

Memoria anual 2009

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas



Sumario

La empresa y su entorno.....
Gestión de instalaciones.....
Comercialización de producto.....
Gestión de los recursos.....
Proyección al exterior.....
Información económica y estados contables.....

Mensaje del Presidente

Hemos culminado otro año rico en desafíos y fértil en experiencias exitosas. UTE está entrando en la recta final hacia su centésimo aniversario en el 2012, lo que la convierte prácticamente en parte integrante del paisaje de Uruguay. Pero más importante aún es que en este largo tramo de la historia de nuestro país, ineludible en su compromiso con la promoción del acceso universal a la energía eléctrica y con el ejercicio del rol de palanca de desarrollo para el sector productivo nacional, UTE se constituyó en parte integrante de la columna vertebral sobre la cual se erigió el Uruguay del siglo XX.

El 2009 resultó un año particularmente fecundo en realizaciones. Sin ánimo de ser exhaustivos, podríamos mencionar la inauguración por parte del Presidente de la República del primer parque eólico de UTE en Sierra de los Caracoles (10 MW operativos desde noviembre 2008) y así como el comienzo de los trabajos para que en marzo del año próximo quede instalado el parque eólico Sierra de los Caracoles II, también de 10MW.

Entre los hitos del 2009 presenta especial relevancia el relacionado con la inauguración, también por parte del Presidente de la República, de 81 MW en motores estacionarios multicomcombustibles en el marco del proyecto de modernización y mejora de eficiencia de la Central Batlle.

Podríamos mencionar también la adjudicación de 2 proyectos eólicos y 3 de biomasa en el marco de la licitación por el remanente de 26 MW de energías renovables no convencionales; así como la posterior adjudicación por parte del Directorio de 30 MW adicionales tomando como referencia los precios resultantes de la licitación anteriormente mencionada (3 eólicos, 1 biomasa). En este plano importa resaltar que en octubre Fenirol comenzó a inyectar energía a la red. Cabe recordar que se trata de un proyecto localizado en Tacuarembó, de 10 MW de potencia instalada, y que utiliza como combustibles, residuos forestales y cáscara de arroz. Por otra parte está previsto que Bioener ubicado en Rivera, con una potencia instalada de 12 MW (residuos forestales) y Galofer con 14 MW de potencia instalada, localizada en Treinta y Tres (cáscara de arroz), entren en operación en el primer trimestre del próximo año.

En lo que respecta a la interconexión con Brasil, a partir de la firma en marzo de este año, por parte de Brasil y Uruguay, de la addenda al memorando de entendimiento del 2006, se trabajó intensamente en los temas que estaban pendientes de resolución, arribándose a un principio de acuerdo que se firmará en febrero próximo. En dicho mes comenzarán también las obras de construcción de la convertidora de frecuencia de Melo. Por otra parte, ya están prontos los pliegos de condiciones técnicas para el tendido de las líneas de alta tensión (500 kV) en territorio uruguayo y una vez que se diluciden los aspectos relacionados al financiamiento del Focem, se darán los pasos correspondientes para la realización de la licitación.

La conformación de un equipo de trabajo de UTE y ANCAP con dedicación exclusiva, ha contribuido a la realización de avances significativos en el proyecto de planta de regasificación de GNL. Se han dado los pasos para la constitución

del marco societario del proyecto, en conjunto con ANCAP y ENARSA, y se contrataron consultorías internacionales, con el fin de brindar asesoramiento en los aspectos técnicos, legales y contractuales, inherentes a un proyecto de GNL.

Por otra parte, en el marco del decreto del Poder Ejecutivo de promoción de la generación eólica de agosto de 2009, hacia fines de año se terminó de elaborar una propuesta de pliego de condiciones para la contratación de hasta 150 MW eólicos por parte de UTE. Esta propuesta fue puesta a consideración del Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) a los efectos de recabar su opinión e incorporar eventuales aportes.

En el transcurso del año se levantaron más de 1100 km de líneas de electrificación rural, permitiendo alcanzar así un grado de cobertura nacional del 98.5%. No obstante ello, y con el propósito de continuar avanzando en la universalización del acceso a la energía eléctrica en el sector rural, se ha acordado con el BROU la implementación un instrumento financiero dirigido a facilitar el acceso al crédito a tasas preferenciales a grupos de vecinos o productores que teniendo capacidad de pago ven dificultada la obtención de financiamiento para obras de electrificación rural.

En lo que refiere a políticas de promoción del uso racional de la energía destaca la culminación el 31 de agosto de la primera fase del plan "*a todas luces*", en el que se entregaron más de 1.6 millones de lámparas de bajo consumo clase A, a clientes residenciales de todo el país. Como parte de la implementación de la segunda fase, que incluyó la suscripción de acuerdos con ANEP, MSP, MIDES, MEVIR, BPS, Ministerio de Defensa, etc., se entregaron cerca de 200 mil lámparas eficientes. También cabe mencionar que en el marco del programa de etiquetado energético nacional, en el mes de setiembre UTE inauguró el Primer Laboratorio de Certificación para el etiquetado de Calentadores de Agua Eléctricos de Acumulación en nuestro país.

Luego de un largo, exigente y rigurosos proceso de selección, este año concretamos el inicio del Proyecto RENOV@, cuyo objetivo es la implantación de un nuevo Sistema de Gestión Comercial. Con este proyecto se apunta a modernizar la gestión comercial, brindar mayores y mejores servicios a nuestros clientes, incrementar la eficiencia de los procesos y volver a posicionar a UTE a la vanguardia tecnológica y de gestión comercial en la región.

Por su especial significación simbólica no queremos dejar de mencionar la participación en una misión humanitaria en Cuba de una brigada de transmisión de UTE, con el fin de apoyar en la reconstrucción de la línea La Habana - Pinar del Río, devastada por los huracanes que asolaron la isla el año anterior.

También cabe destacar que en transcurso del año UTE, vía CONEX, otorgó asesoramiento a varios proyectos de mejora de gestión en el estado uruguayo y en el exterior, habiendo obtenido siempre un reconocimiento por el profesionalismo y la excelencia de sus técnicos.

En relación a lo realizado este año merece especial destaque todo lo relacionado al Proyecto de Reestructura y Nuevo modelo de Gestión de los RRHH. Un proyecto emblemático para este Directorio y en el cual tenemos cifradas esperanzas. Convencidos de la necesidad de abordar una reestructura organizativa global de la empresa, concomitantemente con la implementación de un nuevo modelo de gestión de los RRHH, a fines del 2008 planteamos las pautas que guiarían el proceso de discusión y los principios sobre los que se iba a sustentar: desarrollo gradual, inclusivo y participativo; respeto de derechos adquiridos en el marco del respeto de las normas, reglamentaciones y acuerdos vigentes. También se trabajó intensamente en la elaboración de un documento que aportara un marco de definiciones, criterios y principios orientadores para la acción futura, así como algunos conceptos que apuntan a enriquecer la reflexión acerca de la orientación estratégica que debe guiar la gestión de la empresa. La firma del acta de entendimiento con el sindicato de trabajadores (AUTE), donde se establecieron los pilares en los que se sustentará la participación del sindicato en el Proyecto, y la respuesta masiva que ha tenido por parte de los funcionarios el sondeo de opinión (se recibieron más de 3300 formularios), lo que nos da aliento para seguir adelante, apelando a la participación de todos. Porque como expresa el lema del proyecto, “¡se puede mejorar, juntos es más fácil!”.

En esta oportunidad no podemos soslayar el hecho que se trata del último año de este Directorio al frente de UTE. Desde un principio manifestamos que no teníamos ninguna vocación refundacional. Que reconocíamos las excelencias de la empresa y valorábamos los cambios derivados del proceso de transformación que se inició en los 90', que implicaron mejoras sustanciales en la gestión de la empresa y demostraron que eficiencia y empresa pública no son conceptos necesariamente reñidos. Pero también sostuvimos que dicho reconocimiento no iba en desmedro de señalar carencias, falencias y déficits en varios planos del accionar de UTE y manifestamos nuestro convencimiento en la necesidad de implementar cambios profundos en todos los niveles de la empresa, que le permitieran afrontar con éxito los desafíos del siglo XXI. Para ello, apostamos al fortalecimiento de UTE como una empresa pública eficiente y con un fuerte compromiso de responsabilidad social, integrada verticalmente, con una estructura organizativa ágil y flexible, con procedimientos transparentes, atenta a las exigencias de sus clientes y en lo posible anticipando sus expectativas, una empresa donde sus trabajadores, en su rol de servidores públicos, se sientan respetados en sus derechos y exigidos en sus responsabilidades.

La focalización de gran parte de la atención en los temas del suministro energético, producto de las sucesivas sequías que afectaron el país, no fue obstáculo para que se obtuvieran importantes avances en todas las direcciones.

En síntesis, se ha hecho mucho y bueno, no tanto como lo que hubiéramos deseado, pero tengo la firme convicción que con esa colosal riqueza que le da la experiencia acumulada en sus casi 100 años de vida y el enorme valor de su capital humano, UTE está preparada para responder a cualquier desafío y alcanzar cuanta meta se proponga.

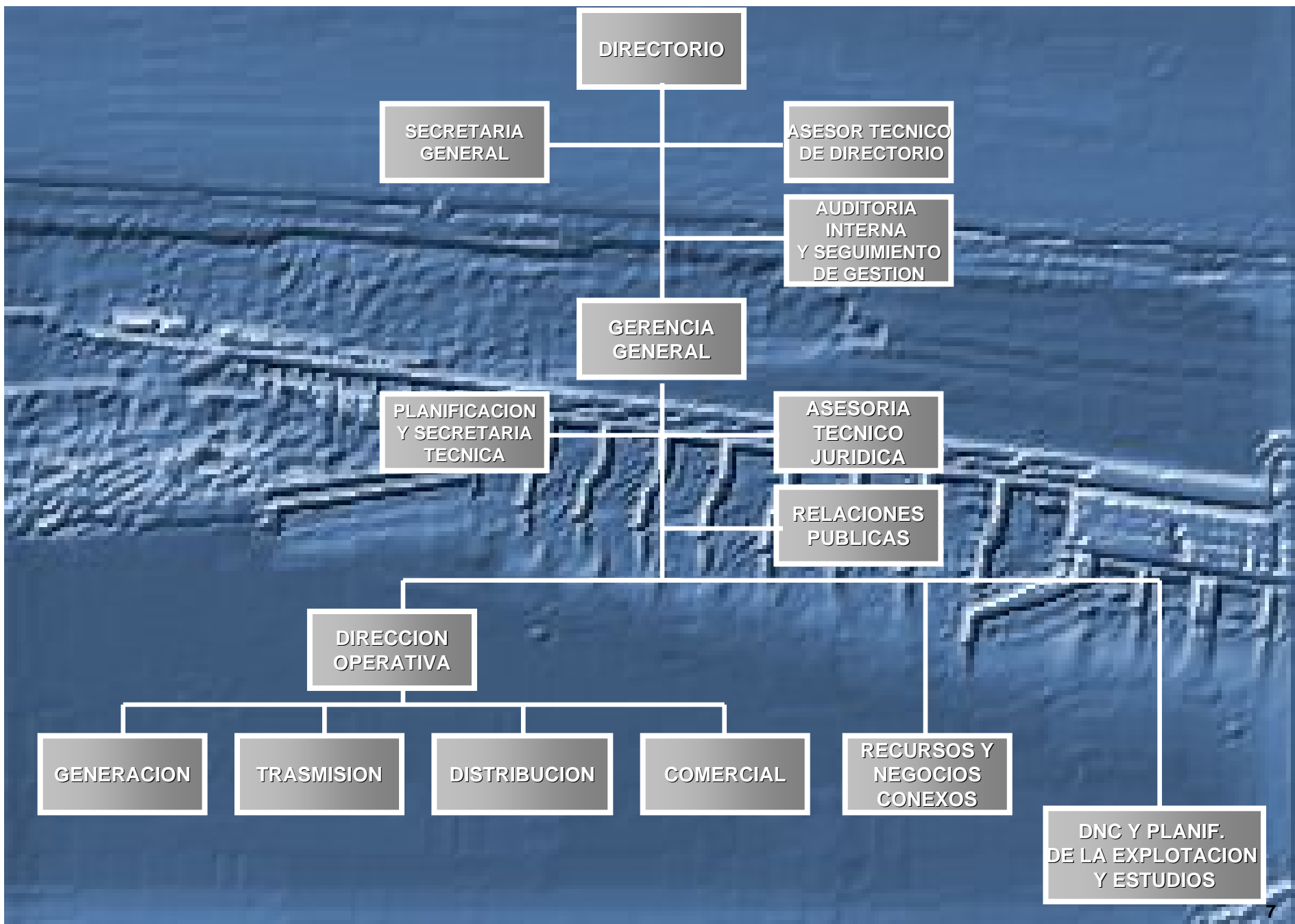
Ing. Beno Ruchansky
Presidente del Directorio

DIRECTORIO

Presidente	Ing. Beno Ruchansky
Vicepresidente	Ing. Pedro de Aurrecoechea
Vocal	Sr. Gerardo Rey
Vocal	Ing. Fernando Boions
Vocal	Ec. Rafael Laureiro

PERSONAL SUPERIOR AI 31/12/09

Gerente General	Cr. Alejandro Perroni
Dirección Operativa	Ing. Héctor González Bruno
Generación	Ing. Oscar Ferreño
Trasmisión	Ing. Ignacio Ponce De León
Distribución	Ing. Juan Carrasco
Comercial	Cr. Luis Margenat
DNC y Planif. de la Explotación y Estudios	Ing. Andrés Tozzo
Recursos y Negocios Conexos	Ing. Sist. Silvia Emaldi
Asesor Técnico de Directorio	Cr. Carlos Pombo
Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Planificación y Secretaria Técnica	Ing. Jorge Cabrera
Secretaría General	Dr. Jorge Fachola



INFORMACIÓN RELEVANTE ⁽¹⁾	2004	2007	2008	2009
Potencia Instalada (MW) ⁽²⁾	1.085	1.286	1.396	1.476
Carga máxima anual (MW)	1.449	1.654	1.481	1.684
Extensión de la red de transmisión (km)	4.373	4.428	4.435	4.435
Extensión de la red de distribución (km)	64.428	70.052	71.476	72.909
Energía generada por UTE (GWh)	2.989	4.329	4.577	4.208
Energía comprada (GWh) ⁽³⁾	5.111	5.162	4.239	4.880
Energía exportada (GWh) ⁽⁴⁾	0	610	22	93
Energía para uso interno (GWh) ⁽⁵⁾	8.100	8.881	8.794	8.995
Energía facturada, mercado regulado (GWh) ⁽⁶⁾	6.305	7.075	7.114	7.302
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.211	1.245	1.264	1.283
Energía promedio por cliente (kWh) ⁽⁶⁾	5.206	5.683	5.628	5.691
Extensión de la red por cliente (metros)	57	60	60	60
Cantidad de funcionarios	6.400	6.169	6.053	6.161
Cantidad de servicios por funcionario	189	202	209	208
Energía promedio por funcionario (kWh) ⁽⁶⁾	985.156	1:146.863	1:175.285	1:185.197
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	456.499	810.062	982.128	1.081.249

NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31/12 de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.
Serie de los últimos tres años y comparación con el 1er. año del quinquenio anterior.
- 2) Potencia efectiva.
- 3) Corresponde a 3.233 GWh de compras a Salto Grande y 963 GWh a Argentina y 505 GWh a Brasil y 179 GWh a agentes productores para el 2009.
- 4) Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina y la tomada por ésta de Salto Grande, por encima de su cuota parte.
- 5) Incluye sistema autónomo diesel.
- 6) Mercado interno; comprende 67 GWh por autoconsumos y consumo de poblaciones de Centrales Hidroeléctricas.

LA EMPRESA Y SU ENTORNO

LA EMPRESA Y SU ENTORNO

Los principales acontecimientos que pautaron la gestión del ejercicio 2009 y sus resultados se presentan a continuación:

- ⌘ La energía entregada al sistema nacional fue 8.994.973 MWh, un 2,4% superior a la de 2008. El pico máximo fue 1.684 MW el día jueves 23 de julio, 203 MW más que el año anterior, equivalente a un incremento de 13,7 %.
- ⌘ Durante el presente año se desarrolló el proyecto para la instalación de motores de combustión interna en Central Batlle. Dicha obra, con una potencia total de 81 MW, comenzó el 5 de enero habiéndose finalizado los montajes al cierre del año.
- ⌘ Se trabajó en la construcción de los tanques de combustible que permitirán ampliar la capacidad de almacenamiento y mejorar la gestión de los inventarios de combustibles líquidos para generación. Se trata de 3 tanques de 25.000m³ cada uno.
- ⌘ El 5 de febrero se dio la recepción provisoria del primer parque eólico propio instalado en Sierra de los Caracoles en el departamento de Maldonado, iniciándose dos años de operación y mantenimiento a cargo de la empresa contratista. El 27 de mayo fue inaugurado oficialmente, contándose con la presencia del Presidente de la República y otras autoridades nacionales y departamentales.
Su producción energética durante el año fue de 31.916 MWh con un factor de planta neto de 36,26% (total entregado al sistema sobre la potencia instalada). El 9 de setiembre se firmó una adenda para la ampliación del contrato en 10 MW a ser instalados en la misma Sierra. En el mes de diciembre se recibió el primero de los embarques de los 5 nuevos generadores eólicos.
- ⌘ A partir de la vigencia del Decreto 77/006 del Poder Ejecutivo, que promueve la generación de electricidad en base a fuentes de energía renovables no tradicionales, ha sido creciente el número de proyectos para la conexión a la red de UTE de centrales de generación. En el caso de generadores privados, estos proyectos, una vez aprobados, dan lugar a los correspondientes convenios de conexión y contratos de compraventa de energía eléctrica. Al finalizar el año hay conectados a la red de distribución seis nuevos emprendimientos que totalizan una potencia instalada de unos 35 MW, de los cuales 20,5 MW son generados a partir de energía eólica, 11,2 a partir de biomasa y 3,2 a partir de gas natural
La generación distribuída durante el año entregó a redes de distribución un total de 59.914 MWh.

- ⌘ Se continuó con la expansión del sistema de comando y supervisión a distancia de las instalaciones de distribución, lo que constituye un significativo aporte a la mejora de la calidad del servicio y a la disminución de los costos.
- ⌘ El valor del Tc (tiempo total de interrupción por cliente) en el 2009 fue de 16,0 horas. El incremento registrado en los tiempos de interrupción del servicio, particularmente en el interior del país, se explica por la ocurrencia de temporales con vientos huracanados y abundantes lluvias, que si bien afectaron todo el territorio nacional, se concentraron especialmente en las zonas norte, oeste, centro y costeras durante el segundo semestre del año.
- ⌘ En el presente año se finalizó el trabajo del estudio de impacto ambiental del proyecto de interconexión en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay (San Carlos-Melo-Candiota), el que se presentó ante el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) en el mes de junio, para obtener la Autorización Ambiental Previa.
- ⌘ La ganancia del ejercicio fue de \$ 2.164 millones, que traducidos al tipo de cambio (\$ 19,637 por dólar al 31/12/2009) equivalen a U\$S 110,2 millones.
- ⌘ La exportación de energía producida por UTE al sistema argentino fue de 78 GWh y a Brasil 15 GWh.
- ⌘ Durante el transcurso de los años 2008 y 2009, la importante detección y corrección de situaciones irregulares, acompañado de las actividades de mejora de las instalaciones de enlace (acometida y puesto de medida) han permitido mantener una tendencia descendente de las pérdidas de energía, lográndose reducir los valores hasta 16,7% a diciembre del presente año.
- ⌘ La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 7.244 GWh, lo que representó un crecimiento del 2,5% respecto al año 2008.
- ⌘ Se ha mantenido la política de adecuar los precios a la estructura de costos de mediano plazo, brindando señales estables ante variaciones no permanentes de la situación energética y, en su mayoría, los ajustes fueron en forma pareja e iguales al promedio para todas las categorías.
Durante el presente año se realizaron dos ajustes tarifarios en respuesta a la evolución de las variables que determinan los costos estructurales de la empresa, donde la tendencia creciente de los precios de la energía *importada* y del costo de abastecimiento en general, se ha consolidado como característica permanente en los últimos años. Un tercer ajuste tomó en cuenta la situación coyuntural del mercado, relacionada especialmente a la severa sequía que afectó las zonas centro y norte del país, considerada entre las cinco peores de 100 años a la fecha.
- ⌘ Recertificación de la unidad Sistemas de Información (SIS), conforme a la norma ISO 9001:2008, habiendo realizado su certificación inicial en el 2000 y

renovándola sistemáticamente cada 3 años, de acuerdo a la última versión vigente en cada oportunidad.

∞ Certificación conforme a la norma ISO 27001:2005, Sistemas de Gestión de la Seguridad de la Información, con la cual se aspira a dar mayores garantías al activo que representa la información corporativa que la unidad Sistemas de Información (SIS) gestiona.

∞ En base al esfuerzo compartido entre la gerencia Telecomunicaciones y el Equipo de Calidad con Equidad de Género, evaluado mediante auditoría independiente del LSQA, se certificó el cumplimiento alcanzado en nuestra empresa por la unidad Telecomunicaciones, otorgándole el sello de Calidad con Equidad de Género para el nivel 1 – Compromiso.

∞ El Proyecto de abastecimiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) se enmarca dentro de las directivas de política energética del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), su objetivo apunta a la diversificación de la matriz energética nacional en un contexto de mejora en términos ambientales. Se integra con las instalaciones principales y complementarias de recepción y regasificación de GNL, incluyendo instalaciones de transporte de gas hacia la red existente y obras marítimas y portuarias asociadas a la operativa de la planta. Se proyecta una capacidad inicial de entrega entre 6 y 10 millones de metros cúbicos por día, compartida 50% por cada país, según los acuerdos binacionales con Argentina. Este proyecto permitiría a UTE disponer de gas natural como combustible para plantas térmicas, por tanto contar con una fuente de energía primaria a un precio potencialmente competitivo. La fase actual de tareas abarca los estudios de aspectos legales y normativos, técnicos, contractuales, ambientales, etc., involucrados en las etapas necesarias para asegurar el suministro, analizando los riesgos asociados.

De acuerdo a lo establecido en los acuerdos binacionales estos estudios se desarrollan en conjunto con ANCAP y ENARSA.

∞ El Proyecto de Reestructura y Nuevo Modelo de Gestión de los Recursos Humanos fue aprobado el 23/12/2008. Sus objetivos son: potenciar la gestión, por medio de un sistema organizativo moderno y ágil, que permita la adaptación de la empresa para dar una mejor respuesta a las exigencias de la comunidad y de un modelo de gestión humana que contemple la oportunidad de desarrollo de las personas, recibiendo una remuneración adecuada a la responsabilidad que se asume, posibilitando una calidad de vida digna.

Se establecieron los principios rectores del Proyecto:

* Promoción de la participación de las áreas y sus funcionarios y funcionarias

* Política transparente de comunicación a toda la empresa

* Participación del gremio

* Respeto por las personas y sus derechos adquiridos

Culminado el proceso licitatorio el 19/11/2009, se adjudicó el servicio de Consultoría de Apoyo al Consorcio KPMG.

En sus planes de ampliación de la capacidad de generación, UTE se encuentra analizando la instalación en Uruguay de una central térmica de 400 MW de potencia, operada con carbón importado de alta calidad como combustible principal. El proyecto contempla la instalación de dos unidades termoeléctricas de 200 MW c/u, con capacidad de operar en forma independiente, a los efectos de una mejor adaptación al sistema uruguayo y una mayor confiabilidad del suministro energético.

Para el estudio de la factibilidad técnica, económica y ambiental del proyecto, se cuenta con el apoyo de la consultora Siemens Energy de Estados Unidos, contratada al efecto por UTE utilizando fondos concesionales de la Trade and Development Agency de EEUU.

GESTIÓN DE INSTALACIONES

BALANCE ENERGÉTICO 2009 (GWh)₍₁₎

PRODUCCIÓN BRUTA 9.088 (100%)

SISTEMA INTERCONECTADO 9.088 (100%)

SISTEMA AUTONOMO DIESEL 0 (0,00%)

GENERACIÓN UTE ⁽²⁾ 4.208 (46,30%)					COMPRAS 4.880 (53,70%)			
HIDRÁULICA	VAPOR	TURBO GAS	DIESEL	EOLICO	CTM	ARGENTINA	BRASIL	AG. PROD.
1.585 (17,44%)	783 (8,63%)	1800 (19,81%)	8 (0,08%)	32 (0,35%)	3.233 (35,57%)	963 (10,60%)	505 (5,56%)	179 (1,97%)

CONSUMO PROPIO 35 ⁽³⁾ (0,39%)	ENERGÍA DISPONIBLE EN BARRAS DE TRASMISIÓN 9.053 (99,61%)	
	GENERACIÓN NETA UTE 4.173 (45,92%)	ENERGÍA COMPRADA 4.880 (53,70%)

PÉRDIDAS TRASMISIÓN 267	EXPORTACIÓN		PRODUCCIÓN ENTREGADA A REDES DE DISTRIBUCIÓN 8.693 (95,65%)
	ARGENTINA 78 (0,86%)	BRASIL 15 (0,17%)	

PÉRDIDAS DISTRIB. y COMERC. 1.382	EXPORT. BRASIL (MT y BT) 0 (0,00%)	TOTAL CONSUMO NACIONAL 7.311 (80,45%)						
		GENERAL 660 (7,26%)	RESIDEN. 2.728 (30,02%)	GRANDES CONS. 2.113 (23,25%)	MEDIANOS CONS. 1.205 (13,26%)	OTRAS MULTIH. 299 (3,29%)	ALUMB. PUB. 230 (2,53%)	CLIENTES LIBRES 9 (0,10%)

PÉRDIDAS 1649⁽⁴⁾

(1) Los porcentajes se calculan en base a la Producción Bruta
 (2) A partir del 2005 la producción se mide en bornes de transformador, en años anteriores se midió en bornes de alternador.
 (3) Incluye los consumos de las poblaciones de las centrales hidroeléctricas por un total de 7 GWh
 (4) Pérdidas en las redes y comerciales
 Nota: No incluye pérdidas de generación.

Gestión Energética

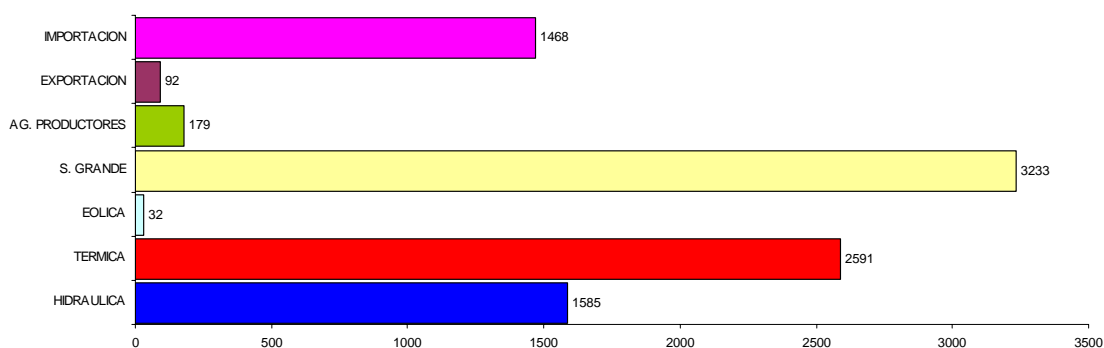
Energía entregada al Sistema Nacional

La energía anual entregada al sistema nacional fue 8.994.973 MWh, un 2,4% superior a la del año 2008. El pico máximo fue 1.684 MW el día jueves 23 de julio, 203 MW más que el año anterior, equivalente a un incremento de 13,7%. El día de mayor consumo de energía fue el jueves 23 de julio con 31.759 MWh, 13,6% superior al día de mayor consumo del año anterior.

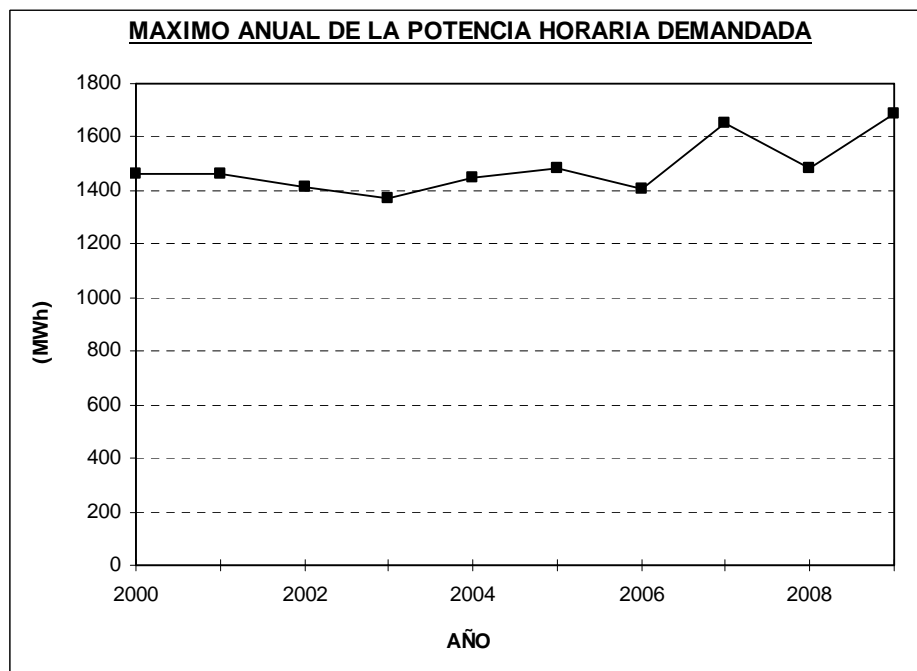
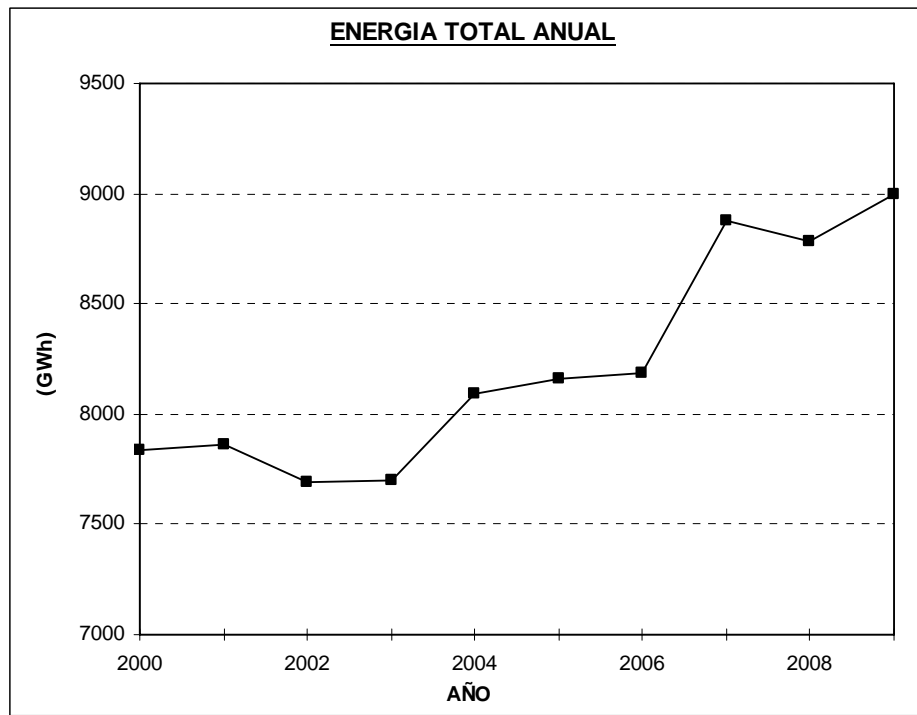
El factor de carga fue 61,0%, lo que representó una disminución de 6,7% en relación al año anterior, siendo el menor de los últimos siete años (2002 al 2008).

Durante el año 2009 se mantuvieron las medidas para reducir el consumo de energía (adelanto de la hora legal y eficiencia energética). En este período se aplicó el decreto del Poder Ejecutivo de 29 de octubre de 2008 donde se creó el "Plan Energético Institucional" por el cual todas las dependencias del Poder Ejecutivo quedan obligadas a desarrollar e implementar planes internos destinados al uso racional y eficiente de la energía. Se exhorta al Poder Legislativo, al Poder Judicial, Tribunal de Cuentas, Tribunal de lo Contencioso Administrativo, Corte electoral, Gobiernos Departamentales, Entes Autónomos y Servicios Descentralizados a adoptar las normas establecidas en el citado Decreto.

Energía Entregada al Sistema Nacional 2009 (GWh)



Evolución de la energía y potencia entregada al sistema nacional



Evolución mensual

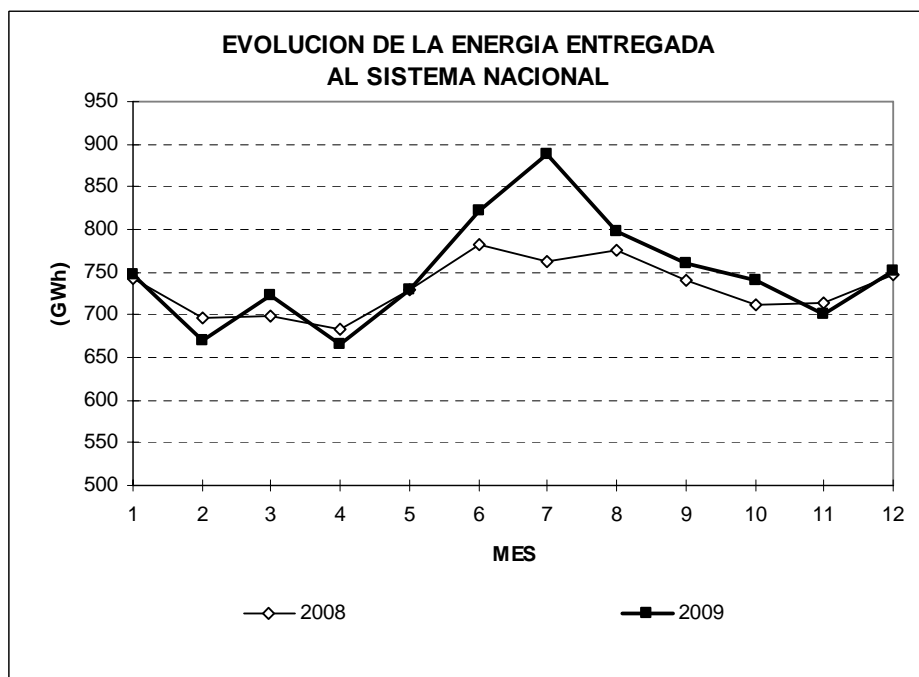
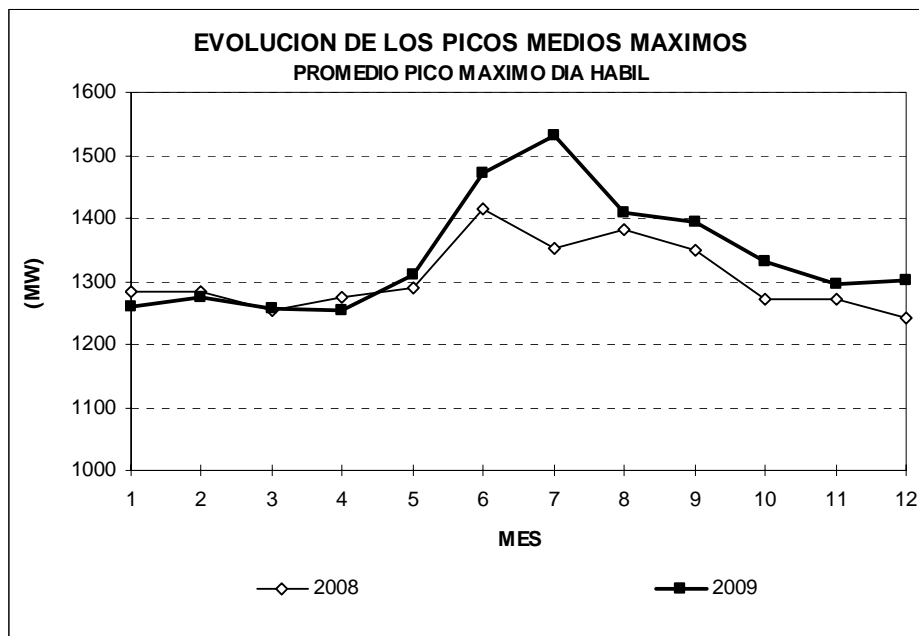
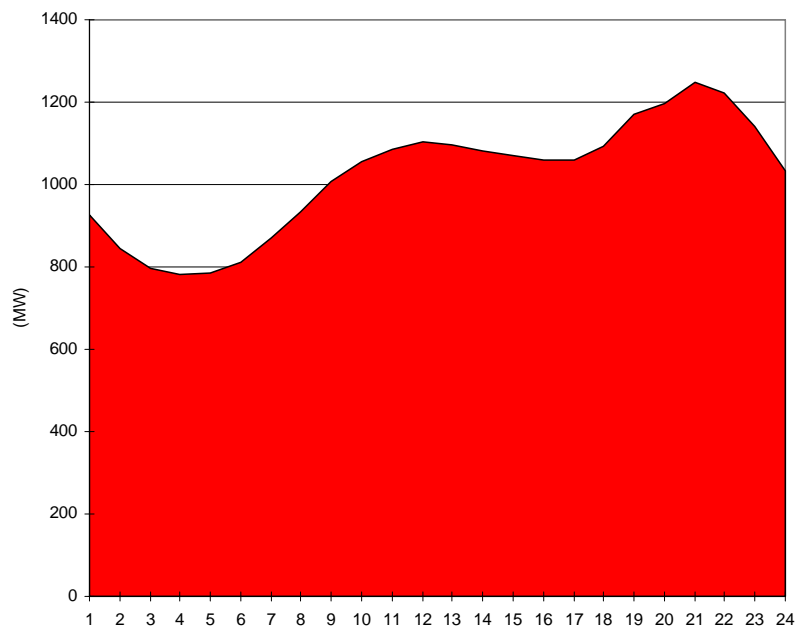


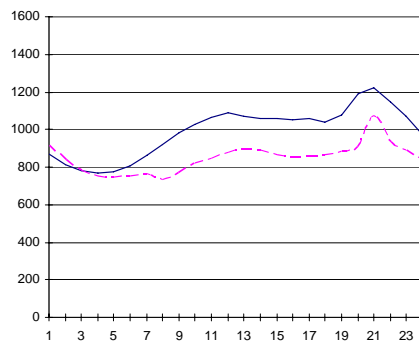
DIAGRAMA DE CARGA MEDIA

TOTAL ANUAL

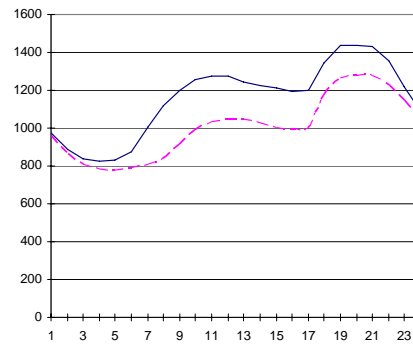


HORAS

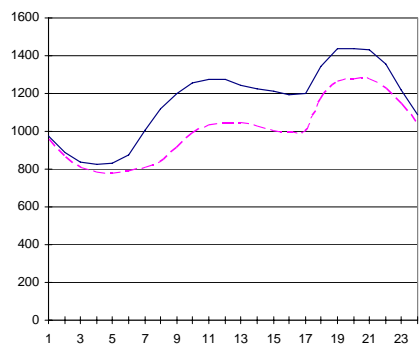
Marzo



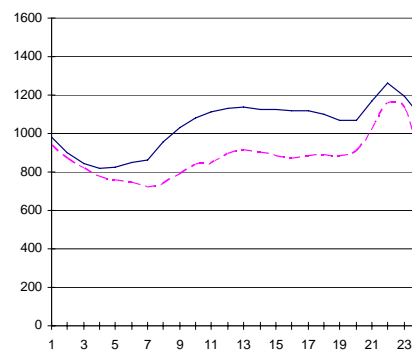
Setiembre



Junio



Diciembre



— HABILES

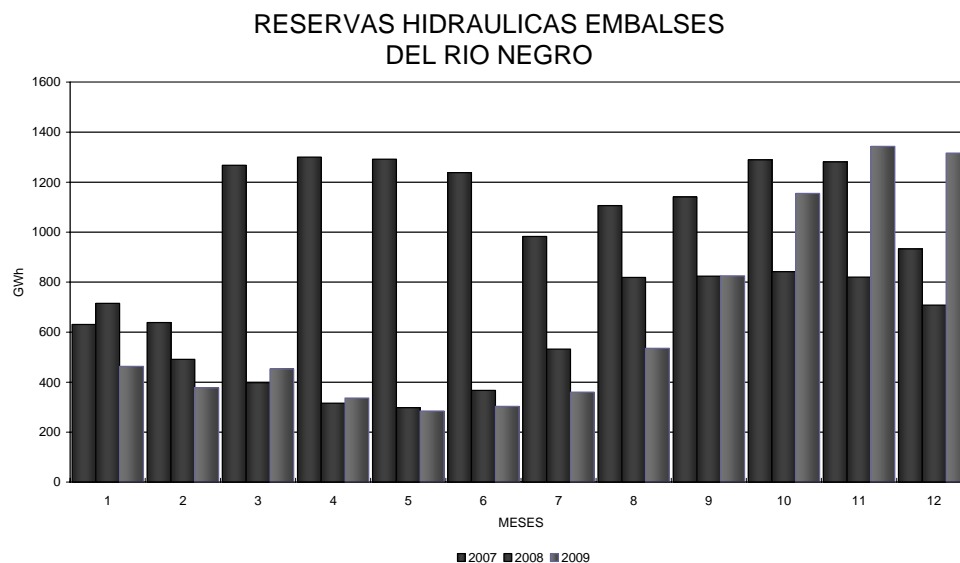
- - - FERIADOS

Recursos Energéticos

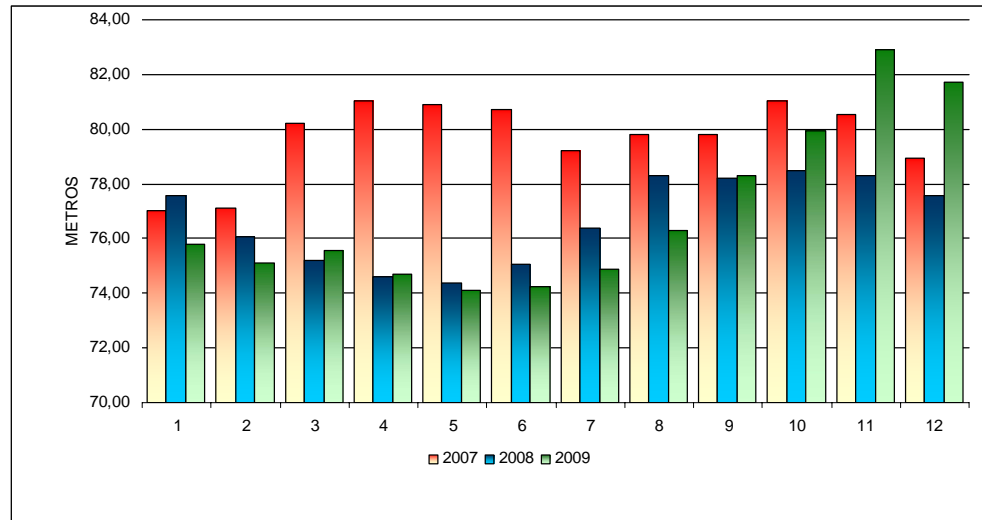
Evolución de la situación energética

Durante el año se abasteció la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con generación térmica de central Batlle, generación térmica de turbinas de gas, importación de energía desde Argentina y Brasil, generación del Río Negro, compra a Salto Grande, generación distribuida y compra de energía en el Mercado Spot. La generación térmica anual fue aproximadamente un 22% menor que la generada en el año 2008, mientras que la generación hidráulica fue 26% mayor. La importación del año 2009 fue un 53% mayor que la del año anterior, la compra de energía a Salto Grande se mantuvo casi igual que la de 2008 y la energía generada por otros agentes productores aumentó del orden del 30% con respecto al año anterior.

El año comenzó con características de hidrología seca y se mantuvo así durante más de la mitad del año, mejorando significativamente esta situación a partir del mes de octubre debido al aumento de aportes primero en la central de Salto Grande y después en las centrales del Río Negro.



Dr. Gabriel Terra – Niveles



En los meses de setiembre a diciembre se contó con excedentes energéticos de vertimiento, los cuales fueron exportados hacia Argentina y Brasil.

Por tanto, la generación térmica estuvo despachada para abastecer la demanda desde los últimos meses del año 2008 y se mantuvo así hasta la mitad del mes de setiembre de este año, siendo los meses de octubre, noviembre y diciembre los que se caracterizaron por tener menor despacho térmico. La operación energética durante los meses de enero a setiembre se caracterizó por un suministro hidrotérmico junto con importación desde Argentina y Brasil, mientras que durante los meses de octubre a diciembre la operación energética fue básicamente hidráulica. Esta operación energética se desarrolló manteniendo la seguridad de abastecimiento de la demanda. Durante los últimos tres meses del año los días en que existió generación térmica, fue puntualmente para cubrir déficit de potencia del SIN. Hubo generación térmica para exportar a Brasil en situación de emergencia.

Contratos

El contrato con CEMSA (Argentina), fue convocado durante su período de vigencia y el mismo fue suministrado durante los meses de enero a abril y de agosto a octubre. En los meses de enero, febrero y desde abril hasta agosto se importó energía proveniente de Argentina bajo la modalidad Contingente. A su vez durante los meses de marzo a junio se importó energía de Argentina proveniente de Brasil a través de la Conversora de Garabí.

El contrato con TRADENER (Brasil), a través de la Conversora Rivera – Livramento fue convocado desde el mes de enero al 13 de febrero y en

los meses de abril, junio y julio. Durante los meses de julio y agosto, de acuerdo a una resolución del Consejo Nacional de Política Energética (N° 369 del 16 de junio de 2009), Brasil suministró energía a través de la Conversora de Rivera bajo la modalidad de “Energía Excepcional”, debiendo UTE devolver la energía suministrada, obligatoriamente dentro del período de octubre a noviembre.

El total de energía importada desde países vecinos representó un 16% de la energía entregada al Sistema Nacional.

En el marco del contrato vigente entre UTE y UPM (ex-Botnia) la energía, generada a partir de los procesos productivos de la planta, entregada al Sistema Nacional totalizó 169.753 MWh, mientras que su consumo a través de la red de transmisión fue 9.973 MWh.

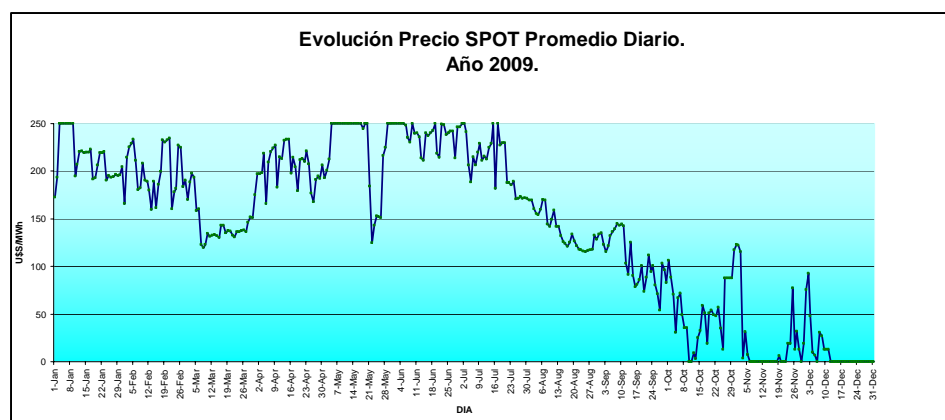
Mercado Spot

Zenda Leather S.A. ha sido el primer generador que comercializó energía en el mercado spot en el SIN Uruguayo. El mismo comenzó a generar a partir del año 2008 con 3,2 MW de potencia instalada, utilizando gas natural como combustible.

El total generado durante el 2009 fue 9.712 MWh.

Otro generador autorizado por Administración del Mercado Eléctrico (ADME) a efectuar transacciones en el mercado spot, en este caso mediante generación eólica y a partir del 25 de junio fue Nuevo Manantial S.A., con una potencia instalada de 4,05 MW la que fue ampliada a 10 MW a partir del 30 de setiembre.

El precio spot horario sancionado por ADME para el año 2009 estuvo por encima de los 150 U\$S/MWh prácticamente durante toda la primera mitad del año llegando en varias oportunidades al precio tope (250 U\$S/MWh). Al mejorar las condiciones hidrológicas en la segunda mitad del año el mismo comenzó a descender llegando en varias oportunidades a cero.



Generación Distribuida

La generación distribuida durante el año 2009 entregó a redes de distribución un total de 59.914 MWh.

De los cuales 39.448 MWh fueron con generación propia y el resto con generación de terceros.

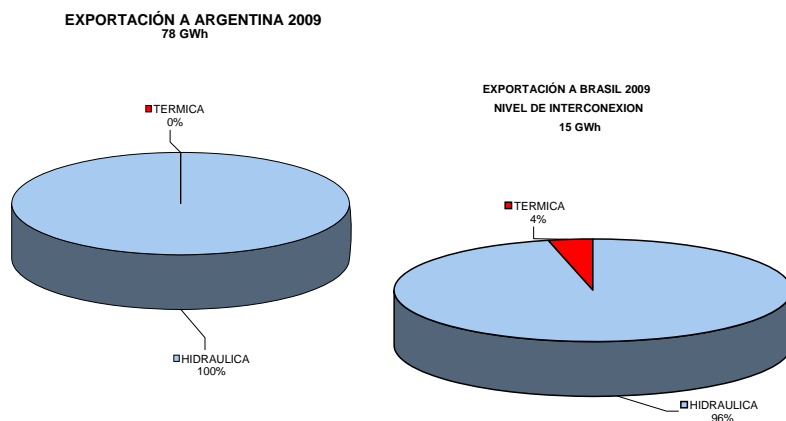
Intercambios internacionales

La importación de energía desde Argentina totalizó 1.366.163 MWh (15% de la energía entregada al SIN).

La importación desde Brasil a través de la Conversora Rivera-Livramento totalizó 101.882 MWh. También hubieron 120 MWh de importación en media tensión y 60 Hz en la localidad de Cerrillada.

La exportación de energía realizada al sistema argentino fue de 77.668 MWh de origen hidráulico asociados a excedentes de vertimiento del Río Negro y 172.885 MWh asociados a excedentes de vertimiento de la central de Salto Grande.

Se exportó 2.127 MWh hacia Brasil en modalidad emergencia a través de la conversora Rivera-Livramento, y 12.575 MWh de energía hidráulica en modalidad devolución a TRADENER.



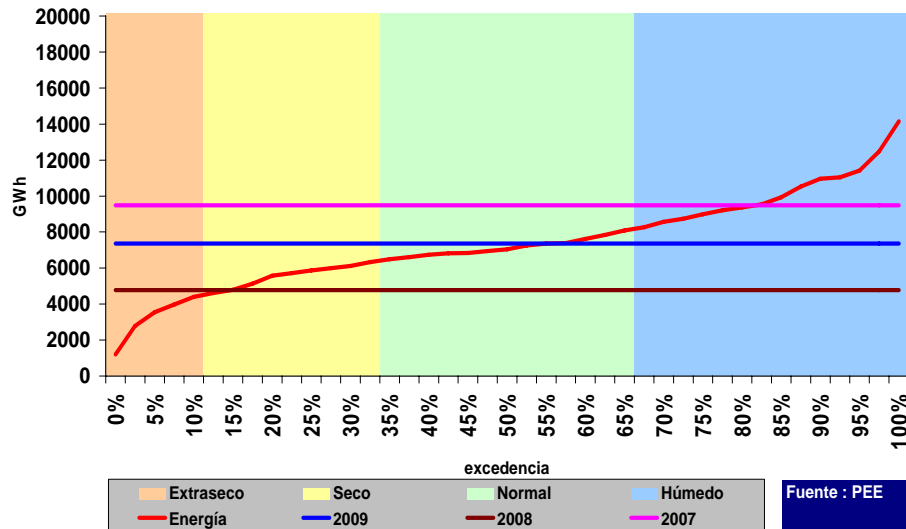
Aportes a los embalses

Como ya indicamos, la situación hidrológica a comienzo del 2009 fue extremadamente seca debido a la escasez de lluvias ocurridas, conservando esta situación hasta fines del mes agosto, principios de setiembre donde la misma cambió radicalmente, como se muestra en los gráficos.

Energía Tot Hid- semana 1 a 52

Excedencia Tot Hid-2009 = 55.0%, ubicada en el lugar número 56 de la serie de crónicas 1909 - 2009

10 más secas : 1917,1945,1944,1943,1933,2006,1962,1909,1989,1951

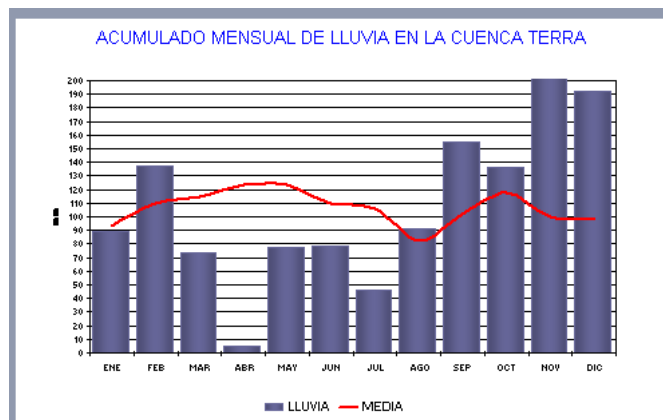


La energía acumulada complejiva correspondiente a los aportes en todas las centrales hidráulicas se encuentra para la primera mitad del año en el rango extraseco (excedencia 5%) mientras que observando el año completo la misma se encuentra en el tercil normal (55% de excedencia). Los aportes totales mensuales en la central G. Terra fueron levemente superiores a la media histórica solamente en los meses de setiembre y octubre y muy superiores a la media en los meses de noviembre y diciembre. En el mes de noviembre el aporte mensual fue el mayor de los últimos años. Para el resto de los meses los aportes no alcanzaron el valor medio histórico.

El volumen útil inicial del embalse de G. Terra fue 57% del volumen total del embalse, finalizando en 39% al terminar el mes de enero. El mismo llegó a alcanzar el valor mínimo de 24% en el mes de mayo llegando la central al nivel mas bajo del año el día 1 de junio con 74,10m. A partir del mes de setiembre se producen lluvias por encima de la media lo que contribuye rápidamente a mejorar el estado del embalse llegando al 100% de almacenamiento durante el mes de octubre. El agua almacenada en esta central superó este valor durante los últimos días de octubre hasta finalizar el año vertiendo durante los meses de noviembre y diciembre.

Las lluvias acumuladas en el año sobre la cuenca global de la central G. Terra fueron levemente superiores a la media histórica, mientras que las lluvias registradas sobre la cuenca inmediata fueron muy similares al máximo histórico.

Las lluvias acumuladas mensuales superaron ligeramente durante cuatro meses el valor medio histórico (desde 1963 hasta 2008), mientras que para los meses de noviembre y diciembre las mismas fueron muy superiores; el resto de los meses no alcanzaron a superar la media histórica.



En la central de Palmar las lluvias acumuladas sobre la cuenca fueron superiores a la media histórica.

En la central Salto Grande el aporte medio anual fue casi igual que el aporte medio histórico de los últimos 30 años resultando un 44% superior al aporte medio del año 2008. Los aportes mensuales fueron inferiores a la media histórica mensual en los primeros meses del año. A partir del mes de agosto los aportes medios mensuales del año 2009 fueron superiores a los aportes medios mensuales del año 2008 y a partir del mes de setiembre fueron mayores a los medios históricos de los últimos 30 años. El aporte real del mes de noviembre fue el mayor de todos los meses del año y su valor fue más del doble del medio histórico registrado para ese mes.

Gestión de las Instalaciones

Sistema de Medición Comercial (SMEC)

En el año 2009 se distinguen los siguientes eventos:

- En la frontera transmisión-distribución se incorporó un nuevo punto de intercambio de energía, manteniendo la totalidad de los puntos de intercambio cubiertos.
- En la frontera generación-transmisión se incorporó el medidor correspondiente a los motores instalados en Central Batlle.
- Asimismo, se incorporan al sistema de medida los siguientes puntos de generación distribuida con potencia autorizada mayor a 5 MW: Nuevo Manantial, Bioener y Fenirol.
- Se puso en producción un nuevo software de recolección de medidas. Esta herramienta informática permite unificar las consultas a los puntos de medida, tratándose de un software que admite diversidad de marcas y modelos de medidores.
- Entra en vigencia el Contrato de Arrendamiento de Servicios con el Administrador del Mercado Eléctrico (ADME). En uno de sus puntos se establece el compromiso de UTE de utilizar su Sistema de Medición Comercial (SMEC) para brindar el servicio de medida requerido.

Estudios para la operación y expansión en el corto plazo del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

- Se analizó la operación del sistema de desconexión de cargas por salidas de líneas de 500 kV.
- Se analizó la viabilidad de la realización de la maniobra de energización en bloque de las líneas Bonete-Tacuarembó-Rivera en 150 kV incluyendo las cargas de las Estaciones Tacuarembó, Manuel Díaz y Rivera.
- Se estudió la posibilidad de funcionamiento anillado en forma permanente y en contingencia de los sistemas eléctricos argentino y uruguayo.
- Se realizaron estudios de flujo de carga y contingencias en la red sur del sistema de 150 kV.
- Se analizó el sobre costo ocasionado debido al uso forzado de generación en la central Palmar para la regulación de tensión en el SIN.

Estudios para la gestión energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Entre los estudios realizados durante el presente año además de los habituales vinculados a la elaboración de los planes de mantenimiento anual de unidades generadoras, a la programación estacional de largo plazo y a la programación semanal, comprendidos en el contrato de arrendamiento de servicios UTE-ADME, se destacan:

- Evaluación de la conveniencia de prórroga del contrato de compra de energía eléctrica importada de Argentina.
- Determinación de la conveniencia de importación de energía eléctrica de Brasil de origen térmico o hidráulico en modalidad de devolución posterior aprovechando ventajas de oportunidad.
- Análisis en conjunto con ADME de los costos variables de racionamiento y sus impactos en la política de operación.
- Se continuó con la mejora de los modelos de optimización y simulación en particular en lo referido a la incorporación de la fuente de generación eólica y el ajuste en la central Palmar.

Generación

Desde 2008, se certificó el Sistema de Gestión Integrado de Generación, que incluye lo relativo a Calidad, Medio Ambiente, y Seguridad y Salud Ocupacional.

Durante los días 28 y 29 de setiembre de 2009 se realizó una auditoría de seguimiento por parte LSQA-LATU Sistemas SA y Quality Austria – OQS, resultando en el mantenimiento de los certificados de conformidad con las normas ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004, sin exclusiones al Sistema de Gestión Integrado del Área Generación con alcance a Operación y Mantenimiento de centrales térmicas e hidráulicas, Gestión de embalses, Auscultación de presas, Gestión de proyectos, así como del certificado de conformidad con la norma OHSAS 18001:2007 con alcance a Gerencia de Generación Hidráulica.

Generación térmica

Explotación del parque generador

Las centrales térmicas presentaron durante el ejercicio una disponibilidad desglosada de la siguiente manera:

Central Batlle	59,2%
Central La Tablada	87,2%
Central Maldonado	30,2%
Central Punta del Tigre	66,6%

Los factores de disponibilidad, además de los problemas de roturas, se ven afectados por que en algunos casos se entregó una potencia menor a la nominal por problemas técnicos o atmosféricos. Es importante destacar el alto despacho que requirió el Sistema Integrado Nacional (SIN), en función de la fuerte sequía que impactó a Uruguay. Esto llevó a que las unidades tuvieran factores de despacho 4 veces mayores que el promedio de la década anterior al 2007.

La central Punta del Tigre tuvo dos unidades paradas desde mediados de año y cuya reparación se vio demorada debido a problemas del contratista.

La 5ª Unidad de central Batlle durante el año 2009, generó 314.193 MWh y consumió 86.378t de fuel-oil, con un rendimiento de 275 g/kWh.

A fines de setiembre comenzó la reparación mayor de la unidad y el estudio de vida residual de la caldera, turbina y demás elementos del ciclo térmico, trabajos que venían postergándose desde hace varios años. En particular la turbina de alta presión no se desarmaba desde mediados de 1998.

La 6ª Unidad generó 302.174 MWh, consumió 80.521t de fuel-oil, y tuvo un rendimiento de 266 g/kWh.

Esta unidad tuvo una baja disponibilidad debido a que hasta fines de abril se prolongó la reparación mayor que fuera encarada desde fines de 2008. Además, luego de dicha parada se presentaron dos pinchaduras de tubos del hogar de caldera como consecuencia de problemas de obstrucción en dos colectores.

Del estudio de vida residual surgieron una serie de trabajos adicionales que se programarán para fines de 2010.

La Sala B consumió 62.944t de fuel-oil, generando un total de 190.130 MWh, con un rendimiento de 332 g/kWh.

La demanda de generación térmica requirió la realización de un régimen de trabajo especialmente intenso, y a recurrir al apoyo de otras unidades de UTE, que prestaron personal.

Central térmica La Tablada tuvo un buen desempeño luego de la reparación que se realizó en la unidad 2 – ambas unidades generaron 810.910 MWh y consumieron 275.725 m³ de gas-oil con un rendimiento de 286 g/kWh.

Las unidades de Punta del Tigre siguieron con el Período de Garantía de un año para la fase 3, mientras que en el caso de las fases 1 y 2 ya terminó el plazo de garantía con todas las prórrogas otorgadas.

A mediados de año se produjo una rotura de la unidad 6 que se reparará dentro del contrato con General Electric (GE), en función que no ha vencido el plazo de la garantía.

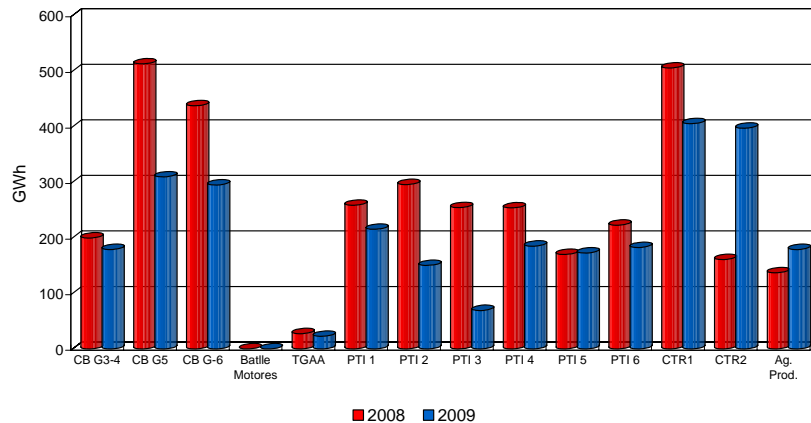
Todavía no se procedió a la recepción definitiva en función que quedan abiertos reclamos de garantía.

La central Punta del Tigre estuvo despachada 5.612 horas, equivalentes a 233 días, y entregó al SIN 979.205 MWh, consumió 262.527 m³ de gas-oil, con rendimiento promedio de 224 g/kWh.

La operación de la Turbina de Maldonado fue realizada por medio de un contrato externo con el apoyo de personal de la Subgerencia de Mantenimiento de CCTT. El suministro de combustible se hizo por medio de camiones cisterna. La unidad generó 22.926 MWh y se consumieron 11.896 m³ de gas-oil, con rendimiento promedio de 436 g/kWh

GENERACION TERMICA POR GRUPO

Acumulado Anual



Proyecto Central Punta del Tigre

Se procedió al llamado a licitación para la ejecución de la toma de agua y vertido de efluentes en el Río de la Plata e instalación de una planta de pretratamiento de agua, luego que el mismo fuera aprobado por la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA).

El ramal del gasoducto y las instalaciones complementarias que permiten alimentar con gas natural las instalaciones de la central Punta del Tigre estuvieron operativas durante todo el año pero no hubo disponibilidad de gas natural desde Argentina.

Se procedió a cerrar el contrato del gasoducto y se otorgará la recepción definitiva a comienzos de 2010.

Proyecto de motores en Central Batlle

Durante el año 2009 se desarrolló el proyecto para la instalación de motores de combustión interna en el predio de central Batlle. Dicha obra comenzó el 5 de enero habiéndose finalizado los montajes al cierre del año. La obra fue llevada a cabo por el Consorcio Teyma Saceem que instaló ocho motogeneradores, con una potencia total de 81 MW.

A partir de la recepción provisoria comenzará el contrato de Operación y Mantenimiento para la planta por dos años con opción a dos años más.

Otras inversiones de generación térmica

Durante el año se trabajó en la construcción de los tanques de combustible que permitirán ampliar la capacidad de almacenamiento y mejora la gestión de los inventarios de combustibles líquidos para generación. Se trata de 3 tanques de 25.000 m³ cada uno, que fueron ubicados dos en el predio de La Tablada ANCAP y uno en la central Punta del Tigre.

Por otra parte se terminó con la construcción del tanque de fuel-oil de 21.000 m³ en la central Batlle y de los tanques auxiliares, restando la finalización de los sistemas accesorios y terminaciones en las instalaciones.

Dados los requerimientos de generación térmica en el transcurso de los últimos años, fue necesario realizar importantes reparaciones para mantener y mejorar la disponibilidad de las unidades, así como trabajos en obras de infraestructura para mantener edificios actuales, recuperación del saneamiento del área industrial y de mejora de aspectos ambientales.

Logística de combustibles

En los últimos años, como consecuencia de la escasez de lluvias, se han alcanzado altos niveles de consumo de combustible para generación. Esto ha convertido al combustible en el principal gasto de la empresa. Durante el corriente ejercicio, estuvo operativo de forma satisfactoria el nuevo sistema para la gestión de compras de combustibles para generación que se había elaborado en el 2008.

Con la nueva modalidad de gestión de las compras de combustible se logró implementar un nuevo procedimiento común a UTE y ANCAP en el que se establecieron los responsables, la información y documentación necesaria, así como los canales de comunicación y los plazos.

Con ello se pudo disponer de información confiable y oportuna del insumo más importante para la empresa, facilitando el trabajo de control de gestión y de auditoría en unidades físicas y monetarias.

Se firmó un Convenio con ANCAP para limitar el porcentaje de azufre en todo el fuel-oil suministrado, sea para motores o calderas, de modo de no sobrepasar la afectación media histórica por este contaminante durante los tres primeros años, bajando gradualmente el máximo admisible de azufre en los combustibles hasta lograr la meta del 1%.

Instalaciones de Casa Blanca

Se continuó con las tareas de mantenimiento periódico de las instalaciones de superficie y de su entorno, de modo de preservarlas en buen estado.

Se está analizando la posibilidad de otorgar pastoreo en el predio de modo de controlar los pastizales.

Generación hidráulica

En el año 2009 la producción hidráulica del Río Negro representó el 17,6% de la energía entregada al SIN, superior al año anterior (14%) y del orden del 50% de la media.

Las tres centrales hidroeléctricas presentaron una disponibilidad del 98,2% en su conjunto.

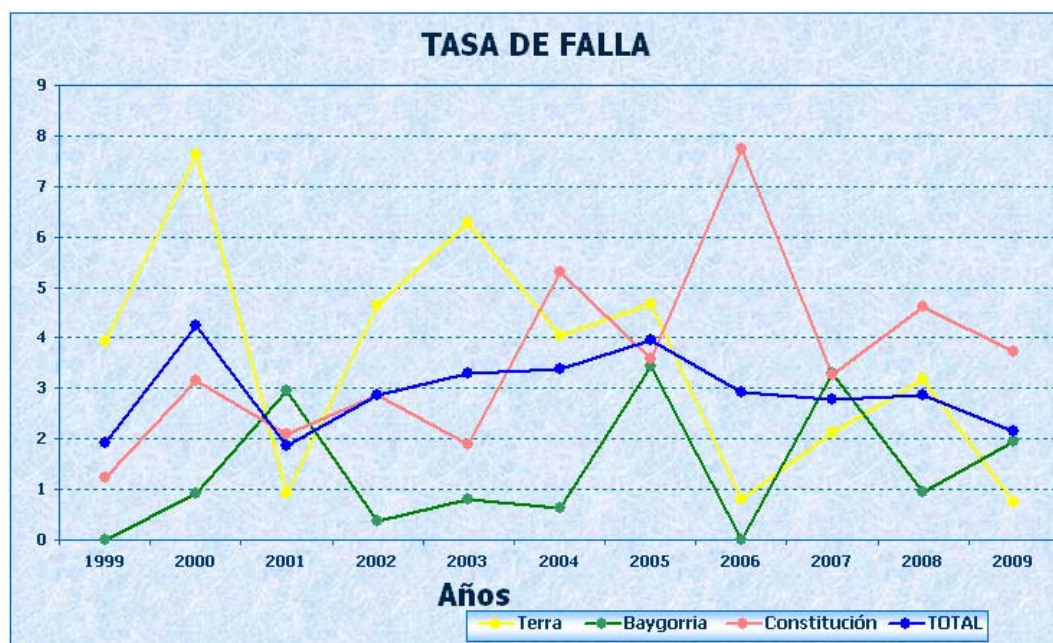
Disponibilidad de Centrales Hidráulicas		Tasa de Falla Centrales Hidráulicas	
Total Disponibilidades	98,20	Total Falla	2,15
Gabriel Terra	96,31	Gabriel Terra	0,74
Baygorria	99,64	Baygorria	1,94
Constitución	98,63	Constitución	3,73

Nota:

El indicador Tasa de Falla, mide la confiabilidad del sistema. La interpretación del mismo consistiría en la probabilidad de que el equipamiento o la función presenten falla durante el servicio, en un período estadístico.

El indicador Disponibilidad mide si la planificación del mantenimiento está dentro de los parámetros correctos. Indica la probabilidad, en el período mensual, en que en un cierto momento el equipamiento o función esté operando y su desempeño sea satisfactorio.





Inversiones de Generación Hidráulica

En la central hidroeléctrica Baygorria culminó satisfactoriamente la sustitución del anillo inferior del distribuidor de las unidades.

Se avanzó en la instalación de fibra óptica entre las tres centrales, instalación que se proyecta culmine en el año 2010 con el tramo Baygorria-Terra.

Se completó la reparación de los alternadores de la central hidroeléctrica G. Terra iniciada en el año 2008.

Culminó el proyecto de estudio para instalar una quinta unidad generadora en la central G. Terra. El equipo de consultores, de Francia, entregaron el anteproyecto definitivo y las especificaciones técnicas para la licitación, incluyendo los documentos referidos a la aprobación ambiental y la aplicación del mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Se comenzó a trabajar en el llamado a licitación correspondiente.

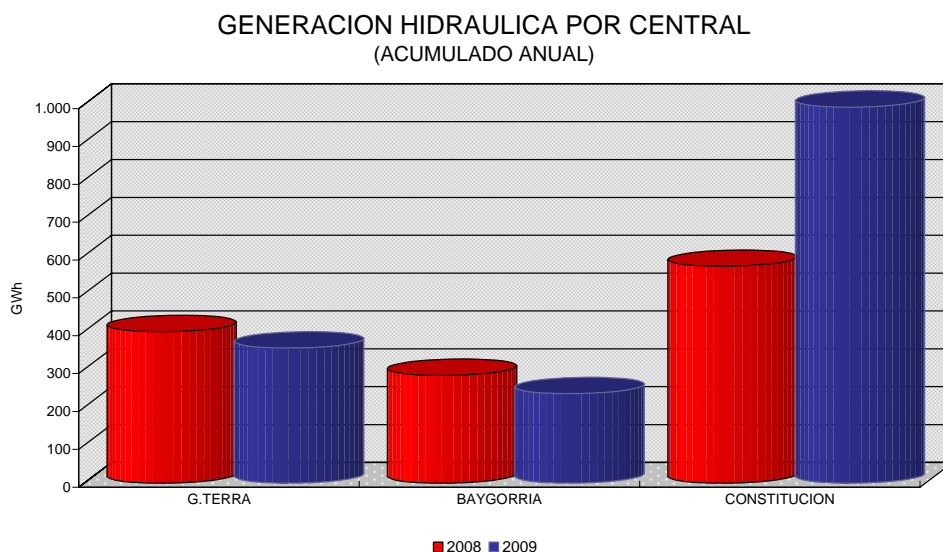
Se instaló y comenzó a operar, aún con observaciones, una Red Hidrológica Telemétrica, que consta de 26 estaciones de medida de niveles y precipitaciones.

Se adquirieron y fueron recibidos tres transformadores nuevos para la central hidroeléctrica Baygorria, los que irán siendo instalados a medida que el programa de generación lo permita.

En el mes de marzo se firmó una ampliación del convenio entre UTE y la Intendencia Municipal de Soriano cediéndose 59 viviendas ubicadas en la

central hidroeléctrica Constitución, las que serán administradas por la intendencia citada.

Asimismo, se suscribió un convenio con el Ministerio de Turismo y Deportes entregando viviendas de la población aledaña a la central hidroeléctrica G. Terra que se destinarán a la promoción del turismo en la zona.



Generación Eólica

El 5 de febrero se dio la recepción provisoria del primer parque eólico propio instalado en Sierra de los Caracoles en el departamento de Maldonado, iniciándose dos años de operación y mantenimiento a cargo de la empresa contratista.

El 27 de mayo fue inaugurado oficialmente, contando con la presencia del Presidente de la República y otras autoridades nacionales y departamentales.

Su producción energética durante el año 2009 fue de 31.916 MWh con un factor de planta neto de 36,26% (el total entregado al sistema sobre la potencia instalada).

El 9 de setiembre se firmó una adenda para la ampliación del contrato en 10 MW a ser instalados en la misma Sierra al sur del parque original, en terrenos expropiados con ese fin.

En el mes de diciembre se recibió el primero de los embarques de los 5 nuevos generadores eólicos.

Se realizó la reparación del aerogenerador de 150 kV originalmente instalado en la Sierra de Caracoles por la Facultad de Ingeniería, con la

finalidad de su posterior traslado e instalación en el Parque de Vacaciones para funcionarios de UTE y ANTEL.

Continuando con el relevamiento del potencial eólico del Uruguay se instalaron dos nuevas estaciones de medición de vientos, elevando a veintiuno el total de estaciones anemométricas instaladas. Se culminaron los estudios en tres de esas estaciones.

Trasmisión

Ampliaciones del sistema de trasmisión

7mo. Proyecto UTE – BIRF

Culminó la conexión de la 6ª unidad de generación de la central Batlle a la nueva estación Montevideo E GIS, concluyendo las obras en las subestaciones Montevideo E y Montevideo G, ambas de tecnología GIS. (aislados en hexa fluoruro de azufre)

Interconexión con Brasil

Habiéndose firmado el contrato de suministro y construcción de la Estación Conversora de Frecuencia de Melo y ampliaciones asociadas en la Estación San Carlos 500 kV, se dio comienzo a la ejecución.

Se publicaron las especificaciones técnicas de la línea de 500 kV que unirá la Conversora Melo con la estación San Carlos 500 kV y del tramo de línea en territorio Uruguayo que unirá la Conversora de Melo con Candiota.

Por otra parte, se elaboró el contrato a suscribir con la empresa brasileña Eletrobras para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones en territorio brasileño.

Conexión de la Central Punta del Tigre a la red de trasmisión en 500kV

Estas obras implican la construcción de dos nuevas estaciones de trasmisión de 500 kV (Punta del Tigre y Las Brujas).

Durante el presente año se ejecutaron los movimientos de suelos, bases de transformadores y reactores y se comenzó la ejecución de la estructura de los edificios de ambas estaciones.



Las Brujas



Punta del Tigre

Se fabricaron, ensayaron y transportaron los reactores para Las Brujas y se avanzó en la fabricación de los transformadores.

Obras de ampliación en el Circuito Oeste Norte

Se fabricaron y transportaron casi la totalidad de los suministros para el proyecto de incorporación de tres bancos de condensadores (3x12.5 MVAR) a la estación Paysandú y su equipamiento de maniobra asociado.

Planificación de la Red de Montevideo

Se finalizaron los estudios de planificación de la red de transmisión de Montevideo en el horizonte 2015, definiéndose la construcción de una nueva estación 150/30 kV (Montevideo "M", en las cercanías de Zona América), el agregado de nuevos transformadores 500/150 kV en Montevideo "A" y Montevideo "B", el agregado de equipos de compensación de reactiva y la construcción de diversos tramos de cable subterráneo 150 kV (Montevideo A – Montevideo N ; Montevideo F – Montevideo H ; Montevideo H – Montevideo I).

Se realizó asimismo el estudio de conexión de una nueva central a motores en Montevideo, con potencia máxima 300 MW.

Obras de ampliación en el Circuito Este

Se finalizó el anteproyecto para la renovación de la estación de transmisión Punta del Este con equipamiento de alta tensión blindado en SF6 (tecnología GIS), encontrándose el proyecto en las etapas previas al llamado a licitación.

Mantenimiento, renovación y mejora de instalaciones

En el transcurso del año se llevaron a cabo diversas actividades de mantenimiento, renovación, mejora y ampliación del sistema de transmisión, con el objeto de mejorar la calidad y eficiencia del servicio.

En cuanto a la renovación y mejora de instalaciones se destacan:

- **Renovación e instalación de equipamientos de alta tensión**

Se continuaron con los estudios y proyectos necesarios para mejorar la calidad del servicio en instalaciones existentes en todo el territorio nacional, destacándose en particular la ejecución de estudios y proyectos de ampliaciones en las estaciones: Palmar, Bifurcación, Enrique Martínez y Paysandú, así como la gestión de compras de transformadores, reactores de media tensión y equipamiento de maniobra en alta y media tensión.

- **Compensación de reactiva en el circuito Este-Norte**

Se finalizó la fabricación, ensayos y transporte de dos bancos de reactores (2x5MVar) y su equipamiento de maniobra en 30 kV asociado, a ser instalados en la estación Enrique Martínez.

- **Reingeniería de Montevideo Norte**

Se finalizó el proyecto de cambio de esquema (pasaje de doble barra principal a barra principal-barra auxiliar), renovación y ampliación de la

estación Montevideo Norte, encontrándose el proyecto en las etapas previas al llamado a licitación.

- **Estudios de Generación con Energías Renovables**

Se realizaron obras de ampliación y reforma en la red de transmisión para permitir la conexión de la Generación Distribuida que utiliza fuentes renovables y se han iniciado las obras para la conexión de generadores privados.

Se continuó asimismo, con los estudios necesarios para las ampliaciones y reformas en la red de transmisión necesarias para conectar diversos proyectos de generación eólica y biomasa.

- **Estación Bonete 150 kV**

Se continuó con la ejecución de la renovación y reingeniería de la estación Bonete.

Esta obra incluye los trabajos de infraestructura de playa y edificación y renovación de equipos de potencia en 150 kV y 31.5 kV, de tableros, cableado y conexionado.

Tramo de cable subterráneo 150 kV Montevideo C- punto D, en vínculo MVE-MVC

En el año se realizó el tendido de las dos ternas de cable de 150 kV restando la ejecución de los empalmes mixtos entre estos cables y los existentes en aceite provenientes de la estación MVE y la ejecución de los terminales en MVC.



Trabajos con tensión (TCT)

Bypass TCT para cambio de polo disyuntor MHD 170, en Salto Grande Uruguay (CTM) para minimizar corte línea radial Salto Grande Uruguay – Arapey-Tomas Gomensoro- Artigas.



Reparación de conductor de la línea Tacuarembó-Rivera, en servicio. De este modo se realiza el trabajo de reparación de ésta línea radial con tensión (sin sacarla de servicio).



Otras Mejoras

- Se realizó el mantenimiento de los CBC (cambiadores bajo carga para la regulación de tensión) de los dos autotransformadores de 250 MVA, instalados en la estación Montevideo I-500.



- Se avanzó en la renovación del Sistema de Protecciones de 500 kV, los nuevos sistemas digitales de protección basados en relés SEL 421 además de mejorar la confiabilidad de las instalaciones e incorporar nuevas funciones aportan localización de fallas, registro oscilográfico y comunicación a distancia.



- Se concretó la renovación planificada de los sistemas de protección de las líneas de MVB-MVC 1 y 2 .Estas dos líneas que funcionan en paralelo mostraron ser un punto crítico de la red.
- Se realizó el montaje de los dos transformadores de la central a motores que se instalara en la Central Battle.

Misión Oficial de Trasmisión a Cuba Reconstrucción de la línea 220 kV, MARIEL-PINAR DEL RÍO

De acuerdo al Convenio de Cooperación Económico-Industrial y Científico Técnico suscripto entre los gobiernos de Uruguay y Cuba en el año 1987, se aprobó por parte del gobierno uruguayo apoyo humanitario a efectos de colaborar en la restauración de la línea de suministro eléctrico de 220 kV Mariel-Pinar del Río, la que fue afectada seriamente

por los huracanes Gustav e Ike que afectaron la isla en agosto y setiembre del año 2008.

Esta línea forma parte de la columna vertebral en el suministro del país. El tramo afectado comprendió 141 torres caídas (135 suspensiones y 6 amarres) y sus correspondientes conductores.

Para ésta misión de colaboración UTE organizó un grupo de trabajo compuesto por 19 funcionarios con sus respectivos equipos para cumplir esta actividad.

La colaboración de UTE comprendió el ensamblado de 24 torres completas.



Acciones en líneas de 500 y 150 kV ante incendios ocurridos en verano 2009

Vigilancia y respuesta ante incendios ocurridos en el verano. El principal incendio fue el ocurrido en torno a la estación Montevideo A-500. Durante los meses de enero, febrero y marzo se produjeron varios mas que ameritaron sacar de servicio líneas en forma preventiva.



Intercambio de conocimientos

El Directorio de UTE aprobó un acuerdo de intercambio de conocimientos, Tecnología y Capacitación entre la empresa EDENOR-Argentina y UTE. Trasmisión capacitó a técnicos de la empresa EDENOR en técnicas de trabajo con tensión en SSEE de 132 y 220kV. A cambio EDENOR capacitará a personal de UTE en trabajos con tensión en Celdas de 31.5kV en estaciones de Trasmisión, en el 2010.



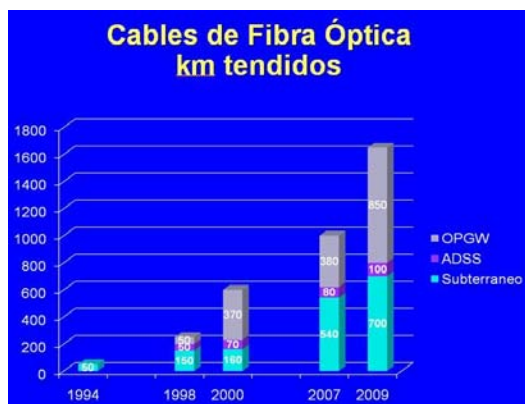
Telecomunicaciones

El presente ejercicio ha sido de fuerte actividad en las comunicaciones de UTE.

Así lo muestra la ejecución del presupuesto de inversiones que se expone a continuación expresado en dólares estadounidenses.



A continuación se muestra la evolución que han tenido los kilómetros de fibras ópticas.



A la evolución que están teniendo las fibras ópticas instaladas por UTE se suma el uso compartido de instalaciones de estas fibras entre UTE y ANTEL, intercambio que ha comenzado en este ejercicio de acuerdo con el convenio celebrado entre ambos organismos en el año 2008.

Telecomunicaciones junto al Equipo de Calidad con Equidad de Género

En base al esfuerzo compartido entre Telecomunicaciones y el Equipo de Calidad con Equidad de Género, UTE cumplió con la primera parte del compromiso asumido.

El acuerdo establecía que durante el año 2009 una unidad piloto de UTE –Telecomunicaciones- debía realizar las primeras etapas de relevamiento de situación y sensibilización de todo su personal en el tema de Equidad de Género, así como también, elaborar un plan de trabajo y alcanzar un alto grado de compromiso. El mismo fue evaluado mediante auditoría independiente del LSQA, que certificó el cumplimiento alcanzado y motivó el reconocimiento otorgando el Sello de Calidad con Equidad de Género para el nivel I - Compromiso.

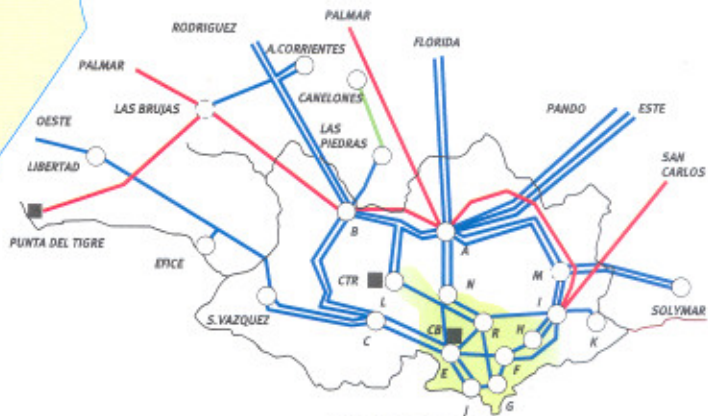




El Instituto Nacional de las Mujeres realizó la entrega formal del Reconocimiento a cuatro empresas públicas de nuestro país. Las acreedoras fueron UTE, OSE, ANP y ANTEL. La directora de Inmujeres, Carmen Beramendi, destacó que este sello procura promover la igualdad de oportunidades y derechos entre hombres y mujeres en las empresas y se asocia a las competencias del personal. La entrega de estos reconocimientos se realizó el viernes 20 de noviembre, contándose con la presencia del Ministro de Economía y Finanzas, el Director de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), la Ministra de Desarrollo Social y del representante del Programa para las Naciones Unidas y el Desarrollo (PNUD).

Sistema interconectado Uruguayo

República Argentina



República Federativa del Brasil



Referencias

- 500 kV
- 150 kV
- 60 kV

Océano Atlántico

Ubicación Geográfica de las Centrales de Generación

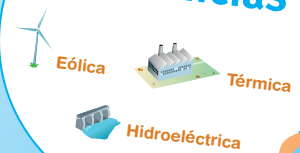
República Argentina

República Federativa del Brasil



Capítulo 2

Referencias



Distribución

Gestión de Redes

Entre los estudios y desarrollos realizados para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de los clientes, mejorar la calidad del servicio e incrementar la eficiencia del sistema de distribución, se destacan los siguientes:

Normalización, calidad de materiales y nuevas tecnologías

La necesidad de adaptación a las nuevas tecnologías requiere la continua revisión y actualización de las especificaciones técnicas de los materiales y equipos estratégicos de la distribución, así como de su control de calidad, condiciones de homologación y manuales de instalación. En particular la certificación ISO-9001:2008 de los procesos vinculados al desarrollo de la red implicó la adecuación de las normas técnicas a los formatos estandarizados ISO.



A su vez, en función de las nuevas tecnologías adoptadas, se debieron actualizar las unidades constructivas normalizadas y se crearon 206 nuevas.

Toda la documentación relativa a normas técnicas, manuales de instalación, unidades constructivas, procesos ISO, seguridad personal, fallas en materiales, entre otras, es publicada en la guía técnica de la distribución disponible en la Intranet de UTE y también en la web principal de UTE desde donde se accede a gran parte de la información.

Energías renovables

- **Granja Solar**

Técnicos de Distribución participaron en un comité consultivo, integrado por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear dependiente del Ministerio de Industria Energía y Minería, UTE y consultores japoneses, para analizar la viabilidad de la instalación de una granja solar de 300 kWp que será donada a Uruguay por el gobierno de Japón en el marco del programa Cool Earth. Esta granja, cuya entrada en servicio está prevista para mediados del año 2011, será operada y mantenida por personal de distribución. Estará ubicada en un predio cercano a la represa de Salto Grande e inyectará su energía a la red de media tensión de la zona.



▪ **Sistemas híbridos para electrificación rural**

Se realizó un estudio de factibilidad para proveer de electricidad a predios aislados del medio rural mediante la utilización de sistemas híbridos basados en energías eólica y solar.

A su vez se colaboró con el proyecto nacional Plan Ceibal para mejorar la potencia instalada con paneles solares en escuelas rurales que no tienen conexión a la red de UTE.

Recuperación de transformadores en desuso

Con la finalidad de reducir un excesivo stock de transformadores que fueron retirados de la red por diversas razones y que no se estaban utilizando, se procedió a un rediseño de aquéllos con secundarios en 0,23 kV, convirtiéndolos en transformadores tipo bi-tensión con secundarios en 0,23/0,4 kV, de aplicación durante la etapa de transición del cambio de tensión que UTE está implementando en la ciudad de Montevideo. Esta tarea de reingeniería permite recuperar para ser reinstalado en la red un equipamiento de alto costo que se estaba deteriorando, con el consiguiente ahorro estimado en más de un 50% del valor de adquisición de un transformador nuevo de la misma potencia.

Plan de telecontrol de la red

Se continuó con la expansión del sistema de comando y supervisión a distancia de las instalaciones de distribución, lo que constituye un significativo aporte a la mejora de la calidad del servicio y a la disminución de los costos de explotación.

El avance de las obras del plan durante el año 2009 significó la incorporación del telecontrol en:

21 estaciones de transformación AT/MT en todo el país:

- 4 en Montevideo, totalizando 53 en servicio al cerrar el año
- 6 en la Regional Norte, totalizando 45 en servicio al cerrar el año
- 2 en la Regional Este, totalizando 38 en servicio al cerrar el año
- 7 en la Regional Oeste, totalizando 45 en servicio al cerrar el año
- 2 en la Regional Centro, totalizando 34 en servicio al cerrar el año

21 puntos de maniobra intermedios de las redes urbanas y rurales de MT en todo el país:

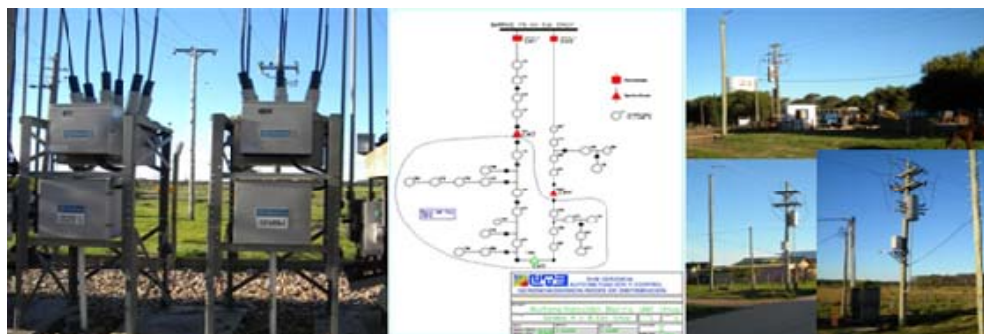
- 4 en Montevideo, totalizando 130 en servicio al cerrar el año
- 1 en la Regional Norte, totalizando 29 en servicio al cerrar el año
- 5 en la Regional Este, totalizando 57 en servicio al cerrar el año
- 6 en la Regional Oeste, totalizando 53 en servicio al cerrar el año
- 5 en la Regional Centro, totalizando 33 en servicio al cerrar el año

Al final del año totalizan 215 las estaciones telecontroladas y 302 los puntos de maniobra intermedios telecontrolados.

Además de la expansión del sistema fueron incorporadas nuevas tecnologías y funcionalidades que implican mejoras en la operatividad y las comunicaciones, siendo algunas de ellas las siguientes:

- Inicio de la transferencia de información entre los diferentes SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) vía el protocolo ICCP (Inter Control Center Communications). Esta aplicación permite visualizar estados y medidas de las estaciones de Trasmisión en Distribución y de Distribución en Trasmisión y Generación. Fueron implementadas en el 2009, cinco estaciones de Trasmisión en los SCADA de Distribución y seis estaciones de Distribución en los SCADA de Trasmisión y Generación.
- Continuación de las tareas para la integración de los SCADA al Sistema de Gestión de Mantenimiento de modo que las alarmas y otras señales sean un aporte para la programación del mantenimiento de la red.
- Introducción de la automatización de la operación de la red. Como desarrollo piloto se implementó el automatismo del anillo de alimentación de Barra del Chuy.

La continua evolución de la tecnología y desafíos como la eficiencia energética, la generación distribuida y el objetivo permanente de mejora de los indicadores de calidad del servicio y del producto exige profundizar en los estudios para la aplicación de soluciones como las redes inteligentes. En este sentido se han planteado algunas líneas de acción estratégicas para los próximos años, inherentes al desarrollo de redes inteligentes.



Automatismo del anillo Barra del Chuy

En setiembre se realizó la primera Jornada de Automatización y Control de redes de Distribución con el objetivo de presentar la evolución del telecontrol en la distribución y las perspectivas de desarrollo futuro.



Certificación ISO 9001:2008 en la Distribución

Se continuó con la ejecución del Plan Estratégico “Mejorar la Gestión de las Operaciones”, plan operativo “Aseguramiento de la Calidad”, cuyo objetivo es mantener el Sistema de Gestión de la Calidad de DyC y ampliar su alcance a otros procesos.

Los aspectos destacables del Plan en el 2009 fueron:

- La recertificación por parte del organismo certificador LSQA-Uruguay del proceso “Resolución de Incidencias por Corte de Energía”. Este es uno de los procesos más importantes de la gestión de la distribución, involucra a más de 500 funcionarios a nivel de todo el país y concierne directamente al cliente.
- El mantenimiento de la certificación de los siguientes procesos, subprocesos o actividades:
 - “Planificación de la Red”, subproceso “Gestión de Inversiones”.
 - “Mantenimiento de la Red”, actividad “Trabajos con Tensión en Media Tensión”.
 - “Desarrollo de la Red”, subproceso “Ingeniería de Diseño de las Instalaciones”.
 - “Control de la Calidad Técnica de los Materiales”.
- Los avances logrados en las actividades preparatorias para la implantación y certificación del proceso “Solicitud de Suministros”, subproceso “Proyectos”.

Generación Distribuida

A partir de la vigencia del Decreto 77/006 del Poder Ejecutivo, que promueve la generación de electricidad en base a fuentes de energía renovables no tradicionales, ha sido creciente el número de proyectos para la conexión a la red de UTE de centrales de generación. En el caso de generadores privados, estos proyectos, una vez aprobados, dan lugar a los correspondientes convenios de conexión y contratos de compraventa de energía eléctrica.

Al finalizar el año 2009 hay conectados a la red de distribución seis emprendimientos que totalizan una potencia instalada de aproximadamente 35 MW, de los cuales 20,5 MW son generados a partir

de energía eólica, 11,2 MW a partir de biomasa y 3,2 MW a partir de gas natural, de acuerdo al siguiente cuadro:

Emprendimiento	Potencia contratada	Departamento	Fuente primaria de energía
Nuevo Manantial S.A.	10,0 MW	Rocha	Eólica
Sierra de los Caracoles	10,0 MW	Maldonado	Eólica
Agroland S.A.	0,5 MW	Maldonado	Eólica
Fenirol S.A.	10,0 MW	Tacuarembó	Biomasa
Aborgama	1,2 MW	Maldonado	Biomasa
Zenda Leather S.A.	3,2 MW	Montevideo	Gas natural



Se está trabajando en los proyectos de varios otros emprendimientos de generación distribuida o ampliación de los existentes, que se conectarán en los próximos años, totalizando unos 63 MW en base a biomasa y 31 MW en base a energía eólica. Se prevé para fines del 2010 duplicar prácticamente la potencia instalada

en generadores conectados al sistema de distribución basados en fuentes renovables no tradicionales.

Por otra parte el Decreto 403/009 del Poder Ejecutivo promueve la celebración de contratos especiales de compraventa de electricidad con proveedores que se instalen en territorio nacional y cuya producción se obtenga de energía eólica.



Calidad del servicio

Permanentemente se realiza un seguimiento de la calidad del servicio del suministro de electricidad que reciben los clientes. Se evalúa en forma regionalizada la continuidad del suministro mediante índices adoptados por la CIER, entre los que se destaca el Tc – tiempo total de interrupción por cliente - indicador del tiempo que, en promedio, un cliente perteneciente a una zona determinada, queda privado del suministro de electricidad en un período considerado.

Evolución del Tc

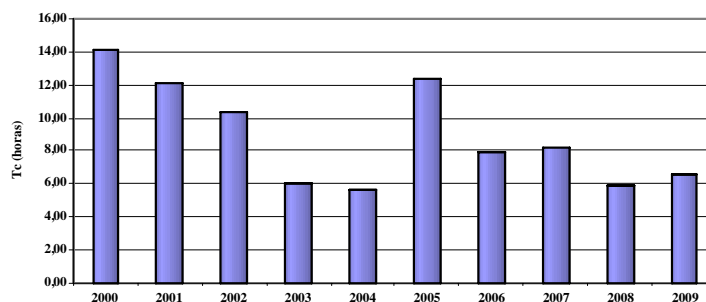
Se muestra en los gráficos la evolución del valor anual del índice Tc para Montevideo, Interior y todo el país.

Los valores del Tc para el año 2009 son los siguientes:

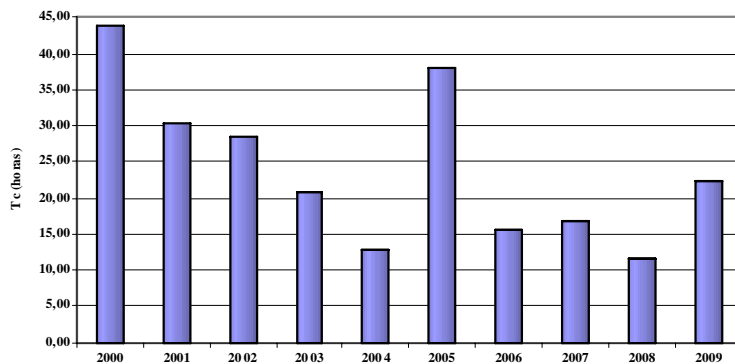
- Montevideo: 6.5 horas
- Interior: 22.4 horas
- Global de UTE: 16.0 horas

El incremento registrado en los tiempos de interrupción del servicio, particularmente en el interior del país, se explica por la ocurrencia de temporales con vientos huracanados y abundantes lluvias que si bien afectaron todo el territorio nacional, se concentraron especialmente en las zonas norte, oeste, centro y costeras durante el segundo semestre del año. Como consecuencia se produjo el desborde de ríos y arroyos, caída de árboles sobre las líneas de distribución y rotura de postes del tendido eléctrico.

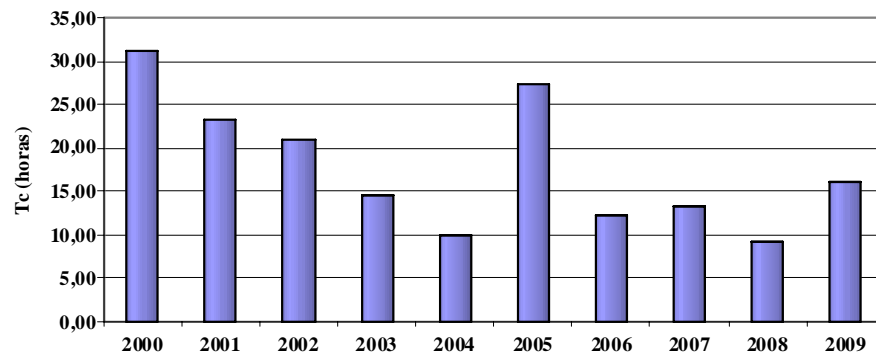
Tc Montevideo



Tc Interior



Tc Total Empresa



Crecimiento de redes

Red de AT/MT	1160 km
Red de BT	272 km
Estaciones	0
Subestaciones	1376

Electrificación rural

Durante el ejercicio se tendieron 1.111km de nuevas líneas de distribución en el medio rural, mayoritariamente de media tensión, ya sea por administración UTE o bajo la modalidad de "Obras a cargo de terceros" con el aporte por parte de UTE de ciertos materiales básicos, sin cargo para los interesados.

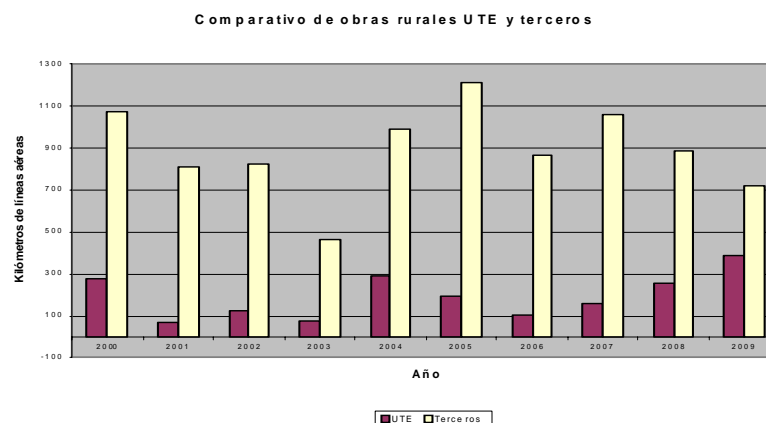
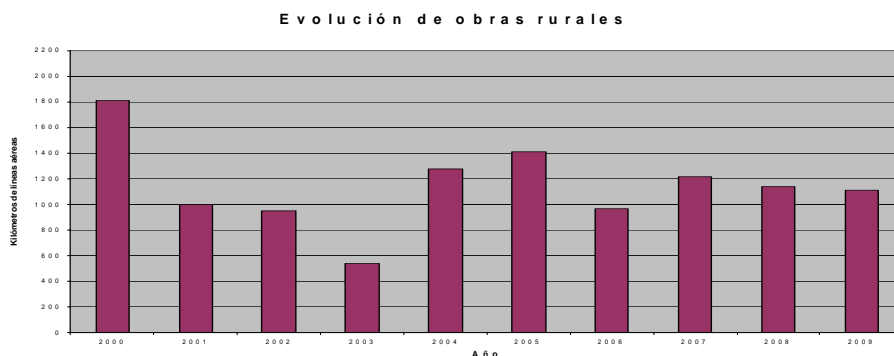
Obras a cargo de terceros:	722 km
Por administración UTE:	389 km

Comprendidas en las obras por administración UTE están aquellas realizadas en el marco de los planes sociales con las que se beneficiaron 138 hogares de escasos recursos del medio rural.

Por otra parte la continuación del Plan de Ponería Solar implicó durante el ejercicio 2009 la instalación de 158 equipos fotovoltaicos para proveer básicamente iluminación a viviendas y servicios públicos como escuelas, comisarías y policlínicas, que por su localización apartada no pueden ser conectadas a las redes de UTE.

Los gráficos siguientes muestran la evolución de las obras de electrificación rural y su discriminación según hayan sido ejecutadas por terceros o por administración UTE.

El primer gráfico incluye para los años 2000 y 2001 la extensión de líneas ejecutadas en el marco del Plan Cuenca Lechera finalizado en el 2001.



Pérdidas de Energía

A partir de fines del año 2000 se empieza a revertir la tendencia en la evolución de las pérdidas registradas en la distribución y comercialización de la energía eléctrica, decreciente hasta ese momento, que había permitido arribar a guarismos de 13,5%, y comienza a crecer esta cifra, acelerándose notoriamente a partir del año 2002 y siguientes.

Seguramente incidió en este fuerte crecimiento la crisis económica que el país atravesó, que se vio reflejada en que un grupo importante de clientes

entró en un ciclo negativo: inicialmente comenzó a restringirse en el consumo (decreció la venta de energía), luego comenzó a tener dificultades en el pago de sus facturas (problemas con la recaudación, morosidad, etc.), vio interrumpido su servicio, por razones de corte por impago. Muchos no rehabilitaron el servicio y optaron por conectarse irregularmente, y otros sin tener el servicio cortado, querían ver reducida su facturación, e hicieron fraude en el medidor.

Esto condujo a un crecimiento de la energía entregada y no facturada, aún cuando hubo un altísimo índice de detección y corrección de situaciones irregulares.

Además, se detectó una “sofisticación” de las modalidades de consumir energía en forma irregular basada, en muchos casos, en servicios que se contratan para implementar “arreglos” al medidor; siendo a su vez los mismos no fácilmente detectables si no se está adecuadamente capacitado.

La grave crisis se reflejó además, en que la energía consumida irregularmente en las zonas carenciadas se incrementó en casi dos puntos en este período, hasta representar aproximadamente un 4% de la energía entrante a la distribución en todo el país, o aproximadamente un 8,3% si se considera su incidencia en la energía que ingresa a Montevideo, que es donde se registra en forma más pronunciada este fenómeno.

A partir del mes de julio de 2004, como consecuencia del accionar tendiente a detectar y corregir situaciones irregulares, sumado a un comienzo de mejora en la situación económica, se empezó a registrar un descenso en el valor de las pérdidas de energía.

Inició también una fuerte campaña de comunicación externa e interna que apuntó a concientizar a la población.

Este descenso se mantuvo en forma sostenida durante tres años, en todas las zonas del país, habiéndose alcanzado a diciembre de 2006 el valor de 17,1% para Distribución y Comercial.

A partir del mes de mayo de 2007, se registra un cambio en la tendencia de las pérdidas de energía, y éstas comienzan a subir nuevamente, habiéndose alcanzado al mes de agosto, un valor de 18,1%.

Este crecimiento de las pérdidas se debió al frío intenso que se registró a partir del mes de mayo, con un brusco descenso de la temperatura media de la registrada en los últimos 36 años implicó que la energía generada para el sistema nacional se incrementara sensiblemente, respecto al año anterior.

El incremento en la energía circulante por las redes provocó un aumento en las pérdidas técnicas, acompañado de un incremento en el consumo irregular de energía, fundamentalmente en el sector residencial.

Ello se vio reflejado en un crecimiento de las pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas) de todas las zonas del país, que comenzó, como se indicó, en el mes de mayo y se mantuvo hasta el mes de agosto inclusive.

A partir de allí nuevamente se comienza a registrar una tendencia decreciente, permitiendo cerrar el año 2007 con un valor de 17,9% para Distribución y Comercial.

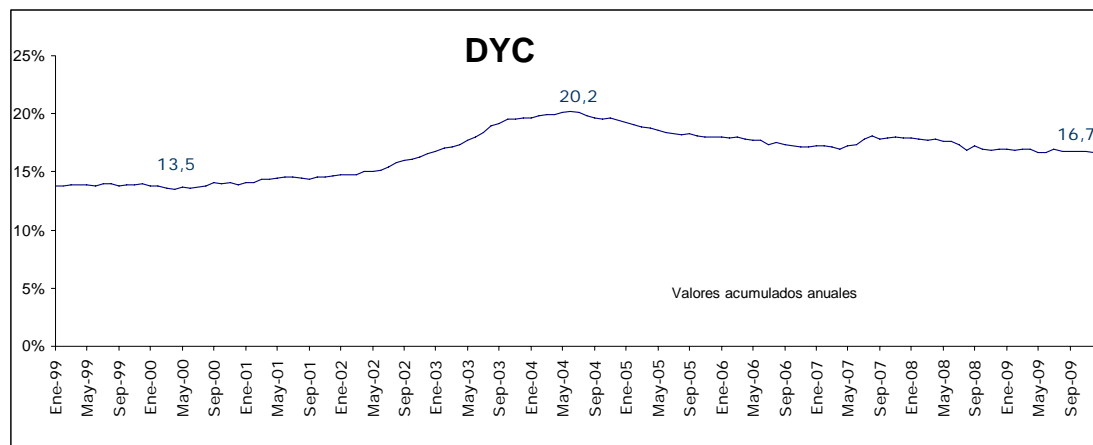
Durante el transcurso de los años 2008 y 2009, la importante detección y corrección de situaciones irregulares, acompañado de las actividades de mejora de las instalaciones de enlace (acometida y puesto de medida) han permitido mantener esta tendencia descendente, lográndose reducir los valores hasta 16,7% a diciembre de 2009.

Se adjunta gráfica que ilustra esta evolución, siempre referida a valores acumulados anuales, es decir el año móvil que cierra a la fecha de referencia.

A nivel empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2009, son:

- Distribución y Comercial 16,7%
- Total empresa 18,8%

Evolución % Pérdidas de Energía



Medio Ambiente

Durante el ejercicio se cumplieron las etapas ambientales necesarias para la aprobación e instalación de los nuevos proyectos eléctricos, asimismo se continuó con el plan de seguimiento y control del desempeño ambiental de las instalaciones existentes y de los sistemas de gestión integrados.

Nuevos proyectos eléctricos

Modernización de Central Térmica José Batlle y Ordóñez:

- **Incorporación de motores.** El proyecto obtuvo la Autorización Ambiental Especial correspondiente por parte del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), de acuerdo a RM 633/2009 de fecha 2 de julio.
- **Readecuación de efluentes de la Central.** Se continuó con las obras de readecuación de efluentes de la central (colectores y sistema de bombeo), que mejorarán el control que se tiene sobre la calidad de los efluentes líquidos. Las obras redireccionarán los efluentes líquidos de la central al sistema de saneamiento de Montevideo, eliminando de esta forma las descargas que históricamente se realizaban a la bahía de Montevideo.
- **Emisiones gaseosas.** A los controles que ya se realizaban se incorporaron desde abril de 2009 monitoreos continuos de O₂, SO₂, NO_x y opacidad, permitiendo medir la calidad del Aire en el entorno de la central y compararla con los valores de referencia.
Se han instalado dos estaciones de monitoreo, una ubicada en el Palacio Legislativo y la otra en predio propiedad de AFE cercano a central Batlle, que permiten relevar los niveles de inmisión de gases.

Convenio con ANCAP

Se firmó un convenio con ANCAP, con el objeto de regular la calidad del combustible a suministrar por parte de ANCAP a UTE con destino a su utilización en las unidades de generación de ciclo de vapor y de motores de pistón ubicadas en la central José Batlle y Ordóñez.

Con este convenio se busca fundamentalmente reducir el contenido de Azufre del combustible, mejorando de esta manera el aire en el entorno de las centrales al reducir los niveles de emisión y de inmisión de azufre.

Ampliación del Parque Eólico -- Sierra de los Caracoles II

El proyecto Parque Eólico "Sierra de los Caracoles II" comprende la ampliación del parque existente, con la instalación de 5 aerogeneradores más de 2 MW de potencia cada uno e instalaciones y equipos auxiliares,

1,5 km al sur del parque actual, completando con el parque en operación una potencia total de 20 MW.

La Autorización Ambiental Especial realizada comprende un estudio ambiental que consta de un análisis de los aspectos ambientales del parque eólico actual, la identificación y evaluación de los potenciales impactos durante la fase constructiva del nuevo proyecto, la evaluación de los impactos ambientales durante la operación de los dos parques funcionando conjuntamente, la propuesta de medidas de mitigación con los respectivos planes de gestión ambiental y de monitoreos y auditoría.

El proyecto propuesto con el cumplimiento de las medidas de mitigación, restauración y control establecidas en el estudio es ambientalmente viable, no generándose impactos ambientales fuera de lo tolerado o previsto por las normas vigentes, en ninguna de sus etapas.

El parque eólico se comenzó a construir a fines del año 2009 y se espera que quede operativo a mediados del año 2010.

Interconexión eléctrica con Brasil (San Carlos – Melo – Candiota)

El proyecto de interconexión en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay está destinado a permitir la transferencia bi-direccional de energía eléctrica entre los sistemas eléctricos de ambos países.

En el año se finalizó el trabajo de Estudio de Impacto Ambiental del proyecto el que se presentó ante el MVOTMA en junio del mismo año. El proyecto obtendrá la Autorización Ambiental Previa en los primeros días del 2010.

Incorporación de la 5ª unidad de Generación en la Central Hidroeléctrica “Dr. Gabriel Terra”

El proyecto consiste en la instalación de una quinta turbina de generación hidráulica de 70 MW de potencia.

Durante el año 2009 se elaboró el informe ambiental y se presentó la Comunicación del Proyecto ante DINAMA. En el año 2010 se dará inicio a los estudios ambientales necesarios a fin de obtener la Autorización Ambiental Especial (AAE).

Proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio

El Mecanismo de Desarrollo Limpio y el Mercado del Carbono

El Protocolo de Kyoto para la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) fue ratificado por nuestro país en noviembre del 2000 (Ley N° 17.279).

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es uno de los mecanismos de flexibilidad aplicable a proyectos que utilicen fuentes de energías renovables.

Parque Eólico Sierra de los Caracoles I

Durante el presente año se trabajó en la elaboración del documento de Diseño de Proyecto (PDD) el que se registra ante la Junta Ejecutiva del MDL.

Simultáneamente, UTE negoció con el Banco Mundial los términos del Contrato de Compraventa de Reducción de Emisiones (ERPA). Este contrato establece los compromisos de entrega de los Certificados de Reducción de Emisiones anuales y acumulados, define su precio de compra y el precio de los certificados generados por encima de las cantidades previstas que el Banco opte por adquirir.

Se estima que las versiones finales del PDD y del ERPA estarán prontas en febrero de 2010, de los cálculos realizados se desprende que el ingreso por la venta de certificados permitirá cubrir los costos de operación y mantenimiento del parque.

Asimismo, se realizaron las dos audiencias públicas requeridas por la Unidad de Cambio Climático como requisito para considerar la solicitud de Aprobación Nacional de Proyectos MDL: una ciudad de San Carlos (zona del proyecto) y otra en Montevideo.

Parque Eólico Sierra de los Caracoles II

En setiembre de 2009, de acuerdo a lo dispuesto por la Junta Ejecutiva del MDL, se comunicó a la Unidad de Cambio Climático la intención de avanzar en la tramitación de este proyecto bajo el MDL.

Controles Ambientales

UTE realiza en forma continua mediciones y controles diversos de sus instalaciones con incidencia ambiental a través de monitoreos y auditorías ambientales, a fin de determinar su comportamiento respecto al ambiente. Posteriormente los registros son contrastados con los requisitos legales o los criterios establecidos y en caso de incumplimiento o detección de posibles situaciones de riesgo, se adoptan las medidas correctivas y preventivas correspondientes.

Auditorías de Desempeño Ambiental en Centrales de Generación

Estas auditorías son complementarias a las auditorías de sistemas de gestión y se centran en determinar el cumplimiento de la legislación ambiental y el avance de las recomendaciones correspondientes a los puntos de mayor incidencia ambiental.

Se realizaron los seguimientos del desempeño ambiental correspondientes al período en las centrales hidroeléctricas “Constitución”, “Dr. Gabriel Terra” y “Rincón de Baygorria”, constatándose que esta metodología es eficaz para la mejora del desempeño.

Cooperación interinstitucional

Proyecto “Desarrollo de las capacidades para la gestión ambientalmente adecuada de PCB en Uruguay” (GEF – DINAMA – UTE).

Actualmente se encuentra en ejecución el proyecto *“Desarrollo de las capacidades para la gestión ambientalmente adecuada de Bifenilos Policlorados (PCB) en Uruguay”*, con el financiamiento del GEF, DINAMA a través del MVOTMA y UTE. Participan además el Ministerio de Salud Pública, Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Ministerio de Economía y Finanzas, la Cámara de Industrias, LATU, las empresas de mantenimiento de transformadores y las ONG ambientalistas.

Residuos industriales - Cámara de Industrias

La Cámara de Industrias del Uruguay (CIU), en acuerdo con DINAMA, está trabajando en una solución transitoria para el Tratamiento y la Disposición Final de los Residuos Sólidos Industriales (RSI).

En dicho marco y a fin de formar parte de esta solución, es que UTE participa en la Comisión, a fin de intercambiar criterios técnicos y aportar información específica relativa a los residuos que se generan en la empresa, sus volúmenes y su caracterización.

A la fecha se cuenta con la Viabilidad Ambiental de Localización emitida por DINAMA y con el proyecto de ingeniería del Relleno Industrial que se plantea construir, en un predio cedido por la Intendencia Municipal de Montevideo (IMM).

Seminario sobre Campos electromagnéticos

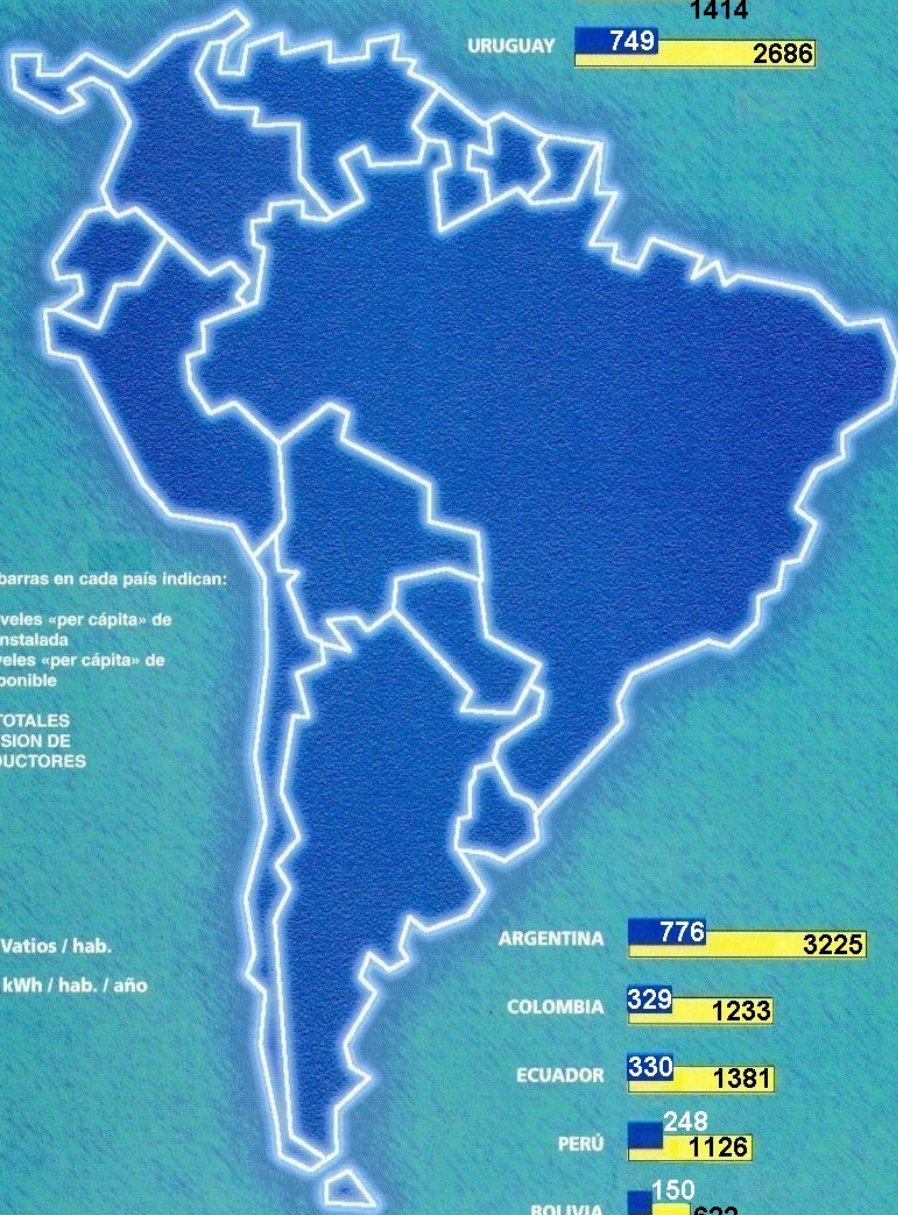
La creciente preocupación mundial y regional por los posibles efectos generados por campos electromagnéticos de instalaciones eléctricas y de ondas de radio, ha determinado que la CIER organice seminarios y otras actividades sobre este tema en diferentes países de la región aportando

los mejores expertos internaciones con el fin de brindar información para la toma de decisiones.

A tales efectos durante el mes de marzo, se realizó un seminario que contó con la participación de un técnico reconocido internacionalmente.

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO y ENERGÍA DISPONIBLE EN LA REGIÓN DE LA COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (CIER)

VALORES
"PER CAPITA"
CORRESPONDIENTES
A 2008



VENEZUELA **829** **4254**

BRASIL **536** **2598**


PARAGUAY **1403**
1414

URUGUAY **749** **2686**

NOTA: Las barras en cada país indican:

ARRIBA: Niveles «per cápita» de capacidad instalada
ABAJO: Niveles «per cápita» de energía disponible

VALORES TOTALES
CON INCLUSION DE
AUTOPRODUCTORES

 Vatios / hab.
 kWh / hab. / año

ARGENTINA **776** **3225**

COLOMBIA **329** **1233**

ECUADOR **330** **1381**

PERÚ **248** **1126**

BOLIVIA **150** **622**

CHILE **816** **3630**

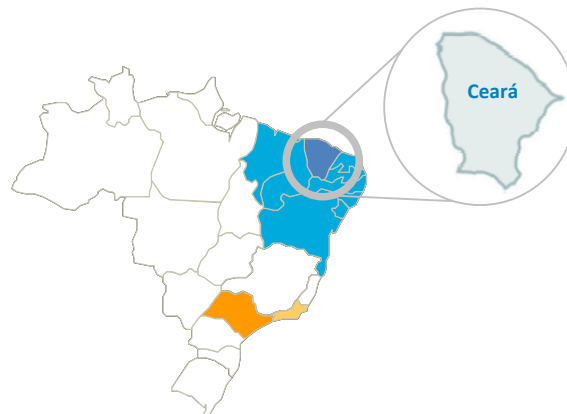
COMERCIALIZACIÓN DEL PRODUCTO

Gestión Comercial

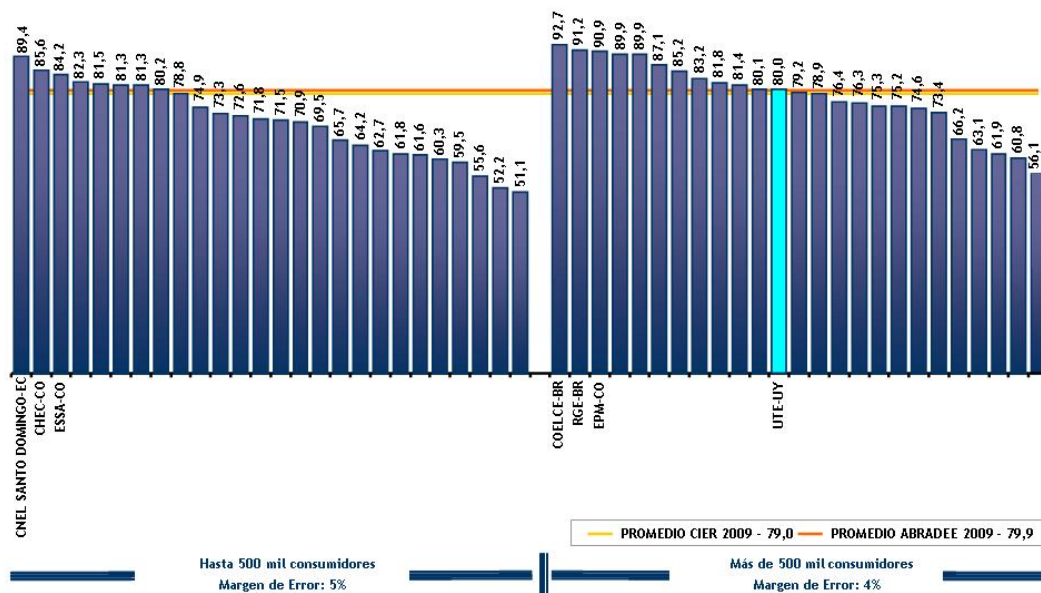
Índice de Satisfacción de la Calidad Percibida



La VII Encuesta Residencial de Satisfacción del Cliente (ERSC) contó con la participación de 52 distribuidoras (36 latinas y 16 brasileñas), donde UTE se ubica en el 12º puesto, entre las empresas con más de 500 mil consumidores, con un índice de calidad del 80,0%. Valor que representa, en una escala de 1 a 10, aquellos clientes que valoraron entre 7 y 10 su satisfacción con el servicio brindado por UTE. El promedio CIER fue 79,0%. En el primer puesto se ubicó la Compañía Eléctrica de Ceará (COELCE), con un 92,7%. Obtuvo el segundo lugar RGE de Brasil, con un índice del 91,2%. Y el tercero, Empresas Públicas de Medellín, Colombia con un 90,9%.



ISCAL - Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida



Resultado CIER para el conjunto de las 34 distribuidoras y las 16 empresas brasileñas asociadas a BRACIER

Servicios Energéticos



En el año 2009 se finalizó la transferencia de know-how sobre el funcionamiento de una Empresa de Servicios Energéticos (ESCo – Energy Services Company), a través del trabajo conjunto con una consultora canadiense, lo cual se tradujo en la adhesión de un número importante de clientes de UTE a los planes de uso de energía eléctrica en forma eficiente.

Es así que mediante la aplicación de diferentes tecnologías, se culminaron los siguientes proyectos entre otros: UTE (Palacio de la Luz, Fábrica de Elementos de Hormigón Armado), Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (Dirección de Laboratorios Veterinarios DI.LA.VE.), Intendencia Municipal de Montevideo (Centro de Procesamiento de datos), Instituto Yavne (Instituto de enseñanza privado).

El ahorro energético anual en los proyectos culminados ha sido de 516 MWh.

Se encuentran en etapa de ejecución: Intendencia Municipal de Montevideo (Pisos 23 al 25), Universidad de la República (Facultades de Ingeniería, Agronomía y Odontología) e Intendencias Municipales de Lavalleja y Soriano.

Divulgación de la eficiencia energética



La campaña Opción Inteligente finalizó superando ampliamente las expectativas.

En el periodo definido entre el 1 de junio al 30 de noviembre se realizó una campaña de marketing con el objetivo de incrementar la cantidad de clientes con Tarifa Inteligente en el sector.

Se realizó la campaña utilizando diferentes canales de comunicación como ser cartas, Telegestiones, Oficinas Comerciales, artículos de prensa, así como, a efectos promocionales se utilizó la exoneración del cobro de la tasa de conexión para aquellos clientes residenciales que solicitaron exclusivamente la modificación de la tarifa aplicada, de tarifa simple a doble horario, así como la entrega de dos lámparas de bajo consumo y un timer.

La cantidad de clientes potenciales de esta campaña ascendía a 51.000. Al momento de finalizar la campaña, 5.793 clientes accedieron a esta promoción y contrataron la tarifa Doble Horario Residencial, superando los objetivos en un 16%. Esta cifra representa el 11,4% del total potencial.



Juntando nuestra energía

El Proyecto JUNTANDO NUESTRA ENERGIA es una experiencia educativa sobre Eficiencia Energética.

Las ediciones 2007 y 2008 de Juntando Nuestra Energía (JNE) se desarrollaron solo en Ciudad de la Costa. Este año se extendió a Montevideo y Lavalleja, y por primera vez se incluyó a escuelas rurales de este departamento. Se presentaron 47 proyectos, de los cuales se preseleccionaron 12 y fueron finalmente premiados tres, y se otorgaron otras tres menciones.

La cantidad de trabajos presentados duplicó la de 2008. También se incrementó sustancialmente la cantidad de liceos abarcados en esta edición, así como la de estudiantes y docentes involucrados.

La edición 2009 cerró sus actividades con un acto realizado en el Palacio de la Luz, donde decenas de niños y adolescentes de Montevideo, Ciudad de la Costa y Lavalleja, junto con maestros, profesores y familiares, compartieron la entrega de los premios a los trabajos más creativos e innovadores. Los ganadores se hicieron acreedores a un paseo al Parque de Vacaciones.

Además, de alumnos de escuelas y liceos de los barrios Malvín, Malvín Norte, Buceo, Cerro, Casabó y La Teja, de Montevideo, llegaron al acto delegaciones de Ciudad de la Costa y de la ciudad de Minas y las localidades de Batlle y Ordóñez, Gaetán, Higuieritas, El Soldado y Santa Lucía, del departamento de Lavalleja.

Se realizaron reconocimientos especiales para las escuelas 169 del Cerro y 63 de Minas y para cuatro escuelas rurales: las números 106 de Gaetán, 21 de Higuieritas, 56 de El Soldado y 68 de Santa Lucía, todas de Lavalleja. En este caso se premió a las maestras, niños y familiares que participaron del concurso "Cocinando en Olla Bruja" y enviaron los relatos de la experiencia de preparar diferentes recetas con este instrumento, y de cómo trasladaron esa experiencia a otras familias de su localidad y de la escuela.

Lo mismo se hizo con las maestras comunitarias de la escuela 143 de Casabó y con el Proyecto Convivencia, que reúne organizaciones de ese barrio (Comisión de Vecinos, Apex Cerro, Comisión de Salud, CAIF, dos Jardines de Infantes, Grupo de la 3^{era} Edad Nueva Esperanza y Liceo N° 50) donde estas maestras realizan parte de su trabajo con familias del Programa de Maestras Comunitarias, que participaron también en el proyecto.

Divulgación escolar



Divulgación escolar

Con el objetivo de educar a los niños de 6° año en el uso racional y eficiente de la energía eléctrica en el hogar y también fuera de él, como por ejemplo en el ámbito escolar, UTE desarrolló el Programa de

Divulgación Escolar.

En el presente año UTE capacitó a 52 Divulgadores Escolares de todo el país, a través de Ailoma (Empresa de Formación Profesional), sobre técnicas de comunicación y didácticas en grupos escolares.

Las visitas a escuelas se llevaron a cabo entre los meses de agosto y noviembre, donde se realizaron 657 charlas alcanzando un total de 17.021 alumnos en todo el país.

Luego de finalizada la presentación en las escuelas los docentes de los diferentes centros de estudios realizan una evaluación de nuestros divulgadores. El puntaje obtenido por los divulgadores en los diferentes parámetros que comprendía la evaluación, fue mayor al 90% promedio en las puntuaciones de Muy Bueno y Excelente.

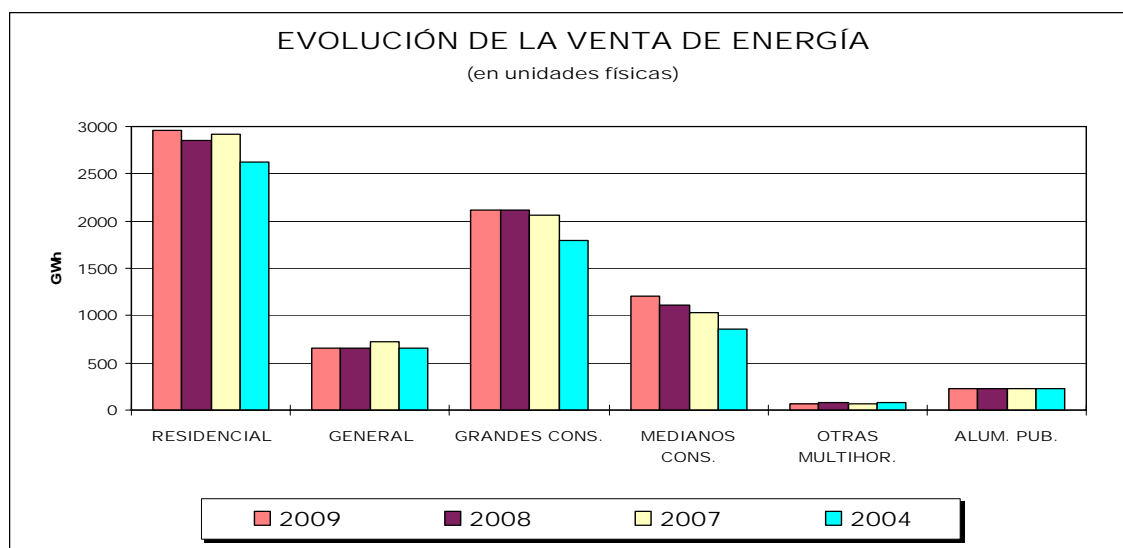
Indicadores de Mercado

La venta de energía eléctrica al mercado interno en el año ascendió a 7.244 GWh, lo que representó un crecimiento del 2,5% respecto al año anterior.

El sector no residencial presenta un crecimiento del 1,4% respecto al año anterior y la demanda del sector residencial un incremento del 3,8%.

En esta última década, el conjunto de clientes residenciales ha incrementado su consumo en un 6%, mientras que la cantidad de clientes de dicho sector presenta una variación del 11% en el mismo periodo. Por consiguiente, el consumo mensual promedio por cliente residencial, pasa de 226 kWh en el año 2000 a 212 kWh en el año 2009, lo que significa un decrecimiento del 3,8%. Según muestran las encuestas realizadas en el país sobre consumo de energía, los hogares uruguayos han incrementado la tenencia de equipamiento eléctrico, pero con una mayor incidencia de aparatos eficientes, lo que implica un mejoramiento del confort con menor consumo de energía.

En los gráficos que se exponen a continuación puede apreciarse cuál ha sido la participación en el consumo de las distintas categorías de clientes.



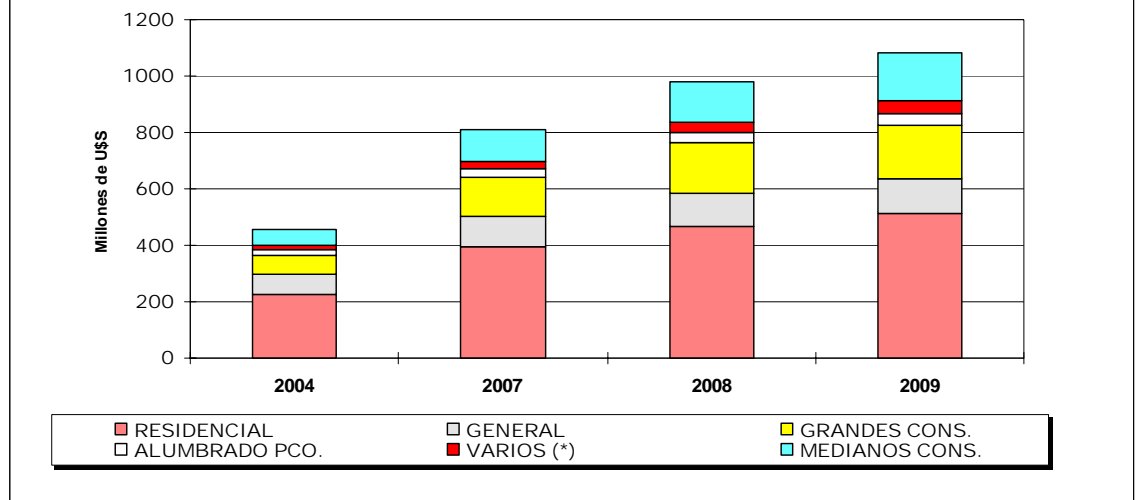
	RESIDENCIAL	GENERAL	GRANDES CONSUMIDORES	MEDIANOS CONSUMIDORES	OTRAS MULTIHORARIO	ALUMBRADO PUBLICO	TOTAL
2009	2959	660	2113	1205	67	230	7234
2008	2851	661	2116	1116	84	222	7050
2007	2916	726	2059	1034	64	222	7021
2004	2624	661	1801	861	74	223	6244

- NOTAS:
- Los datos del año 2009 están sujetos a eventuales modificaciones.
 - Categoría Residencial incluye tarifa simple y doble horario.
 - Categoría Otras multihorario incluye Doble Horario General y Zafra Estival.
 - Total energía vendida al mercado interno (regulado y no regulado), GWh 7.244 (2009) y 7.071 (2008).

La venta de energía en unidades monetarias para este ejercicio, alcanzó a 1.081.250 (en miles de dólares). La evolución de esta variable para los años 2004, 2007, 2008 y 2009 se presenta en el cuadro siguiente.

EVOLUCIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA

(en unidades monetarias)



	2004	2007	2008	2009
RESIDENCIAL	227	393	468	512
GENERAL	69	109	115	122
GRANDES CONSUMIDORES	68	138	179	194
MEDIANOS CONSUMIDORES	59	110	146	171
ALUMBRADO PUBLICO	19	30	36	40
VARIOS (*)	14	30	37	43
TOTAL	456	810	981	1082

NOTAS: sin Reactiva ni impuestos

(*) Incluye: Tarifas Doble Horario (Residencial y General) y Zafra Estival.

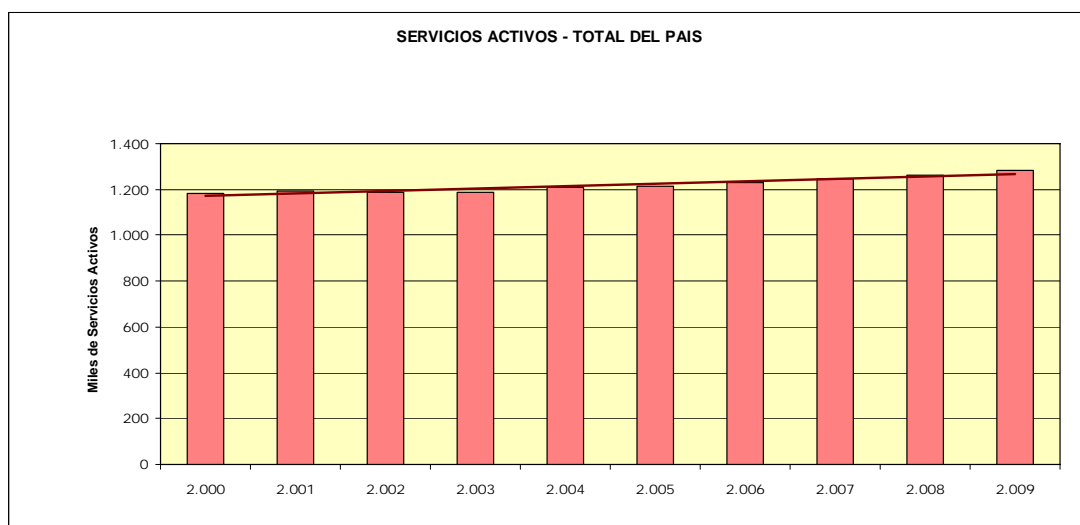
Los datos del año 2009 están sujetos a eventuales modificaciones.

La cantidad de servicios activos al 31 de diciembre de 2009 experimentó un crecimiento del 1,5% respecto a igual período del año 2008.

La evolución de los servicios activos para los distintos años, discriminados por categoría tarifaria, se expone a continuación.

CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS

AÑO	GENERAL	RESIDENCIAL	DOBLE HOR. RESIDENCIAL	ALUMBRADO PUBLICO	GRANDES CONSUMIDORES	MEDIANOS CONSUMIDORES	OTRAS MULTIHORARIO	TOTAL
2004	93.520	1.086.775	13.229	7.921	391	7.841	1.549	1.211.226
2007	96.154	1.109.510	18.822	9.227	425	9.334	1.458	1.244.930
2008	96.841	1.123.234	20.765	9.603	426	11.196	1.465	1.263.530
2009	98.522	1.133.678	27.314	10.046	431	11.551	1.520	1.283.062



Seguidamente se muestra la energía vendida, la cantidad de clientes y el promedio resultante discriminado en Montevideo e Interior, para el total de clientes y residenciales.

	ENERGÍA TOTAL MERCADO INTERNO (GWh)	Nº DE CLIENTES (miles)	PROMEDIO ANUAL POR CLIENTE (kWh / cliente)
Montevideo	3.302	511	6.461
Interior	3.942	772	5.107
Total	7.244	1.283	5.646

Nota: incluye Mercado regulado y no regulado

	ENERGÍA SECTOR RESIDENCIAL (GWh)	Nº DE CLIENTES RESIDENCIALES (miles)	PROMEDIO ANUAL POR CLIENTE (kWh / cliente)
Montevideo	1.332	462	2.883
Interior	1.627	699	2.328
Total	2.959	1.161	2.549

Tarifas

Se mantuvo la política de adecuar los precios a la estructura de costos de mediano plazo, brindando señales estables ante variaciones no permanentes de la situación energética y, en su mayoría, los ajustes fueron en forma pareja e iguales al promedio para todas las categorías.

Durante el año se realizaron dos ajustes tarifarios en respuesta a la evolución de las variables que determinan los costos estructurales de la empresa, donde la tendencia creciente de los precios de la energía importada y del costo de abastecimiento en general, se ha consolidado como característica permanente en los últimos años.

Un tercer ajuste tomó en cuenta la situación coyuntural del mercado, relacionada especialmente a la severa sequía que afectó las zonas centro y norte del país, considerada entre las cinco peores de 100 años a la fecha.

El 1° de febrero todas las tarifas se incrementaron 2,33% y el 15 de mayo un 6,5%. El 1° de agosto el ajuste medio fue de 9% diferencial: a las tarifas asociadas a la actividad productiva (General Simple, Medianos Consumidores, Grandes Consumidores y de Zafra Estival) se aplicó un aumento de 8,41% y al resto un 9,5%, de acuerdo con las políticas de gobierno de mitigar el impacto de la crisis económica internacional a nivel local. Estos criterios aplicados para la distribución del ajuste entre categorías tarifarias significaron, en algunos casos, una pausa en el objetivo de avanzar en la convergencia entre tarifas y costos relativos.

El efecto acumulado anual (18,79%) superó tanto la variación enero – diciembre del IPC (5,90%), como la del dólar (-19,05%).

Las tasas de conexión, reconexión y rehabilitación, introducidas en el régimen económico vigente desde fines del 2008 para la conexión de nuevos clientes o modificaciones en los existentes, son ajustadas de acuerdo a la variación de sus costos respectivos. Según la paramétrica elaborada a tales efectos, fueron incrementadas, por única vez en el año, un 10% a partir del 1° de febrero.

Evolución de la Tarifa Media en el largo plazo

En los últimos 10 años se podrían diferenciar dos períodos significativos en la evolución de la Tarifa Media, tanto en términos reales como medida en dólares: desde diciembre de 1999 hasta fines del 2002 y desde entonces hasta la fecha.

En términos reales se mantuvo estable en el primer período, acompañando la evolución de precios de la economía.

Desde el inicio del segundo período, el precio de la energía ha tenido un mayor crecimiento que el IPC. Al principio esto reflejaba, en forma rezagada, los efectos del gran aumento del dólar en el año 2002. Luego, esta diferencia resulta fundamentalmente del incremento en los costos estructurales de abastecimiento que se fue afianzando como tendencia de mediano plazo.

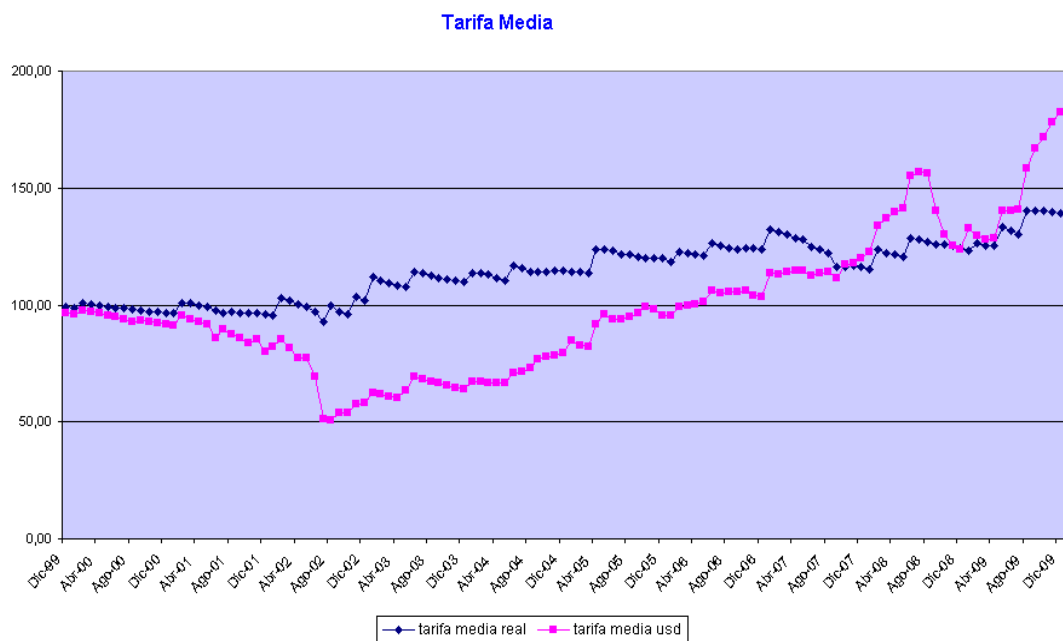
En efecto, por una parte la suba del precio del petróleo ha determinado un mayor costo de la generación térmica nacional. Dicho valor ha crecido significativamente desde el 2003, llegando a cifras históricas el pasado año. Si bien esto se revirtió en el 2009, en promedio se ubicó en US\$ 60 el barril, muy superior a los US\$ 19,25 de 1999.

Por otra parte, el intercambio de energía con los países de la región ha sido un medio de respaldo ante el riesgo de desabastecimiento, por lo cual, la tendencia creciente en el valor de la misma ha contribuido también a consolidar un mayor costo de abastecimiento.

Finalmente, en relación al costo de las redes eléctricas, cabe destacar que desde el 2006 se ha dado una fuerte alza en el precio de los principales insumos requeridos para la reposición y mantenimiento de las redes, verificando una gran volatilidad desde entonces, especialmente en los valores del cobre y del acero.

La Tarifa Media medida en dólares refleja las variaciones de costos de mediano plazo así como también las variaciones que la moneda americana verificó respecto a la moneda nacional. En el primer período, pesa fundamentalmente la tendencia decreciente debido al mayor ritmo devaluatorio de nuestra moneda respecto a los ajustes tarifarios, ubicándose en agosto del 2002 un 50% por debajo del valor registrado 3 años antes. Esta situación se revirtió en el segundo período, a partir de la recuperación económica y la continua caída en el precio del dólar, la cual solo se vio interrumpida ante la crisis mundial vivida recientemente.

El grafico siguiente muestra la evolución de la Tarifa Media en dólares y en términos reales. Como se explicó anteriormente, la evolución de ambos índices ha sido muy dispar: el primero responde básicamente a la mayor volatilidad de la moneda extranjera y el segundo a los cambios estructurales en los costos de abastecimiento.

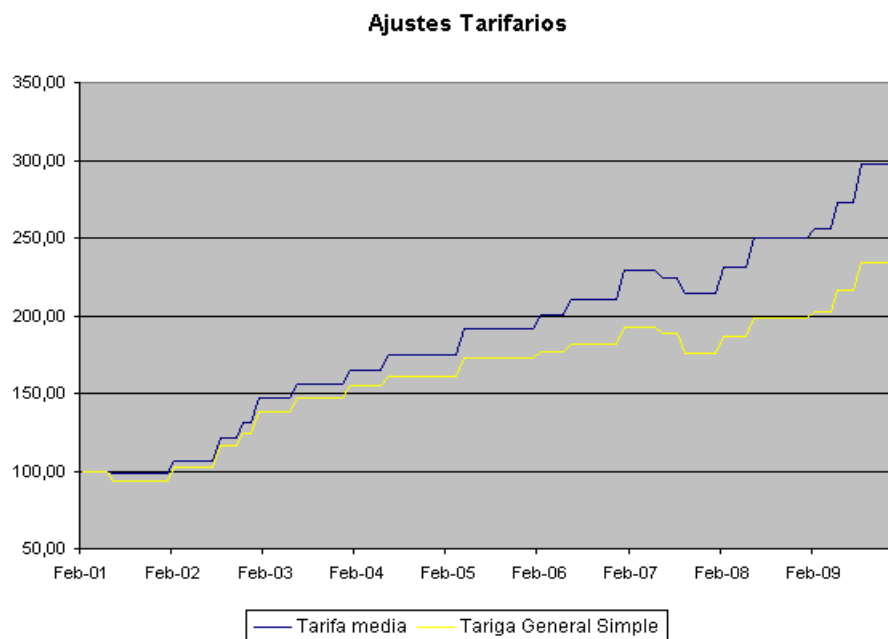


Evolución por Categoría Tarifaria

En el presente año los cargos de las diferentes categorías tarifarias evolucionaron, en casi su totalidad, de forma pareja y coincidente con el ajuste medio.

Solo en la última revisión de precios se efectuaron aumentos diferenciales, en atención a la actual coyuntura económica. Las Tarifas General Simple, Grandes Consumidores, Medianos Consumidores y Zafra Estival, recibieron un porcentaje inferior al promedio, mientras que el resto estuvieron levemente por encima de la media.

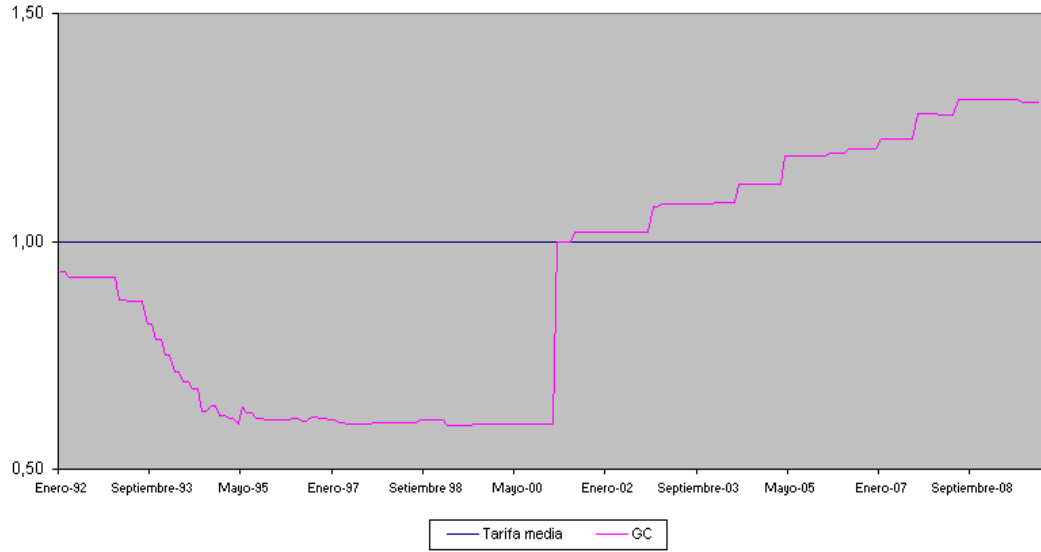
Tarifa General Simple: el menor aumento aplicado se explica por el objetivo perseguido, desde hace varios años, de adecuar progresivamente los precios a sus costos específicos. Por ejemplo, desde el 2001, el ajuste acumulado de la Tarifa General estuvo por debajo del promedio de todas las tarifas de la empresa en un 21%.



Tarifa Grandes Consumidores: a diferencia de años anteriores, en el 2009 recibió ajustes iguales o apenas inferiores al promedio.

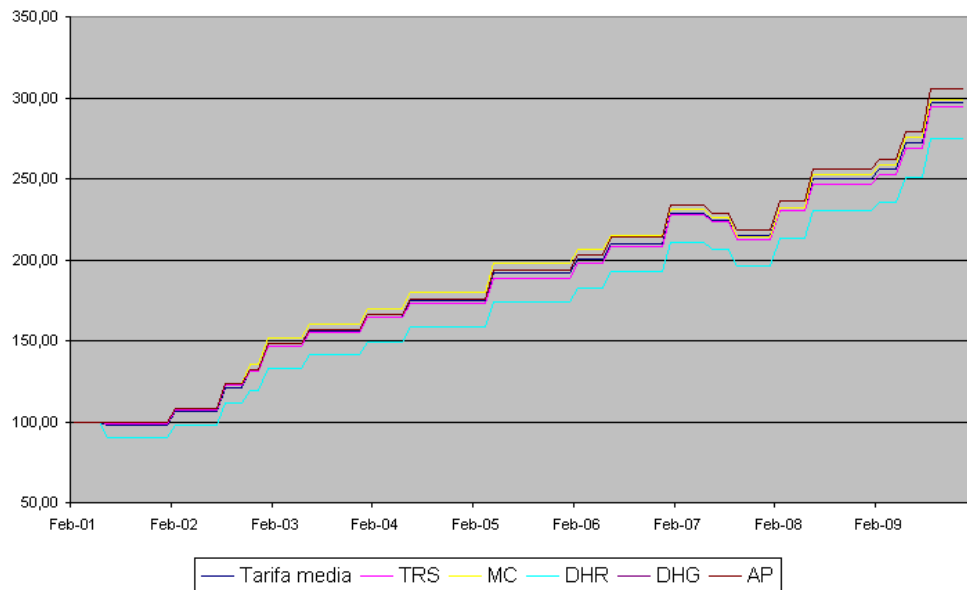
Como puede observarse en el gráfico, el efecto acumulado desde el 2001 a la fecha de ajustes superiores a la media, ha permitido compensar la tendencia inversa de los 8 años previos (1992 – 2000).

Ajustes Tarifarios



Restantes categorías tarifarias: en términos generales, las restantes categorías tarifarias (Tarifa Residencial Simple, Doble Horario, Alumbrado Público y Medianos Consumidores) han tenido incrementos muy próximos al promedio desde el año 2001.

Ajustes Tarifarios



GESTIÓN DE LOS RECURSOS

Recursos informáticos

La gestión de los sistemas corporativos y de la infraestructura que los hace accesibles a cada usuario, constituye una actividad que cada vez demanda mayor sensibilidad a los requerimientos de las diferentes áreas de negocio.

Es por eso que, la unidad Sistemas de Información (SIS), continuando con el modelo de Mejora Continua iniciado en 1994, durante el 2009 logró los siguientes hitos para su modelo de gestión:

- Recertificación conforme a la norma ISO 9001:2008, habiendo realizado su certificación inicial en el 2000 y renovándola sistemáticamente cada 3 años de acuerdo a la última versión vigente en cada oportunidad.
- Certificación conforme a la norma ISO 27001:2005 de Seguridad de la Información, con la cual se aspira a dar mayores garantías al activo que representa la información corporativa que SIS gestiona.

La contribución para mejorar el desempeño del Estado, para lograr nuevas metas que se reflejen en mejoras de procesos y de soluciones en las distintas empresas la Administración Pública, estuvo dado por la participación en los ámbitos promovidos por la Agencia para el Desarrollo del Gobierno de Gestión Electrónica y Sociedad de la Información y del Conocimiento (AGESIC).

En el área legal-informática, se evaluaron las implicancias y el alcance de dos leyes que impactaran fuertemente en el Estado, la primera es la ley 18.331 que trata sobre la protección de datos personales y acción de habeas data y la segunda ley, es la número 18.381 que regula el derecho de acceso de los ciudadanos a la información pública.

Infraestructura tecnológica

En lo referente a la Estrategia Tecnológica, la mayor parte de las actividades desarrolladas se vincularon con el fortalecimiento de la infraestructura técnica existente, de forma de dar el adecuado soporte a las aplicaciones y sistemas.

En este sentido conviene destacar lo siguiente:

- Incorporación de nuevos servidores, entre los que se destacan los instalados para dar soporte al proyecto de renovación comercial en sus entornos de desarrollo y testeo.
- Recambio de los servidores de base de datos e instancia central (aplicación), donde ejecuta SAP.
- Mejoras e incremento en la capacidad de almacenamiento y respaldo de la información.

- Redundancia en el acceso a los servicios de red.
- Virtualización y redundancia en equipos críticos para contribuir a aumentar la disponibilidad de los sistemas.

Acompañando estas actividades, se realizaron actualizaciones de software de base, como ser base de datos y Data Warehouse.

También se comenzaron a incorporar soluciones de software que permitirán a UTE estar bien posicionada ante los cambiantes requerimientos que traen las nuevas tecnologías. Ejemplo de ello es la infraestructura de colaboración a nivel de la red de datos que brinda Microsoft SharePoint, tanto en la publicación de contenidos como en el manejo de documentos.

En esta misma línea, pero apoyando la gestión de proyectos, se comenzó a trabajar en la adaptación de Microsoft Project como herramienta a nivel corporativo.

Aplicaciones

Las actividades más relevantes para responder a los requerimientos del negocio, a través de nuevas funcionalidades o cambios a los aplicativos de apoyo a la gestión fueron:

Comercial

Dentro del proceso de Renovación del Sistema Comercial (RENOV@), durante el presente año se lograron los siguientes hitos:

- se concretó la firma del contrato resultante del proceso licitatorio para la adquisición del software y contratación del proyecto de implantación. ORACLE-Utilities es la solución ganadora y la empresa QUANAM, la consultora para su implantación,
- se conformó el equipo de UTE para desarrollar el proyecto, realizando los llamados a concursos correspondientes, iniciando las actividades del proyecto RENOV@ en setiembre del presente año.
- se realizaron instancias de difusión del proyecto y un primer diagnóstico de situación del Área Comercial y de Sistemas,
- se completo el plan de trabajo para la fase 1 que abarca los primeros 15 meses de proyecto y se comenzó el análisis de los requerimientos, así como la formación del equipo de proyecto en la futura herramienta.

Paralelamente en el sistema vigente, las respuestas a los requerimientos priorizados para la gestión comercial de UTE durante el año, se concretaron en:

- En cuanto a eficiencia energética y ahorro de energía, se implementó el Plan Energético Institucional en tiempo y forma para atender los requisitos del Decreto N° 527/08 del 29/10/2008, que consta de tres puntos:
 - Informe de la Facturación de energía eléctrica de suministros de clientes Oficiales y Municipales.
 - Reporte del Plan Energético para el conjunto del Sector Público, con comparación de resultados considerando como año base el 2007.
 - Consulta del cliente en el entorno Web, del reporte del Plan Energético del Sector Público, del total de consumos facturados por cliente y para cada cliente la información por suministro.

- Por aspectos regulatorios de URSEA, se implementó el tratamiento de las Garantías de Contratación y de Permanencia, exigidas en el momento de la contratación de determinados tipos de suministro.

Generación, Trasmisión y Despacho Nacional de Cargas y Planificación de la Explotación y Estudios

En lo que respecta a los sistemas de apoyo a la gestión de estas unidades se continuó trabajando en dos grandes líneas de acción:

- **Renovación del Sistema de Gestión de Explotación (SGE)**
 Los principales avances de esta línea durante el año fueron:
 - construcción del Núcleo del sistema cuyo objetivo fundamental es estandarizar el código generado, garantizar el uso de las mejores prácticas definidas e incrementar la productividad del equipo,
 - desarrollo del módulo de Gestión de Embalses cuyo cometido es brindar las herramientas adecuadas para calcular las precipitaciones, niveles y realizar la previsión de los mismos en los embalses de Centrales Hidroeléctricas y poblaciones afectadas, así como la previsión de caudales a erogar. La primera versión de este módulo se implantará en el primer cuatrimestre de 2010,
 - se comenzó a trabajar en la definición de los requerimientos para el nuevo módulo de Energía y Mercado de acuerdo a la nueva realidad (Mercado Eléctrico, generación por parte de privados, nuevas formas de energía, servicio brindado a ADME, etc.),
 - elaboración del pliego, llamado a licitación y estudio de ofertas para la adquisición del sistema de Gestión de Activos que sustituirá al actual de Información Técnica y Mantenimiento (ITM) en conjunto con Distribución.

- **Nuevos requerimientos del negocio incorporados al sistema actual, entre los que se destacan:**
 - Incorporación de controles automáticos al proceso de compras de combustible para generación y nuevas interfaces con SAP.
 - SGE móvil: además de continuar incorporando consultas de gestión al portal SGE, las más importantes se encuentran también accesibles para los directores y gerentes de la empresa desde su celular.
 - Motores recíprocos: se incorporó la nueva planta generadora con todas sus implicancias (potencia, energía generada, consumo de combustible, rendimientos, etc.).
 - Red Hidrológica Telemétrica: esta red se compone de 27 pluviómetros/limnómetros automáticos que permiten obtener información en forma remota, centralizada y con la frecuencia que se requiera. Se trabajó para obtener esta información y compararla con la que proviene de las redes convencionales.

Distribución

Dentro del proceso de innovación tecnológica del Sistema de Gestión de Distribución (SGD), las principales actividades fueron:

- La implantación y migración desde plataforma mainframe del Módulo de Proyectos para obras de la red de distribución, dotado de las más modernas herramientas que permiten las nuevas tecnologías y con integración con el sistema GIS (Geographic Information System) y el sistema comercial para el tratamiento y resolución de las solicitudes de suministro incorporando la nueva legislación en la materia.

En relación con el proceso de mantenimiento de los activos de la red de distribución la implantación y consolidación de la tecnología PDA (Personal Digital Assistant) en todas las unidades aporta a una mejora notoria en la tarea específica así como en la calidad de la información manejada, insumo importante para las decisiones tanto de inversión o mantenimiento a tomar. Un hito importante para este proceso fue el estudio y decisión de implantar un nuevo sistema informático de gestión de activos corporativo (EAM - Enterprise Asset Management) que permita mejorar la gestión de activos de la empresa y la adecuación de los procesos de mantenimiento.

Administración

En lo relacionado con los sistemas de apoyo a la gestión de las divisiones que administran recursos (Económico-Financiero, Recursos Humanos y Abastecimientos) las principales mejoras corresponden a:

- Se culminó la implantación de SAP Console en los almacenes primarios del interior, que con tecnología de dispositivos de radio frecuencia y códigos de barras, facilita y automatiza las operaciones

logísticas. Se inició un nuevo proyecto para extender esta solución al almacén principal, Predio, sustituyendo el actual producto Helas que tiene altos costos de integración y mantenimiento.

- Mejoras relacionadas a la gestión del proceso de compras:
 - Se migró la aplicación Cronocom, que Compras utiliza para hacer el seguimiento de la gestión de las compras, a la herramienta de datawarehouse de SAP, BW (Business Warehouse), obteniendo de esta forma la información directamente de SAP y ampliando dichos reportes a toda la UTE.
 - Se está implementando una aplicación para la gestión de toda la documentación que no se tiene en SAP (pliegos, informes técnicos, circulares, etc.) incluyendo procesos de integración entre las distintas unidades (a través de una nueva plataforma de colaboración llamada Sharepoint).
- En relación al rediseño del proceso de Planificación, Presupuesto y Control de Gestión, en SIS se está trabajando en:
 - Para el nuevo criterio de presupuesto (único presupuesto con criterio legal), se elaboró a través de BW distintas vistas de la información sobre asignación y ejecución.
 - En lo referente al sistema de planificación estratégica (SPE) se está trabajando en la customización del producto Project Server, para la gestión de los planes estratégicos y empresariales.

Recursos Humanos

El día 9 de diciembre tuvo lugar el primer encuentro de RRHH, abordando el análisis y discusión del rol de esta unidad en la organización, utilizando para ello el Modelo de Múltiples Roles de Dave Ulrich. El compromiso demostrado en las distintas actividades evidenció claramente que la propuesta fue comprendida y “está en marcha”.

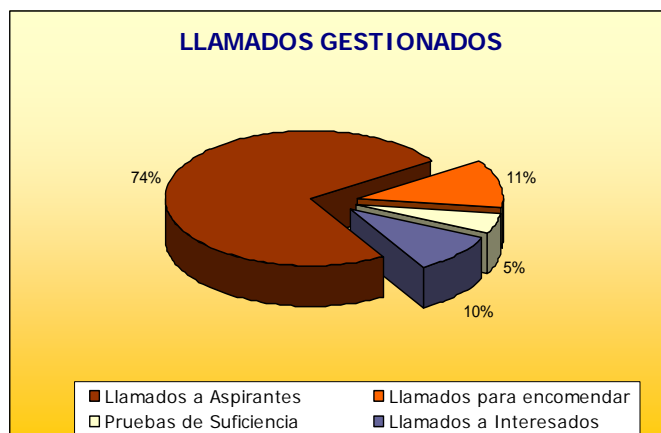


Selección y Promoción

En el correr del año se gestionó la cobertura de vacantes con llamados tanto internos como externos.

En total fueron 261 llamados emitidos, a través de los cuales se cubrió el 80,3% de las plazas previstas.

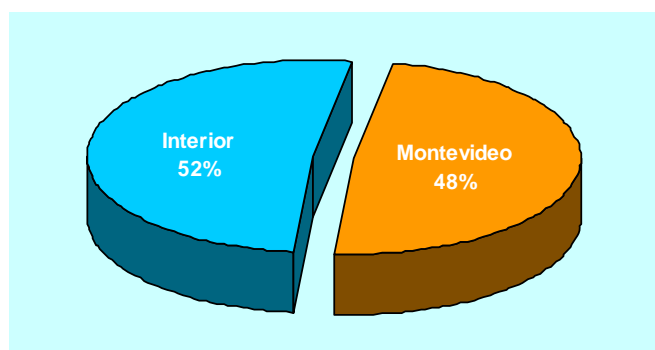
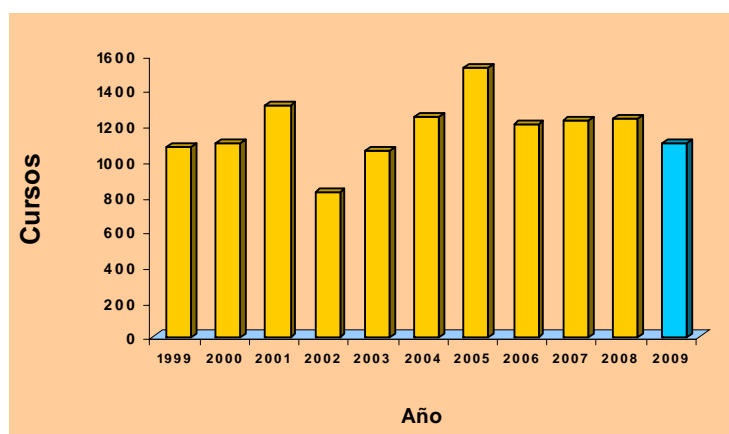
En relación a llamados externos, se emitieron los necesarios para cubrir 72 plazas.



Formación

Durante el año las acciones formativas coordinadas superaron las 1000, y en ellas se registraron más de 12.000 inscripciones.

Considerando la plantilla de la empresa al 31 de diciembre del 2009, cada funcionario registró 2,04 inscripciones y asistió en promedio a 1,67 cursos.



Medicina Laboral

REALIZACIÓN DE EXÁMENES OCUPACIONALES — AÑO 2009 Evaluación aptitudinal



Asuntos Gremiales

Durante el año se otorgaron 2.981 becas para hijos de funcionarios por un importe de \$ 8.092.738.- de acuerdo a la cláusula 45 literal a) del Convenio Laboral UTE-AUTE y 316 becas para los hijos de los funcionarios de las Represas por un importe de \$ 367.429. Actualmente se sigue negociando el nuevo Convenio Laboral.

Apoyo Económico y Social

Continuando con el apoyo al funcionario endeudado el Directorio solicitó que se estudien nuevamente los casos de aquellos interesados, que en un inicio habían renunciado a obtener el préstamo del BROU, que permite reestructurar la deuda.

Retribuciones y Beneficios Sociales

Se implementaron los viáticos por homologación. Se trata de viáticos pagos por los proveedores, al personal de UTE que realiza el control de calidad de los productos que nos proveen.

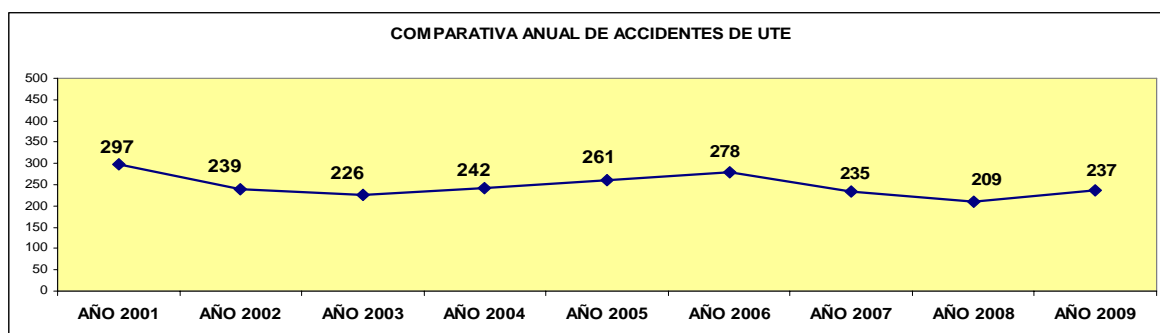
Control de Personal

Fue aprobada por Directorio la nueva versión de la Reglamentación de Asistencia; este trabajo requirió de coordinaciones y reuniones periódicas con los expertos legales de la empresa.

Seguridad e Higiene

Durante el ejercicio se definieron y ejecutaron 13 Planes de Seguridad en las Gerencias Operativas. En ellos se hizo hincapié en actividades fundamentalmente preventivas y se verificó el cumplimiento de los requisitos legales en temas de Seguridad e Higiene. El objetivo principal fue propiciar comportamientos de trabajo seguros. Si bien existe un leve incremento de la accidentabilidad con relación al período 2008, los guarismos se encuentran por debajo del objetivo establecido de 240 accidentes.

Fueron gestionadas el 100% de las denuncias de accidentes de la empresa.



Unidades productivas de apoyo

Laboratorio

Se continuó con el desarrollo de diversos sistemas de medida para atender las demandas de ensayos y mejorar la precisión de los mismos. Se destacan:

- Diseño y construcción del patrón viajero del volt basado en un banco de Zeners.

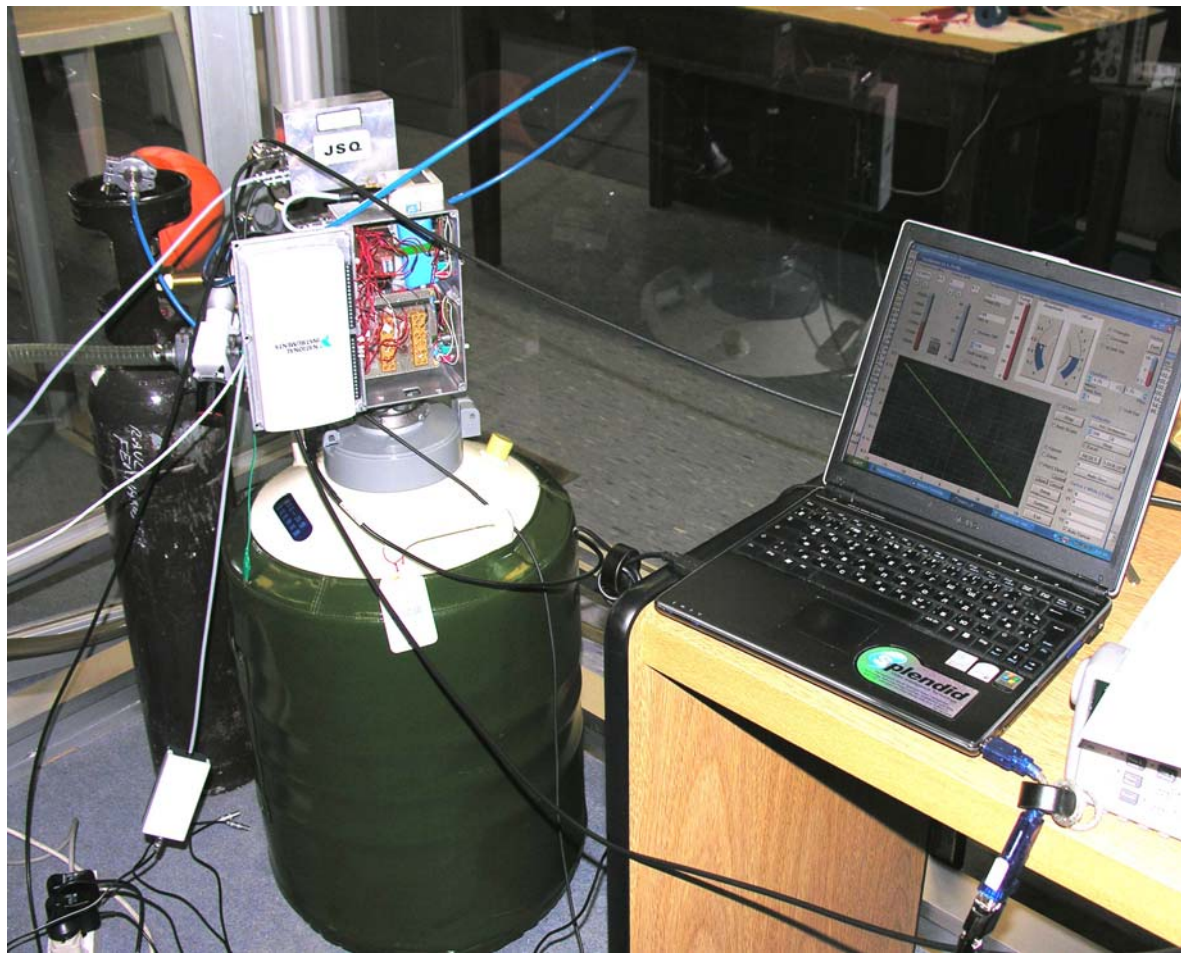
- Montaje del Laboratorio de Eficiencia Energética para ensayos de calentadores de agua eléctricos de acumulación de uso doméstico, en base a un acuerdo entre UTE y el MIEM. Este es el primer Laboratorio de ensayo del país para la determinación de la eficiencia energética de este tipo de electrodoméstico.

- Auditorías a los puestos de medida de intercambio de energía entre UTE y Generadores Privados. En este sentido se destaca que la

ADME (Administrador del Mercado Eléctrico) habilitó al laboratorio de UTE para realizar las tareas técnicas de auditoría a los sistemas de medida de energía para el SMEC (Sistema de Medida Comercial).

<p>Energía</p> <p>Fabricante Marca</p> <p>Modelo Capacidad nominal (litros) Presión nominal (MPa)</p>	<p>CALENTADOR ELÉCTRICO DE ACUMULACIÓN</p>	
<p>Más eficiente</p>  <p>Menos eficiente</p>	<p>A</p>	
<p>CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL (kWh) Corresponde a un vaciado y a un llenado diarios</p>		
<p>POTENCIA NOMINAL (kW)</p>		
<p>TIEMPO DE CALENTAMIENTO (h)</p>		
<p>Norma UNIT 1157</p> <p>IMPORTANTE EL CONSUMO REAL VARÍA DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES DE USO DEL APARATO Y SU LOCALIZACIÓN. LA ETIQUETA SÓLO PUEDE SER RETIRADA POR EL USUARIO.</p>		





Fábrica de elementos de hormigón armado

Con la capacidad instalada para producir, se abasteció la demanda total de columnas de hormigón de UTE.

Talleres Generales

Continuando con la estrategia de reconversión orientada a las actividades relacionadas a la reparación, mantenimiento, traslado y montaje de transformadores:

- Se alcanzó la cifra de 10.000 transformadores de distribución menores a 1000kVa procesados desde que se reconvirtió el taller metalúrgico en el año 2001.
- Comenzó a funcionar la nueva planta de regeneración de aceite dieléctrico con tecnologías más amigables con el medio ambiente.

Forestal

Con la capacidad instalada para producir postes y crucetas tratadas en la planta de impregnación de Rincón del Bonete, se abasteció la demanda total de UTE.

Ingeniería Civil y Arquitectura

Como obras relevantes se destacan:

- adecuación de toda la cubierta del local ex-IMPO,
- acondicionamiento de locales en el local ex-IMPO para el proyecto RENOV@,
- obras de caminería y movimiento de tierra: camino de acceso para instalación de anemómetro en Sierra de los Caracoles,
- construcción de explanada de ampliación de reductora de Melo,
- construcción de explanada y accesos para instalación de aerogenerador en Parque de Vacaciones.

Transporte

Se destaca la incorporación de 2 cisternas de 31.000 litros para transporte de combustible.

Económico – Financieros

Los aspectos más significativos a comentar sobre la situación económica - financiera de UTE, así como sus resultados en 2009 son los siguientes:

La ganancia del ejercicio fue de \$ 2.164 millones que traducidos a T/C (\$ 19,637 por Dólar al 31/12/09) equivalen a U\$S 110,2 millones.- Si lo comparamos con el resultado del ejercicio 2008 (a precios del 31/12/09), que arrojó una pérdida de U\$S 445,8 millones, se verifica, por tanto, un aumento de U\$S 556 millones.

Teniendo en consideración los Estados de Resultados de los Ejercicios 2008 y 2009 ajustados por inflación y expresados a valores del 31/12/09 y convertidos a Dólares estadounidenses al tipo de cambio interbancario comprador del 31/12/09, la mejora en el resultado se explica fundamentalmente por:

Millones de U\$S

Aumento de venta mercado interno	199,40
Disminución de exportaciones	(4,20)
Disminución otros ingresos de explotación	(10,90)
Aumento compra de energía	(215,90)
Disminución en consumo de combustibles	354,50
Aumento en servicios y suministros	(12,00)
Aumento en gastos de personal	(14,00)
Aumento en resultados financieros	1,00
Aumento en resultado desv. monetaria	350,80
Aumento previsión incobrables	(11,20)

Los ingresos por ventas de energía al mercado interno aumentaron U\$S 199,4 millones (18,74%). En unidades físicas, hubo un aumento de 195 GWh, lo que implica un incremento del 2,77% con respecto al año 2008. Este pequeño crecimiento está asociado entre otras cosas al Plan de Ahorro Energético instrumentado por UTE hasta fines de setiembre.

En cuanto a la variación de las magnitudes monetarias señaladas se explican por:

- incremento en la tarifa de UTE (18,79%)
- incremento en el I.P.C. (5,9%)
- variación en el Tipo de Cambio (-19,4%).

Es de hacer notar que la evolución de estos índices no es lineal y en particular en el año 2009 el I.P.C. y el tipo de cambio evolucionaron en forma inversa.

Por tipo de sector, según la categoría tarifaria, las variaciones en unidades físicas fueron de 3,93% para el sector Residencial, para el sector No Residencial un 1,91% y 3,24% para el Alumbrado Público.- Con respecto a los Otros Ingresos de Explotación, vemos decrementos en Consultoría Externa (U\$S 7,8 millones) y Derechos de carga (U\$S 4,8 millones).

Las exportaciones a la Argentina experimentaron un aumento en unidades físicas, pasando de 8,2 GWh en 2008 a 77,7 GWh en 2009. En términos de unidades monetarias los importes fueron U\$S 4 millones y U\$S 0,91 millones, respectivamente.

Hubo exportaciones a Brasil, en la modalidad de devolución, por 14,7 GWh y un monto de U\$S 0,3 millones.

La compra de energía a Salto Grande fue superior en 94 GWh lo que significa un aumento del 3% con respecto al año anterior.- En cuanto a los montos, los mismos fueron U\$S 45,2 millones en el ejercicio 2008 y U\$S 46,4 millones en el ejercicio 2009.

Hubo compras a generadores locales, siendo la más relevante la realizada a la empresa UPM, por un monto de U\$S 15 millones (U\$S 23 millones en 2008).

Las importaciones de Argentina fueron de 1.366 GWh por un valor de U\$S 409 millones mientras que en 2008 fueron de 834 GWh por un valor de U\$S 161 millones. Estos valores incluyen energía adquirida en Brasil a través del sistema argentino.

Debido a los problemas de abastecimiento desde la Argentina, fue necesario recurrir también a la importación de energía brasileña a través de la estación Conversora Rivera-Livramento. Los montos fueron 103 GWh y U\$S 15,2 millones en 2009 y 129 GWh y U\$S 46,6 millones en 2008.

El consumo de combustibles fue muy inferior al del año anterior, pasando de U\$S 757 millones en 2008 a U\$S 402 millones en 2009, lo cuál implica un decremento del 47%. Con respecto de las unidades físicas, se observan disminuciones en el consumo de Fuel Oil (326.483 miles de litros a 15° en el año 2008 y 228.848 miles de litros a 15° en 2009) y también del Gas Oil (624.112 miles de litros a 15° en 2008 y 553.991 miles de litros a 15° en 2009).

Los gastos en servicios y suministros fueron U\$S 12 millones más que en el ejercicio pasado. Los aumentos más significativos se observan en Mantenimiento y reparaciones en el Área de Generación, en desarrollo de software y en redes y subestaciones de distribución.

Los gastos de personal presentan un aumento de U\$S 14 millones con respecto al año anterior. Esta variación se debe fundamentalmente a los incrementos salariales otorgados durante el ejercicio y al aumento de las cargas sociales.

Es importante destacar el efecto que produjo en el resultado por desvalorización monetaria la diferente evolución del Índice de Precios al Consumo (I.P.C.) con respecto al tipo de cambio (5,90% y -19,4% respectivamente), al tener UTE una posición en moneda extranjera neta

pasiva. Esto implicó una ganancia por desvalorización monetaria de U\$S 232 millones en el ejercicio y de U\$S 350,8 millones con respecto al año anterior.

Con respecto al gasto en IRAE si bien tanto en este ejercicio como en el anterior presenta una ganancia, en el presente la misma se ve disminuida, en función de la mejora del resultado del ejercicio 2009 en los últimos meses, por el comienzo de las lluvias. Esta situación permite absorber pérdidas fiscales del ejercicio 2008, lo que disminuye el activo por impuesto diferido en U\$S 117 millones.

El patrimonio promedio de UTE en 2009 fue de U\$S 3.919 millones y el resultado del ejercicio determina una ganancia del 2,8%, (en el ejercicio 2008 hubo una pérdida de 11%) sobre dicho concepto.

Del análisis del Estado de Flujos de Efectivo, observamos que los fondos provenientes de las operaciones no fueron suficientes para cubrir las inversiones (U\$S 231 millones), por lo que hubo necesidad de recurrir a financiamientos por un monto de U\$S 460,2 millones. Se pagaron pasivos financieros por U\$S 290,1 millones e intereses por U\$S 30,1 millones.

El valor alcanzado por el costo de abastecimiento de la demanda en el ejercicio continuó siendo alto y determinante en el resultado económico, producto de una situación hidrológica extremadamente adversa en las cuencas de nuestras centrales hidroeléctricas y una situación regional muy complicada en materia energética durante el primer semestre del año, que comenzaron a revertirse a partir de agosto de 2009.

La evolución de los precios del petróleo en el primer semestre partiendo de U\$S 44 el WTI (West Texas Intermediate) a fines de diciembre y ubicándose en el entorno de los U\$S 80 a mediados de año en plena sequía contribuyó a que el costo de abastecimiento de la demanda alcanzara niveles históricos.

Dicho costo reflejado en nuestros Estados de Resultados convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio de cierre del respectivo ejercicio fue:

<u>En millones de U\$S</u>					
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>
Compra de Energía	86	202	140	211	493
Combustible	95	206	178	576	402
Total	181	408	318	787	895

Básicamente, el aumento de costos fue solventado con el flujo operativo de la compañía, los incrementos tarifarios realizados, la renovación de créditos a corto plazo que vencían en el ejercicio y nuevo endeudamiento de corto y mediano plazo.

Si bien los costos energéticos llegaron al valor más elevado en términos históricos, la empresa continuó la política de trasladar a precios solamente las variaciones de costos en valores esperados de mediano

plazo, no afectando la tarifa por la coyuntura hidrológica que se dio durante el ejercicio.

La deuda financiera (capital), en términos nominales tuvo una variación de U\$S 132 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2009 los U\$S 722,6 millones.

Dicha variación se debe fundamentalmente a préstamos de mediano plazo contratados en el ejercicio para hacer frente al flujo operativo consecuencia del alto costo del abastecimiento de la demanda y al endeudamiento de largo plazo obtenido para la instalación de Motores en Central Batlle proveniente de la CAF y a la emisión de obligaciones negociables que se aplicarán a cubrir parte del plan de inversiones 2010.

Si bien el incremento del endeudamiento ha sido importante, esto ha podido concretarse debido a que UTE venía manteniendo una política de muy bajo apalancamiento, hecho que permitió que el sistema financiero pudiera asistir a UTE con tasas moderadas. El apalancamiento medido como Deuda Financiera Total sobre Activos Totales se ubica en el entorno del 14%, habiendo sido 8% en 2007 y 16% en 2008, siendo la causa la mencionada situación energética y el crecimiento de la inversión en los últimos 3 ejercicios. A efectos de calibrar la situación los Activos Totales de UTE alcanzan los 5.126 millones de dólares y su Deuda Financiera los 722,6 millones.

Si uno compara estos niveles de apalancamiento con empresas eléctricas de la región y del mundo, continúan siendo bajos.

Esta política conservadora en cuanto a endeudamiento, ha oficiado a falta de instrumentos explícitos, de cobertura para situaciones como las sucedidas en el año 2008 y 2009. En esta situación, UTE no tuvo ninguna dificultad de acceso al crédito en el sistema financiero local e internacional recibiendo ofertas que superaron ampliamente sus necesidades en cada llamado realizado con tasas de mercado muy competitivas.

El costo de deuda, tanto de corto, como de largo plazo, mantiene como referencia la tasa LIBOR más un spread pactado en cada caso. Se avanzó en la política de fijación de tasas mediante el mantenimiento de un SWAP para el préstamo que financió la Central de Punta de Tigre y mediante la emisión de obligaciones a tasa fija. En promedio tomando la TIR del flujo de fondos futuro del servicio de deuda, esta se ubica en el 3,22%. Asimismo, la duración de la deuda al 31 de diciembre de 2009 es de 24 meses.

En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de redes de trasmisión y distribución adaptadas y eficientes. UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de

crédito y ha incursionado con éxito en el mercado de capitales mediante la emisión de Obligaciones Negociables (ONs) nominadas en Unidades Indexadas (UI) a 12 años de plazo y a tasas de mercado por U\$S 70 millones calificadas por FitchRatings con la nota AA+(uy).

El plan de inversiones continuó a pesar de la coyuntura, destinándose en el presente ejercicio la suma de U\$S 230 millones (medidos en moneda del 31/12/2009, U\$S 195 millones corrientes base caja) a la incorporación de Activos Fijos, estimándose para los próximos 4 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 1.000 millones.

De acuerdo a la opinión de los analistas económicos, es esperable que el crecimiento retome niveles de entre 3% y 5% anuales para el próximo quinquenio, lo cuál presionará la demanda y la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de atender dicho crecimiento en condiciones de calidad y competitividad.

UTE esta expuesta a riesgo de tipo de cambio, dada su posición neta pasiva y a riesgo de tasa de interés dado que una buena parte de su endeudamiento esta referenciado a tasas variables.

A efectos de evaluar la cuantía de estos riesgos se realizó un análisis de sensibilidad basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/09. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 Puntos Básicos (PB) o caiga en 50 PB.

Los efectos, para el próximo ejercicio medido en dólares al 31/12/09, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada se resume en el siguiente cuadro:

	Ganancia	Pérdida
Escenario incremento de tasas	-	2.252.456
Escenario caída de tasas	1.126.296	-

En cuanto al tipo de cambio, las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en la cotización de las monedas extranjeras. En particular, las tasas consideradas en los casos de devaluación y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente. Los efectos, para el próximo ejercicio medidos en dólares al 31/12/09 son:

	Ganancia	Pérdida
Escenario Devaluación:	-----	9.751.783
Escenario Apreciación	(59.701.090)	-----

En forma paralela se viene analizando la incorporación de otras herramientas de cobertura que permitan mitigar los riesgos asociados a eventos como los descritos en el año 2008 y 2009, referidas a algún tipo de seguro climático y los riesgos de mercado vinculados a tasas de interés, commodities (petróleo y otros) y tipo de cambio.

La situación actual en cuanto al mix de generación despachada, permitirá recomponer la caja y hacer frente a los exigentes compromisos de deuda con vencimientos en el presente ejercicio (52.8% de la deuda financiera total) y a su vez mejorar las perspectivas de las partes interesadas en cuanto a mejorar la contribución a las mismas.

Por lo anteriormente expuesto en nuestra opinión el riesgo de liquidez es extremadamente bajo.

En resumen, entendemos que la situación financiera de UTE es sólida, a pesar de la adversa situación que ha tenido que sufrir durante el ejercicio 2008 y gran parte del 2009, en tanto continúe normalizándose la situación hidrológica y los precios del petróleo se mantengan en valores razonables, así como la evolución de las variables macroeconómicas.

No obstante, es necesario señalar algunos aspectos que a nuestro juicio merecen una especial atención para los siguientes ejercicios, entre los que se destacan la necesidad de un análisis profundo de los riesgos operativos y financieros a que estamos sometidos y la evaluación de los eventuales mecanismos de cobertura para los mismos, en especial se debe profundizar el estudio sobre la cobertura del abastecimiento de la demanda con el propósito de minimizar la volatilidad de ésta y estabilizar los resultados de la compañía, ya que en el corto plazo las tarifas no reflejan el 100% de los cambios en los precios de los combustibles y demás costos operacionales.

La opinión sobre la situación financiera sostenida anteriormente, es coincidente con la opinión de la Calificadora de Riesgo FitchRatings en su último informe sobre la calidad crediticia de las Obligaciones Negociables emitidas por UTE: “La compañía mantuvo históricamente un bajo nivel de apalancamiento. La solidez y flexibilidad financiera soportada por una conservadora estructura de capital permite a UTE enfrentar situaciones de stress.”

PROYECCIÓN AL EXTERIOR

Consultoría externa

Durante el año han participado en proyectos de consultoría y/o prestación de servicios 353 profesionales y técnicos de UTE.

Proyectos en el ámbito nacional

Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente

Se brindaron con normalidad los servicios de operación, mantenimiento, procesamiento y soporte de los sistemas K2B, GAPEV, SGO, Correo Electrónico e Intranet, obteniendo un 99,7% de disponibilidad de la plataforma tecnológica.



Banco Hipotecario del Uruguay

UTE ha apoyado a la Alta Dirección del BHU en la estabilización y consolidación del Sistema Integrado de Gestión Bancaria, en el seguimiento del Proyecto de Capitalización del Banco y en el inicio de Operaciones de la Agencia Nacional de Vivienda (ANV).



Asimismo, se está apoyando al BHU en la adopción de una metodología de gestión por Proyectos, en la transición para la separación de las áreas de informática del BHU y la ANV y en la elaboración del pliego de licitación de mantenimiento del Sistema SIGB (Sistema Integrado de Gestión Bancaria).

Corte Electoral



Sin duda, al ser 2009 un año electoral, los servicios brindados cobraron una especial relevancia, teniendo en cuenta que el Sistema de Escrutinio fue desarrollado por UTE y la red de comunicaciones utilizada por la Corte Electoral fue la de UTE.

El apoyo se efectivizó en las tres instancias electorales de este año: Elecciones Internas, Elecciones Nacionales y Balotaje.

Agencia Nacional de Vivienda

El 30/01/2009 finalizó el Proyecto “Apoyo para la Optimización del Uso de los Aplicativos del MVOTMA en la ANV” cuyo objetivo fue la implantación del Sistema de Gestión de Obras utilizado por el Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.



**Dirección Nacional de Infraestructura Aeronáutica
Asesoramiento técnico para la planificación e instalación
de la Estación de 30 kV.**



A partir del 8/09/2008 se comenzó a trabajar en las diferentes fases del Proyecto. Las actividades desarrolladas fueron:



- Elaboración del proyecto de control de Obras y Puesta en Servicio de la Estación de 30kV de la Nueva Terminal de Pasajeros de Puertas del Sur, la nueva Terminal de Cargas

Uruguay y el Nodo de Distribución de la red interna de 30kV.

- Supervisión de técnicos de UTE en la ejecución de las obras civiles del nodo de distribución y en el estudio y elaboración del proyecto eléctrico.

El proyecto fue finalizado el 31/10/2009 habiéndose cumplido con todos los objetivos planificados.

Sowitec Uruguay SA

Sowitec contrató a UTE para la realización de los estudios de red y anteproyectos civiles y electromecánicos asociados a la conexión de cuatro parques eólicos de 496 MW.



Administración Nacional de las Obras Sanitarias del Estado



- **Rediseño de los procesos administrativos Financiero Contables y Logístico de OSE e implantación del sistema informático SAP ERP**

En agosto de 2008 dio comienzo el proyecto y si bien el plazo de finalización previsto era julio de 2009, OSE solicitó dos ampliaciones, hasta el 31 de enero de 2010.

La implantación se realizó el 01/09/2009 con el 100% de las funcionalidades previstas. Seguidamente, se puso en práctica un plan de reforzamiento de la transferencia de know how, de manera de asegurar que OSE pueda hacerse cargo de la operación del sistema, una vez finalizado el proyecto.

- **Proceso global de gestión: Presupuesto, Planificación y Control de Gestión**

El proyecto se inició el 03 noviembre de 2009 y tiene por objeto diseñar e implementar los procesos internos que establezcan la metodología necesaria para la elaboración y seguimiento del Presupuesto Legal y Presupuesto de Gestión en la herramienta mySAP ERP, utilizando la malla de coordinación definida por OSE como uno de los principales agentes de cambio.

Ingener SA

Dicha empresa contrató a UTE el 31/08/2009, para el montaje de dos transformadores elevadores que se conectaron a la red de 150kV de la Central a Motores de la Central José Batlle y Ordóñez.

El montaje del primer transformador finalizó el 14/11/2009 y el del segundo el 21/12/2009, insumiendo 246 días hombre de trabajo.



Servicios

Se ha continuado brindando el servicio de mantenimiento del Expediente Electrónico GEX en la Web que se encuentra instalado en diversas organizaciones del Estado: Presidencia de la República, interconectada con todos los Ministerios, OPP y CEPRE; Banco de la República Oriental del Uruguay, en sus Oficinas Centrales y en todas las dependencias del país; en la Dirección Nacional de Aduanas y todas las Receptorías del Interior; en la Oficina Nacional de Servicio Civil y en el Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.



Adicionalmente se continuó con el mantenimiento y procesamiento del Sistema de Información Económica (SIE) en OSE, con el mantenimiento del Registro Cívico Nacional de la Corte Electoral y el mantenimiento SAP en UM y Pinturas Inca.



Finalmente se han desarrollado múltiples actividades de prestación de servicios diversos relacionados con el negocio

eléctrico, cursos de capacitación, chequeos médicos y arrendamientos de salones, contándose entre nuestros clientes a ANCAP, ANDA, CONAPROLE FANAPEL, DINACIA, TEYMA, CTM, ELECTRICIDAD DURAZNO, CABO NORTE SA, CONTROLES SA, EU SRL, FNC, NUEVO MANANTIAL, PUERTA DEL SUR, SIE SA Y TSAKOS, entre otros.

Proyectos en el ámbito internacional

CADAFE

Según lo establecido en el Contrato 2005-0309-1280 entre CADAFE y UTE, en el marco del Convenio Energético de Cooperación Integral Venezuela-Uruguay y del Tratado de Seguridad Energética, firmado entre los Gobiernos de los dos países, desde Noviembre de 2005, UTE brindó su colaboración profesional a CADAFE, en el Proyecto de Fortalecimiento de la Gestión.



El mismo se concibió en tres grandes etapas, cada una de las cuales se dividió en múltiples Fases, asociadas a la entrega de productos concretos para la Organización, denominados “entregables”:

- **Etapa I - Diagnóstico, Diseño Marco y Estrategia de Implantación:** ejecutada entre noviembre 2005 y enero 2006.
- **Etapa II - Implantación del Modelo de Gestión de CADAFE:** ejecutada entre febrero 2006 y diciembre 2007.
- **Etapa III - Seguimiento y Mejora Continua:** prevista su ejecución entre enero 2008 y diciembre 2009 (no incluida en el Contrato inicial firmado entre CADAFE-UTE).

La Etapa III no llegó a materializarse, con el alcance y objetivos previstos originalmente. En su defecto y a requerimiento de CADAFE, se solicitó una extensión, del acompañamiento de UTE bajo un esquema denominado “Programa de Tutoría 2008”.

Desde el mes de marzo y hasta junio de 2009, técnicos de UTE trabajaron en la fase de preparación, lanzamiento y acciones previas para la

implantación de procesos y herramientas para el área de distribución, apuntando al objetivo de una mejora en la calidad del servicio eléctrico.

Con fecha 27 de junio, retornó a Uruguay la delegación de técnicos, dando de este modo por finalizadas las actividades acordadas entre ambas empresas para el desarrollo exitoso del referido proyecto.

INFORMACIÓN ECÓNOMICA Y ESTADOS CONTABLES

**ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009**

(En pesos uruguayos) (*)

	Notas	2009	2008
ACTIVO			
<i>Activo corriente</i>			
Disponibilidades	5.1	3.133.450.094	2.013.013.178
Créditos por ventas	5.2	3.805.392.733	3.562.335.189
Otros créditos	5.3	1.627.655.787	628.326.451
Inventarios	5.4	1.872.894.805	1.381.582.523
Total Activo corriente		10.439.393.419	7.585.257.341
<i>Activo no corriente</i>			
Bienes de uso	Anexo	80.723.166.343	78.829.988.586
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	5.5	5.331.220.365	5.137.676.023
- Otros créditos a largo plazo	5.3	367.719.025	1.692.071.779
Total créditos a largo plazo		5.698.939.390	6.829.747.802
Inventarios	5.4	1.407.419.666	1.475.781.252
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en subsidiarias	5.6	394.675.706	458.649.608
- Inversiones en otras empresas	5.7	145.612.802	76.336.243
- Bienes en comodato	5.8	248.817.441	243.343.056
- Activos financieros	5.9	474.938.743	531.850.284
Total Inversiones a largo plazo		1.264.044.692	1.310.179.191
Créditos por ventas	5.2	1.098.959.419	1.098.729.841
Activos biológicos		27.391.141	33.578.674
Valores en caución y en consignación		2.901.560	2.936.824
Total Activo no corriente		90.222.822.211	89.580.942.170
TOTAL ACTIVO		100.662.215.630	97.166.199.511
CUENTAS DE ORDEN	5.16	6.400.659.708	5.850.654.511
PASIVO Y PATRIMONIO			
<i>Pasivo corriente</i>			
Deudas comerciales	5.10	4.738.149.654	3.770.808.679
Deudas financieras	5.11	7.486.330.942	7.383.828.087
Deudas diversas	5.12	1.699.743.319	1.420.331.814
Previsiones	5.13 y 5.14.2	80.043.049	100.698.823
Total Pasivo corriente		14.004.266.964	12.675.667.403
<i>Pasivo no corriente</i>			
Deudas comerciales	5.10	1.223.385.100	-
Deudas financieras	5.11	6.704.956.645	7.855.905.572
Deudas diversas	5.12	255.271.167	389.262.870
Previsiones	5.13 y 5.14.2	423.148.321	395.932.099
Total Pasivo no corriente		8.606.761.233	8.641.100.541
Total Pasivo		22.611.028.197	21.316.767.944
<i>Patrimonio</i>			
Capital	5.15	3.016.527.055	2.974.080.696
Ajustes al Patrimonio		69.102.400.213	69.102.400.213
Ganancias retenidas			
- Reservas		11.265.178.369	11.270.208.178
- Resultados de ejercicios anteriores		(7.497.257.520)	1.257.847.654
- Resultado del ejercicio		2.164.339.316	(8.755.105.174)
Total Patrimonio		78.051.187.433	75.849.431.567
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		100.662.215.630	97.166.199.511
CUENTAS DE ORDEN	5.16	6.400.659.708	5.850.654.511

(*) Cifras en moneda del 31/12/09

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables forman parte integrante de los mismos.

ESTADO DE RESULTADOS
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

(En pesos uruguayos) (*)

Notas	2009	2008
Ingresos operativos		
Venta de energía eléctrica local	24.809.771.052	20.893.380.028
Venta de energía eléctrica al exterior	9.634.198	92.477.366
	<u>24.819.405.250</u>	<u>20.985.857.394</u>
Bonificaciones	(59.070.392)	(72.123.517)
Ingresos operativos netos	24.760.334.858	20.913.733.877
Otros ingresos de explotación	536.255.012	751.460.839
Total de ingresos de explotación	25.296.589.870	21.665.194.716
Costos de explotación	6.1 (23.825.689.424)	(26.272.822.713)
Resultado de explotación	1.470.900.446	(4.607.627.997)
Gastos de administración y ven	6.1 (4.280.786.001)	(3.865.816.567)
Resultados diversos		
Ingresos varios	697.185.192	379.953.495
Gastos varios	6.1 (425.494.260)	(824.736.968)
	<u>271.690.932</u>	<u>(444.783.473)</u>
Resultados financieros	6.2 4.509.057.037	(2.399.443.441)
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta	1.970.862.414	(11.317.671.478)
Impuesto a la renta	5.5 193.476.902	2.562.566.303
Resultado neto del ejercicio	2.164.339.316	(8.755.105.175)

(*) Cifras en moneda del 31/12/09

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables forman parte integrante de los mismos.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

(En pesos uruguayos) (*)

	Notas	2009	2008
1) Flujo de efectivo por actividades operativas			
Resultado del ejercicio		2.164.339.316	(8.755.105.175)
Ajustes:			
Amortización		3.903.713.647	3.914.439.361
RDM y diferencia de cambio real de Disponibilidades		352.920.065	129.388.384
RDM y diferencia de cambio real rubros no operativos		(4.230.858.883)	1.413.971.248
Impuesto a la renta diferido		(193.544.342)	(2.492.176.569)
Provisión impuesto a la renta		67.440	(70.389.733)
Resultado por inversiones a largo plazo		(98.954.095)	124.871.798
Resultado por instrumentos financieros derivados		26.612.289	82.230.728
Resultado por activos biológicos		(1.321.650)	(539.010)
Ajuste previsión juicios		3.649.190	42.819.343
Ajuste previsión 200 kWh		41.838.201	82.053.306
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		10.804.507	135.076.859
Provisión de incentivo por retiro		52.021.499	116.403.615
Comisiones de compromiso devengadas		1.754.783	-
Intereses de préstamos devengados		603.233.335	461.949.031
Pérdida por colocación de obligaciones bajo la par		5.436.704	-
Pérdida por deudores incobrables		387.972.655	167.502.973
Resultado por venta de bienes de uso y desafectados		(6.779.637)	-
Bajas de bienes de uso		2.261.657	96.732.505
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		3.025.166.681	(4.550.771.337)
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(623.162.740)	(242.414.296)
Otros créditos		(885.356.296)	706.368.481
Valores en caución y en consignación		35.263	1.685.887
Inventarios		(434.532.510)	147.370.230
Deudas comerciales		2.190.726.075	2.039.248.536
Deudas diversas		54.403.919	(403.976.792)
Efectivo proveniente/aplicado a operaciones		3.327.280.393	(2.302.489.289)
Impuesto a la renta pagado		(63.254)	(997.565.733)
Efectivo por actividades operativas		3.327.217.139	(3.300.055.023)
2) Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Altas de bienes de uso	4.24	(4.273.220.006)	(2.849.724.674)
Anticipos para compras de bienes de uso		(259.250.399)	(1.592.295.028)
Cobro por venta de bienes de uso y desafectados		7.783.761	-
Altas activos biológicos		(514.344)	-
Aporte de capital en inversiones a L/P		(11.529.137)	(224.004.867)
Efectivo aplicado a inversiones		(4.536.730.125)	(4.666.024.570)
3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Aporte de capital por Parque Eólico		-	243.302.028
Versión a cuenta del resultado del ejercicio		-	(138.909.318)
Pagos deudas financieras		(5.696.260.115)	(4.374.723.771)
Nuevas deudas financieras		9.037.667.441	11.188.931.715
Pagos de intereses de préstamos		(592.546.273)	(361.241.745)
Pagos de comisiones de compromiso		(1.530.267)	-
Pagos de instrumentos financieros derivados		(64.460.818)	(10.147.945)
Efectivo proveniente de financiamiento		2.682.869.967	6.547.210.964
4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo		1.473.356.981	(1.418.868.628)
5) Saldo inicial ajustado del efectivo y equivalentes de efectivo 4.24 y 5.1		2.013.013.178	3.561.270.190
6) Fondos asociados al mantenimiento de efectivo y equivalentes		(352.920.065)	(129.388.384)
7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo 4.24 y 5.1		3.133.450.094	2.013.013.178

(*) Cifras en moneda del 31/12/09

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables forman parte integrante de los mismos.

**ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009**

(En pesos uruguayos) (*)

	Notas	Capital	Reservas	Resultados acumulados	Patrimonio total
Saldos iniciales al 01.01.08		63.670.379.537	9.054.012.716	785.556.781	73.509.949.034
Ajuste por inflación		4.093.663.603	582.124.413	50.507.084	4.726.295.100
Saldos iniciales ajustados		67.764.043.140	9.636.137.129	836.063.865	78.236.244.134
Movimientos del ejercicio					
Aporte capital por Parque Eólico		229.742.655			229.742.655
Capitalización obras DIPRODE	5.15	65.827.892			65.827.892
Versión de resultados				(131.167.815)	(131.167.815)
Reducción versión ejercicio anterior				1.485.421.746	1.485.421.746
Reserva exoneración de inversiones			1.002.570.776	(1.002.570.776)	-
Variación otras reservas			3.404.544		3.404.544
Resultado del ejercicio				(8.267.177.704)	(8.267.177.704)
Total movimientos del ejercicio		295.570.547	1.005.975.320	(7.915.494.549)	(6.613.948.682)
Saldos finales al 31.12.08		68.059.613.687	10.642.112.449	(7.079.430.684)	71.622.295.452
Ajuste por inflación		4.016.867.222	628.095.729	(417.826.836)	4.227.136.115
Saldos iniciales ajustados		72.076.480.909	11.270.208.178	(7.497.257.520)	75.849.431.567
Movimientos del ejercicio					
Capitalización obras DIPRODE	5.15	42.446.359			42.446.359
Variación otras reservas			(5.029.809)		(5.029.809)
Resultado del ejercicio				2.164.339.316	2.164.339.316
Total movimientos del ejercicio		42.446.359	(5.029.809)	2.164.339.316	2.201.755.866
Saldos finales al 31.12.09		72.118.927.268	11.265.178.369	(5.332.918.204)	78.051.187.433

(*) Cifras en moneda del 31 de diciembre de cada ejercicio

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables forman parte integrante de los mismos.

ANEXO

**CUADRO DE BIENES DE USO EN SERVICIO Y OBRAS EN CURSO
DETALLADO POR UNIDAD DE NEGOCIO
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009**

(En miles de pesos uruguayos) (*)

	Bienes de uso general	Producción	Trasmisión	Distribución	Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso
Valor bruto al 31.12.08	15.455.611	27.357.646	35.192.004	68.896.030	2.849.132	149.750.423	5.265.554	155.015.977
Ajuste por inflación saldo inicial	912.188	1.614.644	2.077.026	4.066.232	168.155	8.838.245	310.772	9.149.017
Valor bruto inicial reexpresado	16.367.799	28.972.290	37.269.030	72.962.262	3.017.287	158.588.668	5.576.326	164.164.994
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(93.969)	3.126	30.312	80.291	179	19.939	100.475	120.414
Altas	364.837	409.838	1.308.865	864.246	30.814	2.978.600	5.493.560	8.472.160
Capitalización obras en curso	-	-	-	-	-	-	(2.796.996)	(2.796.996)
Bajas	(81.269)	-	(106)	-	(307)	(81.682)	-	(81.682)
Reclasificaciones	(10.655)	(10.983)	169	-	1.914	(19.555)	-	(19.555)
Valor bruto al 31.12.09	16.546.743	29.374.271	38.608.270	73.906.799	3.049.887	161.485.970	8.373.365	169.859.335
Amortización acumulada al 31.12.08	11.486.067	5.461.449	22.008.280	40.331.986	1.291.451	80.579.233	-	80.579.233
Ajuste por inflación saldo inicial	677.906	322.334	1.298.925	2.380.386	76.221	4.755.772	-	4.755.772
Amortización acum. inicial reexpresada	12.163.973	5.783.783	23.307.205	42.712.372	1.367.672	85.335.005	-	85.335.005
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(55.146)	4	(7.984)	53.315	(11)	(9.822)	-	(9.822)
Amortizaciones	331.439	983.477	741.125	1.686.970	148.838	3.891.849	-	3.891.849
Bajas	(78.472)	-	-	-	(115)	(78.587)	-	(78.587)
Reclasificaciones	(36)	(2.276)	30	-	6	(2.276)	-	(2.276)
Amortización acumulada al 31.12.09	12.361.758	6.764.988	24.040.376	44.452.657	1.516.390	89.136.169	-	89.136.169
Valores netos al 31.12.09	4.184.985	22.609.283	14.567.894	29.454.142	1.533.497	72.349.801	8.373.365	80.723.166

(*) Cifras en moneda del 31/12/09

(En miles de pesos uruguayos) (*)

	Bienes de uso general	Producción	Trasmisión	Distribución	Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso
Valor bruto al 31.12.07	14.869.310	25.282.642	32.908.220	63.949.639	2.937.521	139.947.332	3.961.995	143.909.327
Ajuste por inflación saldo inicial	1.890.025	3.213.653	4.182.935	8.128.582	373.386	17.788.581	503.606	18.292.187
Valor bruto inicial reexpresado	16.759.335	28.496.295	37.091.155	72.078.221	3.310.907	157.735.913	4.465.601	162.201.514
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	36.856	11.240	1.448	2.342	3.554	55.440	85.774	141.214
Altas	326.619	548.616	182.378	899.337	194.283	2.151.233	2.970.992	5.122.225
Capitalización obras en curso	-	-	-	-	-	-	(1.946.041)	(1.946.041)
Bajas	(689.587)	(150.197)	(4.640)	(17.638)	(491.856)	(1.353.918)	-	(1.353.918)
Reclasificaciones	(65.424)	66.336	(1.311)	-	399	-	-	-
Valor bruto al 31.12.08	16.367.799	28.972.290	37.269.030	72.962.262	3.017.287	158.588.668	5.576.326	164.164.994
Amortización acumulada al 31.12.07	11.111.517	4.354.512	20.000.548	36.459.492	1.421.148	73.347.217	-	73.347.217
Ajuste por inflación saldo inicial	1.412.375	553.500	2.542.252	4.634.334	180.641	9.323.102	-	9.323.102
Amortización acum. inicial reexpresada	12.523.892	4.908.012	22.542.800	41.093.826	1.601.789	82.670.319	-	82.670.319
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	79.470	7.482	(14.755)	(1.825)	24.266	94.638	-	94.638
Amortizaciones	355.118	955.574	782.552	1.633.836	174.374	3.901.454	-	3.901.454
Bajas	(729.816)	(152.009)	(3.359)	(13.463)	(432.757)	(1.331.404)	-	(1.331.404)
Reclasificaciones	(64.691)	64.724	(33)	-	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.08	12.163.973	5.783.783	23.307.205	42.712.374	1.367.672	85.335.007	-	85.335.007
Valores netos al 31.12.08	4.203.826	23.188.507	13.961.825	30.249.888	1.649.615	73.253.661	5.576.326	78.829.987

(*) Cifras en moneda del 31/12/09

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

NOTA 1 NATURALEZA JURÍDICA, MARCO LEGAL Y CONTEXTO OPERACIONAL

La Ley N° 4.273 promulgada el 21 de octubre de 1912 creó la UTE, ente autónomo al cual se le concedió personería jurídica para cumplir su cometido específico, abarcando éste las etapas de: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Se le confirió el monopolio estatal del suministro eléctrico para todo el territorio nacional y se la amparó reconociéndole derechos y privilegios legales para facilitar su gestión y respaldar su autoridad.

Por Leyes N° 14.694 del 01/09/77, N° 15.031 del 04/07/80 y N° 16.211 del 01/10/91, el Ente deja de cumplir sus funciones específicas en régimen de monopolio y se le amplían sus posibilidades de actuación al campo de prestación de Servicios de Asesoramiento y Asistencia Técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior.

Por el art. 265 de la Ley N° 16.462 del 11 de enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, directamente o asociada con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras. Dicha participación estará supeditada a la previa autorización del Poder Ejecutivo.

Con fecha 17 de junio de 1997 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley N° 16.832 que sustituye el artículo 2° del Decreto - Ley N° 14.694, estableciendo a su vez un nuevo Marco Regulatorio Legal para el Sistema Eléctrico Nacional. La misma establece un reordenamiento del mercado eléctrico fijando condiciones y creando organismos reguladores.

En la actualidad la empresa cuenta con una potencia instalada del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.397 MW. Para atender la demanda del sistema eléctrico dispone además de 945 MW de potencia instalada en la Central de Salto Grande correspondiente a Uruguay, así como de 70 MW de capacidad de interconexión con Brasil en Rivera. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2009 fue de 1.684 MW, ocurrida el 23 de julio.

Las principales actividades del Ente y de su subsidiaria se desarrollan en la República Oriental del Uruguay, y sus oficinas administrativas se encuentran en la calle Paraguay 2431, Montevideo.

La fecha de cierre de su ejercicio anual es el 31 de diciembre.

NOTA 2 ESTADOS CONTABLES

Los presentes estados contables han sido aprobados para su emisión por el Directorio del Ente el día 25 de febrero de 2010.

NOTA 3 ADOPCIÓN DE NORMAS CONTABLES ADECUADAS EN EL URUGUAY

3.1 Bases contables.

Los estados contables han sido elaborados de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay. La referida Ordenanza establece el siguiente orden de prioridad en la fuente de normas contables:

- Las Ordenanzas del Tribunal de Cuentas de la República.
- El Decreto N° 103/91 de 27 de febrero de 1991.
- Las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) y publicadas en la página web de la Auditoría Interna de la Nación.

Los Estados Contables fueron ajustados en base a una metodología de ajuste integral por inflación según se describe en la Nota 4.3 y se presentan expresados en moneda del 31/12/09. El índice de ajuste utilizado fue el Índice de Precios al Consumo (IPC), según lo establecido en el art.4° del Decreto N° 99/009 del 27/02/09 y con la modificación acordada por el Tribunal de Cuentas del artículo 14 de la ordenanza N° 81, en la sesión de fecha 01/04/09. Los saldos al 31/12/08 fueron reexpresados de acuerdo a la evolución de dicho índice de precios, a los efectos de su comparación en una única unidad de medida.

Las inversiones en subsidiarias se encuentran valuadas al valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo establecido por el Decreto N° 538/009.

3.2 Normas, enmiendas e interpretaciones a las normas vigentes aprobadas por el IASB, no recogidas por la legislación vigente en Uruguay, ni aún adoptadas por la entidad.

A la fecha de emisión de estos estados contables, tal como se menciona en la Nota 3.1, el Ente había adoptado las versiones de las normas vigentes desde el punto de vista legal en la República Oriental del Uruguay según lo establecido en la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas, las cuales difieren en algunos casos de las últimas versiones y/o normas aprobadas por el IASB.

A continuación se resumen las normas o interpretaciones aún no adoptadas que son de aplicación a la Entidad:

NIC 1 – Presentación de estados contables (Revisada en setiembre de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Exige que se presenten determinadas operaciones en forma separada de los aportes de accionistas en el "Estado de utilidad integral o de Ingresos comprensivos" o dos estados "Estado de resultado" y "Estado de utilidad integral o Ingresos comprensivos".

Enmienda mayo de 2008. Clarifica que los instrumentos financieros clasificados tenidos para la negociación de acuerdo con la NIC 39, no siempre se requiere que sean presentados como activos/pasivos corrientes.

NIC 20 – Contabilización de las subvenciones del gobierno (Enmienda mayo de 2008, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

El beneficio obtenido por la tasa de interés menor a la del mercado de los préstamos del gobierno se miden como la diferencia entre el valor en libros inicial del préstamo determinado de acuerdo con la NIC 39 y los importes percibidos de acuerdo con la NIC 20.

NIC 23 – Costo por intereses (Revisada en marzo de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Se elimina la opción de reconocer como gastos los costos por intereses asociados a un activo calificable, por tanto las entidades deberán capitalizar los costos por intereses en todos los casos como parte del activo.

Enmienda mayo de 2008 efectiva a partir del 1° de enero de 2009. Los gastos por intereses deben de ser calculados en base al interés efectivo definido en la NIC 39.

NIC 29 – Información financiera en economías hiperinflacionarias (Enmienda mayo de 2008, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Determinados activos y pasivos en estados financieros a costo histórico, pueden ser medidos a valor corriente.

NIC 36 – Deterioro del valor de los activos (Enmienda mayo de 2008, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Cuando el valor razonable menos los costos de venta de un activo se calcula sobre la base de los flujos futuros de efectivo descontados, se debe revelar determinada información adicional.

Enmienda abril de 2009. La unidad generadora de efectivo más grande a la cual se debe asignar el valor llave a los efectos de la prueba por deterioro, es el segmento de operación tal y como es definido por el parágrafo 5 del IFRS 8 Segmentos de operación.

NIC 39 – Instrumentos financieros: reconocimiento y medición (Enmienda setiembre de 2007).

Determina cuáles pueden ser designados instrumentos de cobertura en una relación de cobertura y las circunstancias en las que una entidad puede designar una porción de los flujos de efectivo de un instrumento financiero como una partida de cobertura.

Enmienda mayo 2008, efectiva a partir del 1° de enero de 2009. Elimina las referencias para la designación de los instrumentos de cobertura a nivel del segmento.

Enmienda abril 2009, efectiva a partir del 1° de enero de 2010. Aclara que las opciones de pago por anticipado, el precio de ejercicio que compensa al prestamista por la pérdida de intereses mediante la reducción de la pérdida económica proveniente del riesgo de reinversión, debe ser considerado como estrechamente relacionado con el contrato principal de la deuda. Enmienda la exención del alcance contenida en el parágrafo 2.g de la NIC para aclarar que: aplica solamente a los contratos vinculantes (forward) entre el adquiriente y el vendedor en la combinación de negocios para comprar al adquirido en una fecha futura; el término del contrato forward no debe exceder el período razonable que normalmente es necesario para obtener cualquier aprobación requerida y para completar la transacción; la exención no se debe aplicar a los contratos de opción (sean o no ejercibles actualmente) que en el ejercicio resultarán en control de la entidad, ni por analogía a las inversiones en asociadas y transacciones similares. Aclara cuándo reconocer ganancias o pérdidas en los instrumentos de cobertura como un ajuste de reclasificación en la cobertura de los flujos de efectivo de una transacción proyectada que resulta subsiguientemente en el reconocimiento de un instrumento financiero. Aclara que las ganancias o pérdidas se deben clasificar desde el patrimonio hacia utilidad o pérdida en el período en el cual los flujos de efectivo proyectados de la cobertura afectan la utilidad o pérdida.

NIC 41 – Activos biológicos (Enmienda mayo de 2008, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Establece que al utilizar el valor razonable para valuar activos biológicos, se aplique la tasa determinada a mercado corriente, pero permite que sea una tasa antes de impuestos o después de impuestos de acuerdo con la metodología.

NIIF 5 – Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas (Enmienda mayo de 2008, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).

Aclara que todos los activos y pasivos de una subsidiaria son clasificados como “mantenidos para la venta” si una reducción de control resulta de un plan parcial de venta.

Enmienda abril de 2009. Se establecen las revelaciones requeridas con respecto a los activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas.

NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar (Enmienda marzo de 2009).

Requiere mejorar las revelaciones sobre la medición del valor razonable y el riesgo de liquidez.

NIIF 8 – Operaciones de segmentos (Enmienda abril de 2009, efectiva a partir del 1° de enero de 2010).

Aclara que una entidad debe exponer revelaciones sobre activos de segmentos sólo si dicha revelación es reportada regularmente por el órgano encargado de la toma de decisiones.

NOTA 4 PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

4.1 Bases de preparación

Los estados contables han sido preparados sobre la base de costos históricos ajustados por inflación en base a la metodología descrita en la Nota 4.3, a efectos de la presentación en una unidad de medida homogénea, excepto los instrumentos financieros que son revaluados al cierre del ejercicio. Las principales políticas contables adoptadas son presentadas a continuación.

4.2 Saldos en moneda extranjera

Los estados contables individuales del Ente son presentados en la moneda del principal centro económico en donde opera (su moneda funcional). Con el propósito de presentar los estados contables individuales, los resultados y la posición financiera del Ente son expresados en pesos uruguayos, la cual es la moneda funcional del Ente y la moneda de presentación de los estados contables individuales.

En la elaboración de los estados contables, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional de la entidad (monedas extranjeras) son registradas en pesos uruguayos al tipo de cambio interbancario del día anterior a la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, fueron arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 7) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 19,637 por dólar al 31/12/09 y \$ 24,362 por dólar al 31/12/08), habiéndose reexpresado los saldos de 2008 a valores del 31/12/09.

Las diferencias de cambio por ajuste de saldos en moneda extranjera se reconocen en el período en que se devengaron y se imputan en el capítulo Resultados financieros (rubro Resultado por desvalorización monetaria y diferencia de cambio real) del Estado de resultados.

4.3 Corrección monetaria

La NIC 29 – Estados contables en economías hiperinflacionarias, no establece una tasa absoluta para considerar, que al sobrepasarla requiera ajustar los estados contables por inflación. Es, por el contrario, un problema de criterio juzgar cuándo se hace necesario reexpresar los estados contables, considerando diversos factores:

- ▶ la población en general prefiere conservar su riqueza en forma de activos no monetarios, o bien en una moneda extranjera estable

- ▶ la población en general no toma en consideración las cantidades monetarias en términos de moneda local, sino que las ve en términos de otra moneda extranjera relativamente estable, pudiéndose establecer precios en dicha moneda extranjera
- ▶ las ventas y compras a crédito tienen lugar a precios que compensan la pérdida de poder adquisitivo esperada durante el aplazamiento, incluso cuando el período es corto
- ▶ las tasas de interés, los salarios y los precios se ligan a la evolución de un índice de precios
- ▶ la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o sobrepasa el 100%

La tasa acumulada de inflación en los últimos tres años medida con el Índice de Precios al Consumo es de un 25,47% (IPC al 31 de diciembre de 2009 = 282,43; IPC al 31 de diciembre de 2008 = 266,69). La Dirección de UTE entiende, al igual que mayoritariamente la profesión contable en el Uruguay, que se cumplen los factores cualitativos que enuncia la norma, por lo que sería conveniente expresar los estados contables en una moneda homogénea al cierre del ejercicio. A su vez, se realiza la reexpresión de los estados contables en cumplimiento de lo establecido por el Decreto N° 99/009.

Generalidades

En función de la definición anterior y con el propósito de corregir los efectos que provoca la pérdida de poder adquisitivo de la moneda nacional en los estados contables, se ha realizado un ajuste de los mismos, utilizando las bases conceptuales del denominado método de ajuste integral, siguiendo en términos generales el método recomendado por la IX Conferencia Interamericana de Contabilidad, el cual se incluye dentro de los métodos aceptados por la NIC 29 – Estados contables en economías hiperinflacionarias.

A efectos de realizar dicho ajuste se ha utilizado el Índice de Precios al Consumo (IPC), elaborado por el Instituto Nacional de Estadística, el que muestra una variación de 5,9% en el ejercicio 2009. Durante el ejercicio 2008 la variación fue de 9,19%.

Procedimientos utilizados

A efectos de reexpresar los valores originales en moneda de la fecha de cierre del ejercicio se han utilizado los siguientes procedimientos:

- ▶ Los activos y pasivos monetarios se muestran a valores históricos al cierre del ejercicio.
- ▶ Los saldos activos y pasivos en moneda extranjera son valuados al tipo de cambio de la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los inventarios se encuentran valuados a su costo de adquisición ajustado por la variación del IPC desde su adquisición hasta la fecha de cierre de ejercicio.
- ▶ Los bienes de uso fueron valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Los inmuebles no afectados al giro y bienes en comodato han sido valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Los intangibles fueron valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación de acuerdo al IPC.
- ▶ Las inversiones en empresas subsidiarias se encuentran contabilizadas al valor patrimonial proporcional al cierre del ejercicio.
- ▶ Las inversiones en otras empresas se encuentran contabilizadas al costo de adquisición ajustado por posibles deterioros de valor y ajustado por IPC a partir del mes siguiente al de su incorporación.

- ▶ A efectos de la determinación del resultado del ejercicio, se ha determinado el valor del Patrimonio en su conjunto al inicio y al fin del ejercicio como la diferencia entre Activo y Pasivo reexpresados, utilizando los procedimientos de ajuste referidos anteriormente y en caso de corresponder, se han considerado por sus correspondientes valores reexpresados, los aportes de capital y los retiros de utilidades realizados durante el ejercicio.
- ▶ En resultados de ejercicios anteriores se incluyen los resultados no distribuidos hasta el inicio del ejercicio deducido el valor nominal de las reservas, el que se muestra en los correspondientes rubros.
- ▶ Los rubros componentes del estado de resultados se muestran a sus valores originales reexpresados a moneda de cierre.

Exposición

Todos los importes en moneda nacional están expresados en pesos uruguayos de cierre del ejercicio. En especial, los saldos iniciales en el estado de flujo de efectivo, en el estado de evolución del patrimonio y en el cuadro de bienes de uso, surgen de la directa reexpresión de los saldos finales al cierre del ejercicio anterior, ajustados por inflación a esa fecha, en base a la variación en el ejercicio del índice antes referido.

El Capital se muestra a valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión se expone en el capítulo Ajustes al Patrimonio. Las Reservas y los Resultados se muestran a sus valores reexpresados.

En resultados financieros se muestra el neto de ganancias y pérdidas correspondientes a intereses explícitos y los resultados de tenencia de activos y pasivos denominados en cantidades fijas de moneda nacional o extranjera.

4.4 Definición de capital a mantener

El concepto de capital adoptado es el de capital financiero.

Se ha considerado resultado del ejercicio la diferencia que surge al comparar el patrimonio al cierre del ejercicio y al inicio del mismo, luego de excluir los aumentos y disminuciones correspondientes a aportes de capital y retiro de utilidades. A los efectos de la determinación del resultado del ejercicio, todos los importes involucrados en la variación del patrimonio se expresan en términos de moneda nacional al cierre del ejercicio.

4.5 Inventarios

Los inventarios son expresados al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo incluye los costos directos y cuando sea aplicable aquellos costos indirectos que fueron incurridos en poner los inventarios en su condición y lugar actuales. El valor neto realizable representa el precio de venta estimado menos todos los gastos asociados a su venta.

Para el ordenamiento de las salidas se sigue el criterio del precio promedio ponderado (PPP).

En función de la rotación de los inventarios, se han clasificado como no corrientes, aquellos que esperan utilizarse en un plazo mayor a doce meses.

4.6 Bienes de uso

Los bienes de uso se contabilizan a su valor de costo menos cualquier pérdida por deterioro, y se ajusta anualmente por inflación de acuerdo al Índice de Precios al Consumo.

Las adquisiciones del ejercicio se contabilizan a su costo de compra.

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los mismos, considerando sus respectivos valores residuales. Se reconocen dentro del resultado del ejercicio.

A continuación se expone un cuadro con las vidas útiles y valores residuales utilizados para el cálculo:

Clase de bien	Vida útil (años)	Valor residual (%)
Edificios y construcciones	50	10
Maquinaria pesada	15	10
Máquinas - Herramientas	10	0
Medios de transporte	10	0
Mobiliario y equipamiento de oficina	10	0
Equipos para procesos informáticos	5	0
Equipos varios	10	0
Turbo grupo vapor y gas generación térmica	25	10
Instalaciones generación térmica	30	10
Turbinas y equipos generación hidráulica	40	10
Líneas, torres y cables	40	6
Grupos electrógenos Diesel	20	5
Cables subterráneos de Distribución	20	8
Transformadores, autotransformadores	20	7
Equipamiento de estaciones y subestaciones	20	1
Equipos e instalaciones Despacho Nacional de Cargas	20	1
Obras civiles - presas y centrales hidráulicas	100	0
Transceptores, multiplexores, nodos y eq. de onda	15	0
Cable fibra óptica	25	0
Estaciones y sistema control remoto y eq. telefónicos	10	0

El costo de mantenimiento y reparaciones se carga a resultados y el costo de las reformas y mejoras de importancia que incrementan el valor de los bienes se incorpora a los respectivos rubros del capítulo de bienes de uso.

Los bienes de uso en proceso de construcción para producción, propósitos administrativos o propósitos no determinados son valuados al costo menos cualquier pérdida por deterioro que pueda ser reconocida. Los costos relacionados con la actividad de inversión son cargados a las cuentas de obras en curso mediante la aplicación de la metodología de activación de gastos. La misma efectúa el reparto de los trabajos para las inversiones en curso entre las distintas órdenes de inversión.

Los bienes retirados de servicio se transfieren sustancialmente a Inventarios por su valor neto contable, dando de baja las respectivas cuentas de valor bruto y amortización acumulada.

4.7 Bienes en comodato

Las inversiones en bienes en comodato son mantenidas con un fin social, otorgadas a la Fundación Parque de Vacaciones para Funcionarios de UTE y ANTEL y la Intendencia Municipal de Soriano.

Las mismas son medidas inicialmente al costo, incluyendo los costos de transacción y posteriormente al costo ajustado por inflación.

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los mismos, considerando sus respectivos valores residuales.

4.8 Activos financieros

Los activos financieros son clasificados en las siguientes categorías: activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados, inversiones mantenidas hasta el vencimiento, disponibles para la venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la

naturaleza y propósito de los activos financieros y es determinada al momento de su reconocimiento inicial.

Método del interés efectivo

El método del interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un activo financiero y el devengamiento del ingreso por intereses a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar a lo largo de la vida esperada del activo financiero o, cuando sea apropiado, un menor período.

Los ingresos son reconocidos sobre el método del interés efectivo para instrumentos de deuda o colocaciones diferentes a aquellos activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros clasificados dentro de esta categoría son aquellos adquiridos para negociar.

Los activos financieros clasificados dentro de esta categoría tanto inicialmente como posteriormente, son valuados al valor razonable, siendo reconocidos en el estado de resultados todas las ganancias o pérdidas derivadas del cambio de valor y aquellas que resultan por el devengamiento de intereses o dividendos.

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son aquellas inversiones cuyos cobros son de cuantía fija determinable y cuyos vencimientos son fijos y además la entidad tiene tanto la intención efectiva como la capacidad de conservarlos hasta su vencimiento. Dichas inversiones serán registradas inicialmente al valor razonable más los costos asociados a su compra y posteriormente al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro.

Préstamos y cuentas por cobrar

Los créditos comerciales, préstamos y otros créditos cuyos cobros son de cuantía fija o determinable que no cotizan en un mercado activo son clasificados como préstamos y cuentas por cobrar. Estos son medidos al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro. El ingreso por intereses es reconocido mediante la aplicación del método del interés efectivo, excepto para aquellos créditos de corto plazo para los cuales el reconocimiento de intereses sería inmaterial.

Activos financieros disponibles para la venta

Se clasifican como activos financieros disponibles para la venta, aquellos activos que no se han sido clasificados en ninguna de las categorías anteriores.

Baja en cuentas de un activo financiero

El Ente baja en cuentas a un activo financiero sólo cuando los derechos contractuales de recibir un flujo de fondos asociado a dicho activo expiran, o cuando se transfiere el activo financiero junto con todos sus riesgos y beneficios a otra entidad.

Deterioro de activos financieros

Los activos financieros, diferentes de aquellos que son contabilizados al valor razonable con cambio a resultados, son analizados en busca de indicadores de deterioro a fecha de cierre de balance. Se registra una pérdida por deterioro cuando existe evidencia objetiva, como resultado de uno o más sucesos que hayan ocurrido con posterioridad al reconocimiento inicial, que representen una disminución en el flujo de fondos esperado.

4.9 Inversiones en subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad sobre la cual el Ente tiene el control en la toma de decisiones de política operativa y financiera de la sociedad. Dichas inversiones son registradas al valor patrimonial proporcional determinado al cierre de cada ejercicio.

4.10 Inversiones en otras empresas

Las inversiones en otras empresas corresponden a la adquisición de acciones de otras empresas, en la cual el Ente es un accionista minoritario y no tiene ni control ni influencia significativa en la toma de decisiones de política operativa y financiera de las sociedades. Dichas inversiones son registradas al costo, ajustado por posibles deterioros que afecten el importe recuperable de la inversión.

4.11 Intangibles

Los intangibles comprenden los aportes a los gasoductos, contabilizándose a su valor de costo y se amortizan linealmente al 20% anual, encontrándose actualmente totalmente amortizados.

4.12 Activos biológicos

Con el objetivo original de proteger las áreas adyacentes de los lagos generados como consecuencia de la construcción de las distintas represas, el Ente procedió a la plantación de diferentes bosques, cuya inversión luego se extendió a diferentes padrones. Como fin secundario, se aprovecha la madera para la fabricación de postes para el alumbrado público. Dichos bosques, son medidos tanto en el momento de su reconocimiento inicial como en la fecha de cada balance, a su valor razonable menos los costos estimados en el punto de venta.

4.13 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles

Al cierre de cada balance, el Ente evalúa el valor registrado de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existen hechos o circunstancias que indiquen que el activo haya sufrido una pérdida por deterioro. Si existe alguno de estos hechos o circunstancias, se estima el importe recuperable de dicho activo para determinar el monto de la pérdida por deterioro correspondiente. Si el activo no genera flujos de efectivo que sean independientes de otros activos, el Ente estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable, es el mayor, entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor de uso. El valor de uso, es el valor actual de los flujos de efectivo estimado, que se espera que surjan de la operación continuada del activo a lo largo de su vida útil, así como de su enajenación o abandono al final de la misma. Para la determinación del valor de uso, los flujos proyectados de efectivo son descontados a su valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuestos, que refleje la evaluación actual del mercado, sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que soporta el activo que se está valorando.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor registrado, el valor registrado del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociéndose inmediatamente una pérdida por deterioro.

Cuando una pérdida por deterioro se revierte posteriormente, el valor del activo se incrementa hasta su importe recuperable, siempre que dicho valor no exceda el valor que tendría en caso de nunca haberse reconocido una pérdida por deterioro. Esa reversión se reconoce dentro del resultado del período.

4.14 Provisiones

Las provisiones son reconocidas cuando el Ente tiene una obligación (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, para la cual es probable que se requiera su cumplimiento y pueda realizarse una estimación confiable del monto.

El monto reconocido como una previsión es la mejor estimación del monto requerido para cumplir la obligación que tiene la entidad a fecha de cierre de balance, considerando los riesgos e incertidumbres que conllevan dicha obligación. Cuando una obligación espera cumplirse en el largo plazo, el monto es determinado mediante un flujo de fondos descontado por una tasa que refleje el valor presente de dicha obligación.

Cuando el Ente tenga derecho a replicar el reclamo a terceros, reconocerá un crédito dentro del activo si se puede afirmar con seguridad que recuperará dicho monto.

4.15 Pasivos financieros e instrumentos de capital emitidos por el Ente

Clasificación como pasivos o patrimonio

Los instrumentos de pasivo o patrimonio se clasifican como pasivos financieros o patrimonio de acuerdo a la sustancia del acuerdo contractual.

Instrumentos de Patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencia un interés residual en los activos de cualquier entidad luego de deducir todos sus pasivos.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros que contrajo el Ente, corresponde a préstamos que son inicialmente medidos al valor razonable neto de costos de transacción. Con posterioridad son medidos al costo amortizado empleando el método de la tasa de interés efectiva para el devengamiento de los intereses. La dirección del Ente ha comparado el valor razonable con el valor en libros no existiendo diferencias significativas.

4.16 Instrumentos financieros derivados

El Ente ha recurrido a instrumentos financieros derivados para administrar su exposición a la variabilidad de la tasa de interés y del tipo de cambio, mediante la contratación de swaps de tasas de interés y de monedas. Los detalles de dichos instrumentos son revelados en la Nota 8.2.

Los instrumentos derivados son inicialmente reconocidos al valor razonable del día en que se celebra el contrato y posteriormente es actualizado en función del valor razonable al cierre de cada fecha de balance. Los cambios en el valor del instrumento, son reconocidos dentro del resultado del ejercicio.

El derivado es presentado como un activo o pasivo no corriente, si el vencimiento del mismo supera los doce meses y no se espera que sea realizado o cancelado dentro de doce meses. El resto de los instrumentos derivados son presentados como activos o pasivos corrientes.

4.17 Beneficios sociales

No existen planes de jubilación privativos al organismo; su personal está cubierto por los planes previsionales gubernamentales (amparados por lo dispuesto en la Ley N° 16.713 del 03/09/95), más una cobertura adicional privada opcional, financiada por los propios funcionarios.

Los beneficios previsionales y los aportes a los institutos de previsión social se reconocen sobre la base de lo devengado.

Se realizaron las registraciones correspondientes a las licencias, franqueos y productividad devengados hasta el cierre del ejercicio, pero aún impagos a esa fecha.

En cuanto a la licencia, se registraron aquéllas aún no gozadas, anteriores al ejercicio 2009 y las devengadas durante el año 2009 a gozar en el año 2010.

Relativo a los franqueos, se registraron aquéllos anteriores al año 2009 y los generados durante 2009, que se van a gozar en el año 2010.

Respecto al incentivo por productividad, se registró la provisión por lo devengado hasta el cierre del ejercicio.

4.18 Impuesto a la renta

El cargo a resultados por impuesto sobre la renta representa la suma del impuesto a pagar y del impuesto diferido.

4.18.1 Impuesto a pagar

El impuesto a pagar está basado en la renta gravable del año. La renta gravada difiere del resultado contable como se reporta en el estado de resultados, ya que excluye rubros de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros años y rubros que nunca son gravables o deducibles. El pasivo del Ente por impuesto a pagar es calculado utilizando la tasa de impuesto que está vigente a la fecha de cierre del ejercicio económico.

4.18.2 Impuesto diferido

El impuesto diferido es aquel que se espera sea pagadero o recuperable por las diferencias entre el valor en libros de los activos y los pasivos en los estados contables y por los valores de los mismos siguiendo los criterios fiscales utilizados en el cálculo de la renta gravable. El impuesto diferido es contabilizado utilizando el método del pasivo en el balance. Los pasivos por impuesto diferido son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales imponibles y los activos por impuesto diferido son reconocidos en la medida de que sea probable que habrá rentas gravadas disponibles en contra de las cuales, las diferencias temporales deducibles puedan ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuesto diferido es revisado a la fecha de cada cierre de ejercicio económico y reducido en la medida de que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sea recuperable.

El impuesto diferido es medido a la tasa de impuesto que se espera se aplique en el ejercicio en que se espera liquidar el pasivo o realizar el activo. El impuesto diferido es cargado o acreditado en el estado de resultados, excepto cuando está relacionado a partidas cargadas o acreditadas directamente al patrimonio, en cuyo caso el impuesto diferido también es tratado en el patrimonio.

Los activos y pasivos por impuesto diferido son compensados cuando están relacionados a los impuestos a las ganancias gravados por la misma autoridad impositiva y la Entidad pretende liquidar el impuesto corriente de sus activos y pasivos sobre una base neta.

Tanto el impuesto a pagar como el diferido son reconocidos como gasto o ingresos en el estado de resultados, excepto cuando se relacionan con ítems que han sido acreditados o debitados directamente en patrimonio. En dicho caso impuesto devengado se reconocería directamente en patrimonio.

En la Nota 5.5 se expone el detalle de la estimación realizada.

4.19 Tributos

A continuación, se presenta un detalle de los tributos para los cuales el Ente es sujeto pasivo o es designado como agente de retención o percepción:

1. A partir del 01/05/95 y como consecuencia de la Ley N° 16.697 del 25/04/95 y del Decreto N° 158/95 del 28/04/95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado, en sustitución del IMESI que se tributaba hasta entonces.
2. En cuanto al Impuesto a la renta, la empresa se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. A partir del ejercicio 2003 se comenzó a aplicar el método del impuesto a la renta diferido, según indica la Norma Internacional de Contabilidad N° 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota

- 5.5. Por Ley N° 18.083 del 27/12/06, se aprobó la entrada en vigencia del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), para los ejercicios iniciados a partir del primero de julio de 2007.
3. A partir del 05/01/96 por aplicación del art. 665 de la Ley N° 16.736 y art. 1° del Decreto N° 505/96 del 24/12/96, la empresa pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive.
 4. La Ley N° 16.853 del 14 de agosto de 1997 facultó al Tribunal de Cuentas de la República a fijar una tasa de hasta el 1,5 ‰ (uno con cincuenta por diez mil) sobre los ingresos brutos de las empresas industriales y comerciales del Estado, por la intervención que le compete en los Estados Contables de éstas.
 5. A partir de la promulgación del Decreto N° 528/003 del 23/12/03, el Poder Ejecutivo designa a los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados que integran el dominio industrial y comercial del Estado como agentes de retención del IVA por las adquisiciones de bienes y servicios que realicen.
 6. La Ley N° 17.598 del 13 de diciembre de 2002 creó la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua y facultó al Poder Ejecutivo a fijar una tasa de hasta el 2 ‰ (dos por mil) sobre el total del ingreso por la prestación gravada. El Decreto N° 544/003 confirmó la tasa en el máximo de su tope.
 7. Por artículo 10 de la Ley N° 16.832 del 17 junio de 1997 se creó la Tasa del Despacho de Cargas a verter a la ADME. Hasta tanto se fijara y percibiera dicho tributo, UTE realizó adelantos a cuenta de futuros pagos. El art. 1° del Decreto N° 395/2007 estableció la cancelación de las obligaciones entre las partes por los ejercicios 2003 a 2006, en la medida que los costos de funcionamiento de la ADME se ajustaron a lo aportado por UTE en dichos períodos, lo cual fue regularizado contablemente en el ejercicio 2007.
 8. A partir del 01/07/07 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 de 27/12/06 y decretos reglamentarios, UTE pasó a ser agente de retención del Impuesto a la Renta de las Personas Físicas (IRPF), del Impuesto a la Renta de los No Residentes (IRNR) y del 90% del IVA de los servicios de salud que contrate.

4.20 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se valúan al valor razonable neto de la contrapartida recibida o por recibir y representa el monto a percibir por bienes y servicios proporcionados en el curso normal del negocio, neto de descuentos e impuestos relacionados con ventas.

4.20.1 Venta de bienes

La venta de bienes es reconocida cuando los bienes son entregados y se han transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

4.20.2 Venta de energía eléctrica

El reconocimiento de ingresos asociado a la venta de energía eléctrica varía según el tipo de servicio prestado, tal como se presenta a continuación:

- Los cargos fijos y por potencia contratada son de carácter mensual y por ello se reconocen en función del avance del mes.
- La venta de energía eléctrica se reconoce en función del suministro en kWh, el cual es medido mediante la lectura de los medidores.

A los efectos de incluir los ingresos devengados asociados a los consumos leídos y no facturados en diciembre de 2009, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los

montos que se facturarán en enero 2010. De esta forma, se determinó que el consumo de diciembre tiene un 50% de componente que corresponde a las tarifas simples y doble horario y un 100% de las tarifas triple horario y alumbrado público.

4.20.3 Venta de servicios conexos

Los ingresos derivados por la venta de servicios conexos son reconocidos a medida que se van completando las fases pactadas en el contrato marco de cada proyecto.

La venta de servicios es reconocida cuando el servicio es prestado.

4.20.4 Ingresos por resultados financieros

Los ingresos por intereses son devengados a través del tiempo, por referencia al saldo pendiente principal y a la tasa efectiva de interés aplicable, la cual es la tasa que descuenta exactamente los ingresos futuros a recibir a lo largo de la vida útil del activo financiero hasta el valor neto en libros de dicho activo.

Los ingresos por dividendos provenientes de inversiones son reconocidos cuando queda establecido el derecho de los accionistas a recibir un pago.

4.20.5 Devengamiento del costo asociado a la venta de bienes y servicios

El costo de explotación representa los importes que el Ente ha pagado o comprometido pagar atribuibles a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como también los costos asociados a la prestación de servicios de consultoría. Los gastos de administración y ventas y los resultados financieros susceptibles de ser imputados a períodos han sido computados siguiendo dicho criterio.

4.21 Intereses sobre deudas

Los intereses devengados por préstamos que financian obras o importación de materiales para las mismas, se imputan al Estado de resultados (Resultados financieros).

4.22 Cambios en políticas contables

Los criterios aplicados en la valuación de activos y pasivos, así como también en la determinación del resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009, son similares con los criterios aplicados en el ejercicio anterior.

4.23 Política de seguros

En materia de recursos materiales, los seguros contratados cubren los riesgos a que están expuestos los siguientes bienes: equipamiento electromecánico de las centrales hidroeléctricas, obra civil y contenido de Central Batlle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, Parque de aerogeneradores de Sierra de los Caracoles, Motores Wärtsila de Central Batlle, contenido de los almacenes de Montevideo e Interior, flota automotriz, centros de procesamiento de datos, montes forestales, edificio, central telefónica y ascensores del Palacio de la Luz, maquinaria pesada, planta de preservación de madera, turbina Solar Caterpillar de Rivera, turboalternador Alstom y centros de capacitación.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y seguro de vida.

4.24 Estado de flujos de efectivo

A efectos de la elaboración del Estado de flujos de efectivo, se han considerado como efectivo las Disponibilidades, ya que no existen inversiones temporarias al 31/12/09 y 31/12/08.

Durante el ejercicio 2009 se realizaron altas de bienes de uso (netas de capitalizaciones de obras en curso) por un monto actualizado al 31/12/09 de \$ 5.777.262.694. En el estado se expone una

aplicación de \$ 4.273.220.006 (\$ 2.849.724.674 en el 2008), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio 2009, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas de bienes de uso del presente ejercicio por \$ 1.461.596.329
- capitalización del aporte de DIPRODE indicado en la Nota 5.15 por \$ 42.446.359

NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

5.1 Disponibilidades

	2009	2008
Bancos	3.072.017.318	1.982.445.592
Fondos en tránsito	34.435.863	16.599.114
Caja y fondo fijo	26.996.913	13.968.472
	3.133.450.094	2.013.013.178

5.2 Créditos por ventas

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Deudores simples energía eléctrica	2.526.748.929	2.264.397.075	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.457.239.847	1.207.967.122	30.036.390	33.661.145
Deudores en gestión judicial	100.693.209	86.856.862	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	458.860.516	543.756.267	1.288.207.602	1.298.125.593
Provisión por deudores incobrables	(861.078.061)	(712.386.127)	(219.284.573)	(233.056.897)
Intereses a devengar	(28.462.804)	(31.801.791)	-	-
Anticipos de clientes	(5.548.663)	(5.026.774)	-	-
Servicio de consultoría	234.904.147	244.559.797	-	-
Provisión por deudores incobrables consultoría	(77.964.387)	(35.987.242)	-	-
	3.805.392.733	3.562.335.189	1.098.959.419	1.098.729.841

Las cuentas a cobrar se expresan a su valor nominal ajustado por provisiones correspondientes a la irrecuperabilidad estimada.

El plazo promedio de cobro de los créditos por ventas es de 34 días. No se carga multas y recargos a los créditos por ventas, si los mismos se abonan dentro de su vencimiento.

Para las facturas vencidas se genera automáticamente una multa del 5% del monto de la factura impaga, cuando ésta se paga dentro de los 5 días hábiles siguientes al vencimiento; cuando se paga posteriormente, la multa asciende al 10%. En la factura siguiente a la que se realiza el pago, se calculan recargos, cuya tasa efectiva mensual vigente es 1,1%.

Posteriormente al vencimiento y junto con la factura del mes siguiente, se envía carta de aviso de corte y transcurrido un plazo de 10 días hábiles sin efectuar el pago de la deuda, se procede al corte del suministro.

Luego de cortado el suministro, a los 11 días se realiza la revisión de corte y en los 32 días siguientes se realiza el trámite de baja.

Se entrega notificación de deuda, pasa al estado de dudoso cobro y se analiza la conveniencia de enviarse al clearing y de iniciar acciones legales para el cobro o su pasaje a incobrables.

Antes de aceptar a un cliente nuevo, el Ente analiza si el mismo mantiene deudas anteriores, para evitar la incobrabilidad de las ventas que se realizan. Con excepción de las partes relacionadas reveladas en la Nota 11 ningún cliente particular representa más del 2,2% del total de créditos por ventas.

Antigüedad de los saldos por venta de energía eléctrica en miles de pesos:

	2009	2008
0 a 60 días	3.396.892	3.059.107
60 a 90 días	55.534	46.096
90 a 360 días	368.928	301.434
> 360 días	2.040.432	2.028.126
Total	5.861.786	5.434.764

El Ente mantiene como política la formación de una previsión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos deudores difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos.

La variación de la previsión por venta de energía eléctrica ha sido la siguiente:

	2009	2008
Saldo inicial	(945.443.024)	(935.647.296)
Constituciones	(281.847.414)	(163.644.333)
Desafectaciones	146.927.804	153.848.605
Saldo final	(1.080.362.634)	(945.443.024)

Al determinar la recuperabilidad de los créditos por ventas, el Ente considera cualquier cambio en la calidad crediticia de los deudores desde el momento en que se otorgó el crédito hasta la fecha de cierre. La concentración del riesgo crediticio es limitada, dado que existe una base muy atomizada de la cartera.

La dirección del Ente estima que el valor registrado de sus créditos por cobrar no difiere sustancialmente de su valor justo.

5.3 Otros créditos

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Pagos anticipados	1.510.875.449	500.247.173	363.319.405	1.681.842.212
Diversos	142.778.103	144.555.147	4.711.021	10.239.560
Divisas para compra de materiales	-	2.805.824	-	-
Previsión otros créditos incobrables	(25.878.431)	(19.211.688)	-	-
Intereses financieros a devengar	(119.334)	(70.005)	(311.401)	(9.993)
	1.627.655.787	628.326.451	367.719.025	1.692.071.779

5.4 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Materiales en depósito	748.142.247	738.108.012	1.442.991.456	1.542.177.473
Materiales energéticos	683.277.243	344.847.757	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	382.111.919	253.765.911	-	-
Materiales en tránsito	59.363.396	42.169.391	115.234.828	81.858.230
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.961.357	38.591.407
Materiales energéticos en poder de terceros	-	2.691.452	-	-
Previsión por obsolescencia	-	-	(186.767.975)	(193.757.170)
Materiales en reserva para autoseguro	-	-	-	6.911.312
	1.872.894.805	1.381.582.523	1.407.419.666	1.475.781.252

El Ente mantiene como política la formación de una previsión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos inventarios difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos.

La previsión para obsolescencia de inventarios ha tenido la siguiente evolución:

	2009	2008
Saldo inicial	(193.757.170)	(58.680.311)
Creación	(79.914)	(135.076.859)
Usos de la previsión	7.069.109	-
Saldo final	(186.767.975)	(193.757.170)

5.5 Impuesto a la renta

5.5.1 Saldos por impuesto diferido

Los saldos por impuesto a la renta diferido (los cuales se presentan compensados en el Estado de situación patrimonial) al cierre de cada ejercicio, son los siguientes:

Concepto	2009	2008
Activo por impuesto diferido	5.355.020.599	5.146.376.705
Pasivo por impuesto diferido	(23.800.234)	(8.700.682)
Activo neto al cierre	5.331.220.365	5.137.676.023

5.5.2 Movimientos durante el ejercicio de las diferencias temporarias y créditos fiscales no utilizados

	Saldos al 31.12.08	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.09
Bienes de uso	2.105.500.980	1.051.743.377	3.157.244.357
Previsión incobrables	69.488.828	16.647.494	86.136.322
Anticipos a proveedores	(2.368.794)	69.966.690	67.597.896
Anticipos de clientes	(6.998.971)	(15.285.440)	(22.284.411)
Previsiones	50.692.609	(4.725.181)	45.967.428
Bienes desafectados del uso	(1.701.712)	185.888	(1.515.824)
Provisión retiro incentivado	130.311.122	(31.488.449)	98.822.673
Previsión 200 kWh	73.465.121	6.365.293	79.830.414
Previsión por obsolescencia	48.439.294	(1.747.300)	46.691.994
Pérdidas fiscales (*)	2.670.847.546	(898.118.030)	1.772.729.516
Total	5.137.676.023	193.544.342	5.331.220.365

(*) El Ente ha evaluado la recuperabilidad del crédito fiscal considerando:

- las proyecciones presupuestales aprobadas para el año próximo
- el historial de ganancias fiscales
- aislando la situación coyuntural observada en el último ejercicio de incrementos en los costos de generación

Por lo tanto, se concluye que el crédito fiscal será íntegramente utilizado en forma previa a la prescripción legal del mismo (5 años).

5.5.3 Composición del gasto por impuesto a la renta reconocido en el Estado de resultados

Concepto	2009	2008
IRAE	(67.440)	(66.337)
IRAE diferido	193.544.342	2.492.176.570
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	-	70.456.070
Total (ganancia)	193.476.902	2.562.566.303

5.5.4 Conciliación del gasto por impuesto a la renta y el resultado contable

Concepto	2009	2008
Resultado contable	2.164.339.316	(8.755.105.175)
Impuesto a la renta neto del ejercicio	(193.476.902)	(2.562.566.303)
Resultado antes de IRAE	1.970.862.414	(11.317.671.478)
IRAE (25%)	492.715.604	(2.829.417.870)
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	209.400.017	246.407.593
Ajuste fiscal por inflación	172.950.468	(33.472.163)
Ajuste valuación inversiones en el exterior	(5.031.874)	17.796.535
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	24.531.264	29.201.919
Ajustes posteriores a provisión y ajuste por inflación contable	111.238.149	10.235.551
Intereses perdidos no deducibles	4.253.800	20.093.477
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	39.549.340	-
Gastos pequeñas empresas	3.488.352	3.529.491
Diferencia de valor gasoducto (LINK)	(28.165.767)	-
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	(266.857.662)	-
Diferencia de índice contable y fiscal de bienes de uso	(933.187.310)	-
Otros	(18.361.282)	(26.940.836)
Impuesto a la renta (ganancia)	(193.476.902)	(2.562.566.303)

5.6 Inversiones en subsidiarias

El Ente mantiene inversiones en una única subsidiaria:

Nombre	Lugar en el que opera	Proporción de acciones y poder de voto obtenido		Valor contable		Actividad principal
		2009	2008	2009	2008	
Interconexión del Sur S.A.	Montevideo, Uruguay	98,12%	98,65%	394.675.706	458.649.608	Construcción y gestión de una estación convertora de frecuencia a ser instalada entre Uruguay y Brasil.

A continuación se presenta información resumida de la subsidiaria:

	2009	2008
Total de activos	407.147.793	472.584.645
Total de pasivos	4.895.196	7.648.578
Activos netos	402.252.597	464.936.067
Participación de UTE sobre los activos netos	394.675.706	458.649.608
	2009	2008
Ingresos totales	-	-
Resultado del ejercicio	(76.920.540)	(36.565.808)
Participación de UTE sobre el resultado	(75.436.254)	(35.925.390)

5.7 Inversiones en otras empresas

Nombre	Lugar en el que opera	Proporción de acciones y poder de voto obtenido	Valor contable		Actividad principal
			2009	2008	
Central Puerto S.A.	Buenos Aires, Argentina	0,63%	17.137.886	4.201.755	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Buenos Aires, Argentina	3,44%	128.474.916	72.134.488	Controlante del capital accionario de la empresa generadora Hidroeléctrica Piedra del Águila
			145.612.802	76.336.243	

La valuación de las inversiones mencionadas anteriormente es al costo y en virtud de la crisis económica en la República Argentina del año 2002, que provocó la devaluación del peso argentino, se redujeron los importes recuperables de las inversiones y se procedió a contabilizar una previsión por deterioro, de forma de reconocer un posible deterioro en las referidas inversiones. En el presente ejercicio se verificó un incremento de valor de dichas inversiones y en virtud de ello se contabilizó una reversión parcial de dicho deterioro, reconociéndose una ganancia de \$ 14.233.160 respecto a la inversión en Central Puerto S.A. y de \$ 78.554.119 para la inversión en Hidroneuquén S.A.

5.8 Bienes en comodato

Composición de los bienes en comodato expresada en miles de pesos:

Concepto	Generación (Ctal. Palmar)	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valores brutos				
Saldo inicial 31.12.07	141.011	133.397	2.660	277.068
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
Traslados	-	-	-	-
Saldo final 31.12.08	141.011	133.397	2.660	277.068
Altas	-	25	-	25
Bajas	-	(55)	-	(55)
Traslados	19.655	-	(590)	19.065
Saldo final 31.12.09	160.666	133.367	2.070	296.103
Amortizaciones				
Saldo inicial 31.12.07	8.828	9.564	2.349	20.741
Del ejercicio	4.451	8.222	311	12.984
Bajas	-	-	-	-
Traslados	-	-	-	-
Saldo final 31.12.08	13.279	17.786	2.660	33.725
Del ejercicio	4.607	7.258	-	11.865
Bajas	-	-	(590)	(590)
Traslados	2.285	-	-	2.285
Saldo final 31.12.09	20.171	25.044	2.070	47.285
Valor neto 31.12.08	127.732	115.611	-	243.343
Valor neto 31.12.09	140.495	108.323	-	248.818

5.9 Activos financieros

Los instrumentos financieros distintos a los créditos son los siguientes:

2009					
	Banco	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional*
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento					
Plazo fijo	BANDES	41.564	U\$S	2,25%	816.191
					816.191
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Bonos globales uruguayos	BROU (*)	24.144.347	U\$S	8,07%	474.122.552
					474.122.552
					474.938.743
2008					
	Banco	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional*
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento					
Plazo fijo	BANDES	41.564	U\$S	2,25%	1.072.344
					1.072.344
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Bonos globales uruguayos	BROU (*)	20.572.915	U\$S	8,07%	530.777.940
					530.777.940
					531.850.284

(*) Bonos globales uruguayos en tenencia del BROU.

5.10 Deudas comerciales

El período promedio de crédito otorgado por los proveedores al Ente está entre 30 y 40 días y no se incluyen intereses a las cuentas por pagar. El Ente mantiene políticas de gerenciamiento del riesgo financiero de liquidez, para asegurar que todas las cuentas por pagar sean pagas dentro de los plazos preestablecidos.

A continuación se presenta el detalle de las deudas comerciales:

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Deuda documentada acreedores	1.535.114.982	-	1.223.385.100	-
Proveedores por compra de energía	1.482.960.677	777.039.767	-	-
Acreedores comerciales	900.005.002	2.035.861.361	-	-
Adelantos derecho uso Estación Conversora	264.211.241	323.232.779	-	-
Depósitos recibidos en garantía	159.242.654	147.702.986	-	-
Provisión por compra de energía	136.359.753	320.051.545	-	-
Otras provisiones comerciales	155.099.963	105.974.490	-	-
Anticipos de clientes	56.394.692	24.689.919	-	-
Retenciones a terceros	48.760.690	36.255.832	-	-
	4.738.149.654	3.770.808.679	1.223.385.100	-

5.11 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	322.175.840	423.286.267	2.909.735.127	3.417.276.682
Finan. de inversiones-Instituciones financieras varias (ii)	153.147.411	200.822.405	706.991.508	1.128.870.502
Finan. capital de trabajo-Organismos multilaterales (iii)	392.478.173	429.997.354	425.075.594	859.994.708
Finan. capital de trabajo-Instituciones financieras varias (iv)	2.319.857.815	2.149.986.770	32.728.333	128.999.206
Comisión de compromiso	71.800	-	-	-
Intereses a pagar	217.669.121	369.607.609	483.562.945	907.311.558
Intereses a vencer	(168.144.764)	(274.814.004)	(483.562.945)	(907.311.558)
Total del endeudamiento con el exterior	3.237.255.396	3.298.886.401	4.074.530.562	5.535.141.098
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (v)	197.239.008	259.140.149	283.732.806	631.919.155
Financiamiento de capital de trabajo (vi)	1.746.711.072	1.640.869.902	207.170.468	816.564.975
Ministerio de Economía y Finanzas (vii)	1.747.693.000	1.375.991.533	693.840.667	687.995.766
Obligaciones negociables (viii)	-	-	1.375.550.000	-
Fideicomiso financiero (ix)	70.132.143	92.142.290	70.132.142	184.284.578
BROU - Operación Reporto (x)	416.475.632	549.227.993	-	-
IMABA e ICOSIFI a pagar	259.050	340.350	-	-
Intereses a pagar	199.773.184	325.309.593	407.169.683	154.327.810
Intereses a vencer	(150.737.569)	(264.476.399)	(407.169.683)	(154.327.810)
Total del endeudamiento local	4.227.545.520	3.978.545.411	2.630.426.083	2.320.764.474
Instrumentos financieros (Nota 8.2)	21.530.026	106.396.275	-	-
Total de las deudas financieras	7.486.330.942	7.383.828.087	6.704.956.645	7.855.905.572

5.11.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

- (i) Se trata de obligaciones por endeudamiento con el exterior contratada a mediano y largo plazo con organismos multilaterales de los cuales Uruguay es miembro, destinada a financiamiento de inversiones. Dicho pasivo se amortiza semestralmente en periodos de 5 a 15 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/09 corresponden a U\$S 26.978.545 pactados a tasa de interés fija más un spread fijado por el banco y U\$S 137.604.180 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (ii) Conciernen a préstamos obtenidos de instituciones financieras varias del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en periodos de 8 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/09 corresponden a U\$S 10.028.942 pactado a tasa de interés fija y U\$S 33.773.010 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (iii) Contiene los pasivos financieros generados por endeudamiento con el exterior contratada con organismos multilaterales para financiamiento de capital de trabajo a 3 años de plazo. El saldo al 31/12/09 es de U\$S 41.633.333 y genera intereses a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (iv) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratada con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y corto plazo, la cual genera interés sobre saldos adeudados a tasa variable determinada en función de la LIBOR más spread. La deuda al 31/12/09 asciende a U\$S 114.803.745 contratada con plazo a un año o menos y U\$S 5.000.000 pactada a tres años de plazo.

- (v) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. La deuda devenga intereses a tasa variable fijada en base a LIBOR más spread. El saldo adeudado por este concepto al 31/12/09 es de U\$S 24.493.141.
- (vi) Contiene saldos de endeudamiento local contratado para financiamiento de capital de trabajo a tasa de interés variable determinable en base a LIBOR más spread. Al 31/12/09 dicha deuda asciende a U\$S 67.850.000 para préstamos amortizables a un año o menos y U\$S 31.650.000 con amortización entre uno y tres años.
- (vii) Comprende el pasivo generado por contratos de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas amortizables en tres cuotas semestrales cada uno. Dicha deuda genera intereses a tasa variable en función del rendimiento de los Bonos globales uruguayos. El saldo al 31/12/09 asciende a U\$S 124.333.333.
- (viii) Se trata de la deuda generada por la emisión de Obligaciones negociables serie I en unidades indexadas (UI). Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija y se amortizará semestralmente conjuntamente con el pago de intereses, comenzando luego del período de gracia de dos años estipulado para dicho concepto. La deuda al 31/12/09 por las obligaciones negociables emitidas es de U\$S 70.048.887.
- (ix) Contiene la deuda generada por el pagaré emitido a largo plazo para el Fideicomiso financiero UTE 2004. Este pasivo se amortiza semestralmente y genera intereses a tasa variable dependiente de LIBOR más spread con tope máximo de 8,5% y mínimo de 6,5%. El saldo adeudado al 31/12/09 es de U\$S 7.142.857.
- (x) Corresponde a una operación de Reporto celebrada con el BROU a seis meses de plazo, en la cual UTE genera una obligación de US\$ 21.208.720 más intereses devengados a una tasa de interés fija establecida en el correspondiente contrato.

5.11.2 Incumplimientos en las condiciones de los préstamos

Algunos contratos de préstamo poseen cláusulas con condiciones ("covenants"), las cuales en caso de incumplimiento determinan la potestad para el acreedor de exigir en forma anticipada el pago de los montos adeudados. Dado que durante los últimos dos años ha existido un déficit hídrico, esto ha afectado el desempeño financiero del Ente, no pudiéndose alcanzar algunos ratios pactados. Como consecuencia, UTE ha tramitado y obtenido por escrito de los correspondientes acreedores financieros las dispensas necesarias ("waivers") en el caso de incumplimiento de las mismas, por lo cual los préstamos se exponen en función de sus vencimientos originales.

5.12 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Deudas de personal	297.509.967	282.449.143	8.405.622	18.433.683
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	414.082.306	382.390.994	-	-
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	300.987.125	284.327.430	-	-
Prov. incentivo por retiro	148.425.147	150.415.303	246.865.545	370.829.187
IVA a pagar	320.688.231	11.378.738	-	-
Acreedores fiscales	75.191.787	84.176.896	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	67.130.202	50.905.394	-	-
Deudas varias a pagar	22.321.393	80.270.201	-	-
Provisiones varias	53.407.161	94.017.715	-	-
	1.699.743.319	1.420.331.814	255.271.167	389.262.870

5.13 Previsiones

Derivadas del desempeño de la actividad, se presentan situaciones en las que el Ente debe afrontar acciones judiciales, que resultan en derechos y obligaciones a cobrarse o pagarse en distintas condiciones.

De las diversas acciones planteadas al cierre del ejercicio cabe mencionar:

A) Procesos en trámite que pueden concluir en egresos para UTE

Existen 166 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 65.596.597 equivalentes a \$ 1.288.120.374 al 31/12/09. El monto referido corresponde a las pretensiones reclamadas a la fecha de cierre del ejercicio. Tales juicios corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos: daños y perjuicios, responsabilidad por hecho u omisión de la Administración, juicios por cobro de pesos, daño moral, servidumbres, juicios ejecutivos, reparación patrimonial y aquellos en los que se dilucidan reclamaciones de índole laboral, tales como diferencia de haberes o salarios. Se incluyen además, los procesos expropiatorios (10 expropiaciones por un total de \$ 21.650.404), debido a que si bien UTE es actora, sus resultados van a aparejar erogaciones tal como ocurre en los procesos en los que la empresa es demandada.

De estos juicios están provisionados aquellos que de acuerdo a la opinión profesional del área jurídica de UTE, es altamente probable que el resultado final del mismo, sea desfavorable al Ente. Asimismo, se provisionaron indemnizaciones por servidumbre en vía administrativa para las que se estimó muy probable su pago.

Saldos al cierre de los ejercicios finalizados en diciembre de 2009 y 2008:

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Previsión por juicios	58.928.798	77.044.039	124.723.257	118.957.788
	58.928.798	77.044.039	124.723.257	118.957.788

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2009	2008
Saldo inicial	196.001.827	162.001.945
Dotaciones e incrementos	21.218.447	58.326.796
Importes objeto de reversión	(28.008.376)	(12.173.887)
Importes utilizados contra la previsión	(5.559.843)	(12.153.027)
Saldo final	183.652.055	196.001.827

B) Procesos en trámite que pueden concluir en ingresos para UTE

Al cierre del ejercicio están pendientes 10.058 acciones promovidas por UTE por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/09, de U\$S 49.209.314 equivalentes a \$ 966.323.307, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de: juicios ejecutivos, cobro de pesos y daños y perjuicios.

5.14 Beneficios post – empleo a los funcionarios

5.14.1 Provisión por retiros incentivados

La provisión refiere al plan de retiros incentivados aprobado por el Directorio en la Resolución R07.-167 del 9 de febrero de 2007, la cual es aplicable a funcionarios que:

- al 31/12/07 tuvieran 58 años de edad o más,
- tuvieran 35 años de servicio al momento de la aceptación de la renuncia por parte del Directorio y
- configuren causal jubilatoria al 31 de diciembre de 2009

Los funcionarios amparados al régimen de retiros incentivados, percibirán durante un máximo de 60 meses o hasta que el beneficiario cumpla los 70 años de edad, el equivalente al 65% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a Montepío, efectivamente cobradas por todo concepto durante el año 2005, actualizadas en la misma oportunidad y porcentaje que se disponga para los funcionarios de las empresas públicas. Adicionalmente percibirán por concepto de beneficios sociales, el equivalente al 65% de la cuota mutual.

El plazo para ampararse al plan, de acuerdo a lo establecido por Resolución R08.-202, venció el 09/04/08, acogiéndose al mismo un total de 552 funcionarios, de los cuales 534 continúan recibiendo el beneficio al 31/12/09.

Para la estimación de la provisión, se procedió a efectuar un cálculo actuarial considerando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay, la cual al 31 de diciembre de 2009 asciende a 6,94% (2008: 6,22%) y considerando las tasas de mortalidad indicadas por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Provisión por retiros incentivados	148.425.146	150.415.303	246.865.544	370.829.188
	148.425.146	150.415.303	246.865.544	370.829.188

El cargo del ejercicio correspondiente al plan de retiro fue de \$ 52.021.499 (2008: \$ 116.403.615), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.14.2 Previsión por prestación de 200 kWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio del Ente mediante las resoluciones R97.-2849 del 17 de diciembre de 1997 y R99.-2085 del 26 de agosto de 1999, las cuales otorgaron a los ex funcionarios (jubilados) que tengan una antigüedad no inferior a 15 años de servicio en el Ente o al cónyuge superviviente, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh, descontados éstos de la franja de consumo de mayor valor. Adicionalmente, la resolución de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007, extendió el beneficio a aquellos ex funcionarios que se encuentran en régimen de retiro incentivado. Actualmente gozan del beneficio 3.319 jubilados y cónyuges supervivientes y 534 ex funcionarios amparados en el régimen de retiros incentivados.

Para su estimación se procedió a efectuar un cálculo determinando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y

considerando la esperanza de vida según la edad promedio de los beneficiarios, indicada por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

Con el objeto de poder estimar la cuantía de los desembolsos futuros a incurrir por parte del Ente se utilizaron los siguientes supuestos:

- Edad promedio de los jubilados al 31.12.09 de 68 años.
- El costo energético del kWh se estimó en base al costo promedio de generación de los últimos tres años.
- La cantidad de beneficiarios se estimó como la suma de: jubilados, cónyuges supérstites, ex funcionarios en régimen de retiro incentivado y la mejor estimación de funcionarios que eventualmente se jubilen configurando los requisitos para hacer usufructo del beneficio, siendo estos últimos 4.608.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2009	2008	2009	2008
Previsión 200 kWh	20.896.593	16.886.173	298.425.064	276.974.311
	20.896.593	16.886.173	298.425.064	276.974.311

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica es de \$ 63.441.493 (2008: \$ 101.317.281), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.15 Patrimonio neto

Capitalizaciones del ejercicio

En el ejercicio 2009 se contabilizó el aporte de DIPRODE a las obras realizadas en el marco del Proyecto de Satisfacción de la Demanda de Energía Eléctrica al Norte del País y que asciende al monto de \$ 42.446.359 (\$ 69.713.043 en el ejercicio 2008).

5.16 Cuentas de orden

	2009	2008
Cartas de crédito abiertas en M/E	1.580.219.293	693.171.760
Valores recibidos en garantía	4.639.796.685	4.873.808.968
Deuda por construcción de estación convertora	180.643.730	283.673.783
	6.400.659.708	5.850.654.511

NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS

6.1 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de explotación		
	2009	2008
Compra de energía eléctrica	9.682.789.473	5.443.481.090
Materiales energéticos y lubricantes	7.900.108.222	14.861.731.135
Amortizaciones	3.539.031.717	3.541.602.215
Personal	1.874.097.342	1.739.227.817
Suministros y servicios externos	712.070.309	556.032.729
Materiales	285.250.619	290.623.386
Transporte	115.269.949	97.531.200
Tributos	19.173.920	18.023.441
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(47.298.656)	(42.206.217)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(254.803.471)	(233.224.083)
Total	23.825.689.424	26.272.822.713
Gastos de administración y ventas		
	2009	2008
Personal	1.861.595.336	1.699.276.049
Impuesto al patrimonio	942.338.986	970.233.128
Suministros y servicios externos	549.162.067	445.640.211
Pérdida por deudores incobrables	387.972.655	167.502.973
Amortizaciones	343.480.494	352.873.745
Tributos	86.175.219	83.836.259
Transporte	78.851.290	70.854.761
Materiales	59.965.135	101.711.583
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(7.921.857)	(7.447.654)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(20.833.324)	(18.664.488)
Total	4.280.786.001	3.865.816.567
Gastos diversos		
	2009	2008
Gastos diversos:		
Aportes a asociaciones y fundaciones	49.940.484	41.059.120
Indemnizaciones	16.779.457	66.184.887
Subsidios y transferencias	12.492.987	23.219.745
Donaciones	3.978.884	711.526
Varios	15.895.339	254.663.853
Resultado por inversiones	-	124.871.798
Gastos Servicios auxiliares:		
Personal	175.265.276	163.623.701
Materiales	77.727.080	83.494.815
Suministros y servicios externos	47.601.687	37.802.562
Amortizaciones	21.201.436	19.963.400
Tributos	3.155.663	7.895.107
Transporte	1.455.967	1.246.454
Total	425.494.260	824.736.968

6.2 Resultados financieros

	2009	2008
Resultado por desvalorización monetaria y diferencia de cambio real	4.563.154.959	(2.325.229.052)
Multas y recargos a clientes	604.369.572	523.873.830
Ingresos por intereses	91.330.897	45.803.833
Multas y recargos (BPS - DGI)	(139.068)	(15.211.366)
Otros cargos financieros netos	(406.029)	(1.027.803)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(26.612.289)	(82.230.728)
Descuento por pronto pago concedidos	(30.270.267)	(71.067.721)
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(72.422.471)	(42.462.040)
Egresos por intereses	(619.948.267)	(431.892.394)
Total	4.509.057.037	(2.399.443.441)

6.3 Resultados asociados a inversiones

	2009	2008
Resultados por inversiones en instrumentos financieros	141.750.740	(52.268.577)
Inversiones en empresas	18.054.253	(56.054.225)
Arrendamientos operativos	6.614.709	3.535.424
Total	166.419.702	(104.787.378)

Resultados obtenidos por inversiones en instrumentos financieros abiertos por categoría:

	2009	2008
Activos financieros al valor razonable	141.610.196	(59.376.797)
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	140.544	7.108.220
Total	141.750.740	(52.268.577)

NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2009 y 2008, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos expresados en moneda homogénea del 31 de diciembre de 2009, son los siguientes:

	2009		2008	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
ACTIVO				
Activo corriente				
Disponibilidades	109.174	2.143.860	45.060	1.162.537
Créditos por ventas	3.105	60.968	4.280	110.426
Otros créditos	72.508	1.423.834	79.766	2.057.934
Total activo corriente	184.787	3.628.662	129.106	3.330.897
Activo no corriente				
Otros créditos a largo plazo	14.151	277.878	108	2.795
Inversiones	32.966	647.363	24.875	641.765
Créditos por ventas	2.673	52.485	2.408	62.130
Total activo no corriente	49.790	977.726	27.391	706.689
TOTAL ACTIVO	234.577	4.606.388	156.497	4.037.586
PASIVO				
Pasivo corriente				
Deudas:				
- Comerciales	202.637	3.979.181	118.436	3.055.642
- Financieras	393.785	7.732.744	307.064	7.922.191
- Diversas	2.405	47.231	2.583	66.647
Intereses a vencer	(18.712)	(367.447)	(20.903)	(539.290)
Total pasivo corriente	580.115	11.391.709	407.180	10.505.190
Pasivo no corriente				
Deudas:				
- Comerciales	65.316	1.282.614	-	-
- Financieras	297.449	5.841.004	345.644	8.917.545
Intereses a vencer	(29.069)	(570.826)	(41.149)	(1.061.640)
Total pasivo no corriente	333.696	6.552.792	304.495	7.855.906
TOTAL PASIVO	913.811	17.944.501	711.675	18.361.095
POSICIÓN NETA PASIVA	679.234	13.338.113	555.178	14.323.509

NOTA 8 POLÍTICAS DE GESTIÓN DEL RIESGO

De acuerdo con lo requerido por la NIIF 7, a continuación se detallan los principales tipos de riesgos a los que se encuentran expuestos los instrumentos financieros del Ente y las políticas de gestión de los mismos.

8.1 Gestión de la estructura de financiamiento

El Ente gestiona su estructura de financiamiento con el propósito de continuar como una empresa en marcha, optimizando el equilibrio entre deuda y patrimonio, asegurando el retorno requerido a sus partes interesadas.

La estructura de financiamiento se conforma por préstamos bancarios revelados en la Nota 5.11, capital aportado por el Estado, reservas y resultados acumulados sin distribuir, revelados en el Estado de evolución del patrimonio.

La Dirección del Ente monitorea periódicamente la estructura de financiamiento. Como parte de su revisión, la Dirección considera el costo del financiamiento y los riesgos asociados con cada tipo de financiamiento.

La proporción de deuda neta de efectivo y equivalentes sobre patrimonio al fin de cada ejercicio se expone a continuación:

	2009	2008
Deuda (i)	14.191.287.587	15.239.733.659
Efectivo y equivalentes	(3.133.450.094)	(2.013.013.178)
Deuda neta	11.057.837.493	13.226.720.481
Patrimonio (ii)	78.051.187.433	75.849.431.567
Deuda neta sobre patrimonio	14%	17%

- (i) Deuda es definida como deuda financiera neta de corto y largo plazo.
- (ii) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, reservas, resultados de ejercicios anteriores y resultado del ejercicio.

8.2 Riesgo de mercado

Las actividades del Ente se encuentran expuestas principalmente a los riesgos financieros vinculados a la variabilidad del tipo de cambio y las tasas de interés. El riesgo de mercado es medido mediante un análisis de sensibilidad.

8.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El Ente efectúa transacciones en moneda extranjera y por ello está expuesto ante fluctuaciones del tipo de cambio.

Análisis de sensibilidad ante cambios en la cotización de la moneda extranjera

El Ente se encuentra principalmente expuesto a variaciones en la cotización del dólar estadounidense. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en moneda extranjera del Ente en caso de una devaluación del 7,60% (2008: 12,90%) o una apreciación del 3,24% (no se previó apreciación en 2008) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar, en un escenario de inflación del 6,08% (2008: 7,39%). Las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas por la Dirección del Ente como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en la cotización de las monedas extranjeras. En particular, las tasas consideradas en los casos de devaluación y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente.

Escenario devaluación:	Impacto moneda extranjera	
	2009	2008
Pérdida	191.495.770	742.632.852

Escenario apreciación:	Impacto moneda extranjera	
	2009	2008
Ganancia	(1.172.350.302)	-

Swaps de intercambio de divisas

El Ente contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A., New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de arbitraje U\$S – Yenes, derivado del financiamiento tomado por yenes 2.383.750.000, equivalente a U\$S 25.000.000, cuyo vencimiento es el 29/06/10. El mismo se estructuró de la siguiente forma:

- a) Citibank N.A., New York: paga yenes mensualmente por los intereses generados referidos al financiamiento, a una tasa de JPY-LIBOR-BBA. Al vencimiento paga el principal de yenes 2.383.750.000.
- b) UTE paga dólares semestralmente a una tasa LIBOR más spread. Al vencimiento paga el principal por el total de U\$S 25.000.000.

Al 31 de diciembre de 2009 el Ente registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual disminuye el pasivo por instrumentos financieros derivados en U\$S 444.080 (equivalentes a \$ 8.720.399), generando una ganancia en el ejercicio por U\$S 444.080.

8.2.2 Riesgo de tasa de interés

El Ente se encuentra expuesto al riesgo de tasa de interés dado que la entidad ha contraído préstamos a tasa fija y variable. El riesgo es administrado por el Ente manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo ha contratado SWAP de tasas de interés a efectos de mitigar parte de este tipo de riesgo.

Análisis de sensibilidad ante cambios en la tasa de interés

El análisis de sensibilidad que se realiza a continuación ha sido determinado, basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/09. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 PB o caiga en 50 PB.

Los efectos, para el próximo ejercicio, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada se resume en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario incremento de tasas	-	44.231.485
Escenario caída de tasas	22.117.084	-

Swaps de tasas de interés

El 5 de octubre de 2007, el Ente contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A., New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo para financiar la ampliación de la construcción de la Central Punta del Tigre.

La operación de cobertura contratada consiste en un SWAP de tipo de interés variable contra interés fijo.

Los detalles de la transacción son los siguientes:

- ▶ Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
01/10/2007	01/04/2008	42.000.000
01/04/2008	01/10/2008	42.000.000
01/10/2008	01/04/2009	41.944.000
01/04/2009	01/10/2009	38.794.000
01/10/2009	01/04/2010	35.644.000
01/04/2010	01/10/2010	32.494.000
01/10/2010	01/04/2011	29.344.000
01/04/2011	03/10/2011	26.208.000
03/10/2011	02/04/2012	23.072.000
02/04/2012	01/10/2012	19.936.000
01/10/2012	02/04/2013	16.800.000
02/04/2013	01/10/2013	14.000.000
01/10/2013	01/04/2014	11.200.000
01/04/2014	01/10/2014	8.400.000
01/10/2014	02/04/2015	5.600.000
02/04/2015	02/10/2015	2.800.000

- ▶ Tasa de interés

- a) Citibank N.A., New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- b) UTE paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2009 el Ente registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 1.540.481 (equivalentes a \$ 30.250.425), generando una ganancia en el ejercicio de U\$S 209.891 (equivalentes a \$ 4.121.630). Al 31/12/08 el pasivo y la pérdida ascendían a U\$S 4.123.912 y U\$S 3.187.257 respectivamente.

8.2.3 Otros riesgos ante el cambio de precios

El Ente se encuentra expuesto ante el cambio en el valor de los Bonos globales uruguayos que mantiene en cartera.

El análisis de sensibilidad que se detalla a continuación se ha determinado en base a la exposición que tienen los bonos uruguayos que se mantienen en cartera al cierre del ejercicio, en un escenario de un incremento de valor de 0,5% o una caída de 1%.

	Ganancia	Pérdida
Escenario incremento de valor	2.370.613	-
Escenario caída de valor	-	4.741.226

8.3 Riesgo crediticio

El riesgo crediticio consiste en el riesgo de que la contraparte del crédito incumpla con sus obligaciones resultando en una pérdida para el Ente. Los principales activos financieros del Ente están constituidos por los saldos bancarios y las cuentas por cobrar.

El riesgo crediticio de los saldos bancarios es limitado debido a que las contrapartes son bancos estatales o internacionales de primera línea.

El riesgo crediticio del Ente atribuible a sus cuentas por cobrar es reducido debido a la dispersión de sus créditos a través de diferentes industrias. Adicionalmente se realizan análisis crediticios para los nuevos clientes.

8.4 Riesgo de liquidez

El Ente administra su riesgo de liquidez manteniendo adecuadas disponibilidades, líneas de crédito, monitoreando constantemente las proyecciones sobre el flujo de fondos y calzando los plazos de ingreso y egresos de fondos.

Cuadros de vencimientos de activos y pasivos financieros

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos necesarios para atender el servicio financiero generado por el stock de deuda al 31/12/09, considerando capital e intereses:

	Menos de 1 mes	1 – 3 meses	3 meses a 1 año	1 – 5 años	+ 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	-	484.867.841	148.107.739	1.259.747.873	1.216.799.193	3.109.522.646
Deudas financieras a tasa variable	5.759.102	1.313.508.628	5.830.883.867	3.294.179.853	1.824.934.790	12.269.266.240
	5.759.102	1.798.376.469	5.978.991.606	4.553.927.726	3.041.733.983	15.378.788.886

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se esperan recibir por la realización del stock de inversiones temporarias al 31/12/09, considerando capital e intereses:

	Menos de 1 mes	1 – 3 meses	3 meses a 1 año	1 – 5 años	+ 5 años	Total
Activos financieros a tasa fija	-	7.409.457	25.265.631	339.824.445	276.771.376	649.270.909
	-	7.409.457	25.265.631	339.824.445	276.771.376	649.270.909

UTE espera cumplir sus obligaciones mediante el flujo de caja proveniente de sus actividades operativas y del vencimiento de sus activos financieros.

NOTA 9 GRAVÁMENES SOBRE ACTIVOS Y COMPROMISOS ASUMIDOS

9.1 Gravámenes

UTE mantiene vigentes contratos de cesión de derechos en garantía del cumplimiento de algunas de sus obligaciones, cediendo a favor de los acreedores y hasta la concurrencia de los importes adeudados, su derecho a cobrar de los agentes de cobranza (en su carácter de recaudador de los pagos adeudados bajo las facturas emitidas por UTE por servicios eléctricos) los pagos efectuados por los clientes de UTE. Esta situación se verifica respecto de las siguientes obligaciones:

Fideicomiso "UTE 2004 Fideicomiso Financiero" (Nota 5.11.1 (ix)): EF ASSET MANAGEMENT Administradora de Fondos de Inversión S.A.

El Ente posee Bonos globales uruguayos por un valor efectivo de U\$S 24.144.348 (equivalentes a \$ 474.122.552) que constituyen garantía del contrato de Reporto con el BROU cuya fecha de liberación es el 02/02/10 (Nota 5.11.1 (x)).

9.2 Compromisos asumidos

Por Resolución de Directorio R08.-1631 del 11 de diciembre de 2008, se autorizó a los representantes de UTE en el Directorio de ISUR S.A. a votar afirmativamente la suscripción con CONSORCIO AREVA de un contrato del que surge que la Administración se constituye en fiador solidario de obligaciones asumidas en ese documento por ISUR S.A. En el artículo 36° de dicho contrato, firmado el 18/12/08, se establece que esta garantía es hasta la recepción provisoria de las obras e incluye los pagos que deba realizar ISUR S.A.

El monto de dichas obligaciones, por el suministro en la modalidad "llave en mano" de una estación convertora de frecuencia de 500 MW de potencia nominal, asciende a:

- Libras esterlinas 63.952.812,06
- Reales brasileños 46.232.433,16
- Pesos uruguayos 804.807.862,23

Contratos de compra de energía

En consonancia con los lineamientos de política energética del Poder Ejecutivo y de lo dispuesto en el Decreto N° 77/006 del 13 de marzo de 2006, que apoyan la promoción del empleo de fuentes de generación a partir de recursos renovables, UTE ha celebrado distintos contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en el territorio nacional, que introduzcan dicha energía utilizando como fuente primaria, energía eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas. El monto total de estos contratos cuyos plazos de devengamiento oscilan entre 2 y 20 años asciende aproximadamente a U\$S 342 millones. La fecha de inicio de la mayoría de estos contratos se prevé para el año 2010.

El monto adjudicado a cada uno de los proveedores corresponde a una estimación realizada en función de la potencia y el plazo de contrato indicado en la oferta, por consiguiente en caso de no ser utilizado en su totalidad, no generará ningún derecho a favor del proveedor.

Existen otros contratos vigentes con proveedores locales por montos que ascienden aproximadamente a U\$S 32 millones.

NOTA 10 CONTRATOS PARA SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS

A efectos de viabilizar la licitación para la construcción, operación y mantenimiento del Gasoducto Cruz del Sur, en ejercicios anteriores UTE había acordado, entre otras cosas, un compromiso en firme bajo la modalidad de "take or pay" para la adquisición de gas natural proveniente de la República Argentina.

En octubre de 2008, se firmó un nuevo contrato con Pan American Energy LLC Sucursal Argentina y Wintershall Energía S.A., que fue aprobado por Resolución de Directorio R08.-1295 del 9 de octubre de 2008, el cual, al tiempo de viabilizar el acceso de UTE a gas natural para la producción de energía eléctrica en nuestro país, facilitaría una solución para que ANCAP pueda continuar con el suministro de gas.

El nuevo acuerdo permite conservar la vigencia de los permisos de exportación de gas hacia nuestro país, consolidando el acceso al gas natural y preservando los derechos adquiridos por UTE en el contrato original respecto del gasoducto "LINK".

El suministro será de carácter interrumpible, obteniéndose en contrapartida la reducción a cero de las cantidades "take or pay" y "ship or pay" del contrato original.

El plazo del acuerdo es de 3 años a partir de la fecha de la primera entrega, fijándose los precios del gas en el acuerdo, teniendo en cuenta el nuevo contexto del mercado regional.

Colateralmente se firmó un acuerdo con ANCAP que establece las condiciones en las que ambos organismos se comprometen en forma recíproca a poner a disposición de cada parte una porción del volumen de gas puesto a disposición bajo el acuerdo referido en párrafos anteriores al amparo del permiso de exportación cedido.

NOTA 11 PARTES VINCULADAS

11.1 Saldos

Los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Concepto	Subsidiarias y asociadas		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnico Mixta de Salto Grande)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Títulos de deuda			474.122.552	530.777.940		
Créditos			264.220.154	253.665.802		
Préstamo (ISUR S.A.)	3.765.709	3.987.960				
Créditos CONEX			126.943.950	124.748.817		
Otros créditos			33.212.060	-		
Créditos con bancos			3.072.017.317	1.982.445.592		
Deudas financieras	140.340.262	276.576.601	3.256.260.208	3.630.182.065		
Deudas comerciales			2.715.493.515	954.644.689	1.352.410.293	693.484.131

11.2 Transacciones

Las transacciones con partes vinculadas son los siguientes:

Incluyen el impuesto al valor agregado cuando corresponde.

Concepto	Subsidiarias y asociadas		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnico Mixta de Salto Grande)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Aportes de capital	11.471.059	223.982.695				
Préstamos	-	4.104.240				
Venta de energía			2.412.257.644	2.195.301.419	259.692	233.432
Ingresos ajenos a la explotación			35.067.397	-		
Ingresos por servicios de CONEX			128.248.667	116.222.946		
Compra de energía					911.312.491	888.216.403
Compra de bienes y contratación de servicios			9.824.805.938	18.803.267.674		
Intereses y otros resultados financieros	14.904.045	21.013.852	208.345.256	102.077.197		

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 5.559.443 en el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2009 (\$ 4.445.564 en el período finalizado el 31 de diciembre de 2008).

NOTA 12 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE OPERACIÓN

Según la Norma Internacional de Información Financiera N° 8, un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocios de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos (incluidos los ingresos y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad)
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento y
- en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada

En particular, UTE mantiene una actividad integrada verticalmente desde la generación hasta la comercialización de energía eléctrica, no encontrándose disponible información financiera diferenciada de los ingresos atribuibles a cada segmento, tal como lo requiere la norma, motivo por el cual, todo el ingreso por venta de energía eléctrica se expone dentro del segmento "Comercial".

Los activos, pasivos y resultados de los segmentos incluyen los saldos y transacciones directamente atribuibles a éstos, así como aquellos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Los saldos y transacciones no distribuidos comprenden principalmente los activos distintos a los activos fijos (de los cuales sí se dispone de información financiera diferenciada), todos los pasivos y los resultados asociados, que no pueden ser directamente atribuibles a los segmentos.

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

(Cifras expresadas en miles de pesos uruguayos)

2009							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				24.760.335	116.373	1.117.067	25.993.775
Gastos de explotación	(18.389.936)	(467.552)	(1.591.863)		(84.439)	(3.291.900)	(23.825.689)
Gastos de adm. y ventas				(4.280.786)			(4.280.786)
Resultados financieros							4.509.057
Gastos ajenos a la explotación							(425.494)
Impuesto a la renta							193.477
							<u>2.164.339</u>
Total de activo	25.816.207	15.710.827	33.075.397		156.940	25.902.845	100.662.216
Total de pasivo							22.611.028
Incorporaciones de activo fijo	409.838	1.308.865	864.246			395.651	2.978.600

2008							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				20.913.734	270.289	861.125	22.045.148
Gastos de explotación	(20.958.241)	(476.808)	(1.443.649)		(135.226)	(3.258.899)	(26.272.822)
Gastos de adm. y ventas				(3.865.817)			(3.865.817)
Resultados financieros							(2.399.443)
Gastos ajenos a la explotación							(824.737)
Impuesto a la renta							2.562.566
							<u>(8.755.105)</u>
Total de activo	23.871.829	15.930.685	32.857.734		208.573	24.297.379	97.166.200
Total de pasivo							21.316.768
Incorporaciones de activo fijo	580.995	193.142	952.416			551.646	2.278.198

- (1) Los gastos de generación eléctrica incluyen miles de \$ 9.682.789 (miles de \$ 5.443.481 al 31 de diciembre de 2008) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 983.477 (miles de \$ 955.573 al 31 de diciembre de 2008) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (2) Los gastos de trasmisión eléctrica incluyen miles de \$ 741.125 (miles de \$ 782.552 al 31 de diciembre de 2008) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 1.686.970 (miles de \$ 1.633.836 al 31 de diciembre de 2008) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (4) Ingresos, gastos y activos sin una asignación diferenciada dentro de los sistemas de información disponibles.

NOTA 13 INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 17.040 ART. 2

Literal A Número de funcionarios, becarios y situaciones similares, en los últimos cinco ejercicios

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2005	5.482	822	-
2006	6.265	3	-
2007	6.169	6	-
2008	6.053	55	-
2009	6.161	69	-

Literal B Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2009

		\$
INGRESOS		
Ingresos de explotación		25.296.589.870
Venta de energía eléctrica	24.819.405.250	
Bonificaciones	(59.070.392)	
Servicios de consultoría	116.372.653	
Otros ingresos de explotación	419.882.359	
Ingresos ajenos a la explotación		697.185.192
TOTAL INGRESOS		25.993.775.062

Literal C Gastos por actividad y resultados de la empresa para el ejercicio 2009

		\$
GASTOS		
Costos de explotación		(23.825.689.424)
Generación	(8.706.163.060)	
Trasmisión	(466.811.168)	
Distribución	(1.590.175.649)	
Despacho Nacional de Cargas	(58.381.935)	
Consultoría externa	(84.438.552)	
Compra de energía	(9.682.789.472)	
Amortización	(3.539.031.715)	
Trabajos para inversiones en curso	302.102.127	
Gastos de administración y ventas		(4.280.786.001)
Comerciales	(1.806.756.555)	
Administración de operación y mantenimiento	(341.386.662)	
Servicios administrativos de apoyo	(2.161.397.965)	
Trabajos para inversiones en curso	28.755.181	
Resultados financieros		4.509.057.037
Gastos ajenos a la explotación		(425.494.260)
Impuesto a la renta		193.476.902
TOTAL GASTOS		(23.829.435.746)
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO		2.164.339.316

Literal D Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2009

	\$
IVA	2.180.240.250
IMPUESTO A LA RENTA	
- Anticipos	61.865
- Crédito Impuesto a la renta 2008	(133.615.452)
IMPUESTO AL PATRIMONIO	
- Anticipos	1.058.657.995
- Crédito Impuesto al patrimonio 2008	(248.132.681)
RETENCIONES	489.971.198
- Impuesto al patrimonio	407.712
- IVA e IRNR empresas exterior	61.328.989
- IVA Dec. 528/003	427.493.591
- IRPF trabajadores independientes	318.351
- IRPF arrendamientos	310.098
- IRPF pensiones	3.306
- 90% IVA servicios de salud	66.536
- IASS	42.615
Tasa Tribunal de cuentas	6.758.258
Tasa Control marco regulatorio energía y agua	27.877.407
Tasa Despacho de cargas (ADME)	14.000.000
TOTAL	3.395.818.840

Literal E Transferencias a Rentas Generales

No se realizaron adelantos de versión de resultados en el ejercicio.

NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN

Con el fin de mejorar el balance de suministro-demanda, Argentina y Uruguay encararon el análisis de opciones para diversificar su suministro de gas natural. Las sinergias entre ambos países, la infraestructura de gasoductos existente y las características del gas natural licuado (GNL) en el mundo, hacen muy atractivo el proyecto de abastecimiento de dicho energético a través de una terminal de recepción y regasificación de GNL a instalarse en Uruguay para servir a ambos países. Para coordinar las tareas, se creó una Comisión Mixta a nivel ministerial.

Dicha Comisión ha venido elaborando lineamientos de desarrollo, como por ejemplo la convocatoria a terceros para encargarse de la construcción y operación de la regasificación, a cambio del pago de la capacidad disponible. Eventualmente, podría participarse minoritariamente en la entidad regasificadora a título de seguimiento de esa parte del negocio. La capacidad prevista de dicha planta es inicialmente entre 6 y 10 M³/d, pudiendo ser ampliable.

Las empresas energéticas estatales ANCAP y UTE por Uruguay y ENARSA por Argentina, fueron designadas a efectos de iniciar el desarrollo de diversas fases de evaluación y ejecución del proyecto. En el marco descripto, se conformó un equipo de proyecto que cuenta con el apoyo de consultoras técnica y legal-contractual de experiencia a nivel mundial en este tipo de proyectos.

Por parte de la consultoría en aspectos legales-contractuales, se analizarán estructuras de negocio a aplicar, así como elementos contractuales vinculados a la regasificación, a la adquisición del gas licuado, venta del gas regasificado, etc.

Consideradas diversas características de localización, se identificó para una solución de entrada en plazos reducidos (denominada "fast track") la posibilidad de situar una instalación de este tipo tanto cercana a la Punta Sayago (al oeste de la bahía de Montevideo), como a cierta distancia de la misma- en función de las profundidades naturales del Río de la Plata en la zona-. El Proyecto se compone de las instalaciones principales y complementarias de recepción y regasificación de GNL, incluyendo instalaciones de transporte de gas hacia la red existente y obras marítimas y portuarias asociadas a la operativa de la planta.

En cuanto a tecnologías y de acuerdo a las características mencionadas para la instalación, han venido desarrollándose a nivel internacional tanto soluciones en tierra como flotantes. Ellas presentan diversas características de inversión y plazos de construcción. Los consultores técnicos colaborarán con el Proyecto en la evaluación de posibilidades y posibles efectos de éstas respecto a la mejor organización de convocatorias internacionales.

Se ha manejado la finalización de la actual etapa de consideraciones estratégicas a corto plazo, pasando luego a la instancia de elaboración de convocatorias. Es posible estimar que tareas como las mencionadas se realizarían en el primer semestre del año 2010, siendo en la segunda parte del año la fase de convocatorias.

NOTA 15 HECHOS POSTERIORES

A la fecha de culminación de los trabajos de elaboración de los estados contables, se encuentra en trámite la suscripción de un contrato con la firma Centrais Eletricas Brasileiras (ELETROBRAS), mediante el cual dicha firma se comprometerá a la implantación de las obras en Brasil necesarias para la interconexión con la República Oriental del Uruguay. El compromiso que asumirá UTE será el pago de un canon para remunerar inversiones y otro para la operación y mantenimiento, mediante los que adquirirá los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de transmisión que se construyan en el vecino país en el marco de este contrato.

El plazo del mismo será de 30 años prorrogables, abonándose el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 durante 15 años y el de operación y mantenimiento en cuotas mensuales de R\$ 198.031 durante 30 años.