

Jornada “Presente y Futuro de la Energía” 6 de Noviembre de 2009

PANEL 2: POLITICA SECTORIAL EN EJECUCION

Moderador: Ing. Carlos García Pereira, Director General de Transener y Transba.

Ing. Horacio Naibo

Como persona de CAMMESA dedicada a la operación de sistemas, trabajamos en el día a día y tratamos siempre de poder llegar a cubrir la demanda con la generación disponible abastecida con el combustible correspondiente para poder hacerlo.

Respecto de la demanda se puede ver la devolución del crecimiento de la demanda de 5,6% en 2005 a -0,9% en 2009. Vemos que la demanda prácticamente desde el 2007 hacia adelante ha entrado en un leve decreciente con un decrecimiento importante producto básicamente a los bordes de menores consumos, es difícil determinar el valor en que incide en cada caso pero CAMMESA a través de la Secretaria de Energía ha comprado y repartido a través de la distribuidora 12 millones de lámparas de bajo consumo puede estimarse eso que entre 1% como valor factible variable según la zona aunque puede producir reducción en la demanda domiciliaria pero también han aparecido elementos como la proliferación de equipos de climatización de un consumo importante de un menor costo relativo para la gente y eso nos está llevando a valores de aumento de la demanda del orden del 1% por cada grado centígrado que aumente la temperatura por arriba de la temperatura media. Eso nos pone en días de calor o días de frío, en forma sucesiva, digamos 4 ó 5 días, en situaciones críticas en el sistema. Y básicamente la reducción importante, vamos a cerrar el año en una valor casi igual al año anterior, en el orden de los 105.000 gWh anuales se debe principalmente al efecto de nuestra industria que mas o menos la industria importante es del orden del 30% de la demanda ha declinado pero se ve en forma positiva que a partir de febrero ha cambiado, ha hecho un punto de inflexión y se esta recuperando de manera sostenida si bien con valores hasta ahora de crecimiento negativo.

Si vemos un poco el pico de potencia máxima que es un poco los días críticos que atravesamos cada año, la potencia máxima generalmente se da en invierno, algunos años puede darse en verano, depende un poco de las condiciones climáticas ha ido en general aumentando en el orden del 4%. Un crecimiento de este tipo nos llevaría 3-4% en los próximos 3-4 años a tener la necesidad de satisfacer picos del orden de los 22.000 MW. La tranquilidad de la gente que operamos es para nuestro sistema hidroeléctrico es que tenemos embalses que pueden acumular energía y esos embalses son los embalses fundamentalmente de Chocón, Planicie Banderita en el Comahue que pueden tener una energía acumulada del orden de los 3.000-4.000 gWh que, frente a una demanda mensual del orden de 9.000-10.000 gWh nos da una tranquilidad importante de ir pudiendo administrar esa energía en la medida que uno pueda tener inconvenientes en otros tipos operativos.

Los embalses de Comahue, los manejamos fundamentalmente en el verano donde llega todo el aporte nival, de administrar su energía de modo de llegar a los valores máximos permitidos en el comienzo del invierno donde puede haber necesidades importantes de energía para utilizar.

En el embalse de Piedra del Aguila, en la zona grisácea esta el mínimo operativo normal hasta la zona blanca que es el máximo llamada la franja de atonación de crecida. El año 2007 fue el año mas critico con una demanda de invierno muy importante, de los últimos 66 años fue el invierno mas frío entonces hubo requerimientos importantes, tuvimos algunos problemas con la disponibilidad térmica y fue necesario ir bajando el nivel del embalse. Esto fue complementado también con importación del lado de Brasil. Pero finalmente pudimos recuperarlo y empezamos los últimos 2 años, 2008 y 2009, ya incluso por expresas instrucciones de la Secretaria de Energía de maximizar las reservas hidráulicas nos pudimos mantener en los niveles superiores y estamos actualmente en el año 2009 en un nivel importante en Piedra del Aguila.

Complementariamente, El Chocón, vemos que descendió también en 2007, no se pudo recuperar en 2008 y recién sobre el ultimo tercio de 2008 pudo recuperarse a valores importantes.

Otros embalses que también tienen acumulación son Alicurá, Banderita, Futaleufú, Río Grande, y los embalses más bien de pasada de Yacyretá y Salto Grande, que en 2007 los tuvimos a todos muy por debajo pero necesitábamos utilizar su energía y en 2008 y 2009 ya los tuvimos a casi todos muy cerca del máximo acumulable. A partir de octubre Yacyretá aumentó 1 metro su cota, tenemos 120 MW medios adicionales que implica a nivel energético el 1% de la demanda. La demanda son aproximadamente 12.000 MW medios a lo largo de todo el año y con la perspectiva de que ya en 2010 esté en cota 80 y a partir de 2011 lleguemos a cota 83.

También se inauguro este año la central Caracoles que nos da 125 MW adicionales que es el 0,8% de la demanda.

Evolución hidráulica desde el año 92 a la fecha, donde entró Piedra del Aguila que provoco una oferta hidráulica, la zona del 94 al 98 donde entro Yacyretá y después la evolución a partir del 2000 donde prácticamente no entraron nuevas centrales hidráulicas hasta la fecha actual donde las variaciones están provocadas por el uso de los embalses de Comahue y por la distinta hidrología. Este año vamos a estar cerrando un poco por debajo de los 40.000 GWh anuales de generación hidráulica y nos estamos ubicando en un año medio o un poquito por arriba de la media. Necesitamos de todos los embalses de que disponemos.

La oferta térmica: empezó en el 2007 a incrementarse levemente. Aprovechamos toda la oferta térmica que entro hasta el año 2001 y 2002 gestada su entrada a partir de los años 90 y si nos paramos en el mes de agosto de los años 2007, 2008 y 2009, y dividimos esa nueva oferta térmica entre la generación de energía plus, esa energía térmica que entra en función de la Resolución 1.281 con unas características especiales, más otra generación nueva que entro, más el plan distribuida de ENARSA, mas generaciones diesel que entraron también nuevas más la generación de las centrales de Timbúes y Belgrano del plan del Foninvemem, vemos que en agosto con toda esta generación nueva tuvimos una potencia media disponible para la operación media en sí, fue de 35 MW, esto fue aumentando en agosto de 2008 llegando a 700 MW y en agosto 2009 a 1.820 MW. Esto nos da un valor de aproximadamente un 15% de la demanda, digamos una tranquilidad operativa mayor para poder enfrentar la demanda.

En 2010 se cerrarían los CC del Foninvemem sumando alrededor de 500 MW adicionales.

Para todo esto necesitamos la disponibilidad de gas natural similar o mayor, todo lo que CAMMESA pueda proveer a todos los generadores que no puedan conseguir combustible por moneda propia.

Estuvimos requiriendo por ejemplo en 2009 más o menos los 2/3 a pleno de esta generación nueva.

Si comparamos la demanda con la generación que entro nueva, el crecimiento acumulado de la demanda del 2007 al 2008 con una leve baja al 2009, la demanda creció al 2007 un 8% pero tuvimos de ingreso de generación nueva casi como un 16% o sea que la oferta nueva supero un 9% del crecimiento acumulado de la demanda de energía pero es una situación coyuntural que esperamos como país que esto se va a revertir.

El crecimiento de la demanda de los últimos años se cubrió con mayor uso del parque térmico.

Aumento de consumo de combustibles => gas mientras esté disponible (producto y transporte)

En invierno combustibles líquidos => gestión compleja de abastecimiento y altos costos.

Frente a la falta de gas disponible para centrales, para cubrir el aumento de generación térmica se debe recurrir a combustibles alternativos de mucho mayor costo y dificultad de gestión.

La evolución de nuestro consumo de gas en los años 2007, 2008 y 2009. Vemos que básicamente en el verano en 2007 estuvimos en promedio del orden de los 40 millones de m³, en 2008 en el orden de los 45 y en 2009 en el orden de los 50 millones de m³. Comparemos esto con la inyección total que hay en el verano que esta en el orden de los 100 ó 110 millones de m³ por día, casi la mitad o un poquito menos es lo que estábamos viendo en sector eléctrico. En el invierno siempre tenemos, como siempre se ha dado ya que es prioritario en el consumo domiciliario, en el orden de los 20 millones de m³. Los picos que se ven en esos años en pleno invierno se debe a golpes de calor que hacen bajar el consumo domiciliario de gas y lo absorbe el sistema eléctrico.

Desde el año 92 a la fecha vemos que el consumo mensual de fuel oil y gas oil en miles de toneladas: año 92, 1.477 de fuel y 321 de gas oil, en 2009, 1.581 de fuel y 767 de gas oil. Básicamente a partir de la crisis todo el gas alcanzaba, la demanda no era importante, pero a medida que fue creciendo la demanda, en invierno, al principio fue necesario aplicar fuel oil a las turvaporas porque no teníamos suficiente gas y muy poco uso de gas oil, básicamente en TGS relativamente viejas para cubrir problemas zonales. En 2006 se incremento el consumo de gas oil y fuertemente, a partir del 2007 en adelante el fuel oil fue usado a pleno por todo el parque turbvapor que es del orden de 4.400 MW pero dado que son viejas no podemos tener mas del orden de 3.000, 3.300 MW, es decir 1.000 MW que no tienen recuperación. Y otra cosa que empezó a funcionar en 2007 en forma fuertemente aumento el gas oil porque entraron los ciclos combinados nuevos, que hemos comprado en los años 90 a trabajar con gas oil. Todo esto requirió a CAMMESA de una fuerte logística de combustibles para poder proveerlo dado que los generadores no tenían capacidad financiera para comprarlos por ellos mismos.

En el aumento de consumo de fuel oil este año vamos a tener un poco menos que el año pasado en función de mayor hidraulicidad que hubo este año. Año 2008, 2.346 y 2009, 1.582, en miles de toneladas. El gas oil, el importante consumo de los últimos 3 años en el orden de los 800.000 m³ por año. El parque térmico consume y esta en el orden de un 20%.

Síntesis de la operación de invierno 2009:

El escenario en que se desarrolló el período de invierno fue favorable, con aportes hidrológicos medios y temperaturas moderadas.

La suma de efectos relacionados con estas variables (menor demanda, mayor generación hidro) permitieron cubrir la demanda de energía del período prácticamente sin consumir reservas hidro.

Se pudo abastecer normalmente la demanda de energía en el invierno. Algunos elementos clave fueron:

- Maximización de reservas en los embalses al inicio del invierno
- Abastecimiento de combustibles suficiente para despachar térmico; buen funcionamiento de los CC con gas oil y de la nueva generación térmica adicional TGs y Fonivemem (Belgrano y Timbúes)
- Meteorología favorable (invierno moderado y lluvias en Comahue)

No se prevén dificultades de abastecimiento de energía para el período primavera verano en la medida que se cuente con disponibilidad de gas y térmica similar a la del año pasado.

Todos los embalses iniciarían el próximo invierno en sus máximos niveles posibles.

Proyectos futuros para el 2010, Yacyretá a cota 80 msnm + 160 MW; el cierre de los ciclos combinados de Fonivemem; Villa Gesell en la costa a I TG x 80 MW; el posible cierre del ciclo de Loma de la Lata sobre fines del año y las 2 TG de la central EPEC en Pilar de 160 MW las dos, total 1.307 MW más para el año 2010.

Para el año 2011, la entrada de Atucha II, posiblemente la salida de Embalse y ENARSA entraría con una maquina encargada por el decreto 938/07 del poder ejecutivo de 2 turbinas de TG de 270 MW en Ensenada de Barragán y Pilar cerraría en la planta EPEC su ciclo con 144 MW de esas dos turbinas que instalo el año anterior. Total 1.809 MW más para el año 2011.

Para 2012 después de las maquinas del decreto PEN tendríamos una en Brigada López cerca de Santo Tome 270 MW. Es probable la entrada de DOLAVON con 170 MW aunque no esta firmada, una ciclo combinado y la maquina carbonera en Río Turbio de 240 MW. Total 680 más para 2012.

Y desde el 2012 en adelante quedarían las maquinas restantes del decreto PEN todavía no tienen una fecha determinada pero en la medida que la demanda lo requiera van a ser otros 780 MW más distribuidos en el país que nos van a permitir satisfacer la demanda. La evolución de la potencia instalada y los ingresos futuros donde CAMMESA esta participando a través de la Secretaría de Energía en distintas comisiones. Aparte de Yacyretá y de Caracoles que ya están disponibles hay una serie de proyectos más que son los siguientes: Los Blancos 1 y 2 en Mendoza en el río Tunuyán, 440 MW; Chihuido I sobre el río Neuquén, aguas arriba de Planicie Banderita con 640 MW; y Cóndor Cliff y La Barrancosa con potencias entre 760 o 1.140 MW para Cóndor Cliff y 360 o 600 MW para La Barrancosa sobre el río Santa Cruz que es el que colecta las aguas del Perito Moreno. La potencia instalada inicial dependerá del sistema de transmisión para evacuarla y los costos. Probablemente con la subida de la cota 83 de Yacyreta tendríamos 600 MW medios más y la eventual construcción de Garabí-Roncador, en sociedad con Brasil, 50% de los 2.400 MW.

Finalmente, la parte de la energía hidráulica la energía prevista del orden de los 8.000 GW año comparable con los 6.000 GW de Piedra del Aguila y en potencia unos 2.200 MW comparable con los 1.400 de Piedra del Aguila.

Y, la información que tenemos en CAMMESA de pedido de acceso a la red de la parte de generación eólica, un pedido del orden de 3.000 MW pero con distintos estatus. Hay

opinión favorable, pasada al ENRE. Hay grupos más bien chicos, el más importante Malaspina en la zona de Chubut y hay unos que tienen las solicitudes presentadas y se están avisando y pidiendo datos y otros que están en conversaciones sin solicitud presentada. Uno de los más importantes es Gastre de 1.350 MW y habrá que esperar un poco para ver que pasa con esa situación.