



INFORME FINAL

Estudio de Caso - Uruguay

Proyecto: Planificación Energética

Fecha: Septiembre 2009



**Canadian International
Development Agency**

olade
Organización Latinoamericana de Energía



**UNIVERSITY OF
CALGARY**

El autor del presente documento es el consultor: Claudio Espinoza M.

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

ÍNDICE

1

RESUMEN EJECUTIVO.....	5
------------------------	---

1. INTRODUCCIÓN 9

2. DIAGNOSTICO 10

<u>2.1.ASPECTOS GENERALES.....</u>	<u>10</u>
<u>2.2.DESCRIPCIÓN DEL MARCO LEGAL Y LAS INSTITUCIONES.....</u>	<u>14</u>
2.2.1. Marco Normativo del Sector Energético Actual.....	14
2.2.2. Institucionalidad del Modelo Regulador Energético.....	18
2.2.3. Instituciones y organismos involucrados en la Planificación Energética.....	20
2.2.3.1. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEyM).....	20
2.2.3.2. Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN).....	22
2.2.3.3. Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).....	24
2.2.3.4. Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA).....	26
2.2.3.5. Administración del Mercado Eléctrico (ADME).....	28
2.2.3.6. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).....	30
2.2.3.7. Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP).....	32
2.2.4. Descripción general sector energético.....	34
2.2.5. Matriz Energética Nacional.....	34
2.2.6. Principales características del sector eléctrico.....	41
2.2.6.1.1. Mercado Interno.....	41
2.2.6.1.2. Mercados con países vecinos.....	45
2.2.7. Principales características del sector hidrocarburos.....	53
2.2.7.1.1. Petróleo y Derivados Líquidos.....	53
2.2.7.1.2. Gas Natural.....	59
<u>2.3.EJES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE URUGUAY.....</u>	<u>62</u>
<u>2.4.DESCRIPCIÓN DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN URUGUAY.....</u>	<u>63</u>
<u>2.5.MECANISMOS DE INFORMACIÓN UTILIZADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</u>	<u>65</u>
2.5.1. Elaboración de información energética.....	65
<u>2.6.HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</u>	<u>66</u>

3. LECCIONES APRENDIDAS.....	67
4. RECOMENDACIONES	70
5. ANEXOS : CUERPOS LEGALES.....	72

PROYECTO

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA
FASE II
ESTUDIO DE CASO: URUGUAY

Resumen Ejecutivo

En el sector energético uruguayo, el Estado ejerce un importante rol directriz con participación regulada de unos pocos actores privados. En particular, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) posee la conducción de la política energética y ejerce el rol de articulador con los diferentes agentes del mercado. El mercado energético posee empresas energéticas estatales de gran envergadura para el tamaño del mercado local. De esta forma, es el Estado quien debe velar por el adecuado funcionamiento y desarrollo del sector, y por tanto es el responsable de planificar y satisfacer las necesidades energéticas de modo de otorgar las condiciones para un adecuado funcionamiento del país

En cuanto al Sector Eléctrico, el marco regulatorio y organización institucional de éste tuvo una importante modificación efectuada en el año 1997. Previo a la aprobación de la Ley 16.832, el marco regulatorio del sector eléctrico estaba definido básicamente por cuatro disposiciones: la Ley Nacional de Electricidad (Ley N° 14.694), el Reglamento de la Ley Nacional de Electricidad, la Ley de Servicios Públicos Nacionales (Ley N° 16.211) y el Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina y su Convenio de Ejecución.

En septiembre de 1997 fue aprobada por el Parlamento la Ley N° 16.832 de Marco Regulatorio Eléctrico, presentado por el Poder Ejecutivo en julio de 1995. Este nuevo marco regulatorio tuvo como objetivo general promover condiciones de competencia para el segmento de generación eléctrica, manteniendo las características de monopolio natural para el segmento de transmisión y distribución. Flexibilizó también el mercado de las transacciones internacionales, basados en la libre contratación entre generadores y distribuidores o grandes usuarios de distintos países.

En el año 2002 se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), a partir de la dictación de la la Ley 17.598, la cual absorbe las tareas encomendadas por la Ley 16.832 a su figura antecesora, la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica UREE, y le asigna un rol de regulador y responsables del control de las actividades correspondientes a los sectores de electricidad, hidrocarburos (petróleo y gas) y el servicio de agua y saneamiento

En el ámbito de los hidrocarburos, se debe citar la Ley de Desmonopolización de importación, exportación y refinación de petróleo crudo (Ley 17.448), la cual marcó un hito en cuanto a uno de los mayores intentos por reformar este sector. En cuanto a la regulación del sector de derivados del petróleo, a partir de la aprobación del Decreto 556/003 (31 diciembre de 2003), se definieron políticas y pautas para la regulación del mercado de derivados y se asigna a la URSEA el cometido de elaborar un proyecto de regulación del sector que recoja estas definiciones. No obstante, a la fecha aún no se ha reglamentado la actividad de distribución de combustibles, por lo que la misma se encuentra regulada por contrato.

En el mercado de gas natural, la normativa que lo rige tiene como objetivos centrales la competencia, el desarrollo de inversiones, el acceso abierto, y la confiabilidad del suministro, en un marco de precios justos, equilibrados y equivalentes a los niveles internacionales, y que propendan al uso racional de este insumo. En el ámbito internacional se dispone de bases para el suministro desde Argentina, que establece libertad de importación, acceso abierto, precios reales, transparencia y competitividad, y en donde para el transporte y la distribución se requiere del otorgamiento de permisos, licencias o concesiones.

La estructura completa de la institucionalidad detrás del modelo regulador uruguayo para el sector energético se presenta en el siguiente cuadro:



Figura 1: Esquema Institucional del sector energía en Uruguay.

En este esquema, el MIEyM es responsable de proponer políticas específicas referidas a los sectores industrial, energético, minero y de telecomunicaciones. Su rol está fuertemente asociado a la transformación y fortalecimiento del aparato productivo nacional, a la integración regional y a atender los requerimientos que plantea el mundo globalizado.

Por otra parte, la Dirección Nacional de Energía, creada como una dirección dependiente del Ministerio de Industrias y Energía por la ley 14.416 del 28 de agosto de 1975, fue fusionada con la Dirección Nacional de Tecnología Nuclear por decreto –ley 151/ 004 del Poder Ejecutivo para pasar a constituir la actual Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN). Esta es la Unidad ejecutora responsable de la proposición y coordinación de las políticas nacionales en materia energética tanto en lo referente a los combustibles como a la energía eléctrica así como también de la regulación, fiscalización y control de las actividades que involucran el uso de tecnología nuclear.

La Política Energética de Uruguay se sustenta en directriz estratégica que considera caminar hacia *la independencia energética en un marco de integración regional, con políticas económica y ambientalmente sustentables para un país productivo con justicia social*. Para tal efecto se definen cuatro ejes: Rol directriz del Estado, Diversificación de la Matriz Energética, Promover la Eficiencia Energética en todos los sectores y Velar por un acceso adecuado a la energía para todos los sectores sociales.

La política energética en Uruguay es definida por el Ejecutivo lo que implica tanto la determinación de los contenidos generales de ésta como de las líneas estratégicas para el sector energía. La planificación en Uruguay tiene un carácter centralizado, en donde es el Ejecutivo quien finalmente impulsa los proyectos energéticos que considera más convenientes para el país, más allá del hecho que la UTE o ANCAP, como empresas estatales autónomas y responsables del desarrollo del sector en que actúan, deban proponer o recomendar la incorporación de nueva infraestructura. Por tanto, a diferencia de otros países de la región la planificación energética en Uruguay no se plasma en un tren definido y concreto de inversiones para un horizonte determinado, más bien esta “planificación” se traduce en la definición por parte de la DNETN de una Política Energética, con directrices estratégicas claras y robustas, más un conjunto de lineamientos y metas de largo plazo respecto de la composición futura de la matriz, tomando en cuenta la problemática actual y las posibilidades que se observan hacia el futuro. A esto se suma una serie de acciones de corto plazo, tendientes a enfrentar las situaciones coyunturales en materia energética.

Conforme a al análisis de la situación energética uruguaya, es posible abordar a las siguientes lecciones aprendidas

- a) Lección N° 1: La seguridad del abastecimiento energético requiere de la tarea de planificación de forma efectiva y para horizontes de corto, mediano y largo plazo.
- b) Lección N°2: La tarea de planificación debe ser una acción coordinada, bajo un sólido sustento institucional.
- c) Lección N° 3: Necesidad de evaluar el Alcance y Atribuciones de los Entes Privados en las Actividades de Planificación Energética.
- d) Lección N°4: La planificación energética no debe circunscribirse sólo al ámbito de la Oferta. La Demanda energética también debe ser sujeto de manejo planificado en el corto y mediano plazo.
- e) Lección N°5: Las herramientas computacionales son claves para una eficiente labor de planificación, sin embargo se requiere de personal calificado y con criterio para su manejo.

Asimismo, se pueden señalar las siguientes recomendaciones para el caso uruguayo:

- i. Fortalecer la institucionalidad energética relacionada con la planificación energética, básicamente apuntando a las atribuciones y competencias de la DNETN
- ii. Establecer una fuerte vinculación entre la Política Energética y la Planificación Indicativa, con el objetivo de dar señales claras al mercado respecto de los intereses de la Autoridad en materia energética.

- iii. Impulsar el estudio, análisis y disponibilidad de todas otras fuentes energéticas, en particular, para la introducción y desarrollo extensivo de las energías renovables, de forma que el Estado pueda incentivar su participación en el mercado energético nacional.
- iv. Fortalecer el programa de eficiencia energética, que permita establecer obligaciones a nivel de empresas, ministerios e instituciones de gobierno respecto del uso eficiente de la energía y la utilización, cuando sea factible, de energías alternativas para suministros básicos.

1. Introducción

El presente documento aborda el análisis de caso de Uruguay, en el marco del desarrollo de la fase II del Estudio “Planificación Energética”, convocado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en conjunto con la Universidad de Calgary y la Agencia Canadiense de Ejecución para ACIDI.

El objetivo general del Estudio consiste en el apoyo por parte del consultor a los grupos nacionales y la propuesta de una estructura para la planificación energética nacional. Cabe recordar que para cada uno de los países que participan del proyecto, dicha estructura y los procesos apropiados ó modificaciones necesarias a los existentes se propondrán sobre la base de las experiencias extraregionales y los estudios de caso levantados en la fase I de este mismo Estudio. En particular, el presente Informe se refiere a la situación en al ámbito de la planificación energética de la República del Uruguay.

2. Diagnostico

2.1. Aspectos Generales

La energía se ha constituido como eje central de desarrollo para las economías del planeta, tanto del punto de vista geopolítico, económico y social. La discusión sobre los temas de abastecimiento energético mundial han estado presentes en el contexto internacional desde hace muchas décadas. Desde el hito de la revolución industrial y la capacidad de transformación de ciertos insumos en energía a una escala masiva, es evidente la relación innegable entre disponibilidad energética y desarrollo de las economías. Primero fue el carbón, luego la electricidad, posteriormente el petróleo, y en las últimas décadas la fusión nuclear, lo que ha transformado el mundo, a los países en sus relaciones geopolíticas, las nuevas y mas eficientes tecnológicas, y en suma, el avance de la humanidad en todas los ámbitos de desarrollo.

En el concierto internacional, los países han debido buscar sus propias fuentes de energía y cuando éstas no están disponibles o son insuficientes, las naciones han optado por la dependencia en el abastecimiento energético. De esta forma, las variaciones en la oferta y demanda de energía ya no son cuestiones locales, que sólo afectan a una nación en particular, sino que se han transformado en *issues* de carácter mundial. Se suma a lo anterior el hecho concreto de la desigual distribución de la producción y el consumo en el mundo: las grandes zonas de producción de energía primaria son distintas a las grandes zonas de consumo.

Es de consenso también dentro de los especialistas que, hoy más que nunca, el escenario político y económico global es favorable para una mayor incorporación de las denominadas Energías Renovables No Convencionales. La persistencia de costos altos de las fuentes tradicionales está estimulando, en el mundo, la investigación y desarrollo en la búsqueda de nuevas fuentes y tecnologías para su uso; por otra parte, la mayor prioridad política que posiblemente se asigne a la reducción de las emisiones con efecto sobre el cambio climático, incide también en una tendencia a una mayor inversión en investigación para el uso de fuentes no convencionales. Ambos efectos sumados permiten prever que el proceso de disminución de costos de las nuevas tecnologías se acelerará en los próximos años. Del mismo modo se espera que la energía nuclear experimente un aumento aunque aun suave. Lo que está aún pendiente por materializarse es la reacción de las grandes economías al llamado a implementar políticas agresivas contra la producción de gases de combustión, a raíz de los últimos informes de ONU sobre cambio climático y calentamiento global.

Por otro lado, el abastecimiento de los países seguirá exhibiendo un alto nivel de importaciones de energéticos que provienen zonas con economías y sistemas políticos inestables, lo cual da cuenta de la sensible geopolítica de reservas y cuellos de botella rutas de comercio. Cabe notar que el 62,5% de las reservas de petróleo se ubican en zonas en conflicto en el medio oriente.

Antes este panorama global, los Estados y Gobiernos, independientemente de sus ideologías políticas y fundamentos del sistema económico imperante, han puesto cada vez mayor atención en la capacidad de planificar tanto la oferta como la demanda de energía, identificado dicha herramienta como un aspecto fundamental para la proyección de disponibilidad de recursos para la producción de energía.

La planificación, en cualquier sector de una economía, puede definirse como la intervención y dirección de ciertas variables mediante el establecimiento de objetivos determinados que deben conseguirse en plazos determinados. En sí, la planificación es un instrumento cuya utilización, según sea la eficacia con que se maneje, puede resultar negativa o positiva. El foco de este concepto es que la propiedad estatal no es lo mismo que la planificación, y que la propiedad privada no es lo mismo que el *laisser-faire*. Por consiguiente, es perfectamente posible, en teoría, que exista un sector en la que todos los bienes sean de propiedad privada con un alto grado de planificación centralizada, y alternativamente exista otro sector en la que todos los bienes sean propiedad del estado y carezca por completo de gestión de planificación.

En lo que al Sector Energético se refiere, el objetivo parece simple, esto es, planificar o determinar la oferta de energía que se dispondrá en el futuro a partir de un conjunto de variables técnico-económicas. Sin embargo, existen varias dimensiones de la planificación que dificulta el proceso. En principio, y más allá de ciertos consensos básicos a que los expertos han arribado, aun persiste la discusión de cuáles son aquellas variables que finalmente inciden en el comportamiento y expansión de la oferta energética. Luego, la dificultad se centra en el comportamiento de variables que no siempre resultan fáciles de predecir, lo que dificulta la tarea de “planificar” las necesidades energéticas futuras de un país o región.

La pregunta es cómo lograr una adecuada capacidad de planificación energética, considerando la institucionalidad del sector de energía –que no es estática- y la necesidad de satisfacción de las condiciones mínimas para un adecuado desarrollo energético. Es evidente que para ello se requiere una capacidad de evaluación de tendencias y oportunidades tecnológicas, así como una capacidad de planificación estratégica, ausente muchas veces en las organizaciones. En este sentido, se abre la problemática de la responsabilidad respecto de quién debe o tiene que materializar las inversiones que un país requiere en el mediano y largo plazo: el sector privado, el estado o una combinación de ambos, según los modelos de explotación de sectores concesionados.

Como es sabido, en mercados desregulados, las decisiones de inversión están supeditadas a los agentes privados, que no necesariamente convergen en sus intereses o expectativas racionales del comportamiento del mercado, y no actúan como conjunto. Por lo mismo, la capacidad prospectiva y de planificación del sector privado es insuficiente para conseguir el óptimo económico y social sectorial, y lo ha demostrado; lo anterior es natural, porque los objetivos corporativos agregados no necesariamente coinciden con los objetivos económicos y sociales globales. Por ende, las inversiones que se materializan son funcionales a la maximización de corto plazo de los beneficios privados y no necesariamente convergen al bien social de largo plazo.

En la experiencia del Uruguay, las características del mercado nacional, los actores participantes y su institucionalidad regulatoria, arrojan un diagnóstico similar al de otras experiencias en la Región. En términos resumidos, es un país en donde el panorama energético-institucional se caracteriza por su fuerte dependencia de las fuentes de energía importadas, lo que producido dificultades en el abastecimiento energético, principalmente por ser un mercado con características oligopólicas. Por otra parte, la disponibilidad de fuentes propias es escasa desde el punto de vista hidroeléctrico, pero existe un importante potencial asociado a las energías renovables no convencionales, cuyo impulso constituye uno de los ejes centrales de la actual política energética de Uruguay.

En cuanto a las inversiones, hay consenso que hasta el año 2004 existió un retraso en la materialización de proyectos de generación eléctrica. A partir del 2005 la situación de inversión ha mejorado, ya que a la fecha se han incorporado del orden de 300 MW en centrales generadoras, lo que es una cifra significativa para el tamaño del sistema eléctrico de este país. En el ámbito de los hidrocarburos, existe una situación de mayor equilibrio, aún cuando existe un retraso importante asociado al proyectos de una planta desulfuradora. En lo que al sector gasífero se refiere, existiría un grado de sub-utilización de la infraestructura disponible.

Todo lo anterior converge en una situación de estrechez energética. El Poder Ejecutivo, por su parte, ha hecho frente a este panorama con dificultades de coordinación entre algunos de sus órganos responsables, que, en todo caso, han definido lineamientos claros de política energética para hacer frente a la coyuntura.

En el sector energético nacional, según el marco legal vigente, el Estado, ejerce un importante rol directriz, con participación regulada de unos pocos actores privados. En particular, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) posee la conducción de la política energética y ejerce el rol de articulador con los diferentes agentes del mercado. El mercado energético posee empresas energéticas estatales de gran envergadura para el tamaño del mercado local. De esta forma, es el Estado quien debe velar por el adecuado funcionamiento y desarrollo del sector, y por tanto es el responsable de planificar y satisfacer las necesidades energéticas, de modo de otorgar las condiciones para un adecuado funcionamiento del país.

En este marco, cabe preguntarse si el órgano del Estado¹ que tiene dicha responsabilidad está adecuadamente provisto de atribuciones y recursos tecnológicos, humanos y pecuniarios, que le permita desarrollar adecuadamente su rol planificador y de articulador de la política energética del país, con el conjunto de actores públicos y privados que participan en el mercado energético. El fortalecimiento en todos sus aspectos del ente planificador de un país es una cuestión fundamental en la operación del mercado energético, que le permite al país disponer y desarrollar soluciones de abastecimiento energético de largo plazo coherentes y sustentables en el tiempo.

En este sentido, parece primordial el fortalecimiento del Órgano ministerial responsable de proponer y ejecutar las líneas de política a nivel de Gobierno; esto implica diferenciar el rol de aplicación de la regulación (detalle normativo, tarificación, y fiscalización) respecto del rol de planificación estratégica y materialización de inversiones de las empresas dependientes del Poder Ejecutivo.

¹ En el caso de Uruguay, la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

Asimismo, en materia energética cumplen un rol importante los órganos dedicados al fomento de la investigación e innovación en nuevas tecnologías²; así como también al fomento del emprendimiento de proyectos que por sus características ambientales, innovadoras y limitaciones del mercado merecen y requieren apoyo directo.

Interesa también analizar de qué manera es posible actualizar y potenciar la planificación energética que se realiza en el Uruguay, a través de mecanismos que incorporen una Política Energética en convergencia con los intereses de la nación de largo plazo, con los de los actores relevantes que participan en el mercado y que pueden exhibir horizontes de interés de mas corto plazo. Según lo establecido por la DNETN, lo que debería perseguirse es una forma para que se generen los incentivos y regulaciones suficientes para que el sector se desarrolle con independencia energética en un marco de integración regional, con políticas económica y ambientalmente sustentables para un país productivo con justicia social.³

A continuación se realiza una descripción y análisis del sector energía en Uruguay, de modo de establecer sus fortalezas y debilidades en el ámbito de la planificación energética, operando bajo el marco normativo antes esbozado y con la importante participación estatal en el abastecimiento energético nacional.

² En Uruguay existe en este ámbito la denominada Agencia Nacional de Investigación e Innovación.

³ Documento oficial “Política Energética 2005-2030”, de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, del MIEM, año 2005.

2.2. Descripción del Marco Legal y las Instituciones

2.2.1. Marco Normativo del Sector Energético Actual

El sector energético comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transporte, almacenamiento, distribución, importación y exportación, y cualquiera otra actividad que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

A diferencia de otros esquemas de la región, Uruguay se caracteriza por la existencia de un fuerte control y participación del Estado en el mercado energético a través de empresas de su propiedad, en el sector eléctrico como en hidrocarburos. En este marco, se encuentran las empresas Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, UTE⁴, en electricidad y la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland, ANCAP⁵, en hidrocarburos, las cuales dependen del Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

En el ámbito de la planificación y ejecución de la política energética, esta tarea recae en lo formal en la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, DNETN, dependiente del MIEM, si bien la el Ministerio de Economía y Finanzas así como la Oficina de Planeamiento y Presupuesto participan e inciden decisivamente sobre los niveles de inversión, tarifas y endeudamiento de las empresas públicas.

En cuanto al Sector Eléctrico, el marco regulatorio y organización institucional de éste tuvo una importante modificación efectuada en el año 1997. Previo a la aprobación de la Ley 16.832, el marco regulatorio del sector eléctrico estaba definido básicamente por cuatro disposiciones:

Ley Nacional de Electricidad (Ley N° 14.694): En este cuerpo legal promulgado en el año 1977, se definen las actividades de la industria eléctrica consideradas de servicio público como aquellas destinadas total o parcialmente a abastecer a terceros en forma regular y permanente. Se definió que las actividades de servicio público estaban sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo. Desde el punto de vista tarifario, se establece una relación más directa entre tarifas y costos del servicio. En esta ley se establece además que es al Poder Ejecutivo a quien le corresponde todo lo relacionado con la formulación y contralor de políticas en materia de energía eléctrica, en especial, las interconexiones eléctricas internacionales, así como los respectivos contratos de compra y venta e intercambio de energía eléctrica, que deberían ser aprobados por el Poder Ejecutivo. Se estipula además la derogación formal del monopolio de la UTE en el ámbito de la generación y venta a grandes consumidores, monopolio legal que regía desde 1912.

⁴ El mercado mayorista de generación es un mercado libre, cuyos agentes son los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. Los generadores pueden celebrar contratos de suministro directamente con los distribuidores y con grandes consumidores. La distribución sin embargo, sigue siendo un monopolio de UTE.

⁵ Esta empresa es de carácter monopólico.

Según los expertos, la sola creación de esta ley no fue condición suficiente para que el monopolio existente dejara de existir, ya que los controles técnicos estipulados por la ley para las instalaciones privadas de generación interconectadas a la red podían funcionar únicamente operadas y mantenidas por UTE, haciendo dicha exigencia una restricción práctica de operación al modelo.

Reglamento de la Ley Nacional de Electricidad: A través del decreto No. 339/979 se reglamentó la Ley Nacional de Electricidad. Los aspectos principales contenidos en dicho reglamento son, entre otros, el establecimiento de las funciones que el Poder Ejecutivo debe cumplir en relación al sector energético y en especial al eléctrico, y la definición de las actividades de autoproducción de energía eléctrica. También se establecen aspectos tarifarios relacionados con los casos de interconexión y de suministro de energía eléctrica a terceros a cargo del Poder Ejecutivo así como el establecimiento en forma detallada del régimen de cálculo de la tarifa media para los servicios públicos suministrados por UTE.

Ley de Servicios Públicos Nacionales (Ley N° 16.211): En relación al sector eléctrico, la Ley de Servicios Públicos de 1991, derogó la disposición de la Ley Nacional de Electricidad, en que se hacía referencia a la operación y mantenimiento por parte de UTE de las centrales de generación y líneas de transmisión concedidas a otras empresas e interconectadas al sistema. En su lugar se estableció que el Poder Ejecutivo, previo informe de la DNETN y UTE, podría autorizar la integración al sistema interconectado de centrales de generación y líneas de transmisión de propiedad de otros sujetos de derecho, o que fueren explotadas o administradas por éstos. Las condiciones de interconexión y de intercambio energético, serían convenidas en cada caso entre UTE y los organismos o empresas interesadas, y sometidos a la aprobación del Poder Ejecutivo.

Es importante señalar que esta ley significó un cambio sustancial en las condiciones (al menos teóricas) de participación de la actividad privada en la generación y transmisión. Se removió la condición de operación y mantenimiento por parte de UTE de las centrales y redes interconectadas, elemento que constituía una clara barrera a la entrada, aunque se mantuvo a UTE como primer agente negociador de las condiciones técnico-económicas de entrada (de quienes eventualmente podrían ser sus competidores).

El Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina y su Convenio de Ejecución:

A partir del año 1997, año en el cual se firma un acuerdo por el cual cada país se obliga a vender energía a su socio, en caso de solicitarlo de éste último. Esta obligación modifica las condiciones previas, ya que de acuerdo a lo vigente previamente, cada país podía aceptar o no el intercambio propuesto por su socio. En la práctica y de acuerdo a la evolución prevista de los mercados, esta obligación será de abastecimiento argentino al mercado uruguayo. Paralelamente, se establecen además las reglas para definir los precios de intercambio en diferentes eventualidades. La más relevante es aquella en la cual la compra potencial del país importador no provoca un aumento del precio interno del país vendedor superior al 10%.

En septiembre de 1997 fue aprobada por el Parlamento la Ley N° 16.832 de Marco Regulatorio Eléctrico, presentado por el Poder Ejecutivo en julio de 1995. Este nuevo marco regulatorio tuvo como objetivo general⁶ promover condiciones de competencia para el segmento de generación eléctrica, manteniendo las características de monopolio natural para el segmento de transmisión y distribución. Flexibilizó también el mercado de las transacciones internacionales, basados en la libre contratación entre generadores y distribuidores o grandes usuarios de distintos países.

Por otra parte, en el año 2002 se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), a partir de la dictación de la Ley 17.598, la cual absorbe las tareas encomendadas por la Ley 16.832 a su figura antecesora, la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica UREE, ratificando su rol de regulador y responsables del control de las actividades correspondientes a los sectores de electricidad, hidrocarburos (petróleo y gas) y el servicio de agua y saneamiento.

⁶ Las principales modificaciones al marco regulatorio que incorpora la ley 16.832 aprobada tienen que ver con cinco aspectos básicos:

- La apertura del negocio de generación de energía eléctrica: El Artículo 1 de la Ley 16.832 declara excepcionada del carácter de servicio público la etapa de generación, estableciendo la libertad de ingreso al mismo cualquier operador (a través de nuevas instalaciones), previa aprobación del Poder Ejecutivo (basada en normativas de seguridad y ambientales). A su vez, cualquier generador instalado en el país puede interconectarse al Sistema Interconectado Nacional, en la medida que respete las reglas de intercambio definidas por la autoridad regulatoria.
- La creación de un mercado mayorista de energía eléctrica, en el que participan generadores, distribuidores y grandes consumidores. Para ello se permite la libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores y se establece el libre acceso de terceros a las instalaciones de la transmisión y distribución, condicionado a su capacidad y pago de un peaje. En la administración de éste queda la figura de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), en cuya dirección participan todos los agentes del mercado (Poder Ejecutivo, UTE, Delegación Uruguayana en Salto Grande, generadores privados, grandes consumidores).
- La flexibilización del comercio con la región, a través de el establecimiento del derecho a la utilización de las instalaciones de transmisión y distribución entre agentes de los mercados internacionales involucrados.
- La habilitación a UTE para llevar a cabo asociaciones con empresas públicas o privadas dentro del país, nacionales o extranjeras, para generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica dentro del país.
- La separación de los papeles regulador y empresarial del Estado, creando la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), dependiente del Poder Ejecutivo, como figura responsable de la actividad regulatoria del Estado, tanto para los agentes públicos como para los privados del mercado. Posteriormente, en el año 2002, se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, URSEA, la cual asume las funciones de la UREE en su totalidad.

En el sector de hidrocarburos, el rol asumido por ANCAP ha sido determinante para el caso del sub-sector petrolero, pues ha venido desarrollando una política de asociaciones con actores privados en diversas actividades de exploración y explotación en el exterior y en el sector de transporte y distribución de gas natural, y más recientemente en el mercado de gas licuado de petróleo (GLP). El transporte y distribución de gas natural se realizan en régimen de concesión, por parte de empresas privadas.

Ahora bien, desde el punto de vista de modificaciones estructurales al mercado de hidrocarburos, se debe citar la Ley de Desmonopolización de importación, exportación y refinación de petróleo crudo (Ley 17.448), la cual marcó un hito en cuanto a uno de los mayores intentos por reformar este sector. La Ley establecía la derogación del monopolio de importación, refinación de petróleo crudo y derivados por parte de ANCAP y habilitaba la asociación de ANCAP con empresas privadas. Sin embargo, en noviembre de 2003, la Ley fue sometida a plebiscito, siendo derogada. A partir de la derogación de la Ley se “congeló” el proceso de desregulación del sector, en particular en lo que respecta a la definición relacionada con la gestión de ANCAP.

En cuanto a la regulación del sector de derivados del petróleo, a partir de la aprobación del Decreto 556/003 (31 diciembre de 2003), se definen las políticas y pautas para la regulación del mercado de derivados y se asigna a la URSEA el cometido de elaborar un proyecto de regulación del sector que recoja estas definiciones. No obstante, a la fecha aún no se ha reglamentado la actividad de distribución de combustibles, por lo que la misma se encuentra regulada por contrato (ANCAP y distribuidoras).

En el mercado de gas natural, la normativa que lo rige⁷ tiene como objetivos centrales la competencia, el desarrollo de inversiones, el acceso abierto, y la confiabilidad del suministro, en un marco de precios justos, equilibrados y equivalentes a los niveles internacionales, y que propendan al uso racional de este insumo. En el ámbito internacional se dispone de bases para el suministro desde Argentina, que establece libertad de importación, acceso abierto, precios reales, transparencia y competitividad, y en donde para el transporte y la distribución se requiere del otorgamiento de permisos, licencias o concesiones. Las empresas Gasoducto del Litoral (ANCAP), Gasoducto del Sur y Gasoducto Cruz del Sur realizan las actividades de transporte, mientras que la comercialización es realizada por ANCAP, Gaseba Uruguay S.A., Conecta S.A. y Dinarel S.A.

2.2.2.

Institucionalidad del Modelo Regulador Energético

La estructura completa de la institucionalidad detrás del modelo regulador uruguayo para el sector energético se presenta en el siguiente cuadro:

⁷ Ley N° 17.292. Decretos N° 324/997, 428/997, 78/999., 216/2002, 469/2002, 301/2003,



Figura 2: Esquema Institucional del sector energía en Uruguay.

2.2.3.

Instituciones y organismos involucrados en la Planificación Energética

2.2.3.1. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEyM)

El MIEyM es responsable de proponer políticas específicas referidas a los sectores industrial, energético, minero y de telecomunicaciones. Su rol está fuertemente asociado a la transformación y fortalecimiento del aparato productivo nacional, a la integración regional y a atender los requerimientos que plantea el mundo globalizado.

Este Ministerio se creó en 1907, a partir del Ministerio de Fomento creado en 1891, con una denominación inicial de Ministerio de Industrias, Trabajo e Instrucción Pública, teniendo entre sus competencias direcciones específicas como: ganadería y agricultura, policía sanitaria animal y la inmigración y colonización.

En 1911, pasa a ser Ministerio de Industrias, Trabajo y Comunicaciones. En el año 1935 ocurre una nueva reorganización ministerial y se ocupa de Industria y Trabajo, hasta que en 1967 pasa a ser Ministerio de Industrias y Comercio. En 1974 se lo vuelve a reorganizar pasando a ser Ministerio de Industrias y Energía, para finalmente en 1991 recibir su actual estructura y denominación.

El siguiente organigrama muestra las ocho grandes áreas en las que se divide el accionar del Ministerio de acuerdo con las actuales características específicas de cada rubro productivo. Nótese en particular la ubicación en esta estructura de la DNETN.

Figura 3: Organigrama del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

2.2.3.2. Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN)

La Dirección Nacional de Energía, que fue creada como una dirección dependiente del Ministerio de Industrias y Energía, por la ley 14.416 del 28 de agosto de 1975, fue fusionada con la Dirección Nacional de Tecnología Nuclear por decreto –ley 151/ 004 del Poder Ejecutivo para pasar a constituir la actual Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear. Esta es la Unidad ejecutora responsable de la proposición y coordinación de las políticas nacionales en materia energética tanto en lo referente a los combustibles como a la energía eléctrica así como también de la regulación, fiscalización y control de las actividades que involucran el uso de tecnología nuclear.

Sus cometidos sustantivos son:

- Propiciar la realización de investigaciones para identificar y cuantificar las fuentes de energía primarias existentes, evaluar el resultado de dichas investigaciones y promover el desarrollo de su explotación.
- Procurar el abastecimiento de las necesidades energéticas en condiciones adecuadas de seguridad y al menor costo posible.
- Coordinar y orientar la acción de las entidades que operen en el sector.
- Proponer mecanismos de protección de los consumidores de productos y servicios energéticos y controlar su efectiva aplicación.
- Participar en la elaboración de normas de seguridad para instalaciones, productos y servicios asociados a las actividades energéticas y controlar su efectiva aplicación.
- Participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas y controlar su cumplimiento.
- Coordinar con instituciones nacionales e internacionales la ejecución de acciones específicas en la temática de energía.
- Identificar, proponer y operar un sistema de desarrollo de prestación de servicios para las personas, las empresas y otros organismos del estado, referidos al uso de la tecnología nuclear en las áreas que vinculan las radiaciones con la salud, el medio ambiente, la industria, la minería, la geología, los alimentos, etc.
- Implementar y ejecutar los contralores legales o reglamentarios asignados en relación a las concesiones otorgadas en el sector energético.
- Determinar los requisitos y supervisar el funcionamiento y condiciones de seguridad de los generadores de vapor instalados en el país a los efectos de otorgar la habilitación o inhabilitación correspondiente.

La siguiente figura muestra la estructura que a la fecha posee esta Dirección.

Figura 4: Organigrama de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

2.2.3.3. Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, URSEA, es el órgano regulador de los servicios de energía -incluyendo electricidad, gas y combustibles líquidos-, agua potable y saneamiento en Uruguay, creado por la Ley N° 17.598 de 13 de diciembre de 2002.

Constituye una Unidad Ejecutora con carácter de órgano desconcentrado del Poder Ejecutivo, que actúa con autonomía técnica. Se vincula administrativamente con el mismo, a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería en los temas referidos al sector energético.

Su objetivo es proteger los derechos de los consumidores, controlando el cumplimiento de las normas vigentes y asegurando que los servicios regulados tengan un adecuado nivel de calidad y seguridad, a un precio razonable.

Como regulador independiente, es su responsabilidad promover la competencia en las áreas de la industria donde está habilitada por la ley, y regular los monopolios, estableciendo niveles mínimos de calidad y proponiendo precios basados en costos eficientes. En materia de energía eléctrica, la URSEA asumió los cometidos anteriormente asignados a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE).

Las funciones de URSEA son las siguientes:

- Controlar el cumplimiento de las normas vigentes
- Establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen actividades comprendidas dentro de su competencia
- Dictaminar preceptivamente en los procedimientos de selección de concesionarios a prestar servicios dentro de su competencia
- Resolver, en vía administrativa, las denuncias y reclamos de usuarios
- Proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados
- Prevenir conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante
- Proteger los derechos de usuarios y consumidores

La siguiente figura muestra la estructura que a la fecha posee este organismo regulador.

Figura 5: Organigrama de la
Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

2.2.3.4. Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA)

La Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), es el órgano dependiente del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), a cargo de las competencias ambientales asignadas a dicha Secretaría de Estado.

La DINAMA es responsable de la formulación, ejecución, supervisión y evaluación de los planes nacionales de protección del medio ambiente y de proponer e instrumentar la política nacional en la materia, compatibilizando las necesidades de protección del medio ambiente con un desarrollo sostenible y coordinando -a través del MVOTMA- la gestión ambiental integrada del Estado y de las entidades públicas en general.

Los cometidos más relevantes de esta Institución son:

- Formular, ejecutar, supervisar y evaluar planes para medir y evaluar el estado de la calidad de los recursos ambientales: recursos hídricos, aire y ecosistemas incluyendo áreas naturales protegidas y las zonas costeras.
- Formular, ejecutar, supervisar y evaluar planes para prevenir el impacto ambiental de actividades humanas o proyectos, incluyendo el fomento de la conciencia ambiental, priorizando la planificación y ejecución de actividades de educación, capacitación, información y difusión tendientes a la adopción de comportamientos consistentes con la protección del ambiente y el desarrollo sostenible.
- Formular, ejecutar, supervisar y evaluar planes de control de las actividades públicas y privadas que incidan en la calidad de los recursos ambientales, así como los planes de recuperación y recomposición de oficio que se aprueben.
- Formular y coordinar acciones, con organismos públicos nacionales y departamentales, en lo referente a la protección del medio ambiente, apoyando la gestión ambiental de las autoridades departamentales y locales y de las entidades públicas en general; así como celebrar convenios con personas públicas y privadas, nacionales o extranjeras, para la ejecución de sus cometidos.
- Establecer y mantener las relaciones con organismos internacionales de su especialidad, para asegurar el cumplimiento de convenios o acciones comprometidas, referidas al medio ambiente.

La siguiente figura muestra la estructura que a la fecha posee esta institución:

Figura 6: Organigrama de la
Dirección Nacional de Medio Ambiente DINAMA

2.2.3.5. Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

La Administración del Mercado Eléctrico es una Persona Pública no estatal, creada a partir de la dictación de la Ley N° 16.832 el año 1997, conforme señala el Artículo 4 de este cuerpo legal.

La función principal de la ADME es la administración del mercado mayorista de energía eléctrica, así como también el operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas. En este último caso, el despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ajustarse a las normas que a su efecto dicte el Poder Ejecutivo con el objeto de garantizar la transparencia, razonabilidad y equidad de sus resoluciones, y atendiendo los siguientes principios:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a las empresas generadoras, distribuidoras y grandes consumidores.
- b) Abastecer la demanda requerida, teniendo en cuenta para esto la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia, conforme a los criterios y valores establecidos en la Ley N° 16.832.
- c) La ADME está a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros, conforme a la siguiente estructura:
- d) Un representante designado por el Poder Ejecutivo, quien presidirá el Directorio
- e) Un representante designado por la UTE
- f) Un representante designado por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
- g) Dos representantes de los grandes consumidores y generadores privados

A la fecha el Directorio está integrado por cuatro miembros a la espera que se instalen en el país generadores privados con una potencia de al menos 100 MW.

La siguiente figura muestra la estructura que a la fecha posee la ADME.

Figura 7: Organigrama ADME.

2.2.3.6. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), creada por Ley N° 4.273, de 21 de octubre de 1912 y cuya denominación actual estableció la Ley N° 14.235, de 25 de julio de 1974, es Persona de Derecho Público Interno, con el grado de autonomía técnica determinada por las normas de rango constitucional relativas a los entes descentralizados del dominio industrial y comercial del Estado y la Ley Orgánica N° 15.031.

La UTE tiene por cometido la prestación del servicio público de electricidad, de acuerdo con las previsiones del decreto-ley N° 14.694, del 1° de septiembre de 1977 y sus modificaciones, así como también la realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica, conforme se indica en el Artículo 23 de la Ley 16.832. En este sentido, le compete a la UTE⁸:

- a) Generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica en las formas y condiciones establecidas en la Ley. Para el cumplimiento de tales fines en el territorio nacional puede, puede vincularse contractualmente con entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, cumpliendo con las disposiciones constitucionales y legales vigentes en materia de contratación estatal. Sin perjuicio de lo anterior, la Constitución de la República autoriza a la UTE, previo consentimiento del Poder Ejecutivo, para que participe en empresas de capital mixto, público o privado, siempre que las mismas tengan por objeto principal la instalación de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de transmisión para interconectarse con los países de la región.
- b) El suministro de energía eléctrica a quien lo solicite, de acuerdo con las reglamentaciones pertinentes.
- c) La compra o venta de energía eléctrica de acuerdo con los convenios de interconexión internacional existentes o que se firmen en el futuro, previa aprobación del Poder Ejecutivo.
- d) La ejecución por sí o por empresas o personas que contrate, de todas las obras e instalaciones requeridas para la prestación del servicio de energía eléctrica, de acuerdo con las reglamentaciones vigentes o que se dicten.
- e) La compra o venta de energía eléctrica a organismos interestatales en que sea parte la República Oriental del Uruguay.
- f) La participación en toda elaboración de planes o proyectos que se refieran o tengan incidencia en el sistema interconectado nacional.
- g) La compra y venta de energía eléctrica a empresas autorizadas a funcionar con sus centrales generadoras.
- h) Prestar servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior, para lo cual puede asociarse con otras entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, así como contratar o subcontratar con ellas la complementación de sus tareas.

- i) Participar fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como en las actividades anexas, excluyendo aquellas que constituyeran actividades asignadas como monopolio a otros Entes del Estado, directamente o asociadas con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

Como se aprecia, el cometido de UTE es desarrollar las actividades que constituyan servicio público de electricidad. No obstante, mediante resolución del Poder Ejecutivo y previa opinión de UTE, se puede otorgar la concesión de dicho servicio público a otras empresas, en las siguientes condiciones:

- Con exclusividad en una determinada área geográfica, para los concesionarios de distribución.
- Las centrales de generación y líneas de transmisión concedidas a otras empresas e integradas al sistema interconectado de UTE, deberán ser operadas y mantenidas por ésta última (se excluyen de esta disposición las operadas y administradas por organismos internacionales, como por ejemplo Salto Grande).

El Directorio de UTE está conformado por cinco miembros designados por el Poder Ejecutivo, quien determina expresamente quién es el Presidente y Vicepresidente. La siguiente figura muestra la estructura que a la fecha posee la UTE.

Figura 8: Organigrama UTE.

2.2.3.7. Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)

La ANCAP se creó a partir de la dictación de la Ley N° 8.764, de octubre de 1931⁹, como un ente industrial autónomo del Estado, con el cometido de explorar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional, así como de importar, refinar y vender petróleo y sus derivados y de fabricar Portland.

En este sentido, tiene el monopolio legal en relación a la importación y exportación de petróleo, derivados y demás carburantes líquidos semilíquidos y gaseosos¹⁰, refinación de petróleo y exportación de carburante nacional. De esta forma, su giro está relacionado con la:

- a) Exportación, importación y comercialización de carburantes líquidos, semilíquidos y gaseosos.
- b) Refinación de petróleo.
- c) Importación, fabricación y comercialización de lubricantes.
- d) Prospección, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos.
- e) Importación, producción y comercialización de cemento portland y afines
- f) Importación, producción y comercialización de alcoholes y bebidas alcohólicas
- g) Importación, exportación, producción y comercialización de carburante nacional (agro combustibles, etc)

Las actividades upstream se rigen por lo señalado en el decreto-ley N° 14.181, el Código de Minería, la Ley N° 18.083, y el Decreto 454/2006, abarcando las actividades de prospección, exploración y explotación, y en donde la participación privada se expresa a través de contratos con ANCAP.

Por otra parte, la actividad downstream se basa en la Ley N° 17.598 y los Decretos 584/003, 514/003 y 556/003, cuerpos legales que tiene como objetivos:

- a) Extensión y universalización del acceso a los servicios
- b) Fomento del nivel óptimo de inversión,
- c) Protección del medio ambiente.
- d) Seguridad del suministro.
- e) Protección de los derechos de los usuarios y consumidores.
- f) Promoción de la libre competencia sin perjuicio de los monopolios y exclusividades legalmente dispuestos
- g) Prestación igualitaria, con regularidad, continuidad y calidad de los servicios.
- h) Libre elección por los usuarios entre los diversos prestadores, en base a información clara y veraz.
- i) Aplicación de tarifas que reflejen los costos económicos.

⁹ Ver Anexo "Ley Creación ANCAP"

¹⁰ Con excepción de con excepción de asfaltos, importación de gas natural, y exportación de petróleo y gas nacional por los contratistas E & P de ANCAP

El Directorio de ANCAP está integrado por cinco miembros nombrados por el Consejo Nacional de Administración, por un período de seis años, renovando cada dos años por terceras partes. La siguiente figura muestra la estructura principal que a la fecha posee ANCAP.

Figura 9: Organigrama de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland, ANCAP.

Descripción general sector energético.

2.2.5. Matriz Energética Nacional

La composición del abastecimiento energético de República del Uruguay se caracteriza por un alto grado de dependencia del abastecimiento externo, particularmente de petróleo y derivados y gas natural y, dependiendo de las condiciones de hidraulicidad anual, de energía eléctrica.

En efecto, Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles por lo que la oferta primaria de energía se concentra en la importación de petróleo crudo (55% - 60% de la oferta).

Las últimas estadísticas oficiales disponibles, del año 2006, señalan que el petróleo representó el 65% de la oferta de energía. Sin embargo, se debe señalar que este año constituye un periodo particular, dado que fue un año seco y por lo tanto de bajo aporte de la hidroenergía, lo que distorsiona el análisis de la estructura de abastecimiento correspondiente al mencionado periodo¹¹.

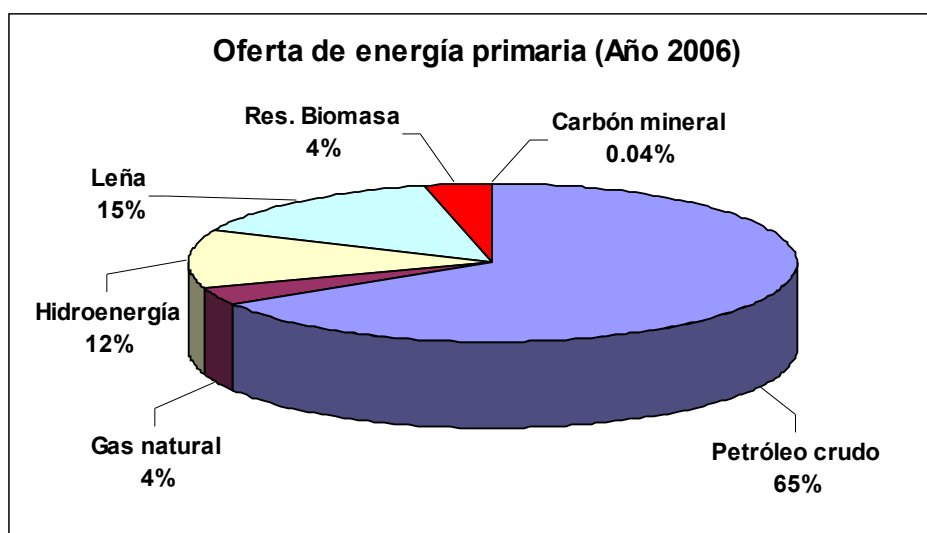


Gráfico 1: Oferta primaria Uruguay, año 2006

En todo caso, en términos generales, se puede resumir a la oferta de energía como una escasamente diversificada, con fuerte dependencia del petróleo y la energía hidroeléctrica. La elevada participación de la energía hidroeléctrica en la matriz energética nacional (entorno al 25-30% de la oferta, dependiendo de las condiciones hidrológicas anuales) es particularmente importante si se considera que en su mayoría se trata de proyectos hidroeléctricos con escasa capacidad de embalse. Esto significa que existe un escaso margen de regulación, lo que genera que la producción de energía exhiba una fuerte dependencia de las condiciones hidrológicas anuales.

¹¹

Fuente: Balance Energético Nacional 2006, DNE.

La actual situación en cuanto a la disponibilidad de recursos hídricos de este país implica que la posibilidad de construir aprovechamientos hidroeléctricos a gran escala se encuentre prácticamente agotada, por lo que las posibilidades de expansión del sistema de generación eléctrica asociadas al recurso hídrico están vinculadas al desarrollo de proyectos de micro, mini y pequeñas centrales hidroeléctricas. Lo anterior significa que, en un escenario de mediano plazo de crecimiento de la demanda, dado que no existen posibilidades de expandir la oferta hidroeléctrica de manera significativa, la participación de esta fuente se reduciría al 60% de la generación. Otras opciones son la generación térmica local, la importación de energía eléctrica de la región y el desarrollo de energías renovables no convencionales, en particular la eólica dado el potencial que ésta presenta, y cuyo desarrollo es un eje importante de la política energética de Uruguay.

En cuanto a la participación del gas natural en la matriz energética nacional, ésta es prácticamente marginal (4% de la oferta de energía). El ingreso del gas natural se concretó a finales del año 1998 a partir de la entrada en operación del Gasoducto del Litoral (Paysandú-Entre Ríos) y el Gasoducto Cruz del Sur (Buenos Aires-Montevideo), en operación desde el año 2002. El abastecimiento de gas natural proviene de las importaciones de Argentina.

Si bien se previó que a partir del ingreso del gas natural se daría un fuerte proceso de sustitución del consumo de otras fuentes, particularmente a nivel residencial e industrial y para las centrales de generación eléctrica, el grado de penetración de esta fuente en el mercado ha resultado poco significativo. Esto obedece, entre otros factores, a que el nivel de precios relativos del gas natural no es competitivo con el precio de otros sustitutos energéticos. Por otra parte, a partir de la crisis energética del año 2004, las restricciones impuestas por Argentina a las exportaciones de gas y las dificultades para acceder a las reservas de gas de Bolivia, han dado lugar a un problema de disponibilidad de gas, lo que ha condicionado desfavorablemente el desarrollo del mercado.

Ante este panorama, en la medida que el país no dispone de recursos energéticos, el crecimiento de la demanda de energía deberá atenderse mediante un aumento en las importaciones, por lo que es esperable un aumento en el grado de dependencia externa en el mediano plazo. Las otras opciones presentes son la expansión de la capacidad instalada de generación térmica local (gas natural, carbón, derivados del petróleo¹²), y el aumento de la importación de energía eléctrica de la región, particularmente a partir de la entrada en operación de la nueva interconexión con Brasil.

Actualmente, existe un proyecto de instalación de 200 MW de generación en motores que pueden operar con gas oil, fuel oil o gas natural. Sin perjuicio de esto es necesario incorporar al sistema en el mediano plazo una central térmica de base de 350-400 MW de capacidad. Actualmente se encuentra en discusión la tecnología y el tipo de combustible, considerándose la alternativa de una central a carbón o gas natural, en este último caso en un escenario de disponibilidad de gas natural a partir de la entrada en operación del proyecto de instalación de una planta de regasificación de GNL. Finalmente, de acuerdo a los lineamientos de política energética definidos para el período 2010-2025, se prevé la incorporación de 250 MW de potencia en proyectos de generación de energía eólica y 200 MW de generación a partir de biomasa.

¹² Fuel oil y gas oil.

En el año 2006 el consumo final de energía del Uruguay (CFE) alcanzó a 2.377 Ktep, lo que representa un consumo per cápita de 733 kep /habitante (kilogramos equivalentes de petróleo/habitante), con la evolución indicada en el gráfico ¹³.

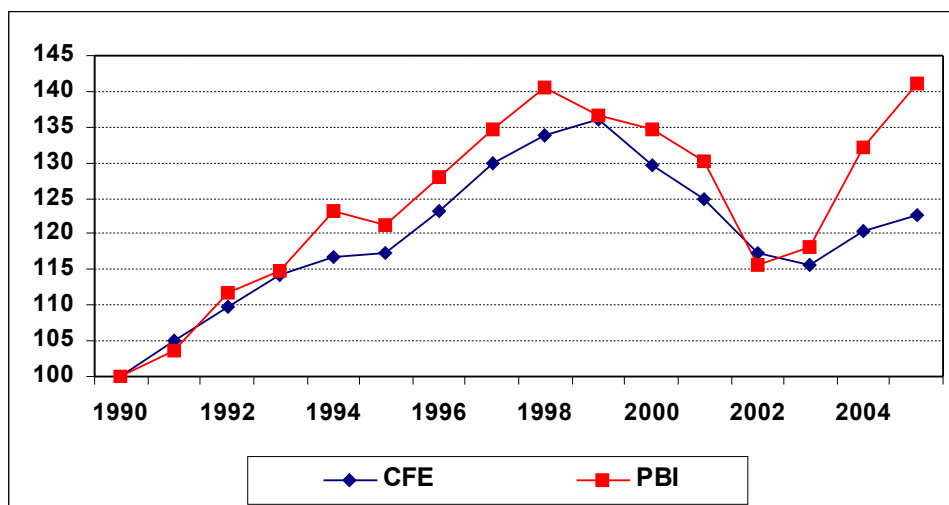


Gráfico 2: Evolución CFE v/s PBI, Uruguay.

La evolución del consumo de energía en los últimos años evidencia un crecimiento sostenido, con una tasa de crecimiento de 2.6% acumulativo anual durante el período 1990-2000, frente a una evolución en el nivel de actividad económica, medida a través del PBI, del 3% a.a.. A partir del año 2001 se observa una fuerte reducción en el consumo de energía (-7.4%) como consecuencia de la caída en la actividad económica (-8.8% del PBI en el período 2001-2003) y el impacto del aumento en el precio de los derivados del petróleo.

A partir del año 2004, asociado a la salida de la crisis y la recuperación de la economía, el consumo final de energía registra un crecimiento sostenido, si bien aún no alcanza a recuperar los niveles previos a la crisis.

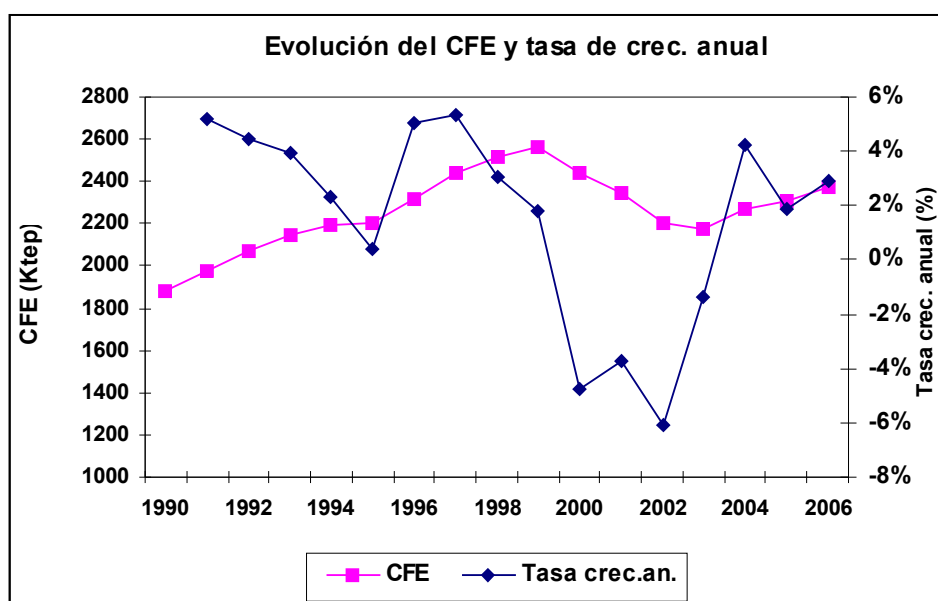


Gráfico 3: Evolución CFE y tasa de crecimiento anual.

En lo que respecta a los factores que explican el crecimiento del consumo final de energía, hasta el año 2000 estuvo impulsado por la expansión de la demanda de energía eléctrica (5.4% a.a. durante el período 1990-2000) y el consumo de derivados del petróleo (3.5% a.a.), en este último caso asociado al desarrollo del sector transporte. A partir de los últimos años, el crecimiento de la demanda de energía está vinculado a la evolución de la demanda de energía eléctrica (2.9% anual durante el período 2004-2006) y el consumo de leña (4% a.a. durante el período considerado). En este último caso, como resultado del aumento en el precio de los derivados del petróleo y los problemas de disponibilidad y el aumento del precio del gas natural, se ha observado un proceso de sustitución de fuel oil y gas natural por leña a nivel industrial.

En relación a la participación de las distintas fuentes energéticas en el consumo final, los derivados del petróleo representan la principal fuente de energía (53% del consumo de energía final), conforme se puede observar en la siguiente tabla¹⁴

Tabla 1: Estructura de consumo por fuente

Fuente energía	1990	2000	2006
Leña	25.2%	15.7%	18.1%
Residuos de biomasa	3.1%	1.4%	1.7%
Carbón y derivados	0.0%	0.0%	0.1%
Derivados del petróleo	54.3%	59.0%	52.5%
Gas natural	---	1.2%	3.5%
Electricidad	17.4%	22.6%	24.0%

TOTAL	100%	100%	100%
--------------	-------------	-------------	-------------

Por otra parte, la evolución del consumo final de energía por sector durante el período 1990-2000, se caracterizó por un fuerte incremento en la participación del sector transporte a instancias de una pérdida de participación del sector industrial. El proceso de ajuste seguido por la economía uruguaya en ese período, generó una caída en el nivel de actividad del sector industrial (como resultado del proceso de apertura de la economía) y un fuerte crecimiento del parque automotriz (entre otros factores como consecuencia de la política cambiaria adoptada), que explica la evolución del consumo de energía.

Según surge de los datos correspondientes al período 2001-2003, la caída del consumo afectó a todos los sectores, especialmente al sector transporte, como consecuencia de la caída del ingreso y el fuerte incremento registrado en el precio de los combustibles¹⁵.

Tabla 2: Estructura de consumo final por sector

SECTOR	1990	2006	Tasa crecimiento ac. anual		
			1990-2000	2001-2003	2004-2006
	31.7	28.3			
Residencial	%	%	2,0%	-2.9%	0.8%
Comercial-Servicios	5.9	8.8%	6,0%	-1.1%	1.4%
	26.8	32.7			
Transporte	%	%	5,1%	-7.0%	3.5%
	28.2	21,6			
Industria	%	%	-1,0%	-1.5%	3.7%
	7.2				
Agro-pesca	%	8,5%	4,0%	-1.5%	1.6%
TOTAL	100	100,	2,6%	-3.8%	2.4%

Principales características del sector eléctrico

Mercado Interno

El Sistema eléctrico uruguayo está constituido por 2 sistemas: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema de generación autónoma, disperso en el país y de dimensión marginal (potencia instalada de 2 MW).

Al año 2006, la capacidad instalada en generación es de 2.241 MW de los cuales 1.538 MW (69%) corresponden a aprovechamientos hidroeléctricos y 703 MW (31%) a centrales térmicas y grupos diesel autónomos (2 MW) La potencia instalada del SIN es muy superior a la demanda máxima del sistema (1.409 MW), pero predominantemente hidráulica, y por tanto aleatoria. Ello determina que se requiera capacidad térmica de respaldo (potencia firme), cuya generación efectiva es variable.

Tabla 3: Resumen Potencia Instalada (MW)¹⁶

TIPO	MW	% Participación	
UTE	1,382	56%	
Hidráulica	593	24%	
Térmica	789	32%	
SALTO GRANDE	945	38%	
ERNC	140	6%	
TOTAL	2,467	100%	

Tabla 4: Detalle Potencia Instalada (MW)¹⁷

TIPO	MW	% Participación	
HIDRAULICA	1,538	62%	
UTE	593	24%	
Salto Grande	945	38%	
TERMICAS	789	32%	
UTE	789	32%	
EÓLICA	20	1%	
UTE	10	0.4%	
Nuevo Manantial	10	0.4%	
BIOMASA	120	5%	
Botnia	120	5%	
TOTAL	2,467	100%	

¹⁶ Fuente: UTE en cifras 2008

¹⁷ Fuente: UTE en cifras 2008

Tabla 5: Detalle Potencia Hidráulica Instalada (MW)¹⁸

Potencia Hidráulica	(MW)
Gabriel Terra (Rincón Bonete)	152
Baygorria	108
Constitución (Palmar)	333
Total Hidráulica - UTE	593
Salto Grande (CTM)	945
Total	1.538

Tabla 6: Detalle Potencia Térmica Instalada (MW)¹⁹

Potencia Térmica	MW	Tipo de unidad	Combustible
Central Batlle	255	Turbo vapor	Fuel oil
CTR La Tablada	212	Turbinas gas	Gas oil
Maldonado (AA)	20	Turbinas gas	Gas oil
Punta del Tigre	300	Turbinas gas	Gas oil
Total Térmico (UTE)	787		
Grupos diesel autónomo	2		Diesel
Total capac. instal. Térmica	789		

La participación de la generación hidroeléctrica es muy significativa, con una producción media anual en años de condiciones hidrológicas normales cercana a los 6.500 GWh/año, lo que representa cerca del 80% del total de la generación de energía eléctrica (8.000 GWh/año promedio).

El sistema de transmisión consta básicamente de 770 km de líneas de 500 kV y de 3.500 km de líneas de 150 kV, con un principal centro de consumo en la zona sur del país (60% de la demanda nacional). Esas cargas se abastecen a partir de 57 estaciones, con cerca de 6.200 MVA de transformación entre los distintos niveles de tensión.

El suministro del sur del país depende fundamentalmente de las 2 líneas de 500 kV provenientes de la represa de Palmar, que a su vez se conecta con la central binacional de Salto Grande. El sistema de 150 kV se desarrolló en Montevideo en forma de anillo y principalmente con sistemas radiales en el resto del país. Las pérdidas a nivel de transmisión rondan históricamente el 3% a 4%.

¹⁸ Fuente: UTE en cifras 2008

¹⁹ Fuente: UTE en cifras 2008

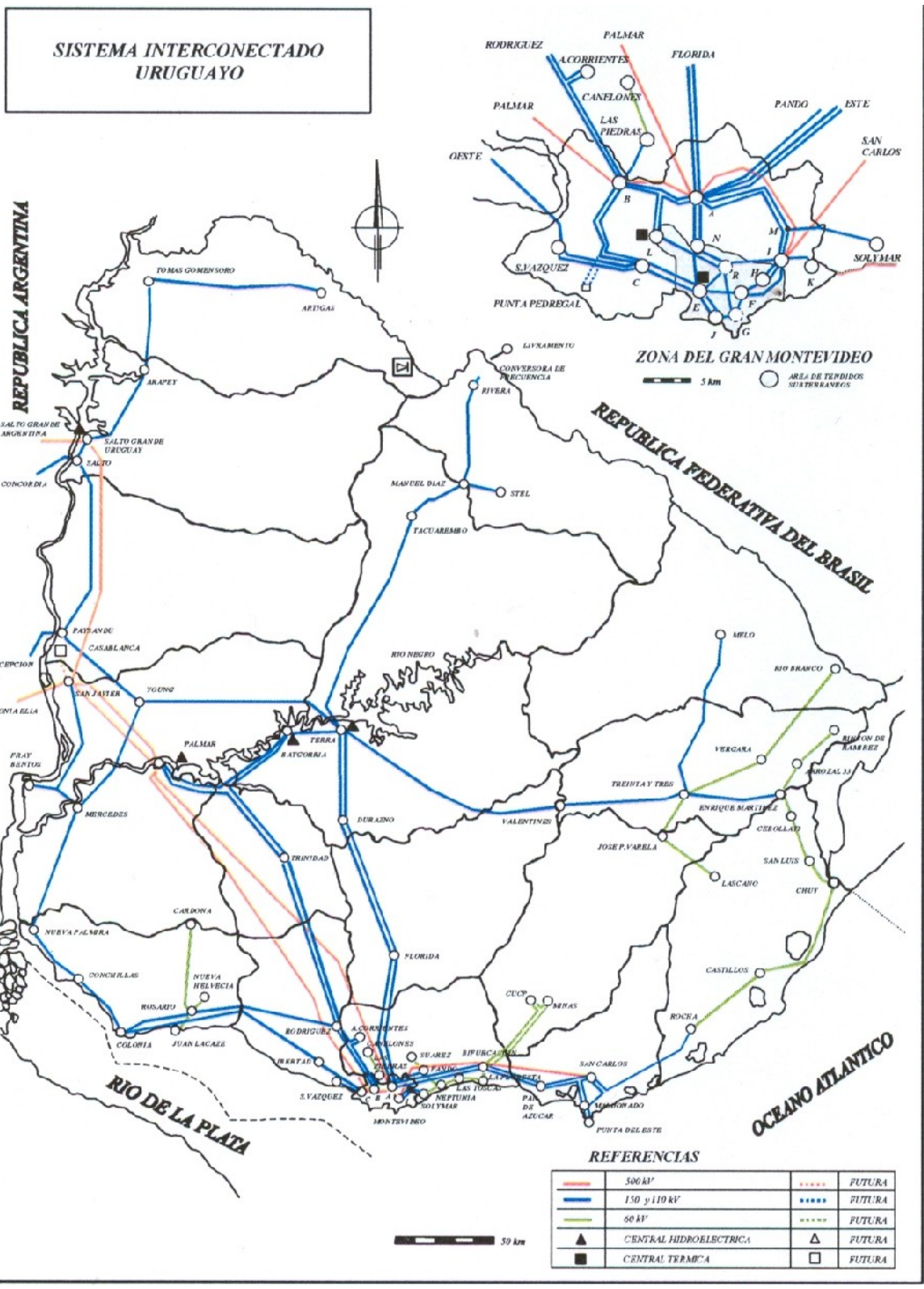


Figura 10: Sistema Interconectado Uruguayo.

El consumo final de energía eléctrica, fue de 6.613 GWh en el año 2006, lo que representa el 24% del consumo final total de energía del país. Esta participación ha sido creciente en los últimos años como resultado del mayor dinamismo del consumo de energía eléctrica. Durante el período 2001-2003 el consumo de energía eléctrica se redujo un 7%, como consecuencia del efecto de la crisis económica.

A partir del año 2004, se inicia una recuperación de la actividad económica, lo cual se ve reflejado en el crecimiento del consumo de energía eléctrica. Se estima que la recuperación del ritmo de crecimiento de la demanda se mantendría en el mediano plazo a una tasa similar.

Tabla 7: Ventas de energía eléctrica al mercado interno, año 2006, GWh²⁰

Tipo de consumo	GWh/año	Participación Porcentual
Residencial	2,720	41.0%
General	692	11.0%
Medianos consumidores	927	14.0%
Grandes consumidores	1,949	30.0%
Zafrales	51	1.0%
Alumbrado público	216	3.0%
Autoconsumos	58	1.0%
TOTAL	6,613	100.0%

Paralelamente, se ha verificado un crecimiento permanente de la potencia máxima demandada, alcanzando a 1.409 MW en el año 2006 y una carga máxima anual de 1654 en el año 2007. La relación entre la potencia instalada (2.241 MW) y la demanda máxima del sistema refleja la necesidad de reserva de potencia que requiere un sistema de las características señaladas (alta componente hidro y escasa capacidad de embalse).

A partir de 1999, con la firma de Notas Reversales por los Gobiernos de Uruguay y Argentina, quedó habilitada la contratación entre agentes. En ese marco, UTE realizó contratos de compra de potencia firme con energía asociada: año 2000, 200 MW por 1 año; 2001, 365 MW por hasta 3 años (afectados por modificación de condiciones contractuales por crisis económica argentina⁶); 2003, 338 MW por 2 años (afectados por modificación de cantidades y condiciones por crisis energética argentina); 2004, 150 MW por 2 años.

El análisis de la interconexión Uruguay-Argentina debe considerar el hecho que el sistema argentino es aproximadamente diez veces mayor que el uruguayo. Además, existe una variabilidad en la disponibilidad hidroeléctrica como resultado de las variaciones propias de los ríos Uruguay y Negro. Estos dos factores, hacen de la interconexión sea un esquema de abastecimiento especialmente clave para el Uruguay. En este sentido, la fuerte capacidad de intercambio existente entre Uruguay y Argentina y la experiencia generada en el correr de más de dos décadas de intercambios en diversos contextos, permitiría plantear objetivos de dinamización de la comercialización de energía entre ambos países, tanto a través de contratos realizados teniendo en cuenta las posibilidades reales de los mercados como incorporar y hacer fluidos los intercambios de oportunidad o spot. Durante períodos de 2004 y 2005 también se utilizó la opción de compra a Brasil de energía a transportar a través de la convertora de Garabí (Brasil- Argentina) y, mediante la utilización de redes argentinas, tomar ese intercambio en el vínculo de conexión de Salto Grande.

Asimismo, el convenio de interconexión vigente hoy para estos efectos con Argentina constituyó un importante paso para la integración energética. Sin embargo, en la actualidad, dadas las condiciones de regulación y operación del mercado Argentino, las premisas del convenio se encuentran inaplicables y obsoletas.

Tabla 8: Energía Generada e Intercambiada (GWh)²¹

²¹

Fuente: UTE en cifras 2007

Tipo de energía	2000	2001	2002	2005	2006	2007
Generación hidroeléctrica de UTE	3,000	3,659	4,222	2,851	1,416	3,165
Central hidroeléctrica Salto Grande	3,782	4,310	2,886	3,175	2,085	4,350
Generación térmica de UTE	490	15	20	908	1,871	1,158
Diesel autónoma			6	5	6	6
Importación	1,328	123	559	1,585	2,833	789
Agentes productores						23
Total de fuentes	8,600	8,107	7,693	8,524	8,211	9,491
Demanda local	7,833	7,869	7,693	8,165	8,194	8,881
Exportación	767	238	0	359	17	610

Total de usos	8,600	8,107	7,693	8,524	8,211	9,491
----------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

En la siguiente Tabla y gráfico se puede apreciar el peso de cada una de las distintas fuentes de energía en el abastecimiento del mercado, en donde la hidroelectricidad alcanza en promedio casi el 80%, Las importaciones han alcanzado en promedio un valor cercano al 14%.

Tabla 9: Participación de la Energía Generada e Intercambiada (GWh)²²

Tipo de energía	2000	2001	2002	2005	2006	2007
Generación hidroeléctrica de UTE	34.9%	45.1%	54.9%	33.4%	17.2%	33.3%
Central hidroeléctrica Salto Grande	44.0%	53.2%	37.5%	37.2%	25.4%	45.8%
Generación térmica de UTE	5.7%	0.2%	0.3%	10.7%	22.8%	12.2%
Diesel autónoma	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Importación	15.4%	1.5%	7.3%	18.6%	34.5%	8.3%
Agentes productores	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%
Total de fuentes	100.0%	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Demanda local	91.1%	97.1%	100.0%	95.8%	99.8%	93.6%
Exportación	8.9%	2.9%	0.0%	4.2%	0.2%	6.4%

Total de usos	100.0%	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
----------------------	---------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

El siguiente gráfico muestra la evolución de la oferta en base a las distintas fuentes disponibles por el mercado uruguayo.

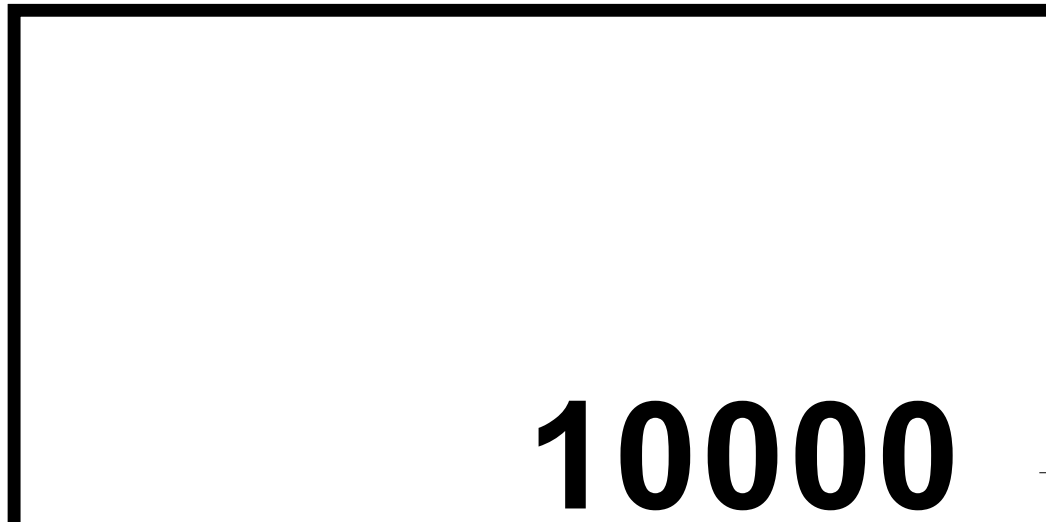


Gráfico 5: Oferta de energía eléctrica por tipo

La aleatoriedad de las energías afluentes a las centrales hidráulicas en un año en Uruguay es muy significativa. Si se observa la distribución de energías generables anualmente por las centrales hidráulicas para cada una de las series históricas de aportes, se aprecia que el valor medio de dicha distribución es de aproximadamente el 80% de la demanda.

No obstante, a partir de los últimos años se observa que aún en condiciones climáticas normales la capacidad de generación hidroeléctrica no alcanza para atender el crecimiento previsto de la demanda de energía eléctrica.

El intercambio eléctrico con los países de la región presenta importantes fluctuaciones, lo que responde a la variación en la generación hidroeléctrica. A partir de la crisis energética del año 2004 y frente a las dificultades de Argentina para atender los contratos de importación de energía eléctrica, se observa una participación creciente de la generación térmica, de altos costos de generación, particularmente en un contexto de altos precios internacionales del petróleo y derivados.

Durante la década de los 90, en un escenario de disponibilidad de energía barata en la región, la estrategia de la empresa eléctrica para hacer frente a las fluctuaciones en la disponibilidad de la generación hidroeléctrica, se basó en la realización de contratos de importación de potencia firme y energía asociada con Argentina (contratos de respaldo).

A partir de la crisis energética del año 2004, se evidencia las dificultades de Argentina para cumplir con los compromisos de exportación. Actualmente se mantiene un compromiso de exportación casi firme de 1500 MW. La falta de inversiones en generación, la situación energética regional y la persistencia de un período de sequía, derivaron en el 2005 en una situación de riesgo de abastecimiento.

La estrategia a partir de este año adoptada para atender el riesgo de abastecimiento, consistió en la incorporación de una nueva central térmica (Central Punta del Tigre) por un total de 100 MW. Durante el 2007, se concretó la incorporación de un segundo módulo de 100 MW, y más recientemente (año 2008) se incorporó un módulo adicional de otros 100 MW. La central opera a gas oil con un alto costo de combustible.

Paralelamente se avanzó en el proyecto de construcción de una línea de interconexión de 500 MW con Brasil. Se estima que estaría operativa a partir del año 2010.

Principales características del sector hidrocarburos

Petróleo y Derivados Líquidos

ANCAP administra el monopolio de la importación y refinación de petróleo crudo y de la producción, exportación e importación de derivados (Ley 8.764 de creación de ANCAP, del 15/10/31). Desde el punto de vista institucional, ANCAP depende del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), en tanto que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) realiza una función de contralor, vinculada al área presupuestal (tarifas e inversiones).

A partir de la aprobación de la Ley 17.598 (diciembre 2002), se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), a cargo de la regulación y el control de las actividades correspondientes a los sectores de electricidad, hidrocarburos (petróleo y gas) y el servicio de agua y saneamiento.

Desde el punto de vista del marco regulatorio del sector, en enero del 2002 se aprobó la Ley de Desmonopolización de importación, exportación y refinación de petróleo crudo (Ley 17.448), siendo éste el instrumento a través de la cual se buscó impulsar la reforma del sector hidrocarburos. La Ley 17.448 establecía la derogación paulatina del monopolio de importación, refinación de petróleo crudo y derivados por parte de ANCAP y habilitaba la asociación de ANCAP con un socio privado.

Asimismo, establecía que el precio máximo de venta de los combustibles en “puerta de refinería” (sin impuestos), debería ubicarse en un nivel similar al precio de paridad de importación a partir del año 2004. En noviembre de 2003, la Ley fue sometida a plebiscito, siendo derogada.

El marco regulatorio del sector derivados del petróleo se encuentra contenido en las siguientes disposiciones:

- a) Ley 8.764 de creación de ANCAP
- b) Decreto 126/773 del 8/2/1973, por el cual se reglamenta la comercialización y recarga de garrafas de GLP (supergás).
- c) Ley 14.181 del 29/3/1974 (Ley de Hidrocarburos), en la que se establecen disposiciones vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos.
- d) Decreto 532/974 del 27/6/1974, por el cual se prohíbe la utilización de GLP como combustible para automotores.
- e) Decreto 584/993 del 23/12/1993, que establece que el MIEM fijará la política nacional en materia de hidrocarburos.
- f) Decreto 514/003 del 3/12/2003, por el cual se autoriza en forma transitoria a las distribuidoras con contratos con ANCAP (que vencían a fines de 2003) a continuar desarrollando la distribución de combustibles líquidos, hasta el otorgamiento de nuevas autorizaciones por parte del Poder Ejecutivo.
- g) Decreto 556/003 del 31/12/2003, por el cual se fijan las políticas y pautas para la regulación del mercado de derivados y se asigna a la URSEA el cometido de elaborar un proyecto de regulación del sector (distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo).

- h) Reglamentos elaborados por URSEA que regulan la actividad de los agentes que operan en el mercado de GLP.

La distribución de derivados del petróleo líquidos se lleva a cabo a través de cinco empresas distribuidoras: DUCSA, DIKAMSA, ESSO, TEXACO y SHELL, en régimen de mayoristas. El gas licuado de petróleo (supergás) se distribuye a través de tres empresas privadas minoristas: Acodike Supergás S.A., Riogás S.A. y Gasur.

Luego de la aprobación de la Ley de creación de ANCAP, el 15/10/1931, en el año 1934 se inaugura en Paysandú la primera planta auxiliar de combustibles y en 1935 comienza el montaje de la Refinería, inaugurada en 1937. En los años sesenta se amplía su capacidad de procesamiento, en tanto que la siguiente remodelación tendría lugar recién a principios de los noventa, lo que refleja el bajo nivel de inversiones que caracterizó el funcionamiento del sector durante este período.

Durante la década del setenta ANCAP completa las obras de instalación y puesta en marcha de la Boya petrolera y planta de almacenamiento de José Ignacio. En todo este tiempo ANCAP instala una red de estaciones de servicio de atención directa al público; construye las plantas de distribución de derivados de La Tablada, Juan Lacaze, Paysandú, Durazno y Treinta y Tres; forma su flota petrolera y flota terrestre.

Durante el período 1993-94 tuvo lugar un proyecto de modernización, que permitió un incremento en el volumen de crudo procesado en la refinería, una mayor flexibilidad en los crudos consumidos y derivados producidos y una mayor conversión del crudo.

Posteriormente el sector combustible sufre diversas modificaciones, entre las que cabe citar:

- i. En el año 2001 se puso en marcha un proceso de expansión productiva, y un nuevo proyecto de remodelación de la refinería, que permitiera elaborar combustibles de mayor calidad y ampliar la capacidad de producción de la refinería, ampliar la escala y mejorar la competitividad de la producción y disminuir el impacto ambiental de la refinería.
- ii. A principios del año 2003 finalizó el proyecto de remodelación y modernización de la refinería, lo que permitió ampliar la capacidad de refinación de 37.000 a 50.000 barriles diarios, iniciar la producción de naftas sin plomo y reducir el contenido de azufre de las naftas, y modificar la estructura de producción a favor de un aumento en la producción de gas oil, y reducir la producción de productos pesados tales como fuel oil y asfaltos. La reforma permite refinar crudos más pesados y por lo tanto de menor precio en el mercado internacional. El proyecto incluye una mejora de la eficiencia de la refinería que permitirá la sustitución del consumo de fuel oil pesado (consumo propio de la refinería) por fuel gas y gas natural y por lo tanto una reducción de las emisiones de GEI de la refinería.

Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles por lo que la oferta es importada. La importación de petróleo crudo representa del orden del 65% de la oferta primaria de energía²³, lo que determina una fuerte dependencia de las condiciones de abastecimiento externo. El consumo de derivados del petróleo representa la principal fuente energética a nivel nacional, con una participación del orden 55% del consumo final de energía.

²³

Ver Gráfico 1

El petróleo crudo importado se procesa en la refinería de ANCAP con una capacidad actual de 50.000 barriles diarios de petróleo. La producción de la refinería en los últimos años se muestra en el siguiente gráfico.

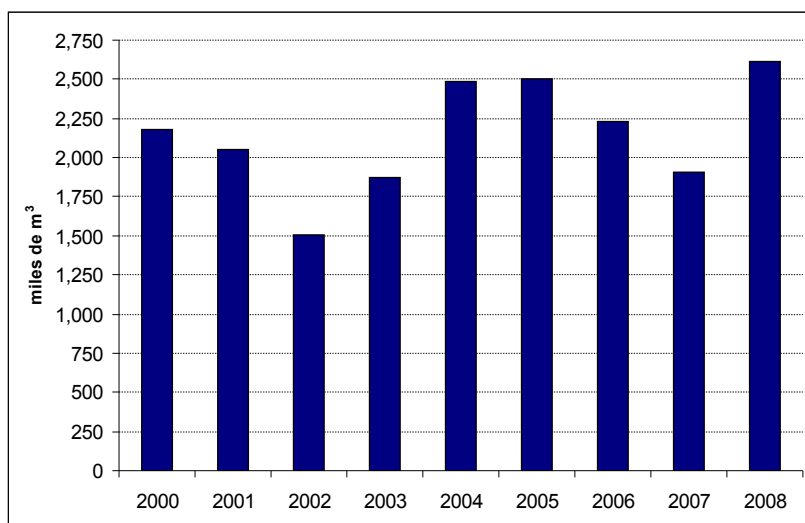


Gráfico 6: Producción anual refinería, miles de m³

A continuación se entrega la evolución de la estructura de producción de la refinería, según el tipo de derivado.

Tabla 10: Estructura de producción de derivados refinería²⁴, miles de m³

Producción Derivados	2000		2004		2008	
	miles de m ³	%	miles de m ³	%	miles de m ³	%
Naftas	469.3	21.5%	665.2	26.7%	698.8	26.7%
Gas oil/Diesel oil	744.8	34.2%	975.8	39.2%	970.9	37.1%
GLP	148.5	6.8%	155.3	6.2%	169.8	6.5%
Fuel oil	595.6	27.3%	616.7	24.8%	619.5	23.7%
Kerosene	35.5	1.6%	12.8	0.5%	8.2	0.3%
Otros Energéticos	91.0	4.2%	54.5	2.2%	80.7	3.1%
Otros no energéticos	95.2	4.4%	7.6	0.3%	67.1	2.6%
Total	2179.99	100.0%	2488.067	100.0%	2614.937	100.0%

En el 2007 casi el 20% del valor de las importaciones totales del país, en dólares, correspondió a importación de petróleo y derivados, en tanto en el año 2002 dicho porcentaje fue del 14%, lo que evidencia la vulnerabilidad de la economía ante las fluctuaciones en el mercado internacional de petróleo y la evolución del precio del crudo (“costo de la dependencia externa”).

Las exportaciones de derivados se originan en ajustes coyunturales en la estructura de producción de la refinería, así como en desfases entre la producción de derivados y su consumo interno. Las importaciones de derivados corresponden fundamentalmente a importaciones de gas oil y fuel oil.

El siguiente Gráfico muestra la evolución de las importaciones y exportaciones de petróleo y sus derivados, en el período 2000-2008²⁵.

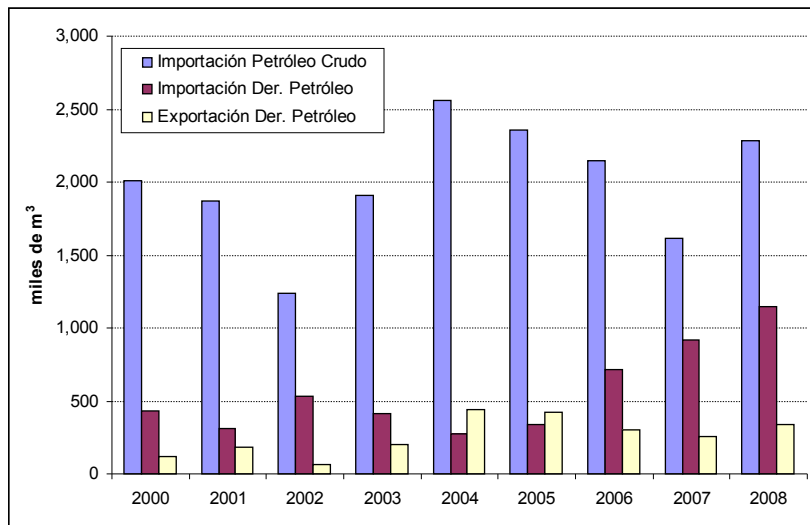


Gráfico 7: Importaciones y exportaciones de petróleo y derivados, miles de m³

Por otra parte, el gas oil²⁶ y las naftas constituyen los derivados del petróleo con mayor participación en el mercado interno, como consecuencia de la relevancia del sector transporte, seguido en importancia por el consumo de fuel oil (consumido principalmente a nivel industrial y generación de energía eléctrica, dependiendo de las condiciones hidrológicas anuales) y el GLP (sector residencial).

A continuación se entrega la evolución del consumo de derivados en Uruguay, en el período 2000-2008, la que no incluye los combustibles utilizados por UTE para generación eléctrica.

²⁵ Fuente: DNETN

²⁶ También es usado por las centrales térmicas de UTE

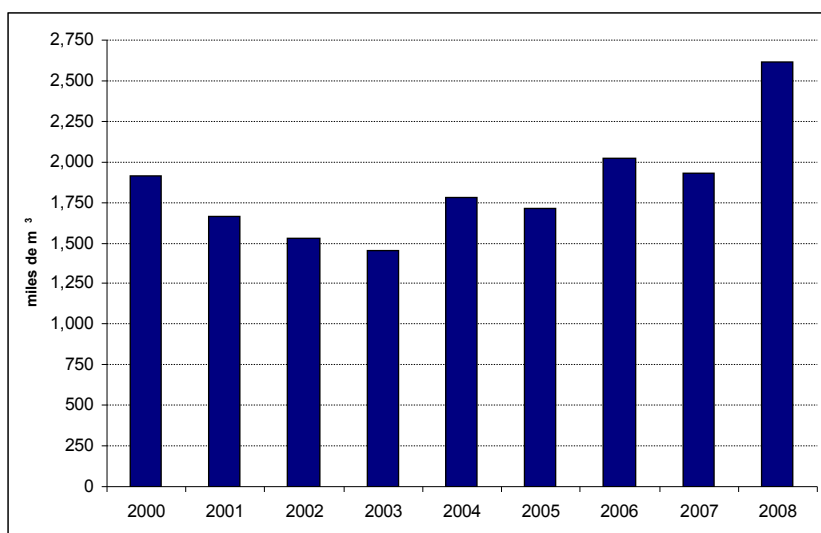


Gráfico 8: Consumo Anual de Derivados, miles de m³

A continuación se entrega la evolución del consumo interno de derivados en Uruguay, donde se ha separado el consumo de la UTE²⁷.

Tabla 11: Estructura consumo de derivados²⁸, miles de m³

Año	Naftas	Gas Oil Otros	Fuel Oil Otros	UTE	Súpergas	Otros derivados	Total Consumo
2000	416.6	799.0	223.5	135.0	186.9	155.2	1,916.2
2001	361.8	789.7	201.6	0.0	177.8	134.7	1,665.6
2002	301.9	755.5	190.6	0.0	172.8	108.2	1,529.0
2003	274.9	765.6	174.3	0.0	164.0	78.0	1,456.8
2004	280.9	790.5	153.2	321.1	152.4	78.5	1,776.6
2005	288.1	799.2	150.9	258.8	160.3	58.1	1,715.4
2006	302.4	817.4	122.9	565.9	162.4	55.9	2,026.9
2007	334.5	851.9	141.5	330.5	182.1	87.7	1,928.2
2008	382.4	875.5	168.4	924.3	171.4	96.2	2,618.2

A continuación se compara la evolución del consumo de naftas y gas oil en el mercado uruguayo, entre el año 2000 y 2008²⁹.

²⁷ Esto es, el gas oil y fuel oil utilizado para generación eléctrica.

²⁸ Fuente: DNETN

²⁹ Fuente: DNETN

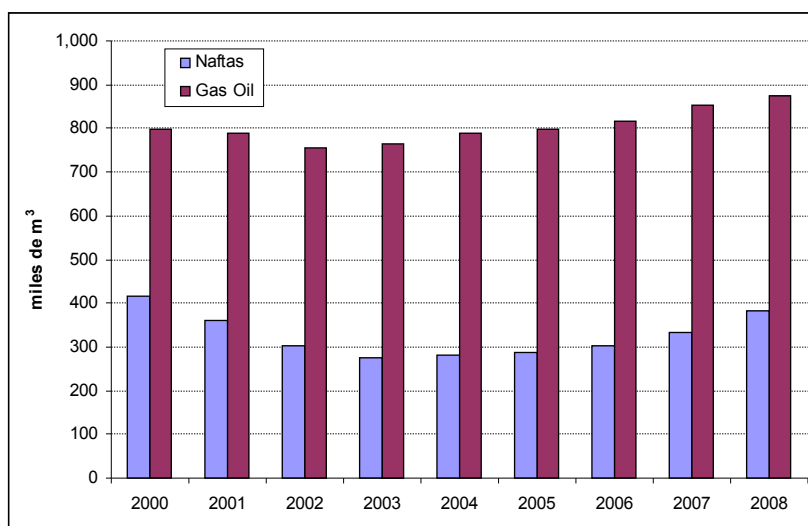


Gráfico 9: Consumo de Naftas v/s Gas Oil Mercado Interno³⁰, miles de m³

Del gráfico anterior, se observa que en los últimos años se ha verificado un crecimiento importante del consumo de gas oil a expensas de una importante caída en el consumo de naftas, como resultado, entre otros factores, de la política de precios aplicada en el sector de combustibles líquidos. En este sentido, la política de precios aplicada fue generando a lo largo de las dos últimas décadas un diferencial de precios entre el precio de las naftas y el gas oil, que derivó en un fuerte estímulo a la incorporación de vehículos diesel (“dieselización del parque automotor”).

Esto se evidencia en la evolución de la relación del consumo de gas oil respecto al consumo de naftas: en tanto en el año 2000 la relación consumo de gas oil/consumo de nafta, era de 1,9, en el año 2008 esta relación llega a 2,3 veces.

Esto determinó un desequilibrio entre la estructura de la oferta de la refinería y la estructura de la demanda interna de derivados líquidos, que debió ser atendido mediante un aumento en las importaciones de gas oil. Si bien la reforma de la refinería del año 2003 permitió aumentar significativamente la producción de gas oil, las características del proceso de refinación determinan que se genere un excedente de naftas para exportación.

³⁰

Gas oil no incluye consumo de centrales térmicas de UTE

Gas Natural

Uruguay no cuenta con producción de gas natural, debiendo importar la totalidad de su consumo a través de los gasoductos de interconexión existentes con Argentina.

El gas natural es un energético de relativo reciente ingreso en la matriz energética de este país. Su consumo se inició en 1998 cuando entró en operación el Gasoducto Cr. Federico Slinger, también denominado Gasoducto del Litoral; construido y operado por ANCAP, que cruza el río Uruguay.



Figura 12: Gasoducto Cruz del Sur.

A fines de noviembre de 2002 entró en operación el Gasoducto Cruz del Sur, permitiendo el ingreso del gas natural en el sur del país. Este gasoducto se extiende desde las inmediaciones de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente Punta Lara - La Plata, cruza el Río de la Plata a la altura de Santa Ana – Colonia, y llega hasta la ciudad de Montevideo; posee también ramales a Colonia del Sacramento, Juan Lacaze, Rosario, Nueva Helvecia, San José de Mayo, Canelones, Pando y Ciudad de la Costa entre otras localidades.

Existe un tercer gasoducto de interconexión entre el sistema Argentino y Uruguay, llamado “Casablanca” (cruza el Río Uruguay cercano a la localidad del mismo nombre, en el departamento de Paysandú), construido por UTE en el año 2000, con la previsión de su utilización para el abastecimiento de una central eléctrica; se encuentra actualmente fuera de operación ya que no se ha concretado dicho proyecto.

A continuación se muestra las importaciones de gas natural desde Argentina, para el período 2000-2008.

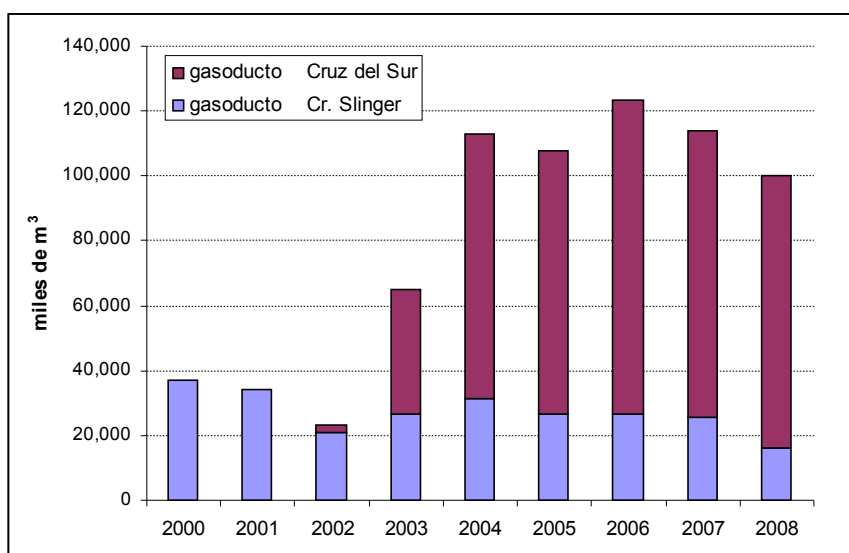


Gráfico 10: Consumo de Naftas v/s Gas Oil Mercado Interno, miles de m³

La cadena de abastecimiento de gas en Uruguay está formada por cañerías de transporte o “gasoductos” y redes de distribución que operan a presiones bajas y presentan mayor extensión territorial. Las instalaciones de transporte abastecen de gas a grandes usuarios y a las redes de distribución, y éstas a su vez abastecen a los usuarios finales residenciales, comerciales e industriales de consumos bajos y medianos.

Las empresas que realizan actualmente actividades en el sector de gas natural en Uruguay son: dos en calidad de distribuidoras de gas por redes (Gaseba Uruguay S.A. en el departamento de Montevideo, y Conecta S.A. en el interior del país); dos en calidad de transportistas (Gasoducto Cruz del Sur S.A.- GCDS - y ANCAP); y cuatro en calidad de comercializadoras (ANCAP, Gaseba Uruguay S.A., Conecta S.A. y Dinarel S.A.). Las dos empresas distribuidoras y la transportista GCDS, operan bajo el régimen de Concesión Pública, otorgado por el Estado a partir de los correspondientes procesos de licitación.

La entrada en operación del GCDS permitió realizar la conversión de la red de distribución de gas de Montevideo, la cual finalizó en enero de 2005, que hasta el momento distribuía gas manufacturado. El mismo se obtenía a partir del cracking de nafta liviana, pasando luego, durante el período de conversión, a utilizarse el cracking de gas natural.

De acuerdo al artículo 63 de la Ley de Urgencia (Ley 17.292) y al Decreto 216/002, aquellos compradores de gas natural, cuyo consumo promedio anual sea no inferior a 5.000 Nm³/día o 1.500.000 Nm³/año, denominados “grandes usuarios”, podrán negociar la compra de gas con cualquiera de los comercializadores nacionales o extranjeros autorizados o importarlo directamente, pudiendo optar por contratos de suministro interrumpibles o firmes de acuerdo a su conveniencia.

Los grandes usuarios del sistema han sufrido “cortes” en el suministro de gas natural en los periodos de invierno, debido al carácter interrumpible de sus contratos y a las restricciones de capacidad de transporte en el sistema argentino.

El gas natural comprado mediante un contrato interrumpible se obtiene a un menor precio que el comprado a través de un contrato firme (en el cual se paga también la seguridad del suministro), razón por la cual muchas industrias eligen la modalidad interrumpible, y prevén la utilización de un combustible alternativo, generalmente fuel oil, para cubrir los “cortes” de gas natural. Esta es una manera de compensar las variaciones que debe enfrentar el productor y el transportista en la demanda del mercado domiciliario, claramente estacionario.

Los contratos entre los clientes del mercado cautivo (aquellos que no entran en la categoría de grandes usuarios) y las Distribuidoras serán siempre en base de suministro firme y las tarifas máximas⁶ del servicio son fijadas por el Poder Ejecutivo en base a lo establecido en los Contratos de Concesión⁷. El consumo de los grandes usuarios representa aproximadamente sobre 60% del consumo total del sistema, siendo el sector industrial es el mayor consumidor de gas natural en el país, seguido por el sector comercial / servicios y el residencial.

2.3. Ejes de la Política Energética de Uruguay

La Política Energética de Uruguay se sustenta en una directriz estratégica que considera caminar hacia la *independencia energética en un marco de integración regional, con políticas económica y ambientalmente sustentables para un país productivo con justicia social*.

A su vez, esta Política define 4 ejes para la directriz estratégica:

a) *Rol directriz del Estado, con participación regulada de actores privados.*

Esto implica un rol esencial del MIEM, como conductor de la política energética y articulador con los diferentes actores del mercado energético; el contar con empresas energéticas estatales líderes, eficientes y dinámicas; un marco regulatorio de todo el sector energético transparente que brinde garantías tanto a proveedores como consumidores; un organismo fiscalizador independiente (URSEA); y el impulso a la investigación e innovación en materias de energía.

b) *Diversificación de la Matriz Energética, en tanto fuentes y proveedores.*

Lo cual se traduce en garantizar suministro a un precio adecuado; reducir dependencia del petróleo importado; incrementar participación de fuentes autóctonas; promover introducción de fuentes renovables no tradicionales (eólica, biomasa, solar, agrocombustibles); introducción de otras fuentes (gas natural y eventualmente carbón y/o nuclear); incentivar emprendimientos que generen desarrollo local; y garantizar el cuidado medioambiental

c) *Promover la Eficiencia Energética en todos los sectores.*

Esto requiere incorporar a todos los sectores de la actividad del país en el uso racional de la energía, tales como transporte, construcción, iluminación, educación, consumidores, etc. En términos concretos, esta eje se desarrolla a través del programa de eficiencia energética conducido por la DNETN.

d) *Velar por un acceso adecuado a la energía para todos los sectores sociales.*

Se concibe la energía como un derecho humano, en tanto todos deben tener acceso a ella. Esto implica el desarrollo de programas destinados poner a disposición de todos los sectores sociales las ventajas de contar y disponer de energía, en todas sus formas.

2.4. Descripción de la Planificación Energética en Uruguay

Tal como se mencionara anteriormente, la política energética en Uruguay es definida por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEyM) y en particular por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN). Esto implica tanto la determinación de los contenidos generales de política energética, como de las líneas estratégicas para el sector energía.

Sin perjuicio de lo anterior, la planificación en Uruguay tiene un carácter centralizado, en donde es el Ejecutivo quien finalmente impulsa los proyectos energéticos que considera más convenientes para el país, más allá del hecho que la UTE o ANCAP, como empresas estatales autónomas y responsables del desarrollo del sector en que actúan, deban proponer o recomendar la incorporación de nueva infraestructura.

A diferencia de otros países de la región, la planificación energética en Uruguay no se plasma en un tren definido y concreto de inversiones para un horizonte determinado³¹, más bien esta “planificación” se traduce en la definición por parte de la DNETN de una Política Energética, con directrices estratégicas claras y robustas, más un conjunto de lineamientos y metas de largo plazo respecto de la composición futura de la matriz, tomando en cuenta la problemática actual y las posibilidades que se observan hacia el futuro. A esto se suma una serie de acciones de corto plazo, tendientes a enfrentar las situaciones coyunturales en materia energética.

La recomendación de una mayor infraestructura energética, en el sector eléctrico por ejemplo, no es un tren de inversiones específico y detallado que permita abastecer la demanda futura a mínimo costo o rentar las inversiones de generación a una determinada tasa de retorno³².

De acuerdo a los antecedentes recogidos, esta recomendación o lineamientos tampoco es el resultado de un proceso de análisis de distintos escenarios futuros, contrastando las bondades económicas y técnicas de cada uno de ellos de forma de concluir cuál debería ser, dado ciertos supuestos, la mejor expansión del parque de generación.

Sumado a lo anterior, en opinión de la DNETN, existiría “una Política Energética muy centrada en la coyuntura, con escasa coordinación de la UTE y ANCAP”³³ en esta materia, lo que ha provocado, en opinión de este mismo organismo, dificultades para garantizar el abastecimiento, subutilización de infraestructura existente (gas natural) y retraso en materia de inversiones en infraestructura asociada al mercado de hidrocarburos (refinería) y eléctrico.

³¹ Por ejemplo en Chile, aún siendo una planificación indicativa, la CNE publica cada 6 meses la recomendación específica de la expansión de la oferta de generación y sistema troncal de transmisión.

³² No se pretende establecer en este trabajo cuál es la mejor metodología para tal efecto, sino más bien levantar el hecho que no existe una opción metodológica concensuada y aceptada por todos los actores para efectos de la planificación energética.

³³ Documento oficial “Política Energética 2005-2030”, de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, del MIEM, año 2005.

Actualmente la DNETN se encuentra en un proceso de fortalecimiento de su rol de planificador y articulador de las instituciones del Estado y actores del mercado energético, desde el punto de vista de recursos humanos, técnicos y pecuniarios. Este proceso debiera tender a un protagonismo mayor de esta entidad, así como también a lograr una mayor coordinación con las empresas estatales en con miras a generar una planificación energética armónica bajo el alero del Ejecutivo.

A la fecha, las empresas estatales realizan sus propias actividades de planificación, a través de planes estratégicos vinculados a la expansión y/o mejoramiento de la infraestructura existente en cada mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, las inversiones de la UTE en generación e interconexión, y las compras de energía que realiza a los generadores privados se realizan en coordinación con el MIEyM. Las decisiones empresariales de la UTE para la implementación de las políticas son tomadas en su carácter de ente autónomo industrial del Estado. Similar situación ocurre con la empresa ANCAP.

Los planes quinquenales de inversiones que se elaboran anualmente son enviados al MIEyM y a la Oficina de Planeamiento de la Presidencia de la República (OPyP) y al Tribunal de Cuentas. Los presupuestos anuales elaborados, que incluyen las inversiones para el primer ejercicio siguiente, están sometidos a la aprobación del Poder Ejecutivo.

En materia de política tarifaria, las tarifas son fijadas por el Poder Ejecutivo teniendo en cuenta la propuesta de la empresa estatal, previa opinión de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA). Las tarifas se fijan empleando principalmente el criterio de cubrir los costos esperados de cada empresa estatal. Los organismos del Poder Ejecutivo que intervienen en la determinación de las tarifas son el Ministerio de Economía y Finanzas, la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y el MIEyM.

En cuanto al sector privado, dado el marco regulatorio vigente, éstos no tienen una participación formal en las actividades de planificación energética del sector eléctrico, sin perjuicio de las consultas que se realizan a distintos actores privados. Al respecto, hay que contextualizar que en Uruguay hasta muy recientemente no existía participación de empresas privadas en la actividad de generación, y que para los segmentos de transmisión y distribución no se contempla dicha situación.

En cuanto a la planificación de la operación en el corto plazo, la misma se realiza bajo la responsabilidad de la ADME (Administración del Mercado Eléctrico Mayorista), que por las normas vigentes prevé la integración de representantes de los actores privados en su dirección. En el aspecto energético ADME tiene responsabilidad en la Garantía de Suministro, que implica una visión de mediano plazo para garantizar la disponibilidad de potencia firme del sistema. Existen mecanismos reglamentarios vigentes para lograr ese objetivo. En el corto plazo ADME es responsable de la Programación Energética (estacional, semanal y diaria) en la que debe garantizarse el suministro de la demanda a un costo mínimo total (despacho económico).

Por otra parte, desde el punto de vista de la red eléctrica la reglamentación asigna a ADME el cometido de realizar el seguimiento de mediano plazo de la evolución de la red. ADME, como Administrador del Mercado, conoce el funcionamiento del mismo, es capaz de elaborar un diagnóstico del funcionamiento general que resulta un input fundamental tanto para la planificación como para el diseño y mejoramiento de las políticas energéticas del país.

2.5. Mecanismos de Información utilizados en el proceso de Planificación Energética

Existen contactos frecuentes entre UTE y ANCAP, la empresa petrolera estatal y proveedor de combustibles para UTE, que son prácticamente cotidianos a nivel operativo. En los últimos años se ha establecido la práctica de realizar los llamados “directorios energéticos” en los que los directorios y técnicos de ambas empresas analizan conjuntamente temas de interés de éstas, en particular el abastecimiento de combustibles, y se resuelven las líneas de acción conjunta respecto a esos temas.

Los contactos con el Poder Ejecutivo, principalmente con los ministerios de Industria y Energía, Economía y Finanzas, y Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, son muy frecuentes.

Existen algunos instrumentos formales de comunicación de la información operativa, como los Sitios Web del Despacho Nacional de Cargas (DNCU) y de la Administración del Mercado Eléctrico (organismo independiente con participación de representantes del Poder Ejecutivo, de las empresas estatales y de los grandes consumidores privados de energía) que es responsable y supervisa las actividades de despacho ejecutadas por el DNCU.

La información contable y de inversiones de UTE se trasmite al Poder Ejecutivo a través de los presupuestos anuales y planes quinquenales de Inversiones.

Los aspectos ambientales de los proyectos de inversión son cubiertos por la realización de los Estudios de Impacto Ambiental, establecidos por ley para una serie de tipos de proyectos, previos al inicio de la ejecución, que son enviados a la Dirección Nacional de Medio Ambiente, para la calificación ambiental de los proyectos y estudio previo a su autorización ambiental.

2.5.1. Elaboración de información energética

La recopilación y procesamiento de la información energética del país tiene como responsable a principal a la DNETN la que catastra la información tanto de empresas del sector como de los principales usuarios, en sus diferentes segmentos y actividades industriales.

El Balance Nacional de Energía, (BNE), es realizado por la DNETN, y consiste en la contabilización del flujo anual de energía disponible y consumida a nivel nacional. El BNE identifica la producción, importación, exportación, pérdidas y/o variaciones de stock, y el uso que se da a cada energético disponible en el mercado uruguayo.

El BNE se realiza tanto a nivel de energía primaria como secundaria. El Balance de Energía Primaria contabiliza el flujo de los recursos naturales energéticos disponibles durante un año, que deben pasar por un proceso de transformación antes de su consumo final. El Balance de Energía Secundaria, por su parte, contabiliza el flujo de los energéticos resultantes de uno o varios procesos de transformación físicos, químicos o mecánicos, y que se encuentran en un estado apto para su consumo final.

El balance de energía se elabora a fines de Julio de cada año, en base a la información que envían las empresas del sector energético (productoras/ generadoras, distribuidoras, e industrias intensivas en consumo energético) y las encuestas que se realizan para el levantamiento del consumo de leña.

2.6. Herramientas utilizadas en la Planificación Energética

Para la previsión de la demanda de energía eléctrica se emplean los siguientes modelos:

- a) Corto plazo: modelo econométrico de paso diario que pronostica energías diarias
- b) Horizonte anual: modelo econométrico de paso mensual
- c) Horizonte quinquenal y superior: modelo econométrico de paso trimestral.

Los modelos econométricos emplean como variables explicativas de la energía demandada el PBI y una serie de variables tales como la temperatura, el precio de la energía eléctrica y variables auxiliares para representar los feriados.

En cuanto a la previsión de demanda, existe un modelo analítico de previsión anual, de horizonte muy largo plazo, que se encuentra en proceso de revisión por parte de la UTE.

Para la simulación de la operación del sistema de generación el DNCU y la gerencia de Planificación de la Explotación y Estudios de UTE emplean los siguientes modelos:

- a) Los modelos MURVAGUA y MURDOC, respectivamente para la optimización del uso del embalse de Rincón del Bonete (el mayor del sistema) y para la simulación de la operación en plazos del orden de meses o años. Estos modelos fueron desarrollados para UTE por la consultora EDF Internacional.
- b) El modelo OPERGEN para la determinación de los valores del agua de los embalses de Bonete, y de las centrales Palmar y Salto Grande, y de la operación horaria en el cortísimo plazo. Este modelo fue desarrollado para UTE por una consultoría de la empresa Iberdrola.

En la planificación de las inversiones se emplean de manera iterativa los modelos MURVAGUA y MURDOC, para simular y comparar distintas estrategias de expansión del parque, en simulaciones de muy largo plazo, de hasta 20 años, en distintos escenarios de precios y disponibilidad de combustibles y de importaciones.

Si bien se está en una fase inicial, la DNETN está utilizando los modelos de planificación de la OIEA, en particular el MAED, para prospectiva de demanda y el MESSAGE, para estudios de prospectiva de oferta. Asimismo, se está realizando un estudio de prospectiva de oferta y demanda de largo plazo (2006-2030) con el modelo LEAP. Específicamente para proyectos eléctricos se utilizan los mismos modelos que emplea la UTE, esto es, el MURVAGUA y el MURDOC.

3. Lecciones Aprendidas

4.1 Lección N° 1: La seguridad del abastecimiento energético requiere de la tarea de planificación de forma efectiva y para horizontes de corto, mediano y largo plazo.

Teniendo en cuenta que el abastecimiento energético es una cuestión de preocupación permanente tanto para las autoridades nacionales como para los consumidores, se visualiza que tarea de planificación, ya sea para el sector eléctrico o hidrocarburos, para la oferta o la demanda, como una cuestión fundamental. Esto siempre y cuando los efectos de dicha labor sean reales y concretos sobre la oferta (o demanda). Es decir, la tarea de planificación debe necesariamente poseer carácter vinculante en sus indicaciones, y no de simple recomendación o señal para el mercado energético, como sucede en otras experiencias en la Región. Aprovechando los fundamentos de la operación del mercado energético en el Uruguay y los roles de las instituciones y empresas estatales vigentes, esto debiera ser la prioridad número uno para las autoridades y agentes en el mercado.

4.2 Lección N°2: La tarea de planificación debe ser una acción coordinada, bajo un sólido sustento institucional:

Si concordamos en que la planificación de variables fundamentales en el sector energía es de vital relevancia, no podemos dejar de plantearnos ciertas interrogantes que se derivan de esta afirmación. Quién, cómo y con qué atribuciones se plantea una adecuada planificación de variables y políticas, que, como se indicó anteriormente, no tengan sólo características indicativas para los agentes de un mercado. En este sentido, para la realidad del Uruguay, la cuestión es evaluar si la actual disposición de las entidades reguladoras y empresas del Estado son lo suficientemente fuertes y con el debido respaldo político para ejercer tales atribuciones.

En la estructura del sistema institucional energético del país, existen al menos cuatro instancias en donde se realiza o se incide en la planificación energética (la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear; la Oficina de Planeamiento y Presupuesto; la Unidad Reguladora de Servicios de Electricidad y Aguas URSEA y la UTE) pero sus atribuciones, los alcances de éstas y la coordinación necesaria actual parecen no ser condición suficiente para que se materialicen y desarrollen las inversiones necesarias para la oferta energética nacional.

Entonces, la focalización de los esfuerzos debe concentrarse en la revisión y mejoramiento de las atribuciones y actuales canales de comunicación entre dichas Instituciones que realizan la tarea de planificar la oferta energética, entendiendo y respetando que el actual marco institucional le asigna un rol fundamental en esta materia a la DNETN.

4.3 Lección N° 3: Necesidad de evaluar el Alcance y Atribuciones de los Entes Privados en las Actividades de Planificación Energética.

Reconociendo el avance que supone el hecho de que el marco regulatorio del sector energético del Uruguay haya incorporado la actuación de entes privados a la operación y gestión del sector eléctrico, dicha participación es aún muy delimitada, puesto que se ha reducido sólo al segmento de generación eléctrica y con ciertas condiciones de coordinación con el Poder Ejecutivo. Aun así, desde el punto de vista de la planificación energética, cabe preguntarse cual es el aporte efectivo a dicha tarea que ha implicado la incorporación de estos nuevos actores. Interesa en este sentido, conocer cuales son los alcances y atribuciones del privado en la tarea de planificación, y si estas debieran expandirse o no, a la luz de una evaluación concreta del rol del privado en la planificación de oferta (inversiones) o de la demanda (consumo). De la misma forma, se debe evaluar cual es el efecto de la planificación realizada en la actualidad sobre las decisiones de los privados, en el sentido de si dichas indicaciones son o no obligatorias sobre los planes de expansión de los entes particulares. En materia de hidrocarburos, no existe una participación de privados que permita establecer alianzas orientadas a impulsar proyectos de largo plazo como plantas de GNL o una nueva planta de refinación.

4.4 Lección N°4: La planificación energética no debe circunscribirse sólo al ámbito de la Oferta. La Demanda energética también debe ser sujeto de manejo planificado en el corto y mediano plazo.

En la experiencia reciente, las economías más desarrolladas han demostrado que el manejo de demanda por energía eléctrica es factible, a través programas especiales de incentivo al ahorro energético y mediante campañas mediáticas que apelan a la conciencia del consumidor para sus patrones de demanda permanentes. En efecto, es un hecho que los países más avanzados han logrado manejar sus tasas de crecimiento de demanda eléctrica por debajo de la expansión del PIB³⁴. En este contexto, resulta relevante incluir como objetivos de mediano y largo plazo en la planificación energética el manejo de la demanda de energía. Por otra parte, el manejo de la demanda de corto y largo plazo en mercados regulados se levanta como una poderosa herramienta a disposición del Estado para incentivar el uso eficiente de la energía, en forma oportuna y adecuada. La experiencia uruguaya indica que la aplicación de planes de ahorro obligatorios para el sector público, a significado una buena medida para efectos del control de demanda. Como elemento positivo, se puede mencionar que se encuentra en ejecución un programa de eficiencia energética liderado por la DNETN, a la vez que se encuentra en proceso de aprobación legislativa un proyecto de ley de eficiencia energética, lo cual dará un marco regulatorio sólido a este mecanismo de largo plazo de manejo de la demanda.

³⁴ Las proyecciones del International Energy Agency, la Comisión Europea y del Energy Information Administration para los países de la Unión Europea dan cuenta de esta realidad. Para el periodo 2000-2030, las proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica son bastante inferiores a las del PIB (0,5% versus 2,0%, respectivamente). Situación contraria es lo que ocurre a nivel de América Latina en donde, en general, los países exhiben tasas de crecimiento del consumo energético por sobre la expansión del Producto.

4.5 Lección N°5: Las herramientas computacionales son claves para una eficiente labor de planificación, sin embargo se requiere de personal calificado y con criterio para su manejo.

La institución que ejerza el rol de planificación de las variables en el sector energía debería estar fundamentalmente respaldada por el uso de herramientas computacionales y modelos de predicción eficientes. Sin embargo, es *condicion sine qua non* el que los profesionales a cargo del manejo de estas herramientas tengan un alto grado de especialización, independencia y gran capacidad técnica. Por otra parte, resulta siempre más adecuado que las distintas instancias que realizan planificación utilicen las mismas herramientas computacionales de planificación, a efectos de tener una mirada convergente en el abastecimiento y desarrollo del sistema en todas sus etapas. El análisis de la experiencia uruguaya muestra que no existe un consenso respecto de qué metodología de planificación utilizar, así como tampoco respecto de los modelos más adecuados para la realidad del mercado energético del país.

La experiencia comparada a nivel regional da cuenta de ciertas dificultades cuando se enfrentan resultados e indicaciones de planificación desarrolladas por Instituciones distintas por utilizar herramientas, metodologías y modelos de operación y predicción distintos³⁵.

4.6 Lección N°6: La introducción de energías renovables como opción real para la expansión de la oferta ligado a la capacidad de planificación.

Es indudable que el rol del Estado en el mercado energético y su capacidad de planificación e incidencia en la oferta energética surgen como elementos claves para la introducción de las denominadas energías renovables. Esto sin la condición restrictiva de competitividad de costos que se les exige a estos proyectos cuando son los privados quienes determinan la oferta energética de un mercado en un 100%. Si bien es cierto que la experiencia nacional en esta materia ha dado importantes señales en este sentido, incentivando la adjudicación de proyectos de generación eléctrica privada con fuentes renovables no tradicionales, aun existe espacio para licitar más proyectos de esta naturaleza.

Es importante hacer notar que el impulso a las ERNC forma parte de los ejes centrales de la Política Energética impulsada por la DNETN. A lo anterior, se suma el hecho de que el Estado además posee una fuerte posición negociadora en este aspecto, lo que resguarda que las tarifas de largo plazo que se ofrecen por parte de los privados sean razonables para los consumidores.

³⁵ Tal es el caso de la experiencia chilena, cuyos modelos de simulación de operación del sistema utilizados por el ente regulador difieren de los utilizados por el Centro de Despacho de Carga y por algunas de las empresas de generación eléctrica más importantes en el mercado.

4. Recomendaciones

Las recomendaciones respecto del caso uruguayo más relevantes en el mediano y largo plazo serían:

1. Fortalecer la institucionalidad energética relacionada con la planificación energética, básicamente apuntando a las atribuciones y competencias de la DNETN. Lo anterior no significa necesariamente el rediseño de la actual estructura o la incorporación de nuevas entidades que se vinculen al tema energético.

Más bien el camino idóneo debiera ser el asignar una mayor relevancia a la función de planificación estratégica realizada por la DNETN, así como también de ente coordinador con el resto de los actores públicos y privados del mercado energético uruguayo.

De esta manera, la planificación energética se releva a una tarea de primer orden, entendiendo que es una labor permanente y de largo plazo para una institución moderna y de las características de la DNETN, y no solamente un ejercicio o procedimiento estimativo que debe realizar la Autoridad. En este sentido es necesario dotar a esta institución del número de profesionales suficiente a efectos de cubrir las diferentes áreas o tareas de trabajo en el ámbito de la planificación. Entre las cuales se encuentran entre otras: el estudio de escenarios y alternativas de desarrollo para el sector energético, previsiones de demanda, previsiones de disponibilidad y precios de combustibles, coordinación con instituciones y empresas del Estado, manejo de modelos de prospectiva y simulación de sistemas energéticos (eléctricos o hidrocarburos).

2. Establecer una fuerte vinculación entre la Política Energética y la Planificación Indicativa, con el objetivo de dar señales claras al mercado respecto de los intereses de la Autoridad en materia energética.

En este sentido, los lineamientos y metas de la DNETN no sólo deben ser un ejercicio de carácter general, sino que necesariamente deben incorporar la recomendación de planes específicos de desarrollo en el ámbito energético, sujetos a su factibilidad técnica, económica y ambiental, y que sean el resultado del análisis de diversos escenarios de expansión, en atención a las distintas alternativas disponibles tanto en el mercado interno como en la región.

Para lograr lo anterior, se requiere sin duda que exista un consenso o convergencia respecto de qué metodologías y modelos a utilizar en esta tarea, proceso que debiera estar liderado por la institución responsable de este ámbito como es la DNETN.

3. Impulsar el estudio, análisis y disponibilidad de todas otras fuentes energéticas, en particular, para la introducción y desarrollo extensivo de las energías renovables, de forma que el Estado pueda incentivar su participación en el mercado energético nacional. Indudablemente, que una decisión de esta naturaleza provenga desde el Estado, evita la discusión a veces inconducente sobre la competitividad de estas energías, cuando ésta se guía exclusivamente por las premisas de una evaluación privada de proyectos.

En un país que admite sus limitaciones respecto de de fuentes energéticas propias importantes, el impulso a la introducción de fuentes alternativas como las energías renovables no convencionales resulta esencial en la dirección de fortalecer temas ambientales, a la vez de ser una herramienta vital como mecanismo de independencia energética. En el caso uruguayo, además se da una importante vinculación con países de la región en materia energética, cuyo fortalecimiento o nuevos desarrollos debiera ser materia de los análisis metodológicos a realizar por la DNETN en coordinación con las empresas estatales.

4. Fortalecer el programa de eficiencia energética, que permita establecer obligaciones a nivel de empresas, ministerios e instituciones de gobierno respecto del uso eficiente de la energía y la utilización, cuando sea factible, de energías alternativas para suministros básicos.

Este programa debiera abarcar tanto el ámbito de la educación a la población, como la participación activa de todos los actores del mercado energético, en donde la DNETN y las empresas estatales debieran jugar un rol preponderante en esta materia en toda la cadena productiva energética.

5. ANEXOS : CUERPOS LEGALES