) Datos recogidos de las estimaciones realizadas por el programa PROBIOMASA (en definición).
 (5) Datos medios obtenidos de las inversiones necesarias para ahorrar un tep de energía primaria.
 (6) Datos medios obtenidos del análisis de las inversiones previstas por las empresas del sector, así como de datos medios de otros proyectos análogos ya realizados.

11.2. Desglose de inversiones según su origen. Ayudas públicas requeridas por el PLEAN 2001-2006.

En la tabla siguiente se indica, para los capítulos co-

respondientes a fomento de las energías renovables y ahorro y eficiencia energética, las necesidades de apoyo público y privado para cada tecnología o actuación.

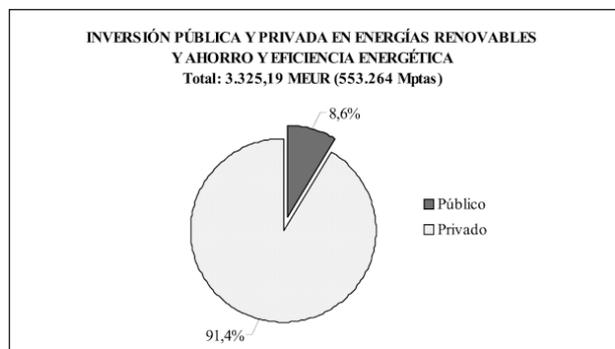
MILLONES DE PESETAS									
AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	1.998	2.123	2.071	2.086	1.730	1.900	11.909	20.0
	PRIVADO	7.994	8.492	8.285	8.346	6.919	7.601	47.637	80.0
	TOTAL	9.992	10.615	10.357	10.432	8.649	9.501	59.547	100.0
COGENERACIÓN									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	862	882	950	988	1.581	1.320	6.584	20
	PRIVADO	3.446	3.529	3.802	3.954	6.324	5.282	26.336	80
	TOTAL	4.308	4.411	4.752	4.942	7.905	6.602	32.920	100
EOLICA CONECTADA									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	8	52	229	239	166	119	812	0.2
	PRIVADO	3.354	21.557	95.074	99.307	68.983	49.347	337.622	99.8
	TOTAL	3.362	21.609	95.303	99.545	69.149	49.466	338.434	100
HIDRÁULICA <10 MW									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	53	62	64	122	108	116	525	20
	PRIVADO	210	250	256	489	433	464	2.102	80
	TOTAL	263	312	320	611	541	580	2.627	100
HIDRÁULICA >10 MW									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	0	0	0	0	0	0	0	0
	PRIVADO	197	223	229	235	241	246	1.371	100
	TOTAL	197	223	229	235	241	246	1.371	100
BIOMASA ELÉCTRICA									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	332	931	915	943	970	995	5.085	20
	PRIVADO	1.326	3.724	3.658	3.772	3.880	3.981	20.342	80
	TOTAL	1.658	4.655	4.573	4.715	4.850	4.976	25.427	100
BIOCARBURANTES									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	0	0	0	375	563	750	1.688	25
	PRIVADO	0	0	0	1.125	1.688	2.250	5.063	75
	TOTAL	0	0	0	1.500	2.250	3.000	6.750	100
TERMOSOLAR									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	0	278	712	1.898	2.245	2.297	7.430	15.4
	PRIVADO	0	1.521	3.897	10.396	12.296	12.579	40.689	84.6
	TOTAL	0	1.799	4.609	12.295	14.541	14.875	48.119	100
SOLAR TÉRMICA									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	961	1.021	1.102	1.206	1.333	1.476	7.099	33.8
	PRIVADO	1.604	1.757	1.981	2.306	2.775	3.457	13.880	66.2
	TOTAL	2.565	2.778	3.083	3.512	4.108	4.933	20.979	100
SOLAR FOT. AISL. Y EÓLICA AISL.									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	611	369	249	183	146	124	1.682	25.7
	PRIVADO	1.169	900	769	702	668	652	4.860	74.3
	TOTAL	1.780	1.269	1.018	885	814	776	6.542	100
SOLAR FOT. CONECTADA									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	76	94	114	132	148	169	733	28.3
	PRIVADO	65	131	218	330	471	640	1.855	71.7
	TOTAL	141	225	332	462	619	809	2.588	100
BIOMASA TÉRMICA									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	0	630	680	745	835	955	3.845	48.3
	PRIVADO	0	555	653	784	957	1.167	4.116	51.7
	TOTAL	0	1.185	1.333	1.529	1.792	2.122	7.961	100
TOTAL									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	4.900	6.442	7.086	8.918	9.824	10.221	47.392	8.6
	PRIVADO	19.366	42.638	118.823	131.745	105.634	87.665	505.872	91.4
	TOTAL	24.266	49.080	125.909	140.664	115.458	97.886	553.264	100.0

MILLONES DE EUROS									
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
SOLAR FOT. CONECTADA	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	0.46	0.56	0.69	0.79	0.89	1.02	4.41	28.3
	PRIVADO	0.39	0.79	1.31	1.98	2.83	3.85	11.15	71.7
	TOTAL	0.85	1.35	2.00	2.78	3.72	4.86	15.55	100.0
BIOMASA TÉRMICA	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
	PUBLICO	0.00	3.79	4.09	4.48	5.02	5.74	23.11	48.3
	PRIVADO	0.00	3.34	3.92	4.71	5.75	7.01	24.74	51.7
	TOTAL	0.00	7.12	8.01	9.19	10.77	12.75	47.85	100.0
	AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL	%
TOTAL	PUBLICO	29,45	38,72	42,59	53,60	59,05	61,43	284,83	8,6
TOTAL	PRIVADO	116,39	256,26	714,14	791,80	634,87	526,88	3040,35	91,4
TOTAL	TOTAL	145,84	294,98	756,73	845,40	693,92	588,31	3325,19	100,0
TOTAL PÚBLICO	AHORRO	17,19	18,06	18,16	18,48	19,90	19,36	111,15	
TOTAL PÚBLICO	EN. REN	12,26	20,66	24,42	35,12	39,15	42,07	173,69	

El análisis efectuado para discernir qué apoyo público es el que se necesita en cada caso para obtener el objetivo, ha sido, fundamentalmente, garantizar que, con la ayuda prevista, se cumplen los ratios medios de rentabilidad para el sector privado que opera en cada caso. Es decir, se ha especificado el apoyo público preciso para hacer viable económicamente la consecución de los parámetros establecidos.

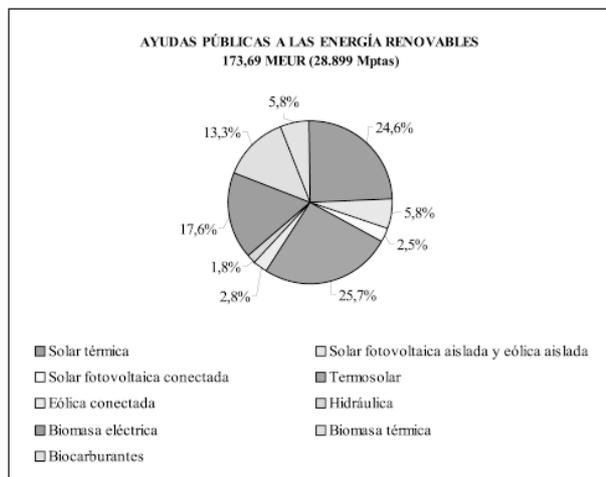
En el caso de la infraestructura eléctrica y gasista, los aportes públicos considerados se han establecido en función del interés social que pueda tener en algunos casos el desarrollo de dicha infraestructura. Asimismo, el apoyo público para instalaciones eólicas conectadas a red se considera sólo en aquellos casos en los que sea de interés fomentar esta tecnología cuando el recurso eólico es escaso.

Como puede observarse, del aporte económico total requerido para los capítulos de fomento de las energías renovables y ahorro y eficiencia energética, 553.264 Mpta (3.325,19 millones de euros), se estima una necesidad de apoyo público cifrada en 47.392 Mpta (284,83 millones de euros), lo cual representa el 8,6% del total.



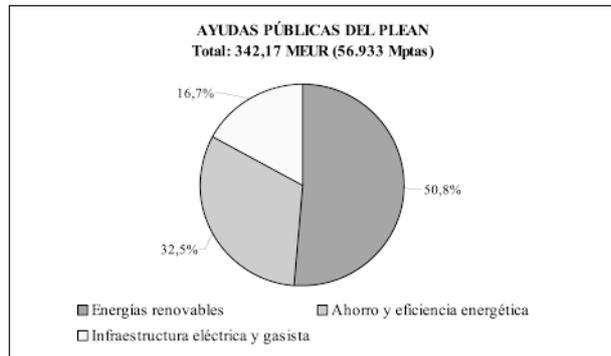
En ahorro y eficiencia energética el apoyo público necesario para conseguir los objetivos asciende a 18.493 Mpta (111,15 millones de euros), lo que supone el 20% del total. En el caso de las energías renovables el apoyo público requerido asciende a 28.899 Mpta (173,69 millones de euros), lo que representa el 6,3% de la inversión total en este capítulo. Es necesari

rio hacer constar, que la partida de energías renovables está muy mediatizada por el hecho de que la energía eólica, siendo con diferencia la de mayor peso de las inversiones (el 73,4% del total), no requiere prácticamente de subvención para su desarrollo. Dentro de las energías renovables, las ayudas públicas más importantes se precisan por parte de la energía termosolar (25,7%) y solar térmica (24,6%), de la biomasa para generación eléctrica (17,6%) y de la biomasa térmica (13,3%).



11.3. Origen público de los fondos. El aporte de la Junta de Andalucía.

Como se ha comentado con anterioridad, las necesidades de aporte público para conseguir los objetivos marcados en el PLEAN ascienden a 56.933 Mpta (342,17 millones de euros), de los que 9.540,4 Mpta (57,34 millones de euros) se destinan a infraestructura eléctrica y gasista, 18.493 Mpta (111,15 millones de euros) a ahorro y eficiencia energética y 28.899 Mpta (173,69 millones de euros) al fomento de las energías renovables.



Para hacer frente a estos requerimientos públicos, se debe contar con los fondos de las diferentes Administraciones competentes en la materia. Esto es: la Administración Comunitaria (Unión Europea), la Administración Central del Estado (Gobierno de la Nación) y la Administración Autónoma (la Junta de Andalucía), sin olvidar los entes locales (municipios) y las entidades supramunicipales (Diputaciones Provinciales).

En el caso de la Unión Europea, además de su aportación por medio del eje de energía correspondiente al Marco Comunitario de Apoyo, podemos contemplar las potenciales ayudas que puedan llegar a nuestra región a través de los diferentes programas comunitarios relacionados con la energía, esto es: el V Programa Marco y el programa SAVE-ALTENER sobre todo.

Considerando aparte las ayudas a la generación eléctrica especificadas en el Real Decreto 2818/98, que desarrolla el

régimen especial de producción de energía eléctrica, en el caso de la Administración Central del Estado, no existe hasta la fecha ningún programa de ayudas diferente al especificado en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, el cual salvo casos muy específicos (energía solar térmica y energía solar fotovoltaica) no ha concretado todavía las ayudas descritas en dicho documento. Esto significa que en materia de ahorro y eficiencia energética, la Administración Central del Estado no dispone de ningún programa de ayudas a la inversión en equipamientos y técnicas eficientes que propicien el ahorro, al que poder acogerse.

El texto correspondiente a este Plan de Fomento de las Energías Renovables, considera diferentes tipos de ayuda: subvenciones directas a la inversión, subvenciones al combustible (biomasa), subvención a los tipos de interés bancarios, incentivos fiscales, etc., los cuales suman un total de 410.587 Mpta (2.467,68 millones de euros) hasta el período 2006.

Es de esperar que, cuando estos fondos públicos se concreten, una parte significativa de los mismos, al menos en una cuantía análoga al aporte que Andalucía hará de los diferentes objetivos marcados en el Plan de Fomento, puedan apoyar las necesidades de subvención requeridas para el cumplimiento del PLEAN.

En el caso de la Administración Autónoma, los fondos computados son los propios que aporta la Junta de Andalucía, más los que corresponden a la región dentro de su Marco de Apoyo Comunitario, aunque ya se ha comentado que éstos provienen de la Unión Europea.

En la tabla siguiente se especifica, entre los años 2001 a 2006 y para cada uno de los tres ejes en los que se desglosan las actuaciones en materia de energía, el origen de dichos fondos.

	MILLONES DE PESETAS	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y GASISTA	AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	TOTAL	%
2001	FONDOS PROPIOS	800.0	1.608.0	2.230.0	4.638.0	64.5
	M.C.A.	1.076.5	664.0	817.0	2.557.5	35.5
	TOTAL AÑO	1.876.5	2.272.0	3.047.0	7.195.5	100.0
2002	FONDOS PROPIOS	1.155.0	1.122.0	2.468.0	4.745.0	69.9
	M.C.A.	534.0	499.0	1.010.0	2.043.0	30.1
	TOTAL AÑO	1.689.0	1.621.0	3.478.0	6.788.0	100.0
2003	FONDOS PROPIOS	814.8	1.354.0	2.664.5	4.833.3	69.2
	M.C.A.	668.7	950.6	536.3	2.155.6	30.8
	TOTAL AÑO	1.483.5	2.304.6	3.200.8	6.988.9	100.0
2004	FONDOS PROPIOS	840.4	1.368.7	2.785.7	4.994.8	71.7
	M.C.A.	612.3	913.0	443.3	1.968.6	28.3
	TOTAL AÑO	1.452.7	2.281.7	3.229.0	6.963.4	100.0
2005	FONDOS PROPIOS	870.8	1.400.4	2.857.3	5.128.5	71.8
	M.C.A.	625.8	922.0	469.4	2.017.2	28.2
	TOTAL AÑO	1.496.6	2.322.4	3.326.7	7.145.7	100.0
2006	FONDOS PROPIOS	901.3	1.434.3	2.931.4	5.267.0	71.9
	M.C.A.	640.8	932.0	482.4	2.055.2	28.1
	TOTAL AÑO	1.542.1	2.366.3	3.413.8	7.322.2	100.0

	MILLONES DE PESETAS	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y GASISTA	AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	TOTAL	%
TOTAL	FONDOS PROPIOS	5.382.3	8.287.4	15.936.9	29.606.6	69.8
	M.C.A.	4.158.1	4.880.6	3.758.4	12.797.1	30.2
	TOTAL	9.540.4	13.168.0	19.695.3	42.403.7	100.0

	MILLONES DE EUROS	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y GASISTA	AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	TOTAL	%
2001	FONDOS PROPIOS	4.81	9.66	13.4	27.87	64.5
	M.C.A.	6.47	3.99	4.91	15.37	35.5
	TOTAL AÑO	11.28	13.65	18.31	43.25	100.0
2002	FONDOS PROPIOS	6.94	6.74	14.83	28.52	69.9
	M.C.A.	3.21	3.	6.07	12.28	30.1
	TOTAL AÑO	10.15	9.74	20.9	40.8	100.0
2003	FONDOS PROPIOS	4.9	8.14	16.01	29.05	69.2
	M.C.A.	4.02	5.71	3.22	12.96	30.8
	TOTAL AÑO	8.92	13.85	19.24	42.	100.0
2004	FONDOS PROPIOS	5.05	8.23	16.74	30.02	71.7
	M.C.A.	3.68	5.49	2.66	11.83	28.3
	TOTAL AÑO	8.73	13.71	19.41	41.85	100.0
2005	FONDOS PROPIOS	5.23	8.42	17.17	30.82	71.8
	M.C.A.	3.76	5.54	2.82	12.12	28.2
	TOTAL AÑO	8.99	13.96	19.99	42.95	100.0
2006	FONDOS PROPIOS	5.42	8.62	17.62	31.66	71.9
	M.C.A.	3.85	5.6	2.9	12.35	28.1
	TOTAL AÑO	9.27	14.22	20.52	44.01	100.0
TOTAL	FONDOS PROPIOS	32.35	49.81	95.78	177.94	69.8
	M.C.A.	24.99	29.33	22.59	76.91	30.2
	TOTAL	57.34	79.14	118.37	254.85	100.0

Como puede observarse en los cuadros anteriores, en el período de vigencia del PLEAN, los fondos con origen en la Administración Autónoma de Andalucía alcanzan los 42.403,7 Mpta (254,85 millones de euro): el 69,8% de fondos propios y el 30,2% de fondos provenientes del Marco de Apoyo Comunitario.

De esta cantidad, el fomento de las energías renovables, con 19.695,3 Mpta (118,37 millones de euros) acapara el 46,4%, seguido por las actuaciones de ahorro y eficiencia energética, que con 13.168,0 Mpta (79,14 millones de euros) suponen el 31,1%. Por último, las infraestructuras eléctrica y gasista suponen el 22,5% del aporte previsto.

Según se muestra al inicio de este apartado (11.3.), las ayudas públicas totales necesarias para la consecución de los objetivos establecidos en el presente Plan ascienden a 342,17 millones de euros. De esta cantidad, y tal como se recoge en los dos párrafos anteriores, la Junta de Andalucía aportará 254,85 millones de euros, lo que representa un 74,5% del total de ayudas públicas. El 25,5% restante (87,32 millones de euros) deberá ser aportado por otras Administraciones (Comunitaria, Nacional, Municipal, Local, etc.). Lo anterior garantiza en gran medida la consecución de los objetivos propuestos.



12. SEGUIMIENTO, CONTROL Y EVALUACION

12.1. Introducción.

El cumplimiento de los objetivos generales previstos en el PLEAN, así como el de los valores paramétricos establecidos en el mismo, va a requerir el esfuerzo de muchas personas, empresas y organismos públicos, y movilizará 1.000.426 millones de pesetas (6.012,68 millones de euros) hasta el año 2006.

Teniendo en cuenta la variedad de factores que pueden incidir en el cumplimiento y consecución de los objetivos y parámetros propuestos, y dado que para alcanzar muchos de ellos deberán ponerse en juego recursos provenientes de fondos públicos, se hace preciso establecer un mecanismo efectivo, transparente y preciso de seguimiento, coordinación, control y evaluación del Plan.

El seguimiento del Plan, es decir, la determinación del grado de ejecución temporal del mismo, se efectuará con la cumplimentación de los indicadores, tanto físicos como financieros o de empleo, que a tal fin se definen en el apartado 9.2. de este capítulo.

La comparación de los objetivos establecidos en el Plan, con los resultados realmente obtenidos en cada hito temporal establecido (indicador), permitirá efectuar el control del mismo; de tal manera que si se observa una desviación significativa en esta comparación se puedan tomar las medidas oportunas para corregir el rumbo del hito o el parámetro que haya sufrido la desviación, a fin de ponerlo de nuevo en la ruta correcta para poder cumplir finalmente el objetivo marcado.

Teniendo en cuenta que las actuaciones energéticas previstas en el Plan son de naturaleza diversa y multidisciplinar, dado el carácter horizontal del vector energético, es preciso que exista una efectiva coordinación de todas las actuaciones previstas, tanto a escala pública (entre diferentes Administraciones y, dentro de ellas, entre los diferentes Ministerios y Consejerías), como entre la instancia que presenta el Plan y las empresas privadas que participan, de manera muy activa, en la consecución de los objetivos.

Por último, es preciso que se efectúe una evaluación final del Plan al finalizar su período de vigencia, que permita conocer, de forma exhaustiva y precisa, el grado de cumplimiento del mismo, así como los efectos que su desarrollo ha tenido en la región.

12.2. Indicadores de seguimiento.

Los indicadores que se definen para efectuar un adecuado seguimiento del Plan son los que a continuación se indican.

INDICADORES PREVISTOS PARA EL SEGUIMIENTO DEL PLEAN

	DE REALIZACIÓN	DE RESULTADOS
INDICADORES FISICOS	GENERACIÓN DE ENERGÍA	
	No renovables:	
	- Nuevas centrales de carbón (n.º)	potencia instalada y producción eléctrica
	- Nuevas centrales de gas en ciclo simple (n.º)	potencia instalada y producción eléctrica
	- Nuevas centrales de gas en ciclo combinado (n.º)	potencia instalada y producción eléctrica
	- Nuevas centrales de generación (n.º)	pot. instalada, producción eléctrica y tipo de combustible
	- Nuevas centrales de cogeneración	potencia eléctrica
	- Número de unidades	producción térmica y eléctrica
	- Combustible empleado	autoconsumo eléctrico
	Renovables:	
- Energía eólica:		
- Ampliación y mejora de centrales existentes (n.º)	n.º de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica	
- Instalación de nuevos parques eólicos (n.º)	n.º de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica	
- Ampliación de instalaciones eólicas aisladas (n.º)	n.º de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica	
- Nuevas instalaciones eólicas aisladas (n.º)	n.º de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica	
- Energía solar:		
- Nueva superficie instalada de colectores solares térmicos (n.º)	m² de colectores y energía primaria y final sustituida	
- Nueva superficie de instalaciones fotovoltaicas aisladas (n.º)	potencia instalada y electricidad generada	
- Nueva superficie de instalaciones fotovoltaicas conectadas (n.º)	potencia instalada y electricidad generada	
- Centrales de generación con energía solar a alta temperatura (n.º)	potencia instalada y electricidad generada	
- Biomasa:		
- Nuevas centrales eléctricas de biomasa (n.º)	toneladas de biomasa empleadas	
- potencia instalada y electricidad generada		

	DE REALIZACIÓN	DE RESULTADOS
INDICADORES FÍSICOS	GENERACIÓN DE ENERGÍA	
	<ul style="list-style-type: none"> Biomasa para usos finales - Energía hidráulica - Ampliación y mejora de centrales existentes (potencia final) - Nuevas centrales hidroeléctricas (n.º y potencia) 	<ul style="list-style-type: none"> uso y energía primaria sustituida incremento de potencia, producción bruta y neta producción bruta y neta
	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	
	Gas natural	
	<ul style="list-style-type: none"> - Centros de almacenamiento y regasificación - Extensión de la red de transporte - Extensión de la red de distribución 	<ul style="list-style-type: none"> Mejora de las conexiones con yacimientos propios (n.º, km) Mejora de las conexiones con los principales focos de demanda industrial, terciaria y doméstica (n.º, km, km/hab) Cantidad de gas suministrado (Mte, m³) Población abastecida (hab) Mejora de la eficiencia energética (tep ahorrados)
	Energía eléctrica	
	<ul style="list-style-type: none"> - Red de 400 kV - Nuevas subestaciones - Mejora de la red de transporte existente - Nueva red de transporte (km) - Red de alta, media y baja tensión - Nuevas subestaciones - Mejora de la red existente Mejora de los servicios en áreas rurales urbanas - Mejora y construcción de sistemas de telecontrol - Unificación del suministro en baja tensión 	<ul style="list-style-type: none"> Incremento del consumo eléctrico (%) Potencia de transformación (kVA) Incremento de la longitud de la red Incremento de las conexiones con redes nacionales Incremento de las conexiones con redes internacionales Indicadores de calidad de suministro (tiepi, niepi) Nueva red de alta, media y baja tensión (km.) Nueva de potencia de transformación (kVA)
	AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	
	<ul style="list-style-type: none"> Instalaciones de cogeneración (n.º) Sector industrial (n.º de actuaciones) Sector residencial (n.º de actuaciones) Sector servicios (n.º de actuaciones) Sector del transporte (n.º de actuaciones) Sector público (n.º de actuaciones) Sector municipal (n.º de actuaciones) 	<ul style="list-style-type: none"> Ahorro de energía primaria Ahorro de energía primaria y combustible ahorrado Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada
	ESTRUCTURA ENERGÉTICA	
	Energía primaria (EP)	<ul style="list-style-type: none"> Consumo de EP (tep) Estructura del consumo de EP por fuentes (%) Incremento del consumo sobre periodo anterior (%) Ahorro de energía primaria sobre tendencial (%) Grado de autoconsumo de energía primaria (%) Consumo energético per cápita (tep/hab/año) Intensidad energética (tep/PIB)
	Energía final (EF)	<ul style="list-style-type: none"> Consumo de EF (tep/año) Estructura del consumo de EF por fuentes (%) Incremento del consumo sobre periodo anterior (%) Consumo energético per cápita (tep/hab) Eficiencia del sistema energético (%)

	DE REALIZACIÓN	DE RESULTADOS
INDICADORES FINANCIEROS	Costes de realización (Mpta) - Energías renovables - Ahorro y eficiencia energética - Infraestructura eléctrica - Infraestructura gasista	Inversión inducida
INDICADORES DE EMPLEO	Fase de construcción - Empleo directo - Empleo indirecto	Fase de explotación Empleo directo Empleo indirecto

Como puede observarse, estos indicadores son tanto de naturaleza física como financiera y de empleo. Asimismo, se clasifican en indicadores de realización (número de actuaciones realizadas), como de resultados (valores energéticos, económicos o de número de empleos).

12.3. Organos de seguimiento y control.
 El seguimiento y control del Plan se efectuará a tres niveles:

- Seguimiento y análisis de indicadores: Se medirán los indicadores establecidos con anterioridad. Esta operación de medida se efectuará dos veces al año, dando lugar a sendos informes de seguimiento apoyados en un sistema de información geográfica. El cometido de esta acción queda asignada a la Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía.

- Organos de control y coordinación: Este órgano estará encargado de realizar las siguientes tareas:

- Efectuar el análisis de los informes de seguimiento del Plan.
- Especificar, si procede, las actuaciones necesarias para corregir las potenciales desviaciones de los objetivos perseguidos.
- Definir, en caso necesario, nuevos objetivos y el modo de alcanzarlos.
- Establecer los presupuestos públicos anuales destinados al Plan.
- Coordinar con otras Administraciones, Consejerías y empresas privadas, la ejecución del Plan.

Este nivel de actuación se asigna a la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

- Organos de evaluación: Este órgano evaluará los resultados y acciones emprendidas por los dos niveles anteriores.

El órgano de evaluación estará formado por el Grupo de Trabajo del Plan Energético de Andalucía 2001-2006 establecido en el V Acuerdo de Concertación Social de Andalucía.

El Grupo de Trabajo estará formado por 24 miembros, a saber:

- 8 representantes de la Junta de Andalucía.
- 8 representantes de la CEA.
- 4 representantes de CCOO-A.
- 4 representantes de UGT-A.

Los 8 representantes de la Junta de Andalucía serán:

- El Secretario General de Industria y Desarrollo Tecnológico.
- El Director General de Industria, Energía y Minas.
- El Director General de la Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía, hasta la creación de la Agencia Andaluza de la Energía, en cuyo caso será su Director General quien forme parte de este órgano.

- Un representante de las siguientes Consejerías, con rango al menos de Director General:
 - Consejería de Presidencia.
 - Consejería de Economía y Hacienda.
 - Consejería de Agricultura y Pesca.
 - Consejería de Medio Ambiente.
 - Consejería de Obras Públicas y Transporte.

Las funciones del órgano de evaluación serán las siguientes:

- Conocer y evaluar los informes de seguimiento del Plan.
- Conocer y valorar las propuestas de actuación previstas para, potencialmente, corregir las desviaciones detectadas en determinados objetivos.
- Proponer, en su caso, actuaciones para corregir potenciales desviaciones de los objetivos perseguidos.
- Conocer y valorar los presupuestos anuales relativos al PLEAN.
- Conocer y valorar los proyectos normativos relacionados con el Plan.
- Proponer, en su caso, actuaciones normativas para conseguir el cumplimiento del PLEAN.
- Conocer y valorar la evaluación final del Plan.

El órgano de evaluación se reunirá dos veces al año, de acuerdo con los informes de evaluación realizados.

12.4. Evaluación final.

Para realizar una evaluación global del PLEAN es necesario efectuar un análisis exhaustivo de todos y cada uno de los objetivos e impactos que éste ha tenido en el sector energético en particular y en la sociedad andaluza en general.

En esta evaluación final se determinará en qué medida se han alcanzado los objetivos perseguidos, así como la eficacia final de los mismos y la eficiencia de las acciones públicas puestas en juego.

El análisis y discusión del informe final por los órganos de seguimiento y control servirá para perfilar y perfeccionar los siguientes instrumentos públicos de planificación.

ANEXO I

Glosario.

Glosario de términos.

Aerogenerador: Instalación en la que una turbina, accionada por el viento, mueve una máquina productora de electricidad.

Alquilación: Proceso por el que se obtiene un compuesto de alto índice de octano mediante la reacción de isobutano con butenos en presencia de ácido fluorhídrico que actúa como catalizador.

Asfaltos: Hidrocarburo sólido, semisólido o viscoso de estructura coloidal y color variable del pardo al negro. Se obtiene

como residuo de la destilación de crudos de petróleo por destilación en vacío de los residuos de la destilación atmosférica. Es soluble en el sulfuro de carbono, no volátil, termoplástico entre 100 y 200°C, con propiedades adhesivas y aislantes. Se utiliza principalmente para la construcción de carreteras.

Biocombustible: Combustible o combustible producto de la biomasa.

Biogás: Gas constituido principalmente por una mezcla de metano y bióxido de carbono y que proviene de la fermentación anaerobia (denominada «fermentación metánica») de la biomasa. El metano obtenido después de la separación se denomina biometano.

Nota: Los gases de estercoleros, pantanos, marismas, etc... son formas naturales, no explotadas, de los biogases.

Biomasa: Masa de materia orgánica, no fósil, de origen biológico. Una parte de este recurso puede ser explotada eventualmente, con fines energéticos.

Aunque las distintas formas de energía de la biomasa se consideran siempre como renovables ha de hacerse notar que su índice de renovación es variable; está condicionado por los ciclos estacionales y diario del flujo solar, los azares climáticos y el ciclo de crecimiento de las plantas, y puede ser afectado por una explotación demasiado intensiva. Sin embargo, por razones estadísticas puede considerarse su renovación por ciclos anuales.

Bunkers: Cantidades de combustible suministradas a los navíos en alta mar, cualquiera que sean su pabellón o categoría.

Calor residual: Energía calorífica que no ha sido utilizada en un proceso industrial térmico y es descargada a la atmósfera, suelo o aguas circundantes, en forma de calor.

Carbón: Sedimento fósil orgánico sólido, combustible, negro, formado por restos de vegetales y solidificado por debajo de capas geológicas.

Central bicomcombustible: Central termoeléctrica que utiliza como combustibles fuelóleo y gas natural.

Central de bombeo: Central hidroeléctrica que turbina durante las horas punta (horas de mayor demanda de energía) el agua embalsada mediante bombeo en las horas valle (horas de menor demanda de energía).

Central de carbón: Central termoeléctrica que utiliza como combustible carbón.

Central de ciclo combinado: Instalación productora de energía eléctrica que comprende un generador de turbina de gas cuyos gases de escape alimentan una caldera de calor residual que puede tener, o no tener, un quemador suplementario, y el vapor producido por la caldera se usa para hacer funcionar un generador de turbina de vapor.

Central hidroeléctrica: Instalación en la que se transforma la energía potencial de un curso de agua en energía eléctrica.

Central termoeléctrica: Instalación en la que la energía química, contenida en combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseosos, es transformada en energía eléctrica.

Cliente cualificado: Consumidor de energía que por la calidad y cantidad de su demanda tiene capacidad de elección de suministrador, no estando obligado a adquirir la energía a tarifa regulada. Los umbrales de consumo requeridos para tal consideración, se establecen por la Ley del Sector Eléctrico, la Ley del Sector de Hidrocarburos, sus desarrollos reglamentarios y sucesivos Reales Decretos Ley de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

Cogeneración: Producción combinada de energía eléctrica y térmica.

Colelector solar: Dispositivo destinado a captar la radiación solar incidente para convertirla, en general, en energía térmica y transferida a un portador de calor.

Combustible fósil: Combustible de origen orgánico que se formó en edades geológicas pasadas y que se encuentra en los depósitos sedimentarios de la corteza terrestre. El carbón, el petróleo y el gas natural son los combustibles fósiles.

Conversión FCC: (Fluid Catalytic Cracking). Proceso de conversión por el que se obtienen en refinería productos de alto

valor añadido tales como gasolinas, propano, butano, propileno, gasóleos y fuelóleos.

Coque de petróleo: Producto sólido, negro y brillante obtenido por craqueo de los residuos pesados, constituido esencialmente por carbono (90 a 95%) y arde sin dejar cenizas.

Cultivo energético: Cultivo de especies de crecimiento rápido, renovables cíclicamente y que permiten obtener en gran cantidad una materia prima destinada a la producción de combustibles y carburantes de síntesis.

Energía eólica: Energía producida por el viento. Se utiliza para la producción de energía eléctrica, accionamiento de molinos industriales, bombas... Es una energía inagotable, limpia y no contaminante, pero también es dispersa, intermitente y con valores variables de intensidad.

Energía geotérmica: Energía que encierra la Tierra en su interior y que se manifiesta mediante erupciones volcánicas, salida de gases y agua hirviendo (géisers) al exterior y fuentes termales, aunque sólo alguno de estos fenómenos es aprovechable por el hombre.

Energía hidráulica: Energía potencial y cinética de las aguas.

Energía solar fotovoltaica: Energía eléctrica obtenida mediante la conversión directa de la radiación solar.

Energía solar térmica (EST): Energía térmica obtenida mediante la conversión directa de la radiación solar.

EST de alta temperatura: Energía solar destinada a aquellas aplicaciones que requieren temperaturas muy elevadas, superiores incluso a los 2000°C, obtenida mediante concentración de la radiación solar.

EST de media temperatura: Energía solar destinada a aquellas aplicaciones que requieren temperaturas elevadas, por encima de 80°C, obtenida mediante concentración de la radiación solar.

Energía autoconsumida: Energía producida y/o transformada por los usuarios para el funcionamiento de sus instalaciones.

Energía final: Energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil.

Energía primaria: Energía que no ha sido sometida a ningún proceso de conversión.

Energía útil: Energía de que dispone el consumidor después de la última conversión realizada por sus propios aparatos.

Energías renovables: Energías cuya utilización y consumo no suponen una reducción de los recursos o potencial existente de las mismas (energía eólica, solar, hidráulica...). La biomasa también se considera como energía renovable pues la renovación de bosques y cultivos se puede realizar en un período de tiempo reducido.

Fuelóleos: Mezclas de hidrocarburos que se presentan en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura, que se especifican según sus características. Su viscosidad es variable lo que determina su uso.

Gas de efecto invernadero: Gas que al estar presente en la atmósfera refleja hacia la Tierra la radiación infrarroja emitida por ésta, provocando un calentamiento de la propia Tierra y su atmósfera.

Gas natural: Gas combustible, rico en metano, que proviene de yacimientos naturales. Contiene cantidades variables de los hidrocarburos más pesados que se licúan a la presión atmosférica, así como vapor de agua; puede contener también compuestos sulfurados, como son el gas carbónico, nitrógeno o helio.

Gases licuados del petróleo: Hidrocarburos en C₃ y C₄ y sus mezclas. Se mantienen gaseosos en condiciones normales de temperatura y presión y pasan al estado líquido elevando la presión o disminuyendo la temperatura. Los más corrientes son el propano y los butanos.

Gasóleo(s): Mezcla de hidrocarburos líquidos, que se especifican según sus características y destino a los motores de combustión interna.

Gasolina(s): Mezcla de hidrocarburos líquidos, que debe responder a especificaciones precisas relativas a propiedades físicas (masa volumétrica, presión de vapor, intervalo de destilación) y a características químicas de las que la más importante es la resistencia a la autoinflamación.

Hidrocarburo (líquidos, gaseosos): Compuesto químico formado por carbono e hidrógeno exclusivamente.

Hidrosulfuración: Procedimiento húmedo para eliminar los óxidos de azufre procedentes de los gases resultantes de la combustión de combustibles sulfurados antes de que sean emitidos a la atmósfera.

Intensidad energética primaria: Cociente entre el consumo de energía primaria y el Producto Interior Bruto.

Isomerización: Transformación de parafinas de cadena lineal o débilmente ramificadas en parafinas de cadena muy ramificada.

Líneas de alta tensión: Conjunto de conductores, aislantes y accesorios destinados a la conducción de energía eléctrica con tensión superior a 1 kV.

Líneas de baja tensión: Conjunto de conductores, aislantes y accesorios destinados a la conducción de energía eléctrica con tensión inferior a 1 kV.

Lluvia ácida: Término aplicado a una precipitación húmeda o seca de carácter ácido, producida por la emisión de sulfatos o nitratos a la atmósfera procedente principalmente de la utilización de combustibles fósiles.

Lodo de depuradora: Masa biológica acumulada producida durante el tratamiento de las aguas residuales.

Metanización: Proceso biológico para la producción de biogás mediante digestión anaerobia.

Microeólica: Central eólica de pequeña potencia y en muchos casos no conectada a red que suministra electricidad en zonas aisladas.

Minicentral hidráulica: Central hidroeléctrica de potencia reducida.

Off-shore: Instalación de aprovechamiento de la energía eólica localizada en el mar.

Poder calorífico inferior (PCI): Cantidad de calor desprendida en la combustión completa de una unidad de combustible, supuesto no condensado el vapor de agua y no recuperado el calor.

Poder calorífico superior (PCS): Cantidad de calor desprendida en la combustión completa de una unidad de combustible estando condensado el vapor de agua y recuperado el calor.

Petróleo crudo: Mezcla, en proporciones variables, de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en condiciones normales que se presentan en estado natural, a presión y temperatura más o menos elevada en los yacimientos. Contienen pequeñas cantidades de materia distinta de los hidrocarburos.

Petroquímica: Uso, considerado generalmente como no energético, en las industrias, de los productos químicos derivados del petróleo.

Planta de regasificación: Instalación destinada a la gasificación del gas natural licuado.

Querosenos: Destilados de petróleo situados entre la gasolina y el gasóleo. Debe destilar por lo menos el 65% de su volumen por debajo de los 250° C. Su densidad relativa es aproximadamente 0,80 y su punto de inflamación igual o superior a los 38° C. El queroseno se utiliza de forma restringida para la calefacción y el alumbrado (petróleo lampante) así como carburante para ciertos tipos de motores de combustión interna.

Racionalización energética: Utilización de la energía por parte de los consumidores, en la forma más adecuada para conseguir objetivos económicos, teniendo en cuenta los condicionantes sociales, políticos, financieros, ambientales, etc...

Refinería: Instalación concebida para llevar a cabo un conjunto de procesos industriales empleados para transformar los crudos de petróleo en productos adaptados a las necesidades de los consumidores: carburantes, combustibles, disolventes, lubricantes, asfaltos, etc...

Reforming: Transformación, por ciclización, aromatización, etc., de hidrocarburos ligeros con separación de hidrógeno, a fin de aumentar el contenido de aromáticos y el índice de octano.

Régimen Especial: El marco regulatorio y retributivo de las instalaciones acogidas al Régimen Especial lo fijan el RD 2366/1994 para instalaciones autorizadas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/97, y el RD 2818/1998 «para instalaciones autorizadas con posterioridad a la entrada en vigor de dicha Ley. Según el RD 2818, los titulares de las instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW (100 MVA en RD 2366/1994) inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán la obligación de formular ofertas al mercado mayorista, pero tendrán el derecho de vender sus excedentes, o en su caso la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final medio del mercado de producción de energía eléctrica complementado por una prima o incentivo».

Régimen Ordinario: Régimen en el que están inscritas las unidades de producción de potencia superior a 50 MW o que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 estuvieran sometidas al régimen sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio público.

Rendimiento: Relación entre la cantidad de energía útil a la salida de un sistema y la cantidad de energía suministrada a la entrada.

Residuo: Material rechazado como de ningún valor inmediato o abandonado como residuo de procesos o de actividades. Pueden ser basuras agrícolas (por ejemplo residuos orgánicos, estiércol), industriales (por ejemplo conteniendo metales, férricos o no, vidrio, plásticos, etc.) comerciales y domésticos (por ejemplo residuos urbanos o municipales).

Residuos de corta: Residuos forestales que se generan en la limpieza de los pies maderables de la tala de masas maderables.

Residuos de poda: Residuos provenientes de los trabajos periódicos de mejora y mantenimiento de las masas forestales y plantaciones agrícolas (frutales, cítricos, olivar), mediante talas, podas, limpieza de matorrales, etc.

Residuos forestales: Residuos provenientes de los tratamientos a que se someten las masas forestales.

Residuos sólidos urbanos: Residuos sólidos originados por la actividad urbana.

Smog fotoquímico: Resultado de las acciones que se producen en la atmósfera entre óxidos de nitrógeno, componentes orgánicos y oxidantes por influencia del sol y que conducen a la formación de componentes oxidantes o son, eventualmente, causa de una mala visibilidad, de irritación en los ojos o de daños en los materiales y la vegetación si están suficientemente concentrados.

Termosolar: Instalación proyectada para transferir la energía solar a un fluido portador de calor y transformar la energía térmica así recogida, en energía eléctrica.

Tratamientos selvícolas: Trabajos de mejora de las masas forestales (entresacas, podas, limpieza de matorrales...).

Visbreaking: Proceso de refinería por el que se reduce la viscosidad.

ANEXO II

Abreviaturas y acrónimos.

b.a.	Barras de alternador
CE	Comisión Europea
CNE	Comisión Nacional de la Energía
CT	Central térmica
D/C	Doble circuito

- E.P. Energía Primaria
- E.R. Energías Renovables
- EUR Euro
- EUROSTAT Oficina Estadística de la Comunidad Europea
- FEDER Fondo Europeo de Desarrollo Regional
- FEOGA Fondo Europeo de Orientación y Garantía Agraria
- FSE Fondo Social Europeo
- GLP Gas Licuado del Petróleo
- GNL Gas Natural Licuado
- IDAE Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía
- INE Instituto Nacional de Estadística
- MEUR Millones de euros
- MTBE Metil butil éter
- MVA Mega Voltio Amperio
- OCDE Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
- PDIA Plan Director
- PIB Producto Interior Bruto
- PROSOL Programa de Promoción de Instalaciones de Energías Renovables
- PROCASOL Programa de Promoción de Instalaciones de Energías Renovables en Canarias
- PROMASOL Programa de Promoción de Instalaciones de Energías Renovables en Marruecos
- RENFE Red Nacional de Ferrocarriles Españoles
- RSU Residuos Sólidos Urbanos
- BOJA Boletín Oficial de la Junta de Andalucía
- ONU Organización de las Naciones Unidas
- UE Unión Europea
- BOE Boletín Oficial del Estado
- DOCE Diario Oficial de la Comunidad Europea
- TIEPI Tiempo de Interrupción Equivalente de Potencia Instalada
- NIEPI Número de Interrupciones Equivalentes de Potencia Instalada
- REE Red Eléctrica de España
- Probiomasa Programa de Promoción de Biomasa para usos finales térmicos
- GIC Grandes Instalaciones de Combustión
- NEC (TNE) Techos Nacionales de Emisión
- IPPC Prevención y Control Integrado de la Contaminación
- PE Parlamento Europeo
- MTD Mejores Técnicas Disponibles
- VLE Valores Límites de Emisión
- CCAA Comunidades Autónomas
- IPTS Instituto de Estudios Prospectivos y Tecnologías
- BREF Best Available Techniques Reference Document
- IIASA Instituto Internacional de Análisis y Sistemas Aplicados
- PCI Poder Calorífico Inferior
- PCS Poder Calorífico Superior
- BCM Billion Cubic Meter
- PAC Política Agraria Común
- CIEMAT Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
- CORINAIR Inventario de emisiones atmosféricas de la Comisión Europea
- SAVE Programa plurianual de fomento de la Eficiencia Energética en la Unión Europea
- ALTENER Programa plurianual de fomento de las Energías Renovables en la Unión Europea
- PAI Plan Andaluz de Investigación
- PLADIT Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para Andalucía

- CSIC Consejo Superior de Investigaciones Científicas
- CNSE Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
- SE Subestación eléctrica

ANEXO III

Prefijos del sistema internacional y unidades

Prefijos del Sistema Internacional

MÚLTIPLOS			SUBMÚLTIPLOS		
Prefijo	Factor	Símbolo	Prefijo	Factor	Símbolo
tera	10 ¹²	T	deci	10 ⁻¹	d
giga	10 ⁹	G	centi	10 ⁻²	c
mega	10 ⁶	M	mili	10 ⁻³	m
kilo	10 ³	K	micro	10 ⁻⁶	μ

Equivalencias entre unidades de trabajo o energía en sus formas eléctrica, mecánica y térmica

	Ergio (Erg)	Julio (J)	Kilovatio-hora (kWh)	Kilocaloría (kcal)	Caballo de Vapor hora (CV-h)	British thermal unit (Btu)	Quad
Ergio	1	10 ⁻⁷	2.778x10 ⁻¹⁴	2.389x10 ⁻¹¹	0.377x10 ⁻¹³	9.480x10 ⁻¹¹	9.480x10 ⁻²⁶
Julio	10 ⁷	1	2.778x10 ⁻⁷	2.389x10 ⁻⁴	0.377x10 ⁻⁶	9.480x10 ⁻⁴	9.480x10 ⁻¹⁹
kWh	3.600x10 ¹³	3.600x10 ⁶	1	860	1.359	3413	3.413x10 ⁻¹²
kcal	4.186x10 ¹⁰	4.186x10 ³	1.163x10 ⁻³	1	1.581x10 ⁻³	3.969	3.969x10 ⁻¹⁵
CV-h	2.650x10 ¹³	2.650x10 ⁶	0.736	6.326x10 ²	1	2510	2.510x10 ⁻¹²
Btu	1.055x10 ¹⁰	1.055x10 ³	2.930x10 ⁻⁴	0.252	0.398x10 ⁻³	1	10 ⁻¹⁵
Quad	1.055x10 ²⁵	1.055x10 ¹⁸	2.930x10 ¹¹	2.520x10 ¹⁴	0.398x10 ¹²	10 ¹⁵	1

Mancomunidades energéticas

	tec	tep	Teal	Th	Btu	10 ³ Barril de petróleo	10 ³ m ³ de GN	1 t de GLP
Tm equivalente de carbón (tec)	1	0.700	0.007	7 10 ³	2.777 10 ⁷	5.300 10 ⁻³	0.778	0.569
Tm equivalente de petróleo (tep)	1.428	1	0.010	10 ⁴	3.968 10 ⁷	0.758 10 ⁻²	1.111	0.813
Teracalorías (Teal)	1.428 10 ²	100	1	10 ⁶	3.968 10 ⁶	0.758	1.111 10 ²	0.813 10 ²
Termias (Th)	1.428 10 ⁴	10 ⁴	10 ⁶	1	3.968 10 ³	0.758 10 ⁻⁶	1.111 10 ⁴	0.813 10 ⁻⁴
British thermal unit (Btu)	0.360 10 ⁻⁷	0.252 10 ⁻⁷	0.252 10 ⁻⁹	0.252 10 ⁻³	1	0.191 10 ⁻⁹	0.277 10 ⁷	0.019 10 ⁻⁶
10 ³ Barriles de petróleo*	1.884 10 ³	1.319 10 ²	1.319	1.319 10 ⁶	5.240 10 ⁶	1	0.146 10 ³	0.115
10 ³ m ³ de GN**	1.285	0.900	0.009	0.900 10 ⁴	36 10 ⁻³	6.810 10 ⁻³	1	0.724 10 ⁻³
1 t de GLP	1.757	1.230	1.230 10 ⁻²	1.230 10 ⁴	8.68	8.68	1.38 10 ³	1

* 1 barril de petróleo equivale a 42 galones USA (158,9 litros). 1 barril/día = 48.2 Tm/año
 ** Se considera 0.09 tep por Gcal de poder calorífico superior

ANEXO IV

Bibliografía y fuentes de información

Bibliografía.

- Comisión Europea. Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético.
- Comisión Europea: Libro Blanco: Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables.
- Comisión Nacional de la Energía (CNE): Información básica de los sectores de la energía.
- Comisión Nacional de la Energía (CNE): Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural.
- Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES): Boletines Estadísticos de Hidrocarburos.

- European Commission. Directorate-General for Energy and Transport. 2000-Annual Energy Review.
- European Commission. Directorate-General for Energy. European Union Energy Outlook to 2020.
- European Commission: White Paper: European Transport Policy for 2010: time to decide.
- IDAE: Boletines de Eficiencia Energética y Energías Renovables.
- IDAE: Plan de Fomento de las Energías Renovables.
- Infopower: Actualidad y Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía (Publicación periódica).
- Instituto Estadístico de Andalucía: Anuario Estadístico de Andalucía.
- IPCC: Third Assessment Report.
- Ministerio de Economía: La energía en España 1999.
- Red Eléctrica de España: Boletines Estadísticos de energía eléctrica.
- Red Eléctrica de España: Capacidad global de evacuación de energía eólica en Andalucía.
- Red Eléctrica de España: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular 2000-2010.
- Red Eléctrica de España: Informes de operación del sistema eléctrico.
- Red Eléctrica de España: La energía eléctrica por Comunidades Autónomas.
- Sedigas: Anuario gas 2000.
- UNESA: Boletines de información y análisis del sector eléctrico.
- UNESA: Boletines informativos de medio ambiente.
- UNESA: Cuadernos de documentación eléctrica.
- UNESA: Cuadernos jurídicos de la electricidad.
- United Nations. World Energy Assessment.
- World Energy Council. Energy for Tomorrow 's. World-Acting Now!

Fuentes de información.

Las empresas y organismos que a continuación se detallan han colaborado en la elaboración de este Plan.

- Abener.
- Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).
- Becosa.
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
- Cepsa.
- Comisiones Obreras de Andalucía (CCOO-A).
- Confederación de Empresarios de Andalucía (CEA).
- Consejería de Agricultura y Pesca de la Junta de Andalucía.
- Consejería de Economía y Hacienda de la Junta de Andalucía.
- Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico de la Junta de Andalucía.
- Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía.
- Consejería de Obras Públicas y Transporte de la Junta de Andalucía.
- Departamente de Termotecnia de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.
- Emasesa.
- Gas Natural Andalucía.
- Grupo Entorno.
- Instituto de Estadística de Andalucía (IEA).
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Megasa.
- Ministerio de Economía.
- Ministerio de Medio Ambiente.
- Oficina de Estadística de las Comunidades Europeas (EUROSTAT).
- Red Eléctrica de España (REE).
- Repsol.
- Sevillana-Endesa.
- Unión General de Trabajadores de Andalucía (UGT-A).

5. Anuncios

5.2. Otros anuncios

AYUNTAMIENTO DE EL PADUL

ANUNCIO de bases.

BASES PARA LA CONVOCATORIA DE UNA PLAZA DE EDUCADORA EN LA ESCUELA INFANTIL «LA PALOMA» DEL AYUNTAMIENTO DE EL PADUL

1. Normas generales.

A las presentes pruebas selectivas les será de aplicación la Ley 30/84, de 2 de agosto; la Ley 7/85, de 2 de abril y Ley 11/99, de 21 de abril; RDL 781/86, de 18 de abril; RD 896/91, de 7 de junio; RD 364/95, de 10 de marzo y las bases de la presente convocatoria.

1.1. Requisitos.

A) Para ser admitidos a la realización de estas pruebas selectivas, las personas aspirantes deberán reunir los siguientes requisitos:

- a) Ser español/a o nacional de cualquier Estado Miembro de la Unión Europea.
- b) Tener cumplidos los 18 años de edad, y no exceder de aquélla en que falten menos de diez años para la jubilación por edad.

c) Estar en posesión del título de Técnico Especialista en Jardín de Infancia.

d) Poseer la capacidad funcional para el desempeño de las tareas habituales en un Centro Infantil.

e) No hallarse incurso o incurso en ninguna de las causas de incapacidad específica previstas en la legislación vigente.

f) No haber sido separado o separada mediante expediente disciplinario del servicio de cualquiera de las Administraciones Públicas ni hallarse inhabilitado para el desempeño de funciones públicas por sentencia firme.

El proceso selectivo se realizará en condiciones de igualdad con los y las aspirantes del turno general, sin perjuicio de las adaptaciones que haya que realizar para los y las aspirantes con alguna minusvalía. Los y las aspirantes que, para el caso de no superar el concurso-oposición, deseen ser incluidos en las listas de aspirantes al desempeño de vacantes o sustituciones, deberán consignarlo en el recuadro correspondiente de la solicitud.

B) Todos los requisitos a que se refiere la base 1.1. apartado A., deberán poseerse en el momento de finalizar el plazo de presentación de instancias y mantenerlos durante el proceso selectivo.