



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



Recursos Hídricos

Hidroeléctricas

Autor: Ing. Luis Alberto Beuret

Informe Final

Fecha: 20 de Enero de 2015



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



RESUMEN

El documento comienza describiendo en forma sucinta la evolución de la oferta y demanda de energía eléctrica en la República Argentina durante la última década, enfatizando aquellos aspectos que vinculan dicha demanda con la variabilidad del clima y de la economía nacional

Describe también las principales medidas adoptadas por las autoridades nacionales para lograr un crecimiento sostenido de la oferta de generación y un desarrollo intensivo del sistema de transmisión, lo cual ha permitido evitar la aplicación de restricciones a la demanda en base a cortes rotativos programados, tal como había sucedido a fines de la década de los 80.

Continúa luego el documento describiendo la evolución institucional del sector eléctrico en la República Argentina, desde la creación de la Empresa Agua y Energía Eléctrica, en el año 1947, hasta nuestros días. Este capítulo focaliza especialmente el proceso de privatización vivido durante la década del 90, y el ajuste regulatorio aplicado a partir de la crisis de deuda vivida por la República Argentina en el año 2002.

A partir de la realidad regulatoria actual, describe las decisiones adoptadas por las autoridades nacionales para retomar el Programa de Obras Hidroeléctricas que quedó interrumpido en los inicios del proceso de privatización del sector eléctrico.

Finalmente, analiza las potencialidades del sector eléctrico, como integrador natural entre los países integrantes de la Cuenca del Plata, y las perspectivas de lograr un desarrollo energético complementario entre dichos países, fomentando la expansión de la generación eléctrica en base a fuentes renovables tales como eólica, solar y biomasa, asegurando así la expansión de sus economías y la reducción de las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



INDICE

1 – Introducción.....	Página 1
2 – Energía en la Cuenca del Plata – Potencial Energético.....	Página 2
3 – Aspectos Institucionales.....	Página 6
4 – Planeamiento de Centrales Hidroeléctricas.....	Página 10
5 – Posibles contribuciones al análisis / diagnóstico / Transfronterizo (ADT).....	Página 12
5. A – El Sistema Eléctrico Regional como Integrador Natural.....	Página 12
5. B – Perspectivas de Desarrollo Energético Complementario.....	Página 13

INDICE ESPECÍFICOS

Tabla Máxima de Potencia.....	Página 2
Variación % PBI Anual Vs. Demanda.....	Página 5
Prospectiva de la Demanda de Energía.....	Página 5
Anexo 1.....	Página 14
Anexo 2.....	Página 15



1. Introducción

Teniendo en cuenta que el objeto del Informe es contribuir al Análisis-Diagnóstico Transfronterizo (ADT), en el marco de un futuro Plan de Acciones Estratégicas (PAE) en la Cuenca del Plata, los contenidos del mismo buscan aportar información resumida sobre los aspectos más relevantes del Sector Eléctrico y del Subsector Hidroeléctrico en la construcción de dicho ADT.

Una de las características sobresalientes de la República Argentina ha sido la volatilidad de su macroeconomía. Ello ha impactado permanentemente sobre el marco legal e institucional en que se ha desenvuelto el Sector Eléctrico. Lo anterior se complementa con la variabilidad climática observada en los últimos años.

Tanto la volatilidad económica como la variabilidad climática introducen requerimientos muy severos al Sector Eléctrico, porque significan variaciones de la demanda, -en el corto y mediano plazo-, que sólo pueden ser absorbidas con un fuerte esfuerzo inversor y una adecuada complementación de los sistemas eléctricos nacionales interconectados regionalmente entre sí.

A su vez, en el largo plazo, el desarrollo de inversiones en energías renovables no convencionales, tales como eólica, fotovoltaica y biomasa, dada su característica de fuentes aleatorias, requerirá disponer de fuentes de potencia y energía firmes y acumulables, de rápida disponibilidad.

En este punto, la integración física natural que brinda el Sistema Eléctrico en la región, unido a las características hidrográficas de la República Argentina permiten imaginar un modelo de desarrollo coordinado y eficiente de tales energías renovables entre los países de la Cuenca del Plata.





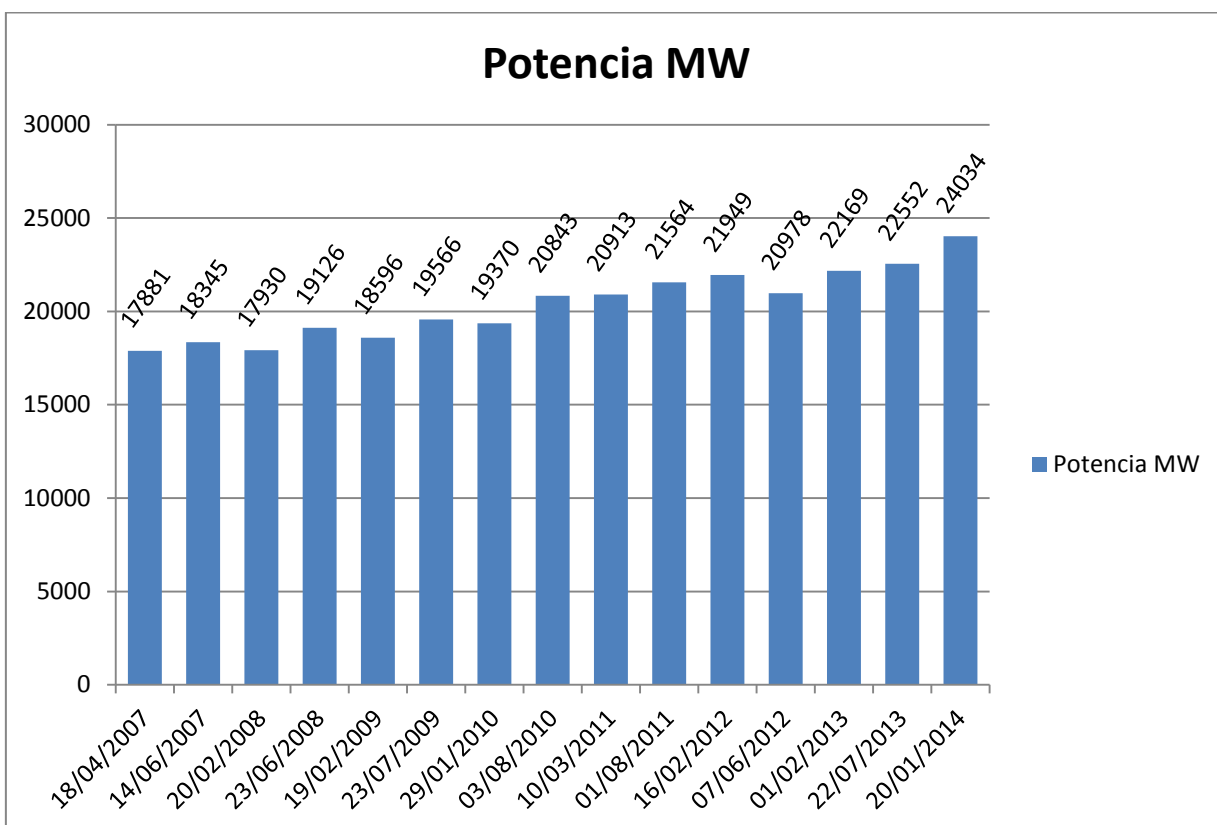
2. Energía en la Cuenca del Plata - Potencial energético

En base a la información suministrada por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA), la oferta total de energía eléctrica ha presentado una tendencia creciente a lo largo de todo el período 2003-2013, permitiendo abastecer una demanda también creciente.

En ese sentido, la potencia bruta máxima generada en 2003 fue de 13.481 MW, mientras que en el año 2013 alcanzó un valor máximo bruto de 22.169 MW.

Máximos de Potencia

Durante el verano del año 2014 la potencia máxima fue de 24034 MW															
Potencia	Verano 2007	Invierno 2007	Verano 2008	Invierno 2008	Verano 2009	Invierno 2009	Verano 2010	Invierno 2010	Verano 2011	Invierno 2011	Verano 2012	Invierno 2012	Verano 2013	Invierno 2013	Verano 2014
Potencia MW	17881	18345	17930	19126	18596	19566	19370	20843	20913	21564	21949	20978	22169	22552	24034
Día	Miércoles	Jueves	Miércoles	Lunes	Jueves	Jueves	Viernes	Martes	Jueves	Lunes	Jueves	Jueves	Viernes	Lunes	Lunes
Fecha	18-abr	14-jun	20-feb	23-jun	19-feb	23-jul	29-ene	03-ago	10-mar	01-ago	16-feb	07-jun	01-feb	22-jul	20-ene
Temperatura °C	24,80	10,00	28,10	8,40	29,20	5,10	30,10	5,95	27,70	5,90	27,60	5,50	30,60	5,20	29,60
Hora	19,47	19,56	22,10	19,37	22,00	19,59	14,52	19,45	20,31	20,18	15,10	20,35	15,35	20,26	15,05





Un fenómeno a destacar es que a partir del 2007, -con excepción del año 2012-, la demanda máxima abastecida en el período invernal siempre ha superado la demanda máxima del período estival precedente. Este comportamiento de la demanda estaría indicando un notorio incremento del uso de calefacción eléctrica en el perfil de consumo de la demanda residencial, aún en aquellas regiones del país donde la red domiciliaria de gas natural alcanza a casi toda la población urbana.

Durante los últimos años se ha observado también una notoria sensibilidad de la demanda con la temperatura ambiente, lo cual está fuertemente asociado a la difusión de equipamiento de aire acondicionado en grandes franjas de la población urbana.

Esto ha traído como consecuencia una volatilidad de la demanda máxima de potencia en función de la temperatura que llega muchas veces al 20 % de la demanda máxima esperada y por ende exige una gran flexibilidad del despacho eléctrico y una fuerte sobreinversión en generación y en las redes de transporte y distribución.

Para satisfacer este significativo y altamente volátil crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la República Argentina ha ido optimizando progresivamente sus criterios de despacho, especialmente el uso de sus centrales hidroeléctricas de embalse, ha recurrido al uso intensivo de sus reservas frías y calientes, y ha impulsado fuertemente sus inversiones en generación, transmisión y distribución.

En relación a la optimización progresiva de los criterios de despacho, es necesario recordar en primer lugar que a partir del proceso de privatización desarrollado durante la década de 1990, se implantó un régimen de libertad absoluta en la definición del "valor del agua" de los embalses, buscando con ello establecer una libre competencia entre la oportunidad de uso del agua embalsada y el costo de los combustibles fósiles a utilizar para la generación de energía eléctrica. En ese sentido, también se redujeron al mínimo las restricciones de operación de los embalses en lo relativo a franja de atenuación de crecidas y uso consuntivo del agua.

Ese régimen de declaración del "valor del agua" dio resultados satisfactorios mientras se dispuso de una fuerte oferta de generación térmica con gas nacional, acompañada de intensas inversiones del sector privado en ciclos combinados de alta eficiencia, unido todo ello a un estancamiento del crecimiento económico del país durante los últimos años de dicha década.

Concluido ese período de excedente de oferta de gas y energía eléctrica, hubo que recuperar el concepto esencial de "valor del agua", entendiendo que el volumen retenido en los embalses constituye un recurso estratégico que permite asegurar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de carácter esencial.

La decisión de las autoridades, con posterioridad a la crisis macroeconómica del 2002, fue la de vincular la seguridad del abastecimiento residencial al volumen de energía acumulada en los embalses, asignando a CAMMESA la responsabilidad de definir la operación de los embalses en función del logro de dicho objetivo.

Posteriormente, a partir del año 2003, en virtud del efecto "rebote" en la macroeconomía, se dio la aparición de un incremento acelerado en la demanda de gas y de energía eléctrica, en simultáneo con un incremento significativo del valor del crudo a nivel internacional. Al mismo tiempo, se manifestó una gran caída de las reservas de gas convencional, causada esencialmente por la depletiva del yacimiento de Loma de la Lata.

La concurrencia de los fenómenos mencionados en el párrafo anterior, dio origen a la necesidad de iniciar a partir del año 2004, una fuerte importación de



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica (Fueloil y Gasoil), junto con la compra de los primeros embarques de Gas Natural Licuado (GNL).

En ese estado de situación, las autoridades fueron ajustando rápidamente las normas que rigen el despacho de generación y el abastecimiento de combustible a las centrales termoeléctricas, de modo de priorizar el óptimo del conjunto (entendido como el menor costo global), y la seguridad de abastecimiento, por sobre el interés particular de las empresas privadas responsables de la generación de energía eléctrica.

Uno de los efectos colaterales de este proceso de optimización global ha sido la afectación de la reserva fría y caliente, existente a fines de la década de 1990, la cual se ha visto requerida en forma constante por CAMMESA, a efectos de asegurar el abastecimiento a la demanda.

Hasta fines del 2014, este objetivo ha sido logrado, ya que no ha sido necesario volver a las metodologías de administración de la demanda en base a cortes rotativos programados, tal como se había operado en los años 1988/89.

Las decisiones más significativas en lo que respecta a sostener y aumentar la oferta de energía eléctrica han sido las siguientes:

- Se concluyó la Central Hidroeléctrica Yacyretá, elevando su cota de operación
- Se concluyó y puso en marcha la Central Nuclear Atucha II
- Se construyeron varias centrales termoeléctricas con tecnología de turbinas de gas y ciclos combinados, algunas de hasta 800 MW de potencia instalada.
- Se desarrolló un agresivo programa de recuperación del parque térmico existente en turbinas de vapor y turbinas de gas que tienen una considerable antigüedad desde su puesta en servicio, y se encaró también la extensión de vida útil de la Central Nuclear de Embalse
- Se construyeron más de 5000 Km de Líneas de transmisión en 500KV y se desarrolló un intensivo plan de obras en 132 KV.

Todas las acciones previas fueron complementadas con la contratación de generación distribuida para cubrir los eventuales faltantes de las redes de transmisión y distribución, mientras tanto se llevaban a cabo las obras correspondientes.

Paralelamente, se llevaron a cabo intercambios de energía excedente con la República del Uruguay, -en el marco del Convenio de Salto Grande-, y hasta el año 2012 se concretaron acuerdos de importación de energía contingente (excedentes térmicos) desde la República del Brasil.

Durante esta última década, se produjo también un cambio muy significativo en la matriz energética de la República Argentina, en lo que se refiere a energía primaria.

Tal como se ha mencionado en párrafos anteriores, el fuerte crecimiento del PBI y la demanda de energía que se observó a partir del 2003, pusieron de manifiesto la insuficiencia de oferta de hidrocarburos nacionales, especialmente gas natural.

Esa insuficiencia obligó a reemplazar el gas natural por gasoil, como combustible primario en los ciclos combinados y las turbinas de gas existentes. Tal como se dijo previamente, esto obligó a su vez a un ajuste en los criterios de despacho y sobre



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



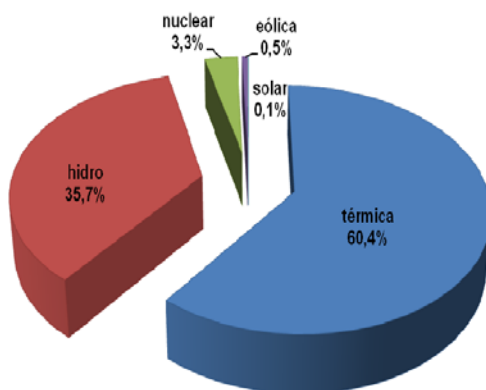
todo de mantenimiento de dichas unidades térmicas, que se llevó a cabo en un marco de dificultad en la relación con los tecnólogos proveedores de dicho equipamiento.

En el caso de las unidades de vapor existentes, muchas de ellas de vieja data, se debió sustituir el gas natural por Fuel Oil y se intensificó el uso de carbón mineral en la única central apta para consumirlo (C.T. San Nicolás).

El proceso descrito en los párrafos precedentes ha llevado a un desequilibrio de la matriz de generación de energía eléctrica hacia los recursos no renovables, tanto de provisión nacional como importada, tales como gasoil (GO), fueloil (FO) y gas natural licuado (LNG). Eso ha reducido la participación de la generación hidroeléctrica hasta valores próximos al 30 %, dependiendo ello de la hidraulicidad del año en cuestión.

Esta situación, además del desequilibrio producido en la balanza de pagos por causa de las crecientes importaciones de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, ha llevado a las autoridades a retomar un fuerte impulso para el desarrollo de los recursos de generación de energía renovable en el país, tales como la hidroelectricidad, la generación eólica y la generación con biomasa. Este tema se desarrollará con mayor detalle más adelante.

Estructura de la Potencia Eléctrica Instalada – Año 2013



Paralelamente, la nacionalización de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales ha posibilitado disponer de una herramienta de gestión que permitirá desarrollar los yacimientos de shale-oil y shale-gas existentes en la región patagónica.

Además, la iniciativa del Poder Ejecutivo de modificar la legislación existente sobre hidrocarburos busca incentivar la participación del capital extranjero, asociado con YPF, en el desarrollo de esos yacimientos de hidrocarburos.

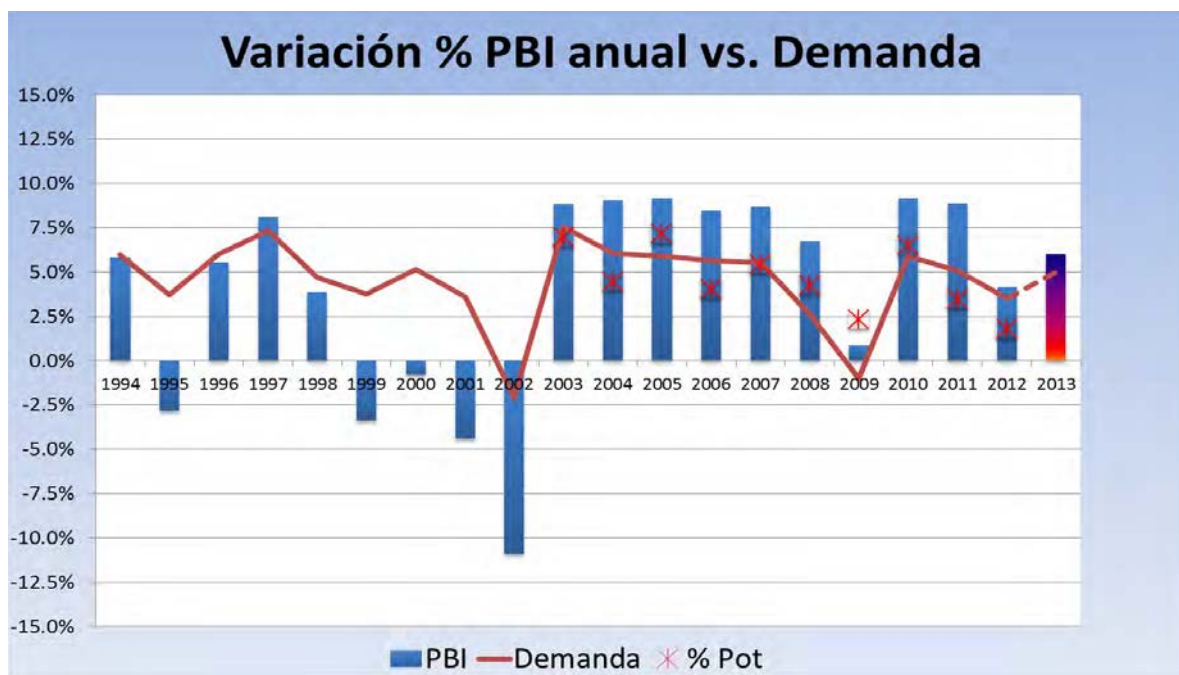
Un concepto significativo a tener en cuenta en cualquier análisis de oferta/demanda de energía eléctrica, es la no linealidad en la correlación entre la evolución del PBI y la demanda de energía eléctrica.

En el caso de la Rep. Argentina, que ha experimentado variaciones muy significativas del PBI en los últimos años, se puede observar con claridad esta falta de correlación en base a la información proporcionada por CAMMESA.



Esta "reciliencia" de la demanda de energía eléctrica respecto a la variación del PBI, -que en definitiva es un indicador global del poder adquisitivo de la población-, estaría demostrando la escasa elasticidad de la demanda de este insumo básico respecto a las condiciones macro y microeconómicas del conjunto de la población.

En la República Argentina se ha observado que esta menor elasticidad se cumple más allá de cuál sea el cuadro tarifario de la empresa Distribuidora que brinda el servicio al usuario final.



Finalmente, teniendo en cuenta la evolución esperada de la población de la Rep. Argentina, así como un crecimiento económico moderado, las proyecciones de demanda estudiadas por la Secretaría de Energía se sintetizan en el siguiente cuadro de situación:

SECTOR / FUENTE	2010		2030						
	Año Base		Escenario Tendencial			Escenario Estructural			
	GWh	%	GWh	%	%a.a.	GWh	%	Δ%	%a.a.
Residencial	34.151	30,90%	62.040	28,90%	3,0%	51.336	27,2%	-1,7%	2,1%
Comercial y Público	26.57	24,10%	50.508	23,50%	3,3%	41.082	21,8%	-1,8%	2,2%
Agropecuaria	871	0,80%	2.003	9%	4,3%	2.035	1,1%	0,1%	4,3%
Industria	45.547	41,30%	91.050	42,40%	3,5%	83.245	44,1%	1,7%	3,1%
Transporte	431	0,40%	3.872	1,80%	11,6%	6.146	3,3%	1,5%	14,2%
No Energético	2.817	2,60%	5.283	2,50%	3,2%	5.019	2,7%	0,2%	2,9%
TOTAL	110.387	100%	214.756	100%	3,4%	188.864	100%		2,7%



3 Aspectos Institucionales

Marco institucional y legal

El desarrollo institucional del sector eléctrico en la República Argentina se consolida definitivamente a partir del Decreto 3967 de fecha 19 de Mayo de 1947, que creó la empresa **Agua y Energía Eléctrica**, mediante la fusión de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado y la Dirección Nacional de Irrigación. Con su constitución se dispuso su objeto social definido como:

"Estudio, proyecto, construcción y administración de las obras para riego y defensa de los cursos de agua, de las obras y explotación de centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución para la venta de energía eléctrica, compra y venta de energía eléctrica a terceros, sea para sus propias necesidades o a los efectos de su distribución como servicio público, dando preferencia a los organismos de la Nación, provincias o municipios, a las cooperativas y sociedades de economía mixta integradas exclusivamente por el Estado y los usuarios".

Posteriormente se incorporaron a Agua y Energía Eléctrica funciones relativas al inventario y evaluación de cursos de agua y otras fuentes para riego, consumo y generación de energía hidroeléctrica. En 1949, se creó la figura jurídica de Empresa del Estado, con lo cual pasó a denominarse AGUA Y ENERGIA ELECTRICA EMPRESA DEL ESTADO.

Luego, en 1960, mediante la Ley 15336 (los artículos no modificados están aún vigentes), se reglamentó la actividad del sector eléctrico, definiendo como ámbito propio de Agua y Energía Eléctrica el **Despacho Nacional de Cargas** y la **Red Nacional de Interconexión**.

Posteriormente, en 1962 se transfirió a la empresa SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires), el servicio eléctrico en los 14 partidos del Gran Buenos Aires.

Luego, en 1967, mediante el dictado de la Ley N° 17318, se constituyó la empresa HIDRONOR (Hidroeléctrica Nor Patagónica), con el objeto de desarrollar los emprendimientos hidroeléctricos proyectados sobre los ríos Limay, Negro y Neuquén, que constituyen la actualmente denominada Cuenca del Comahue.

A fines de la década de 1970 se definió la transferencia de los servicios de distribución de energía eléctrica y riego, atendidos por Agua y Energía, a muchas de las Provincias argentinas.

Posteriormente, durante el proceso de privatización definido en la década de 1990, a partir de la Ley 24065 (Ley de Marco Regulatorio Eléctrico actualmente vigente), la empresa Agua y Energía Eléctrica fue dividida en unidades de negocio de generación, transporte y distribución, que fueron progresivamente transferidas al sector privado. Lo mismo sucedió con la empresa SEGBA y también con HIDRONOR. Paralelamente, varias provincias que habían recibido los servicios de distribución en la década de 1970, también procedieron a su transferencia al sector privado. En otros casos, tales como las provincias de Córdoba, Santa Fe, Chaco, Corrientes, Misiones y Santa Cruz, se decidió continuar con la gestión estatal provincial de dichas empresas de distribución eléctrica.

Cabe aclarar que el proceso de privatización desarrollado en Argentina, se caracterizó por una profundidad y extensión muy superior al desarrollado en los otros países de la Cuenca del Plata, tales como Brasil, Uruguay, Paraguay y Bolivia.



Una de las organizaciones más significativas resultante del proceso de privatización fue la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)**, en cuyo estatuto social inicial se le asignaron las funciones de Despacho de Cargas y Administración del Mercado Mayorista Eléctrico.

En Argentina, a partir de la privatización, el modelo de gestión y desarrollo del sector eléctrico,- exclusivamente basado en reglas de mercado-, llevó a una ausencia casi absoluta de la planificación y/o de ingerencia estatal durante toda la década de los 90'. Entre otros conceptos fundamentales, se encontraba el objetivo de contractualizar en lo posible toda la demanda de energía eléctrica, incluida la residencial, mediante contratos libremente pactados entre las partes.

Progresivamente, ese objetivo de contractualización fue quedando reducido a la demanda industrial y comercial, identificadas como Grandes Usuarios, ya que por restricciones tarifarias nunca alcanzó al usuario residencial.

A su vez, en la década de los 90' se producen dos fenómenos concurrentes que contribuyen a modificar fuertemente la matriz energética del sector generación:

- Se vivió la sensación de una sobreabundancia indefinida en la oferta de gas natural, lo que llevó a una explotación intensiva de los yacimientos gasíferos de Neuquén (esencialmente Loma de la Lata) sin reposición de reservas, junto con la construcción de gasoductos para facilitar la exportación de dicho hidrocarburo a países vecinos tales como Chile, Brasil y Uruguay.
- Se produjo la irrupción de nuevas tecnologías en el diseño de los ciclos combinados, junto con un abaratamiento de esos equipos producto de una sobreoferta en dichos mercados unida a la necesidad de los tecnólogos de concluir sus diseños con instalaciones puestas en producción en países necesitados de una renovación de su parque de generación térmica y con buena oferta de gas natural.

Lo dicho en el párrafo precedente, unido al proceso recesivo vivido por Argentina a finales de la década de los 90', llevó a una progresiva desatención (por falta de participación en el despacho eléctrico) del parque térmico de vapor y/o turbinas de gas de viejo diseño, junto con una paralización casi total del Programa de Obras Hidroeléctricas y del Programa Nuclear.

Ya iniciado el siglo XXI, en el año 2002, se produce el default de Argentina, que pone en evidencia una severísima situación macro y microeconómica, y una crisis social de características gravísimas.

A partir del año 2003 se produce una significativa recuperación de la macro y microeconomía y se inicia un proceso de mejora en las condiciones de vida de los sectores populares, revirtiéndose así la crisis social precedente.

Uno de los factores macroeconómicos que se utilizaron para facilitar la reversión de la crisis, fue el virtual congelamiento de las tarifas eléctricas para el sector residencial, y un atemperamiento en los factores de costo trasladados al sector comercial e industrial.

A su vez, el Estado Nacional retoma una activa participación en el proceso de ampliación de la oferta de generación y transporte de energía eléctrica, tal como se ha expresado en el punto 1.1





Otro de los aspectos significativos a tener en cuenta es que el Marco Regulatorio definido en la Ley 25065 no ha sido modificado, y por lo tanto, todas las decisiones y actuaciones del Estado Nacional en el sector eléctrico han sido implementadas mediante instrumentos jurídicos de menor orden, tales como Decretos y/o Resoluciones de la Secretaría de Energía, bajo la figura de la "transitoriedad" de la medida, asumiendo que la misma es producto del proceso de recuperación del equilibrio macro y microeconómico que se quebró en el momento del "default".

En ese orden de cosas, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, ha pasado a asumir un rol de extrema significación en el aseguramiento del suministro. A tales efectos, se ha modificado su Estatuto original, definiendo que deberá asumir todas aquellas tareas que le asigne la Secretaría de Energía para asegurar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

En función de ese nuevo rol, CAMMESA concentra hoy en día la responsabilidad de suministrar combustible (líquido y gas) a todos los generadores térmicos. También se ha constituido en la contraparte de los generadores privados que han desarrollado procesos de inversión en años recientes, consolidados mediante contratos de venta al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Se ha constituido en Fiduciante en una serie de Fideicomisos de Inversión que están permitiendo y han permitido el desarrollo de nuevas instalaciones de generación termoeléctrica y de transmisión, tal como fue mencionado en el punto 1.1

Además, las centrales hidroeléctricas que están en proceso de construcción y/o licitación, tales como Caracoles, Punta Negra, Néstor Kirchner y Jorge Cepernic, Los Blancos y Chihuido, se han encarado en base a un modelo de repago de la inversión mediante un contrato de venta de potencia y energía a CAMMESA, por un período de 15 años.

En síntesis, en la actual situación regulatoria, CAMMESA se ha constituido en el comprador monopsónico de todas las nuevas inversiones a desarrollar tanto en generación termoeléctrica como Hidroeléctrica, Nuclear y Renovables (Eólica, Fotovoltaica y Biomasa). El flujo de fondos de esos contratos con CAMMESA es lo que permite estructurar el financiamiento de dichas obras.

A su vez, toda la expansión del sistema de transporte eléctrico en 500 KV, -que de acuerdo a lo expresado en la Ley 24065 debía ser llevado a cabo por la iniciativa de los propios generadores y/o distribuidores, en respuesta a señales económicas contenidas en la regulación respectiva-, ha sido asumido por el Estado Nacional a través de diversos fideicomisos administrados por el Comité de Administración Fiduciaria (CAF), creado en el ámbito del Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE). Con esta metodología se llevaron a cabo las obras de expansión mencionadas en el punto 1.1

Por otro lado, para subsanar los requerimientos de expansión del sistema de subtransmisión en 132 KV, se creó una Comisión de Obras en el ámbito de la SE (Comisión Res.01/2003), que lleva a cabo un intenso programa de ampliación de la capacidad de transformación en 500/132 Kv, de líneas y estaciones transformadoras en los sistemas de subtransmisión, compensación capacitiva y renovación de equipamiento de protecciones y comunicaciones.

También, durante el año 2014, dada la insuficiencia de inversión en los sistemas de distribución de todo el país, se ha implementado el Programa de Convergencia Tarifaria, cuyos objetivos esenciales son: el estudio y definición de tarifas en todas las jurisdicciones provinciales, junto con la ejecución de un plan de inversiones que asegure una calidad mínima de referencia en la prestación de dicho servicio.



Tal como se comentó previamente, la Ley de Marco Regulatorio sigue plenamente vigente, por lo tanto se mantiene también vigente la existencia y acción del Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE) y de los respectivos Entes Provinciales.

La jurisdicción del ENRE se extiende y actúa en todo lo referente al transporte en alta tensión (500 KV), sistemas de subtransmisión, distribuidoras de jurisdicción nacional (EDENOR y EDESUR en el área del Gran Buenos Aires), y también en ciertos aspectos de la gestión de las centrales hidroeléctricas.

Lo referente al tema Seguridad de Presas, es responsabilidad del Organismo de Seguridad de Presas (ORSEP), que se creó a partir del proceso de privatización y continúa hoy su tarea en todas las presas y centrales hidroeléctricas de jurisdicción nacional.

Cabe aclarar que todas las presas y centrales de jurisdicción nacional hoy existentes operan bajo un contrato de concesión donde el Poder Concedente es la Secretaría de Energía de la Nación (SE).

A su vez, la Secretaría de Energía, en el marco de lo dispuesto por las leyes 15336 y 24065 aún vigentes, detenta las facultades de Autoridad Regulatoria del sector eléctrico argentino, es decir, es quien fija las normas de detalle que definen la actuación técnica y la retribución económica de la generación, el transporte y la distribución bajo jurisdicción nacional.

En ese sentido, un hecho destacable a mencionar es que, en base a lo establecido en la última reforma de la Constitución de la Nación Argentina, efectuada en 1994, la jurisdicción original sobre los recursos hídricos ha pasado a ser de las Provincias. Por ende, en ese marco, son las provincias el Poder Concedente originario en el caso de nuevos aprovechamientos hidroeléctricos. Esta situación ha llevado a que, en el caso de las obras a desarrollar sobre el río Santa Cruz (Centrales Hidroeléctricas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic), así como en el caso del Río Neuquén (Central Hidroeléctrica Chihuidos), haya sido necesario un Acuerdo Específico previo entre el Estado Nacional y cada Provincia involucrada, para que el Estado Nacional pudiera avanzar en las correspondientes licitaciones.

Respecto a los aprovechamientos binacionales existentes (Yacyretá y Salto Grande), la correspondiente parte argentina se considera un ente descentralizado y depende funcionalmente de la Secretaría de Energía de la Nación.

4 - Planeamiento de centrales hidroeléctricas

Tal como se expresó anteriormente respecto a la paralización del Programa de Obras Hidroeléctricas, la Rep. Argentina cuenta con un elevado potencial de desarrollo en este aspecto, tanto en lo que se refiere a ríos de llanura, así como en lo referente a presas de embalse en zonas de montaña o pedemonte, y también en pequeños y medianos aprovechamientos. El **Anexo 1** sintetiza en forma clara ese potencial.

La necesidad de retomar el Programa de Obras Hidroeléctricas llevó a las autoridades a desarrollar dos acciones concurrentes:

A. Se gestionó y obtuvo un crédito de la Corporación Andina de Fomento (CAF), para financiar la **revisión y actualización de los estudios ya existentes en el archivo documental** de la Secretaría de Energía, pero que se encontraban totalmente desactualizados en aspectos tecnológicos y sobre todo ambientales.

Este programa está en curso de ejecución en estos momentos y se comentará con mayor detalle más adelante.

B. Se sancionó una norma (Res SE 762) para retomar la licitación de las obras que se encontraban a nivel de Proyecto de Referencia, de modo de que estuviera



asegurado el modelo del contrato de abastecimiento con CAMMESA (Power Purchase Agreement- PPA), se iniciaron algunas obras con ese contrato tipo y otras están en proceso de licitación.

Cabe aclarar que en forma paralela, el Estado Nacional ha tomado las decisiones necesarias, para otorgar una garantía subsidiaria que permita apalancar los flujos de pago de los contratos de las obras en curso de licitación.

En síntesis, el modelo en aplicación es de hecho un esquema en que CAMMESA compra la energía por medio de un Contrato de Abastecimiento (PPA), y el Estado Nacional actúa como el garante de ese flujo de pagos.

Volviendo a lo mencionado en el **punto A**, en lo referente al préstamo de la CAF para la revisión y actualización de los estudios existentes, las tareas de consultoría más significativas contratadas a la fecha son las siguientes:

- Estudio de Factibilidad y Proyecto Básico del Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Uruguay, entre Argentina y Brasil, denominado Garabí-Panambí, con una potencia estimada en 2150 MW.

Las tareas a desarrollar incluyen los Estudios y Proyectos de Ingeniería, los Estudios Ambientales y el Plan de Comunicación. Todas estas tareas se desarrollan en forma conjunta con la contraparte designada por Brasil.

- Estudio y Prefactibilidad del Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Paraná, en su Curso Medio e Inferior. El estudio ha sido especificado con una clara orientación a lograr un aprovechamiento sustentable que pueda superar y reemplazar el proyecto llevado a cabo por Agua y Energía en la década de los 80'. Se ha considerado que el proyecto desarrollado por Agua y Energía, denominado "Paraná Medio", es hoy ambientalmente inviable y por eso se requiere una profunda revisión y actualización a la luz de las nuevas tecnologías desarrolladas a la fecha. Se ha estimado lograr una potencia máxima de hasta 3000 MW.

- Estudio del Complejo Hidroeléctrico Zanja del Tigre, sobre el curso superior del río Bermejo, en la provincia de Salta. Se espera lograr una potencia máxima de hasta 250 MW. En este caso, la mayor dificultad de diseño se da en lo que respecta a la sedimentación de la presa y su posible manejo tecnológico y operativo.

- Estudio de Inventario y Factibilidad de Cordón del Plata, sobre el curso superior del río Mendoza, en la provincia homónima. Se espera lograr una potencia máxima de hasta 1300 MW.

- Estudio de Inventario y Factibilidad de Potrero del Clavillo en las provincias de Catamarca y Tucumán. Se espera lograr una potencia máxima de hasta 140 MW.

- Revisión del Marco Normativo y propuestas de actualización para reforzar la Gestión Ambiental del Sector Energético.

- Estudios de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y plantas de generación basadas en el consumo de biomasa (residuos forestales, forestoindustriales, agroindustrias, etc.)

Tomando ahora las obras en ejecución en el marco del Programa de Obras Hidroeléctricas (Resolución SE 762) mencionada en el **punto B**, se han encarado las siguientes:

- Se encuentra en ejecución la C. H. Punta Negra, sobre el río San Juan, en la provincia homónima, cuyo diseño responde a un propósito múltiple, ya que la función de acumulación de agua para riego es fundamental en la geografía de San Juan. Su potencia instalada será de 62 MW.



- Se encuentran licitadas y preadjudicadas las centrales hidroeléctricas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic, sobre el Río Santa Cruz. La potencia establecida en el Proyecto de Referencia de dicha licitación está establecida en 1740 MW.
- Se acaba de licitar y está en proceso de adjudicación la Central Hidroeléctrica Chihuido 1, sobre el río Neuquén. La potencia establecida en el Proyecto de Referencia es de 640 MW.
- Han sido licitadas y están en proceso de adjudicación las obras de las centrales hidroeléctricas Los Blancos I (324 MW) y Los Blancos II (162 MW), sobre el río Tunuyán, en la provincia de Mendoza.

Las acciones precedentes han sido acompañadas con el estímulo al desarrollo de parques eólicos y generación eléctrica con biomasa, de modo de complementar la diversificación de la matriz energética. A su vez, se han aprobado algunos desarrollos menores en generación fotovoltaica, con la intención de ir aquilatando experiencia mientras tanto los costos de dicha tecnología se vayan alineando con los costos de generación de las otras tecnologías renovables.

5 - POSIBLES CONTRIBUCIONES AL ANÁLISIS / DIAGNOSTICO / TRANSFRONTERIZO (ADT)

A) EL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL COMO INTEGRADOR NATURAL (Ver Anexo I)

En el marco del ADT, un aspecto que es posible considerar es la vinculación ya existente entre los sistemas eléctricos de Argentina, Uruguay Paraguay y Brasil.

Cabe recordar que entre los primeros tres países nombrados y Brasil, existe una barrera tecnológica, ya que Argentina, Uruguay y Paraguay operan sus sistemas eléctricos en 50 Hz y Brasil opera en 60 Hz.

Esta barrera tecnológica no constituye ningún obstáculo a la integración eléctrica, e incluso, al establecer una separación galvánica entre los sistemas eléctricos, facilita una administración consensuada de los flujos de intercambio de energía entre dichos sistemas. Es más, de no existir esta separación galvánica, se requerirían inversiones significativas en recursos estabilizantes, dada la magnitud geográfica que tendría un sistema interconectado de todos los países de la Cuenca del Plata en la misma frecuencia de operación.

Esta vinculación ya existente entre los sistemas eléctricos de los países de la Cuenca del Plata brinda por sí misma, una red de soporte para el flujo de información entre cualquiera de sus puntos.

Aquí cabe recordar que los sistemas eléctricos conllevan una red de comunicaciones necesaria para la operación y control de sus variables operativas. Esa red está diseñada para manejar enormes cantidades de datos a través de lo que se denomina su Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR). A su vez, todas sus estaciones transformadoras, aún las de distribución, transmiten a los respectivos Centros de Control, información de las principales variables físicas y operativas en forma permanente.

En síntesis, en caso de planificarse el desarrollo de una Red Meteorológica, sería conveniente contemplar la instalación de los respectivos sensores primarios (Estación Meteorológica), dentro de las instalaciones del Sistema Eléctrico Interconectado. En ese caso, la respectiva Estación Meteorológica tendría asegurada su custodia y mantenimiento por parte del personal asignado a tales funciones en la estación transformadora. También tendría asegurada la alimentación eléctrica, ya que en todas las estaciones transformadoras hay alimentación asegurada. Por último, podría utilizar la capacidad existente en el sistema de comunicaciones del sistema eléctrico, de modo de modo de conducir la información a un Centro de Recolección de Datos, que seguramente debería ser



instalado en el Centro de Despacho del respectivo país. Luego, desde ese Centro de Recolección de Datos, es perfectamente factible direccionar la información al ámbito correspondiente para su monitoreo y procesamiento.

B) PERSPECTIVAS DE DESARROLLO ENERGÉTICO – COMPLEMENTARIDAD ENTRE LA CUENCA DEL PLATA Y LAS CUENCAS ANDINAS.

La configuración actual de la oferta hidroeléctrica en el Sistema Argentino de Interconexión, pone de manifiesto una complementaridad natural entre los aprovechamientos existentes en sus ríos de llanura y aquellos desarrollados en sus zonas de montaña y/o pedemonte.

En primer lugar, la Energía Media Anual de los aprovechamientos existentes sobre los ríos Paraná y Uruguay, es de 13.405 GWh, con un volumen de embalse de 13.250 Hm³. Por lo tanto, dichos embalses requieren un despacho en condiciones "de pasada". Es decir, poseen una mínima capacidad de regulación en función de los aportes, e incluso requieren grandes volúmenes de vertimiento ante aportes extraordinarios.

Por el contrario, los aprovechamientos existentes sobre las restantes cuencas hídricas (Cuyo, Comahue y Patagonia Sur), poseen una Energía Media Anual de 9335 GWh en su conjunto, pero su volumen de embalse es de 88.531,40 Hm³. Estos embalses admiten un criterio de despacho estacional e incluso plurianual, tal como hace actualmente CAMMESA.

Es más, de acuerdo a lo mencionado en el Punto 2 del presente informe, -respecto a la adecuación de las normas de despacho-, CAMMESA ha ajustado los criterios de aplicación de las Normas de Manejo de Agua de estos embalses, buscando la máxima seguridad en el abastecimiento eléctrico. En ese sentido, durante largos períodos se ha operado con niveles de embalse en sus valores máximos admitidos por dichas Normas, sin que por ello se hayan producido situaciones que hayan exigido llegar al vertimiento de los mismos.

Lo expresado en los párrafos precedentes demuestra lo dicho en el primer párrafo del presente punto, respecto a la "complementaridad natural" de los recursos hidroeléctricos de la Cuenca del Plata versus los ubicados en Cuyo, Comahue y Patagonia.

Esa complementaridad es válida más allá de la ocurrencia de anomalías hidrológicas causadas por el fenómeno ENSO o por alguna otra alteración climática.

Por otro lado, tal como se puede observar en el ANEXO 2, la República Argentina tiene un elevado potencial de desarrollo de Obras Hidroeléctricas en la zona Andina y Andino Patagónica, lo que posibilita llevar a cabo proyectos con importantes capacidades de embalse y por lo tanto fuertemente empuntables.

Paralelamente, tanto la República Argentina como Uruguay y Brasil, están buscando desarrollar sus fuentes de energía renovable, principalmente eólica, con la mayor prontitud posible.

En el caso de Uruguay, su imposibilidad de lograr un desarrollo significativo en la oferta de generación hidroeléctrica y su escasez de oferta en hidrocarburos, está generando complicaciones en sus posibilidades de desarrollo eólico, pese a las importantes e interesantes perspectivas que ofrece el país para los inversores internacionales en tal tecnología.



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA



Si asumimos un escenario optimista, podemos pensar que el desarrollo pleno del potencial hidroeléctrico de Argentina, podría apalancar no sólo su desarrollo eólico futuro, sino también, -a través de sus interconexiones eléctricas con los países de la Cuenca del Plata-, brindar la necesaria energía regulante y/o de rápida disponibilidad, necesaria para asegurar un despacho óptimo del potencial hidro-eólico de la Región.

Este escenario nos permite prever dos ventajas nacionales y regionales significativas:

- Disponer de elevados volúmenes de energía y potencia hidroeléctrica de rápida disponibilidad evitará los sobrecostos asociados al desarrollo y sostenimiento de fuentes de generación térmica con combustibles fósiles en calidad de reserva frío y/o rotante, tal como ha sucedido en algunos países de Europa.
- Disponer de esa capacidad de embalse y acumulación de energía permitirá llevar a cabo un despacho estacional y/o plurianual, asegurando por un lado el abastecimiento eléctrico y al mismo tiempo los usos consuntivos del agua embalsada con fines de riego y agua potable.

Las ventajas expuestas precedentemente, serán también una herramienta de gestión de riesgo sumamente eficiente para el caso en que el Cambio Climático se manifieste a través de un régimen de precipitaciones nivales y/o pluviales sumamente errático, con prolongados períodos de sequía seguido de fuertes precipitaciones de corta duración.

Esa Variabilidad Climática sólo podrá ser compensada en parte, mediante la disponibilidad de los mayores volúmenes posibles de embalse y con un despacho hidroeléctrico sumamente eficaz y eficiente, de modo de optimizar al máximo el uso del recurso hídrico en función del abastecimiento del uso consuntivo del agua y de la demanda de energía eléctrica.

C) ANALISIS DE POSIBLES TENDENCIAS ANTE POSIBLES ALTERACIONES DEL CLIMA.

Ante todo, debemos recordar que la naturaleza física de la atmósfera terrestre es la de un sistema esencialmente dinámico e inherentemente inestable.

A partir de este concepto, es dable esperar que las fluctuaciones de temperatura, humedad, vientos, densidad y demás variables atmosféricas puedan tener un comportamiento aleatorio, y que dentro de esa aleatoriedad pueda manifestarse una tendencia zonal, regional o global en sus variables esenciales.

Por otra parte, si esa tendencia pone de manifiesto un "calentamiento global", tal como se observa en los informes del INPE, deberemos considerar indefectiblemente las posibles causas antropogénicas de dicho fenómeno, y por ende, las medidas de mitigación y/o remediación necesarias al efecto de controlar dicho proceso de deterioro de la atmósfera.

Como ejemplo del dinamismo natural de la atmósfera terrestre, podemos mencionar que se han extraído testigos de las profundidades del lecho marino en la cuenca del Cariaco, frente a Venezuela, que revelan que los 15.000 años pasados desde la Última Glaciación, han sido un constante ir y venir de repentinos cambios, de períodos más secos y cálidos, causados en parte por los desplazamientos de la Zona de Convergencia Intertropical hacia el norte y hacia el sur del ecuador.



Cabe aclarar que la reconstrucción del clima del pasado es sumamente difícil, ya que los registros con instrumentos fiables datan de sólo algunas pocas décadas, y existen en pocos lugares del mundo. De lo que se dispone en general es de algunas crónicas históricas y sobre todo de registros indirectos que se reconstruyen a partir de los anillos de los troncos de los árboles, de diminutos granos de polen provenientes de antiguas ciénagas y pantanos, y de testigos extraídos de las profundidades de los glaciares, y los lechos de lagos y océanos.

Asumiendo que esa "variabilidad" del clima es parte de su naturaleza (más allá de si a su vez manifiesta una tendencia hacia la elevación o la declinación de la temperatura media), debemos formular estrategias de desarrollo de nuestras obras de infraestructura que puedan soportar dicha "variabilidad" y asegurar así condiciones de vida digna a los habitantes de aquellas áreas o regiones sometidas a posibles inclemencias climáticas (inundaciones o sequías prolongadas).

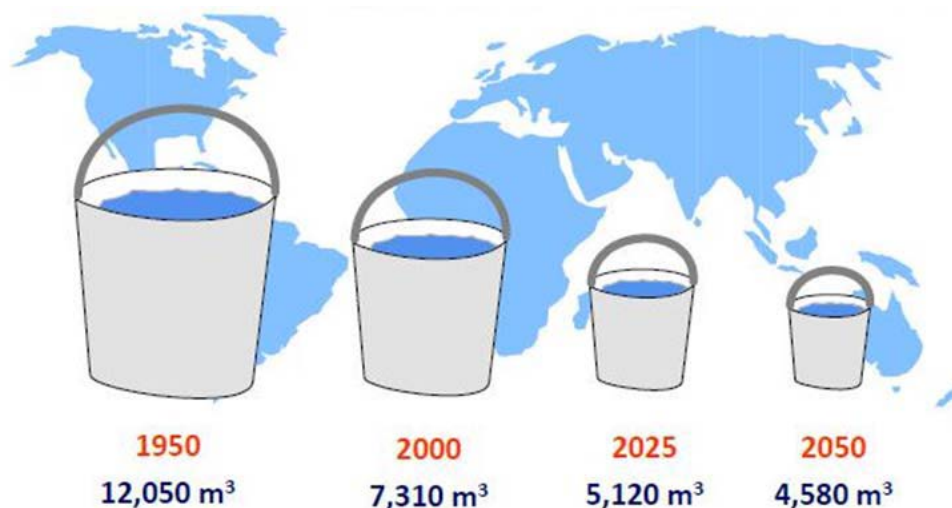
Tal como se dijo en el punto 5.B precedente, la posibilidad de generar presas con volúmenes de embalse muy significativos, es una herramienta de atemperación del riesgo, tanto para el caso de sequías como de exceso de aportes.

Como ello requiere una topografía adecuada al objetivo a lograr, es responsabilidad de los actuales planificadores y proyectistas evaluar este requerimiento climático y contrastarlo adecuadamente con las posibles objeciones fundadas en criterios simplificados de preservación del medio ambiente natural.

En otras palabras, ante la disyuntiva entre lograr el mayor volumen posible de embalse en zonas con escaso impacto sobre poblaciones existentes, versus reducir ese volumen de embalse en aras de reducir la superficie inundada y así el impacto ambiental, las exigencias naturales de la dinámica de la atmósfera nos debieran conducir a privilegiar el desarrollo de los mayores reservorios de agua dulce que sea posible lograr.

A partir de esos grandes reservorios de agua dulce, y de su implementación como emprendimientos multipropósito (agua potable, contención de crecidas, riego y energía eléctrica), estaremos en mejores condiciones de administrar el riesgo de desabastecimiento de agua potable y energía eléctrica.

Tal como expresa el Ing. Guillermo Víctor Malinow, "la merma pronosticada sobre la disponibilidad de agua dulce per cápita, sea por el aumento de la población del planeta como por variaciones en los sistemas climáticos, se muestra en la siguiente proyección efectuada para el período 1950-2050 por el Comité Internacional de Grandes Presas", y ratifica la conveniencia de avanzar en políticas sectoriales como la propuesta en el párrafo anterior.





Volviendo a lo que ya se expresó en el punto 5.B, este diagnóstico sobre la progresiva escasez de agua dulce per cápita, va a requerir soluciones de ingeniería que permitan disponer de mayores reservorios. Pero también va a requerir que la implementación tecnológica de tales aprovechamientos hidroeléctricos, sobre todo en zonas áridas y semiáridas, permita desacoplar el uso consuntivo del agua para riego y agua potable, del uso del agua con fines de generación eléctrica.

En efecto, los requerimientos de agua dulce para riego y consumo humano, son habitualmente semiconstantes y requieren por tanto un programa de desembalse con menores caudales pero sostenidos a lo largo del tiempo.

Por el contrario, las características propias de la curva de carga de un sistema eléctrico, requieren que el despacho de las centrales hidroeléctricas de punta se ejecute en los períodos diarios y/o semanales de mayor demanda, utilizando caudales muy importantes durante períodos de tiempo muy cortos.

A su vez, en cualquier aprovechamiento multipropósito, el uso del agua para riego o consumo humano, es prioritario respecto a su uso para generación eléctrica.

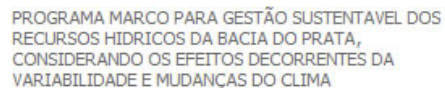
La única tecnología desarrollada hasta la fecha para lograr este desacople entre las necesidades de agua para generación, versus las necesidades de agua para riego y consumo humano, es la implementación de centrales de bombeo, tales como las Centrales Hidroeléctricas de Río Grande (Córdoba), y Los Reyunos (Mendoza).

Una demostración contrafáctica de este tema puede ser la experiencia habida hasta la fecha con la operación de la C.H Los Caracoles, en San Juan. En este caso, la obra que fue concluida en el año 2009, ha enfrentado a partir de su habilitación, un permanente período de sequía por escasez de aportes nivales en la alta cordillera. Esta restricción climática ha permitido que el embalse satisfaga las necesidades de riego y agua potable del área poblada y cultivada de la Provincia de San Juan, pero sus aportes a la generación de energía eléctrica han sido prácticamente nulos, pues el embalse ha operado casi constantemente con cotas inferiores al mínimo técnico de las turbinas hidráulicas.

Por el contrario, podemos mencionar un ejemplo de buena planificación, tal como ha sido en su momento el desarrollo del Plan Energético en Francia. En este caso, el país hizo una apuesta casi exclusiva a proveerse una generación de base con centrales nucleares, y paralelamente llevó a cabo una reingeniería completa de sus centrales hidroeléctricas, para empuntarlas al máximo. Al mismo tiempo, desarrolló todos los aprovechamientos hidroeléctricos que le fue posible, en base a centrales de bombeo, llamadas en Francia "estaciones de transferencia de energía", -ya que estas centrales permiten precisamente, transferir energía de la base a la punta de la curva de carga del sistema eléctrico-, complementando así la generación natural de base tal como es el caso de las centrales nucleares, que no pueden ciclar con la misma eficiencia y confiabilidad.

En síntesis, en el caso de los países que integramos la Cuenca del Plata, y que deberemos enfrentar una mayor variabilidad climática que la experimentada durante el siglo XX, unido ello a necesidades crecientes de agua dulce para uso humano y de energía eléctrica para nuestro desarrollo y el bienestar de nuestros pueblos; se hace indispensable una reingeniería de nuestros futuros aprovechamientos hidroeléctricos teniendo en cuenta estas necesidades crecientes y asíncronas. También se requiere una revisión de las obras existentes, a fin de lograr mejores y mayores aportes a la satisfacción de dichas necesidades.







ANEXO 2

PROVINCIA	RÍO	APROVECHAMIENTO	POTENCIA {MW}	ENERGÍA ANUAL {GWh/año}
Salta	Bermejo	Zanja del Tigre	234	945
Tucumán / Catamarca	Gastona Medina	Potrero del Clavillo	120	375
Mendoza	Mendoza	Cordón del Plata I	214	443
		Cordón del Plata II	847	2291
		Cordón del Plata III	319	545
	Tunuyán	Los Blancos I	324	900
		Los Blancos II	119	380
	Diamante	El Baqueano	190	453
	Grande	La estrechura / Valle Noble	50	363
		Risco Negro / El Montañés	50	340
		El Seguro / Los Mallines	55	398
		Portezuelo del Viento	90	690
		Rincón de los Godos	30	250
Neuquén	Neuquén	El Chihuido I	850	2600
		El Chihuido II – Provincial	228	1087
		El Chihuido II - AyEE	234	1075
		El Chañar	69	366
	Aluminé	Rincón de la Medialuna	270	1127
		Talhelum	240	1008
		La Rinconada	200	860
		Collón Curá	376	1492
Río Negro / Neuquén	Limay	Michihuao	621	2869
Río Negro	Río Negro	Sistematización Río Negro Superior	94	801
Chubut	Carrenleufú	Jaramillo	18	71
		La Caridad	64	273
		La Elena	102	649
		Rio Hielo	50	328
		Puesto Bustos	115	560
		Frontera II	80	419
Santa Cruz	Santa Cruz	Cóndor Cliff	1400	3200
		La Barrancosa	750	1700



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1) CAMMESA – Portal web - LOS PROCEDIMIENTOS

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS - Recopilación de las Resoluciones Ex-SEE 61/92 y sus modificaciones. Actualizados al 31 de Enero de 2014

- 2) ARGENTINA – PERSPECTIVAS ENERGETICAS Y DE DESARROLLO – 21 de Abril de 2010- 3° Seminario Internacional - Hidrología Operativa y Seguridad de Presas – Disertante: Ing. Daniel Cameron
- 3) EL LARGO VERANO – De la Era Glacial a nuestros días - Autor BRIAN FAGAN – Editorial GEDISA
- 4) UNA MIRADA DE LARGO PLAZO SOBRE LA HIDROELECTRICIDAD EN ARGENTINA – Ing. Guillermo Víctor Malinow – Noviembre 2014
- 5) Más obras hidráulicas para almacenar agua y generar energía hidro-eléctrica en argentina - Ing. Guillermo Víctor Malinow



CIC



GEF / FMAM



UNEP / PNUMA



OAS / OEA