



PROGRAMA MARCO PARA LA GESTIÓN SOSTENIBLE DE  
LOS RECURSOS HÍDRICOS DE LA CUENCA DEL PLATA,  
EN RELACIÓN CON LOS EFECTOS DE LA VARIABILIDAD Y  
EL CAMBIO CLIMÁTICO

PROGRAMA MARCO PARA GESTÃO SUSTENTAVEL DOS  
RECURSOS HIDRICOS DA BACIA DO PRATA,  
CONSIDERANDO OS EFEITOS DECORRENTES DA  
VARIABILIDADE E MUDANÇAS DO CLIMA



## HIDROELECTRICIDAD - URUGUAY

### Informe Final

**Julio C. Patrone.**

**30.12.14.**



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



## INDICE

1. Introducción.....	
2. Visión General de país.....	1
3. Potencial Energético del país.....	5
4. Marco Institucional y Legal.....	6
4.1. Marco Institucional.....	6
4.2. Marco Legal.....	9
5. Matriz Energética y Potencial Hidroeléctrico.....	10
6. Consideraciones sobre el Planeamiento de Usinas Hidroeléctricas.....	13
6.1 Aprovechamientos implementados y a ser implementados.....	13
6.2 Consideraciones técnicas especiales.....	18
7. Aspectos Transfronterizos.....	20
7.1 Internos de Uruguay.....	20
7.2 Fronterizos.....	21
8. Conclusiones y Recomendaciones.....	22
9. Bibliografía.....	24



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



## INDICE ESPECIFICO.

Fig.1 - Consumo histórico de electricidad.

Fig.2 - Distribución de consumo en 2013.

Fig.3 - Consumo de electricidad per cápita e intensidad eléctrica.

Fig.4 - Población. Tasa de crecimiento y tendencias.

Fig.5 – Población Total y proyecciones.

Fig.6 – Producto Interno Bruto e índice de precios explícito.

Fig.7 – PIB desestacionalizado en el período 2005-2014.

Fig.8 – Evolución de la oferta de hidroenergía.

Fig.9 – Oferta de Energía eléctrica.

Fig.10 – Evolución de la participación de las distintas fuentes de energía.

Fig.11 – Evolución de la participación hidráulica y eólica en la oferta energética.

Fig.12 y 13 – Evolución de la generación por origen y situación 2013.

Fig. 14 – Central Hidroeléctrica Gabriel Terra.

Fig. 15 – Central Hidroeléctrica Rincón de Baygorria.

Fig. 16 – Central Hidroeléctrica Constitución.

Fig. 17 – Central Hidroeléctrica Salto Grande.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



## ACRONIMOS

ADME – Administración del Mercado Eléctrico.

BCU - Banco Central del Uruguay.

CAMMESA – Comisión Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad.

CMP – Crecida Máxima Probable.

CTM – Comisión Técnico Mixta de Salto Grande.

DNC – Despacho Nacional de Cargas.

DNE – Dirección Nacional de Energía.

EPAGRI-CIRAM - Empresa de Investigaciones Agropecuarias y Extensión Rural de Santa Catarina.

GWh - Giga vatios hora.

ICOLD – Comisión Internacional de Grandes Presas.

INE – Instituto Nacional de Estadísticas.

INMET – Instituto Nacional de Meteorología de Brasil.

INPE – CPTEC – Instituto de Investigaciones Espaciales – Centro de Pronóstico del Tiempo y Estudios Climáticos.

MW – Mega vatios.

OSE – Obras Sanitarias del Estado.

PCH – Pequeña Central Hidroeléctrica.

PIB – Producto Interno Bruto.

PMP – Precipitación Máxima Probable.

PSP – Central de acumulación y bombeo.

SIN – Sistema Interconectado Nacional.

UREE – Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica.

URSEA – Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua.

UTE – Usinas y Trasmisiones Eléctricas.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



## HIDROELECTRICIDAD.

### Informe correspondiente a URUGUAY.

#### RESUMEN EJECUTIVO.

En Uruguay, los grandes aprovechamientos hidroeléctricos ya han sido construidos. Este desarrollo ha incluido el emprendimiento binacional de Salto Grande compartido con Argentina. Históricamente, esta obra junto con el aprovechamiento integral del río Negro, mediante tres embalses en serie, destinados a la generación hidroeléctrica, conformaron la estrategia básica del país, en materia de aprovechamiento de las energías renovables. Actualmente, sin embargo, el potencial hidroeléctrico nacional remanente es escaso y está vinculado a centrales de generación de porte mediano y a la mini hidráulica. Aún así, estos proyectos, algunos de los cuales tienen actualmente cierto grado de avance, solo son factibles en la medida que resulten en la construcción de embalses multipropósito, donde la generación no sea el fin primario o bien que se trate de equipar presas de riego o abastecimiento de agua con turbinas.

La gran apuesta del país, en vistas del crecimiento sostenido de la demanda y en materia de energías renovables, se vincula con la incorporación de energía de origen eólico, donde Uruguay presenta un potencial muy importante y que recién comienza a explotarse. El propósito es concretar con horizonte 2016, una potencia instalada de 1200 MW de fuente eólica.

No obstante, es bien sabido que la energía eólica, que debe ser siempre despachada, requiere que sus oscilaciones intra- diarias deban completarse con otras fuentes de energía, donde la hidroeléctrica resulta ser la más apropiada. En particular, se está prestando especial atención al desarrollo de plantas hidroeléctricas de acumulación y bombeo.

En cuanto a la problemática transfronteriza, deben destacarse los importantes esfuerzos realizados para mejorar la operación de las centrales de generación, en base a información en tiempo real y pronósticos meteorológicos de calidad. En el caso de Salto Grande, se han producido avances notorios en la obtención de información en virtud de la disponibilización de datos hidrológicos de Brasil por Internet, así como de la información de operación de las centrales del Alto Uruguay. Sigue siendo fundamental, de todos modos, mejorar el grado de confiabilidad de los pronósticos meteorológicos regionales, particularmente críticos en embalses de escasa regulación, como Salto Grande, y también en el río Negro. En este sentido, la obtención de datos meteorológicos podría ser fuertemente mejorada mediante la incorporación de sistemas de radares meteorológicos con cobertura nacional.

En relación con la incidencia de la variabilidad climática, por un lado, es previsible que la tendencia observada al aumento de los caudales en los ríos afluentes a los embalses de generación, resulte en una reducción del factor de sobre-equipamiento con que fueron diseñadas las centrales. Se han desarrollado estudios para actualizar dicho factor en una de las centrales del río Negro. Por otra parte, la secuencia más frecuente de episodios lluviosos intensos y de corta duración, sobre los propios embalses y cuencas inmediatas, derivará en mayores variaciones en las ondas de crecida aguas abajo de las presas, aumentando con ello los requerimientos de mejora en los sistemas de alerta y otras afectaciones ambientales, como por ejemplo la erosión de márgenes.

Dada la aleatoriedad del sistema de base hidroeléctrica, se han vuelto más necesarios los esfuerzos en la mejora del pronóstico climático estacional. En particular y vinculado con la incidencia del cambio climático, Uruguay ha incursionado recientemente en el mercado de seguros frente a sequías hidrológicas. Este instrumento se ha diseñado para, junto con otros recursos financieros, mitigar los costos derivados de la importación de derivados del petróleo, que abastecen el respaldo térmico del sistema.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



## 1. INTRODUCCION.

La hidroelectricidad es uno de los aspectos más importantes en el marco del aprovechamiento de los recursos hídricos para el desarrollo de actividades productivas en la cuenca del Plata. Ha habido, sin dudas, un proceso histórico, con hitos muy significativos, que determinaron el proyecto y la construcción de grandes presas y centrales de generación en esta cuenca. En el caso particular de Uruguay, durante el siglo pasado ha tenido lugar dicho proceso, el que ha incluido también la explotación de un río compartido. El presente informe buscará, en acuerdo con los términos de referencia, sintetizar la realidad nacional actual en la materia, involucrando la problemática transfronteriza. Se presentarán además, en forma resumida, los emprendimientos hidroeléctricos y los aspectos de operación y mantenimiento de las obras existentes, que impliquen la necesidad de asumir nuevos retos, en relación con la sustentabilidad de los mismos, las posibilidades de cooperación regional y su adaptabilidad a los escenarios de variabilidad y cambio climático, formulados para la cuenca del Plata.

## 2. VISION GENERAL DEL PAIS.

En términos generales, a nivel nacional, en Uruguay, y de acuerdo con los datos del Balance Energético Nacional, publicado por la Dirección Nacional de Energía, el consumo final energético de electricidad ha venido presentando una evolución creciente en los últimos diez años, alcanzando un valor de 9.850 GWh en 2013. La distribución por sector de consumo que ha sido similar en los últimos años, se distribuyó durante 2013 de la siguiente forma: sector residencial:40%, sector comercial y de servicios :30%, sector industrial: 27% y sector agrícola persquero:3%.

El consumo de electricidad per cápita ha presentado también una tendencia creciente, pasando de 2.834 a 2.904 kWh por habitante entre 2012 y 2013. La intensidad eléctrica, expresada en kWh por millones de pesos a precios constantes con referencia 2005, ha presentado una disminución entre 2003 y 2005, año a partir del cual comienza a aumentar hasta alcanzar un valor máximo de 16.739 kWh/millones \$ en 2007. Desde ese año, el consumo eléctrico por PIB vuelve a tener un comportamiento decreciente para llegar al 2013 con un valor de 15.125 kWh/millones \$.

La energía de origen hidráulico (hidroenergía) ha tenido históricamente una muy importante participación en la cobertura de la demanda del país. Sin embargo, la oferta de esta fuente de energía es muy variable a lo largo de los años, ya que como se sabe está fuertemente asociada al régimen de precipitaciones. Uruguay, como en general la zona sudeste de Sudamérica, y en particular la Cuenca del Plata, es un país que se ha caracterizado por alternancias de ciclos lluviosos y ciclos secos, en muchos casos en clara asociación con fenómenos climáticos de escala planetaria, como la Oscilación Sur, en sus fases cálida y fría( fenómenos de El Niño y La Niña, respectivamente). Del mismo modo, Uruguay pertenece a lo que se conoce como una misma región pluviométrica, en el sentido que normalmente tanto inundaciones como sequías abarcan todo el territorio y no puede concebirse una complementariedad hidrológica a nivel nacional.

En este sentido, por ejemplo, el año 2013 presentó buenas condiciones de hidraulicidad al igual que otros años del período indicado. De esta manera, la oferta total de hidroenergía en 2013 fue de 10.257 GWh, siendo un 50% mayor que el año anterior y similar a la registrada en 2007 y 2010.

En las Figuras 1 y 2 se incluyen los datos de consumo de electricidad por sector en los últimos diez años y la distribución por uso, durante el último año, según datos publicados en el Balance Energético Nacional (preliminar) de 2013, por la Dirección Nacional de Energía (DNE).

En términos generales se observa un sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica, que puede situarse en el entorno del 3,5% anual. Por ejemplo la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha pasado de 3550 GWh en 1983 a 7833 GWh en el 2000, o sea



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



que se produjo prácticamente una duplicación en la energía entregada en el período indicado de 17 años. La oferta prevista para 2020 es de 13132 GWh.

En la Fig.3 se incluye el consumo de electricidad per cápita. Debe destacarse asimismo que cerca del 99% de la población tiene acceso al suministro de energía eléctrica.

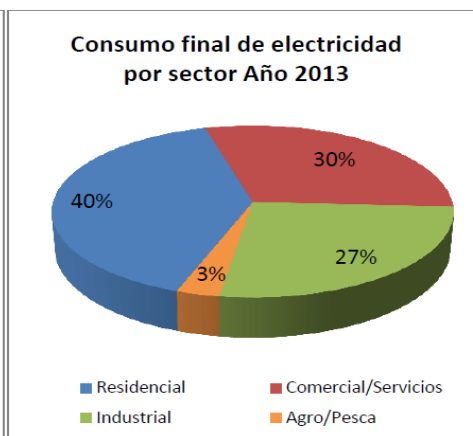
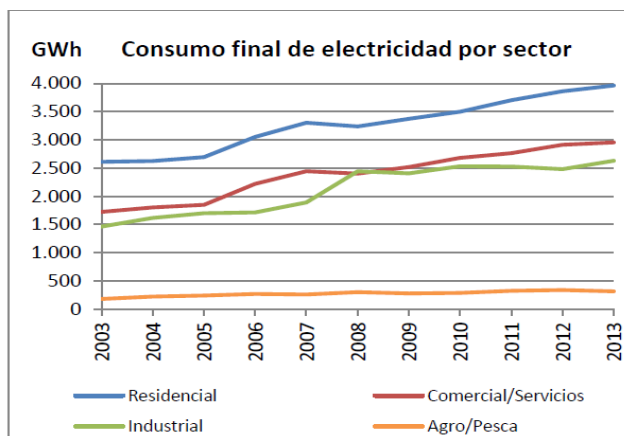


Fig. 1 Consumo histórico de electricidad.

Fig.2 Distribución del consumo en 2013.

Fuente: Balance Energético Nacional preliminar 2013 (DNE).

#### Consumo de electricidad per cápita e intensidad eléctrica

Sector	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consumo final eléctrico (GWh)	5.970,3	6.259,6	6.473,7	7.247,6	7.890,4	8.375,5	8.569,8	8.985,1	9.308,3	9.579,5	9.849,8
Población (miles de habitantes) *	3.303,5	3.301,7	3.305,7	3.314,5	3.323,9	3.334,1	3.344,9	3.356,6	3.368,6	3.380,5	3.392,4
Consumo eléctrico per cápita (kWh/habitante)	1.807,2	1.895,9	1.958,3	2.186,7	2.373,8	2.512,1	2.562,0	2.676,9	2.763,3	2.833,7	2.903,5
PIB, millones \$ (2005) **	376.664	395.513	425.018	442.438	471.380	505.207	517.086	560.542	601.693	623.813	651.240
Consumo eléctrico/PBI (kWh/millones \$ 2005)	15.850	15.827	15.232	16.381	16.739	16.578	16.573	16.029	15.470	15.356	15.125

\* Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2005).  
 Nota: La población total contabilizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.  
 \*\* Fuente: Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto. Serie anual a precios constantes referencia 2005.

Fig.3 Consumo de Electricidad per cápita e intensidad eléctrica.

Fuente: Balance Energético Nacional preliminar 2013 (DNE).

De momento que la mayor parte del consumo de electricidad está radicado en el sector residencial y en el sector comercial y de servicios, resulta clave vincular el crecimiento de la demanda con el incremento poblacional previsible. A estos efectos, y en relación con las proyecciones para los escenarios 2030 y 2050 se agregan los siguientes datos, obtenidos a partir de la información pública divulgada por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

“En perspectiva histórica, durante los primeros treinta años del siglo XX Uruguay duplicó su población. En efecto, en 1900 la misma se estimaba en aproximadamente 925.884 personas y en 1930 superó la cifra de 1.875.000. Para que este fenómeno vuelva a repetirse habrá que esperar hasta el año 2015, con lo cual pasarán aproximadamente 85 años. La curva de la tasa de crecimiento acusa en forma notoria los flujos migratorios de entrada y salida de personas. En los períodos de postguerra mundial registra un ascenso importante a consecuencia de la inmigración de origen europeo. El brusco descenso alrededor de los años setenta refleja el impacto de la emigración internacional: en 1975 el 12% de la población uruguaya había emigrado. Aunque se estima que la tasa de crecimiento seguirá el descenso iniciado a mitad del siglo, la población en términos absolutos continuará creciendo como resultado de la conjunción de tres factores: reducción de la mortalidad; tasa de natalidad relativamente sostenida en torno al



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



18 por mil, debido a una fecundidad en lento descenso; un aporte inmigratorio bajo pero constante y una emigración en continuo descenso. A mediados de 2000 la población uruguaya alcanzó a los 3.322.141 habitantes (revisión 2000) creciendo a una tasa media anual de 0.6%". (Fig. 4).

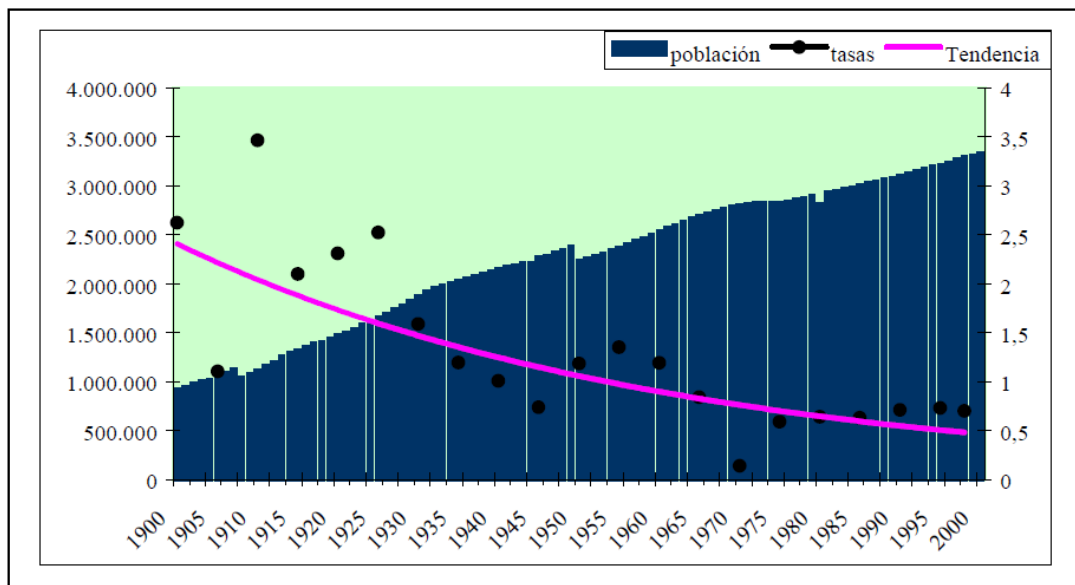


Fig. 4 Población, Tasas de crecimiento y Tendencias.

Fuente: INE. Página web. Variables. Población y crecimiento.

Continúa la información del INE señalando que :”De acuerdo con estos estudios, se prevé que aunque a un ritmo lento la población seguirá creciendo y hacia el año 2050 se estima que llegará a 4.202.494 habitantes, que se repartirán por sexo en 2.047981 hombres y 2.154.513mujeres.”

A efectos de tener una visión sinóptica de la evolución futura de la población, la Fig.5 resume algunos indicadores para años seleccionados.

Año	Población al 30 de junio	Tasa de crecimiento (por mil)	Edad mediana	Relación de dependencia	Porcentaje de población		Relación de masculinidad
					Menor de 15 años	De 65+ años	
2000	3.322.141	5.8	31.8	61.2	24.8	13.2	93.9
2010	3.516.813	5.7	33.1	57.0	22.8	13.5	93.8
2020	3.729.935	5.6	34.9	55.5	21.4	14.3	94.1
2030	3.923.773	4.5	36.9	57.1	20.3	16.1	94.6
2040	4.082.480	3.5	38.9	58.8	19.2	17.8	94.8
2050	4.202.494	2.4	40.2	62.5	18.5	19.9	95.1

Fuente: INE, Proyecciones de la Población Total del País, revisión 2000.

Fig.5 Población Total y Proyecciones.

Fuente: INE. Página web. Variables. Población y crecimiento.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA





En este contexto, el diagnóstico del INE concluye que “la situación uruguaya resultó atípica en la región ya que asemejó su comportamiento a los países del mundo desarrollado. Sin embargo, al presente y hacia el futuro su población se acercará al contexto regional, no por modificaciones en el mismo, sino por aproximación de estos últimos y cambios importantes en los países desarrollados, los cuales no crecerán o lo harán a tasas negativas. En relación al envejecimiento demográfico, es el país con más alto porcentaje de población adulta mayor (de 65 años y más de edad) de la región. Además, según datos del Population Reference Bureau, Uruguay se ubica entre los 12 países del mundo cuyo porcentaje de población urbana supera el 90%”.

Por último, en cuanto al Producto Interno Bruto (PIB), la información publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU), indica que el mismo medido en valores a precios corrientes, ascendió a 318.112 millones de pesos uruguayos en el segundo trimestre de 2014 (Fig.6). La variación del índice de precios implícitos del PIB registró una tasa positiva de 10,9% respecto a igual trimestre del año anterior. La Fig.7 presenta la evolución del PIB de Uruguay en el período 2005-2014.

Cuadro 3 Producto Interno Bruto, valores corrientes, e Índice de precios implícito		
	1º trim. 2014*	2º trim. 2014*
PIB en valores corrientes (millones de \$)	304.500	318.112
Índice de Precios Implícitos del PIB (variación interanual)	11,0 %	10,9 %
*Datos preliminares		

Fig.6 Producto Interno Bruto, valores corrientes e índice de precios implícito.  
Fuente: BCU. Página web. Estadísticas e indicadores.

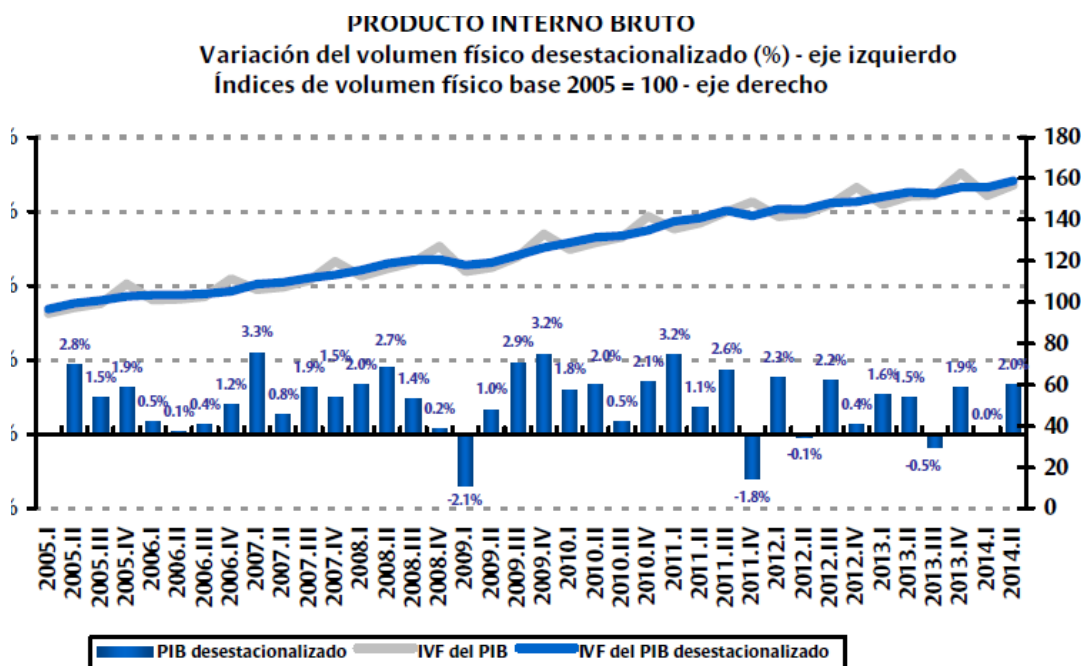


Fig.7 PIB desestacionalizado en el período 2005-2014.  
Fuente: BCU. Página web. Estadísticas e indicadores.





### 3. POTENCIAL ENERGETICO DEL PAIS.

De acuerdo con los datos incluidos en el Balance Energético Nacional publicado por la Dirección Nacional de Energía de Uruguay para 2013, es posible observar que la oferta total de energía eléctrica ha presentado una tendencia creciente a lo largo de los últimos diez años. En particular, durante 2013 fue de 11.451 GWh. El Balance Energético considera la definición de oferta como la combinación de la producción o generación de energía más los intercambios (exportaciones o importaciones) y las variaciones de inventario. Las importaciones o exportaciones están condicionadas por la situación y la disponibilidad de oferta desde los países vecinos. En Uruguay, el intercambio de energía se realiza fundamentalmente a través de la interconexión eléctrica con Argentina. Cabe destacar que en el año 2013 no hubo importaciones de electricidad, lo que no se ocurría desde hace más de 20 años.

Como se ha dicho, Uruguay es un país que históricamente tiene una alta participación de la energía hidráulica en su matriz de generación eléctrica, y por consecuencia es muy dependiente de las condiciones de hidraulicidad. De esta manera, se verifica que en años de buena hidraulicidad, la producción hidroeléctrica tiene participaciones importantes mientras que en años de baja hidraulicidad, predomina la generación a partir de derivados de petróleo que deben importarse. En la Fig.9 se puede observar este comportamiento a lo largo de la serie 2003-2013. Desde hace varios años, el país está llevando adelante una política energética de diversificación de la matriz, mediante la incorporación de nuevas fuentes de generación de electricidad, entre otras medidas. En especial, la participación de la energía eólica y la biomasa como insumos para la generación de energía eléctrica es claramente creciente en los últimos años. En el año 2013, el 84% de la energía eléctrica fue de origen renovable, mientras que el 16% de la electricidad se generó a partir de combustibles fósiles. Las Figuras 7 y 8 presentan la oferta de hidroenergía y de energía eólica en los últimos diez años.

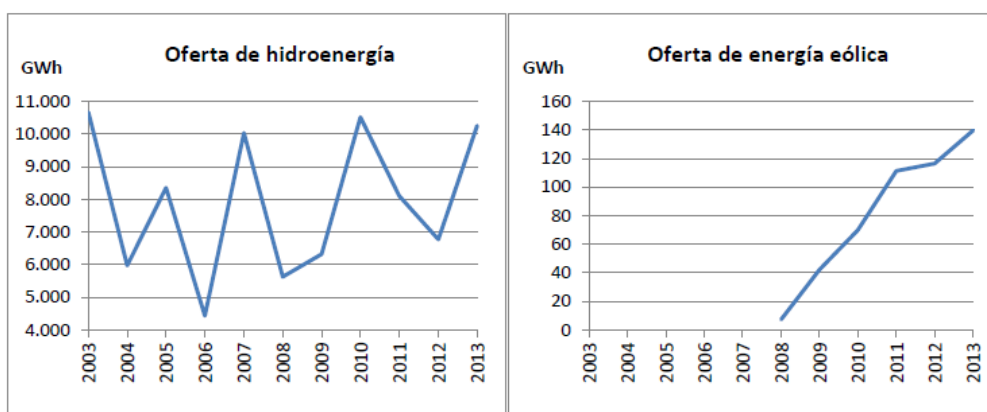


Fig.7 Evolución de la Oferta de hidroenergía.

Fig.8 Oferta de energía eólica.

Fuente: Balance Energético Nacional preliminar 2013 (DNE).

A partir de 2008, se comenzó a incluir en el Balance Energético Nacional la energía eólica utilizada por los aerogeneradores de gran porte. En el año 2013, la oferta de energía eólica fue de 140 GWh, aumentando un 20% respecto a 2012. Se destaca que hasta el año 2007, no había potencia instalada de generadores de gran porte en el país.

En la Fig.9 se presenta la evolución en el período 2003-2013 de la generación de electricidad discriminada por origen y en la Fig.10 la evolución en el mismo período de la oferta de energía renovable, desagregada en fuente hidráulica y eólica.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



F  
Generación de electricidad por origen (GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Térmica (Fósil)	6,6	1.076,8	956,3	1.971,2	1.224,6	3.388,7	2.634,0	1.165,0	2.628,5	3.748,7	1.859,3
Térmica (Biomasa)	0,0	27,3	24,5	38,6	134,1	872,4	929,9	1.092,4	1.126,0	1.313,4	1.448,2
Eólica						7,2	42,1	70,0	111,3	112,4	144,1
Hidráulica	8.529,5	4.780,7	6.683,6	3.545,1	8.021,1	4.500,7	5.059,8	8.407,2	6.478,8	5.420,9	8.205,9

Fig. 9 Evolución de la participación de las distintas fuentes de energía.  
Fuente: Balance Energético Nacional preliminar 2013 (DNE).

G  
Oferta de hidroenergía y energía eólica (GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Hidroenergía	10.661,9	5.975,9	8.354,5	4.431,4	10.026,4	5.625,9	6.324,7	10.508,9	8.098,6	6.776,1	10.257,4
Energía eólica						7,3	42,1	69,9	111,3	116,5	139,7

Fig. 10 Evolución de la participación hidráulica y eólica en la oferta energética.  
Fuente: Balance Energético Nacional preliminar 2013 (DNE).

#### 4. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL.

##### 4.1 Marco Institucional.

Desde el punto de vista institucional, en la actualidad, las actividades del sistema eléctrico uruguayo se encuentran organizadas en función del denominado Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. Básicamente, este marco establece un mercado de energía eléctrica, concordante con una tendencia más que regional en el tema eléctrico, conformado por agentes, administradores y reguladores. La particularidad de Uruguay es que mientras la generación de energía está liberalizada, esto es que puede ser realizada tanto por el Estado como por agentes privados, la transmisión y distribución de energía eléctrica, persisten como monopolios naturales a cargo del Estado. Dentro de este panorama, cuyas peculiaridades legales se describen en el párrafo 4.2 de este informe, participan varios agentes, entre ellos, varias instituciones y organismos. A continuación se presenta una descripción sintética de cada una de ellas y sus interrelaciones.

En primer término, citaremos a la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que es la empresa eléctrica estatal de Uruguay. UTE fue creada en 1912 con el objetivo de suministrar energía eléctrica, en régimen de monopolio, en todo el territorio nacional. Se le dio el carácter de ente autónomo estatal y con tal figura jurídica permanece hasta la actualidad. En tal sentido ha desarrollado todas las actividades del ciclo eléctrico completo, esto es desde la generación, transmisión, distribución y finalizando en la comercialización de la energía eléctrica. En particular, en materia de hidroelectricidad, UTE es propietaria y operadora de las tres centrales hidroeléctricas con que cuenta el país (Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución) ubicadas en cascada sobre el río Negro, principal afluente del río Uruguay y perteneciente a la cuenca del Plata. En los tres casos la finalidad primaria de los tres embalses creados a partir del represamiento del río, fue la generación de energía.

Un segundo elemento a destacar dentro de este panorama fue la firma en 1939 del Acta de Acuerdo con Argentina para la conformación del Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), emprendimiento hidroeléctrico binacional sobre el río Uruguay, la que se consolidó en 1946. El orden de prioridades establecido entonces para el aprovechamiento de las aguas de los



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande fue principalmente el cumplimiento de fines domésticos y sanitarios, fomentar la navegación, en tercer lugar la producción de energía, y finalmente el riego.

La Central Hidroeléctrica binacional de Salto Grande, cuya primera turbina entró en servicio en 1979, se constituyó así en el primer aprovechamiento de uso múltiple en América Latina. El aprovechamiento es administrado desde entonces por el ente binacional CTM, que opera actualmente como otro agente del mercado eléctrico.

La concepción de esta obra fue realizada por Argentina y Uruguay en el marco de un esfuerzo de integración regional y constituyó la primera experiencia en la utilización de uno de los ríos compartidos de la Cuenca del Plata que concentra uno de los mayores potenciales hidroeléctricos a nivel regional y mundial.

Desde el punto de vista hidroeléctrico, no existen actualmente en Uruguay, agentes privados. La producción de energía por parte de privados se limita, de momento, a las otras fuentes renovables (fundamentalmente eólica y biomasa) y a algunos contratos de energía de origen térmico.

Por otro lado, y en función del Marco Regulatorio vigente, existen otros dos actores principales: la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA).

La ADME tiene como finalidad la administración de este mercado y la función del despacho de las unidades de generación. La ADME es una persona pública no estatal y en su dirección participan todos los agentes del mercado.

La URSEA concentra el rol regulador del Estado separándolo así del rol empresarial. En este organismo radica el objetivo de controlar el cumplimiento de la ley de marco regulatorio y sus decretos reglamentarios, así como elaborar reglamentos sobre seguridad y calidad del servicio eléctrico. También están entre sus cometidos, asesorar al Poder Ejecutivo sobre concesiones, contratos y tarifas.

En forma resumida, se puede establecer que actualmente la organización del sector eléctrico en Uruguay está conformada institucionalmente del siguiente modo.

Del Poder Ejecutivo dependen el Ministerio de Industria, Energía y Minería y dentro de éste la Dirección de Energía; por otro lado en dependencia directa del Ejecutivo se encuentra el regulador URSEA. También en dependencia directa del Ejecutivo y por vía del Ministerio de Relaciones Exteriores, se realiza la gestión del emprendimiento hidroeléctrico binacional de Salto Grande.

Por otro lado, se establece la Administración del Mercado Mayorista (ADME), en cuya integración participa el Poder Ejecutivo, UTE, la CTM Salto Grande, los generadores privados y los grandes consumidores.

En cuanto a las dificultades para expandir la oferta de energía, debe señalarse, tal como fue referido en el párrafo 2, que la energía hidráulica ha tenido históricamente una elevada participación en la cobertura de la demanda uruguaya.

Sin perjuicio de ello, tras crisis energéticas, derivadas de situaciones hidrológicas adversas, como por ejemplo las de 1989 y 2006 se intensificaron las acciones gubernamentales tendientes a ampliar el respaldo térmico de generación, básicamente sobre derivados del petróleo.

Las fuentes renovables de origen hidráulico, pueden considerarse actualmente explotadas, prácticamente en su totalidad. En efecto, en la situación actual los grandes emprendimientos hidroeléctricos están ya construidos y en operación desde hace 30 años o más. Como fue antes indicado, se ubican sobre el río Negro y son las tres grandes presas y centrales hidroeléctricas



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



de Gabriel Terra (Rincón del Bonete), Rincón de Baygorria y Constitución (Palmar) y el emprendimiento binacional de Salto Grande

Si se analiza ahora la situación de la oferta y demanda de generación de energía eléctrica, con perspectiva histórica, podemos considerar como referencia el año 1983, que es el primero luego de la entrada en operación de todas las hidroeléctricas. Así, en ese año la demanda fue de 3500 GWh, en tanto la producción anual de las hidroeléctricas del río Negro puede estimarse en 3400 GWh y la de Salto Grande en 3600 GWh. Estas estimaciones suponen entonces 7000 GWh que se corresponden con un factor de utilización del 52% pero pueden oscilar entre 3500 y 8400 GWh de acuerdo a la situación hidrológica. La generación térmica en tanto aportaba en tanto 2100 GWh anuales.

Puede concluirse entonces que hacia 1983, la oferta de hidráulica duplicaba la demanda. Ello orientó una política de incentivo del consumo de electricidad, bajo promociones como "Usemos Todo Eléctrico" y fundamentalmente estimuló que se indujera a la población hacia el consumo de electricidad para el calentamiento de agua.

Hacia 1989 debido a la sequía de ese año, y la crisis energética derivada, se dispone la construcción de la Central Térmica de Respaldo, que aumentó en 1600 GWh/año la oferta térmica.

En la década del 90, con el esquema de privatizaciones en el sector eléctrico argentino, se produce un descenso brusco en el costo de la energía en Argentina comparado con el costo variable de las máquinas térmicas uruguayas, lo que llevó a orientar las acciones hacia la modalidad de contratos de generación con Argentina (450MW). En el período 2000-2004 con el fin de la convertibilidad en Argentina y la fijación del precio del gas, se produce la caída de los contratos. Esto derivó en que Uruguay durante el período iniciado en 2005 debiera afrontar necesidades urgentes de instalación de plantas de generación en su propio territorio.

En este contexto, la ampliación de la oferta de energía no pudo encararse desde la hidroeléctrica de media y gran escala. En efecto, puede decirse que a partir de los 7000 GWh hidroeléctricos anuales que posee el país, se podría llegar a obtener del orden de un 10% más. Pero en todo caso, este desarrollo vendría asociado al aumento del sobre-equipamiento de centrales existentes o a la modernización de los equipos de las mismas o bien a emprendimientos de menor porte, en particular la generación a pequeña escala de potencias, pero asociada en lo posible a estructuras ya construidas con otros propósitos (presas de riego, abastecimiento de agua potable, o recreación).

Debido a la reducida extensión de su territorio, el país está incluido en una misma región pluviométrica, por lo que no hay complementariedad hidrológica entre sus cuencas. Así cuando hay caudales elevados en una cuenca de aporte a un embalse de generación, es muy probable que ocurra lo propio en las demás cuencas, y la misma situación se presenta en los estiajes.

Asimismo las características geográficas (la orografía, en particular) consistente en penallanuras y escasas diferencias altimétricas, conlleva a una significativa irregularidad en el régimen de caudales.

Si analizamos ahora la situación de oferta y demanda de generación con horizonte 2015, podemos establecer como hipótesis de trabajo una demanda de 11050 GWh/año. El total hidroeléctrico permanece incambiado en 3500 y 8400 GWh/año, dependiendo de la hidraulicidad.

La biomasa (con 200 MW) podría aportar 1570 GWh/año.

La generación térmica, en tanto aportaría los siguientes valores : turbo vapor 1650 GWh/año, turbo gas 3500 GWh/año, motores 600 GWh/año y un ciclo combinado en construcción 3500 GWh/año, totalizando así una oferta térmica de 10280 GWh/año.

Así se tendría un sistema hidrotérmico equilibrado, capaz de abastecer la demanda por sí mismo. Pero de acuerdo con esta proyección, la matriz estaría compuesta por un elevado porcentaje térmico, de elevados costos operativos.

En este sentido, el complemento de energía de carácter renovable que resulta viable en Uruguay se plantea entonces fundamentalmente a través de la incorporación de energía eólica.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



En este sentido, los esfuerzos del Estado han sido reorientados para incorporar un porcentaje muy significativo de energía de origen eólico en la matriz energética. La generación eólica no es “despachable”, pero permite un sustancial abatimiento de costos, mediante ahorros de combustible y en segundo término, de agua de los embalses.

También, aunque en menor proporción, se destaca la incorporación gradual otras fuentes de energía renovable como la solar-fotovoltaica y la biomasa.

Todo lo que viene de exponerse, no excluye sin embargo la consolidación del respaldo térmico. En este sentido, se ha priorizado la instalación de unidades a gas natural, o duales, o bien la adaptación de las unidades turbo vapor a gas. En este sentido Uruguay ha puesto en marcha además el programa de construcción de una planta regasificadora de gas licuado.

#### 4.2 Marco Legal.

A continuación se describen los efectos que la legislación vigente ha tenido sobre la generación de energía, estableciendo las referencias a las instituciones responsables, que fueron citadas en el párrafo 4.1.

Sin pretender ingresar en el detalle histórico, señalaremos algunos hitos fundamentales, que permiten explicar el funcionamiento actual del mercado de energía.

En 1977, se promulgó la Ley N° 14694 conocida como Ley Nacional de Electricidad, que derogó el monopolio de UTE en materia de generación, manteniendo los restantes.

Si bien esta ley habilitó la generación privada, la inexistencia de agentes, hizo que la actividad de UTE continuase en la práctica siendo monopolística durante el período.

Esta realidad persistió durante 20 años, hasta que en 1997 y en otro contexto regional, se aprobó la Ley N° 16852 que sentó las bases del denominado “Marco Regulatorio del Sector Eléctrico”, al que nos hemos referido en 4.1. Esta ley, en concordancia con una tendencia regional, se basa en la incorporación y el establecimiento de un mercado de competencia en generación. La apertura del negocio implicó la creación de un mercado mayorista de energía eléctrica. Desde entonces, en Uruguay, la generación dejó de ser un servicio público. La administración de este mercado y la función del despacho de las unidades de generación se radicó en la ADME. La ADME, como ya fuera mencionado, es una persona pública no estatal y en su dirección participan todos los agentes del mercado. En cuanto a la transmisión y distribución de energía, ambas actividades continúan siendo monopolios y por lo tanto son reguladas. En este sentido, la ley creó inicialmente la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE). A partir de 2002, la UREE amplió sus funciones, incluyendo la regulación de las actividades de energía y además las de agua, con lo cual cambió su denominación por la de Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA).

Desde la entrada en vigencia del Marco Regulatorio, uno de los cambios más importantes es que la empresa eléctrica estatal UTE está habilitada para asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, dentro del territorio nacional, en distintos emprendimientos. Esto ha venido siendo aplicado básicamente en la ampliación de la oferta de energía eólica.

En cuanto al funcionamiento del mercado mayorista, la ley habilitó la oferta de energía por parte de los diferentes generadores en la modalidad “spot”. En este mercado, el precio spot de la energía es regulado y en principio coincide con el costo variable de la fuente más cara que se emplea para generar. La definición de este precio, que en situaciones de déficit energético, podría elevarse a niveles exagerados tanto para los consumidores como para las empresas que concurren a comprar al mercado, se ajustó a un valor máximo de U\$S 250/MWh a través del Decreto 121/007 del Poder Ejecutivo,



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



La ADME realiza su gestión de despacho, arrendando los servicios técnicos del Despacho de Cargas de UTE y por otro lado, auditando su gestión. En este sentido, la función central de ADME es vigilar la transparencia de la operación energética y fundamentalmente los costos de generación, con garantías para todos los agentes.

En cuanto a la gestión del Salto Grande, el Acuerdo de 1939, antes citado, estableció la vinculación permanente entre los despachos de cargas de ambos países y facilitó un acercamiento al conocimiento mutuo de ambos sistemas eléctricos.

En 1974 Argentina y Uruguay establecieron el fundamento jurídico para la construcción de la obra y suscribieron un Acuerdo de Interconexión Energética.

En 1983 se firmó el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión aprobado como Tratado por los Parlamentos de ambos países, lo cual de la carácter de ley. Este tratado puso en funcionamiento la Comisión de Interconexión prevista en el Acuerdo de 1974. La Comisión de Interconexión funciona como órgano intergubernamental permanente y su propósito es evaluar el funcionamiento del Convenio y proponer modificaciones y nuevas modalidades de comercio. Entre las diferentes modalidades de comercio previstas entre los dos países están las de potencia y energía y la de sustitución. En la modalidad, potencia y energía, un sistema cede al otro el empleo de una central contra el pago de sus costos fijos y variables. En la modalidad sustitución, se comercia la energía a la semisuma de los costos incrementales del país vendedor y los costos evitados del país comprador. A partir de 2004 en el marco del mismo Acuerdo se habilitaron nuevas modalidades que permitieron adaptarse a diferentes coyunturas.

Los contactos entre el Despacho Nacional de Cargas de Uruguay y CAMMESA, la Comisión Administradora del Mercado Eléctrico en Argentina, se realizan diariamente y se comprueba un permanente apoyo entre ambos sistemas antes situaciones de dificultad en alguno de los dos países.

Puede decirse, que sin dudas, la gestión de Salto Grande se ha realizado en forma muy eficiente en el marco de este relacionamiento, y que la Comisión de Interconexión ha resultado muy exitosa como ámbito tanto para canalizar las negociaciones como para avanzar en el perfeccionamiento de procedimientos. Dentro de esto último, debido a las diferencias de tamaño entre ambos mercados, fue necesario establecer mecanismos de compensación. Estos acuerdos garantizaron una distribución de la energía generada en la que Uruguay compró desde un 17% inicial hasta un 50% a partir de 1993. Asimismo se convino solidarizar a los sistemas en situaciones de emergencia.

En la actualidad a Uruguay corresponde la mitad del suministro de Salto Grande.

## 5. MATRIZ ENERGETICA Y POTENCIAL HIDROELÉCTRICO.

De acuerdo con la última edición del "World Atlas and Industrial Guide" de "Hydropower and Dams 2014", hacia 1993, se evaluó el potencial hidroeléctrico teórico del país en 32000 GWh/año, de los cuales se considera que 10000 GWh/año es el potencial "técnicamente factible".

Asimismo establece que el potencial "económicamente factible" es de 7200 GWh/año, del cual cerca del 70% ya ha sido desarrollado. Estos números son en general aproximadamente consistentes con los recogidos de otras fuentes que hemos mencionado previamente



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



Más allá de estas estimaciones, que pueden variar entonces en un cierto rango, de acuerdo a la fuente que se consulte, lo cierto es que actualmente el país cuenta con una capacidad instalada en términos de potencia de hidroeléctrica de 1538 MW, la cual está completamente en operación. Este valor incluye la mitad correspondiente a Salto Grande (945 MW) y el resto corresponde a las centrales situadas sobre el río Negro: Gabriel Terra (152 MW), Baygorria (108 MW) y Constitución (333MW). Estas centrales fueron construidas entre 1937 y 1982. En el caso de la más antigua (Gabriel Terra), fue renovada hacia 1997 y en los otros casos son actualizadas periódicamente, de modo que se encuentran funcionando a pleno, sin restricciones en cuanto a la proyección de su vida útil. Este potencial como hemos indicado antes, se encuentra explotado prácticamente en su totalidad.

En Uruguay, por otra parte, la matriz eléctrica, cuenta con un fuerte respaldo térmico, el que está conformado actualmente por centrales de turbo vapor (250MW), construidas entre 1955 y 1975, que ese estiman estarán llegando al fin de su vida útil en 2020, una central de turbo gas (200MW) de servicio pesado construida en 1990, una central de turbo gas en base a turbinas aeroderivadas (300 MW) construida en 2006 y una central de motores (80 MW) construida en 2009.

No existen en este momento usinas hidroeléctricas en construcción.

Sin perjuicio de ello, fueron considerados y evaluados en diferentes oportunidades más de 500 MW de nuevos proyectos hidroeléctricos, los cuales no han atravesado hasta ahora la etapa de factibilidad.

Algunos de los proyectos estudiados, de mayor porte en términos de potencia a agregar al sistema, incluyen la central de Villa Darwin (70 MW), aguas abajo de la central hidroeléctrica de Constitución sobre el río Negro y la ampliación de la central de Gabriel Terra con una turbina adicional (70 MW) también sobre el río Negro.

En el otro extremo de potencias, se ubicarían los proyectos Tacuarí I y II (15MW) sobre el Arroyo Tacuarí y el equipamiento de la presa para abastecimiento de agua potable de Paso Severino sobre el río Santa Lucía con una turbina de 2 MW.

Como se indicado anteriormente, el país está enfocando un proceso de diversificación de su matriz energética, con fuerte énfasis en las energías renovables: eólica, biomasa, solar y mini-hidráulica.

El objetivo es que el 50% de la demanda de energía sea cubierta hacia 2015 por energía renovable.

Actualmente, según los datos contenidos en el último Balance Energético Nacional, correspondiente a 2013, el 70% de la generación fue de fuente hidráulica, el 16% de fuente térmica –fósil, el 13% correspondió a térmica biomasa y el 1% a eólica. El resultado anterior se presenta en las Fig. 11 y 12, donde además se visualiza la evolución en los últimos diez años.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



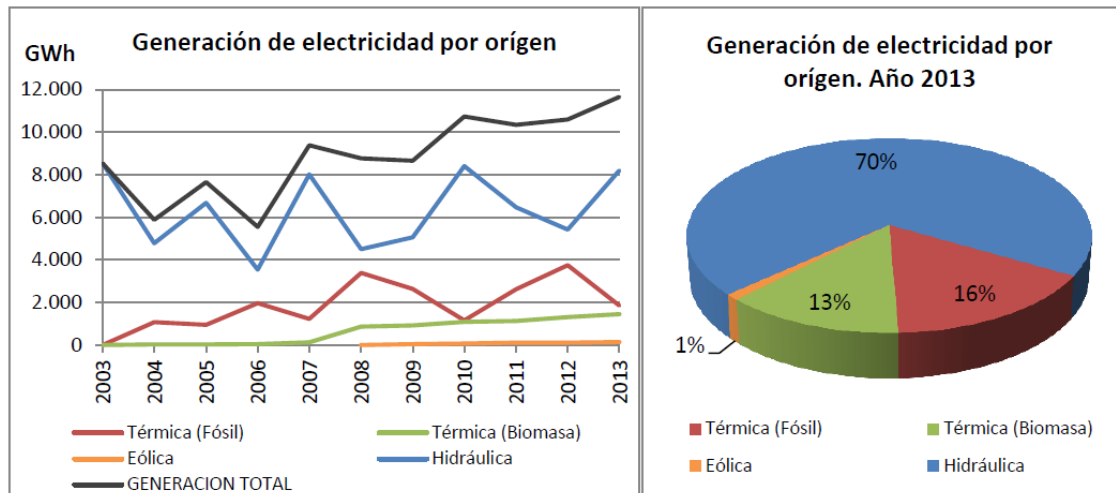


Fig.11 – Fig.12 Evolución de la generación por origen y situación 2013.

Fuente: Balance Energético Nacional preliminar 2013 (DNE).

Se prevé que hacia fines de 2015 y durante 2016 se cuente con cerca de 1200 MW eólicos, entre emprendimientos privados y algunos del Estado, actualmente en construcción.

La energía eólica ha sido promovida mediante la modalidad de contratos de largo plazo, con un precio fijo garantizado al privado durante el plazo de vigencia del mismo, que está en los 65 U\$\$/MWh.

El uso de la energía solar también está siendo alentada, por medio de facilidades crediticias.

El plan de diversificación de la matriz incluye también la biomasa, la que se prevé agregue 200 MW en el período indicado.

Asimismo incluye una central de ciclo combinado actualmente en construcción de 400 MW para funcionar con gas de regasificación o gas-oil.

En síntesis, la situación de la demanda y oferta de generación hacia 2015, implicará una demanda estimada anual de 11050 GWh, los que serían cubiertos por las siguientes fuentes (se indican factores de utilización previstos):

- Río Negro: 3400 GWh/año.
- Salto Grande: 3600 GWh/año.
- Total hidroeléctrico: entre 3500 y 8400 GWh/año.
- Biomasa (200MW con 90%):1570 GWh/año.
- Térmica UTE (80%): 9250 GWh/año.
- Eólica (1200 MW con 40%):4200 GWh/año.

En función de las condiciones hidrológicas, para un año de baja hidraulicidad, esto implicará que la distribución de cobertura de la demanda sería la siguiente:

Hidráulica: 35%; Eólica : 41%; Biomasa:14% y Térmica :10%.

Para un año medio, se tendría:

Hidráulica: 45%; Eólica : 41%; Biomasa:14% y Térmica :0%.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



Si se analiza ahora la situación con un horizonte más lejano, por ejemplo a 2020, asumiendo un tasa de crecimiento de la demanda del 3,5% anual, el valor a cubrir sería 13250 GWh/año. La oferta renovable para un año hidráulico bajo podría situarse en 3500 GWh hidroeléctricos y 2000 GWh de biomasa (correspondientes a 270 MW a 85%), por lo cual deberían cubrirse 7750 GWh, que corresponden al 58 % de la demanda. Con las informaciones disponibles actualmente no es posible proyectar con certeza un escenario definido en materia de expansión eólica para ese plazo, pero es probable que la misma siga con una tendencia creciente. No hay experiencia internacional en participación de la eólica en porcentajes superiores al 20-25% de la demanda. Se deduce entonces que aunque la participación eólica en 2020 sea aún mayor, el resto de la demanda sea cubierto por térmica.

Dicho de otra forma, el desarrollo eólico no significa que la fuente térmica no será necesaria, sino que su participación en la cobertura de la demanda será pequeña en años medios. No obstante, se destaca que continuará actuando como respaldo de la hidroeléctrica, como hasta ahora, y deberá complementar en la reserva caliente a las hidroeléctricas para asistir a las eólicas.

## 6. CONSIDERACIONES SOBRE EL PLANEAMIENTO DE LAS USINAS/REPRESAS HIDROELÉCTRICAS.

### 6.1 Aprovechamientos implementados y a ser implementados (actuales y futuros).

En Uruguay, como se ha mencionado en varios pasajes de este informe, el potencial hidroeléctrico a la escala de grandes aprovechamientos prácticamente explotado en su casi totalidad, tras la construcción de las tres presas y usinas sobre el río Negro (Terra o Rincón del Bonete, Baygorria y Constitución o Palmar) y la central binacional de Salto Grande sobre el río Uruguay, único aprovechamiento transfronterizo del país.

El aprovechamiento hidroeléctrico del río Negro es una muy importante fuente de energía renovable del país. Forma parte del hasta ahora denominado Sistema Hidrotérmico Nacional, con un potencial instalado de 593 MW y una capacidad de generación media anual de alrededor de 3000 GWh.

El río Negro, principal afluente del río Uruguay en territorio uruguayo, se encuentra regulado por la presencia de un sistema de tres embalses (Bonete, Baygorria y Palmar) operados en cascada, lo que no sólo es aplicable al sistema hidroeléctrico, sino también con relación al ecosistema biótico en cada uno de los embalses.

La cuenca total del río Negro es de 72.000 km<sup>2</sup> poco más de la tercera parte de la superficie del país, correspondiendo 3.125 km<sup>2</sup> a territorio de la República Federativa del Brasil. El río Negro nace precisamente en Brasil, a unos 50 km al norte de la frontera.

Tiene una extensión total de 850 km y un desnivel total de 140 m, siendo sus afluentes más importantes al norte el río Tacuarembó y el arroyo Salsipuedes y al sur el río Yí y el arroyo Grande del Sur

La precipitación media anual en la cuenca del río Negro es de aproximadamente 1.270 mm. Las lluvias se caracterizan por su irregularidad, corta duración y gran intensidad. En este sentido debe destacarse nuevamente la existencia de sequías muy pronunciadas, en ocasiones de duración plurianuales alternadas con períodos de elevada hidraulicidad.

Esto hace que no puedan definirse períodos intraanuales secos o lluviosos en forma anticipada para caracterizar el comportamiento de los embalses.

Las características técnicas de los aprovechamientos existentes se listan a continuación.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



<b>PRESA DR GABRIEL TERRA (BONETE)</b>	
En operación desde	1946
Potencia instalada	155 MW
Área cuenca	39.700 km <sup>2</sup>
Área embalse a cota 80 m	1.070 km <sup>2</sup>
Volumen embalse a cota 80 m	3,8 km <sup>3</sup>
Aporte medio anual	576 m <sup>3</sup> /s
Aliviadero	Caudal máximo entre 5500 m <sup>3</sup> /s y 6600 m <sup>3</sup> /s para niveles entre 84 y 85 m del embalse
Reserva del embalse entre cotas 71 y 80	150 días de caudal medio
Ubicada	22 km aguas arriba de la ciudad de Paso de los Toros (1300 habitantes)
Precipitación media anual	1.190 mm
Salto	Entre 16 y 28 m
Caudal por maquina	144/168 m <sup>3</sup> /s
Potencia total alternadores	152 MW



Fig. 13 Central Gabriel Terra.

Fuente: UTE. Página web. Generación. Centrales Hidráulicas.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



<b>PRESA RINCON DE BAYGORRIA</b>	
En operación desde	1960
Potencia instalada	108 MW
Área a cuenca a cota 54 m	44.000 km <sup>2</sup>
Área embalse a cota 54 m	101 km <sup>2</sup>
Volumen embalse	0,53 km <sup>3</sup>
Aporte medio anual	637 m <sup>3</sup> /s
Reserva del embalse acota 52,50 y 54	2,8 días de caudal medio
Ubicada	65 km aguas debajo de la ciudad de Paso de los Toros
Precipitación media anual	1.185 mm
Salto neto	14,7 m
Caudal nominal por maquina	276 m <sup>3</sup> /s
Potencia total alternadores	108 MW



Fig.14 Central Rincón de Baygorria.

Fuente: UTE. Página web. Generación. Centrales Hidráulicas.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



<b>PRESA CONSTITUCION (PALMAR)</b>	
En operación desde	1982
Potencia instalada	333 MW
Área cuenca	62.950 km <sup>2</sup>
Área embalse a cota 40 m	320 km <sup>2</sup>
Volumen embalse a cota 40 m	2,85 km <sup>3</sup>
Aporte medio anual	361 m <sup>3</sup> /s
Reserva del embalse entre cotas 36 y 40	16 días de caudal medio
Ubicada	102 km aguas arriba de Mercedes (38000 habitantes)
Precipitación media anual	1.170 mm
Salto neto	27, 15 m
Caudal nominal por maquina	457,6 m <sup>3</sup> /s
Potencia total alternadores	333 MW



Fig. 15 Central Constitución.

Fuente: UTE. Página web. Generación. Centrales Hidráulicas.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



En cuanto a aprovechamientos transfronterizos, Uruguay comparte con Argentina, la presa y central hidroeléctrica de Salto Grande sobre el río Uruguay.

Esta Central está equipada con 14 turbinas de 135 MW cada una, lo que hace una capacidad instalada total de 1890 MW. Las mismas trabajan con un salto medio de 25,8 m, y un caudal nominal por máquina de 600 m<sup>3</sup>/s. Así el caudal turbinado total (8400 m<sup>3</sup>/s) corresponde al doble del caudal medio histórico del río (o módulo del río). La descarga total de la presa, sumando vertederos y dos descargadores de fondo, es de 64000 m<sup>3</sup>/s. La generación media histórica es de 7400000 MWh, superior en un 11% a la de diseño.

El embalse que se formó a partir del represamiento del río tiene una longitud aproximada de 140 km, cubre una superficie de 783 km<sup>2</sup> y un volumen de 5,5 km<sup>3</sup>, siendo su volumen útil de 3,5 km<sup>3</sup>.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de las principales características técnicas de Salto Grande.

<b>PRESA SALTO GRANDE</b>	
Cota nominal del embalse	35 m
Área del embalse	783 km <sup>2</sup>
Volumen del embalse	5500 hm <sup>3</sup>
Longitud del embalse	140 km
Profundidad media	3,4
Profundidad máxima	35 m
Ancho medio	5,4 km
Ancho máximo del embalse	9 km aprox
Perímetro	1190 km
Caudal máximo registrado (desde 1898)	37714 m <sup>3</sup> /s (09/06/92)
Caudal mínimo registrado (desde 1898)	109 m <sup>3</sup> /s (03/02/45)
Capacidad total de evacuación de la obra	64000 m <sup>3</sup> /s
Altura de la presa	69 m
Longitud total de la presa	2486,7 m
Tipo de presa	Materiales sueltos / gravedad
Longitud del vertedero	361 m
Vanos del vertedero	19
Ancho en vano	15,30 m
Cota de cresta del vertedero	17 m
Capacidad de evacuación	47000 m <sup>3</sup> /s

Fig.17 Central Salto Grande.

Fuente: CTM. Página web. Características.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



## 6.2 Consideraciones técnicas especiales.

Como se observa de los datos precedentes, el embalse de Terra es el gran regulador del sistema de embalses del río Negro. La capacidad de laminación de crecidas del río Negro, se centra básicamente en este embalse. El embalse de Baygorria, puede considerarse como “a pelo de agua” y la central hidroeléctrica como de pasada (“run off river”). El embalse de Constitución posee, en tanto, una muy reducida capacidad de regulación.

En cuanto a operación y mantenimiento en las tres hidroeléctricas del río Negro, las tareas están a cargo de su propietario, que es la empresa nacional de electricidad de Uruguay (UTE).

Los aspectos de seguridad vinculados con sus instalaciones (obras civiles y equipamientos hidro-electromecánicos) son provistos por la propia UTE, desde su rol de propietario y operador. Ello se debe a que en Uruguay hasta el presente, no existe regulación en cuanto a las actividades de vigilancia de la seguridad de las presas y centrales hidroeléctricas, por lo cual las mismas son realizadas por la propia UTE. En tal sentido UTE asume la responsabilidad propia del propietario y operador de las mismas, junto al rol fiscalizador.

Sin perjuicio de ello debe destacarse que tales actividades son cumplidas en el marco de las tendencias comprobadas de evolución del estado del arte en el tema.

Así debe destacarse que las tres presas del río Negro, cuentan con sistemas de instrumentación y rutinas de inspección, que permiten formular sistemáticas evaluaciones del comportamiento de las mismas. Paralelamente las obras son periódicamente auditadas por consultores externos que asesoran sobre la vigencia de las condiciones de seguridad hídrico-estructural de estas obras.

En el sistema del río Negro, se encuentra en operación un sistema de observaciones pluviométricas y limnimétricas de estaciones convencionales y telemidas. El sistema fue instalado por UTE y es operado y mantenido también por la misma empresa, con la finalidad de optimizar la previsión de aportes a los embalses de generación y apoyar el alerta ante crecidas de las poblaciones ribereñas.

Las tres obras disponen además de planes de contingencia para actuar ante deficiencias de carácter hídrico y/o estructural. Actualmente se están completando en las tres obras los respectivos modelos de rotura y mapas de inundación para responder en caso de emergencias que impliquen la rotura parcial o total de una o más obras del sistema de embalses.

Los análisis conducidos hasta el presente, en las sucesivas reevaluaciones de seguridad hidrológica, muestran que las tres presas y centrales del río Negro son capaces de laminar sin desbordamiento crecidas de recurrencia hasta decamilenaria, en cada una de ellas.

Consistente con lo expuesto, en los embalses de generación se realizan controles sistemáticos de parámetros físico-químicos y biológicos que permiten monitorear la calidad de agua y verificar el avance de los procesos de eutrofización de los respectivos cuerpos de agua. Dos seguimientos especiales se han venido efectuando, relativos a la medición de la toxicidad por presencia de algas liberadoras de toxinas, y a la presencia de moluscos invasores como la especie del mejillón dorado.

En cuanto a Salto Grande, esta presa y central hidroeléctrica, cuenta como las del río Negro, con un completo sistema de instrumentación y vigilancia de la seguridad, además de una actualizada red de alerta hidrometeorológica para alerta ante crecidas y operación de su embalse. Es particularmente destacable la red de telemedición instalada en la denominada cuenca inmediata del embalse.

Del mismo modo también aquí se han establecido estudios de escenarios de emergencia incluyendo la rotura de la presa y combinaciones posibles de situaciones críticas en las presas situadas aguas arriba en las cuencas media y alta del Río Uruguay.

Se trata de una central cuyo embalse tiene muy escasa capacidad de regulación, por lo cual los aportes hídricos de las cuencas vertientes, deben ser gestionados mediante la optimización del manejo del embalse, lo que conlleva a la necesidad de disponer de información





hidrometeorológica en tiempo real así como pronósticos meteorológicos ajustados para alimentar los modelos de pronóstico operativo de caudales. Estos datos deben ser además disponibilizados para ambos países, lo que se cumple con oportunidad y precisión..

Con relación a la planificación de nuevas obras de generación hidroeléctrica, como se ha comentado anteriormente, en Uruguay, a nivel de grandes potencias, los cursos de agua principales ya han sido explotados.

UTE ha estudiado en el pasado algunas opciones de potencias intermedias, pero las mismas no pasaron el análisis de factibilidad económica.

En esta situación, el enfoque que se adoptó fue habilitar la iniciativa privada, para concretar emprendimientos donde la generación de energía no fuese el único propósito de la creación de embalses. Así se conocieron algunos proyectos que sumaban a la generación, los usos de riego y protección contra crecientes. Sin embargo, de estas iniciativas, hasta el presente ninguna ha prosperado y tampoco puede decirse que se encuentren en etapa de proyecto.

Podemos volver a mencionar aquí como las más importantes iniciativas en este sentido la construcción de las presas Tacuarí I y Tacuarí II, y de Villa Darwin, todas íntegramente en territorio uruguayo. Por otro lado, vale recordar los anteproyectos de las presas de Paso Centurión y Talavera, en la frontera Uruguay-Brasil, sobre el río Yaguarón. En esta último caso se trataría de un emprendimiento bi-nacional, que tuvo su origen en la conformación de la denominada Comisión Técnica de la Laguna Merim, actualmente casi inactiva. De todas maneras, este proyecto, siendo transfronterizo no está dentro de los límites de la cuenca del Plata.

En el caso de Tacuarí I y Tacuarí II, se trató de un proyecto privado, que tenía en la parte energética, la posibilidad de inyección de energía a la red eléctrica nacional y venta de dicha energía a UTE a precios establecidos y acordados mediante la modalidad de contratos.

Se destaca nuevamente que estas obras no pueden considerarse en fase de planificación, pero se incluyen aquí a modo ilustrativo como ejemplos de las obras hidroeléctricas de mediano porte sobre las que se ha tenido algún grado de avance en determinado momento.

En la misma línea, pueden considerarse los esfuerzos en materia de hidrogenación en pequeña escala (micro-mini y pequeños aprovechamientos o PCHs).

UTE y más actualmente la Dirección de Energía, han contratado la elaboración de estudios de posibles localizaciones analizando todos los cursos de agua del país. Ello condujo a establecer un ordenamiento de sitios posibles, según determinados parámetros de selección.

En estos estudios se ha analizado la entidad de las obras civiles necesarias para represar las aguas, el equipamiento adecuado y los impactos ambientales derivados.

Sin perjuicio de las particularidades del estudio, se ha podido concluir aquí también que en esta escala de potencias, la viabilidad de una PCH está condicionada a que se trate de obras ya construidas y/o con fines múltiples. En efecto, el factor preponderante de los costos resulta ser la obra civil, la que normalmente implica la construcción de un cierre muy extenso, dada la topografía característica de la penellanura uruguayo. Esto ha hecho que también en general, la mini-hidráulica haya estado relegada en el marco del incremento de energía renovable.

De todas formas existe una firme convicción a nivel gubernamental y nacional de impulsar estos sectores. Como prueba de ello, se está evaluando la posibilidad de equipar con turbinas la principal presa de abastecimiento de agua potable de Uruguay, situada en Paso Severino, sobre el río Santa Lucía. Este estudio, en etapa de factibilidad, sería realizado en el marco de un convenio ente UTE y OSE, la empresa nacional de agua. Las características técnicas de esta obra han sido revisadas y están actualmente en proceso de ajuste, por lo que no es posible ofrecer detalles ciertos de los mismos, en la etapa actual.

Por otra parte, y por fuera de la hidroeléctrica convencional, en UTE se encuentran en fase de estudio previo tres sitios para instalar usinas de acumulación y bombeo (PSP, por sus siglas en inglés). Estas obras, también denominadas centrales reversibles, tendrían en el caso de



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA





Uruguay, la finalidad de cubrir las oscilaciones del sistema en virtud de la creciente potencia eólica a instalar. En efecto, para el escenario 2015, se ha previsto que el país cuente con al menos 1200 MW eólicos.

En tal caso se ha definido la necesidad de instalar al menos una central reversible cuya potencia esté en el orden de 300 MW.

Para la ubicación de los sitios más adecuados se realizó un inventario a nivel nacional. Con el ordenamiento de los diferentes sitios según diferentes criterios, se pudo llegar a concluir en 10 sitios representativos y de éstos se han seleccionado 3, para su análisis detallado, en fase de anteproyecto.

Por último, y en relación con la incidencia del cambio y la variabilidad climática, se cuenta con estudios que señalan el aumento de caudales en los ríos de esta zona de Sudamérica. El fenómeno está vinculado esencialmente a un escenario de aumento de las precipitaciones.

En particular, en Uruguay, se ha comprobado tal evolución en el río Negro, partir de la década del 70. Esta constatación motivó que se hayan realizado estudios que podrían implicar la adaptación de alguna/s de las obras existentes. En efecto, en el caso particular del río Negro, los análisis efectuados sobre la serie histórica de aportes afluentes al embalse de Gabriel Terra, han puesto en evidencia un incremento de los mismos en los últimos 30 años aproximadamente, en concordancia con una tendencia observada en otros ríos de la cuenca del Plata. En estas condiciones sería viable la actualización del factor de sobreequipamiento de algunas centrales, como por ejemplo la presa de Terra. Se han formulado estudios que conducirían a instalar una turbina adicional, de 70 MW de potencia, para aprovechar los caudales actualmente excedentarios.

En cuanto a la readecuación de los órganos de descarga, particularmente los vertederos de las presas, los estudios que se han desarrollado, posteriores al proyecto original de las obras, no han encontrado un aumento significativo en los caudales asociados a las crecidas máximas, sean ellas las denominadas crecidas estadísticas, como en la crecida máxima probable. Se están actualizando estos estudios tanto para el río Negro como para Salto Grande.

Asimismo la mayor variabilidad climática, está implicando una necesidad creciente de mejora en la modelación hidráulica (hidrológica-hidrodinámica) de eventos de precipitación y el tránsito de ondas de crecida en los embalses y hacia aguas abajo, previendo no solamente la optimización del uso del agua sino también mejorando los sistemas de alerta ante crecidas.

Las consecuencias previsibles de estos nuevos escenarios se asocian a una mayor variabilidad de la operación (tanto en modalidad de turbinado, como en vertidos). Es muy probable que se acentúen las oscilaciones aguas abajo de las presas, produciendo niveles fluctuantes y afectaciones ambientales del entorno (básicamente erosión de márgenes). Esta situación se podría ver aún acentuada por la progresiva incorporación de energía eólica, en función de sus variaciones intradiarias.

En paralelo los sistemas de alerta ante crecidas deberán actualizarse frente a las nuevas condiciones.

En este sentido, cobra especial relevancia el avance que pueda registrarse en las herramientas de adquisición y transmisión de la información hidrológica. Dentro de ellas, en Uruguay, debe destacarse la importancia de completar el desarrollo actual de redes automáticas con el uso de radares meteorológicos. En efecto, el país se encuentra en una región de la cuenca del Plata, donde existe un vacío en la cobertura de radar y la instalación de al menos un dispositivo de estas características podría contribuir a complementar la red de informaciones actuales, sobre todo para mejorar el alerta frente a tormentas severas, entre otras aplicaciones. Podría en este caso además aprovecharse la muy interesante y diversa experiencia regional que tienen al respecto los demás países de la cuenca del Plata.

Asimismo debería fortalecerse el pronóstico meteorológico de eventos extremos. Para ello, se vienen desarrollando diversas herramientas a nivel del servicio meteorológico nacional, recientemente reconvertido en Instituto Uruguayo de Meteorología.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



La variabilidad climática contempla también la existencia de sequías pronunciadas, que comprometen severamente el costo de abastecimiento de la demanda.

En este sentido es fundamental avanzar en el pronóstico climático estacional, que permita anticipar escenarios de déficit hídrico.

En otro orden, pero atendiendo a la necesidad de mitigar el impacto que en las cuentas públicas tiene el déficit hidrológico, en Uruguay se han desarrollado herramientas de corte financiero, como el seguro ante sequías, que permite junto a otras alternativas de contingencia, suavizar los máximos del costo de abastecimiento, mediante el pago de una prima anual.

## 7. ASPECTOS TRANSFRONTERIZOS.

### 7.1 Internos de Uruguay.

La problemática de gestión de las centrales hidroeléctricas en Uruguay no está exenta de las generalidades asociadas a este tipo de emprendimientos.

En particular, esta comprobación puede referirse a la influencia que la gestión de embalses tiene sobre las variaciones de caudal aguas debajo de las obras.

Un aspecto diferenciador, en el caso de las hidroeléctricas situadas sobre el río Negro, es que las mismas son operadas por UTE como un sistema, debido a su situación como presas en cascada sobre el mismo curso de agua (río Negro). El hecho de que UTE sea el propietario y operador de las presas, le confiere a esta gestión un margen de consistencia, sin dudas superior. Desde las respectivas entradas en operación de las usinas, el Despacho Nacional de Cargas de UTE, realiza la gestión coordinada de las unidades de generación.

Con la evolución del estado del arte en materia de previsiones meteorológicas y la incorporación gradual de sistemas de telemedición en la red hidrometeorológica de UTE, asociada a modelación hidrológica, se han venido actualizando los pronósticos de caudales a erogar y los niveles en las zonas afectadas aguas abajo y en particular en los centros poblados.

UTE dispone de un programa de operación de compuertas de los vertederos de las tres presas, que opera en función del nivel del embalse respectivo y permite estar a cubierto de crecidas de recurrencia hasta decamilenaria. Este programa contempla en primer término la seguridad de las obras, propone descargas graduales, y permite conservar los embalses en los mayores niveles, compatibles con las condiciones de seguridad de las obras, al término de los eventos de crecida. El programa, que constituye un marco de referencia para la gestión de crecidas, fue desarrollado en base a simulaciones, mediante un modelo hidrológico distribuido, de la serie histórica de caudales disponible desde 1908 hasta 1998 y está siendo actualmente revisado para incorporar la influencia de la nueva serie de datos y la eventual incidencia de las variaciones climáticas.

La información resultante del pronóstico hidrológico es puesta en conocimiento de los afectados, tanto a través de comunicaciones directas (en el caso de los pobladores cercanos) como de los centros coordinadores de la defensa civil y de la población en general, mediante avisos en los medios de difusión y en el sitio web de la empresa, con actualizaciones diarias, o inclusive con mayor frecuencia, en caso que la situación lo requiera.

En los avisos se incluye la previsión de caudales a erogar por turbinas y vertedero en cada una de las presas, para los próximos siete días y los niveles de alerta en los centros poblados afectados por la operación de los embalses.

Asimismo UTE reproduce con autorización en su sitio web las previsiones meteorológicas de centros de reconocida versación como INMET, EPAGRI-CIRAM e INPE-CPTEC.

Toda la información operativa vinculada a la evolución de niveles en los cursos de agua afluentes y precipitaciones, provenientes de la red hidrometeorológica telemedida está también disponibilizada en el sitio web de la empresa.

Los pobladores de las zonas afectadas cuentan además con canales de información previstos en el propio sitio web para ampliar la información, por ejemplo aquella que corresponda a la red convencional de mediciones o bien para efectuar las consultas que entiendan oportunas. Puede decirse, que en este sentido, las oficinas competentes de UTE actúan además de sus funciones



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



específicas, apoyando a los sistemas de alerta y emergencia de los departamentos y ciudades involucradas: Mercedes en el departamento de Soriano, Paso de los Toros y San Gregorio de Polanco en Tacuarembó e incluso en la ciudad de Durazno. En este último caso, si bien su situación no deriva de la gestión del embalse, sino de la crecida del río Yí, afluente del embalse Constitución, UTE apoya la gestión del modelo de alerta de esta cuenca, mediante el aporte de la telemedición instalada en el río Yí.

Las tres hidroeléctricas cuentan con sistemas de vigilancia de la seguridad de sus instalaciones, tanto de sus obras civiles como de sus equipamientos electromecánicos.

Se encuentra operativo un Programa de Seguridad de Presas, que incluye un Servicio de Auscultación, integrado por rutinas de Inspección e Instrumentación. Estas tareas son desarrolladas por personal propio y concluyen con la emisión de informes periódicos de comportamiento de las obras.

En intervalos de entre 5 a 8 años, el estado de las obras y la aptitud de sus sistemas de vigilancia de la seguridad, es auditado por un Consultor Externo, de reconocida experiencia que formula un análisis de diagnóstico y recomendaciones. Este criterio, tomado de otras experiencias en la región, ha mostrado ser de gran utilidad a efectos de mantener actualizados los estudios de seguridad y los sistemas de control.

Las reevaluaciones de seguridad externas, incluyen tanto los aspectos estructurales como hidrológicos.

En este último caso, se ha incluido además de la revisión de la crecida de proyecto de cada una de las presas, el cálculo de la crecida máxima probable (CMP), a partir de la determinación de la precipitación máxima probable (PMP).

En concordancia con estos resultados, se han desarrollado estudios de áreas inundables aguas debajo de las presas, para diferentes escenarios de crecidas, tanto normales como extraordinarias.

En la actualidad se están completando estos estudios, mediante la implementación de modelos de rotura de presas, que permiten asociar escenarios de déficit estructural e hidrológico (roturas con buen tiempo, con mal tiempo, pasaje de crecidas extremas, fallas operativas en los órganos de evacuación) para una o más de una presa del sistema (efecto dominó). El resultado previsto a corto plazo es la obtención de los mapas de inundación aguas abajo, incluyendo alturas y tiempos de permanencia, así como tiempos de arribo de las ondas de crecida y la elaboración del respectivo plan de acción durante emergencias para cada una de las presas.

En Uruguay todo este conjunto de actividades es desarrollado por UTE en su doble rol de propietario y operador de las hidroeléctricas. En tanto, el rol fiscalizador también es asumido por la propia UTE, en ausencia de una reglamentación en la materia. El criterio adoptado, como fue indicado más arriba, ha sido, alinearse con las estrategias regionales e internacionales en seguridad, derivadas por ejemplo de las directrices de la Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD). En particular, UTE sostiene a nivel nacional al Comité Uruguayo de Grandes Presas, desde 1958.

## 7.2 Fronterizos.

Como fue dicho antes, Uruguay comparte con Argentina la presa y central hidroeléctrica de Salto Grande. En los párrafos precedentes, en particular en 4.2 se incluyó una descripción sintética del funcionamiento del Tratado de Interconexión que facilita el vínculo entre los sistemas eléctricos de ambos países. En particular allí se describieron las modalidades de compra y venta de energía.

En cuanto a los sistemas de seguridad y alerta de Salto Grande, cabe destacar que los mismos son gestionados por la CTM a través de sus dependencias competentes, que incluyen personal de ambas nacionalidades según un modelo organizacional que respeta la equidad de participación de ambos países en los diferentes niveles de decisión.

Salto Grande cuenta con un completo sistema de vigilancia de la seguridad, el cual incluye la auscultación de sus obras civiles y equipamientos electromecánicos.

Dispone de un programa de seguridad de presas, alineado con la práctica regional e internacional en el tema.

En materia hidrológica, cuenta con un servicio de pronóstico hidrológico y operación de vertederos, que es alimentado por una red de telemedición en su cuenca inmediata y por información que por distintos medios, es obtenida de estaciones pluviométricas y limnimétricas



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



instaladas en las cuencas media y alta del río Uruguay. Se trata de estaciones situadas en territorio argentino y fundamentalmente brasilero. Una de las dificultades históricas ha sido la obtención de la información de Brasil. En la actualidad, gran parte de esa dificultad se ha venido subsanando gracias a la disposición de datos por Internet del INMET.

Otra fuente de información fundamental para la gestión del embalse de Salto Grande es la asociada a la operación de las usinas hidroeléctricas del Alto Uruguay, en particular las presas de Itá, Machadinho, Campos Novos y Barra Grande.

Todos estos datos resultan esenciales a efectos de prever los aportes al embalse y las descargas aguas abajo, sobre todo al tratarse de un embalse con muy escasa regulación.

Las informaciones provistas por Salto Grande son comunicadas a ambos países y en el caso de Uruguay, son utilizadas por el Despacho de Cargas para formular el despacho de las unidades generadoras del sistema uruguayo. Estas comunicaciones son diarias y comprenden el pronóstico de aportes semanales en escenarios que incluyen también las precipitaciones previstas. Dada la escasa capacidad de regulación del embalse la confiabilidad del pronóstico meteorológico resulta fundamental para prever la operación futura, en particular para determinar los denominados volúmenes de espera en el embalse y los consecuentes caudales a erogar aguas abajo.

Salto Grande emite además informes al público sobre la previsión de caudales y los niveles a ser alcanzados en los distintos centros urbanos afectados por la operación: Salto (Uruguay) y Concordia (Argentina) y luego en la sucesión de ciudades de ambas márgenes como Paysandú-Colón, Fray Bentos - Gualeduaychú, en Villa Soriano y hasta la desembocadura en el río de la Plata.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

En el estado actual de desarrollo del país, es previsible un sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Uruguay, a un ritmo del orden del 3,5% anual.

La matriz eléctrica que atiende esta demanda es muy variable año a año, conteniendo porcentajes variables de fuentes renovables (fundamentalmente la hidroeléctrica) y de derivados del petróleo.

La energía hidroeléctrica ha ocupado en el pasado un porcentaje muy significativo de la matriz eléctrica, pudiendo llegar en períodos de elevada hidraulicidad, a cubrir completamente la demanda.

No obstante, debido a su aleatoriedad, el país ha procurado en el pasado respaldar esa fuente con energía firme derivada de combustibles fósiles, que no dispone, y que traen asociados costos muy elevados, con un fuerte impacto sobre el resultado fiscal.

Asimismo los grandes emprendimientos hidroeléctricos ya fueron construidos, incluido el aprovechamiento binacional de Salto Grande, compartido con Argentina.

El resto de hidroeléctrica está exclusivamente vinculado a centrales de porte mediano y a la mini hidráulica. Estos proyectos, se ha comprobado que solo son viables, en la medida que resulten de embalses multipropósito, donde la generación no sea el fin primario, o bien que se trate de equipar presas de riego o abastecimiento de agua con turbinas. Aún así, en función de que Uruguay está situado en una misma región pluviométrica, es muy probable que la mayoría de estas obras tampoco resuelvan el déficit energético en épocas de sequía.

Por estas razones, se ha definido y se ha venido aplicando como verdadera política de Estado, una apuesta a la diversificación de la matriz energética, con base en la promoción de las energías renovables, básicamente la energía eólica.

El marco regulatorio vigente en el sector eléctrico desde 1997, habilitó la participación de agentes privados en generación (teóricamente posible desde 1977) y asimismo la posible asociación con privados de la empresa estatal de electricidad. Esto ha permitido la formulación de diversos acuerdos en la modalidad de contratos de compra-venta de energía eólica con privados o en asociación con otras empresas. El propósito es llegar a 2016 con 1200 MW de energía de origen eólico. En esa hipótesis, el sistema eléctrico uruguayo, necesitará de un complemento hidroeléctrico para estabilizar las intermitencias intradiarias de la eólica, el que se podrá suministrar mediante la construcción de usinas de acumulación y bombeo. En la etapa



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



actual, y tras una fase de inventario, se estima que deberá construirse una planta de estas características con horizonte posterior a 2020.

Esta combinación de fuentes de diverso origen pero integradas en un mismo sistema requerirá de nuevos esfuerzos en la modelación del despacho de las unidades generadoras.

Es previsible un impacto en las hidroeléctricas existentes frente a la nueva situación. Ya se han venido instrumentando algunas adaptaciones entre las cuales se puede indicar el control automático de generación, tanto en el río Negro como en Salto Grande.

También es posible un aumento en la frecuencia de entrada y salida de servicio de las unidades generadoras, con el consiguiente sobreesfuerzo en los componentes de los equipamientos. En consecuencia, es posible adelantar que será mucho más variable el pronóstico de descargas aguas abajo en función de las variaciones en los caudales turbinados y hasta eventualmente en los vertidos. Finalmente las variaciones más frecuentes de caudales erogados deberán analizarse con vistas a la eventual afectación de las márgenes del cauce aguas abajo de las centrales.

Por otra parte, en relación con las consecuencias de la variabilidad y del cambio climático, en Uruguay se ha comprobado el sostenido incremento de caudales en el río Negro, en los últimos 30 años, lo que ha llevado en los hechos a una reducción del factor de sobre-equipamiento de sus plantas hidroeléctricas. Han sido formulados algunos avances en el proyecto de agregar capacidad de turbinado en una de las centrales, de manera de aprovechar los excedentes hídricos en épocas de buena hidraulicidad.

Dichos estudios han sido discontinuados en función de la priorización establecida para la construcción de parques eólicos, y para la ampliación del respaldo térmico mediante una central de ciclo combinado abastecida por gas natural proveniente de la planta regasificadora, actualmente en construcción.

Asimismo debe indicarse que persisten demandas en materia de información meteorológica y de pronósticos como apoyo a la toma de decisiones en el sector hidro-energético. En particular, en el caso de Salto Grande, donde la intensidad de fenómenos de lluvia de corta duración en la cuenca inmediata, combinada con aportes de las cuencas media y alta, exige una extrema precisión en la gestión del embalse.

Esta situación, a menor escala, también se produce, en dos embalses del río Negro.

Si bien la provisión y la obtención de información ha tenido mejoras importantes (por la incorporación de redes de tele-medición y el acceso a datos de campo por Internet), resultaría de mucha utilidad la implementación de sistemas adicionales con cobertura nacional, tal como pueden ofrecer los sistemas de radares meteorológicos. Podría en este caso además aprovecharse la muy interesante y diversa experiencia regional que tienen al respecto los demás países de la cuenca del Plata.

En cuanto a la influencia de la variabilidad climática, pero en el sentido opuesto, esto es en la generación de sequías pronunciadas, debe destacarse la necesidad de profundizar en el avance de los pronósticos climáticos, toda vez que la componente aleatoria de la hidroeléctrica mantiene un impacto significativo en los costos variables del sistema.

En este sentido, en Uruguay, se ha implementado recientemente una nueva herramienta para hacer frente a esta situación que torna muy vulnerable al sistema y en particular suele disparar el costo de abastecimiento de la demanda. Se ha incursionado en el mercado de seguros frente a eventos adversos, mediante la contratación de un seguro contra sequías. Este instrumento junto con otros recursos financieros (como los créditos contingentes) ha sido incorporado para mitigar los elevados costos derivados de la importación de petróleo, en un sistema hasta el presente, de fuerte base hidroeléctrica. Este tipo de iniciativas podrían ser exploradas en un contexto transfronterizo, donde seguramente surjan sinergias entre hidroeléctricas, capaces de optimizar el costo de esta alternativa.

## 9. BIBLIOGRAFIA

- Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay. Aspectos de la temática energética desde una visión ambiental. (2013).  
<<http://www.aecid.org.uy/wp-content/uploads/2014/04/Informe-Medio-Ambiente-y-Energ%C3%ADa-en-Uruguay.pdf>



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



- Banco Central del Uruguay. Producto Interno Bruto.  
<<http://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/paginas>
- Comisión Técnico Mixta de Salto Grande Información hidráulica y energética.  
<<http://saltogrande.org/caracteristicas.php>
- Dirección Nacional de Energía. Ministerio de Industria, Energía y Minería. Balance Energético Nacional (preliminar) (2013).  
<http://www.dne.gub.uy/-/balance-energetico-nacional>.
- DUBROVSKY, Hilda; RUCHANSKY, Beno (2010): El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: la experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009. Comisión Económica para América latina y el Caribe (CEPAL).
- Instituto Nacional de Estadísticas. Población y Crecimiento.  
<<http://www.ine.gub.uy/biblioteca/variables%20siglo%20xx/parte1texto2.pdf>.
- International Journal on Hydropower and Dams (2014): World Atlas And Industry Guide.
- Usinas y Trasmisiones Eléctricas. Información hidráulica y de centrales de generación.  
<[http://www.ute.com.uy/empresa/líenas/generacion/centrales\\_hidraulicas.htm#Embalses](http://www.ute.com.uy/empresa/líenas/generacion/centrales_hidraulicas.htm#Embalses).



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA