

**El desarrollo y la provisión de servicios de
infraestructura: La experiencia
de la energía eléctrica en Uruguay
en el período 1990-2009**

**Hilda Dubrovsky
Benó Ruchansky**



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

**El desarrollo y la provisión de servicios de
infraestructura: La experiencia
de la energía eléctrica en Uruguay
en el período 1990-2009**

**Hilda Dubrovsky
Beno Ruchansky**



NACIONES UNIDAS



Este documento fue preparado por los Ingenieros Beno Ruchansky e Hilda Dubrovsky, consultores de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Los autores agradecen el invaluable aporte realizado por el Economista Jorge Molinari, el Ingeniero Andrés Rubio y el Ingeniero Jorge Cabrera.

Las opiniones expresadas en este documento, que no han sido sometidas a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

Índice

Resumen	7
1. Introducción.....	9
2. Una aproximación al proceso de Reforma del Estado en Uruguay (período 1990-2009)....	13
2.1 Antecedentes de la participación del Estado en las empresas suministradoras de servicios públicos	13
2.2 Contexto económico y bases conceptuales del proceso de Reforma	15
2.3 Hitos político-institucionales.....	17
2.4 Algunos factores explicativos de la heterodoxia uruguaya	19
3. El Sector Eléctrico Uruguayo y la reforma	21
3.1 Antecedentes	22
3.2 La reforma y la evolución sectorial (período 1995-2009).....	26
3.2.1 La reforma y su implementación (1995-2004)	26
3.2.2 La reforma y su adecuación (2005-2009)	30
3.2.3 La reforma y el futuro	33
4. Evolución del sector eléctrico (1990-2009).....	35
4.1 El abastecimiento	35
4.1.1 La aleatoriedad del recurso hidráulico	35
4.1.2 La expansión de la oferta y el gas argentino	37
4.1.3 Los contratos de importación	40
4.2 Evolución de las recientes dificultades en la seguridad del abastecimiento. Causas, políticas y acciones	41
4.3 La generación distribuida y las energías renovables no convencionales (ERNC)	48
4.4 La eficiencia energética	50
4.5 La integración eléctrica Regional	51
4.5.1 Interconexiones internacionales.....	51
4.6 El desempeño técnico y económico.....	58
4.6.1 La Calidad del Servicio.....	59
4.6.2 Las Inversiones	61
4.6.3 Los indicadores económico - financieros	63
4.7 La problemática social: tarifas, pérdidas, electrificación rural	64
4.7.1 Estructura y nivel tarifario.....	64
4.7.2 Electrificación rural	70

5. Políticas de mediano y largo plazo	71
6. Conclusiones.....	79
Bibliografía	85
Anexos	87
Anexo A La experiencia de la Central Hidroeléctrica Binacional Salto Grande	88
Anexo B Acrónimos.....	90

Índice de Gráficos

Gráfico 1	América Latina y el Caribe: Tasa de Variación del PIB y del PIB per cápita.....	11
Gráfico 2	Evolución del número de Funcionarios de UTE	23
Gráfico 3	Precios medios de la tarifa en términos reales.....	26
Gráfico 4	Demanda del año 2000 y generación hidráulica en diferentes crónicas hidrológicas	36
Gráfico 5	Evolución de la demanda eléctrica	42
Gráfico 6	Evolución de los requerimientos de potencia media firme	45
Gráfico 7	Evolución del Tiempo de Corte de UTE	59
Gráfico 8	Cumplimiento de las metas de calidad de servicio.....	60
Gráfico 9	Percepción de la calidad del servicio (imagen global)	61
Gráfico 10	Evolución de la Inversión Total.....	61
Gráfico 11	Evolución de las inversiones desglosadas por Áreas	62
Gráfico 12	Evolución de la estructura tarifaria en términos reales.....	64
Gráfico 13	Evolución del precio medio de la tarifa Grandes Consumidores	65
Gráfico 14	Cuenta Tipo Residencial: 300 kWh/mes – 3,3 kW – con IVA.....	66
Gráfico 15	Cuenta Tipo Industrial I5: 300.000 kWh - 450 kW - 30 kV- sin IVA	67
Gráfico 16	Participación del gasto de energía eléctrica en los ingresos de los estratos bajo, medio y alto	68
Gráfico 17	Evolución de las pérdidas totales de energía a nivel de distribución y comercial. 2001-2008	69
Gráfico 18	Evolución de obras rurales desde 2000 a 2009	70
Gráfico 19	Consumo final energético por fuente (Promedio del % de participación, período 2001-2008)	72
Gráfico 20	Matriz de generación eléctrica.....	73
Gráfico 21	Matriz de generación eléctrica 2020	78

Índice de Cuadros

Cuadro 1	Uruguay y su sector eléctrico (2008).....	21
Cuadro 2	Principales hitos en la evolución jurídico-institucional del sector eléctrico uruguayo (período 1990-2009)	32
Cuadro 3	Capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (1995)	36
Cuadro 4	Evolución de la demanda y oferta eléctrica de UTE.	41
Cuadro 5	Capacidad Instalada del Sistema Nacional Interconectado (2008)	47
Cuadro 6	Generación eólica.....	48
Cuadro 7	Generación en base a biomasa	49
Cuadro 8	Comercio internacional de energía eléctrica de Uruguay en GWh*.....	52
Cuadro 9	Encuestas CIER de satisfacción de clientes	60
Cuadro 10	Evolución de indicadores económico-financieros de UTE	63
Cuadro 11	Densidad de clientes en diferentes empresas de la Región	67
Cuadro 12	Aleatoriedad de la generación hidráulica	73

Índice de Mapas

Mapa	1	Uruguay, Sistema Eléctrico	22
Mapa	2	Sistema eléctrico de la región a principios del 2000	29
Mapa	3	Gasoductos argentino y uruguayos.....	38
Mapa	4	Gasoducto Cruz del Sur	39

Índice de Figuras

Figura	1	Organización Post- Reforma del Sector Eléctrico Uruguayo	27
--------	---	--	----

Índice de Recuadros

Recuadro 1	Expresiones del Banco Mundial	16
Recuadro 2	Las externalidades	20
Recuadro 3	Proceso de Ajuste Regulatorio	31
Recuadro 4	Acciones ante las dificultades en la seguridad de abastecimiento en 2004	43
Recuadro 5	Las dificultades y los problemas de fondo	43
Recuadro 6	Acciones ante las dificultades del 2006	44
Recuadro 7	Acciones ante las dificultades del 2008	46
Recuadro 8	Acciones para impulsar las ERNC	48
Recuadro 9	Programa de Eficiencia Energética	50
Recuadro 10	Interconexión Brasil-Argentina (Garabi).....	55
Recuadro 11	El financiamiento	63
Recuadro 12	Acciones para reducir el peso de la tarifa en sectores de bajos ingresos	69

Resumen

Uruguay se ha ubicado en un extremo del abanico de las opciones de reforma adoptadas por los países de la región. Ha mantenido en manos del Estado la propiedad del núcleo duro empresarial y el rol preponderante en el proceso de decisión e implementación de políticas públicas. Su pequeño tamaño relativo, la existencia de una fuerte tradición estatal, y el uso del instrumento plebiscitario en temas de fundamental importancia para el país, explican las características del proceso de reforma sectorial.

No obstante ello, a partir de la promulgación de la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, se concretaron modificaciones de carácter institucional y regulatorio, que permanecen vigentes hasta hoy, al mismo tiempo que se mantiene la existencia de una empresa eléctrica estatal integrada verticalmente, monopólica en la transmisión y distribución en todo el territorio nacional, y donde se verifica una creciente participación del Estado en la fijación de los lineamientos estratégicos del sector.

La crisis económica del 2002, los cambios en la industria del gas argentina, las restricciones de los contratos de importación, los inconvenientes para incorporar nueva oferta de generación, y la elevada variabilidad hidrológica fueron, entre otros, los factores que pusieron en tela de juicio los postulados de las reformas impulsadas en los 90' y reafirmaron la necesidad de impulsar una estrategia que tuviera en cuenta las especificidades del Uruguay y el momento histórico por el que está atravesando la región.

Adicionalmente, y para superar esas dificultades se implementaron acciones de corto, mediano y largo plazo, tanto a nivel nacional (equipamiento flexible, el ingreso de generadores privados para impulsar generación distribuida y las ERNC, y la profundización de acciones de URE), como con los países vecinos (recuperando el aprendizaje de cooperación de Salto Grande, y distanciándose de experiencias orientadas puramente hacia las oportunidades de negocio).

Todo este proceso ha sido acompañado por la consolidación gradual de la separación de roles, la profesionalización de la gestión, la explicitación de subsidios, la generación de incentivos adecuados, y la aplicación de cuadros tarifarios que al reflejar los costos de suministro garantizan a futuro la calidad del servicio, el mantenimiento del patrimonio empresarial, la realización de aportes al Fisco, y la obtención de financiamiento.

Este artículo analiza entre otras, estas cuestiones, y se propone otorgar elementos para evaluar el modelo estructural adoptado por el sector eléctrico uruguayo.

1. Introducción

En la década de los 90' y principios de la actual, tuvieron lugar profundos cambios estructurales, regulatorios e institucionales en los sistemas eléctricos de la mayoría de los países de América Latina y el Caribe. Dichos cambios se inscribieron en un contexto general de reformas del Estado, impulsadas desde sus inicios por el FMI y los organismos multilaterales de crédito y presentadas como propuesta de solución frente a las recurrentes crisis económicas que atravesaban estos países. El núcleo central de dichas reformas, plasmado en los 10 puntos del llamado “Consenso de Washington”¹, postulaba el otorgamiento de un rol central al libre mercado, la apertura de la economía, la desregulación de los mercados y la privatización de las empresas públicas. Es en este marco, y frente al regular desempeño que venía caracterizando en la década de los 80' a los sistemas eléctricos de los países de la región, que en varios de ellos se plantease la necesidad de una transformación radical de dichos sistemas, con el objetivo de promover la eficiencia del sector y asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el largo plazo. En mayor o menor medida todos los países de la región iniciaron un proceso general de reforma del Estado, que se tradujo en transformaciones de sus sectores eléctricos².

Las tasas de crecimiento del PIB obtenidas por América Latina y el Caribe en el marco de las denominadas “reformas estructurales”, muestran hasta el año 2003 incrementos pequeños en términos históricos y en relación a lo acontecido en el resto del mundo. Esto determinó la continuidad del proceso de divergencia del PIB por habitante de la región respecto del denominado mundo desarrollado³. El período 1980 a 2003 puede ser caracterizado como de elevada volatilidad del crecimiento y de una profundización de la desigualdad en materia de distribución del ingreso. En este marco de acuerdo a la

¹ El llamado “Consenso de Washington” fue un documento adoptado a partir de una reunión realizada en Washington en el año 1989, entre académicos y economistas norteamericanos, funcionarios del gobierno estadounidense, funcionarios del Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional. Las recomendaciones para América Latina planteaban que para alcanzar los objetivos de crecimiento, baja inflación y balanza de pagos equilibrada, había que aplicar 10 instrumentos de política económica (que se pueden agrupar en 3 ejes): a) Redimensionamiento del estado: 1) Disciplina fiscal. 2) Reducción del gasto público. 3) Reforma tributaria. 4) Privatización de las empresas públicas. b) Apertura externa: 5) Tipos de cambio reales competitivos. 6) Apertura comercial externa. 7) Promoción de una mayor apertura a la inversión extranjera. c) El mercado como asignador de recursos: 8) Implementación de una profunda desregulación de la actividad económica. 9) Tasas de interés positivas determinadas por el mercado 10) Garantizar la protección de la propiedad privada (Williamson, editor, 1990).

² Las reformas en la estructuración de los mercados de los servicios públicos fue una tendencia mundial (Inglaterra fue pionera en las reformas a la industria eléctrica), y la desregulación fue favorecida por cambios tecnológicos que permitieron a los inversores privados captar renta con una notable disminución en la intensidad de capital (comunicaciones, electricidad, etc). Un ejemplo de ello lo constituye el propio EEUU en donde se hicieron reformas que llevaron a la ruina al Estado de California.

³ Este proceso iniciado en la década de los setenta y profundizado en los años ochenta a partir de la crisis de la deuda, no logra ser revertido durante los años noventa.

CEPAL⁴ se registra una fuerte reducción de la inversión. Por otro lado y en relación a la inversión en infraestructura se observa una significativa reducción de la inversión pública que no es compensada por la inversión privada, la que, por ejemplo en el sector eléctrico, en su mayor parte correspondió a transferencias de activos existentes, más que a ampliaciones de la capacidad instalada^{5 6}.

Este contexto de magro desempeño macroeconómico y profundización de la desigualdad de ingresos fue generando un creciente cuestionamiento del modelo hegemónico de los 90'. La relevancia de los impactos económicos y sociales de la crisis del 2002 explicitó la vulnerabilidad de la región y desnudó la incapacidad de lograr un sendero de crecimiento sostenido con niveles crecientes de equidad. Esto tuvo su expresión política en el acceso al gobierno de varios presidentes con visiones cuestionadoras de algunos de los postulados del llamado "paradigma neoliberal". En varios países se incorporó la preocupación por disminuir los niveles de desigualdad social (atendiendo en lo inmediato las situaciones de extrema pobreza), la heterogeneidad en la configuración de las estructuras de producción y la forma de inserción internacional, sin abandonar el manejo prudente de las variables macroeconómicas."

El año 2003 marca un punto de inflexión en materia de crecimiento en la región. En los últimos seis años el PIB por habitante creció a una tasa promedio superior al 3%, en un contexto de crecimiento sostenido de la economía mundial y de elevada liquidez a nivel internacional⁷. La CEPAL señala que el buen desempeño macroeconómico no ha inducido procesos de transformación de la estructura productiva, que modifiquen significativamente la modalidad de inserción internacional. La inversión se recupera fuertemente a partir del 2004 constituyéndose en uno de los elementos dinámicos de la demanda.

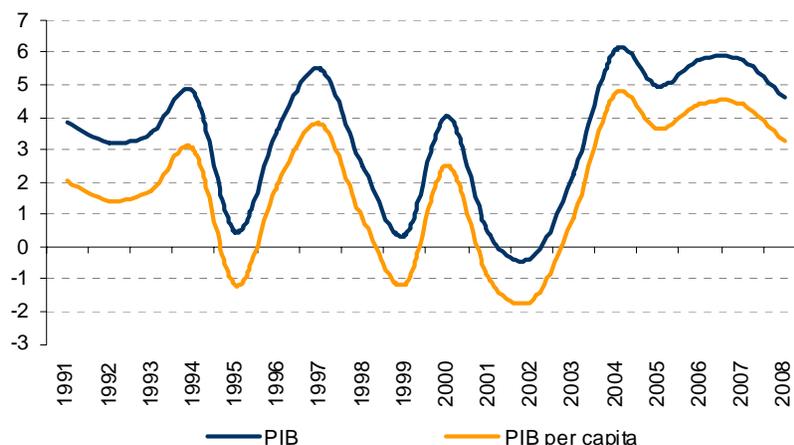
⁴ CEPAL. "Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2008". En este documento se indica que a partir de la crisis del año 1982 se reduce bruscamente el peso de la inversión en el PIB, y en los noventa se da una leve recuperación que queda truncada con la crisis de 1998. Respecto de la reducción de la inversión pública en infraestructura se afirma que la misma fue el principal instrumento de reducción del déficit fiscal y en los ochenta. En los noventa a pesar de la obtención de superávit primarios se concreta "la idea generalizada de que el sector privado debía reemplazar al sector público en la inversión en infraestructura, lo que derivó en nuevas formas de financiamiento".

⁵ Hugo Altomonte. "Balance de las Reformas, Organización y Regulación de la Industria Eléctrica en América Latina". Proyecto National Development Reform Commission (NDRC), China-GTZ. Santiago Chile, Agosto 2006

⁶ Efectivamente, un relevamiento muy preliminar de las inversiones realizadas entre 1998 y 2005, indica que solamente en Argentina, Chile y Brasil, las inversiones ascendieron a más de M U\$S 75000, y que según adelanta Altomonte (2006, op.cit) casi un 75% correspondió a la adquisición de activos existentes.

⁷ La CEPAL ha señalado que esta fase de crecimiento presenta tasas altas y estables durante un período relativamente prolongado y que refleja un manejo macroeconómico responsable y un crecimiento de mejor calidad. Los elementos que pautan esa mejor calidad son: sostenido excedente en cuenta corriente, política fiscal que apunta a un superávit primario, el descenso de la vulnerabilidad externa (menor deuda externa y mayores reservas internacionales), estabilidad de precios y tipos de cambios flexibles, el aumento de la participación laboral y el descenso del desempleo, el incremento del ahorro nacional que ha financiado niveles crecientes de inversión y la sostenida demanda internacional que ha posibilitado el incremento de las exportaciones en volumen físico.

GRÁFICO 1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: TASA DE VARIACIÓN DEL PIB Y DEL PIB PER CÁPITA
(En dólares constantes del 2000 y en porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Las tasas de variación indicadas en el gráfico corresponden a la tasa de variación media de cada uno de los subperíodos del PIB per cápita.

La actual crisis financiera y sus impactos a nivel productivo serán una dura prueba para la continuidad del proceso de crecimiento de los últimos años a nivel de la región. La incapacidad manifiesta de los mecanismos de control y regulación financiera respecto de la asunción de riesgos por parte de los bancos e instituciones financieras, ha puesto en tela de juicio el rol de los organismos financieros multilaterales y la arquitectura del sistema financiero a escala global. A la vez que ha surgido a nivel internacional un cuestionamiento generalizado de los postulados del Consenso de Washington.

Los aspectos reseñados en los párrafos precedentes muestran el marco general de los procesos de reforma del Estado, que en mayor o menor grado han ido adoptando los países de la región. De todas formas se observan diferencias importantes en los grados de implementación de dichas reformas. A nuestro juicio, las especificidades de cada país en términos de tamaño, recursos (naturales y humanos), situación de partida, antecedentes sociales, políticos y culturales, constituyeron factores preponderantes a la hora de explicar las diferencias señaladas.

En lo que refiere al rol de las empresas públicas, Uruguay se ubicó en un extremo del abanico de opciones adoptadas por los países de la región, manteniendo en manos del Estado la propiedad del núcleo duro de las empresas públicas y el rol preponderante en el proceso de decisión e implementación de políticas públicas. Su pequeño tamaño relativo (con sus consecuencias sobre la explotación de las economías de escala, poder de negociación, etc.), así como la existencia de una fuerte tradición de participación del Estado en el dominio empresarial (considerada exitosa por un amplio sector de la sociedad uruguaya), y el uso del instrumento plebiscitario en aquellos temas que son de fundamental importancia para el país, son elementos insoslayables a la hora de explicar el proceso de Reforma del Estado en Uruguay y en particular la evolución institucional y el desempeño de su sector eléctrico.

Este trabajo pretende analizar cuales han sido los motivos, alcances y resultados del proceso mencionado, especialmente en lo que hace al desarrollo de la infraestructura del sector eléctrico. Asimismo se presentan las perspectivas y acciones futuras destinadas a garantizar tanto la seguridad y calidad del abastecimiento, como la productividad sistémica del país.

Si bien se utiliza como referencia central la situación del sector eléctrico uruguayo, también, en donde se considera pertinente, se analizan otras experiencias que permiten enriquecer el estudio.

2. Una aproximación al proceso de Reforma del Estado en Uruguay (período 1990-2009)

El análisis de la experiencia del sector eléctrico uruguayo en los últimos 20 años, debe inscribirse en el marco de un proceso más amplio como es el de la Reforma del Estado. Para comprender dicho proceso resulta particularmente necesario incorporar al análisis los antecedentes de participación del Estado Uruguayo en el rol empresarial y particularmente en las empresas suministradoras de servicios públicos.

2.1 Antecedentes de la participación del Estado en las empresas suministradoras de servicios públicos

En los albores del Siglo XX, al influjo del batllismo⁸, el Uruguay experimentó un temprano proceso de participación del Estado en áreas y actividades consideradas de vital importancia para el desarrollo de la sociedad. Es durante esta etapa que se dan los primeros pasos en la conformación de una innovadora arquitectura institucional del Sector de las Empresas Públicas Estatales, y que en grandes líneas se ha mantenido hasta el presente. La creación de las empresas públicas, que va a responder a una concepción explícita sobre el papel que debe desempeñar el Estado en la orientación y puesta en funcionamiento de la actividad económica, se fundaba en la convicción de que el desenvolvimiento de la economía requería de la expansión de los servicios públicos y que ésta exigía grandes capitales y la existencia de un empresariado nacional interesado y capaz de promover esas actividades. Al no darse esas condiciones, había sectores estratégicos para el crecimiento del país que quedaban a cargo de empresas extranjeras, con el agravante de que, dado lo reducido del mercado interno, esas empresas devenían en monopolios (imponiendo así sus tarifas o restringiendo su expansión a las zonas más rentables). Para impedirlo y al mismo tiempo evitar que se produjeran remesas excesivas de divisas al exterior, se impulsaba la intervención del Estado para que tomara a su cargo la prestación de ciertos servicios básicos.

Se sustentaba que el Estado era el organismo representativo de la sociedad y el agente económico que estaba en mejores condiciones para captar una parte importante del ahorro existente

⁸ Figura consular del acontecer político uruguayo de principios del siglo XX, el Dr J. Batlle y Ordoñez, fue presidente de la República por el Partido Colorado en 2 ocasiones: 1903-1907 y 1911-1915. Sus ideas, cercanas en líneas generales al ideario socialdemócrata, conformaron una corriente de pensamiento denominada batllismo.

(teniendo en cuenta que no había un mercado de capitales suficientemente desarrollado) y orientarlo hacia inversiones de interés general, que generaban una reducida rentabilidad privada o requerían un prolongado período de maduración.

Las actividades del Estado debían servir como instrumento de redistribución del ingreso, mediante el mejoramiento de las remuneraciones de los trabajadores de las empresas e inclusive otorgándoles participación en las utilidades. Subyacía la idea que el Estado no era simplemente “juez y gendarme”, como sostenía el liberalismo clásico, sino que debía cumplir funciones sociales y económicas (A.Solari y R.Franco, 1983).

El carácter institucional que se les confirió a las empresas públicas del Estado es el de Ente Autónomo del Estado, de forma de dotarlas de una libertad que le permitiese independizarse de los gobiernos de turno, reservándose el gobierno central ciertas facultades de contralor (principio de descentralización).

En la práctica la capacidad de acción de las empresas públicas quedó sujeta a una multiplicidad de lógicas y objetivos. Debiendo cumplir con exigencias de eficiencia, calidad de servicio y capacidad de competencia, y a la vez, contribuir al logro de objetivos que van más allá de consideraciones exclusivamente empresariales. Todo ello en el contexto de un marco normativo propio de la función pública, que incide fundamentalmente en el manejo de los recursos humanos, las compras y la fijación de tarifas.

Es importante no perder de vista que el proceso de transformación descrito anteriormente fue posible gracias a la situación relativamente favorable en que se encontraba el país respecto de los centros del capitalismo mundial. Por un lado, la crisis del 29' había golpeado fuertemente los niveles de la actividad económica y provocado una importante destrucción de capital en los países centrales. Por otro lado, la existencia de un control nacional del voluminoso excedente generado en la ganadería extensiva, habilitó mediante la activación de mecanismos de redistribución del ingreso, la formación de una vasta clase media y de un mercado de productos importados. Estos ingredientes, aunados a la aplicación de medidas proteccionistas del mercado interno, fundarán las bases para el surgimiento de una industria sustitutiva nacional.

Durante buena parte del Siglo XX, hubo cierto consenso en torno a la conveniencia y legitimidad de que el Estado cumpliera funciones empresariales, que como hemos señalado, estaba fuertemente emparentado con la hegemonía ideológica del batllismo y con el hecho de que en líneas generales el desempeño de las empresas públicas resultó exitoso.

A partir de la segunda mitad de la década del 50' una vez agotado el modelo anterior y sumida la economía del país en una fase de estancamiento, se instaló en Uruguay una fuerte pugna distributiva entre distintos sectores de la sociedad. En ese contexto, como manera de aliviar al sistema político de las tensiones que podía crear una alta tasa de desocupación, comienza a manifestarse un cierto desinterés por parte de la Administración Pública uruguaya por el objetivo de eficiencia, en tanto se prioriza la necesidad de crear empleos destinados a absorber potenciales o efectivos desocupados. Se buscaba de esta manera reducir tensiones y alcanzar una cierta conformidad y adhesión al sistema (A.Solari y R.Franco, 1983). En el propio ingreso a los cargos públicos, ya desde tiempo atrás, se venía constatando la recurrencia a la intermediación de los partidos políticos que, en alternancia o bajo diversas modalidades de coparticipación, protagonizaron la gestión gubernamental. Si bien desde el punto de vista de la eficacia, en términos generales el desempeño seguía siendo satisfactorio, resultaba claro que el objetivo de eficiencia había ido pasando a un segundo plano. Esta circunstancia afectó la gestión de las empresas públicas, erosionando su imagen ante la sociedad.

En su origen, la idea de la autonomía del sector empresarial estatal (incluida la financiera) llevaba implícita la preocupación por tener un sistema eficaz en relación a los fines perseguidos y que estuviera al abrigo de las influencias políticas coyunturales. Se argumentaba que de recurrirse al erario público, se pondrían en peligro los principios técnicos, al tener que someterse a las exigencias políticas que normalmente están presentes en la transferencia de recursos provenientes de fondos públicos. En la década de los 50' dicha idea fuerza comienza a debilitarse y empieza a tomar impulso

una visión más restringida en relación a la autonomía de las empresas públicas respecto del Poder Ejecutivo. Esta visión se consolidó en 1967 con la entrada en vigencia de una nueva Constitución, que atenuó sus potestades autonómicas y acentuó el rol de contralor del Poder Ejecutivo. Contribuyó a tal fin la creación de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), un organismo asesor del Poder Ejecutivo, con incidencia sobre los Entes Industriales del Estado en lo que atañe a políticas presupuestarias, salariales y tarifarias.

Si bien la dictadura (1973-1984) en su discurso proclamó la implantación de una gestión eficiente y moralizadora, en la realidad nada de ello se concretó. Durante ese período en que la gestión de las empresas públicas pasó a depender de la estructura jerárquica de las FFAA, fue una constante la arbitrariedad en la toma de decisiones y no se constataron avances en lo que refiere a la eficiencia de la gestión.

2.2 Contexto económico y bases conceptuales del proceso de Reforma

A finales de los 80' y principios de los 90', en el marco de un contexto económico pautado por la existencia de crecientes desequilibrios macroeconómicos⁹ originados en la no resolución de problemas estructurales de la economía uruguaya como por ejemplo: la dificultad para crecer, bajos niveles de inversión e incapacidad para generar empleo productivo; comienza a darse un amplio debate entorno al futuro de las empresas públicas. Más allá de los “proyectos de país” que estaban en pugna, había consenso en la necesidad de reformarlas para mitigar ineficiencias por todos constatadas. Un país que aspiraba a “crecer hacia afuera” y ganar mercados en un mundo globalizado cada vez más competitivo, no podía darse el lujo de mantener empresas poco eficientes en áreas tan vitales. Pero el contenido de las reformas estaba lejos de ser consensuado.

En el desarrollo de dicho debate comienzan a delinearse tres posiciones. Un sector que postula la ineficiencia intrínseca del rol empresarial del Estado, que se orienta a favor de la privatización lisa y llana y promueve una estrategia de shock. Otro sector (con una historia de fuerte presencia en el aparato estatal), que si bien desde el punto de vista ideológico presenta afinidades con el liberalismo, se muestra más moderado y gradualista en lo que concierne a la reforma de los servicios públicos. Y en tercer lugar un sector, que se opone a las reformas estructurales de corte neo-liberal, pero que permanece crítico respecto de ciertas prácticas clientelísticas en las empresas públicas (ej. intermediación de los partidos en el ingreso a la función pública). Este último sector que nucleaba a los partidos de izquierda y la central de trabajadores (particularmente los sindicatos de las empresas públicas), con su posición de defensa del rol protagónico del Estado en la fijación e implementación de políticas públicas, pugnaba por amalgamar parte del espacio ideológico que ocupaba el batllismo con las corrientes de inspiración socialista.

Es en este contexto que en 1990 el recientemente electo presidente de la república por el Partido Nacional, Dr. L.A. Lacalle, comienza a impulsar un programa de reformas cuyo contenido estaba en consonancia con las ideas del “Consenso de Washington”, y que se articulaban con la promoción en América Latina de las denominadas “reformas estructurales”. Estas reformas, impulsadas desde sus inicios por el FMI y los organismos multilaterales de crédito (principalmente el Banco Mundial - BM), propiciaban la apertura del sector externo de la economía, la desregulación de los mercados locales (especialmente el laboral) y un cambio radical en la visión sobre el papel del Estado y el sector público en el desarrollo económico (con eje en la privatización de los servicios públicos). Este “nuevo modelo económico”, de inspiración liberal y aperturista, se planteará como alternativa respecto del modelo intervencionista y proteccionista de industrialización sustitutiva de

⁹ Entre dichos desequilibrios se destacaban: una alta tasa de inflación (80% en 1989), un importante déficit fiscal (6.2% del PIB en 1989) y un grave problema de endeudamiento externo (82% del PIB en 1989).

importaciones, predominante en la América Latina de la postguerra, y también conocido como modelo de crecimiento endógeno.

La apertura de la economía permitiría una especialización de la producción en los sectores más competitivos y liberaría recursos de los sectores ineficientes que se desarrollaron al amparo de las protecciones. De acuerdo a esta visión, dejando al mercado operar libremente se alcanzaría una asignación eficiente de recursos, lo que permitiría aumentar las tasas de crecimiento económico, disminuir la pobreza y los niveles de desempleo. Por su parte, el Estado asumiría un rol subsidiario y se admitiría su participación sólo ante fallas del mercado, en el convencimiento de que su participación (ya sea en forma directa o mediante la regulación), es el origen de múltiples ineficiencias y constituye una traba al crecimiento del país.

La banca multilateral de desarrollo participó activamente en el impulso e implementación de este esquema de reformas. Si bien en las décadas del 70' y 80', el BM había otorgado préstamos para el desarrollo de empresas públicas de servicios verticalmente integradas, a principios de los 90' (luego de una reevaluación del desempeño de los sectores eléctricos en manos del Estado), comenzó a promover la introducción de la competencia y la apertura del sector a inversores privados. En forma concomitante, la política crediticia se concentró en aquellos países que impulsaban los principios promovidos por el BM¹⁰.

RECUADRO 1 EXPRESIONES DEL BANCO MUNDIAL

En un documento técnico del Banco Mundial, que sirvió de base para la discusión de la reforma, se expresaba: "Las mejoras de la eficiencia, la transformación de las empresas estatales de servicios públicos en sociedades comerciales, el establecimiento de autoridades reguladoras independientes y la transferencia total o parcial de las actividades de construcción, operación y mantenimiento al sector privado representaría para el Estado una menor presión sobre los recursos fiscales y lo relevaría de la microadministración de las empresas de servicios eléctricos"... "su propósito es que las empresas de servicios públicos cubran sus costos de explotación y el servicio de su deuda y que, sobre todo, contribuyan razonablemente a sus necesidades de expansión". "Los retos de América Latina son iguales a los del resto de los países en desarrollo:

- Necesidad de reformas para lograr un marco jurídico e institucional que garantice la estabilidad, al mismo tiempo que brinde suficiente flexibilidad para adaptarse a las condiciones cambiantes.
 - Introducción de las fuerzas del mercado donde sea posible, en un sector que hasta hace poco se consideraba un monopolio natural.
 - Movilización de recursos especialmente del sector privado.
 - Protección de la población y el medio ambiente afectados por los proyectos de energía eléctrica.
- Dado el entorno cambiante de hoy día, el modelo tradicional del sector eléctrico no siempre ofrece incentivos adecuados para reducir consistentemente los costos de producción y funcionar eficiente y confiablemente".

Fuente: Banco Mundial y OLADE, 1991, "La evolución, situación y perspectivas del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe, Volumen II, Descripción de sectores energéticos individuales", Departamento Técnico para América Latina y el Caribe, Programas de estudios regionales, Informe núm. 7 de agosto.

¹⁰ "Los préstamos del Banco para el sector de la energía eléctrica se concentrarán en los países que estén claramente empeñados en mejorar el funcionamiento del sector de acuerdo con los principios antes indicados". La función del Banco Mundial en el Sector Electricidad - Documento de Política del Banco Mundial - 1993. Cabe aclarar que los principios se refieren a: marco legal y procesos regulatorios que el BM considere satisfactorios, eficiencia, tarifas ajustadas a costos marginales, privatización, regulación independiente, no interferencia gubernamental, importación, etc.

A partir del tercer trimestre de 1998 la economía uruguaya ingresa en una fase recesiva que tendrá su punto más significativo en el año 2002¹¹, en el cual el producto cae 11%¹², los niveles de desempleo alcanzan el 17%, participación muy elevada de informalidad y precariedad del empleo, y el ingreso de los hogares cae un 30%. La profundidad y envergadura de la crisis, mostró el agotamiento del modelo de crecimiento promovido en los noventa y a su vez evidenció la vulnerabilidad de la economía uruguaya ante impactos externos y las debilidades de la regulación bancaria.

En el marco de un contexto externo favorable, a partir de 2003 comenzó a tener lugar una pronunciada recuperación de la producción¹³, en el período 2005 – 2008 la producción crece a una tasa acumulativa anual de 6,5%, ritmo de crecimiento muy superior a la media histórica. Este proceso fue impulsado por una sostenida demanda externa e interna en la cual se destaca un significativo crecimiento de la inversión, con un dinamismo muy importante de la inversión pública¹⁴. Dicho crecimiento permitió un descenso significativo del desempleo que alcanzó al 7,6% en el promedio del 2008, niveles que no se registraban desde el inicio de la década de los noventa.

2.3 Hitos político-institucionales

Como piedra angular de la política del gobierno hacia el Sector Público Empresarial, el Presidente Lacalle envió al parlamento uruguayo la “Ley de Servicios Públicos Nacionales” (N° 16.291); la cual fue aprobada en septiembre de 1991. En su primer artículo se enunciaba el principal cometido de dicha ley: otorgar al Poder Ejecutivo la potestad de conceder u otorgar permisos para la ejecución de los servicios públicos a su cargo. Esta ley contenía además varios capítulos que abarcaban diferentes actividades: transporte aéreo estatal, energía eléctrica y régimen de telecomunicaciones. Se iniciaba así un impulso reformador del Estado, particularmente en lo referido a las privatizaciones de las empresas públicas.

Pero en el año 1992 una parte importante de la sociedad uruguaya comenzó a organizarse en torno a la llamada “Comisión de Defensa del Patrimonio Nacional”, la que se fijó el objetivo de convocar a Referéndum para derogar parcialmente la Ley N°16.291. La convocatoria resultó exitosa¹⁵ y en diciembre de 1992 se realizó la consulta en la que triunfó con el 72,5% de los votos, la opción que impulsaba la derogación de los artículos más cuestionados de dicha Ley¹⁶.

El resultado de este Referéndum tuvo una influencia determinante en el alcance de las “reformas estructurales” que se pretendía implementar, ya que al impedir (al menos en el corto y

¹¹ Contemporáneamente Argentina, luego de varios años de rápido crecimiento durante el proceso de privatización, volvía a manifestar una extrema fragilidad ante los choques financieros externos, manteniendo una fuerte dependencia respecto de los fondos de corto plazo y acrecentando significativamente su deuda externa (Pistonesi, 2000⁹). Esto indica que a pesar de las ventas generadas con las privatizaciones, el Estado nacional no pudo recuperar, ni una parte de los costos hundidos de esas empresas, y la deuda externa fue adoptando valores crecientes. A su vez la reestructuración de la economía, contribuyó a generar en relativamente poco tiempo un número de desocupados inédito para su economía, que a su vez presionó el salario a la baja y deterioró las condiciones de los empleos generados en el resto de la economía. La caída de la convertibilidad indicó que la “crisis fue el resultado de una conjunción de factores que incluye el sistema cambiario, la apertura indiscriminada, la ausencia de políticas de industrialización y exportación, la concesión de beneficios extraordinarios a las empresas sin exigencia de contrapartida en términos de producción, exportación o empleo y la entrega del patrimonio público y el sistema jubilatorio”. Sevares, 2008.

¹² La caída acumulada en el período 1999-2002 implicó que el producto en términos constantes se situara en niveles similares a los de 1993.

¹³ En 2005 se alcanza un nivel de producción similar al de 1998.

¹⁴ En 2008 la inversión bruta fija representa un 18,7% del PIB, alcanzando un máximo histórico. En 2008 la inversión fija creció un 25% a partir de un incremento de 28,1% de la inversión pública y de 15,7% de la inversión privada.

¹⁵ El recurso de Referéndum contra las leyes esta instituido en el inciso segundo del artículo 79 de la Constitución de la República. Para interponer dicho recurso se deberá contar con un número no inferior al 25% del total de inscriptos habilitados para votar. Podrá someterse a Referéndum la totalidad de la ley o, parcialmente, uno o más de sus artículos, precisamente individualizados, dentro del año de su promulgación.

¹⁶ Se derogaron un total de 6 artículos, entre los que se contaban el artículo que otorgaba al Poder Ejecutivo facultades para concesionar servicios públicos nacionales, y el que autorizaba al mismo a contratar con terceros la prestación de los servicios de telecomunicaciones, urbanas, rurales y de larga distancia, nacionales e internacionales, así como la asociación con capitales privados de la empresa estatal de telefonía (ANTEL).

mediano plazo) una eventual venta a privados de los activos de las empresas públicas, o la concesión de los servicios asignados a éstas, dejó a sus impulsores sin uno de los principales pilares en el que se asentaba el modelo de reforma del Estado promovido por el gobierno.

Los sucesivos intentos por implantar el nuevo modelo, tanto por parte del gobierno de L. A. Lacalle (1990-1994), así como por parte de los gobiernos del Partido Colorado de J. M. Sanguinetti (1995-1999) y J. Batlle (2000-2004), debieron enfrentar una dura oposición por parte de los sindicatos (agrupados en torno a una única e influyente central obrera) y de los partidos y grupos ubicados en el centro izquierda del espectro político. Como resultado de una correlación de fuerzas que no estaba nítidamente volcada a su favor, el modelo de reforma del Estado impulsado desde el gobierno debió morigerar sus contenidos iniciales (particularmente y como consecuencia del resultado del plebiscito del 92', en lo referente a las privatizaciones de empresas públicas) y moderar sus impulsos en cuanto a la celeridad de su implantación, en pos de alcanzar los más amplios apoyos necesarios para implementar sus iniciativas de reforma¹⁷.

Es en este contexto que algunas de las reformas resultaron finalmente implementadas: se privatizó la línea aérea de bandera nacional (PLUNA), la Compañía del Gas, la Terminal de Contenedores del Puerto de Montevideo y se promulgó la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. Paralelamente se intensificó el uso del régimen de “concesión al sector privado de obras y servicios públicos”, para carreteras, aeropuertos, agua y saneamientos.

Otros intentos de reformas, como los referidos a la Ley de Presupuesto que modificaba aspectos del monopolio de ANTEL y la ley que habilitaba la desmonopolización de la importación y refinación de petróleo (monopolio que es ejercido por la estatal petrolera ANCAP), quedaron por el camino ante las acciones emprendidas para su derogación en el 2002 y 2003 respectivamente¹⁸.

Un claro ejemplo del intrincado panorama que se entretejió en torno al debate sobre la Reforma del Estado fue la prohibición del ingreso de personal a la función pública que rigió entre los años 1995 y 2005. No deja de sorprender el amplio respaldo político que obtuvo dicha disposición en cuyo apoyo terminaron confluyendo sectores ubicados en las antípodas respecto a la visión del rol del Estado. Formaron parte de dicho espectro quienes la apoyaron en consonancia con una prédica que abogaba por achicar el tamaño del Estado, hasta quienes considerándose básicamente estadistas sumaron su apoyo como expresión de rechazo a una modalidad de ingreso a la función pública que no atendía a estrictas necesidades de funcionamiento de los respectivos organismos, sino a su utilización como recurso de poder por parte de los partidos que participaban del gobierno. Esta medida, si bien tuvo éxito en su propósito de reducir la plantilla de funcionarios públicos, por otra parte impactó fuertemente en la gestión de las empresas públicas y particularmente en aquellas con radio de acción sobre los sectores más dinámicos de la sociedad (telecomunicaciones, energía, etc.), al impedir el natural y necesario recambio generacional. A esto se sumó el impulso a la aplicación de medidas de retiros incentivados, que llevó a las empresas a la pérdida de valioso capital humano, sin haber generado las condiciones necesarias para la transferencia y continuidad de conocimientos de las nuevas camadas.

¹⁷ La lógica del “bloqueo recíproco”, o el juego de “dos contra el tercero”, que permitió que sectores mayoritarios del Partido Colorado y el Partido Nacional aprobaran una serie de iniciativas con el desacuerdo del Frente Amplio y provocando la movilización del sindicalismo, generó un juego de contrapesos múltiples, que imprimieron a la larga, cierto “gradualismo” y “heterodoxia” a los paquetes de reforma (C. Moreira, 2001).

¹⁸ En el primer caso ante la obtención de las firmas necesarias para convocar a Referéndum, el propio P.E. optó por presentar al Parlamento un proyecto de ley para derogar dichos artículos. En el segundo caso se realizó el Referendum y un 62,3% de los votos se inclinó por la derogación de la Ley.

Con el triunfo del Frente Amplio en octubre de 2004 y la asunción el 1 de marzo de 2005 de Tabaré Vazquez, la izquierda accede por primera vez al gobierno en Uruguay. En la Carta de Intención firmada con el FMI el 9 de febrero de 2005¹⁹ y en la Ley de Presupuesto Nacional para el quinquenio 2005-2009 se establecen algunas pautas de un programa de reformas en el sector público²⁰. Entre ellas se destacan: la Tributaria²¹, de la Salud, del Banco Central y de Manejo de la Deuda Pública.

En diciembre 2005 queda derogada la prohibición de ingreso a la función pública y se promueve un conjunto de medidas (retiros incentivados, regularización de distintas modalidades de contratación y llamados por concurso), con el objetivo de impulsar una renovación de las envejecidas plantillas de funcionarios públicos.

2.4 Algunos factores explicativos de la heterodoxia uruguaya

El arraigo del pensamiento batllista en la conciencia colectiva de los uruguayos, bajo cuyo impulso las empresas públicas se convirtieron en propulsoras de un modelo de desarrollo percibido como exitoso durante un período importante del siglo XX, explicó en parte el singular comportamiento de la sociedad uruguaya.

La amplitud del abanico político que alcanzó en 1992 el movimiento pro- Referéndum se sustentó también en el hecho que una vez que el Estado ha aumentado su tamaño y las áreas a las cuales extiende su actividad, éste mantiene una inercia propia, y hacerlo retroceder puede tener un alto costo político que no todos están dispuestos a pagar (en términos de pérdida de electorado y espacios de poder). Además las empresas públicas constituyen una porción importante de la economía, y se han constituido en un instrumento imprescindible para la implementación de las políticas llevadas a cabo por los gobiernos²². Por ello aún cuando en algunos casos la ideología sustentada abogue por disminuir los campos de acción del Estado, la práctica política conduce a utilizar las instituciones para alcanzar aquellos propósitos políticos que se consideran legítimos.

La articulación de un amplio movimiento de rechazo a la idea privatizadora, particularmente cuando ésta se planteó como alternativa para las empresas públicas de los sectores más dinámicos (energía y telecomunicaciones), expresó en cierto sentido el compromiso de una franja de la sociedad con los objetivos sociales ligados a la característica de servicio público (equidad territorial, tarifas sociales, acceso universal), o el apoyo a políticas industriales y tecnológicas nacionales (ej. estímulo al desarrollo de proveedores nacionales de equipamientos).

¹⁹ Para la elaboración de la misma trabajaron en forma coordinada la Administración saliente y la Administración entrante. Debe tenerse presente que en marzo de 2005 el país presentaba un nivel de endeudamiento superior al 100% del PIB y que los organismos multilaterales de crédito tuvieron un rol muy importante en la salida de la crisis financiera de 2002. En el año 2006 Uruguay cancela su deuda con el Fondo y deja de firmar cartas de intención con dicha institución. Lo cual fue valorado por las autoridades económicas como una medida que permitió una mayor independencia en el marco de una estrategia de disminución de la deuda condicionada y su sustitución por deuda soberana.

²⁰ En el documento programático del Frente Amplio denominado Uruguay Productivo, se hace referencia a la Reforma del Estado como una de las líneas principales de acción. Allí se plantea la necesidad de un Estado más dinámico, calificado, inclusivo y eficiente en la resolución de los problemas, como en la asignación de los recursos, prestación de los servicios públicos, y creativo en la generación de oportunidades. En este marco, se plantea la promoción de un conjunto de transformaciones entre las cuales se destacan la eficiencia en las actividades esenciales del Estado, la elaboración de políticas sectoriales de promoción, el fomento de la inversión propia graduando el uso de recursos propios y créditos externos e incorporación del sector privado como concesionario en determinadas condiciones.

²¹ El documento de presentación pública de la Reforma Tributaria sostiene que la misma tiene dos principios rectores: el primero es no incrementar la recaudación (se afirma que se busca recaudar mejor sin incrementar la presión fiscal), el segundo es “que pague más el que tiene más”. Se explicitan como objetivos de la misma; una mayor equidad del sistema, mayor eficiencia, estímulo a la actividad productiva y al empleo y que permita satisfacer las necesidades financieras del Estado. Como principales innovaciones resaltan; la eliminación de 15 impuestos de baja recaudación, la introducción del impuesto a la renta (dentro del cual se destaca el impuesto a la renta de las personas físicas) y la disminución de la imposición al consumo.

²² Cabe señalar a modo de ejemplo, que en la medida que habitualmente el conjunto de las empresas públicas es fuertemente superavitario, su contribución (en forma indirecta) a moderar el resultado tradicionalmente deficitario del gobierno, hace que constituyan un elemento clave (y seguro) de la política fiscal.

RECUADRO 2 LAS EXTERNALIDADES

El lugar ocupado por las empresas públicas, por mandato, vocación o por imposición del imaginario colectivo, es fruto de la acumulación histórica de las funciones que han asumido. En este sentido, el concepto de externalidad puede ayudar a comprender porqué los argumentos esgrimidos por el discurso en favor de la presencia del Estado en los servicios públicos y la no privatización de sus empresas, han calado tan hondo en la población uruguaya. Una clave importante para explicar porqué la mayor parte de la sociedad apoya a las empresas públicas puede encontrarse en su condición de país relativamente pequeño, sin grandes riquezas y además rodeado por dos potencias regionales. Por un lado, al ser las empresas más grandes del país, son prácticamente las únicas que pueden alcanzar una masa crítica suficiente para apropiarse de los beneficios de las economías de escala, diversificarse y proyectarse al plano internacional. Por otro lado, entre las externalidades más importantes se encuentra la posibilidad de desarrollo en el país de capacidades productivas y tecnológicas en estos sectores (esto se cumple particularmente en el caso de la electricidad, a la que se le adosan los atributos de vector de desarrollo económico). Los antecedentes históricos muestran que en Uruguay las empresas multinacionales no han desarrollado capacidades de investigación y desarrollo (L. Porto). Importa resaltar que en Uruguay hablar de privatización de empresas públicas es sinónimo de extranjerización (debido a la casi inexistencia de una acumulación capitalista autóctona capaz de competir con el capital transnacional) y esto explica la recurrente alusión a la defensa de “lo nacional” que exhibe el discurso antiprivatizador. La conjunción de todos estos elementos explica en gran parte el fuerte respaldo que manifiestan los uruguayos por sus empresas públicas.

Fuente: Porto, Luis, 2001, “Criterios para la definición de una política energética”. Publicado en “Energía: aportes hacia una política de Estado”. Editorial Trilce.

3. El Sector Eléctrico Uruguayo y la reforma

En este capítulo se presentan los principales antecedentes y características que marcan los inicios, y posterior evolución del sector eléctrico de Uruguay considerando entre otros, el período fundacional de UTE, la reforma de los 90' y el período reciente. Se propone otorgar un panorama de su performance, considerando especialmente aquellos aspectos relacionados con la seguridad del abastecimiento, la calidad del suministro y la percepción de la sociedad sobre dichos aspectos.

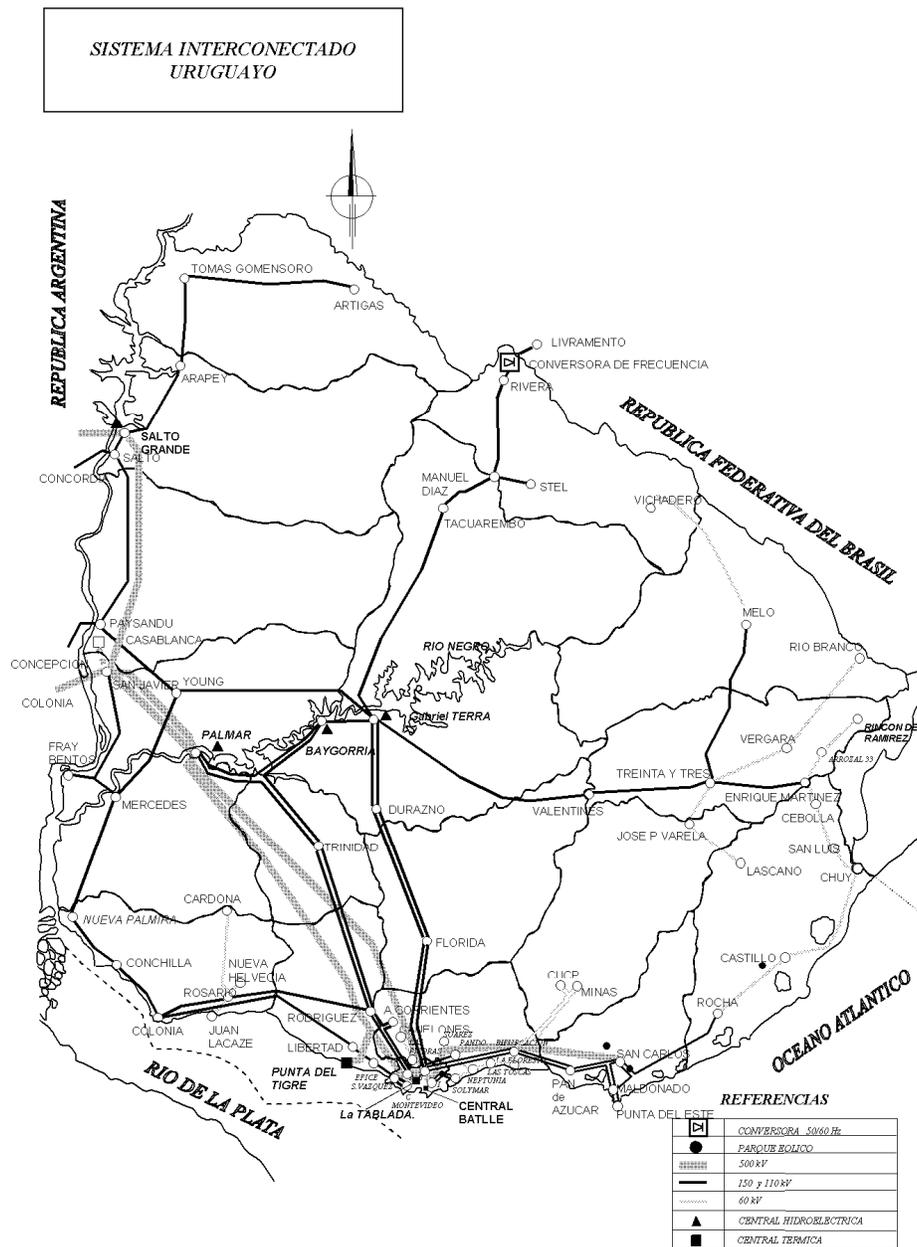
A título introductorio se presentan el cuadro siguiente, que resume los principales datos de Uruguay y de su sector eléctrico en la actualidad, y el mapa del país con el sistema interconectado nacional.

CUADRO 1
URUGUAY Y SU SECTOR ELÉCTRICO (2008)

✓	Población País (2008): 3.350.000 habitantes
✓	PBI: 32.207 Millones de USD
✓	PBI per cápita: 9.660 USD
✓	Expectativa de vida al nacer: 75,85 años
✓	Tasa de alfabetización: 97%
✓	Población con acceso a la electricidad (2008)
	Total: 98,5% Rural: 83% Urbana: 99%
✓	Cantidad de servicios activos: 1.250.000
✓	Total energía generada (2008): 8.784 GWh
✓	Pico máximo histórico anual (2007): 1.654 MW
✓	Consumo residencial per cápita: 0,88 MWh/hab
✓	Consumo por sectores: Industrial 32%; Comercial 25%; Residencial 40%; Alumbrado Público: 3%
✓	Potencia Instalada Total: 2.475 MW
✓	Térmica y otros: 937 MW
✓	Hidroeléctrica: 1.538 M
✓	Sistema Interconectado Nacional: 99,8 % de la potencia instalada total
✓	Interconexiones Internacionales:
	• 2.000 MW en CA (con Argentina)
	• 72 MW Conversora 50/60 Hz (con Brasil)
✓	Emisión de CO ₂ proveniente del sector eléctrico (2002):
	• 296 kton CO ₂ , 6% del total de emisiones.

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas; Instituto Nacional de Estadística, y UTE.

MAPA 1 URUGUAY, SISTEMA ELÉCTRICO



Fuente: UTE.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

3.1 Antecedentes

La empresa eléctrica estatal (Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE) fue creada en 1912, con el cometido de proveer a terceros de energía eléctrica para el alumbrado, fuerza motriz, tracción y demás aplicaciones en todo el territorio de la República en carácter de monopolio. La figura institucional que se le confirió es la de Ente Autónomo del Estado.

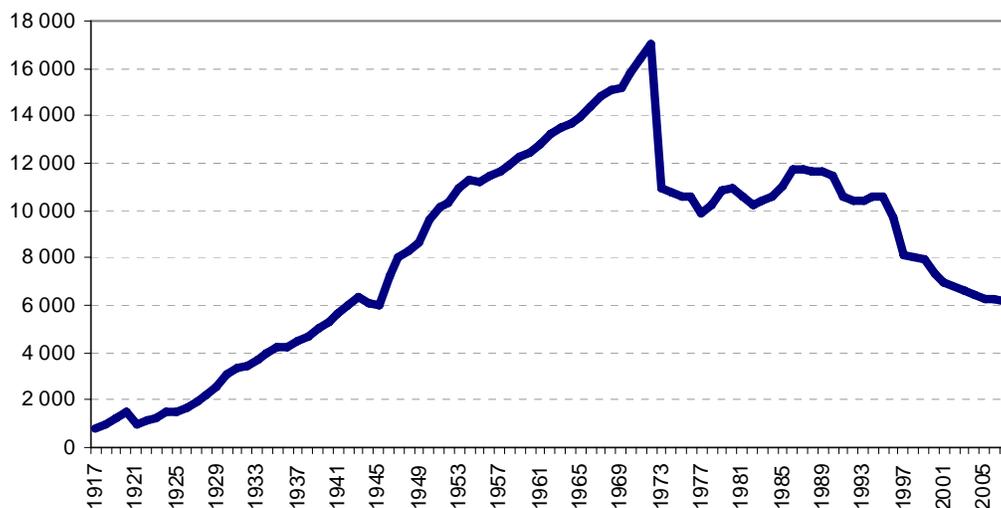
A partir de ese momento, UTE se convertirá en el actor protagónico del Sistema Eléctrico Uruguayo. Durante la mayor parte del siglo XX ejercerá el monopolio en la generación, transporte y distribución de electricidad en todo el territorio nacional.

Durante las primeras décadas los resultados de UTE, tanto en lo que concierne al aumento del número de suscriptores, a la producción de energía eléctrica como al descenso de sus precios y la obtención de utilidades fueron muy satisfactorios. Puede afirmarse sin ambigüedades que en ese período los objetivos propuestos de “llevar luz al más bajo precio a todos los hogares”, y ser “fuente apreciable de utilidades de forma de contribuir a la solución de los problemas tributarios” fueron cumplidos con creces²³.

Otros hitos destacables relacionados con el país y con su integración energética a la Región están relacionados con la celebración en 1938 del Acta entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, en la que se promueve la designación de una Comisión Técnica Mixta, constituida en 1946. Se verán con mayor detalle en capítulos siguientes.

Si bien en la década de los 50' y los 60' UTE continuó atendiendo las crecientes necesidades de expansión de los servicios eléctricos (tanto en lo referente a la ampliación de la capacidad de generación eléctrica como a la demanda de nuevas conexiones), no permaneció ajena al ya comentado contexto general de la administración pública uruguaya, observándose en dichos años un importante aumento de su plantilla de funcionarios, según puede observarse en el Gráfico siguiente.

GRÁFICO 2
EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE FUNCIONARIOS DE UTE



Fuente: IECON Área de Historia Económica.

Nota: la caída en la cantidad de funcionarios que ocurre en el año 1974, corresponde a la creación de Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) y su separación de UTE.

Resulta interesante destacar un hito cuya génesis se gestó en Uruguay en 1964 y que fue la creación de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). Es en dicho año que las autoridades de la UTE del momento concluyeron que el sistema eléctrico uruguayo debía encarar sus necesidades de expansión en generación, buscando sinergias con los sistemas eléctricos de los países vecinos. Es a partir de dicho planteo que se invita a las autoridades energéticas de la región a una

²³ En 1931, a sus funciones originales le fue agregada la explotación de los servicios de telecomunicaciones, pasando su sigla a significar Usinas y Teléfonos del Estado.

reunión a realizarse en Montevideo, a los efectos de crear una comisión que comience a estudiar la factibilidad de la interconexión eléctrica entre los distintos países.

En 1974, con la creación del Ministerio de Industria Minería y Energía (MIEM), el Poder Ejecutivo da comienzo formalmente a su participación directa en las actividades del sector energético, con el cometido de fijar políticas nacionales en materia energética. Ese mismo año UTE retorna a su competencia original, y la explotación de las telecomunicaciones pasa a ser competencia de la recientemente creada ANTEL.

En 1977 (en pleno período dictatorial) fue sancionada la Ley Nacional de Electricidad (núm. 14.694), que derogó formalmente el monopolio legal de UTE para el suministro de energía a terceros. En la práctica todo esto no tuvo ninguna repercusión ya que ningún agente privado se incorporó al sistema eléctrico.

A partir de 1979 se incorpora al sistema eléctrico uruguayo una central hidroeléctrica de gran porte²⁴, también estatal, pero que actúa bajo la forma jurídica de Ente Binacional Uruguayo-Argentino denominado Comisión Técnico Mixta de Salto Grande (CTMSG). Cuatro años más tarde ambos países firman un Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética, que estableció, además de los apartamientos operativos respecto de los derechos de las partes sobre la energía de la central, otras modalidades para el comercio de energía²⁵.

Durante la década de los 80' comienza a percibirse un deterioro en la calidad del servicio eléctrico (tanto en lo referente a interrupciones del suministro, como a la degradación de la atención al cliente). El bajo nivel de inversiones en la mejora de la calidad del servicio que se constata en este lapso, se explica en parte por la pesada deuda que sobrellevaba la empresa, originada principalmente en la construcción de la central hidroeléctrica de Palmar²⁶.

La ruptura de la “tablita” en 1982 (el tipo de cambio saltó de 11 a 24 pesos) acentuó este fenómeno, ya que mientras las deudas estaban pactadas en dólares, los ingresos se mantuvieron en pesos. La crisis del sector se agravó por la intensa sequía del año 1989, que conmovió fuertemente a un sistema basado en la generación de hidroelectricidad, imponiendo restricciones a la demanda e incrementos tarifarios para cubrir los sobrecostos incurridos por un uso masivo de generación térmica. Esto se debió a que si bien las centrales hidroeléctricas de Salto Grande (1980) y Palmar (1983), aumentaron considerablemente la capacidad instalada del Sistema²⁷, debido a la gran aleatoriedad del régimen hídrico uruguayo, la potencia media firme²⁸ adicionada por ambas centrales al Sistema Uruguayo resultó sólo del orden de los 300 MW²⁹. En consecuencia, el sistema quedó en una situación frágil dada la carencia de suficiente potencia de respaldo para afrontar una situación de sequía severa. Esto se tradujo en la existencia de restricciones de energía que llevaron a la implementación de cortes rotativos en el suministro eléctrico a la población.

²⁴ La restricción externa que se impuso a partir del primer shock petrolero (1973) y la nueva situación en el mercado internacional de capitales (aparición de los petrodólares, gran liquidez y préstamos a muy bajas tasas) crearon las condiciones propicias para que en la segunda mitad de los 70' se ejecutara un gran emprendimiento hidroeléctrico sobre el Río Uruguay en conjunto con la Argentina (1890 MW), quien se hizo cargo del financiamiento de la obra. En 1994, como resultado de un proceso de conciliación de deudas entre los dos países, CTMSG y UTE, ésta última quedó en calidad deudora del Banco Central Argentino por un monto de 450 millones de U\$\$. A partir del decreto 4/995, UTE paga al Gobierno Nacional por la energía proveniente de la parte uruguaya de Salto Grande un valor igual al que se puede obtener en el MEM argentino por la venta de excedentes de vertimiento.

²⁵ Bajo estas modalidades de sustitución, potencia y potencia garantida, los beneficios generados por el intercambio son compartidos en forma equitativa por ambos países.

²⁶ La capacidad instalada de Palmar es de 333 MW y su costo ascendió a 500 millones de U\$ (originalmente fue estimado en 150 MM de U\$).

²⁷ En función del Acuerdo firmado entre Argentina y Uruguay, este último comenzaba con 1/12 de la capacidad total de la central e incrementaba su cuota parte en 1/12 cada 3 años (a partir de 1980) hasta llegar en 1995 al 50% (945 MW). Por lo tanto en 1989 la cuota parte correspondiente a Uruguay era de 630 MW.

²⁸ Siendo la energía firme de una central aquella que puede obtenerse con una alta probabilidad (ej. mayor al 90%) durante un período determinado; definimos la potencia media firme de una central como el cociente entre su energía firme en un período determinado y la duración de dicho período.

²⁹ Este valor fue calculado para una probabilidad de excedencia del 95%, considerando la serie de crónicas hidrológicas desde 1909 y con una ventana anual. La única central hidroeléctrica con capacidad efectiva de embalse es la Central Gabriel Terra (aprox. 120 días a plena potencia). El sistema de centrales sobre el Río Negro, tiene una capacidad de regulación de unos 1200 GWh.

Es a fines de la segunda mitad de la década de los 80', recuperada ya la democracia (y restituidos aquellos funcionarios que habían sido destituidos en el período dictatorial por motivos políticos o gremiales), que se impulsó una amplia renovación de los cuadros gerenciales de la empresa y se comenzó un ambicioso plan de transformación de UTE con el propósito de revertir la tendencia al deterioro³⁰. A tales efectos se contrató el apoyo de una consultora externa y se creó un equipo de trabajo dedicado exclusivamente a lo que se denominó Proyecto de Mejora de Gestión (PMG). Se buscaba dotar a UTE de una orientación más empresarial y de cara a las necesidades de los clientes, con el énfasis puesto en la mejora de la gestión, para lo cual se fijaron objetivos claros, que pudieran ser evaluados a través del seguimiento de determinados indicadores de eficacia, eficiencia y rentabilidad.

Ya en los primeros años de iniciado el proceso de cambio, UTE comenzó a mostrar signos de recuperación. En consecuencia se pudo atender en forma satisfactoria los requerimientos del continuo crecimiento de la demanda y destinar recursos a la mejora de su desempeño, lo que se reflejó en un notorio mejoramiento de sus indicadores de calidad del servicio (el Tc³¹ pasó de 89 hr a 37 hr en el período 93-95) y de la imagen de los clientes respecto del desempeño de la empresa (del 56% de aprobación en el 91' subió al 76% en el 95'.

Esta percepción favorable de la opinión pública, se tradujo en un fuerte respaldo para que UTE, siguiese desempeñando un rol predominante en el sector. Se destacan tres aspectos en la exitosa concreción de este esfuerzo transformador:

Por un lado, si bien en un principio el sindicato de trabajadores de UTE miró con cierto recelo los cambios que se estaban produciendo en la empresa, temerosos de que no se tratara de un “maquillaje” que la acondicionara para su posterior privatización, finalmente decidió sumarse al proceso en el entendido que la mejora de la gestión de la empresa iba a fortalecer su posicionamiento en la sociedad y debilitar a aquellos que postulaban la ineficiencia intrínseca del rol empresario del Estado³².

Por otro lado y contrariamente a lo ocurrido en la mayoría de los países de América Latina que pasaron por períodos de alta inflación, en Uruguay no se ha realizado un uso abusivo de las tarifas eléctricas como instrumento de la política anti-inflacionaria, a pesar de haberse registrado tasas elevadas de inflación³³. En consecuencia, la evolución de la tarifa respondió en forma aproximada a la evolución de los costos de suministro, y de esta manera UTE no fue sometida a un proceso de pérdida de patrimonio, que la condujese a una situación de deterioro económico-financiero que alentara el camino de su privatización (ver Gráfico 3). Cabe resaltar que la pronunciada baja de la tarifa en términos reales que se observa en los primeros años de la década de los 90', se debe en gran parte a que en dicho período la política antinflacionaria del gobierno se sustentó en la llamada “ancla cambiaria”, una evolución del tipo de cambio respecto del dólar por debajo de los precios internos, que tuvo entre otras consecuencias un abaratamiento de los productos importados en dicha moneda (particularmente relevantes en la estructura de costos de UTE).

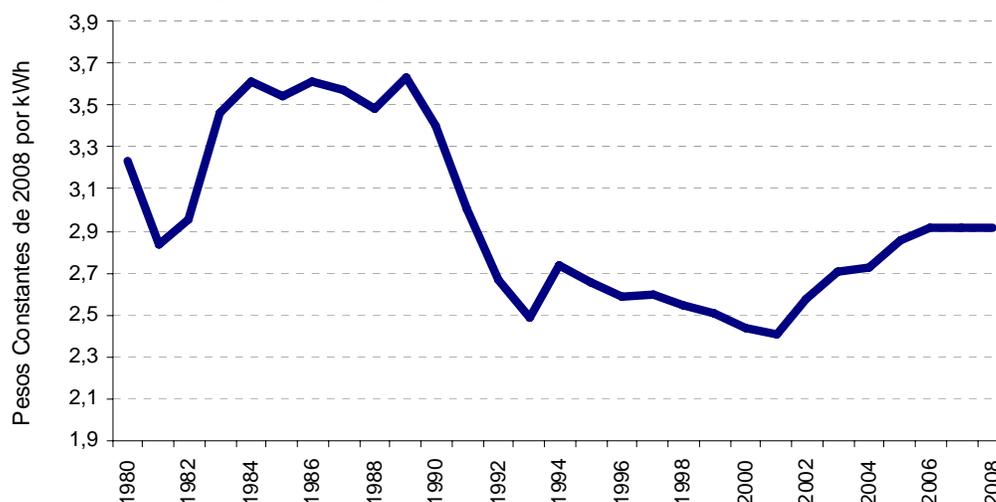
³⁰ Esto estaba en consonancia con el objetivo de búsqueda de eficiencia que se impulsaba desde los organismos multilaterales de crédito (no se planteaba aún el cambio de régimen de propiedad).

³¹ Es el indicador del tiempo que, en promedio, un cliente queda privado del suministro de electricidad en un período determinado (por ejemplo: un año). No se dispone de datos fidedignos con anterioridad a 1993.

³² La firma de un convenio salarial por productividad en el año 1993, significó un punto alto en la relación entre la UTE y el Sindicato, y selló el compromiso de éste último con el proceso de cambio.

³³ De todos modos cabe consignar que, si bien la fijación de las tarifas ha respondido en primer lugar a consideraciones de costos y del resultado financiero que se procura alcanzar, éstas constituyen un instrumento de política económica, y por tanto, también se toma habitualmente en consideración la oportunidad y su impacto sobre la medición de la inflación.

GRÁFICO 3
PRECIOS MEDIOS DE LA TARIFA EN TÉRMINOS REALES



Fuente: Elaboración propia en base a datos UTE e INE.

Finalmente, un tercer aspecto que ha aportado a la mejora de la gestión, tuvo su origen en la creciente tecnificación y profesionalización de UTE, y en la consolidación de un núcleo técnico-gerencial consustanciado con la nueva visión empresarial. En la medida que esta visión dotó a UTE de directrices estratégicas de acción, se acotaron los rangos de acción para la aplicación de políticas discrecionales (y generalmente con visión de corto plazo).

Si bien ese núcleo técnico-gerencial operó en ocasiones de contrapeso ante los vaivenes políticos o la eventual carencia de visión estratégica de los directorios³⁴, importa dejar constancia de la existencia de un debate que tiene lugar tanto a nivel político como sindical, y que está relacionado con lo que se denomina “problemas de agencia”. En este sentido se señala que si bien podría resultar positiva la función de contrapeso mencionada anteriormente, una predominancia de los cuerpos gerenciales por sobre los directorios de las empresas públicas, tampoco sería deseable, en tanto éstos, a partir de sus conocimientos técnicos específicos, y del hecho que de alguna manera representan la continuidad y la permanencia en la gestión de la empresa, podrían terminar imponiendo una agenda que respondería más a sus intereses corporativos que a los intereses nacionales.

3.2 La reforma y la evolución sectorial (período 1995-2009)

3.2.1 La reforma y su implementación (1995-2004)

Paralelamente a la implementación del Proyecto de Mejora de Gestión de UTE y con el resultado del plebiscito del 92’ como telón de fondo, desde el Poder Ejecutivo (tanto por parte de L.A. Lacalle, como de J.M. Sanguinetti y posteriormente de J. Batlle), se continuó impulsando la agenda reformadora del Estado en los términos del “Consenso de Washington” y en particular se avanzó en la implementación de una reforma del sector eléctrico.

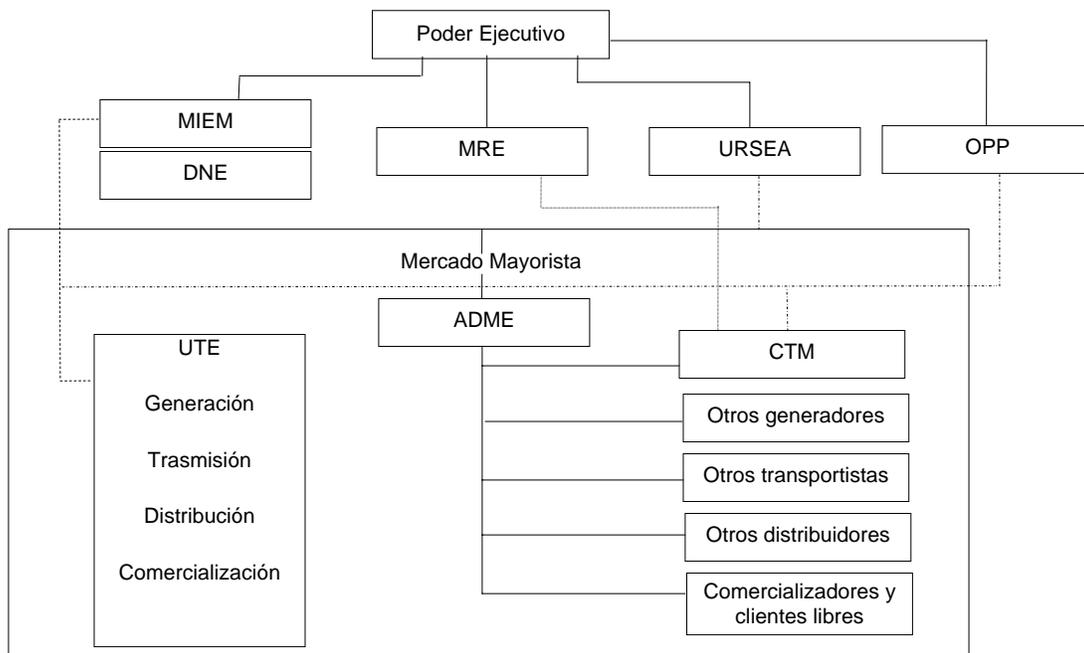
Tras 2 años de discusión en el parlamento, en el año 1997 se aprobó la “Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico” N° 16.832, que en su parte medular plantea:

³⁴ El Directorio de UTE está integrado por 5 miembros designados por el Poder Ejecutivo, previa venia del Senado y su mandato es coincidente con el período de gobierno (5 años). La práctica habitual es que 3 pertenezcan al oficialismo y 2 a la oposición.

- Instaurar un mercado competitivo en la etapa de generación, promoviendo la apertura del negocio en dicha etapa (que deja de tener el carácter de servicio público) y creando un mercado mayorista de energía eléctrica. Para posibilitar la creación de dicho mercado, se establecen dos condiciones esenciales: libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores; y libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución, siempre que se disponga de capacidad y medie el pago de un peaje. La administración del mercado mayorista y el despacho de cargas estarán a cargo de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), persona pública no estatal y en cuya dirección participarán todos los agentes del mercado. Las actividades de transmisión y distribución, en tanto que continuarán siendo monopolios naturales, permanecerán como actividades reguladas.
- Habilitar a UTE a asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, dentro del país (hasta ese momento la asociación estaba restringida a actividades en el exterior).
- Crear la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, con el propósito de separar los roles empresario y regulador del Estado, y con el cometido de controlar el cumplimiento de la ley y su reglamentación, dictar los reglamentos en materia de seguridad y calidad del servicio eléctrico y asesorar al Poder Ejecutivo en materia de concesiones, contratos y tarifas.
- Habilitar, a condición de reciprocidad, la firma de contratos internacionales entre agentes de diferentes mercados, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones de transmisión y distribución.

La siguiente Figura ilustra sobre la nueva organización que adoptó el sector luego de la reforma propuesta por la Ley N° 16.832.

FIGURA 1
ORGANIZACIÓN POST- REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO URUGUAYO



Fuente: Elaboración propia.

Si bien en esencia, la reforma del sistema eléctrico uruguayo remite a un mismo patrón clásico, aplicado en el resto de los países de la región que iniciaron una transformación de su sistema eléctrico, resulta interesante situarse en aquellos aspectos que marcan de alguna manera la especificidad de la reforma implantada en Uruguay. En este sentido cabe destacar que ni la privatización de UTE, ni su desintegración vertical y horizontal (aunque sí se le exigió, la presentación de una separación contable de actividades), presentes en las reformas de otros países y en las recomendaciones de los organismos multilaterales de crédito, fueron impuestas por la Ley N° 16.832.

Fueron determinantes para ello, el contundente resultado del plebiscito del 92' y la fuerte resistencia evidenciada durante el proceso de discusión de la ley a una eventual fragmentación o minimización del rol de la UTE³⁵.

Una vez promulgada la “Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico”, un grupo de ciudadanos, encabezados por el sindicato de trabajadores de UTE (AUTE) activó el mecanismo de convocatoria a Referéndum para derogar dicha ley. No habiendo logrado alcanzar un número suficiente de votantes que habilitaran el recurso de Referéndum, la Ley N° 16.832 finalmente entró en vigencia en 1998.

Varios fueron los motivos que expusieron los propulsores de la Reforma. Uno de ellos se basó en la necesidad de generar un marco reglamentario propicio para la captación de inversión extranjera directa³⁶.

Sin embargo, si se relaciona el tamaño del sistema eléctrico uruguayo, con el tamaño mínimo económico de una central térmica con tecnologías modernas de generación (por ej. 400 MW para una central de Ciclo Combinado), se puede apreciar la escasa posibilidad de que una cantidad importante de actores (además de UTE y Salto Grande) pudiesen participar del mercado de generación. Es por esta razón que los impulsores de la ley vieron en el desarrollo del comercio internacional, la posibilidad de viabilizar el objetivo perseguido de introducir competencia en dicho mercado. En este sentido Uruguay se encuentra en una situación excepcional, ya la interconexión en 500 kV con Argentina (cuadrilátero de Salto Grande), cuenta con una capacidad de transporte de casi una vez y media el pico máximo de potencia de la demanda uruguayo. La factibilidad de importar energía eléctrica en la modalidad de contratos, volvería disputable³⁷ el mercado de generación uruguayo, con el consiguiente disciplinamiento de los 2 actores principales: UTE y CTMSG.

Habiendo agotado Uruguay la explotación de sus recursos hídricos para generación eléctrica en gran escala, la potencialidad que abriría el nuevo marco regulatorio de importar energía eléctrica mediante la modalidad de contratos, desde una región que se percibía abundante en recursos hidráulicos y gasíferos, a precios competitivos, se convirtió en el principal argumento de los impulsores de la ley. Además se buscaba que Uruguay pudiese valorizar la colocación en Argentina de excedentes de energía hidroeléctrica en situaciones de grandes aportes hidráulicos. Este planteo se aplicaba no sólo a la potencialidad de acceder al mercado argentino, sino que se hacía alusión también a la posibilidad de acceder a la energía brasileña de bajo costo³⁸ (a través de una conexión en extra alta

³⁵ El marco conceptual neo-institucional, postula una visión de la sociedad como un cuerpo fragmentado e integrado por grupos sociales con ideologías e intereses divergentes, en el que las instituciones resultan de un proceso político de donde se desprenden compromisos que reflejan correlaciones de fuerza. En este esquema conceptual, el predominio de una forma de organización en una industria en un período dado, debe responder a la combinación del principio de eficiencia que deriva del análisis de los costos de transacción con un principio implícito de coherencia macro-social (D. North). Este marco puede resultar particularmente fértil para analizar la forma de organización de los sectores eléctricos (y en particular del uruguayo), en tanto suministrador de un bien esencial al que se le adosan atributos fuertemente legitimantes (vector de desarrollo económico, de equidad social, de equidad territorial) y por tanto sometido a una fuerte influencia del entorno institucional.

³⁶ Dada la imposibilidad de privatizar, se fomentaba la participación del capital privado en nuevos emprendimientos. Se argüía que las limitaciones del Estado para el financiamiento de obras de infraestructura eléctrica y la conveniencia de desviar esa parte de la capacidad de endeudamiento a otras necesidades, volvieran insoslayable la incorporación del sector privado a la prestación del servicio de electricidad (J. Fontana, 1995).

³⁷ Se puede observar que esta modalidad se ajusta relativamente bien a las condiciones de no existencia de restricciones legales para la entrada o salida del mercado y de costos hundidos que deba enfrentar el potencial entrante. Por otra parte también se verifica un amplio acceso al conjunto de técnicas productivas de generación.

³⁸ Particularmente de la llamada “energía secundaria”; energía eléctrica sobrante en épocas de alta hidráulidad, en las cuales puede llegar a vertirse agua sin turbinar.

tensión a construirse en el futuro; Itá-Garabí) y a los excedentes paraguayos a través de la línea Yacyretá – Salto Grande.

El mapa 2 ilustra sobre los vínculos físicos existentes entre Uruguay y sus países vecinos, en los inicios de la Reforma.

MAPA 2
SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN A PRINCIPIOS DEL 2000



Fuente: UTE.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Para poder acceder a los beneficios de la “integración energética”³⁹, se argumentaba que se debían definir “reglas de juego” del mercado compatibles con las adoptadas por Argentina y Brasil (C. Míguas, 1998). Se mencionaba también el requerimiento por parte de Argentina, de que el acceso uruguayo al mercado mayorista argentino sólo podía verificarse de cumplirse las “condiciones de simetría y reciprocidad”⁴⁰. En otras palabras Uruguay debía realizar un mínimo de adecuaciones regulatorias (en el sentido de las realizadas en Argentina) a los efectos de viabilizar los acuerdos de comercio internacional de energía con Argentina.

Hubo también quienes se manifestaron a favor de la imperiosa necesidad de promoción de la integración energética concebida como la libre circulación de productos y servicios energéticos (P. Antmann, 2001). En este mismo sentido sumaron argumentos aquellos que aducían que la pertenencia

³⁹ De cristalizar el proceso de integración energética entre Argentina y Uruguay en la creación de un único mercado (con despacho unificado), éste último país sería el mayor beneficiario de acuerdo a los postulados de la teoría del comercio internacional para el caso de tamaños de mercados muy dispares (el sistema eléctrico argentino es 10 veces más grande que el uruguayo).

⁴⁰ En el Anexo 30 de la Res-21 de la Sec. de Energía se explicitan las “condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país”: a) Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos; b) Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte; c) Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países”.

al MERCOSUR era incompatible con la existencia de monopolios estatales, ya que éstos constituían restricciones no arancelarias y no podían resistir frente a las libertades de circulación de bienes, servicios y factores de producción, que constituían la esencia del MERCOSUR.

De esta manera se desplazaba el eje de la discusión hacia aspectos que en gran parte provenían de condicionantes externas, que se entendía se debían cumplir, a los efectos de posibilitar la necesaria inserción del Uruguay al contexto regional y mundial.

Resulta ilustrativo que salvo algunas excepciones, ni entre los más fervientes impulsores de las reformas, se invocaba la existencia de una crisis en el sector eléctrico. Tampoco se utilizó como argumento el de la necesidad de expandir el servicio, en parte porque se reconocía la existencia de una cobertura muy amplia y una calidad aceptable. Más aún, se reconocía que “la organización del sector en base a un monopolio estatal integrado verticalmente y con un fuerte control de las reglas de juego imperantes en el sector, constituyó una estructura efectiva a los efectos de satisfacer el principal objetivo planteado con su creación: garantizar en todo el territorio el abastecimiento de energía eléctrica, tradicionalmente considerado como estratégico para el desarrollo del país, y cuya oferta debía expandirse muchas veces con criterio social más que económico”. Pero se sostenía que “el modelo tradicional estaba evidenciando síntomas de agotamiento que justificaban la necesidad de una reestructuración en la dirección planteada por la Ley N° 16.832. (C. Miguez, 1998).

La Ley N° 16.832 quedó firme en 1998, luego del fracaso de la convocatoria a Referéndum para su derogación. En 1999 se aprobó el Decreto Reglamentario de dicha ley. Luego de un largo proceso de elaboración y con la aprobación en el año 2002 de los Reglamentos de Distribución, Transmisión, Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y Reglamento General, quedó conformado el núcleo principal del marco jurídico institucional del nuevo modelo del Sector. La Unidad Reguladora, que en el 2002 amplió sus funciones abarcando las áreas de energía y agua, y sus facultades incorporando a sus atribuciones las atinentes a la defensa de la competencia y derechos del consumidor (pasando a denominarse Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua-URSEA), jugó un rol protagónico en la elaboración de los reglamentos anteriormente mencionados.

Más allá de la aprobación formal de los reglamentos no se registraron avances significativos en su implementación. Existía una situación de confrontación entre UTE, el Organismo Regulador del Sector y las autoridades energéticas nacionales. De alguna manera, esta confrontación reflejaba las diferentes posiciones en el propio seno del partido de gobierno en relación al contenido y la velocidad de implementación de la reforma del sector.

3.2.2 La reforma y su adecuación (2005-2009)

En el año 2005 el partido de gobierno, que no había apoyado en su momento la aprobación de la Ley de Marco Regulatorio e incluso había presentado un proyecto alternativo al mismo, se encontró en la disyuntiva de tener que avanzar en su implementación, o en caso contrario, derogarla o modificar parcialmente su contenido.

Si bien en sus bases programáticas el Frente Amplio se mostraba contrario al esquema conceptual sobre el que reposaba dicha ley, e incluso la bancada oficialista tenía mayoría parlamentaria, su derogación nunca fue planteada (sólo el sindicato de UTE se expresó públicamente a favor de la derogación de la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico).

En las diferentes instancias que emitieron opinión al respecto (convocatorias al parlamento, pedido de informes, artículos de prensa, etc.) las autoridades energéticas de la Administración del Presidente Tabaré Vázquez, han manifestado que independientemente de las diferencias conceptuales que pudiera haber, los Reglamentos y en especial el del Mercado Mayorista fueron concebidos en un período en el que se preveía que la región podría proporcionar un suministro de energía estable, seguro, a precios razonables y con gran fluidez de transacciones entre empresas.

Dichas autoridades sostienen que los acontecimientos que se sucedieron en la región a partir del 2002 y en particular en Argentina, cambiaron radicalmente las bases sobre las cuales se construyó

la reglamentación, y que dentro de los grados de libertad que da la Ley de Marco Regulatorio, los reglamentos deben adaptarse a las nuevas circunstancias. En tal sentido se argumenta que frente a situaciones de crisis energética y de incertidumbre sobre la disponibilidad del suministro (que no estaban adecuadamente consideradas en los reglamentos, particularmente en los referentes al comercio internacional), toman relevancia las decisiones de carácter estratégico y aspectos vinculados a la soberanía, que requieren de un rol directivo del Estado.

En particular se hace referencia al hecho, que para lograr el apoyo energético de los países vecinos (cuando estos no se encuentran holgados en materia energética y se apela a su solidaridad), se requiere de intensas gestiones a nivel político; que escapan a las realidades de un contexto de mercado⁴¹. A los efectos de reforzar su posición, se sostiene también que desde diversos organismos multilaterales (ej. OLADE), se ha vuelto a plantear la necesidad de un rol activo del Estado en la planificación del sector eléctrico, y que los hechos han mostrado que esquemas regulatorios eventualmente aptos para sistemas de gran porte, no tienen porque adecuarse a sistemas de menor porte relativo, como el uruguayo.

Se esgrime también que la implementación del Marco Regulatorio venía siendo desde mucho tiempo atrás un proceso técnicamente arduo e institucionalmente complejo, y que esto se debía, además de la debilidad política con que había nacido, a una cantidad muy grande de disposiciones técnicas cuya implementación lisa y llana era imposible de no mediar interpretaciones, modificaciones y/o adaptaciones.

RECUADRO 3 PROCESO DE AJUSTE REGULATORIO

En el marco de las nuevas premisas mencionadas precedentemente, en los últimos años se fueron concretando una serie de pasos a nivel de la regulación del sector eléctrico:

- La aprobación por parte de la URSEA a fines del 2005 del Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución y Comercial, y su entrada en vigencia en el 2006 marca un hito fundamental en la regulación de los servicios públicos. Por primera vez una empresa del sector deberá cumplir con determinados estándares de calidad de servicio, y en caso de comprobarse por parte de la URSEA el no cumplimiento de dichos estándares, UTE deberá bonificar a los clientes afectados.
- La Ley N° 16.832, que como se anticipara, creó el Mercado Mayorista, habilitó la creación del mercado spot de energía, en el cual los generadores habilitados a tales efectos podrían ofertar su energía. El precio de este mercado es regulado y en principio coincide con el costo de la fuente más cara que se emplea para generar. Mediante el Decreto 121/007 del P.E., se realizaron ajustes técnicos a la formación de ese precio regulado, a los efectos de evitar que en situaciones de racionamiento del consumo, el precio spot subiese a niveles que perjudiquen a los consumidores y sean incompatibles con la estabilidad económica de las empresas que compren en ese mercado. En dicho Decreto se fijó el tope del valor del precio spot de la energía en 250 USD/MWh (valor de la primera unidad de falla).

(Continúa)

⁴¹ Todos los países de la Región (pero en particular Argentina, Uruguay y Paraguay) tienen acuerdo de ayuda mutua frente a condiciones de emergencia. Con Argentina hay acuerdos de proveerle energía al costo en períodos de larga duración (como es la contingencia de año seco) con la condición de no afectar el abastecimiento al mercado interno (disponibilidad de la capacidad instalada en generación, combustible y no saturación del transporte)

RECUADRO 3 (Conclusión)

- En lo que refiere a los peajes de transmisión, si bien desde el año 1999 se encontraba vigente un régimen de peajes (que fue mantenido con carácter transitorio en los Reglamentos aprobados en el 2002); es en el año 2007 cuando mediante sendos Decretos del P.E., queda fijada la remuneración total anual a percibir por el transportista así como la metodología de cálculo y los cargos de transmisión (niveles de tensión de 500kV y 150 kV). Para ello debió realizarse un proceso de adaptación del Reglamento de transmisión aprobado en el 2002, de forma que aún manteniendo el espíritu de dicho Reglamento, se le realizaron adecuaciones a los efectos de posibilitar su aplicación efectiva.
- En el año 2008 se concretó la opción de arriendo por parte de ADME de los servicios del Despacho Nacional de Cargas de UTE. Mediante esta opción, que estaba prevista expresamente en el art. 9 de la Ley de Marco Regulatorio, el DNC de UTE continuará realizando el despacho de cargas del Sistema, siendo auditado en el cumplimiento de sus cometidos por la ADME. En el ejercicio de su función, la ADME deberá velar por la transparencia de la operación y estimación de los costos, otorgando de esta forma garantías de un trato justo a todos los agentes del Sector. A juicio de las autoridades energéticas, en la elección de esta opción influyó también el hecho de que presentaba ventajas económicas (particularmente para un sistema de tamaño relativo pequeño), al evitar duplicaciones innecesarias de recursos, que de todas maneras se requerirían para el contralor y operación de la red eléctrica de transporte. Contribuyó a la elección de dicha opción, el reconocimiento al destacado trabajo, que venía realizando el DNC de UTE desde mucho tiempo atrás⁴².

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua.

El cuadro siguiente resume los principales hitos en la evolución jurídico-institucional del sector eléctrico del Uruguay entre los años 1990 y 2009.

CUADRO 2
PRINCIPALES HITOS EN LA EVOLUCIÓN JURÍDICO-INSTITUCIONAL DEL SECTOR
ELÉCTRICO URUGUAYO (PERÍODO 1990-2009)

1991	Aprobación de la “Ley de Reforma de las Empresas Públicas” (núm 16.291)
1992	Convocatoria a Referéndum para dejar sin efecto varios de los artículos de la Ley N° 16.291. Triunfa la opción que postula la derogación parcial de la ley por el 73% de los votos
1997	Aprobación de la “Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico” (N° 16.832). Creación del ente regulador para el sector eléctrico (UREE)
1998	Fracaso de convocatoria a Referéndum para derogar la Ley N° 16.832
1999	Aprobación del Decreto Reglamentario de la Ley Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (núm 22/999)
	Intercambio de Notas Reversales entre las cancillerías de Uruguay y Argentina, que alientan la realización de intercambios eléctricos en la modalidad de contratos.
2002	Creación de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA)
	Aprobación de los Reglamentos de Distribución, Transmisión, Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y Reglamento General (núm. 276; 277; 278 y 360)
2003	Conformación de la ADME

(Continúa)

⁴² El despacho de carga se realiza de modo que el costo de suministro sea mínimo, para lo cual desde hace varios años se vienen desarrollando y empleando diferentes modelos de corto, mediano y largo plazo (Opergen CP, Opergen MP, modelo de optimización y simulación MURDOC, etc.) Los modelos, criterios e hipótesis de trabajo son de tipo técnico y auditable, siendo su competencia reconocida por los organismos de despacho regionales que trabajan con otros modelos y reglamentaciones.

CUADRO 2 (Conclusión)

2006	Aprobación por parte de URSEA y posterior entrada en vigencia del Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución y Comercial.
	Decreto 389/05, destinado a la promoción de la generación distribuida y en cuyo marco se autoriza a UTE a contratar energía a precios prefijados.
	Decreto 77/06, habilita a UTE a licitar la compra de energía procedente de fuentes primarias de biomasa, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas (ER), con ciertos límites de contratación.
2007	Fijación de las remuneraciones para el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (500 kV y 150 kV) y de la metodología de cálculo de los cargos de Transmisión.
	Fijación de tope para el valor del precio spot de la energía en 250 USD/MWh.
	Decreto 397/007 complementa Decreto 77/06 de compra de energía de ER, y modifica límites de contratación.
2008	Contrato ADME-UTE por el arrendamiento de los servicios del DNC de UTE.
	Aprobación del Reglamento de Suministro de Información Contable.
	Comienza a regir el Nuevo Régimen de Tasas de Conexión.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2.3 La reforma y el futuro

Cumplidos 11 años de la entrada en vigencia de la Ley N° 16.832, sigue abierto el interrogante acerca de la compatibilidad en el mediano y largo plazo de este híbrido conformado por la vigencia de un marco regulatorio (en sus orígenes funcional a una concepción que le adjudica un rol central al mercado como asignador de recursos y que tiene su piedra de toque en la privatización, en la promoción de la competencia y la inversión privada) y la existencia de una empresa eléctrica estatal integrada verticalmente, monopólica en la transmisión y en la distribución en todo el territorio nacional, actor primordial en la generación, y cuya acción en los últimos años se ha venido inscribiendo en el marco de una creciente participación del Estado en la fijación de los lineamientos estratégicos del Sector.

Por otra parte, la apertura del sector a la competencia genera un incremento de los costos de transacción, relacionados tanto con los costos derivados de obtener la información necesaria para orientar las decisiones de operación e inversión, como con los costos derivados de la creación y posterior funcionamiento de los diferentes entes de coordinación y control (regulador, administrador del mercado, encargado del despacho). A estos costos se les adicionarían también las eventuales pérdidas de economías de escala, secuencia y alcance, derivadas de la modificación de la estructura del sector (H. Pistonesi, 2001). Queda planteada la cuestión de si, para el caso de un sistema eléctrico de tamaño reducido como el uruguayo, dichos sobrecostos podrán ser compensados por los beneficios que derivarían de la introducción de la competencia.

4. Evolución del sector eléctrico (1990-2009)

En este capítulo se presenta la evolución de los principales aspectos del sector eléctrico uruguayo, en lo que hace a los esfuerzos realizados para garantizar el suministro de la creciente demanda local. Los principales factores determinantes de la oferta de generación, las vicisitudes de la opción por el gas natural argentino y las principales acciones desarrolladas en materia de aprovechamiento de energías renovables no convencionales (ERNC), el desarrollo de programas de uso racional de la energía (URE), así como los esfuerzos de cooperación en comercio internacional, son presentados en primer lugar. Luego, y a fin de evaluar los resultados de las acciones realizadas, se exponen algunos de los principales indicadores del desempeño técnico y económico sectorial, desarrollando en particular algunos impactos que las tarifas y los planes de electrificación han generado en diferentes sectores de la sociedad uruguaya.

4.1 El abastecimiento

4.1.1 La aleatoriedad del recurso hidráulico

La crisis energética del año 1989⁴³, puso en evidencia la incapacidad de la oferta de energía eléctrica para abastecer los requerimientos de la demanda ante situaciones de sequía severa. Como consecuencia de ello, UTE tomó la decisión de llamar a licitación para ampliar la capacidad de su parque térmico, lo que resultó en la construcción de la Central Térmica de Respaldo de La Tablada (2 unidades TG de G.E. de 106 MW c/u), que entró en operación entre fines de 1991 y principios 1992.

A partir de 1995, los estudios técnicos de UTE comenzaron a plantear que a los efectos de asegurar el suministro aún en condiciones hidrológicas adversas, el sistema eléctrico uruguayo requería de la incorporación de por lo menos 300 MW de potencia media firme antes del fin de la década. En dicho año con la incorporación de la última cuota parte de Salto Grande correspondiente a Uruguay, el parque de generación uruguayo quedó conformado según lo indica el siguiente cuadro que presenta el equipamiento instalado.

⁴³ Esta crisis fue simultánea con la de Argentina, en la que se conjugaron además de los factores hidrológicos compartidos, indisponibilidades de generación térmica, nuclear e hidráulica (El Chocón).

CUADRO 3
CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (1995)

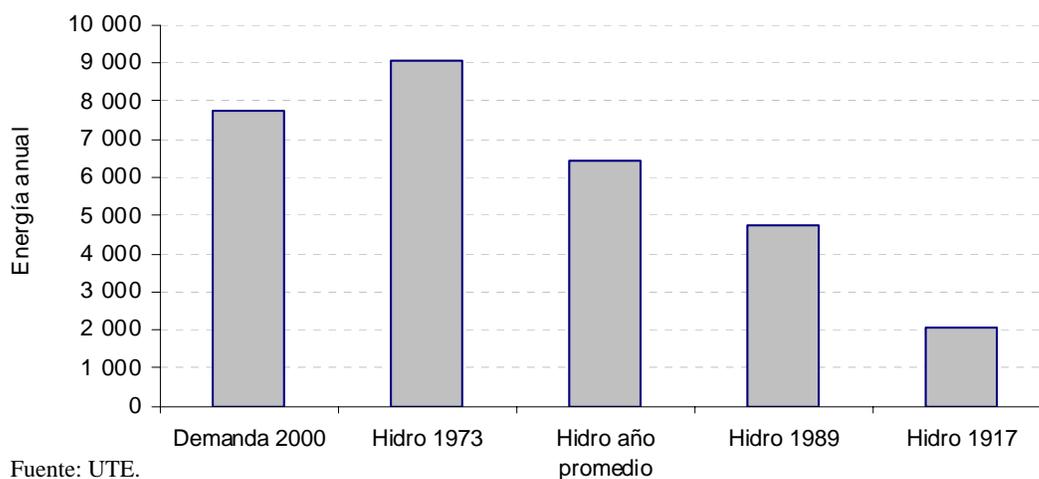
Centrales	Potencia (MW)
Centrales hidráulicas (Salto Grande, Palmar, Rincón del Bonete, Baygorria)	1 538
Centrales térmicas (Batlle, la Tablada, Maldonado, equipos diesel)	500
Capacidad total	2 038

Fuente: Memorias UTE.

Con una demanda que venía creciendo a tasas de 4% a.a., los estudios prospectivos mostraban que hacia fines de los 90', la demanda anual de energía eléctrica y la potencia máxima requerida por el sistema se ubicarían en el orden de los 7800 GWh y 1400 MW respectivamente.

En ese contexto, si no se incrementaba la capacidad del Sistema, la principal vulnerabilidad provendría de la gran aleatoriedad de la generación hidroeléctrica. El siguiente Gráfico, ilustra sobre dicha problemática. En el mismo se puede comparar la demanda de energía eléctrica para el año 2000 referida en el párrafo anterior, respecto de la energía hidroeléctrica que se hubiera generado en distintas crónicas anuales de aportes hidráulicos registrados en el pasado.

GRÁFICO 4
DEMANDA DEL AÑO 2000 Y GENERACIÓN HIDRÁULICA EN DIFERENTES
CRÓNICAS HIDROLÓGICAS
(GWh/año)



Estas cifras son elocuentes respecto de la necesidad que había de adicionar potencia al Sistema antes del 2000. Si además se incorpora al análisis la obsolescencia de las unidades que conforman la central Batlle y el consiguiente impacto sobre su factor de disponibilidad, se explica el acento que se ponía en la urgencia de dicha necesidad. En el marco del contexto político e institucional al que se hizo referencia en el capítulo anterior, las autoridades de la época comenzaron a dar pasos en dos direcciones: la incorporación de capacidad de generación en territorio uruguayo, con énfasis en la utilización de gas natural proveniente de Argentina como combustible⁴⁴, y la realización de contratos de importación de energía eléctrica, también desde ese país.

⁴⁴ Esta estrategia se basaba en la convicción de que las condiciones de abundancia y bajos precios del gas natural argentino darían a Uruguay la posibilidad de acceder a una fuente barata y un suministro seguro por un tiempo prolongado.

4.1.2 La expansión de la oferta y el gas argentino

Independientemente del avance que se lograra en la concreción de los contratos de importación, existía cierto consenso en la necesidad de instalar una nueva central térmica en territorio uruguayo. Las divergencias en este caso se centraban en torno a si dicha central debía ser de propiedad pública o privada. En aquel momento, y debido a las políticas implementadas en Argentina con respecto al gas natural⁴⁵ y al estado del arte en las tecnologías modernas de generación, se consideraba que un ciclo combinado funcionando con ese combustible era la opción tecnológica más adecuada a las necesidades del sistema uruguayo.

Dado que Uruguay carece de reservas comprobadas de gas natural y que de requerirse dicho combustible debería procederse a su importación, la expansión del parque de generación en base a TG o CC requería de la construcción de un sistema de gasoductos que conectara la red argentina con los lugares donde se emplazarían las nuevas centrales. Las zonas sur y litoral del país competían por el emplazamiento de la futura central.

Cabe recordar que a inicios de la década de los 90', se habían comenzado a dar los primeros pasos con el fin de incorporar gas natural proveniente de la Argentina, a la matriz energética del Uruguay. Es así que en 1991 los gobiernos de Argentina y Uruguay firman un Acuerdo sobre el Abastecimiento de Gas Natural Argentino a Uruguay, en el que se expresa, entre otras consideraciones, que: los gasoductos a construirse serán con capital de riesgo, sin erogaciones ni avales de los Estados respectivos; que el Gobierno argentino garantiza que no existirá ningún tipo de limitaciones a las exportaciones de gas natural a Uruguay; y que el abastecimiento de gas al Uruguay tendrá un tratamiento igualitario con los consumidores argentinos, con respecto a posibles restricciones estrictamente técnicas o de infraestructura de transporte. Dicho acuerdo fue complementado luego con otro, firmado por ambos países en 1996. En el art. 2º del Acuerdo Complementario se expresa que la inexistencia de restricciones a la exportación de gas estará condicionada al nivel de reservas y disponibilidades, de acuerdo a la legislación vigente.

En 1998 con la construcción del Gasoducto del Litoral, la balanza parecía inclinarse hacia la opción de emplazamiento de la nueva central en la zona litoral. Dicho gasoducto surgió a iniciativa de las empresas estatales uruguayas ANCAP y UTE, con el fin de aprovechar la inminente construcción del Gasoducto Entrerriano (en Argentina) que llevaría el gas muy cerca de la frontera litoral uruguaya. A tales efectos ambas empresas proponen a las autoridades de la Provincia de Entre Ríos (Argentina) un aumento en la capacidad de transporte de dicho gasoducto. Finalmente se logra alcanzar un acuerdo por el cual las empresas estatales uruguayas se harían cargo del sobrecosto originado por el incremento de diámetro adquiriendo por su parte derechos de capacidad de transporte⁴⁶.

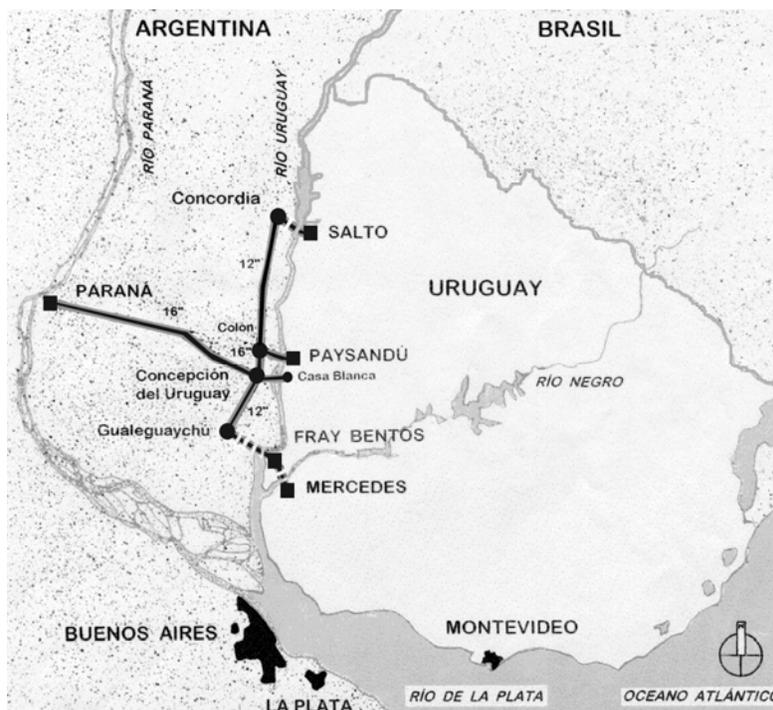
Se construyeron así dos ramales, uno para suministrar gas a la ciudad de Paysandú (Uruguay) y a la planta de cemento ubicada en dicha ciudad (operativo desde fines del 98'), y otro para el consumo de la proyectada central termoeléctrica a ubicarse en la zona de Casa Blanca, cercana a la ciudad de Paysandú (finalizado en el 2000).

El mapa siguiente presenta el trazado del gasoducto en Argentina y de los ramales destinados a abastecer los requerimientos del Uruguay.

⁴⁵ Estas políticas estuvieron orientadas básicamente por las empresas privadas que concesionaron la producción y decidieron monetizar reservas, ejerciendo una fuerte presión sobre la producción, para asegurar importantes flujos de exportación, especialmente a Chile desde 1997, así como a dar impulso a su consumo interno, en especial en generación térmica (en detrimento de inversiones nucleares e hidráulicas). Todo acompañado por el descuido de la exploración que condujo a una fuerte caída de los descubrimientos de nuevas Reservas Comprobadas de Gas Natural, y que llevó a un descenso de la relación reservas producción de 35 a 9 años. Fuente: "Lineamientos generales para la elaboración de un Plan Energético Sustentable" Fundación Bariloche, 2005.

⁴⁶ Cada una de ellas adquirió el derecho a transportar hasta 250,000 m³/d en la modalidad de transporte firme y 125,000 m³/d en la modalidad de transporte interrumpible.

MAPA 3 GASODUCTOS ARGENTINO Y URUGUAYOS



Fuente: UTE.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

En 1998 UTE llama a licitación para la compra de energía proveniente de una central térmica (entre 240 MW y 360 MW) a construir por un generador privado (a UTE se la da la opción de poder asociarse al emprendimiento en un porcentaje no mayor al 40%) en la zona de Casablanca (Paysandú)⁴⁷.

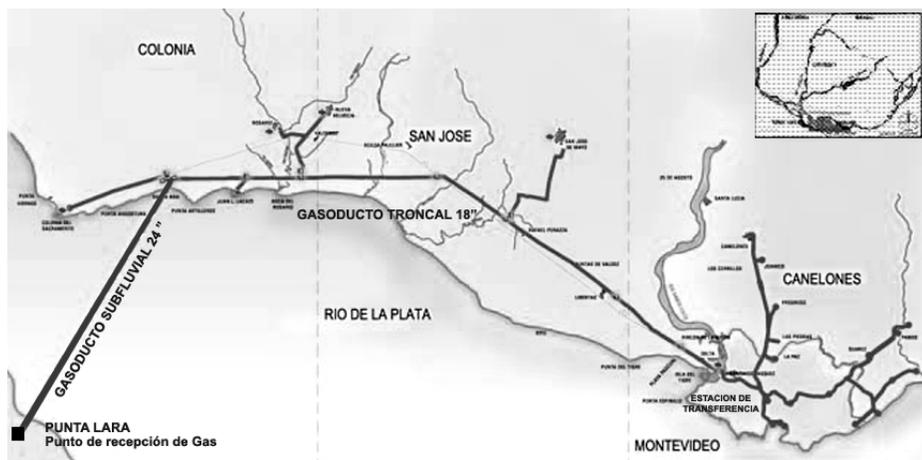
Pero en forma paralela, también en 1998, el MIEM, realizó un llamado a Licitación Pública Internacional para el proyecto, construcción y explotación de un sistema de gasoductos, para el abastecimiento de dicho combustible proveniente de la Argentina, a la zona sur del Uruguay. Ese mismo año y como forma de viabilizar la construcción del Gasoducto Cruz del Sur (GCdS)⁴⁸, el gobierno tomó la decisión de cancelar el proceso anterior y determinó que esta vez sea UTE la responsable de construir, una central termoeléctrica en el sur del país.

El mapa siguiente presenta la ubicación del trazado del gasoducto que une Buenos Aires con Montevideo.

⁴⁷ UTE y ANCAP aportaron al gobierno de la Provincia de Entre Ríos, los fondos que posibilitaron que el Gasoducto del Litoral Argentino permitiera el transporte de más de 2 millones de m³/día de gas hasta Uruguay.

⁴⁸ El proyecto original consideraba la construcción de un gasoducto que llegara hasta P. Alegre (Brasil), por lo que la extensión de un ramal hasta Montevideo resultaba casi marginal. En consecuencia, el valor del canon de transporte ofertado resultó significativamente más bajo que los valores esperados para un proyecto destinado exclusivamente para unir Bs. As. con Montevideo. Inviabilizada la opción de extensión del gasoducto hasta Porto Alegre y ante la amenaza por parte del consorcio GCdS de no realizar la obra por inviabilidad económica, el Gobierno encomendó a UTE a iniciar negociaciones con PAE y Wintershall (también accionistas de GCdS) a los efectos de suscribir un contrato de compra-venta de gas natural. Dichas gestiones culminaron en el 2001 con la firma de un contrato de compra de gas por 1.75 millones de m³/día, por 15 años, en la modalidad take or pay. Por otra parte UTE y ANCAP comprometieron la compra a GCdS de un total de 2 millones de m³/día de capacidad de transporte firme (500 mil m³/día UTE y 1,5 millones m³/día ANCAP). En definitiva fueron las empresas públicas del ámbito energético quienes viabilizaron la construcción del gasoducto.

MAPA 4 GASODUCTO CRUZ DEL SUR



Fuente: UTE.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

En marzo de 1999, se adjudicó el contrato de concesión por 30 años al consorcio Gasoducto Cruz del Sur (BG, *Pan American Energy* (PAE); Wintershall y ANCAP). En dicho contrato se establece una obligación de flujo máximo de 5.000.000 m³/día, libre acceso a la capacidad que no esté siendo utilizada para cumplir contratos firmes y derecho a fijar tarifas en extensiones a Brasil, pero reservando 500.000 m³/día a consumidores nacionales a tarifa regulada. El GCdS entró en servicio en el segundo semestre del 2002 quedando conformado un sistema vinculado por un lado a la fuente de suministro, es decir, a los productores y transportistas argentinos, y por el otro lado, a los consumidores de gas natural en la zona sur de Uruguay.

Luego que a principios del 2001 quedara desierta la licitación convocada por UTE para la construcción de un CC en Montevideo (que utilizaría instalaciones ya existentes de la Central Batlle), el gobierno decidió que ésta se construyese con capitales privados⁴⁹. En consecuencia, se realizó una nueva licitación para la compra de energía procedente de una central a construirse por un privado, por una potencia del orden de los 350-400 MW, esta vez en las proximidades del departamento de Montevideo. Pero en septiembre del 2002 nuevamente el proceso se declaró desierto (fue determinante para ello la grave crisis económica que tuvo su inicio en dicho año). Importa resaltar que en ambas ocasiones en que se convocó a la participación de privados se acordó aplicar la modalidad de contratos firmes (*Power Purchase Agreement*), que aseguraban ingresos prefijados⁵⁰.

Mediante un decreto de julio de 2003 el P.E. da luz verde para que UTE inicie un nuevo proceso licitatorio para la instalación de un CC⁵¹. A inicios del 2004 UTE llamó a licitación para adquirir un CC de potencia cercana a 400 MW. Debido a las dificultades que presentó el proceso licitatorio, éste se extendió por un plazo prolongado. En función de estos antecedentes, que según las

⁴⁹ El principal argumento invocado para que fuese construida por capitales privados estaba ligado a la necesidad de no incrementar la deuda pública y preservar así para el país el "grado inversor" (investment grade).

⁵⁰ En un año hidrológico promedio la generación de origen hidráulico podía cubrir alrededor del 75% de la demanda y en años de buena hidraulicidad el costo marginal de generación puede mantenerse en valores muy bajos (incluso cero) durante muchos meses. Frente al temor de que este contexto de incertidumbre no resultase atractivo para el inversor privado, se optó por una modalidad de contrato de largo plazo que le asegurase los ingresos.

⁵¹ "Se autoriza a UTE la celebración de un Convenio Interno de Suministro trasladable a tarifas para la central de generación que se encuentra en proceso de adquisición al presente. Dicho Convenio tendrá las siguientes características: el precio deberá cubrir la totalidad de los costos de inversión, financieros y operativos resultantes, incluyendo una razonable rentabilidad sobre la inversión realizada, el costo de combustible reconocido será el resultante del proceso de negociaciones o arbitraje que realice UTE con sus proveedores de gas natural, y la duración del Convenio será de quince años".

autoridades energéticas del nuevo gobierno presagiaban una alta probabilidad de impugnación de los resultados, y a que las opciones tecnológicas presentadas no respondían en sus plazos de instalación a las urgencias del momento (2 de las 3 ofertas que seguían en carrera eran de tecnología mono eje y su plazo de instalación 3 años), ni se adecuaban al contexto de incertidumbre en cuanto al abastecimiento de gas natural, se decidió dejar la licitación en suspenso. Finalmente, a fines del 2005 la licitación fue declarada desierta.

4.1.3 Los contratos de importación

A medida que la concreción de las inversiones de generación en territorio uruguayo se fueron dilatando y que en 1999 un déficit en el régimen de precipitaciones hacía más patente la vulnerabilidad del Sistema, se fueron acelerando las tratativas para la obtención de contratos de importación de energía eléctrica. Finalmente en dicho año, y tras 2 años de arduas negociaciones, se acordó la firma de 3 contratos de respaldo (potencia firme y energía asociada)⁵² con generadores argentinos por un total 360 MW y una duración de 2 años con opción a renovación, de los cuales 200 MW entraron en operación en el año 2000 y los 160 MW restantes a partir del año 2001. Para que ello pudiera concretarse fue necesario que en 1999 se cursaran entre las Cancillerías de ambos países las Notas Reversales modificatorias del Acuerdo de Interconexión, que facultaron a ambas delegaciones a realizar las modificaciones que asegurasen la eliminación de las “asimetrías”. Argentina entendió que la nueva organización institucional del sector eléctrico en Uruguay satisfacía los requisitos mínimos de “simetría y reciprocidad”, y como consecuencia de lo actuado, UTE pudo acceder al mercado de contratos (L. Minetti, 2001).

La incorporación de los contratos, constituyó un logro muy importante e implicó un cambio cualitativo en los requerimientos de inversión de la generación, en la medida que permitió atenuar el problema generado en la indivisibilidad de dichas inversiones (problema no menor para un sistema eléctrico relativamente pequeño respecto del tamaño mínimo económico de una central de tecnología moderna). El sistema adquiriría así una mayor flexibilidad, se diferían inversiones y se lograba una mejor adaptación del parque de generación a los requerimientos de la demanda. Pero por otra parte, había también quienes manifestaban preocupación frente a la dependencia creciente respecto del mercado energético argentino. Fundaban su inquietud en la inconveniencia de depender tan fuertemente de un solo país proveedor (hay que tener en cuenta que, a la decisión de hacer funcionar con gas natural proveniente de Argentina al proyectado CC, se adicionaba también la suscripción de contratos de importación de energía eléctrica con dicho país⁵³), cuyas condiciones de suministro dependen de las políticas argentinas.

Pero en el año 2002, en el marco de la emergencia económica existente, el gobierno argentino declaró la dolarización retroactiva del precio de los contratos de exportación de gas y electricidad que habían sido pactados en pesos argentinos. Esto ocasionó un reclamo judicial de UTE y una solución de arbitraje. Con posterioridad, en ese mismo año, UTE terminó celebrando nuevos contratos con precios más acordes a los del mercado argentino de ese momento, por un total de 338 MW.

⁵² Estos contratos se establecieron en la modalidad de Potencia Firme (Respaldo), con cargos fijos asociados a la remuneración fija a la que dichos generadores hubiesen tenido derecho en el MEM argentino en caso de no haber contratado en firme su potencia para la exportación, y cargos variables asociados al precio spot del MEM, más un margen.

⁵³ También generaba inquietud la existencia en los contratos de cláusulas que invocaban la posibilidad de suspender el suministro en caso de generarse restricciones de transporte en el Sistema Interconectado Argentino. Es importante tener en cuenta que dichos contratos representaban alrededor del 35% de la potencia media firme del Sistema Eléctrico Uruguayo.

4.2 Evolución de las recientes dificultades en la seguridad del abastecimiento. Causas, políticas y acciones

En este apartado se presenta un breve panorama de las diferentes dificultades abordadas para garantizar el abastecimiento eléctrico del MEM en los últimos 6 años. Diversas fueron las acciones llevadas adelante para poder hacer frente a las mismas. A continuación se resumen las más destacadas.

Como se muestra en el cuadro siguiente, en el período 1990-2005 la demanda de energía eléctrica pasó desde 4712 GWh a 8159 GWh (es decir un aumento de más de un 70%), en tanto que la carga máxima de potencia se incrementó en un 55% entre esos años. Por su parte, la capacidad instalada en generación pasó de 1755 MW a 2179 MW (creciendo 24%), como resultado de la incorporación al Sistema de los 212 MW de la central de La Tablada en 1992 y 158 MW de Salto Grande en 1995 (correspondiente a la última etapa del cronograma pactado con Argentina).

Cabe acotar que si bien la reserva teórica del sistema siempre estuvo por encima del 45% de su demanda máxima, sin embargo la adición de potencia hidráulica de Salto Grande agregó muy poca firmeza al Sistema por estar afectada por la ya mencionada importante aleatoriedad de los aportes hídricos a la represa, y la escasa capacidad de regulación de su embalse. Los contratos de respaldo, por su parte, habían visto reducida su potencia (de 338 MW a 150 MW) y existían dudas en cuanto a la firmeza de dicho suministro. Ante esta situación los informes técnicos (de UTE y del MIEM) realizados a mediados de la presente década señalaban la imperiosa necesidad de adicionar al menos una central térmica de 200 MW, en el plazo más breve posible, según se expresó anteriormente.

CUADRO 4
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA ELÉCTRICA DE UTE.

Años	Capacidad Instalada Térmica (MW)	Contratos firmes de Importación (MW)	Capacidad Instalada Hidráulica (MW)	Potencia Total (MW)	Carga Máxima Anual (MW)	Demanda Anual (GWh)
1990	401	0	1 203	1 604	952	4 712
1991	513	0	1 203	1 716	1 057	5 065
1992	625	0	1 361	1 986	1 141	5 318
1993	621	0	1 361	1 982	1 108	5 580
1994	621	0	1 361	1 982	1 167	5 789
1995	589	0	1 519	2 108	1 204	6 117
1996	583	0	1 524	2 107	1 269	6 466
1997	582	0	1 538	2 120	1 266	6 835
1998	581	0	1 538	2 119	1 287	7 194
1999	581	0	1 538	2 119	1 349	7 545
2000	505	200	1 538	2 243	1 463	7 833
2001	494	360	1 538	2 392	1 459	7 862
2002	494	338	1 538	2 370	1 411	7 687
2003	494	338	1 538	2 370	1 368	7 704
2004	492	150	1 538	2 180	1 449	8 096
2005	491	150	1 538	2 179	1 485	8 159
2006	691	150	1 538	2 379	1 409	8 189
2007	791	150	1 538	2 479	1 654	8 875
2008	791	0	1 538	2 329	1 481	9 500

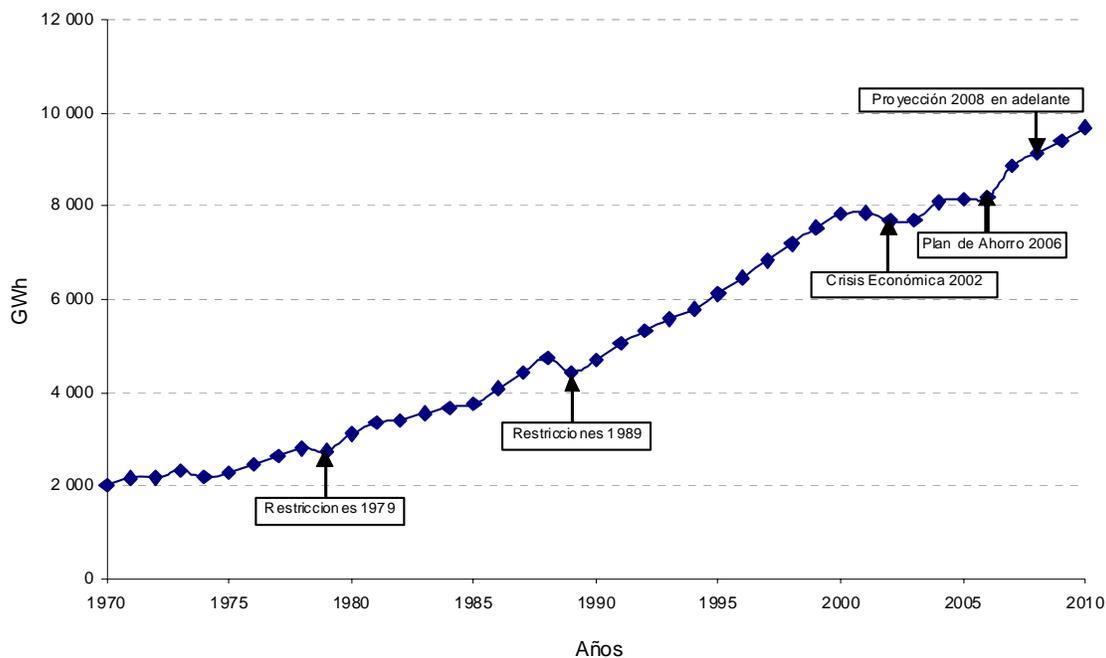
Fuente: Memorias UTE.

Nota: Las reducciones en la potencia térmica se debe a la salida de servicio de centrales por obsolescencia.

Por otro lado, como puede observarse en la tabla anterior, entre los años 2001 y 2003 la demanda de energía eléctrica experimentó una caída de aprox. 2.2%, como consecuencia de la profundidad de la crisis económica que afectó al Uruguay en dicho período. De alguna manera este hecho, que no registraba antecedentes en la historia del sector eléctrico uruguayo⁵⁴, contribuyó a disimular el déficit de oferta firme de energía.

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de la demanda de energía desde 1975 y un escenario prospectivo hasta el 2010.

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA
(GWh)



Fuente: UTE.

En el verano del 2004 Argentina atravesó una difícil situación energética que puso en evidencia las dificultades del sector gasífero argentino para atender conjuntamente la demanda interna y externa (en la coyuntura y en el largo plazo), y abrió una interrogante acerca de la viabilidad de su continuidad en el rol de exportador, debido a las insuficientes reservas disponibles.

En marzo de ese año, como consecuencia de las dificultades mencionadas y como resultado de la aplicación del Anexo 30 de la Resolución 21 de la Secretaría de Energía de Argentina (Respaldo efectivo)⁵⁵, la disponibilidad para Uruguay de los 338 MW de contratos firmes de importación vigentes, se vio bruscamente reducida a 140 MW, para luego estabilizarse en 150 MW (aquellos respaldados por la central Güemes - Salta)⁵⁶. Situación que se prolongó hasta la finalización de la vigencia de los contratos (31 enero de 2005). A partir de febrero de 2005, se acordó la renovación por 2 años de contratos en la modalidad de potencia firme y energía asociada, por un total de hasta 150

⁵⁴ Con anterioridad se habían verificado caídas en la demanda ante situaciones de restricciones (1979, 1989), pero ni aún ante graves crisis económicas (ej. 1982) se había constatado esta situación.

⁵⁵ En los contratos, la naturaleza firme del compromiso del vendedor requiere la existencia de capacidad de generación puesta a disposición. En particular, para los contratos de exportación, la demanda del país comprador se agrega al despacho para ser cubierta por el conjunto del MEM. En situaciones de déficit de generación en el MEM el Anexo 30 prevé que, "si ante la falta de disponibilidad propia del vendedor y la falta de oferta en el mercado spot, no se puede abastecer toda la exportación comprometida por un vendedor, el OED debe repartir el faltante como una restricción a la potencia y energía a entregar a cada uno de sus contratos de exportación".

⁵⁶ Esa reducción se debió a la caída de la potencia respaldada porque las contratadas no estaban operables.

MW. Cabe aquí dejar constancia que el Sistema Uruguayo contó con este suministro cada vez que fue convocado hasta su caducidad en el 2007.

RECUADRO 4

ACCIONES ANTE LAS DIFICULTADES EN LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO EN 2004

Dado que la situación de déficit de precipitaciones por la que estaba atravesando Uruguay a comienzos del 2004 había reducido considerablemente la oferta de energía hidroeléctrica, y que el parque térmico disponible, sumados a los ahora 150 MW del contrato de importación, no alcanzaban para cubrir los requerimientos de la demanda, las autoridades uruguayas iniciaron febriles gestiones ante sus pares de Argentina y Brasil, a los efectos de lograr suministros adicionales de energía por fuera del contrato y en el marco del Convenio firmado en 1983. Es así que a partir abril del 2004, se habilitaron distintas formas de comercio que permitieron a Uruguay recibir energía desde la red argentina:

- Importación en modalidad emergencia de energía térmica argentina al costo, mediante el pago adelantado del costo variable para viabilizar la compra de combustible.
- Compra de energía desde Brasil en tránsito por el sistema de transmisión argentino.
- Empleo por Uruguay de parte de la energía asociada a la potencia que Argentina había licitado previamente en Brasil

La posibilidad de obtener energía adicional, mediante la utilización de todas estas modalidades, permitieron evitar el racionamiento del suministro eléctrico en dicho año.

Fuente: Elaboración propia en base a Memorias de UTE.

El déficit de precipitaciones no permitió una recuperación de las reservas del lago de Rincón del Bonete hasta inicios del otoño del 2005, cuando copiosas lluvias que cayeron sobre las cuencas de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas, posibilitaron una mejora significativa del nivel de los embalses. La dificultad para asegurar el abastecimiento de la demanda ante situaciones de sequía, puso de relieve la situación de vulnerabilidad estructural del Sistema Eléctrico Uruguayo. Los desequilibrios entre oferta y demanda de energía eléctrica descritas precedentemente se convirtieron en la crónica de una crisis anunciada. Una vez recuperada la senda de crecimiento de la demanda y ante la eventualidad que una sequía afectase al país, emergerían los problemas de fondo.

RECUADRO 5

LAS DIFICULTADES Y LOS PROBLEMAS DE FONDO

Más allá de la acción de las sequías como disparador coyuntural, y del hecho que los países vecinos atravesaban sus propias dificultades energéticas y no siempre podían prestar su apoyo al Sistema Uruguayo, subyacía un tema de fondo: el fracaso de una estrategia que apostó aportar respaldo al Sistema mediante la suscripción de contratos de importación de energía eléctrica desde la Argentina y 10 años de sucesivas frustraciones en la concreción de proyectos de inversión para ampliar la capacidad del parque de generación uruguayo, y para los que por otra parte no estaba asegurado el suministro de gas (como pudo constatarse con posterioridad)⁵⁷.

Fuente: Elaboración propia en base a Memorias de UTE.

⁵⁷ De hecho el contrato celebrado en el año 2000 por UTE con PAE y Wintershall nunca llegó a ejecutarse en los términos suscritos. Por un lado, las significativas modificaciones que tuvieron lugar en las condiciones del mercado de gas argentino y en su regulación a partir del 2002, tornaron prácticamente imposible el mantenimiento de las condiciones comerciales (firmeza, precio, etc.) pactadas originalmente. Por otro lado, incidió también la no concreción en los plazos previstos de la central térmica que utilizaría dicho combustible (en el contrato se fijaba el 1/09/04 como fecha de la primera entrega y hasta el 2008 el parque de generación de UTE no contó con una central en condiciones de consumir gas natural). Cabe señalar que en este último año y en el marco de un acuerdo de suministro interrumpible de Gas Natural pactado por UTE con PAE y Wintershall, las unidades de la central de Punta del Tigre pudieron, en algunas oportunidades, funcionar con dicho combustible.

En marzo de 2005, ni bien asumieron sus funciones las nuevas autoridades del sector eléctrico y en el marco de las dificultades señaladas precedentemente para asegurar el abastecimiento de la demanda, se abocaron inmediatamente a la elaboración de líneas de acción que permitieran superar la difícil coyuntura, así como sentar las bases para avanzar en la solución de la problemática de fondo.

Con especial énfasis en la rapidez de la instalación, UTE realizó un llamado a licitación para la construcción de una central térmica de 200 MW en la zona de Punta del Tigre (departamento de San José). En dicha licitación resultó adjudicada la oferta de General Electric que proponía la instalación de 4 unidades aeroderivativas de 50 MW cada una, duales (gas natural y gas oil). En noviembre del 2005 comenzaron las obras y la central quedó operativa en su totalidad a principios de noviembre de 2006.

RECUADRO 6 ACCIONES ANTE LAS DIFICULTADES DEL 2006

El 2006 fue un año particularmente difícil en lo referente a la seguridad en el abastecimiento de la demanda. Una severa sequía, que se instaló en las cuencas de los ríos donde se ubican las centrales hidroeléctricas (la 4^o peor crónica desde que se llevan registros), puso en jaque la seguridad del suministro y obligó a las autoridades del sector a extremar esfuerzos y desplegar toda una batería de acciones tendientes a atenuar el riesgo.

En primer lugar se efectuaron intensas gestiones ante las autoridades energéticas argentinas y brasileras a los efectos de poder importar la mayor cantidad de energía posible. Cabe destacar que a pesar de las propias dificultades por las que atravesaban los sectores eléctricos de ambos países vecinos (dado que la sequía había afectado también al sur del Brasil y el litoral argentino), mediante la puesta en marcha de diferentes mecanismos y modalidades de intercambio⁵⁸, se lograron importar cantidades significativas de energía⁵⁹.

Se impuso un ritmo a marcha forzada en la construcción de la Central de Punta del Tigre, con el propósito que la misma pudiera aportar energía a la red lo antes posible, particularmente en los picos de consumo de Sistema. Los importantes esfuerzos que se realizaron para que el conjunto del parque térmico disponible (algunas de cuyas unidades tienen más de 50 años), pudiera estar a la altura de los requerimientos que la gravedad de la situación imponía (ampliación horaria de los turnos de trabajo a los efectos de paliar la carencia de personal calificado, recuperación y puesta en funcionamiento de equipos generadores que estaban fuera de servicio, agrupamientos de grupos diesel, etc.), permitieron alcanzar un factor de disponibilidad conjunta de más del 90%.

Si bien UTE ya venía trabajando en el fomento de acciones de eficiencia energética, la crítica situación por la que se atravesaba llevó al MIEM (en conjunto con UTE) a implementar un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), con el objetivo de coadyuvar a la superación de la difícil coyuntura. En su primera fase fue de carácter obligatorio para el Sector Público, y voluntario para el resto de la sociedad. A medida que la situación se fue agravando se requirió de una segunda fase, que incorporó algunas medidas de carácter obligatorio también para los sectores residencial y comercial (iluminación de vidrieras, iluminación residencial con fines decorativos, etc.)⁶⁰. El compromiso de la población con el PAEE es digno de destacar, alcanzándose durante su período de vigencia (abril-agosto) un ahorro del 8% del total de la demanda, sin haber sido necesaria la

(Continúa)

⁵⁸ En dicho año se incorporó una nueva modalidad que se denominó contingente, con un esquema de remuneración similar al de emergencia, pero que habilitaba el intercambio en períodos cortos para situaciones distintas a la extrema que configura una emergencia.

⁵⁹ En los meses de abril y mayo se habilitó para Uruguay la interconexión de Garabí, por la que llegaron a importarse (luego de pasar por las redes argentinas) hasta 600 MW. En las negociaciones con Endesa se acordó el pago de un monto fijo por mes más un variable por la energía convocada.

⁶⁰ En el marco de las medidas que tendieron a incentivar el ahorro energético, se definió un aumento extraordinario y transitorio del 5% en el tercer escalón de la tarifa residencial (consumo mensual mayor de 600 kWh), a los efectos de dar una señal de precio a los clientes residenciales con mayor capacidad de sustitución de fuentes y ahorro (clientes residenciales en los que se constata una mayor elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica). Este aumento extraordinario rigió entre los meses de junio y agosto.

Recuadro 6 (Conclusión)

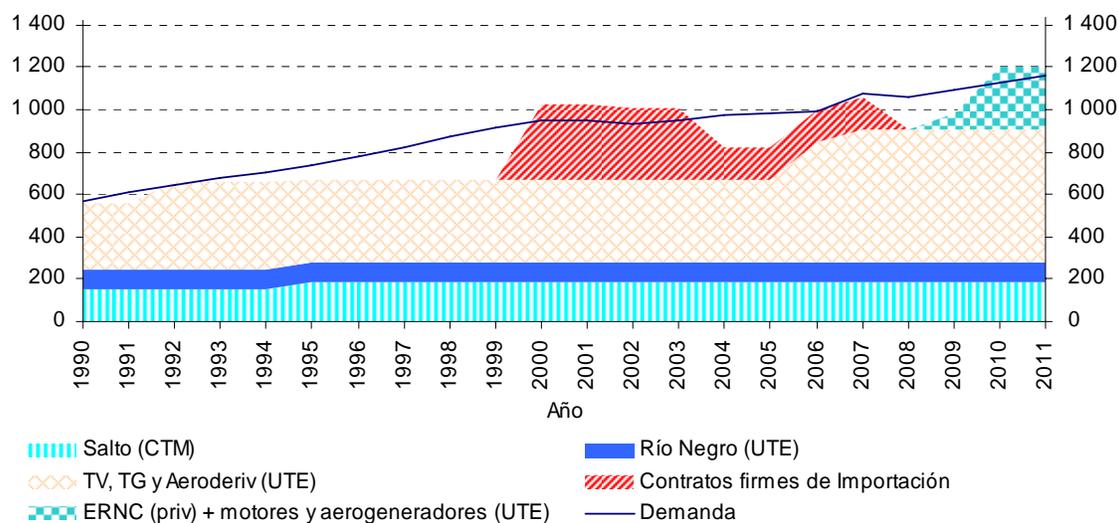
aplicación de multas. En dicho lapso más de 265.000 clientes residenciales ahorraron más del 15% respecto de su consumo en igual período del bienio anterior. Como resultado de un sorteo, UTE benefició a mil de estos clientes con un descuento en sus facturas, equivalente al doble de los kWh ahorrados respecto del promedio del consumo de invierno de los últimos 2 años.

La conjunción de todos estos esfuerzos permitió superar la peor coyuntura energética desde la crisis de 1989, sin tener que implementar cortes en el suministro. Se evitaron así impactos negativos sobre el crecimiento económico del país y mayores perjuicios a la población; pero quedó nuevamente en evidencia la fragilidad en la seguridad del abastecimiento eléctrico frente a situaciones de sequía.

Fuente: Elaboración Propia en base a Memorias de UTE.

El Gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de la demanda de potencia media firme del Sistema (pasada y prevista hasta el 2012), así como la potencia firme que se fue incorporando y la que está prevista incorporar, a fin de cubrir esos requerimientos.

GRÁFICO 6
EVOLUCIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE POTENCIA MEDIA FIRME
(MW)



Fuente: UTE.

Ni bien la economía uruguaya comenzó a mostrar síntomas de recuperación en el 2004, la demanda de energía eléctrica retomó la senda del crecimiento. De acuerdo a estudios energéticos realizados en el 2006, que pronosticaban tasas de crecimiento anual del orden del 3.5 % para el resto de la década, se necesitarían incorporar al Sistema aproximadamente 50 MW por año de potencia media firme. Esta última constatación, sumada al hecho que en el correr del 2007 caducaba el contrato de importación de energía desde la Argentina (y se veía muy poco probable una renovación en iguales condiciones de firmeza⁶¹), llevan a UTE a decidir ampliar la licitación de Punta del Tigre en 100 MW

⁶¹ De hecho dicho contrato no pudo ser renovado en condiciones similares, y en su lugar se firmó un nuevo contrato con CEMSA (agente comercializador del MEM argentino) por 2 años en modalidad interrumpible (respaldado también por la Central Güemes).

adicionales, los que entraron en operación en diciembre de 2007 (llevando así la capacidad total de la central a 300 MW).

RECUADRO 7 ACCIONES ANTE LAS DIFICULTADES DEL 2008

En el año 2008 Uruguay se ve afectado por una nueva sequía, esta vez de una duración excepcional (se extendió hasta gran parte del 2009), que provocó una merma significativa de la generación hidroeléctrica (principalmente a las centrales situadas sobre el río Negro). Esta situación, que ponía en riesgo la seguridad del abastecimiento de energía, obligó al gobierno a implementar nuevamente un PAEE. Si bien en ese año no se dieron las condiciones que pudieran posibilitar un apoyo sustancial de los países vecinos⁶² (como había ocurrido en el 2006), la compleja situación energética logró superarse (al igual que la anterior sin cortes ni multas). Fue esencial para ello el aporte de la recientemente construida Central Térmica de Punta del Tigre (más del 20% de la demanda del Sistema en dicho año) y el apoyo de la población y en particular del sector público (con un ahorro promedio superior al 10%) al PAEE. Pero no se puede dejar pasar por alto que la conjunción de la necesidad de utilizar el parque térmico a pleno durante un período prolongado y el aumento desenfrenado del precio del petróleo (que alcanzó en julio valores cercanos a los 150 U\$S el barril), triplicaron el presupuesto previsto para el abastecimiento de la demanda, impactando fuertemente sobre el resultado del ejercicio.

Dada la necesidad de seguir incorporando potencia al Sistema en los plazos más breves posibles, en el marco de un proyecto de modernización y mejora de eficiencia de Central Batlle, durante el 2008 UTE realizó un llamado para la instalación de entre 50 y 80 MW en motores estacionarios multicomcombustibles (fuel oil, gasoil, gas natural, biodiesel) en el predio de Central Batlle. Finalmente a fines del 2008, resultó adjudicado el consorcio que ofertó la instalación de 8 módulos de motores Wärtzillä de 10MW, en un plazo no mayor a 10 meses, por lo que está prevista su entrada en operación para el segundo semestre del presente año.

Fuente: Elaboración Propia en base a Memorias de UTE.

El Cuadro siguiente presenta un detalle del equipamiento instalado en la actualidad, tanto en servicio público como en productores independientes y autoprodutores.

⁶² En dicho año Argentina utilizó la interconexión Garabí, quedando disponible para Uruguay el remanente no utilizado por ésta (modalidad “mochila”). El costo fijo del peaje se prorrateó en función de la potencia máxima efectivamente tomada por cada país.

CUADRO 5 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (2008)

<i>PARQUE GENERADOR DE UTE</i>					
Generación Térmica					
Unidad	Tipo	Capacidad Nominal MW	Año Instalación	Rendimiento %	Combustible
C. Battle- Sala B	Turbo-vapor	50	1955/56	25	FOP
C. Battle- 5ª	Turbo-vapor	80	1970	33	FOP
C. Battle- 6ª	Turbo-vapor	125	1976	32	FOP
C. Battle - Motores	Motores estacionarios	80	en construcción*	45	FO/Gas/Gas-oil/biodiesel
C. Maldonado	TG	20	1982	22	Gas-Oil
CTR	TG	212	1991/92	30	Gas-Oil
Punta del Tigre	Aeroderivativa	300	2006/07	40	Gas-Oil/Gas
Autónomos	Diesel	6	-		Gas-oil

Generación Hidráulica			
Unidad	Capacidad Nominal MW	Año Instalación	Tipo/capacidad de regulación
Rincón del Bonete	152	1946	Alta (6 meses)
Baygorria	108	1960	de pasada
Palmar	333	1982	Baja (2 semanas)

Generación eólica		
Unidad	Año de instalación	Potencia MW
Sierra de los Caracoles	2008	10
Ampl.. S. de los Caracoles	En construcción *	10

COMISIÓN TÉCNICA MIXTA SALTO GRANDE

Generación Hidráulica			
Unidad	Potencia MW	Año Instalación	Tipo/capacidad de regulación
CTM- Salto Grande	945	1979	Baja (2 semanas)

PRODUCTORES INDEPENDIENTES Y AUTOPRODUCTORES

Generación Eólica

En operación: 2 centrales por un total de 4.3 MW.

En construcción: 1 central por un total de 6 MW.

Generación Biomasa

Botnia – Capacidad instalada: 120 MW (90 MW autoconsumo y los excedentes se vuelcan al S.I.N.).

En construcción: 6 proyectos por un total de 66 MW.

Otros (biomasa, gas natural, gas oil) – 8 MW.

Total capacidad nominal instalada en generación: 2475 MW.

Fuente: UTE y CTMSG.

(*) Adicionalmente, merece mencionarse que el reciente procesamiento y análisis de la información disponible de la Encuesta de Usos y Consumo de Energía para el año 2006⁶³, indica que existen más de 500 MW instalados en equipos de autoproducción. Un 96 % corresponde a pequeños equipos diesel de respaldo, con un factor de utilización casi nulo. Un 39% del total, es potencia instalada en el sector comercio y servicios, y un 13% se encuentra instalado en barcos del sector pesca.

Nota: FOP = Fuel Oil pesado * Finalización prevista: fines año 2009

* Finalización prevista: fines año 2009

Total capacidad nominal instalada del parque generador de UTE (2008): 1.398 MW.

CTM = Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (la potencia de la central, que corresponde a partes iguales a Uruguay y Argentina, es de 1890 MW).

⁶³ FB – PRIEN – DNETN. “Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional”. Montevideo, Uruguay, 2009.

4.3 La generación distribuida y las energías renovables no convencionales (ERNC)

En lo que respecta al desarrollo de la generación distribuida y de las energías renovables no convencionales para la generación de energía eléctrica y su inyección a la red, cabe señalar que si bien con anterioridad al 2008 tuvieron lugar algunos intentos, éstos en general no prosperaron o tuvieron un alcance muy limitado. En este sentido se destaca como proyecto pionero, aunque se está desarrollando con muchas dificultades, el de la central de biogás de Las Rosas (Maldonado), que entró en servicio en el 2004 y que cuenta con una potencia instalada de 1 MW.

RECUADRO 8 ACCIONES PARA IMPULSAR LAS ERNC

A partir de 2005, en el marco de los lineamientos del Poder Ejecutivo de impulsar el desarrollo de la generación distribuida y de formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado, se suceden una serie de decretos que apuntan a tales fines:

- Decreto 389/005, destinado a la promoción de la generación distribuida. Autoriza a UTE a contratar energía a precios prefijados, por un total de hasta 50 MW, con centrales de no más de 5 MW instalados.
- Decreto 77/006, habilita a UTE a licitar la compra de energía procedente de fuentes primarias de biomasa, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas. Establece un cupo máximo a contratar de 60 MW, distribuidos en 20 MW por cada fuente promovida, pero con posibilidad de ampliar en caso que alguna no complete su cupo. Se fija la capacidad instalada máxima de las centrales en 10 MW⁶⁴, y los precios (en tanto se mantengan en el entorno de valores de referencia y conveniencia) serán los resultantes de un procedimiento competitivo.
- Decreto 397/007, complementa el contenido del decreto anterior, desacoplando los límites entre potencia contratada e instalada y permitiendo ahora centrales con potencias instaladas de hasta 20 MW, de los cuales no más de 10 MW pueden estar contratados al precio promocional obtenido en el procedimiento competitivo, habilitándose la venta al spot de la eventual energía remanente.

Fuente: Elaboración Propia en base a URSEA.

Como resultado de estos llamados para el desarrollo de dichas fuentes por parte de actores privados, resultaron finalmente adjudicados por UTE un total de 12 proyectos, que se detallan a continuación.

CUADRO 6 GENERACIÓN EÓLICA

Empresa/Proyecto	MW	Entrada en operación
Agroland S.A.	0,3	2007
Nuevo Manantial S.A.	4	2008
	6	2009
Amplin S.A.	2	2010
	7,5	2012
	7,5	2012

Fuente: Elaboración Propia en base a información periodística y de UTE.

⁶⁴ En el resultando del Decreto se argumenta la conveniencia para esta etapa de favorecer la multiplicidad de actores por razones de desarrollo social, tecnológico y territorial. Cabe señalar que la fórmula que se utilizó para el comparativo de ofertas, otorgaba mejores condiciones a aquellas ofertas que presentaban un mayor porcentaje de participación de componentes de la industria nacional. En este sentido, importa destacar que en los proyectos de biomasa adjudicados, más de un 50% de sus componentes provienen de la industria nacional.

CUADRO 7
GENERACIÓN EN BASE A BIOMASA

Empresa/Proyecto	MW Instalados	MW Contratados con UTE	Consume	Entrada en operación
Bioener S.A.	12	9	Residuos forestales	2009
Galofer S.A.	14	10	Cáscara de arroz	2009
Fenirol S.A.	10	10	Residuos forestales	2009
Alur S.A.	13	4	Bagazo de caña de azúcar	2009
Los Piques S.A.	12	5	Residuos forestales	2009
Ponlar S.A.	5	2,5	Residuos forestales	2011

Fuente: Elaboración Propia en base a información periodística y de UTE.

Los precios alcanzados en el marco de los procesos competitivos descritos varían en un rango muy amplio. Con valores de biomasa concentrados en el entorno de los 80 U\$\$/MWh y los de eólica en los 90 U\$\$/MWh. En cuanto a los plazos de los contratos estos varían en un rango de 12 a 20 años.

Cabe señalar que los generadores adjudicados en el marco de los procesos licitatorios anteriormente descritos, están eximidos del pago de cargos por el uso de redes de transmisión y distribución, y tienen derecho a decidir su propio despacho. A los efectos de la aplicación del índice de comparación de ofertas como se dijo, se tiene especial consideración a los parámetros vinculados a la integración de componente nacional y plazos de entrada en servicio.

Por fuera del marco de los Decretos promocionales, Botnia (planta de celulosa) incorporó al Sistema 120 MW de capacidad de generación, 90 MW de los cuales destina a satisfacer las necesidades energéticas de su proceso productivo (y los de una planta química contigua), en tanto vuelca el remanente al S.I.N en condiciones establecidas en un contrato con UTE. El combustible utilizado es el obtenido a partir de los residuos generados en la planta de celulosa (licor negro). Por otra parte la empresa Liderat S.A. está construyendo una central a biomasa (residuos forestales) con una potencia instalada de 5 MW. Se estima su entrada en servicio para este año y comercializaría sus excedentes en el mercado spot. Además, desde mediados de 2008 la empresa Zenda Leather S.A. (curtiembre) ha instalado una central de cogeneración de 3,7 MW, utilizando gas natural como combustible y volcando sus excedentes al mercado spot.

En lo que refiere al desarrollo de fuentes energéticas alternativas por parte de UTE, cabe mencionar la suscripción a principios de los 90' de un convenio con la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, a los efectos de realizar una evaluación primaria del potencial eólico del Uruguay, así como la implementación de un proyecto piloto que consistió en la instalación de un generador eólico de 0.15 MW en la zona de Sierra de los Caracoles. En este período también se destaca la instalación de paneles solares en lugares aislados del medio rural, y particularmente el esfuerzo realizado por UTE para que todas las escuelas, policlínicas y destacamentos policiales ubicados en zonas muy aisladas, puedan contar al menos con dichos paneles.

Pero el punto de inflexión para UTE en esta materia lo constituye la concreción en el 2008, en el marco del programa de conversión de deuda de Uruguay con España, de un parque eólico de 10 MW en Sierra de los Caracoles (compuesto por 5 unidades Vestas V80 de 2 W c/u). Las mediciones realizadas desde su entrada en servicio dan cuenta de un factor de utilización de entre 35% y 40%, lo que muestra las bondades de la zona para la explotación del recurso eólico. En el correr del presente año dicho parque va a ampliar su capacidad instalada para alcanzar un total de 20 MW.

En lo que refiere a la generación hidroeléctrica, existen varios proyectos de instalación de centrales de algunas decenas de MW (Arapey, Paso Centurión, etc). A corto plazo, el que aparece con más chance de concretarse, es el relativo a la adición de una 5^a turbina a la central hidroeléctrica de Rincón del Bonete. La potencia a incorporar sería de aproximadamente 70 MW y en los próximos meses se estaría convocando a licitación para la realización de la obra.

4.4 La eficiencia energética

En consonancia con los lineamientos establecidos por el actual gobierno así como por las anteriores Administraciones, desde el MIEM y UTE desde hace ya varios años se están realizando campañas de sensibilización de la opinión pública respecto de la necesidad de consumir la energía eléctrica en forma eficiente. Es así que bajo el lema “ser eficiente es conveniente”, se han instrumentado campañas de divulgación escolar y de consejos a través de los medios (TV, radio, diarios, etc.) para realizar un uso eficiente del equipamiento eléctrico.

Por otra parte UTE, con el objetivo de mejorar su estructura de costos y posibilitar reducciones tarifarias, viene emprendiendo una intensa campaña destinada a promover la aplicación de medidas tendientes a desplazar el consumo de las horas de punta al resto de las horas (tarifas multihorario) e incentivar la introducción de tecnologías eficientes. Con este último fin, en el año 2001, UTE implementó un plan masivo de financiamiento⁶⁵ para la adquisición de equipamiento eléctrico eficiente para calentamiento de agua, refrigeración y acondicionamiento térmico. Si bien en su aplicación, sus objetivos fueron en parte desvirtuados (se terminó financiando la compra de todo tipo de equipamiento aun de aquellos notoriamente ineficientes), también es cierto que un importante número de familias pudo acceder a la compra de los productos cuyo uso UTE buscaba promover. Adicionalmente, la propia estructura tarifaria creciente por bloques de consumo constituye una herramienta que contribuye a incentivar un uso más racional de la energía.

RECUADRO 9 PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Desde hace ya algunos años está en marcha el Programa de Eficiencia Energética (BM, GEF)⁶⁶, que está siendo coordinado por la DNETN y en el cual UTE tiene una participación activa. En el marco de dicho Programa ya se han concretado o están en marcha varios proyectos como la creación de una Unidad de Servicios de Eficiencia Energética de UTE (con el objetivo de desarrollar un programa de electrificación rural mediante paneles fotovoltaicos solares e impulsar proyectos piloto de mejora de eficiencia en alumbrado público, oficinas gubernamentales, sector comercial y barrios carenciados); y el proyecto “Juntando Nuestra Energía”, destinado a generar consciencia de la problemática energética y medioambiental en escolares y liceales, se han venido realizando actividades en las que cientos de estudiantes expusieron trabajos sobre eficiencia energética.

Fuente: <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/proyecto.htm>.

Un punto alto en la política de promoción de la eficiencia energética lo constituyó la implementación a partir de mediados del 2008 del plan “A todas Luces”, cuyo objetivo es poder entregar a todos los hogares residenciales (1,1 millones) 2 lámparas de bajo consumo clase A (se dan en forma gratuita y se pide a cambio la entrega de 2 lámparas incandescentes). Hasta mediados del 2009 se llevaban repartidas 1,8 millones de dichas lámparas.

Las autoridades energéticas han puesto énfasis en la promoción de proyectos de eficiencia energética, entendiendo que en la práctica operan como una fuente de energía autóctona, amigable con el ambiente, abundante y relativamente barata cuando proviene de la eliminación de ineficiencias y del uso innecesario y dispendioso de la energía. De esta forma no implicarían una pérdida de bienestar y sus beneficios directos serían:

- Contribución al ahorro de divisas.

⁶⁵ El financiamiento se lo otorgaba un banco privado al cliente, UTE ponía su capacidad de negociación a fin de obtener las condiciones más ventajosas posibles para el cliente y además el pago de las cuotas se incluía en la factura eléctrica.

⁶⁶ El programa tiene un presupuesto de 21 millones de U\$S, de los cuales 7.5 millones U\$S aporta UTE, 7 millones U\$S el GEF; 500 mil U\$S el MIEM, en tanto los privados aportan el resto.

- Reducción de emisiones de gas efecto invernadero.
- Mejora de la competitividad al reducir el costo de la energía como factor productivo.
- Generación de efectos positivos sobre la equidad social, ya que son los estratos más pobres los que gastan un porcentaje mayor de sus ingresos en energía.

En los últimos años, UTE ha insistido en el concepto que la promoción de un uso responsable y eficiente de la energía es parte integrante de las políticas de Responsabilidad Social que lleva adelante la empresa. En este sentido se ha señalado que “el objetivo no es vender electrones o kWh, sino satisfacer necesidades de confort para los hogares, fuerza motriz para la industria, iluminación para espacios públicos y comercios, etc., y que en la medida que dichos requerimientos puedan ser satisfechos utilizando energía en forma eficiente, se estarán liberando recursos que serán aplicados a la satisfacción de nuevas necesidades, aportando así a la mejora de la calidad de vida de la población y a la sustentabilidad del medio ambiente”.

Es importante destacar que se encuentra en estudio en el Parlamento un proyecto de Ley de Eficiencia Energética, que de aprobarse declararía de interés nacional el uso eficiente de la energía y que entre otras líneas de acción impulsaría: el etiquetado energético para el equipamiento electrodoméstico, la creación de un Fideicomiso de Eficiencia Energética, con el propósito de administrar las transacciones de certificados de eficiencia y que oficiaría también de fondo de garantías para líneas de financiamiento destinados a proyectos de eficiencia energética, etc.

4.5 La integración eléctrica Regional

Uruguay es un país con limitaciones en la disponibilidad de recursos energéticos, por ello es relevante la conveniencia de propiciar lo más firmemente la integración regional. Vale mencionar que si bien en la década del 90 se produjeron muchas acciones privadas tendientes al comercio exterior de productos energéticos (desarrollando en muchos casos infraestructura para viabilizar las operaciones), éstas fueron percibidas y concretadas como “oportunidades de negocio”.

Es importante bajo ese aprendizaje lograr que la integración se base en la promoción de realización de infraestructura que habilite a todos los países y áreas de la región al acceso a los abundantes recursos energéticos sobre la base de un reparto equitativo de los beneficios obtenidos por el conjunto.

A continuación se presentan las experiencias de integración logradas entre Uruguay, Brasil y Argentina.

4.5.1 Interconexiones internacionales

Las interconexiones eléctricas con Argentina y Brasil han sido importantes a los efectos dar mayor seguridad al suministro eléctrico en Uruguay y en ocasiones han contribuido al acceso de fuentes más competitivas. La interconexión con Argentina es la de mayor tamaño (2000 MW) y en casi 30 años ha permitido enormes beneficios acumulados a ambos países. La interconexión con Brasil es más reciente y de sólo 72 MW, pero está generando experiencias importantísimas para el desarrollo de un proyecto mayor que ambos países se están planteando en la actualidad.

La tabla siguiente muestra el comercio internacional de energía de Uruguay. Al comparar magnitud de dicho comercio con la demanda total de Uruguay, se observa que éste a representado frecuentemente una fracción significativa del volumen de la demanda de Uruguay.

CUADRO 8
COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE URUGUAY EN GWH*

Año	Importación desde Argentina	Importación desde Brasil*	Exportación a Argentina	Exportación a Brasil	Demanda Uruguay
1990	51	0	763	0	4 704
1991	0	0	800	0	5 058
1992	12	0	2 551	9	5 322
1993	15	0	1 432	10	5 584
1994	15	0	902	10	5 782
1995	188	0	242	12	6 122
1996	309	0	280	17	6 470
1997	271	0	384	18	6 840
1998	78	0	1 794	25	7 200
1999	708	0	200	9	7 552
2000	1 328	0	767	0	7 838
2001	117	6	1 168	73	7 869
2002	559	0	1 909	0	7 693
2003	434	0	954	0	7 710
2004	1 809	538	10	0	8 100
2005	835	750	816	10	8 165
2006	2 024	809	7	10	8 194
2007	574	215	971	34	8 881
2008	729	234	16	14	9 500

Fuente: UTE.

* Incluye la energía eléctrica generada en Brasil y que llegó a Uruguay a través de las redes de transmisión argentinas.

4.5.1.1. Argentina-Uruguay: una larga historia de intercambios energéticos

Los sistemas eléctricos de Uruguay y Argentina tienen una larga historia de cooperación energética, cuyo exponente más alto lo constituyen los 30 años de operación conjunta de la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande⁶⁷.

En 1974, los dos países establecieron las bases jurídicas para la construcción de la central binacional, y suscribieron un Acuerdo de Interconexión Energética. A partir de 1980, con la entrada en servicio de dicha central y del sistema de 500 kV de interconexión entre ambos países, se hicieron posibles intercambios muy significativos. En 1983 se firmó el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión, aprobado como un Tratado por los parlamentos de ambos países, lo que les da fuerza de ley. El Convenio puso en funcionamiento una Comisión de Interconexión prevista en el Acuerdo de 1974, como un órgano intergubernamental de carácter permanente, con el cometido de evaluar el funcionamiento del Convenio y proponer modificaciones y nuevas modalidades de comercio. La Comisión de Interconexión ha desarrollado a lo largo de todo el período, una actividad importantísima de adaptación de las modalidades de comercio previstas en el Convenio, las que han ido evolucionando según las necesidades del momento. El carácter permanente de esta Comisión y la alternancia de sus reuniones en ambos países, han permitido un mejor conocimiento de la realidad de ambos sistemas eléctricos así como una profundización de los vínculos personales entre sus integrantes, lo que constituye un capital nada despreciable a la hora de buscar soluciones a los problemas que se presentan.

Para el mejor aprovechamiento de las oportunidades de intercambios comerciales de energía eléctrica se apuntó a la implementación de un esquema conceptual que promoviera un reparto equitativo de los beneficios del comercio entre ambos países.

Entre las diversas modalidades de comercio que estaban previstas desde el principio en el Acuerdo de Interconexión se destacan:

⁶⁷ En Anexo A, ver “La experiencia de la Central Hidroeléctrica Binacional Salto Grande”.

- Las modalidades de potencia y emergencia, en las que un sistema cede al otro el empleo de una central contra el pago de sus costos fijos y variables.
- La modalidad de sustitución, la más usada en el período inicial de la interconexión, por la que se comercia la energía a la semisuma de los costos incrementales del país vendedor y los costos evitados del país comprador.

Hasta 1999 se realizó exclusivamente comercio de energía de oportunidad entre ambos sistemas (sin que existieran compromisos firmes de suministro). Esta modalidad ha permitido obtener importantes beneficios económicos para ambos países, así como una mejora de la confiabilidad de los sistemas. Esta mejora es particularmente importante para Uruguay, ya que está interconectado con un sistema eléctrico cuya potencia instalada es del orden de diez veces la de Uruguay.

Según se adelantara, a partir del establecimiento en Argentina de un mercado eléctrico competitivo en 1992 y particularmente con la fijación en 1997 de una nueva normativa para el comercio internacional de energía eléctrica (contenida en la Resolución 21 de la Secretaría de Energía), Uruguay debía cumplir las denominadas condiciones “de reciprocidad y simetría” para poder acceder a las modalidades de comercio previstas en dicha Resolución. En especial aquellas vinculadas a la realización de contratos de exportación de potencia firme. Este énfasis en la uniformidad regulatoria dificultó durante un período la fluidez de los intercambios.

A partir de la promulgación en Uruguay del Decreto 22/1999, que establece una reglamentación primaria donde queda establecida una nueva regulación para las actividades de la industria eléctrica, las autoridades argentinas del sector eléctrico dan por cumplidas las condiciones de “simetría y reciprocidad”. En noviembre de ese mismo año queda acordada la posibilidad de realizar contratos de exportación de potencia firme conforme a los criterios y regímenes de la Res. 21/97, y a partir del año 2000 tiene lugar la primera suscripción de contratos de potencia firme entre UTE y agentes comercializadores del MEM argentino. En los capítulos anteriores ya se ha hecho referencia a las vicisitudes por las que han transcurrido los contratos de potencia firme entre el año 2000 y el 2007. En la actualidad se encuentra vigente un contrato con el agente comercializador CEMSA, por 150 MW en la modalidad interrumpible, respaldado por unidades de Central Güemes (Salta).

El comercio de oportunidad continuó en la práctica realizándose con las modalidades preexistentes, no previstas en el marco de la Res. 21/97 de Argentina. A partir del 2004, en el marco del Acuerdo de Interconexión, se fueron habilitando nuevas modalidades (de las que ya se ha hecho referencia en los capítulos anteriores) y que han permitido una mejor adaptación de las condiciones de los intercambios energéticos a los requerimientos de la coyuntura. En este sentido importa resaltar la gran dosis de pragmatismo que ha imperado entre ambos países a la hora de dar respuesta a dichos requerimientos. Se puede mencionar a modo de ejemplo, las múltiples oportunidades en que ante la necesidad de energía por parte de uno de los países y la existencia de capacidad ociosa en el otro pero sin suficiente stock de combustible, el país en dificultades le ha enviado al otro el combustible faltante para su utilización en la exportación.

Cabe acotar que los contactos entre el DNC de Uruguay y CAMMESA de Argentina son diarios y que es prácticamente permanente el apoyo que se brindan ambos Sistemas ante situaciones puntuales de dificultad en el suministro de energía eléctrica, ya sea por un aumento intempestivo de la demanda, pérdida de alguna central importante o de un vínculo de transmisión, escasez de gas o de otro combustible, etc.

En lo que refiere al manejo conjunto de la central hidroeléctrica de Salto Grande, en líneas generales la valoración es altamente positiva, si bien la relación no está exenta de algunas dificultades derivadas de las diferencias en el peso relativo y en el rol que juega dicha central para los respectivos sistemas eléctricos⁶⁸. De todas formas, en el marco de la Comisión de Interconexión, siempre se han logrado encontrar caminos de negociación para superar las diferencias y avanzar en el afinamiento de

⁶⁸ El óptimo aprovechamiento del recurso por cada país en función de su situación particular, ha hecho que en ciertas ocasiones, mientras un país privilegiaba colocar reservas el otro optaba por retirarlas.

los procedimientos. En tal sentido están en estos momentos en estudio: una propuesta para contemplar el efecto que la operación dispuesta por cada país tiene sobre el desempeño de la central, asignando a cada parte el uso del agua que le corresponde en función de su operación; y la viabilización de la modalidad de energía en tránsito⁶⁹ para intercambios con terceros países (Uruguay la tiene implementada pero Argentina aun no).

4.5.1.2. Brasil-Uruguay: interconexión con un gran potencial futuro

La interconexión de Uruguay con Brasil, que actualmente es sólo de 72 MW, presenta la dificultad técnica y el sobrecosto adicional derivados de la diferencia en la frecuencia de ambos sistemas (50 Hz en Uruguay y 60 Hz en Brasil).

El primer proyecto de interconexión de cierta significación desarrollado entre los dos países es reciente, ya que entró en servicio en el año 2001, y de potencia relativamente reducida. Antes del año 2001 existía una pequeña cantidad de comercio por interconexiones locales en ciudades fronterizas.

La interconexión, que fue desarrollada por las empresas estatales UTE de Uruguay y ELETROSUL de Brasil, consiste en una estación convertidora de frecuencia, 50/60 Hz, de 72 MW de potencia nominal, situada en Uruguay y conectada a la estación Rivera en 150 kV en Uruguay y a la estación Livramento de 230 kV en Brasil, y un pequeño tramo de línea en 230 kV en territorio brasileño. Este proyecto tuvo como marco institucional un Protocolo suscrito en 1994, al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio, firmado en 1975 por ambos países; y dirigido específicamente a la integración de los dos sistemas eléctricos.

En el propio año de entrada en servicio de la interconexión (2001) y sin haberse establecido aun un marco que regulara las transacciones, Uruguay apoyó con energía eléctrica a Brasil. Si bien se trató de una cantidad reducida, en el marco de la profunda crisis energética que sufrió Brasil en dicho año, constituyó un gesto significativo.

A partir del 2004 y hasta el presente, en la medida que Uruguay lo ha requerido y Brasil ha podido, la interconexión ha sido empleada en su mayor parte para la importación desde Brasil, de excedentes de energía de oportunidad de origen térmico y de vertimiento, en carácter interrumpible. El mecanismo empleado fue la realización por UTE de licitaciones en Brasil, en las que los sucesivos adjudicatarios pasaron a actuar como comercializadores de los excedentes de exportación habilitados por el ONS (operador del sistema de Brasil) por plazos de seis meses y un año. Las autoridades de Brasil no habilitaron la exportación de energía hidráulica embalsada. Como ya se mencionó, en este mismo período Uruguay también importó energía eléctrica generada en Brasil y transportada a través de las redes de Argentina, empleando la interconexión Argentina-Brasil en Garabí.

En el 2005 y 2007, Uruguay exportó excedentes de vertimiento a Brasil a través de la interconexión Rivera-Livramento. La inexistencia de modalidades comerciales preestablecidas de exportación desde Uruguay a Brasil, condujo a establecer un régimen de intercambio de energía mediante una modalidad de “cuenta corriente”. La energía exportada por Uruguay, quedó acreditada como un saldo favorable a este país, y se acordó que cuando Brasil dispusiese de excedentes de vertimiento y Uruguay lo requiriera, se devolvería la cantidad suministrada.

A principios del año 2008 los respectivos Ministros de Energía de Uruguay y Brasil, firmaron un Acuerdo de Entendimiento sobre Intercambio de Energía con Devolución. En este acuerdo, quedó contemplada la posibilidad de que Brasil suministre a Uruguay energía eléctrica de origen hidráulico, durante el período mayo-agosto de ese mismo año, en la modalidad “con devolución”. Esta modalidad establece que dicho suministro será de naturaleza excepcional e interrumpible, y que Uruguay deberá devolver en el siguiente período setiembre-noviembre, una cantidad de energía equivalente a la

⁶⁹ Bajo el régimen de mercadería en tránsito, la energía con destino a terceros países, no se internaliza en el país que oficia de tránsito. De regir esta figura en la normativa argentina, se podrían agilizar los trámites y evitar incurrir en costos financieros por retención y posterior devolución de IVA (El art. 40 del Convenio de Interconexión exonera de impuestos las transacciones de energía eléctrica entre Argentina y Uruguay).

recibida. Las transacciones deberán cumplir las Reglas y Procedimientos de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica de Brasil (CCEE) y de resultar un eventual saldo negativo entre las cantidades de energía (importadas por Uruguay y las devueltas a Brasil) valorizadas a sus respectivos Precios de Liquidación de Diferencias (PLD), se asumirá que dicho saldo será nulo. Este mecanismo permitió a Uruguay, si bien en cantidades muy reducidas, el acceso de energía brasilera de origen hidráulico⁷⁰.

Por otra parte, ante requerimientos puntuales del Brasil, Uruguay ha realizado suministros de emergencia de energía eléctrica hacia dicho país, a través del sistema de transmisión argentino, como forma de sortear la limitante impuesta por la capacidad de la interconexión por Rivera-Livramento. En dichos casos los suministros configuraron primero como una exportación de Uruguay hacia Argentina para luego aparecer como una exportación de Argentina hacia Brasil. También ante requerimientos de emergencia de Argentina, se ha habilitado la interconexión Rivera-Livramento para el pasaje de energía procedente de Brasil y transportada hacia Argentina a través de las redes del sistema uruguayo (en la modalidad de energía en tránsito).

Esta primera experiencia de interconexión con Brasil en pequeña escala, alentó la idea de profundizar los estudios de factibilidad de un proyecto de interconexión de gran porte entre Uruguay y Brasil. De concretarse dicho proyecto, Uruguay podría disminuir la vulnerabilidad de su Sistema a través del incremento y la diversificación de las fuentes de abastecimiento en la región; mejorar el acceso a fuentes de energía con una buena potencialidad de resultar competitivas respecto de otras fuentes de generación locales; e incorporar negocios sinérgicos incrementando el valor agregado de la interconexión regional.

Es así que entre los años 2004 y 2005 ambos países desarrollaron estudios técnico-económicos conjuntos a los efectos de analizar la factibilidad de una interconexión de gran porte en extra-alta tensión. Se estudiaron varios trazados y las alternativas de corriente alterna y continua. Como resultado de estos estudios los equipos técnicos binacionales concluyeron que la alternativa que se presentaba como más favorable era la traza San Carlos (Uruguay) - P. Médici (Brasil), en corriente alterna, 500 kV y con una capacidad para la convertora de frecuencia de 500 MW.

RECUADRO 10 INTERCONEXIÓN BRASIL-ARGENTINA (GARABÍ)

Por tratarse de una interconexión que ha sido utilizada en varias ocasiones para exportar energía eléctrica desde Brasil hacia Uruguay, resulta relevante realizar algunos comentarios sobre sus antecedentes y una breve mención a las dificultades de su operativa.

Su análisis resulta también de interés, por ser la primera interconexión de gran porte de la región realizada por un actor privado, en el marco de una lógica de “oportunidad de negocio”. La primera interconexión por Garabí (1050 MW), que comenzó su operación comercial en el 2000, se viabilizó a través de un llamado realizado por el gobierno brasilero, para que empresas privadas ofertaran 1000 MW de contratos firmes de importación (potencia firme y energía asociada) desde Argentina. El agente privado ganador de la licitación debía construir, operar y mantener la interconexión, comprar energía en el mercado argentino y venderla en Brasil a un grupo de empresas del holding ELETROBRAS. En dicha licitación resultó finalmente adjudicada Endesa⁷¹, y en el marco de negociaciones con el gobierno brasilero, se acordó la construcción de una ampliación (de 1050 MW adicionales), que se viabilizaría con contratos de potencia firme y energía asociada, aportados por

(Continúa)

⁷⁰ En ese mismo año, Brasil y Argentina habían firmado un acuerdo de iguales características. Como Brasil había definido que un valor máximo de 500 MW a intercambiar mediante la modalidad con devolución (que incluía a Argentina y Uruguay), Uruguay pudo hacer uso de dicha modalidad, en la medida que Argentina no utilizaba todo el cupo disponible. En el 2009 se firmó un nuevo acuerdo con las mismas características que el anterior pero acotado a los meses de julio y agosto. En este caso Argentina y Uruguay acordaron prorratear el cupo disponible.

⁷¹ Enron había resultado vencedor, pero su oferta cayó ante la imposibilidad de “cerrar” sus contratos en Argentina. En consecuencia Brasil recurrió a Endesa, que se había situado en el segundo lugar.

RECUADRO 10 (Conclusión)

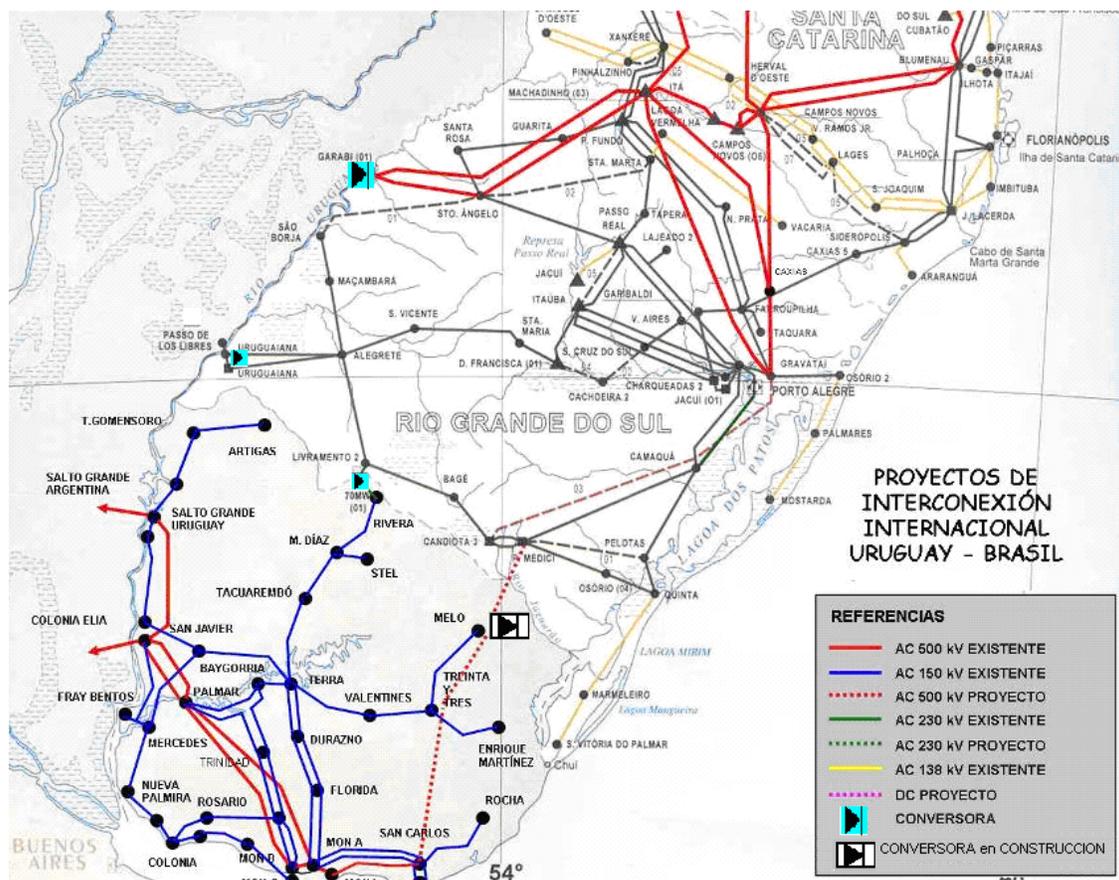
Endesa. En agosto de 2002 finalizaron las obras y la segunda interconexión estuvo disponible para la operación comercial. Resulta interesante notar, que si bien la interconexión tenía una capacidad de 2100 MW hacia Brasil, por restricciones en la red argentina de transmisión, el flujo hacia este país podía alcanzar un máximo de 700 MW. Dado que el MEM argentino presentaba sobre oferta, esta limitante no era concebida como un problema. Además estaban quienes tenían particular interés en que esa limitante se mantuviese, dado que acotaba la posibilidad de que en condiciones de mucha hidráulicidad en Brasil, grandes cantidades de energía secundaria fluyeran hacia el MEM, bajando significativamente los precios del mercado spot.

En el año 2004, como consecuencia de la crisis del sector gasífero argentino, y con el objeto de priorizar la demanda local, se comenzaron a producir recortes en las exportaciones energéticas argentinas, que afectaron a contratos de suministro firme. En dicho año, en el marco de la crisis de abastecimiento, Argentina importó energía de Brasil a través de la interconexión de Garabí. En abril del 2005 y ante la sospecha de que estuviera pagando por una potencia que cuando la requiriera no la tuviera, Brasil realizó un test para determinar la disponibilidad real de dichos contratos. Convocó 2000 MW y se le suministraron 400 MW. En junio de 2006 realizó otro test, en el que convocó 400 MW y no recibió nada. En consecuencia, Brasil redujo a cero el pago de la potencia firme (anteriormente lo había reducido a 400 MW).

Ante esta compleja situación los gobiernos de ambos países acordaron la flexibilización de los contratos de largo plazo e iniciaron con los agentes privados intervinientes (todos ellos vinculado con la empresa Endesa) un largo proceso de negociación que permitiese encontrar una salida satisfactoria para todas las partes aún no acordada. No obstante ello, desde 2004 la interconexión fue utilizada en el marco de acuerdos de ayuda mutua arribados entre ambos gobiernos definiéndose un peaje por el uso de la instalación regulado por la normativa brasileña ya que la instalación se encuentra en su territorio. Uruguay se hizo cargo del pago del costo del peaje, en la proporción utilizada, cada vez que accedió a su uso para importar energía desde Brasil a través del territorio argentino. En el 2008, la entrada en servicio de la 2ª línea de transmisión Yaciretá-CTMSG, permitió aumentar a 1500 MW la capacidad máxima del flujo desde Brasil hacia Argentina.

Fuente: Elaboración propia.

MAPA 5 INTERCONEXIONES URUGUAY-BRASIL



Fuente: UTE.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Como resultado de negociaciones iniciadas en el 2005, en julio de 2006 los Ministros de Industria, Energía y Minería de Uruguay y de Minas y Energía de Brasil firmaron un Memorando de Entendimiento para la construcción de un proyecto de interconexión de gran porte, sobre la base del Acuerdo Marco de la Complementación Energética Regional entre los Estados Miembros del MERCOSUR (diciembre 2005), y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay-Brasil (marzo 2006). En el memorando se establecía:

- El compromiso de fortalecer la integración energética de ambos países mediante la construcción de una interconexión de gran porte entre San Carlos en Uruguay y la región de Candiota en Brasil.
- Que las inversiones necesarias para la interconexión, así como la gestión técnica y comercial del emprendimiento serían responsabilidad de Uruguay.
- Que la interconexión podría ser utilizada para la ampliación de los intercambios spot temporales e interrumpibles, siendo la energía exportada por Brasil provenientes de fuentes termo-eléctricas no despachadas, y de fuentes hidráulicas cuando exista energía turbinable de vertimiento. En forma simétrica se pretende la exportación de excedentes desde Uruguay a Brasil.

- Que el suministro firme estaría condicionado a la existencia de contratos firmes, de acuerdo con la normativa de cada país.
- Que en relación a los mecanismos de composición de precios de la energía exportada por Brasil hacia Uruguay, se mantendrían las condiciones vigentes en el comercio por la interconexión de Rivera-Livramento a la fecha de la firma del acuerdo.

En el marco de los acuerdos plasmados en el Memorando de Entendimiento, UTE comenzó a dar los pasos correspondientes, tendientes a la concreción del emprendimiento⁷², particularmente en lo que refiere al llamado a licitación para la construcción de una convertidora de frecuencia en las cercanías de la frontera con Brasil (Melo)⁷³. En el ínterin en julio del 2007 Brasil otorgó a los generadores térmicos que participan de la exportación la facultad de redeclarar los costos unitarios específicos para tal fin. De esta manera, a partir de esa fecha, los costos variables unitarios de las diferentes centrales aparecen diferenciados según su destino sea el mercado interno o la exportación, resultando en este último caso precios mayores.

Como parte del proceso de negociación, en marzo del 2009 se firmó una Addenda al Memorando de Entendimiento del 2006, en la que se ratifica lo acordado en dicho Memorando, y se encomienda a un Grupo de Trabajo Binacional creado a tales efectos, a analizar las condiciones para la viabilidad del Proyecto y elevar propuestas de solución (particularmente en lo que concierne a las “metodologías y procedimientos para la definición de la adquisición de energía interrumpible y sus respectivos precios a lo largo del período de ejecución de la interconexión”). En la Addenda se menciona también que se deberá considerar la experiencia de los suministros anuales de corto plazo anteriormente realizados. Por otra parte el Grupo de Trabajo deberá analizar y presentar las condiciones para la realización de un contrato firme de energía con una central instalada en territorio brasileiro. A este respecto, generadores instalados en Brasil (Tractebel y CGTE, entre otros) que están analizando la posibilidad de construir una central térmica a carbón en las inmediaciones de Candiota, han manifestado su interés de iniciar negociaciones con UTE para la eventual suscripción de un contrato firme (en el caso que Brasil y Uruguay acuerden un marco que haga factible la instrumentación de dicha modalidad⁷⁴) con la energía que produciría dicha central. En julio del presente año se acordó que ELETROSUL se haría cargo de la construcción de la línea en territorio brasileiro y cedería a UTE su uso en exclusividad por 20 años (mediando el pago de un canon anual) así como los derechos de comercialización. Se convino en seguir trabajando la definición de un procedimiento competitivo para los intercambios ocasionales, que impida el surgimiento de precios abusivos.

Como se ha visto, las modalidades de transacción para la realización del comercio de energía eléctrica entre Uruguay y Brasil se han ido implementando sobre la marcha y desde el punto de vista institucional no existe aún un acuerdo de interconexión que abarque la totalidad de los aspectos del comercio, ni un organismo semejante a la Comisión de Interconexión que existe con Argentina. Urge avanzar en ese sentido para poder sacar el mayor provecho mutuo posible de las instalaciones existentes y las futuras.

4.6 El desempeño técnico y económico

En este capítulo se presentará la evolución de algunos indicadores relacionados a la seguridad y calidad del servicio y del producto, a los niveles de inversión, endeudamiento, ingresos, niveles tarifarios.

⁷² En el entendido que se trata de un proyecto emblemático para el proceso de integración regional, Uruguay solicitó el financiamiento del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM), propuesta que fue aprobada por la Unidad Técnica del FOCEM, restando la aprobación de las instancias políticas del MERCOSUR.

⁷³ A tales efectos se creó Interconexión del Sur S.A., (95% propiedad de UTE y el 5% restante de la Corporación Nacional de Desarrollo), la que será responsable de la operación de la interconexión.

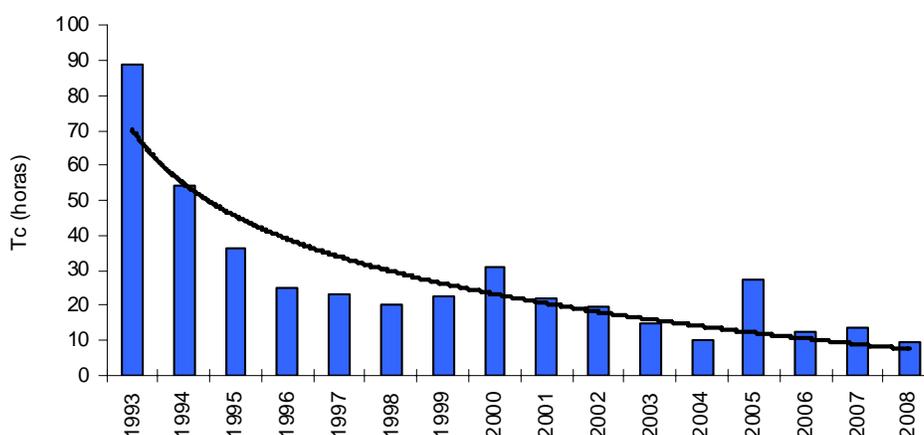
⁷⁴ Si bien aún no hay nada concreto al respecto, en varias ocasiones las autoridades brasileñas han manifestado que estarían dispuestas a aceptar la existencia de un contrato firme de exportación con la condición de que si se decretase racionamiento en el Subsistema Eléctrico Sur, el contrato debería restringirse en la misma proporción.

4.6.1 La Calidad del Servicio

Como ya se ha expresado precedentemente, como resultado de la orientación que adoptó la empresa, en particular a partir de la implementación del PMG, se comienza a percibir una mejora notoria en los indicadores de calidad del servicio.

En el Gráfico siguiente se presenta la evolución del Tc en el período 1993- 2008). En él se refleja una tendencia a la mejora en la calidad del servicio, aunque con resultados menos espectaculares al final del período que al inicio. También corresponde señalar que una vez alcanzado un buen nivel de calidad de servicio, las mejoras incrementales requieren de grandes esfuerzos suplementarios.

GRÁFICO 7
EVOLUCIÓN DEL TIEMPO DE CORTE DE UTE
(Horas)



Fuente: Memorias UTE.

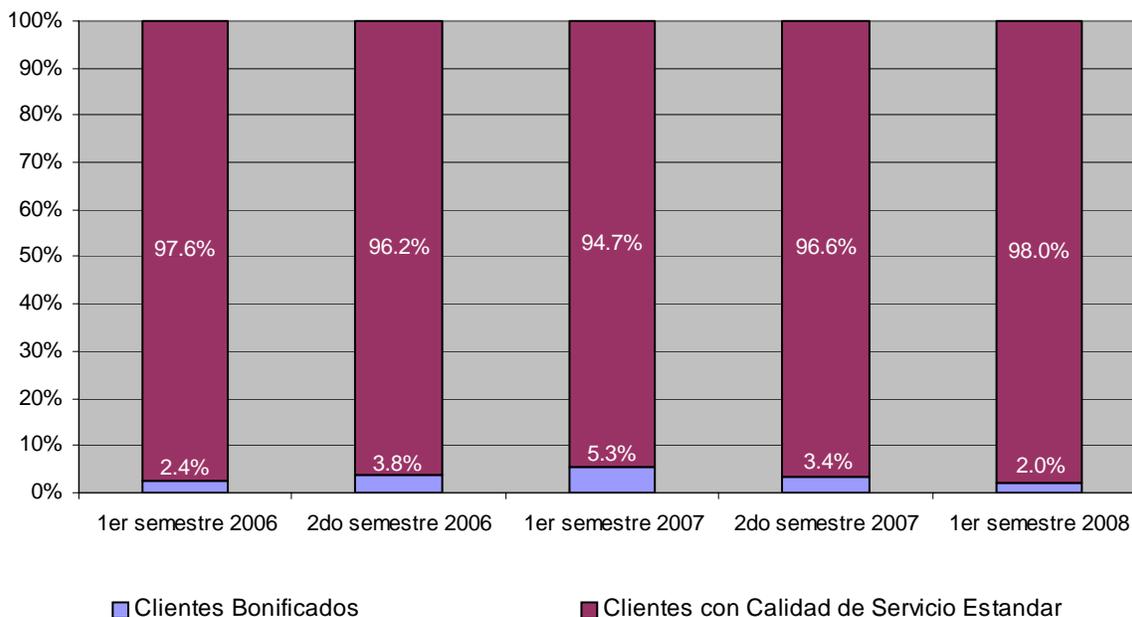
Nota: Los valores de los años 2000 y 2005 están afectados por eventos climáticos excepcionalmente adversos.

A partir de la aprobación del Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución y Comercial (RCSDC), y más concretamente de su entrada en vigencia el 1º de enero del 2006, la calidad del servicio brindado por UTE se encuentra bajo fiscalización de la URSEA.

De acuerdo a este marco normativo, la empresa eléctrica se compromete a brindar a sus clientes los estándares de calidad de servicio fijados por el RCSDC, debiendo resarcir o compensar pecuniariamente a aquellos clientes para los cuales el suministro eléctrico no alcanza los niveles de calidad exigidos por alguno de los indicadores establecidos en el Reglamento. De darse dicha situación, éstos clientes reciben, de acuerdo al monto estipulado en el Reglamento, la correspondiente bonificación en su factura. Este es el primer servicio público en Uruguay que asume un compromiso de éstas características.

En los 5 semestres que fueron relevados por la URSEA (la información recolectada se agrupa por semestres) los resultados obtenidos fueron los siguientes:

GRÁFICO 8
CUMPLIMIENTO DE LAS METAS DE CALIDAD DE SERVICIO
(En porcentajes)



Fuente: UTE.

Del análisis de estos resultados surge que más del 95% de los clientes de UTE ha recibido el suministro eléctrico en las condiciones establecidas por los estándares de calidad de servicio fijados por el RCSDC y fiscalizados por la URSEA.

También corresponde mencionar que antes de la implementación del RCSDC la empresa eléctrica había asumido voluntariamente compromisos de calidad, que incluían la aplicación de autopenalizaciones a nivel del cliente.

Una referencia importante a la hora de evaluar la calidad del servicio brindado por UTE son las encuestas CIER de satisfacción de clientes. Estas encuestas, que se realizan anualmente y en las que participan más de 50 empresas eléctricas de la región, permiten realizar comparativos de indicadores de calidad de servicio. En los que refiere a los indicadores de calidad de suministro de energía eléctrica, UTE se ha venido posicionando constantemente entre las mejores empresas eléctricas de la región.

CUADRO 9
ENCUESTAS CIER DE SATISFACCIÓN DE CLIENTES

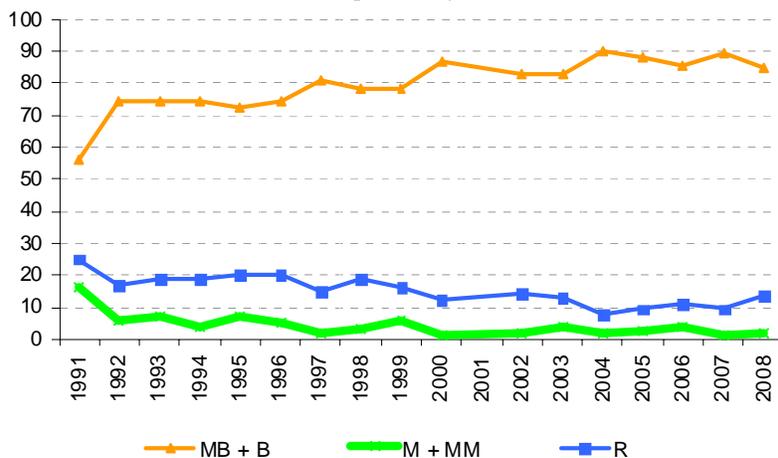
	2008	
	Índice de Desempeño	Posición en la Región
Suministro de Energía	90,2	2
Suministro de energía sin interrupción	96,5	2
Suministro de energía sin variación	87,7	3
Agilidad en la resolución del servicio	87,4	2

Fuente: UTE-CIER.

Nota: La posición en la región está calculada para un grupo de empresas de más de 500 mil clientes.

El buen desempeño que empezó a experimentar la empresa desde mediados de los 90', fue acompañado por un flujo significativo de inversiones, lo que ha permitido alcanzar y mantener la calidad del servicio ya mencionada y dar satisfacción de las necesidades de expansión del suministro. Esta situación se vio reflejada en la buena imagen que tiene la población respecto del desempeño de la empresa. El gráfico siguiente ilustra sobre esta evolución.

GRÁFICO 9
PERCEPCIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO (IMÁGEN GLOBAL)
(En porcentajes)

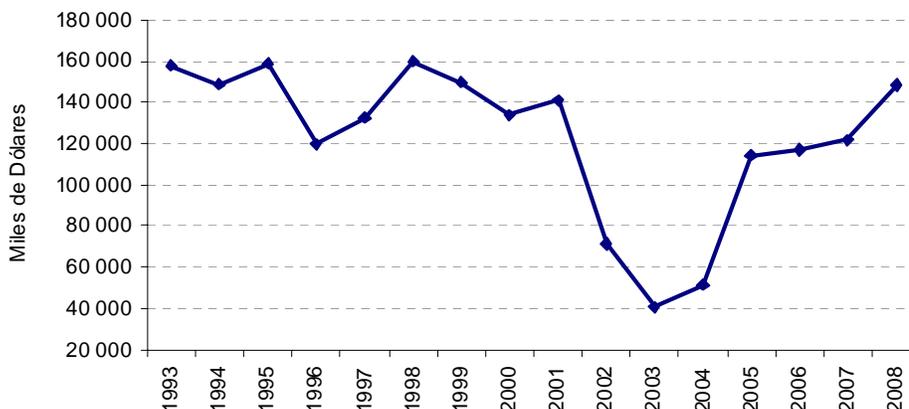


Fuente: Memorias UTE.

4.6.2 Las Inversiones

El gráfico siguiente, ilustra sobre la evolución del nivel de inversiones de UTE en los últimos 15 años. Obsérvese la pronunciada caída en los años 2002-2004, asociada a la crisis económica que vivió el país en dicho período. Si bien este déficit de inversiones no tuvo un impacto inmediato sobre la calidad del servicio, no cabe duda que este rezago requirió de un esfuerzo muy grande en tareas de mantenimiento, y de un gradual pero sostenido aumento de las inversiones en los años posteriores, para que no se viese traducido en un deterioro de la calidad servicio. Del gráfico se desprende que recién en el 2008 se alcanzó un monto global de inversiones del orden de los ejecutados en los años previos a la crisis económica (para el 2009 está previsto ejecutar un monto global de 200 MM U\$S).

GRÁFICO 10
EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN TOTAL
(En miles de U\$S)



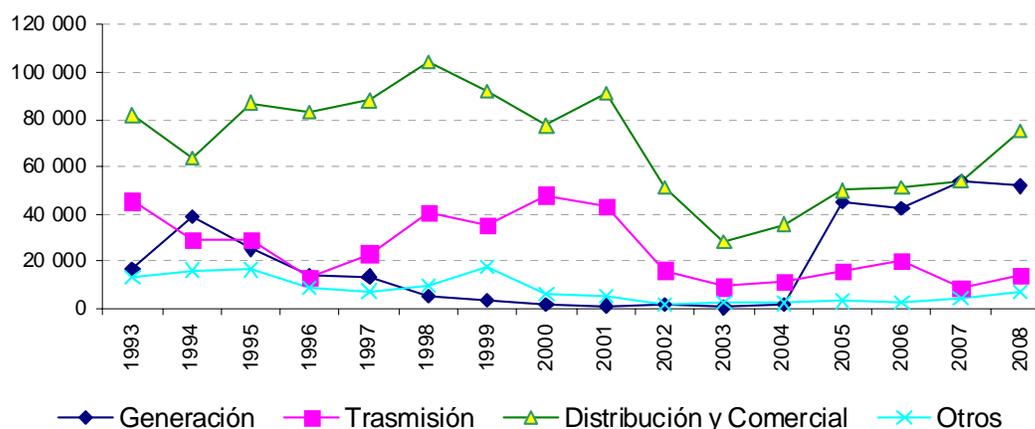
Fuente: Memorias UTE.

La CTMSG por su parte, con el objeto de mantener la operatividad de sus instalaciones y mejorar su desempeño ha venido realizando inversiones que, a lo largo del período 1995- 2009 alcanzaron un monto cercano a lo 34 millones de U\$S.

Por su parte, si bien no se dispone de cifras precisas, se estima que el total de inversiones realizadas por los agentes privados (excluida Botnia) en el marco de las distintas modalidades desarrolladas en los últimos años, alcanzaron cifras cercanas a los 120 millones de U\$S.

En el Gráfico siguiente se presenta la evolución de las inversiones de UTE por segmento de la cadena productiva.

GRÁFICO 11
EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES DESGLOSADAS POR ÁREAS
(en miles de U\$S)



Fuente: Memorias de UTE.

En el Gráfico 11 se confirma lo anticipado en varias oportunidades, en cuanto a las escasas inversiones realizadas en generación en el período 1993-2004. Ya nos hemos explayado en torno a las causas de esta situación, pero lo que importa aquí señalar son las consecuencias que esto tuvo sobre el flujo de inversiones y su composición. Efectivamente, durante ese lapso se configuró una estructura de inversiones que no era sostenible en el tiempo, en la cual el segmento de generación representó poco más del 8% de las inversiones globales de UTE. Si bien en los últimos años esta situación se revirtió a favor de la generación, van a ser necesarios algunos años más para alcanzar un flujo equilibrado de inversiones que permita responder a las necesidades de expansión de la generación, así como al mantenimiento y mejora de la calidad del servicio.

Un problema que no se puede soslayar al hacer referencia a las inversiones, es el derivado del hecho que las empresas públicas en general y UTE en particular, cumplen un rol central a los efectos del Programa Financiero del gobierno. Una de las restricciones fundamentales que le impone su inclusión en dicho Programa es precisamente en el tratamiento de las inversiones, en tanto que al estar sujeta a la situación fiscal general, se le impone un límite adicional a sus posibilidades de inversión⁷⁵.

⁷⁵ Los resultados fiscales se miden en lo que se denomina "base caja", computándose como gasto la totalidad de los montos invertidos en el mismo momento en que se concreta la inversión, lo que constituye una diferencia central con la registración habitual a nivel empresarial, en que la incorporación de activos físicos no afecta el resultado de la empresa más allá de la depreciación que genera. Importa destacar que se está trabajando en la implementación de un nuevo manual de finanzas públicas, que incorpore elementos de lo devengado, lo que llevaría a una registración con mayor similitud a la empresarial y daría mayor margen respecto de la variable sobre la que se fijan las metas fiscales.

RECUADRO 11 EL FINANCIAMIENTO

Las fuentes de financiamiento de UTE han sido muy variadas. Se ha recurrido en varias ocasiones a la banca multilateral (BIRF⁷⁶, BID⁷⁷, CAF⁷⁸, etc); también se han obtenido fondos de la banca pública, privada, agencias de crédito a la exportación y se ha recurrido al mercado de capitales local a través de la emisión de obligaciones negociables e instrumentación de un Fideicomiso Financiero. En este último sentido un aspecto a resaltar es que el Fideicomiso Financiero UTE 2004 (25 MM de U\$S) ha venido obteniendo la calificación AAA(uy), máxima calificación otorgada por Ficht Uruguay en su escala de calificaciones nacionales del país. En su reporte del 2009 Ficht sustentó su calificación en “la solidez y flexibilidad financiera soportada por una conservadora estructura de capital que ha permitido a UTE afrontar situaciones de stress como las vividas en 2008”. En dicho reporte se afirma también que “considerado la situación financiera mundial, UTE ha demostrado tener un fuerte acceso al mercado bancario y financiero, respaldado por las facilidades financieras obtenidas durante el 2008 en diversas instituciones bancarias, instituciones financieras multilaterales (CAF) así como también del MEF.”

Fuente: UTE.

4.6.3 Los indicadores económico - financieros

En cuanto a los indicadores económico-financieros, los mismos muestran que UTE, en los años previos a la crisis económica del 2002, realizó un importante esfuerzo para bajar su nivel de endeudamiento (en dicho año el nivel de apalancamiento deuda/activos se ubicaba en el orden del 25%). Sin este esfuerzo la empresa hubiera visto fuertemente comprometida su solidez económico-financiera, frente a la catástrofe económica del 2002⁷⁹. Por otra parte el flujo de fondos por concepto de versión de resultados (transferencia a rentas generales), que puede interpretarse como los dividendos que trasfiere una empresa a sus accionistas (en este caso el Estado Uruguayo), se ha ido consolidando a los largo del tiempo, hasta alcanzar tasas razonables para una empresa del sector eléctrico (ver Cuadro siguiente).

CUADRO 10
EVOLUCIÓN DE INDICADORES ECONÓMICO-FINANCIEROS DE UTE
(En millones de U\$S)

	Ingresos *	Resultados del Ejercicio **	Versión de resultados *	Pasivo financiero **	Patrimonio **
1993	442,7	-180,1	15,1	1 360,3	1 397,7
1994	541,3	139,1	30,0	1 490,7	1 741,4
1995	688,3	162,7	10,9	1 345,8	1 921,2
1996	793,5	61,3	30,0	1 223,7	2 053,9
1997	816,7	132,7	10,0	1 123,5	2 152,1
1998	846,7	229,8	48,5	991,8	2 393,8

(Continúa)

⁷⁶ En 1995 el BIRF concedió a UTE un préstamo por 125 millones de U\$S (Power Transmisión and Distribution Project UY-PA-8177), para renovación y expansión de líneas de transmisión y distribución.

⁷⁷ El BID otorgó en 1995 un préstamo por 54 millones de U\$S para proyectos de transmisión y distribución eléctrica (903/OC-UR) y otro de 630 mil U\$S para estudios e implementación de la reforma del sector energético (con énfasis en la creación de condiciones favorables para la inversión privada en el sector) (ATN/MT 5276-UR).

⁷⁸ La CAF en el 2008 otorgó a UTE un préstamo de 200 millones de U\$S, que se compone de 150 millones destinados a financiar inversiones y 50 millones destinados a capital de trabajo.

⁷⁹ A partir de 1999 la economía del país entró en una fase recesiva que continúa hasta el 2003. En el 2002 la crisis se agudizó como consecuencia del colapso del sistema financiero, que provocó una contracción de los depósitos del 45%, la reprogramación del 54% de los depósitos en moneda extranjera, y una desvalorización de la moneda del orden del 50%. En este contexto, según se pudo observar, por primera en la historia del sector, el consumo de energía eléctrica cayó (2%).

CUADRO 10 (Conclusión)

	Ingresos *	Resultados del Ejercicio **	Versión de resultados *	Pasivo financiero **	Patrimonio **
1999	841,2	126,8	70,5	729,1	2 378,9
2000	834,6	170,6	66,9	650,8	2 361,6
2001	777,5	104,0	75,5	573,2	2 347,8
2002	543,9	53,0	85,9	512,1	1 730,9
2003	515,8	118,1	6,5	377,6	1 820,9
2004	596,4	69,5	12,0	323,4	2 188,2
2005	782,0	114,9	40,3	295,3	2 393,4
2006	907,3	-46,7	44,6	366,2	2 476,7
2007	1 097,3	224,3	73,7	279,2	3 411,1
2008	1 117,4	-339,3	5,3	590,7	2 939,9
2009***	1 267,0	110,2	0,0	722,7	3 977,3

Fuente: Memorias de UTE

* Dólar promedio de cada año

** Dólar a diciembre de cada ejercicio

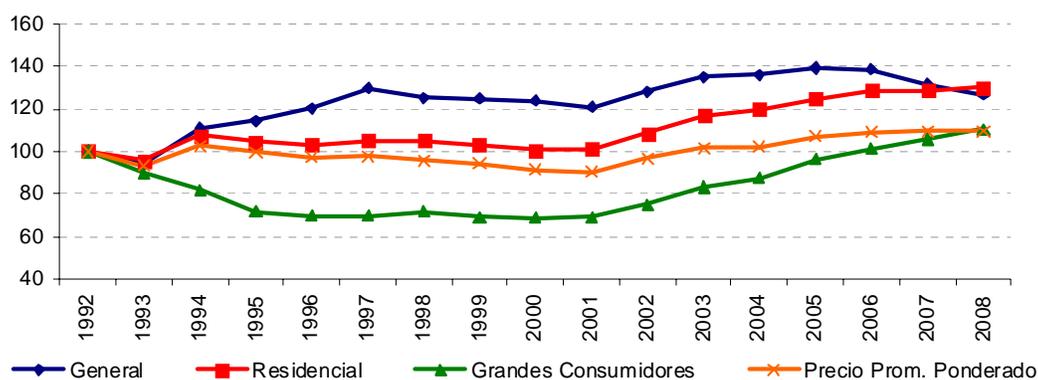
*** Datos preliminares

4.7 La problemática social: tarifas, pérdidas, electrificación rural

4.7.1 Estructura y nivel tarifario

En términos generales, la evolución del precio promedio ponderado de las tarifas, ha respondido en forma aproximada a la evolución de costos de suministro, aunque con evoluciones muy dispares respecto de las distintas categorías.

GRÁFICO 12
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA EN TÉRMINOS REALES
(Índices 1992=100)

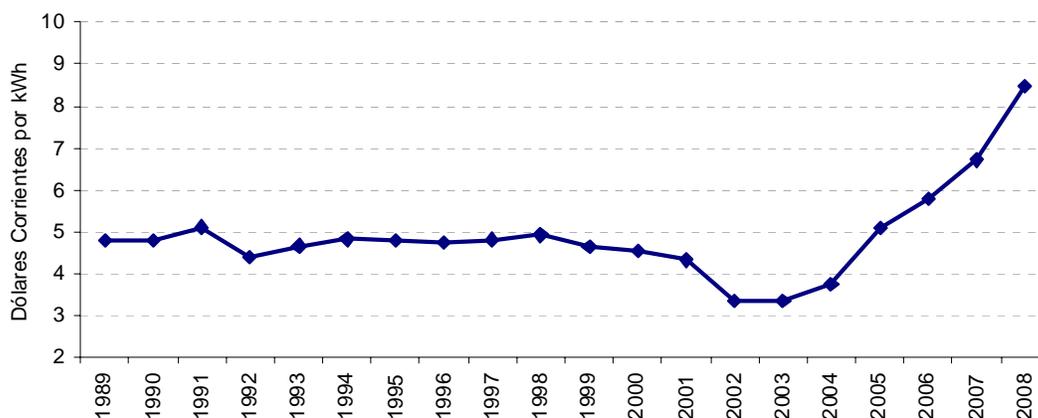


Fuente: Memorias de UTE.

Como puede observarse en el gráfico anterior, para el conjunto del período 1992-2008 la tendencia del precio promedio ponderado (en términos reales) es levemente creciente, distinguiéndose un período con tendencia decreciente (1994-2001) y otra de tendencia creciente (2002-2008). Por su parte la tarifa a grandes consumidores (clientes industriales y comerciales de porte importante) se vio

beneficiada de una política que no siguió estrictamente la evolución de sus costos. Durante el período 1992-1998 en el que se aplicó el llamado “rezago cambiario” (de inflación en dólares) se llevó a cabo una política deliberada de mantener el costo en dólares corrientes para las tarifas de grandes industriales, con el objeto de impedir que el insumo eléctrico se constituyese un factor de pérdida de competitividad para las empresas localizadas en el país. A partir de 1998 y hasta el 2002, como consecuencia de la verificación de un proceso de depreciación de la moneda local y de la implementación de una política de ajustes por IPC de las tarifas grandes consumidores, se comienza a constatar una progresiva disminución dichas tarifas (expresadas tanto en dólares corrientes como constantes). Esta política, que también fue implementada por otros países de la región, llevó a que en dicho período los cuadros comparativos de las tarifas industriales a nivel regional mostraran una convergencia casi total.

GRÁFICO 13
EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DE LA TARIFA GRANDES CONSUMIDORES



Fuente: Memorias de UTE.

Como complemento de esta política, la tarifa residencial se ajustó en el entorno del IPC, en tanto que la tarifa general (pequeñas y medianas industrias y comercios) quedó como variable de ajuste, evolucionando muy por encima de las otras. A partir del 2003 los ajustes tarifarios comienzan a inscribirse en una política de aproximación gradual hacia la estructura de costos de las distintas categorías tarifarias. A su vez, la tendencia creciente del precio del barril de petróleo constatada en los últimos años (en un contexto de requerimientos crecientes de generación térmica) así como el aumento en los precios del cobre y otros insumos de utilización en la industria eléctrica, explican la evolución creciente de los costos del suministro eléctrico.

Desde hace ya algunos años, con el objeto de dar señales de estabilidad en el nivel de precios, la política tarifaria de la empresa se fija en función de la evolución de la estructura de costos en el mediano y largo plazo, y no en base a factores coyunturales o estacionales. En función de esta política, a la hora de definir los ajustes tarifarios, para la determinación del costo de abastecimiento de la demanda se considera un año hidrológico promedio. En la hipótesis que en el mediano y largo plazo, los años hidrológicamente buenos se compensan con los malos, esta política puede mantenerse usando como pulmón la capacidad de endeudamiento de la empresa. Aquí el problema radica en la volatilidad que puede imprimirle la política tarifaria referida al resultado fiscal global, dado que como ya se ha señalado, el resultado de UTE (y el del resto de las empresas públicas) forma parte de las metas fiscales del gobierno y se espera que a través de sus habituales superávits contribuya a atenuar el resultado usualmente deficitario del gobierno central⁸⁰.

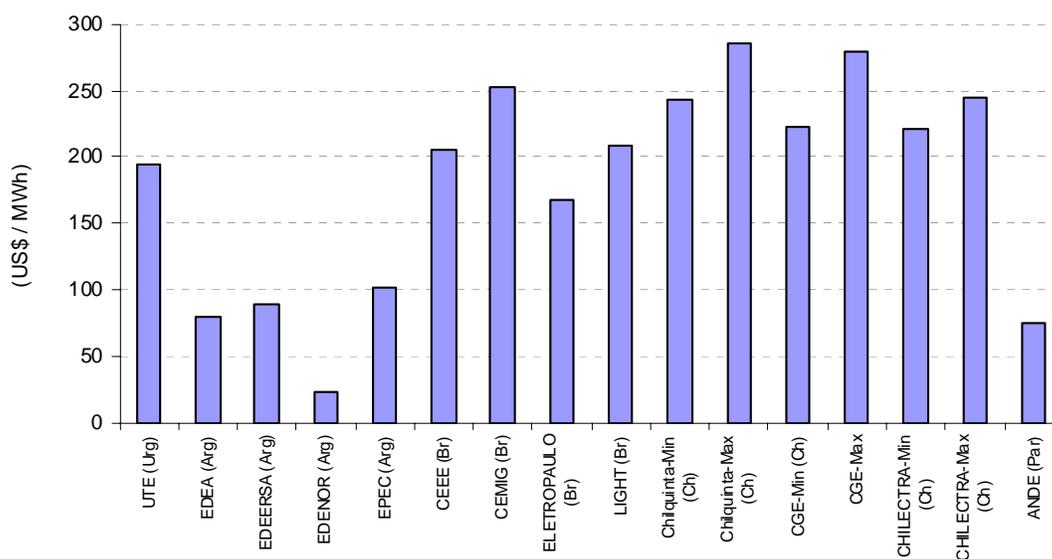
⁸⁰ Esta situación se manifestó en todo su rigor en el 2008, cuando en el contexto de una severa sequía que afectó al Uruguay, el precio del barril de petróleo que trepó hasta los 147 US\$, y la aparición de un empuje inflacionario (que limitó el margen de los ajustes tarifarios), el costo del abastecimiento de la demanda superó largamente lo previsto en el programa financiero de UTE e

En lo que refiere a los comparativos tarifarios respecto de otras empresas de la región, si bien estos aportan información valiosa y de utilidad, hay que tener sumo cuidado con las conclusiones que se extraen de dichos cuadros, en particular aquellas vinculadas al desempeño de las empresas o de los sistemas eléctricos. Aspectos tales como los que se detallan a continuación inciden fuertemente en los valores que se presentan en los cuadros tarifarios:

- Diferencias de densidad y dispersión de los clientes. Los costos de la distribución eléctrica están fuertemente influidos por dichos parámetros (km de red/MVA, kWh/km², kWh/cliente, etc.).
- Diferencias en la calidad del servicio.
- Diferencias en la estructura de clientes de las empresas. La participación en el consumo de las diferentes categorías de usuarios incide directamente en los costos y por ende en los niveles tarifarios de aplicación.
- Particularidades del comportamiento de los clientes. La curva de demanda de una determinada categoría tarifaria puede variar significativamente de un país a otro. Esto podría estar influenciado por el clima, los energéticos empleados para los distintos usos, etc.
- Aspectos de la política económica y social implementada por los países (políticas cambiarias, antinflacionarias, promocionales, sociales),
- Dotación de recursos naturales para la generación eléctrica.

A junio del 2009, la aplicación del comparativo de cuentas definido por la CIER, donde se analiza lo que pagaría un determinado cliente si se ubicase en cada una de las empresas consideradas, muestra que a nivel de la región las cuenta tipo residencial e industrial de UTE resultan más baratas que las tomadas como referencia de Brasil y Chile, en tanto que resultan más caras que las de referencia de Argentina y Paraguay.

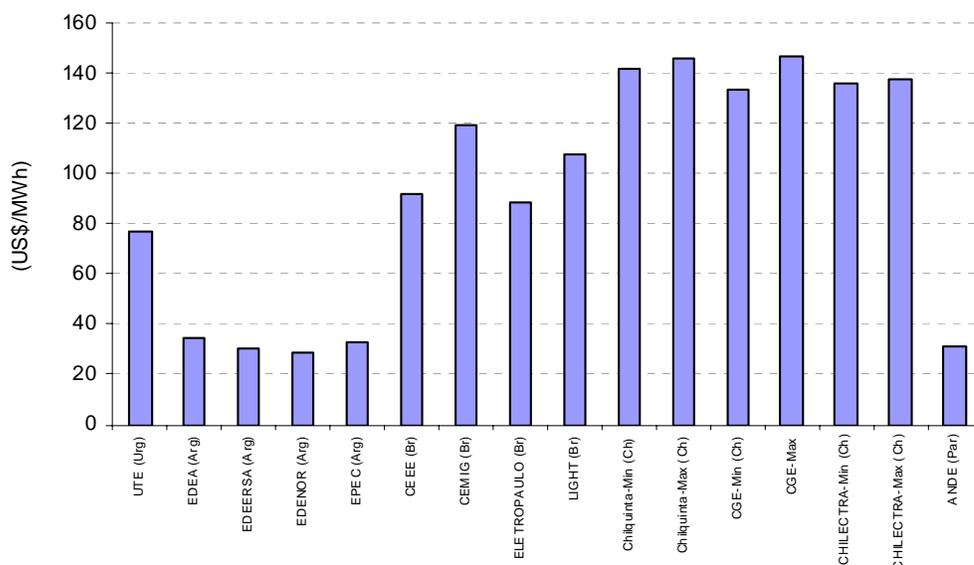
GRÁFICO 14
CUENTA TIPO RESIDENCIAL: 300 KWH/MES – 3,3 KW – CON IVA
(US\$ / MWh)



Fuente: CIER. Tarifas eléctricas en distribución en los países de la CIER.

impactó fuertemente en el resultado de su ejercicio, con el consiguiente impacto sobre las cuentas fiscales del gobierno (del orden del 1,6% del PIB). Para corregir esta situación se están estudiando diversos instrumentos, como es el caso de la creación de un fideicomiso que actúe como fondo de estabilización y de instrumentos financieros derivados que mitiguen los riesgos asociados a la aleatoriedad hidrológica.

GRÁFICO 15
CUENTA TIPO INDUSTRIAL 15: 300.000 KWH - 450 KW - 30 KV- SIN IVA
(US\$/MWh)



Fuente: CIER. Tarifas eléctricas en distribución en los países de la CIER.

Desde un sector de los medios de comunicación masivos uruguayos se ha recurrido en forma reiterada a comparar las tarifas de UTE respecto de las tarifas de las privatizadas empresas eléctricas de Buenos Aires, EDENOR y EDESUR para referirse al elevado costo de la tarifa eléctrica y a la “ineficiencia intrínseca” de la actividad empresarial estatal.⁸¹ Dado que la función de costos de una distribuidora está inversamente correlacionada con la densidad, resulta ilustrativo incorporar al análisis, una tabla con las diferentes densidades de clientes de las empresas que figuran en el comparativo.

CUADRO 11
DENSIDAD DE CLIENTES EN DIFERENTES
EMPRESAS DE LA REGIÓN

País	Empresa	Cientes/km2
Argentina	EDEA	4,1
	EDEERSA	4,6
	EDENOR	499,7
	EPEC	4,3
Brasil	CEEE	16,6
	CEMIG	9,5
	ELECTROPAULO	1 048,5
	LIGHT	300,8
Chile	CHILQUINTA	374
	CGE	60
	CHILECTRA	614
Paraguay	ANDE	2,4
Uruguay	UTE	7,3

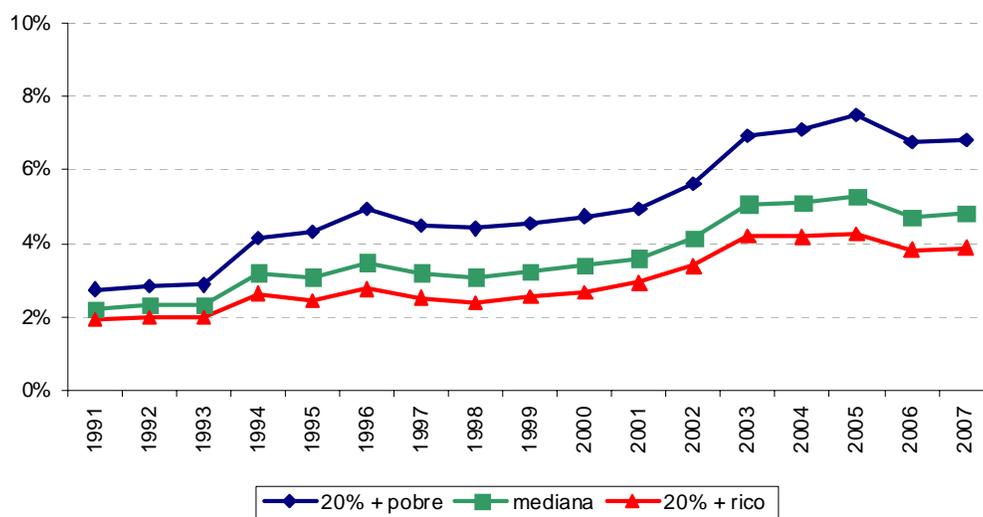
Fuente: UTE.

⁸¹ Esta comparación carece de sentido, entre otras cosas porque EDENOR y EDESUR atienden zonas urbanas densamente pobladas, 499 y 637 clientes/km2 respectivamente, en tanto que UTE suministra el servicio a todo el país y su densidad es de 7.3 clientes km2.

En el Gráfico 16 se constata una tendencia creciente de la incidencia de la factura eléctrica en los ingresos de los hogares, si bien en los últimos años los valores se han estabilizado. Los factores explicativos son variados; desde los ya referidos aumentos en los costos del suministro eléctrico, hasta aquellos relacionados con la evolución de los ingresos de la población (cayó un 25% entre 1999 y el 2002; y subió un 30% entre 2004 y 2008) pasando por el hecho que el consumo residencial mensual promedio por cliente (pasó de 212 kWh en 1992 a 275 kWh⁸² en el 2008), producto del sustancial incremento de la tasa de equipamiento de los hogares.

El referido aumento en la incidencia de la factura de energía eléctrica en los ingresos de los hogares alimentó la percepción existente en la población de que el costo de la tarifa eléctrica es alto, siendo éste el punto más cuestionado del desempeño del sector. Esta situación se complementa además con el hecho que dicho incremento fue más pronunciado en los sectores de menores ingresos.

GRÁFICO 16
PARTICIPACIÓN DEL GASTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS INGRESOS
DE LOS ESTRATOS BAJO, MEDIO Y ALTO



Fuente: Elaboración propia en base a datos UTE e INE.

A partir de la crisis económica del 2002 las “pérdidas no técnicas” (conexiones irregulares, hurtos, fraudes) comenzaron a incrementarse en forma acelerada, alcanzando en el 2004 valores superiores al 12% (en tanto en el 2001 estaban en el entorno del 6%). Una parte importante de dichas pérdidas (aproximadamente el 50%) se origina en el extendido fenómeno de las conexiones irregulares a la red eléctrica que se constata en los “asentamientos” (barrios carenciados). Frente a este fenómeno la empresa optó por una estrategia inclusiva, que busca en una primera instancia la instalación de medidores con el fin de cuantificar las pérdidas y ajustar las instalaciones, de modo de evitar problemas de seguridad.

⁸² Entre otros aspectos que explican la existencia de valores relativamente altos respecto de otros países de la región, está el hecho de que en Uruguay la electricidad se utiliza extensamente en usos calóricos (especialmente calefacción de ambientes y calentamiento de agua).

RECUADRO 12 ACCIONES PARA REDUCIR EL PESO DE LA TARIFA EN SECTORES DE BAJOS INGRESOS

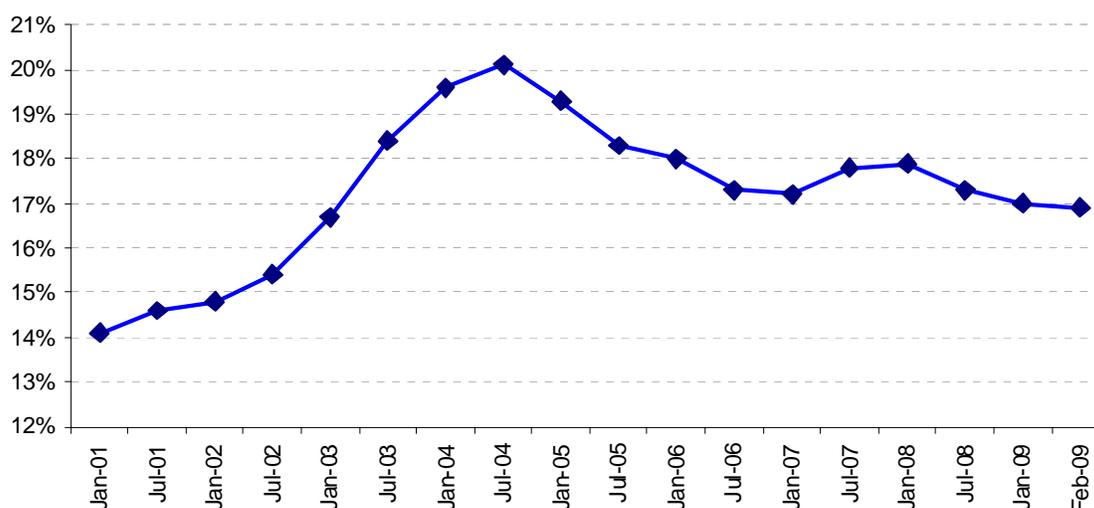
En lo que respecta a la implementación de acciones destinadas a reducir el peso de la factura eléctrica en los ingresos de los sectores menos favorecidos de la población, éstas se han viabilizado a través de diferentes instrumentos. Ya sea a través de la estructura tarifaria o por medio otros mecanismos que implicaron subsidios explícitos (políticas específicas para hogares carenciados, descuentos comerciales, etc.).

La actual estructura de la tarifa residencial presenta tres escalones con precios crecientes, de los cuales el primero (correspondiente a los 100 primeros kWh) está fuertemente subsidiado. Además existe una política tarifaria específica, destinada a aquellos núcleos habitacionales comprendidos en las categoría de viviendas modestas, barrios carenciados y hogares que estuvieron comprendidos en el Plan de Asistencia Nacional para la Emergencia Social (PANES), los que se ven beneficiados con bonificaciones de un 80% sobre los conceptos de potencia y cargo fijo, un 20% sobre los primeros 100 kWh y exoneraciones sobre el costo de la contribución o la tasa de conexión.

Fuente: Elaboración propia.

La propia UTE costea la acometida, inspecciona gratuitamente y en algunos casos asume los costos de la instalación interior. Posteriormente, a través de una unidad especializada a tales efectos y en coordinación con las intendencias departamentales y ministerios relacionados con la problemática de dichos barrios, se realizan actividades tendientes a lograr la regularización de los suministros y su posterior seguimiento. Si bien el nivel de pérdidas totales (técnicas y “no técnicas”) en los últimos años ha ido descendiendo, de todas formas las “pérdidas no técnicas”, que en 2008 se ubicaron en el entorno del 9%, son todavía muy altas, por lo que sigue planteado el desafío de llevar estos guarismos a valores sensiblemente más bajos.

GRAFICO 17 EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL. 2001-2008

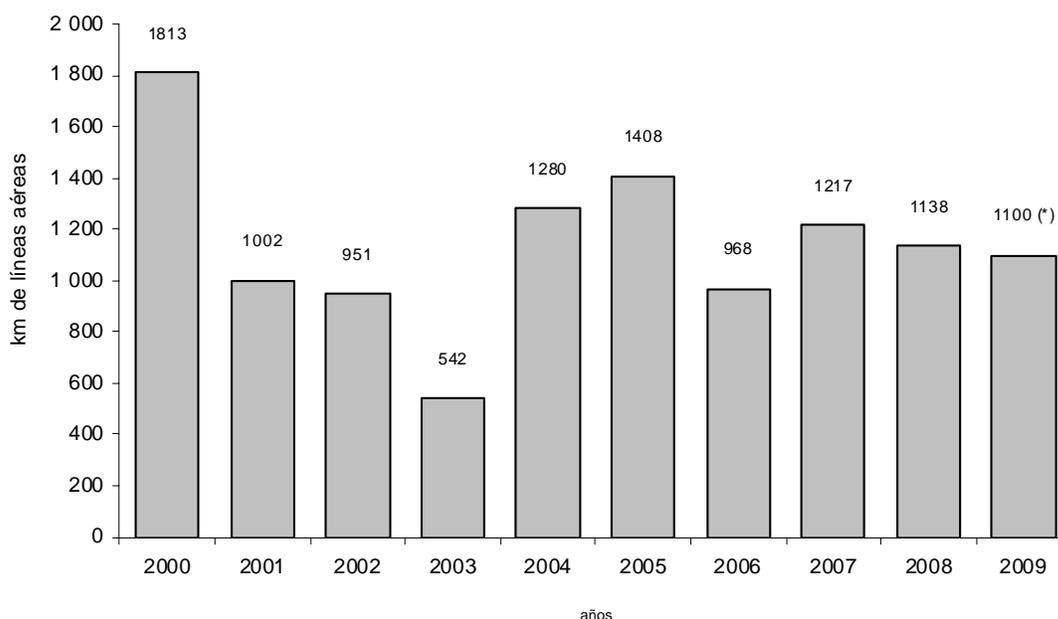


Fuente: UTE.

4.7.2 Electrificación rural

En Uruguay ha sido tradicional la existencia de políticas gubernamentales instrumentadas a través de UTE y otros organismos del Estado, que han fomentado la universalización del acceso a la energía eléctrica, particularmente en el medio rural. Es así que a lo largo del tiempo se han implementado diversos mecanismos y/o subsidios, con el objetivo de acercar las redes a los lugares más remotos y hacer más accesible su utilización⁸³. De esta forma se ha logrado extender el servicio a la mayoría de la población del medio rural, lo que no hubiera sido posible mediante la pura aplicación de mecanismos de mercado. La extensión de la electrificación rural se ha desarrollado como parte de las políticas sociales implementadas por la empresa⁸⁴ en los últimos 20 años los Km de líneas de electrificación rural se han ido incrementando a un ritmo tal que han permitido extender la cobertura en el medio rural del 50% al 83% de los hogares. Uruguay posee el porcentaje más alto de electrificación de América del Sur (98,5%).

GRÁFICO 18
EVOLUCIÓN DE OBRAS RURALES DESDE 2000 A 2009



Fuente: UTE.

Nota: (*) Datos preliminares

⁸³ Por ej., no obstante los costos de suministro en zonas muy aisladas y/o de baja densidad de clientes son notoriamente más altos que en aquellas de alta densidad, por ley las tarifas de energía eléctrica deben ser las mismas en todo el territorio nacional.

⁸⁴ Aunque también cabe señalar que en algunas oportunidades se ha criticado su utilización como fuente de prácticas clientelísticas.

5. Políticas de mediano y largo plazo

En función de la posición relevante que ocupa el sector energético en el marco de la actividad económica general (peso importante en el conjunto de las inversiones del país y gran impacto sobre la balanza comercial); su fuerte interacción con el medioambiente (tanto por el uso intensivo de los recursos naturales como por los impactos derivados de su producción, transporte y consumo), y del hecho que en una sociedad moderna el suministro de energía constituye un elemento determinante de la calidad de vida de la población y un insumo vital para el funcionamiento del aparato productivo; en Uruguay se aprecia la existencia (por lo menos a nivel declarativo), de un cierto consenso en torno a la necesidad de la implementación de Políticas de Estado en la materia.

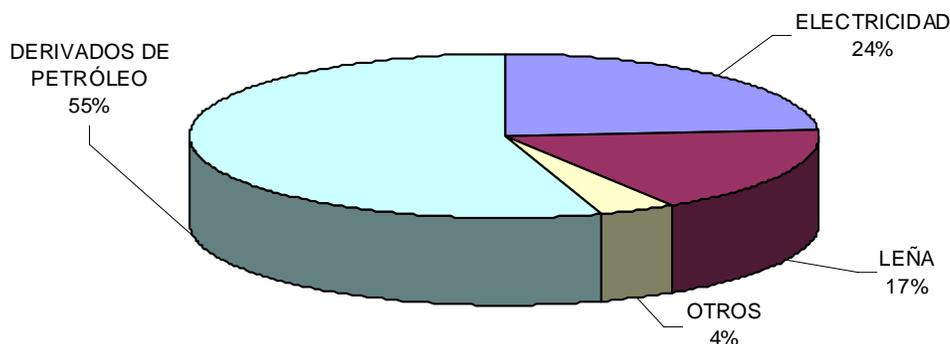
Los últimos años han sido objeto de ásperas controversias en torno a las decisiones de políticas energéticas adoptadas y particularmente acerca de las estrategias a desarrollar para el mediano y largo plazo. Se han manifestado una amplia gama de opiniones en torno al rol que debería jugar el Estado en la formulación de dichas políticas, el papel de las empresas públicas del sector y el de los actores privados. En ese espectro son mayoritarias las posiciones que plantean que la temática energética no debe quedar librada pura y exclusivamente al libre juego de las fuerzas del mercado, que se deben incorporar consideraciones de carácter estratégico y poner el énfasis en la necesidad de alcanzar los más amplios apoyos políticos y sociales. El largo tiempo de maduración y la especificidad de los activos que presentan las inversiones en infraestructura energética, vuelve imperiosa la necesidad de que las políticas energéticas mantengan su continuidad en el tiempo (de ahí la recurrente alusión a que se transformen en Políticas de Estado).

Tanto desde el Gobierno como desde los partidos de la oposición y las organizaciones sociales, se ha planteado la exigencia de inscribir el debate energético en el marco de su contribución al desarrollo sustentable del país. De ahí que las diversas estrategias energéticas sean juzgadas en función de su impacto sobre las 4 dimensiones de la sustentabilidad:

- La económica: aportando mayor eficiencia en la producción y utilización de la energía.
- La social: impulsando la mayor cobertura al menor costo de los requerimientos básicos de energía, esenciales para el logro de una mayor equidad social.
- La ambiental: promoviendo una explotación racional de los recursos naturales energéticos y un mayor empleo de fuentes renovables y de tecnologías limpias.
- La política: afirmando la soberanía del país y ampliando los espacios de independencia en la toma de decisiones, en el marco del respeto de la voluntad de la ciudadanía.

La conformación de la futura matriz energética del país ha pasado a convertirse en el núcleo central del debate, y en este sentido existe unanimidad en cuanto a que la matriz energética global de partida no es la más deseable a la luz de las cuatro dimensiones del desarrollo sustentable (ver gráfico siguiente).

GRÁFICO 19
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE
(Promedio del % de participación, período 2001-2008)



Fuente: Dirección Nacional de Energía.

En efecto, un primer abordaje de la matriz energética global, muestra la existencia de un alto grado de dependencia energética⁸⁵ (en un mundo en donde el tema de la seguridad energética es el más candente en la agenda de las relaciones internacionales) y su consecuente vulnerabilidad tanto en lo que atañe a la seguridad del suministro como a la fuerte exposición a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo. Esta vulnerabilidad se ve acentuada por la baja diversificación a nivel de fuentes importadas (prácticamente 90% corresponde a petróleo crudo y sus derivados⁸⁶). Además, la menguada importación de gas natural proviene de un único país proveedor (Argentina), en tanto que las importaciones de derivados del petróleo provienen también en su gran mayoría de un solo proveedor (Brasil)⁸⁷ y por su parte la importación de energía eléctrica procede de 2 países: Argentina y Brasil.

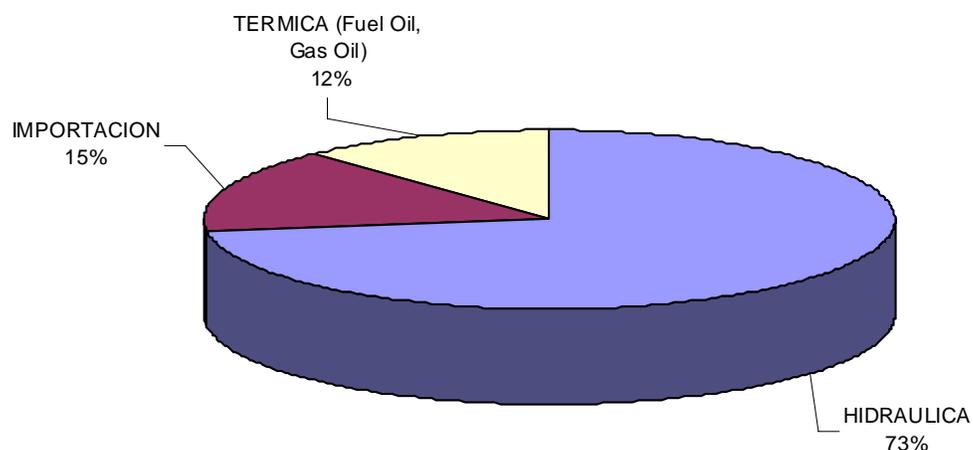
Por un lado el Gráfico 19 muestra que cerca del 60% del consumo final de energía, proviene de recursos no renovables (esencialmente combustibles fósiles) que generan emisiones contaminantes tanto a nivel global como a nivel local. Por otro lado, importa destacar que aproximadamente el 40% restante proviene de recursos renovables, porcentaje muy importante en comparación a otros países del mundo. Esto representa un buen punto de partida para un desarrollo energético ambientalmente sustentable, y contribuye a ubicar a Uruguay entre los países del mundo con mejores indicadores de sustentabilidad ambiental.

⁸⁵ Ya se hizo mención en los capítulos precedentes, que al carecer de reservas comprobadas de combustibles fósiles, Uruguay debe recurrir a su importación.

⁸⁶ El gas natural y la energía eléctrica importada completan el resto.

⁸⁷ Cuando la producción de derivados de petróleo de la refinería de Ancap no alcanza para cubrir la demanda uruguaya, se debe recurrir a su importación. En años secos el grueso de los combustibles utilizados para la generación eléctrica proviene de la importación.

GRÁFICO 20
MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
(Promedio del % de participación, período 2001-2008)



Fuente: UTE.

En lo que atañe específicamente a la matriz de generación eléctrica por fuentes, si bien se observa un bajo grado relativo de dependencia energética (por la alta participación de la energía hidráulica), importa resaltar que se trata de valores promedio para un período dado (6 años), y que esto no permite aquilatar la magnitud de un problema al que ya hemos hecho referencia en varias oportunidades: la gran aleatoriedad a la que está sujeta la generación hidráulica del Uruguay. El siguiente cuadro, que resulta altamente ilustrativo a este respecto, muestra que en años de baja hidraulicidad la importación de energía eléctrica puede alcanzar valores muy significativos.

CUADRO 12
ALEATORIEDAD DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA

Año	Hidráulica	Importación	Térmica
2001	98,3 %	1,6 %	0,1 %
2002	92,5 %	7,3 %	0,2 %
2003	94,0 %	6,0 %	0,0 %
2004	58,0 %	29,0 %	13,0 %
2005	70,2 %	19,4 %	10,4 %
2006	42,8 %	34,6 %	22,8 %
2007	81,2 %	8,9 %	9,9 %
2008	49,9 %	11,0 %	39,1 %

Fuente: UTE.

Por otra parte, un punto fuerte de la actual estructura de generación eléctrica es el bajo nivel relativo de emisiones contaminantes (para un año hídrico promedio) tanto en lo referente a impactos globales (contribución al calentamiento por emisión de GEI) como locales. De todas formas es necesario un seguimiento especial para el caso de aquellos años muy secos, que requieren de una importante generación en base a derivados del petróleo.

Las autoridades energéticas han venido señalando que para un escenario en el que la economía del país siga creciendo y consecuentemente se verifiquen incrementos importantes en la demanda de energía eléctrica, se requerirá del desarrollo de estrategias que contribuyan a atenuar las vulnerabilidades que presenta el sector eléctrico, y a la vez ir generando nuevas fortalezas que permitan afrontar con éxito los desafíos del futuro.

En este contexto, siendo Uruguay un país relativamente pequeño y hasta el momento sin reservas comprobadas de petróleo, gas ni carbón, prácticamente agotada su capacidad de explotación a gran escala del recurso hidroeléctrico, e inmerso en un entorno caracterizado por un alto grado de incertidumbre, se ha venido implementado para el sector eléctrico una estrategia orientada a dotar de mayor robustez⁸⁸ al Sistema, mediante el desarrollo de una estrategia que apunte a los siguientes objetivos:

- desarrollo de una estrategia de diversificación de fuentes y de proveedores,
- búsqueda de opciones tecnológicas flexibles (modulares, multicomcombustibles), y
- promoción de mayores grados de independencia energética, en el marco de la profundización de la integración regional.

En este sentido, se esgrime que el desarrollo de una estrategia de diversificación de riesgos, que contemple la implementación de un menú de opciones tecnológicas suficientemente flexibles como para adaptarse con facilidad a situaciones cambiantes (precios, seguridad de abastecimiento, normas ambientales más exigentes, etc.), contribuirán a la robustez del Sistema.

En el marco de la estrategia formulada se vienen desarrollando las siguientes líneas de acción:

- a) Próximamente UTE estaría licitando la instalación de entre 200 MW y 250 MW en motores estacionarios multicomcombustibles (probablemente de módulos mayores que los ya adjudicados), a instalarse en una zona periférica de Montevideo y con el propósito de que estén operativos para el 2011. Por su versatilidad, tanto en lo que refiere al cambio de combustible, como a la rapidez y bajo costo de las instancias de arranque y parada, esta tecnología se adecua a las condiciones de un entorno de incertidumbre en los precios y la seguridad del suministro de los combustibles. Adicionalmente, se complementa muy bien con la generación eólica y el GNL. Resulta particularmente auspiciosa la posibilidad de que estos motores puedan funcionar con biodiesel, ya que si se avanza suficientemente en la producción nacional de dicho combustible⁸⁹, éstos podrían funcionar con un recurso renovable y autóctono, lo que contribuiría disminuir la dependencia del petróleo.
- b) Impulso al desarrollo gradual de fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa, biogas, mini-hidro, solar, etc.). Cabe señalar que si bien hasta el presente éstas han requerido de la implementación de subsidios, el contexto de incremento de precios de los combustibles fósiles, el continuo avance del desarrollo tecnológico y su necesaria adaptación, la creciente sensibilización por los temas ambientales y de independencia energética, generan un marco propicio para su paulatina incorporación a la matriz. Como ya se ha señalado, en estos años se ha dado un fuerte impulso al desarrollo de la generación distribuida en base a fuentes renovables no convencionales, destacándose su contribución a la diversificación de fuentes y suministradores; al desarrollo de energías autóctonas y de nichos tecnológicos para la industria nacional (para eventualmente posicionarse como un proveedor regional e internacional); y a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y a la atenuación de contaminación local por

⁸⁸ Entendiendo por tal la capacidad de adaptación de un sistema a las variaciones adversas del entorno sin mayores apartamientos respecto de los objetivos trazados.

⁸⁹ En el correr del presente año está previsto que ANCAP comience a distribuir nafta en una mezcla con 5% de etanol, y con la perspectiva de llegar al 2015 con una proporción de hasta 10%. En cuanto al gas oil, a partir de este año se comenzaría su distribución en una mezcla con 2% de biodiesel, procurando alcanzar el 5% en el 2015.

disposición final de residuos⁹⁰. Para un país donde la población y el desarrollo económico se concentran en la capital y sus alrededores, estos proyectos descentralizados (especialmente los de biomasa) contribuyen al desarrollo de actividades productivas en el interior de país y al arraigo de la población en dicha región, aportando de esta manera a la cohesión social y territorial del Uruguay.

Avanzado el proceso “de curva de aprendizaje” y luego de completado y superado el cupo inicial previsto de 60 MW en el Decreto 77/006, las autoridades nacionales del sector han propuesto para el caso del recurso eólico, pasar a su explotación en proyectos de una mayor escala⁹¹ (del entorno de los 50 MW). Cabe recordar que a principios de los 90’ en el marco de un convenio firmado entre UTE y la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, se realizó una evaluación primaria del potencial eólico del Uruguay. En los últimos años UTE ha venido realizando en forma sistemática mediciones de acuerdo a normativas internacionales en 20 puntos del país y también existen mediciones realizadas por privados. La DNETN, en el marco del Programa de Energía Eólica (que cuenta con el apoyo del PNUD y del GEF) viene trabajando intensamente en el desarrollo de capacidades nacionales que generen condiciones propicias y den sustento al desarrollo de la energía eólica en Uruguay. Del análisis de toda la información recogida hasta el momento se desprendería la existencia de condiciones favorables para la instalación de parques eólicos con factores de planta de más de 30%, por un total de más de 500 MW. De la evolución de los precios de los equipos aerogeneradores y su competitividad respecto de otras fuentes energéticas, de su adecuada interrelación con las otras fuentes y tecnologías de la matriz de generación eléctrica, dependerá el ritmo de penetración del recurso eólico en la futura matriz. Pero en lo que sí parece haber un amplio consenso es en la determinación que la energía eólica pase a ocupar un lugar importante. En el documento elaborado desde el MIEM, que contiene los lineamientos estratégicos de política energética 2008-2030, se plantea como hito para el 2015 que un porcentaje no menor al 15% de la generación provenga de fuentes renovables no tradicionales, para lo cual en dicho documento se impulsa la instalación en el período 2008-2015 de al menos 500 MW (repartidos ente biomasa, eólica e hidráulica).

- c) Como ya se ha mencionado precedentemente, en la década de los 90’ las autoridades energéticas del país hicieron una apuesta a la incorporación del gas natural proveniente de la República Argentina. Fue con ese fin que se construyó el Gasoducto Cruz del Sur (GCdS). Ya hicimos también alusión a las dificultades de Argentina para comprometer un suministro seguro de gas natural. Es en ese contexto que se comenzó a evaluar la posibilidad de desarrollar un proyecto de GNL en Uruguay, en el entendido que seguía vigente la idea de incorporar el gas natural a la matriz energética (particularmente para la generación eléctrica), como forma de promover su diversificación, utilizar un combustible medioambientalmente más amigable en relación a otros combustibles fósiles y con perspectivas de resultar más económico que otras alternativas (en particular respecto del gas oil).

El carácter capital intensivo y las importantes economías de escala que presentan las instalaciones de la planta de regasificación así como las obras conexas (gasoductos, infraestructura portuaria, etc.), generaban dudas respecto de si la demanda uruguaya sería suficiente para hacer viable un proyecto de tales características. Es así que se plantea la posibilidad de realizar este emprendimiento conjuntamente con Argentina, que venía evaluando la factibilidad de construir una planta de regasificación en su

⁹⁰ En ese sentido han contribuido para convertir pasivos ambientales como la cáscara de arroz, el bagazo de caña, el aserrín, etc., en subproductos con valor como recurso energético.

⁹¹ En el marco de un decreto promocional del Poder Ejecutivo, UTE tiene previsto licitar en los próximos meses 150 MW en generación eólica (distribuidos en parques de entre 30 y 50 MW cada uno).

territorio⁹². Finalmente, en el entendido que se trata de propuestas complementarias, Argentina decide avanzar en la concreción de ambos proyectos. De esta forma, el proyecto podrá alcanzar una masa crítica tal que le permita sacar provecho de las economías de escala así como de las sinergias que presentan las demandas de GNL de ambos países. Además, revirtiendo el flujo del GCdS, se podría a través de una instalación ya existente y que hasta el momento ha estado prácticamente ociosa, llegar hasta el corazón mismo de la demanda de gas Argentina, prácticamente sin necesidad de realizar inversiones adicionales en el transporte del gas.

En noviembre del 2007, los ministros del sector energético de ambos países firmaron un “Acuerdo para la Implementación y Operación del Proyecto de Regasificación de GNL entre Uruguay y Argentina”, en el cual se comprometen a emprender las acciones y adoptar las medidas que posibiliten la construcción de una planta de regasificación de GNL en territorio uruguayo y constituyeron con tal fin una Comisión Mixta. En dicho acuerdo quedó plasmado que cada país tendría derecho al 50% de la capacidad total de regasificación y se acordó también la participación de las empresas estatales del sector energético de Uruguay y Argentina (Ancap, UTE y Enarsa) así como la posibilidad que el sector privado pudiera sumarse al proyecto. Dadas las necesidades de ambos países de contar con gas natural en los plazos más breves, pero también las importantes incertidumbres existentes en cuanto a la evolución de las demandas y precio final del gas natural regasificado, se está trabajando en la factibilidad técnico-económica de implementar una fase rápida que contemple instalaciones flotantes y permita contar con GNL para mediados del 2012. La idea es focalizarse en la búsqueda de una opción tecnológica que atienda a la premura, que implique costos hundidos relativamente bajos y que no obstaculice el eventual desarrollo de una planta definitiva. Es interesante notar que la posibilidad de contar con GNL se articula perfectamente con la voluntad de incorporar motores multicomcombustibles al parque de generación uruguayo, ya que la flexibilidad de dicha tecnología permitirá negociar en mejores condiciones los contratos de abastecimiento de GNL.

- d) La propia ubicación geográfica del Uruguay marca que la integración regional no es sólo un tema de vocación sino una cuestión de necesidad. En este sentido se sigue avanzando en el camino de la integración eléctrica regional, en el marco de acuerdos entre Estados y de un esquema conceptual que apunta a la búsqueda de un reparto equilibrado de beneficios y no bajo una lógica de rentabilidad de corto plazo. Además, en base a las experiencias pasadas en relación al grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales contraídas en los contratos firmes de exportación, es necesario admitir la existencia de limitaciones naturales e inevitables, resultantes de que la primera obligación de las autoridades del sector eléctrico en cada país es el abastecimiento de la demanda local. Por lo tanto si bien los antecedentes indican que la garantía de suministro debe fundarse primordialmente en la capacidad de generación local, ello no implica abandonar los esfuerzos para acceder a los beneficios del comercio internacional de energía eléctrica. En este sentido, Uruguay deberá seguir trabajando en el perfeccionamiento de las modalidades de intercambio con Argentina y en la consolidación de la interconexión de gran porte con el Brasil. Con este último país se deberá avanzar en el establecimiento de un marco normativo propicio y estable que proporcione la confianza necesaria para concretar una obra de esa envergadura y posibilite luego su adecuada utilización por ambos países. También se debe seguir explorando la posibilidad de lograr acuerdos tripartitos que permitan acceder a energía eléctrica del Paraguay, pasando a través de las redes de terceros países.

⁹² Concretamente Enarsa (Argentina) y PDVSA (Venezuela) están realizando un análisis de factibilidad para la construcción de una planta de regasificación en Bahía Blanca (Argentina).

- e) Para el mediano plazo, la opción del carbón como fuente para la generación de energía eléctrica no ha sido descartada, si bien se cierto que por el momento, más allá de la contratación de una consultoría con el objeto de realizar un estudio de factibilidad de dicha opción⁹³ (con especial énfasis en una puesta al día con las tecnologías enfocadas a la mitigación de los impactos ambientales) y del hecho que cada tanto aparecen propuestas de instalación en territorio uruguayo de centrales a carbón⁹⁴, no se han dado pasos relevantes en el sentido de la concreción de esta opción.
- f) En lo que refiere a la opción nucleoelectrica, esta ha sido objeto de frecuentes y ásperos debates a través de los medios de comunicación, entre aquellos que ven en su desarrollo la solución a los problemas energéticos nacionales y aquellos quienes la rechazan de plano. Con particular vigor, la oposición al actual gobierno ha insistido en la consideración de la energía nuclear y exigido como primer paso la derogación del artículo 27 de la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que prohíbe el uso de energía de origen nuclear en el territorio nacional. A instancias del Presidente Tabaré Vázquez en el 2008 se formó una comisión de expertos nacionales en diversas áreas asociadas a la instalación de una planta nucleoelectrica (DNETN, UTE, Universidad de la República, Dirección Nacional de Medio Ambiente) los que liderados por la DNETN redactaron un documento⁹⁵ que entre otras consideraciones plantea:
- De acuerdo a las recomendaciones de la OIEA para un país de escaso desarrollo tecnológico-industrial, introducir la industria nuclear de manera segura y responsable lleva a 15 años el plazo mínimo para inaugurar la primera planta.
 - La introducción en un sistema eléctrico de una central de base cuya potencia representa un porcentaje significativo de la demanda del sistema, concentra riesgos técnicos, operativos y comerciales. Las recomendaciones internacionales establecen que un país no debería instalar una central con una potencia superior al 10% de la capacidad total instalada⁹⁶.
 - La potencia de plantas nucleares comercializadas en el mundo actual es del orden de 700 MW o superior. Existen en desarrollo reactores para plantas nucleares de menor tamaño, pero las estimaciones de los propios fabricantes no prevén que puedan estar disponibles en el mercado antes de 10 años.
 - La instalación en Uruguay de una central nuclear de los tamaños comercialmente disponibles en la actualidad, podría viabilizarse bajo el supuesto que parte de la energía se exporte a los países vecinos y que a su vez éstos respalden con certeza ante paradas de la central. La factibilidad de un proyecto bajo estas hipótesis requeriría de políticas de integración regional muy consolidadas y de largo plazo.
 - Dadas las incertidumbres existentes, no es posible afirmar con seguridad que el costo medio de la energía de origen nuclear en Uruguay sea sistemáticamente mayor o menor respecto a otras alternativas de generación de base que emplean combustibles fósiles.

En suma, la Comisión concluye que no están dadas las condiciones para adoptar una decisión definitiva, pero que del análisis realizado no surgen elementos que descarten a priori la opción nucleoelectrica como una alternativa para el largo plazo (que difícilmente pueda entrar en operación antes del 2025).

⁹³ Contrato UTE y Siemens-PTI, con fondos no reembolsables de la USTDA.

⁹⁴ Tanto Endesa (España) como Copec (Chile), han manifestado su interés en construir una central térmica a carbón en territorio uruguayo.

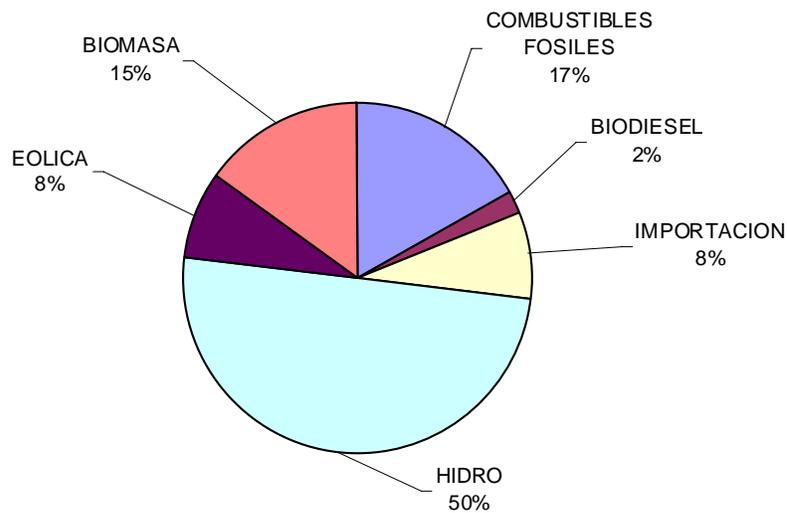
⁹⁵ Análisis para la eventual puesta en marcha de un programa nuclear para generación eléctrica en Uruguay (Octubre 2008).

⁹⁶ Para el Sistema Uruguayo esta recomendación supondría que un módulo unitario de una central no debería superar los 300 a 400 MW.

Por su largo plazo de maduración y su alto impacto social, las decisiones en torno al desarrollo de la opción nuclear requieren un importante grado de aceptación por parte de la ciudadanía y de estabilidad en las decisiones políticas. En atención a esta necesidad es que a principios del presente año se constituyó una comisión multipartidaria con el objeto de abordar la conveniencia de adoptar o no, la alternativa nuclear en Uruguay.

De materializarse la estrategia descrita precedentemente es altamente probable que la estructura de la matriz de generación eléctrica al 2020 tenga una composición aproximada a la que se proyecta en el siguiente gráfico.

GRÁFICO 21
MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2020



Fuente: UTE.

6. Conclusiones

Resumen

Uruguay es un país con una importante presencia del Estado en las distintas esferas de la vida económica y social del país, en donde destaca la fuerte tradición de ejercicio del rol empresarial en las empresas suministradoras de servicios públicos (en términos generales, considerado exitoso por un amplio sector de la sociedad uruguaya) y su papel preponderante en el proceso de decisión e implementación de políticas públicas.

Estos antecedentes explican en gran parte el nivel de resistencia de la población a los procesos privatizadores, que en el marco de los postulados del llamado “Consenso de Washington”, fueron impulsados en la década de los 90’ y principios de la actual. De hecho, Uruguay se ubicó en un extremo del abanico de opciones adoptadas por los países de la región, en tanto mantuvo en manos del Estado la propiedad del núcleo duro de las empresas públicas y la iniciativa en la aplicación de políticas públicas. Fue esencialmente mediante el recurso del instrumento plebiscitario que la población manifestó su rechazo a las políticas privatizadoras. Ejemplo de ello lo constituyen: el Referéndum realizado en 1992 para derogar parcialmente la Ley 16291, cuyo resultado tuvo una influencia determinante en el alcance de las “reformas estructurales” que se pretendía implementar, ya que al impedir (al menos en el corto y mediano plazo) una eventual venta a privados de los activos de las empresas públicas, o la concesión de los servicios asignados a éstas, dejó a sus impulsores sin uno de los principales pilares en el que se asentaba el modelo de reforma del Estado promovido por el gobierno. Otro ejemplo corresponde al Referéndum para la derogación de la Ley que habilitaba la desmonopolización de la importación y refinación de petróleo (monopolio que es ejercido por el ente estatal ANCAP), que quedó sin efecto ante las acciones emprendidas para su derogación en el 2003.

Todos estos elementos sumados a su pequeño tamaño relativo (con sus consecuencias sobre la explotación de las economías de escala, poder de negociación, etc.), resultan insoslayables a la hora de explicar el derrotero del proceso de “reformas estructurales” en Uruguay y en particular la evolución institucional y el desempeño de su sector eléctrico. Efectivamente, a diferencia de otros países de América Latina como Argentina, Bolivia, Perú, Brasil y Colombia, Uruguay ha mantenido en líneas generales el paradigma previo a las reformas implementadas en los 90’ en gran parte de los sectores eléctricos de la Región, en especial en lo que hace a la propiedad de la cadena productiva⁹⁷. Lo que no

⁹⁷ Una creciente percepción favorable de la opinión pública respecto del desempeño de UTE (80% de aprobación en 1998), se tradujo en un fuerte respaldo para que ésta continuase ejerciendo un rol predominante en el Sector.

ha ido en contradicción con la consolidación de una tendencia gradual a la separación de roles, la profesionalización de la gestión de las empresas públicas, explicitación de subsidios, generación de incentivos adecuados, establecimiento de estándares de calidad de servicio, etc.

De todas formas, como consecuencia de la obtención de un importante apoyo parlamentario y del fracaso de una convocatoria a Referendum para derogarla, en 1998, con la entrada en vigencia de la “Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico”, se concretaron modificaciones de carácter institucional y regulatorio, que permanecen vigentes hasta hoy. Al amparo de éstas, se celebraron en su momento los contratos firmes de importación de energía eléctrica de Argentina (según exigencias de simetría y reciprocidad con el modelo imperante en ese país), y habilitaron, entre otras instituciones, la creación de la Administradora del Mercado Eléctrico y de la Unidad Reguladora del Sector, así como la habilitación de UTE para asociarse con empresas públicas o privadas extranjeras, etc.

Esta situación determinó finalmente la convivencia de la Ley Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (en sus orígenes funcional a un marco conceptual que le adjudica un rol central al mercado como asignador de recursos y que tiene su piedra de toque en la privatización, en la promoción de la competencia y la inversión privada), y la existencia de una empresa eléctrica estatal integrada verticalmente, monopólica en la transmisión y en la distribución en todo el territorio nacional, actor primordial en la generación, y cuya acción se inscribe en el marco de una creciente participación del Estado en la fijación de los lineamientos estratégicos del Sector⁹⁸.

Con el telón de fondo de la crisis económica del 2002, del agotamiento del modelo económico que se venía impulsando (situación que también se venía dando en otros países de la Región) y de los importantes cambios que se sucedieron en la industria del gas natural en Argentina, modificaron radicalmente las bases sobre las cuales se había construido la reglamentación del Sector Eléctrico. Dentro de los grados de libertad que da la Ley de Marco Regulatorio, fueron realizándose paulatinos ajustes regulatorios con el objeto, en algunos casos, de tornar operativas las normas vigentes y en otros casos, de adaptar la normativa a las nuevas circunstancias, en las que adquieren relevancia las decisiones de carácter estratégico y aspectos vinculados a la soberanía, que requieren de un rol directivo del Estado.

El análisis presentado en este documento muestra resultados interesantes. A lo largo del período de estudio se constata una evolución positiva de algunos indicadores claves, a la hora de evaluar el desempeño del Sector. Entre ellos merecen especial mención: un grado de cobertura eléctrica del 98.5% de los hogares, el descenso paulatino del tiempo de corte de suministro hasta alcanzar, menos de 10 hs (promedio anual por cliente); el elevado porcentaje de clientes (superior al 95%) que ha recibido el suministro cumpliendo las metas de calidad de servicio establecidos por el RCSDC y fiscalizado por la URSEA; niveles de satisfacción de clientes entre los más altos que ha recogido CIER en la evolución reciente de las encuestas realizadas para 50 empresas eléctricas de Distribución de la Región; y los elevados niveles positivos de imagen global empresarial que resultan de encuestas realizadas por la propia empresa con sus clientes, como método de autocontrol. Se observa también que la empresa ha podido transferir dividendos con cierta regularidad al Estado Uruguayo, lo cual da muestra en cierta medida de su solidez económica y financiera.

En contrapartida, la evolución de los indicadores de pérdidas no técnicas y del costo de la energía eléctrica, así como la participación de ésta en los ingresos de los diferentes estratos sociales, no arroja resultados tan alentadores. En el primer caso, si bien desde el 2004 se verifica una tendencia a la baja, los guarismos de las pérdidas no técnicas permanecen aún altos. En cuanto al nivel tarifario promedio, se observa a partir del 2001 una tendencia al alza (en correspondencia con el incremento, entre otros, del precio de insumos básicos como el petróleo, cobre, aluminio y de la paridad respecto del dólar) y si bien en los últimos años se constata un leve descenso de la participación del gasto de

⁹⁸ La actividad de generación de energía eléctrica en Uruguay es libre, y bajo ciertas condiciones reglamentarias (técnicas y medioambientales) cualquier generador puede conectarse a la red eléctrica pública. En la actualidad la casi totalidad de los emprendimientos privados de generación se han viabilizado por medio de contratos con UTE (en su mayoría realizados en el marco de decretos de promoción al desarrollo de proyectos descentralizados en base a fuentes renovables no tradicionales).

electricidad en el ingreso de los hogares⁹⁹, se mantiene la percepción en la población de que la tarifa eléctrica es cara.

Por otra parte, en los últimos años se han presentado inconvenientes a nivel de la oferta de energía eléctrica, asociados a diferentes factores, entre los que merecen especial mención: la elevada dependencia de un parque generador hidroeléctrico que presenta una alta variabilidad hidrológica, los 10 años de sucesivas frustraciones en la concreción de proyectos de inversión para ampliar la capacidad del parque de generación uruguayo¹⁰⁰ y la restricción paulatina de la disponibilidad de los contratos de importación eléctrica desde Argentina, asociada a las restricciones en la oferta de gas natural argentino.

Con el propósito de superar dichas dificultades se han venido implementando diferentes acciones con horizontes de corto, mediano y largo plazo, entre las que cabe mencionar: las gestiones de las autoridades uruguayas (especialmente en 2004 y 2006) ante sus pares de Argentina y Brasil en las que se lograron suministros adicionales de energía (de origen térmico), por fuera de los contratos; la construcción y posterior ampliación de la central térmica Punta del Tigre (300 MW, combustible dual); la instalación en el marco del programa de conversión de deuda de Uruguay con España, de un parque eólico de 10 MW (con vistas a su duplicación en el presente año) en Sierra de los Caracoles; las diferentes iniciativas destinadas a impulsar proyectos de generación distribuida y de energías renovables no convencionales con participación privada, que se vio cristalizada con la adjudicación de más de 60 MW entre proyectos de generación eólicos y en base a biomasa; también se recibieron excedentes de otros autoprodutores industriales que generan con residuos de la industria celulósica. Si bien finalmente, se realizaron las inversiones presentadas, para poder superar los enormes atrasos mencionados, van a ser necesarios algunos años más para alcanzar un flujo equilibrado de inversiones que permita responder a las necesidades de expansión de la generación así como al mantenimiento y mejora de la calidad del servicio.

Los proyectos en puerta indican una creciente participación de fuentes alternativas no convencionales y de centrales térmicas convencionales, con posibilidades de quemar diferentes combustibles (caso de los 80 MW en motores multicomcombustibles que entrarán en operación a fines del presente año).

En cuanto a las acciones en la demanda, se profundizaron desde el MIEM y UTE, con una visión de largo plazo las actividades de impulso al uso eficiente de la energía¹⁰¹, y como respuesta a situaciones de coyuntura la implementación de planes de ahorro y eficiencia energética, mediante los cuales se obtuvieron importantes ahorros, gracias a la colaboración de todos los sectores (en particular del sector público).

Algunas conclusiones

La lectura de diversos estudios¹⁰² sobre la performance de los sectores eléctricos en varios países, indica que en la mayoría de los casos en que se implementaron reformas tendientes al desglose de activos y a favorecer la presencia de múltiples actores regidos por reglas de mercado, la coordinación de la expansión requirió finalmente de una importante intervención estatal. En la

⁹⁹ Resulta relevante la aplicación de descuentos comerciales en los estratos sociales más desfavorecidos, así como el hecho que el primer escalón de la tarifa residencial simple ha sido históricamente subsidiado. Lo que además de constituir una señal de equidad social, genera un incentivo al uso racional de la energía.

¹⁰⁰ Resulta ilustrativo a este respecto que en el período 1993-2004 sólo el 8% del total de inversiones de UTE correspondieron a inversiones en generación.

¹⁰¹ Destaca en este sentido la implementación por parte de UTE del “Plan a Todas Luces”, que con el objetivo de dar a todos los hogares 2 lámparas de bajo consumo, lleva ya entregadas 1.8 millones de lámparas.

¹⁰² Maldonado, Palma, “Seguridad y Calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur”. CEPAL, Santiago de Chile, 2004; Bouille, Dubrovsky y Maurer El Sector Eléctrico Argentino: una reforma orientada al mercado. Buenos Aires, Enero 2003; R.Kozulj Análisis de la Experiencia Internacional estrategias de desarrollo del sector energético en Argentina, Colombia, Brasil, Chile, Nueva Zelandia, Australia y algunos casos de países de Europa Continental. Perú, enero 2009.

práctica, la hipótesis de que el mercado podía autorregular la expansión del sistema de manera sustentable, se reveló ineficaz. Los resultados tras dos décadas de aplicación de las referidas reformas han conducido, en la mayoría de los países, a crisis de desabastecimiento generadas por la falta de inversiones en infraestructura eléctrica. Si bien en algunos casos ello pudo estar ligado a la insuficiencia de las señales de precios, también se ha visto que éstas, cuando quedan expeditas al libre juego de las fuerzas del mercado, pueden dar lugar a conductas especulativas u orientarlas según el poder de mercado que ocupan los operadores y actores del sistema.

Podría concluirse que si bien Uruguay ha mantenido en parte el paradigma previo a las reformas implementadas en los 90' en los sectores eléctricos, a partir de la entrada en vigencia de la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico quedó conformado un régimen híbrido (en cual conviven normas y situaciones de hecho derivadas de enfoques conceptuales radicalmente diferentes). Si bien en un primer momento las situaciones de conflicto fueron permanentes, con el correr del tiempo se fueron generando las condiciones para una razonable convivencia en la que: la Unidad Reguladora fue reorientando su accionar hacia las funciones reglamentarias y de fiscalización (con especial énfasis en aquellas vinculadas a la calidad del servicio); el Organismo Administrador del Mercado Eléctrico encargándose de auditar las tareas del DNC de UTE; UTE como empresa referente del Sistema Eléctrico, principal actor en generación y comercialización mayorista, monopólica en la transmisión y la distribución; y el Poder Ejecutivo (a través del MIEM) con una creciente participación en la fijación de los lineamientos estratégicos del Sector Energético. Queda abierto el interrogante respecto de la estabilidad de mediano y largo plazo de esta razonable convivencia o si requerirá una adecuación del marco normativo vigente.

Gran parte de los problemas que debió enfrentar el sistema eléctrico uruguayo para asegurar el suministro en los años de extrema sequía, fue consecuencia de la falta de inversiones en generación en territorio uruguayo por un período de más de 10 años. Situación a la que se llegó como consecuencia del fracaso de una estrategia que apostó a respaldar al Sistema mediante la suscripción de contratos firmes de importación de energía eléctrica de la Argentina y a una sucesión de fallidas licitaciones para incorporar una central de Ciclo Combinado al parque generador uruguayo (que se dieron en un marco de marchas y contramarchas respecto de si debía realizarla UTE o un privado) y para la cual, por otra parte, quedó luego en evidencia que no estaba asegurado el suministro de gas.

En relación a lo ocurrido en otros países, se observa que la continuidad de la propiedad de la cadena productiva en manos de la empresa estatal, ha contribuido a amortiguar los efectos adversos ante situaciones de colapso económico como la del 2002 (D. Bouille et al., 2003). La situación señalada precedentemente, sumada a la constatada consolidación de UTE en su rol de generador en los últimos años (particularmente en centrales de porte importante), han facilitado y acelerado la adopción de estrategias para garantizar la seguridad y calidad del abastecimiento¹⁰³. Paralelamente a la reafirmación del rol de UTE como generador, en los últimos años se ha constatado el ingreso de generadores privados al Sector, en su gran mayoría al amparo de Decretos del P.E. para impulsar el desarrollo de la generación distribuida y las ERNC.

Por otra parte y a diferencia de otros países en los que se aplicó la reforma en profundidad, las inversiones en transmisión y distribución comprometidas y planificadas se realizaron bajo el autocontrol empresario mientras la autoridad reguladora se ha centrado en la fiscalización y seguimiento de los indicadores de calidad del servicio. Otro de los elementos a destacar es que la tarifa reflejó aproximadamente la evolución de los costos de suministro, permitiendo a UTE realizar las inversiones necesarias para alcanzar una buena calidad del servicio eléctrico, mantener su patrimonio, y obtener a la vez financiamiento externo. Permanece pendiente de resolución la situación que se genera como consecuencia del importante peso del resultado de UTE en las cuentas fiscales del gobierno. Los antecedentes muestran que en ciertas circunstancias, esta situación ha conducido a

¹⁰³ De hecho resultaron decisivas a la hora de afrontar situaciones de extrema vulnerabilidad energética (por causa de severas sequías en la cuenca de los ríos Negro y Uruguay) y poder superarlas sin tener que recurrir a un racionamiento del suministro.

exigencias más allá de consideraciones estrictamente empresariales, que han incidido en la política tarifaria y los niveles de inversión de la empresa.

Por su parte, la tendencia creciente en los costos de abastecimiento de la demanda plantea fuertes desafíos sectoriales para asegurar la continuidad del suministro y mantener una adecuada calidad del servicio, en el marco de un nivel tarifario competitivo con los de la región.

Habiendo agotado su capacidad de explotación a gran escala del recurso hídrico para generación eléctrica y en un contexto energético regional y mundial caracterizado por un alto grado de incertidumbre (precios, seguridad de abastecimiento, normas ambientales cada vez más exigentes, etc.), el desarrollo de una estrategia que contemple: la diversificación de fuentes y proveedores, la búsqueda de alternativas tecnológicas flexibles, la promoción de mayores grados de independencia energética (con énfasis en el desarrollo de fuentes autóctonas); y el incremento en los niveles de integración con los países vecinos, parece adecuada a los efectos de dotar de mayor robustez al Sistema y conformar una matriz de generación eléctrica que responda satisfactoriamente a los criterios de sustentabilidad.

En cuanto al incremento de los lazos de integración, vale la pena rescatar la experiencia de Salto Grande, que significó para la región uno de los ejemplos más positivos de cooperación binacional en el área energética, tanto por los firmes compromisos gubernamentales, por la gestión conjunta, como por su aporte de energía a ambos sistemas. Por el contrario los antecedentes de integración, bajo la lógica de oportunidades de negocio con privados, parecerían conformar ejercicios complejos y de difícil sustentabilidad dada la diversidad de intereses puesta en juego. Entonces, considerando estos aprendizajes, a futuro se presentan opciones de integración que podrían transformarse en experiencias positivas como por ejemplo: el proyecto de planta de regasificación de GNL con Argentina, la interconexión eléctrica de gran porte con Brasil, la exploración de la posibilidad de realizar un emprendimiento nuclear compartido con Argentina y/o Brasil, etc.

Bibliografía

- Altomonte, Hugo. “Balance de las Reformas, Organización y Regulación de la Industria Eléctrica en América Latina”. Proyecto National Development Reform Commission (NDRC), China-GTZ. Santiago Chile, Agosto 2006.
- Antmann, Pedro, 2001, “Algunas reflexiones acerca del sector energético”. Publicado en “Energía: aportes hacia una política de Estado”. Editorial Trilce.
- Banco Mundial y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 1991, “La evolución, situación y perspectivas del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe, Vol. II, Descripción de sectores eléctricos individuales”, Oficina Técnica para América Latina y el Caribe, Programa de Estudios Regionales, Informe N° 7 (Agosto).
- Banco Mundial, 1993, “El papel del Banco Mundial en el sector eléctrico: Políticas hacia una eficaz reforma institucional, regulatoria y financiera”, Documento de Política 11676, Washington, D.C.: Banco Mundial.
- 1999, “La privatización de servicios básicos y su impacto en los sectores de bajos ingresos de la Argentina”, Informe de Seminario, Buenos Aires (Mayo).
- Besant-Jones, John, 1996b, “El modelo eléctrico de Inglaterra-Gales - ¿Opción o advertencia para los países en desarrollo?”, Política pública para el sector privado, nota N° 84, Washington, D.C.: Banco Mundial (Junio).
- Bouille, Dubrovsky y Maurer, 2003. “El Sector Eléctrico Argentino: una reforma orientada al mercado”. Buenos Aires.
- Bouille, Daniel y Ruchansky, Beno, 2003, “Los Sistemas Eléctricos de Argentina y Uruguay: dos senderos diferentes en la búsqueda de la sustentabilidad”. Presentado en el Coloquio, Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina. UNAM – México.
- Campodónico, Humberto, 1999, “La industria del gas natural y su regulación en América Latina”, Informe de CEPAL N° 68 (Agosto), Santiago: Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe.
- CEPAL, OLADE, GTZ, 1997, “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe. Enfoques para la política energética”.
- CEPAL. “Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2008”.
- CIER, “Tarifas eléctricas en distribución en los países de la CIER”.
- Costa, Carlos, 2001, “El nuevo marco regulatorio del sistema eléctrico uruguayo. Fortalezas y debilidades para el logro de sus objetivos”. Publicado en “Energía: aportes hacia una política de Estado”. Editorial Trilce.

- Banco Interamericano de Desarrollo, 1995, “Resumen de proyecto para el proyecto N° AR-0195” (Edenor S.A.), Washington, D.C.
- 2000, “Estrategia del Sector Energético”, Anexo Tabla 1, Oficina de Desarrollo Sustentable, Serie de Documentos de Política y Estrategia Sectorial (Mayo).
- Fundación Bariloche, G.Díaz de Hasson, F.Groisman, R.A.Hasson, C.E.Suárez. Octubre 1991. “Antecedentes de la integración eléctrica. Seminario: “Experiencias de integración de mercados de electricidad en los países del Mercosur y la CEE”.
- julio 2005. “Lineamientos generales para la elaboración de un Plan Energético Nacional Sustentable”.
- PRIEN, y DNETN. 2009 “Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional”. Montevideo, Uruguay,
- Ibarburu, Mario y Pereyra, Andrés, 2003, “Entendiendo la reforma, el caso uruguayo. Reforma de los servicios públicos”.
- Kozulj, R. 2009. “Análisis de la Experiencia Internacional estrategias de desarrollo del sector energético en Argentina, Colombia, Brasil, Chile, Nueva Zelandia, Australia y algunos casos de países de Europa Continental”. Perú.
- Maldonado, Palma, “Seguridad y Calidad del abastecimiento eléctrico a mas de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur”. CEPAL, Santiago de Chile, 2004 Míguels, Carlos, 1998, “Desafíos y reestructura del sector eléctrico uruguayo: El nuevo marco regulatorio”.
- Minetti, Luis, 2001, “Desarrollo sustentable y participación ciudadana, una cuestión política integral”. Publicado en “Energía: aportes hacia una política de Estado”. Editorial Trilce.
- Nahum, Benjamín, 1993, “Empresas Públicas Uruguayas: Origen y Gestión”.
- Porto, Luis, 2001, “Criterios para la definición de una política energética”. Publicado en “Energía: aportes hacia una política de Estado”. Editorial Trilce.
- Pistonesi, H. 2000a, “El sector eléctrico argentino: Rendimiento luego de la reforma”, Instituto de Economía Energética, Buenos Aires: Fundación Bariloche.
- Pistonesi, H. 2001, “Elementos de teoría económica de la regulación. Aplicación a las industrias energéticas”. Instituto de Economía Energética: Fundación Bariloche.
- Solari, Aldo y Franco, Rolando, 1983, “Las Empresas Públicas en el Uruguay. Ideología y Política”.
- Sevares, Julio. Realidad Económica 188. Prólogo de “¿Por qué cayó Argentina? Imposición, crisis y reciclaje del orden neoliberal” de Mario Rapoport. julio de 2006. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
- UTE, “Memorias 1990 – 2008”.

Anexos

Anexo A

La experiencia de la Central Hidroeléctrica Binacional Salto Grande¹⁰⁴

La Central Hidroeléctrica Binacional Salto Grande constituye el primer aprovechamiento hidráulico de uso múltiple en América Latina. Es el resultado de importantes e históricas acciones gubernamentales. Ya a fines del siglo XIX, se inicia el interés argentino por el aprovechamiento del río Uruguay y en 1938 se celebra el Acta entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, en la que se promueve la designación de una Comisión Técnica Mixta, constituida en 1946. El objeto de esta Comisión fue el obtener el mayor beneficio de las disposiciones naturales que ofrecían los rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande, para el desarrollo económico, industrial y social de ambos países, con el consiguiente orden de prioridades para el aprovechamiento de las aguas: Utilización para fines domésticos y sanitarios, utilización para la navegación, utilización para la producción de energía, y utilización para riego. La realización de las obras debía ser un factor de promoción y desarrollo de la Región así como de integración de ambas márgenes del río.

En julio de 1979, se inicia la etapa de explotación, con la entrada en servicio en paralelo de la primera unidad generadora. Posteriormente, se fueron incorporando al servicio, las distintas instalaciones, completándose la puesta en marcha de todo el equipamiento, en diciembre de 1982.

Su construcción fue realizada por ambos países, transformándose de esta manera en el primer uso para éstos, de los ríos de la Cuenca del Plata, que concentra uno de los mayores potenciales hidroeléctricos del mundo. Su influencia, directa e indirecta, alcanza una región con mas de 20.000.000 de habitantes, entre los dos países, en un área de 128.000 Km² de suelos muy permeables, ricos en materia orgánica y nutrientes, por lo que resulta de aptitud para la ganadería, la agricultura y la forestación. En esa extensa planicie se realizan casi el 80% de las actividades industriales y agropecuarias de la Argentina y el 100% de las del Uruguay.

El Acuerdo firmado proveyó, una ventaja importante, la vinculación prácticamente “on line” de ambos despachos y un cercano conocimiento recíproco de ambos Sistemas, lo que es beneficioso para el proceso de integración.

Las marcadas diferencias entre el tamaño de los mercados eléctricos (entre ambos países) y la magnitud de las obras, exigieron abordar mecanismos de compensación. Así se garantizó un reparto no equitativo de la producción eléctrica durante un período de transición (Uruguay compró la potencia desde un 17% inicial hasta un 50% a partir de 1993). También se aceptó permitir la solidaridad de los sistemas eléctricos en situaciones de emergencia.

El origen de las fuentes de financiamiento ha sido fundamentalmente a partir de los fondos gubernamentales, en menor medida la Banca Internacional Privada y en un escaso porcentaje por el BID y el BIRF. La inversión en las obras de construcción fue cercana a los US\$850/kW instalado, excluyendo conexión a sistemas de transmisión nacionales, expropiaciones, relocalizaciones y márgenes de preferencia otorgados a las licitaciones de la CTMSG a las provisiones de origen nacional.

Cuales han sido los principales resultados, impactos y aprendizajes recogidos de la construcción y explotación de este Aprovechamiento Hidroeléctrico Compartido?. Entre los mismos merecen especial mención (sin un orden de prioridad en particular):

¹⁰⁴ Extractado del documento: Fundación Bariloche, G. Díaz de Hasson, F. Groisman, R.A.Hasson, C.E.Suárez. Octubre 1991. “Antecedentes de la integración eléctrica. Seminario: “Experiencias de integración de mercados de electricidad en los países del Mercosur y la CEE”.

- Aumento de la oferta de generación de energía de origen renovable y superior a lo esperado.
- Se ha logrado una administración flexible, en especial en períodos de crisis, aún con respecto a los acuerdos inicialmente firmados;
- Se ha desarrollado una importante actividad turística y productiva.
- Los impactos ambientales y sociales locales, han sido varios y de diferente magnitud. Ejemplos de ello lo constituyen la relocalización 22000 habitantes, la ejecución de acciones de rescate de fauna, y la deforestación de áreas sumergidas y delimitación de áreas protegidas.
- Posteriores monitoreos, han indicado el incremento de humedad ambiente y de suelos, importante reducción de producción ictícola, la sedimentación por la acelerada erosión de los suelos durante la estación lluviosa que ocurre principalmente en las vastas planicies ubicadas aguas arriba del lago, donde se desarrollan actividades agrícolas y existen numerosos asentamientos poblacionales.
- Existen reclamos de una mayor participación de los pobladores afectados desde el inicio de la construcción de la central.
- La construcción del complejo ferro-vial en el coronamiento de la presa (1983) se ha transformado en un medio de integración social, comercial y turístico entre ambos países.
- La construcción de la central tuvo un importante impacto social, ya que la misma obligó una importante demanda de mano de obra (casi 5200 puestos), y la construcción de casi 2200 viviendas, repartidas equitativamente entre ambas márgenes, quedando integradas a los centros urbanos una vez concluidas las obras. Durante la construcción el ente binacional no se desentendió del control de las relaciones laborales y sus beneficios normativos. Se registró uno de los records más bajos de accidentes fatales.
- La escasa capacidad de regulación del embalse sólo permitió amortiguar ondas de crecida y dar un lapso de horas para tomar medidas inmediatas. Esto por otro lado generó a partir del arribo a la cota máxima una onda rápida e importante, produciendo daños aguas debajo de la central.

La experiencia de Salto Grande ha sido exitosa en los principales objetivos trazados cuando se decidió su construcción. Los años que lleva funcionando han permitido recoger importantes conocimientos para su replicación en otros potenciales Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos en la región.

Anexo B

Acrónimos

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANTEL	Administración Nacional de Telecomunicaciones
AUTE	Sindicato de Trabajadores de UTE
BG	British Gas
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIRF	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento
BM	Banco Mundial
CA	Corriente Alterna
CAF	Corporación Andina de Fomento
CC	Ciclo Combinado
CEMSA	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CGTE	Companhia de Geração
CIER	Comisión de Interconexión Eléctrica Regional
CTMSG	Comisión Técnico Mixta de Salto Grande
DNC	Despacho Nacional de Cargas
DNE	Dirección Nacional de Energía
DNETN	Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear
DNMA	Dirección Nacional de Medio Ambiente
EDENOR	Empresa de Electricidad Norte
EDESUR	Empresa de Electricidad Sur
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FFAA	Fuerzas Armadas
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOCEM	Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur
GCdS	Gasoducto Cruz del Sur
GEF	Global Environment Facility
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNL	Gas Natural Licuado
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
GWh	Gigawatt hora
IECON	Instituto de Economía de la Facultad de Ciencias Económicas
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Indice de Precios al Consumidor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MERCOSUR	Mercado Común del Sur
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MM	Millones
MRE	Mercado Regulado Eléctrico
MW	Megawatt
NDRC	National Development Reform Commission
OED	Organismo Encargado del Despacho
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía

ONS	Operador Nacional do Sistema Eletrico
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
PAE	Pan American Energy
PAEE	Plan de Ahorro y Eficiencia Energética
PANES	Plan de Asistencia Nacional para la Emergencia Social
PDVSA	Petróleo de Venezuela S. A.
PE	Poder Ejecutivo
PIB	Producto Interno Bruto
PLUNA	Primera Línea Uruguaya de Navegación Aérea
PPA	Power Purchase Agreement
RCSDC	Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución y Comercialización
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TC	Tiempo de corte
TG	Turbo gas
TV	Turbo vapor
URE	Uso Racional de la Energía
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
USTDA	United Status Trade Development Agency
UTE	Usinas y Transmisiones Eléctricas