



INFORME DE AVANCE DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

MARZO 15 DE 2003

Informe No 3, Año 10

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

LA VUELTA: Proyecto hidroeléctrico con una capacidad de 11.7 MW en una sola unidad. En el momento sus obras civiles tienen un avance del 45% y sus equipos fueron adjudicados. **FOC: jun 2004.**

LA HERRADURA: Proyecto hidroeléctrico con una capacidad de 19.8 MW en dos unidades. Sus obras civiles tienen un avance del 45% y sus equipos fueron adjudicados. Se tiene previsto como fecha de entrada en operación el segundo semestre de 2004 **FOC: unidad 1, jul. 2004; unidad 2, ago. 2004.**

JEPIRACHI: Proyecto eólico con una capacidad instalada de 20 MW. Los contratos de ejecución de las obras civiles ya fueron adjudicados y los contratos de equipos se encuentran en proceso de adjudicación. La fecha de entrada en operación de la primera etapa de aerogeneradores esta programada para diciembre de 2003, la segunda para enero de 2004 y la tercera y última para febrero de 2004. **FOC: feb 2004. NA.**

MMA: Ministerio del Medio Ambiente. **EIA:** Estudio de Impacto Ambiental. **PMA:** Plan de Manejo Ambiental. **DAA:** Diagnóstico Ambiental de Alternativas. **SIN:** Sistema Interconectado Nacional. **CCR:** Concreto Compactado con Rodillo **NA:** No Actualizado. **FOC:** Fecha de Entrada en Operación Comercial.

COSTO INCREMENTAL OPERATIVO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA

	COSTO	\$/kWh
UMBRAL	CRO1	435.8
	CRO2	790.2
	CRO3	1,835.8
SEGMENTO 4	CRO4	2,744.1
CRO1 (ESTRATO 4)		336.4

Pesos de Febrero 28 de 2003. Estos valores rigen durante el mes de marzo de 2003.

SEGUIMIENTO AL FENÓMENO DEL PACÍFICO

Según el Climate Prediction Center - NOAA¹, las condiciones de un calentamiento tipo El Niño continuaron debilitándose en febrero de 2003, las anomalías de la temperatura subsuperficial del mar disminuyeron a lo largo del Pacífico ecuatorial central y oriental.

Desde diciembre, las anomalías de la temperatura subsuperficial del mar han disminuido en más de 2 °C en el Pacífico ecuatorial entre los 130 °W y la costa de Sur América. Estas disminuciones han resultado en unas anomalías positivas cercanas a lo normal de la subsuperficie de la temperatura, indicando una disminución del exceso de calentamiento en la parte superior del océano en el Pacífico ecuatorial. Esta evolución es típica en las fases de disminución de los episodios de calentamiento. A pesar de estas tendencias, anomalías positivas en la subsuperficie del mar en el Pacífico ecuatorial central continuaron desde febrero de 2003, con valores superiores a 1°C extendiéndose desde los 170 °E hasta 150 °W. Además se aumentó la precipitación y la nubosidad sobre esta región y algunos índices como el SOI continuaron reflejando condiciones de episodio de calentamiento.

Por otra parte el IDEAM² estima que los actuales procesos oceánicos y atmosféricos relacionados con el Fenómeno El Niño retornen a condiciones cercanas a lo normal en el mes de marzo.

Para el corto plazo y de acuerdo con los registros históricos promedio, en la segunda quincena de marzo comenzaría la primera temporada lluviosa del año, principalmente en la región Andina. En el mediano plazo (abril-mayo/03) continuaría el predominio de tiempo seco hasta el mes de abril en los departamentos de la costa Atlántica y en el centro y oriente de los Llanos.

¹ Tomado y adaptado de Climate Prediction Center, El Niño/Southern Oscillation (ENSO), March 06 de 2003.

² Tomado del Ideam Condiciones e indicadores ambientales en Colombia, febrero de 2003, Informe 97.



SEGUIMIENTO A LA EVOLUCIÓN DE LOS APORTES Y EMBALSE AGREGADO

(Fuente : ISA, Informe Diario de Operación)

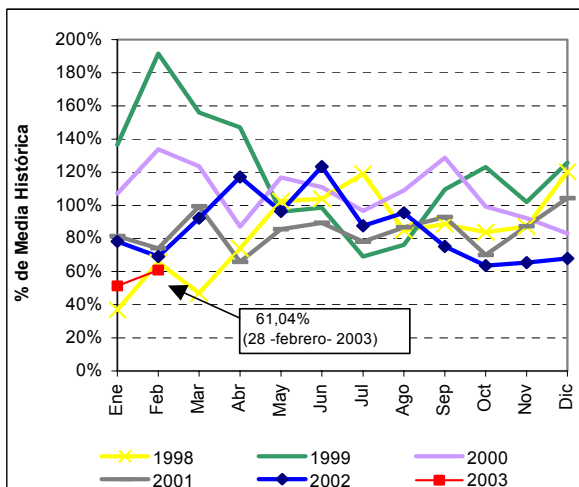


Figura 1. Evolución de los aportes hídricos

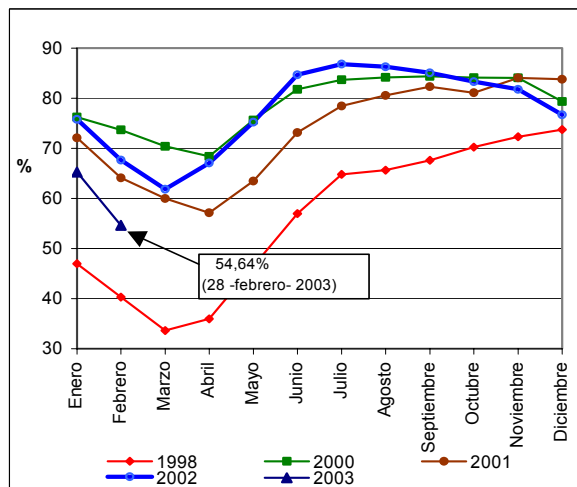


Figura 2. Evolución del embalse agregado

SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DE GENERACIÓN

VARIABLES	ENE - 03	FEB - 03	MAR - 02	ABR - 02	MAY - 02	JUN - 02	JUL - 02	AGO - 02	SEP - 02	OCT - 02	NOV - 02	DIC - 02
Res. Brutas Hídricas GWh	10,380.25	8,684.69	10,133.25	10,987.07	12,322.82	13,870.32	14,221.73	14,134.10	13,930.67	13,644.57	13,394.25	12,190.12
Aportes Hídricos GWh	1,172.91	1,185.15	2,118.21	4,025.82	4,769.09	6,396.76	4,749.71	4,503.15	3,110.26	2,939.70	2,847.45	2,263.85
Capacidad Efectiva* MW	13,475.18	13,438.95	13,150.07	13,104.37	13,338.61	13,333.79	13,090.89	13,083.76	13,083.76	13,054.79	13,055.59	13,466.08
Dem. Energía GWh	3,809.03	3,563.74	3,697.92	3,677.18	3,812.13	3,599.51	3,756.50	3,827.57	3,754.53	3,893.14	3,758.89	3,907.53
Dem. Máx Potencia MW	7,484.00	7,7745.00	7,420.00	7,404.00	7,513.00	7,296.00	7,352.00	7,437.00	7,433.00	7,492.00	7,65400	8,078.00
Generación												
Hidráulica GWh	2,743.57	2,601.70	2,703.01	2,653.97	2,974.17	2,877.18	3,049.62	2,956.73	2,901.75	2,902.02	2,908.32	2,757.72
Térmica GWh	979.87	853.99	910.43	909.68	712.16	610.92	615.60	786.68	779.75	881.82	743.28	1,048.04
Menores GWh	82.44	70.86	84.37	99.01	106.52	111.85	104.07	92.13	83.47	96.86	99.92	99.74
Cogen y autoprod GWh	35.18	32.63	33.80	30.07	33.29	34.80	26.19	33.03	34.24	39.77	37.97	40.70
Disponibilidad												
Hidráulica MW	8,371.28	7,899.02	7,575.28	7,670.62	7,649.59	7,535.42	7,703.72	7,827.47	7,833.23	7,570.21	7,597.64	8,313.80
Térmica MW	4,057.71	4,141.80	4,062.85	3,773.93	4,114.68	3,931.45	4,124.78	4,227.69	3,997.36	3,688.56	3,689.60	3,945.79
CMPR. \$/kWh	68.78	72.34	54.75	50.59	39.57	32.93	38.70	43.28	46.62	61.89	52.41	89.66

Fuente: CND-ISA Res. Reservas Dem. Demanda. * Incluye cogeneración y autoprodutores: 64,1 MW. CMPR: Costo Marginal Promedio del Redespacho

SEGUIMIENTO A LA DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía del mes de febrero de 2003 presentó un crecimiento del 2.88% con respecto al mismo mes del año inmediatamente anterior.

De igual forma en los últimos doce meses se ha presentado un aumento en la demanda de energía, del orden de 3.00%.

En la figura 3 se presenta el comportamiento de la demanda de energía para el segundo mes del año 2003.

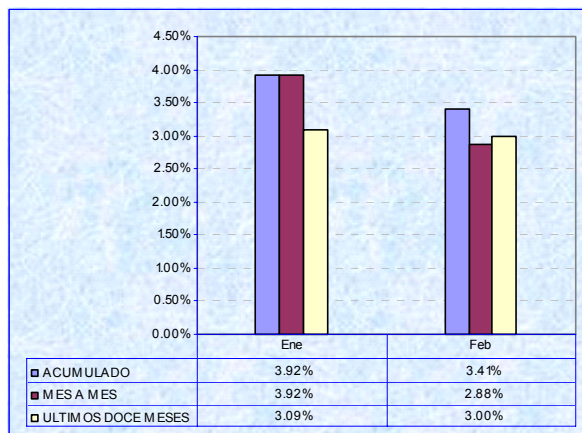


Figura 3. Demanda de energía de febrero de 2003



PROYECTOS DE GENERACIÓN REGISTRADOS ANTE LA UPME

(Las fechas que aquí se enuncian no deben ser consideradas para los análisis energéticos)

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 2190 MW							
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Jun-05	Flores III Ltda. & Cia. SCA ESP	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Zumbi	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yargüies	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico de Carbón. Capacidad registrada: 317.5 MW							
TermoCauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sin confirmar	TERMOCAUCA S.A.	2
GenerCauca	160	Convencional	Puerto Tejada	Cauca	Sin confirmar	GENERCAUCA S.A.	1
TermoSabana	7.5	Convencional- Cogen.	Cajicá	Cundinamarca	Sin confirmar	Gestión & Desarrollo	1
Térmica San Bernardino	50	Lecho Fluidizado	San Bernardino	Cauca	Sin confirmar	Somos Energía del Cauca S.A.	1
Fuel Oil – Otro Capacidad registrada: 300 MW							
Petrosur	150	Fuel Oil – Vapor	Guachucal	Nariño	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Sin confirmar	GEOTERMIA ANDINA	1
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8265 MW							
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	1035	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaioco	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG – II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Ene-09	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Ene-12	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Ene-14	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Ene-10	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 569.8 MW							
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaverl	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Caloto	Cauca	Sin confirmar	CIA. DE ELECTRICIDAD DE TULUA	1
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocomá	29.7	Sin Información	Cocomá	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frio	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucwana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	19.9	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
La Planta	3	Turbina axial Cat	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Sin confirmar	Empresa Unipersonal Carlos Fernández S.	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
La Vuelta	11.7	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1

Nota: El subrayado indica los cambios o adiciones con relación al informe anterior.

DESCRIPCIÓN FASES PROYECTOS GENERACIÓN

Fase 1. Proyecto inscrito ante el MMA, posee estudios de prefactibilidad técnica.

Fase 2. Tiene factibilidad e inicia estudios de conexión al STN y EIA. Si es térmico, adelanta estudios y trámites de suministro y transporte de combustible.

Fase 3. Firmados contratos. Comienza la construcción del proyecto.

SITUACIÓN DE LOS EMBALSES DURANTE EL DESARROLLO DEL FENÓMENO DE EL NIÑO

Como consecuencia del fenómeno de El Niño los aportes energéticos al sistema han estado por debajo de sus valores históricos desde julio de 2002 e incluso han sido cercanos al valor con probabilidad del 95% de ser superados desde enero de 2003, ver figura 4.

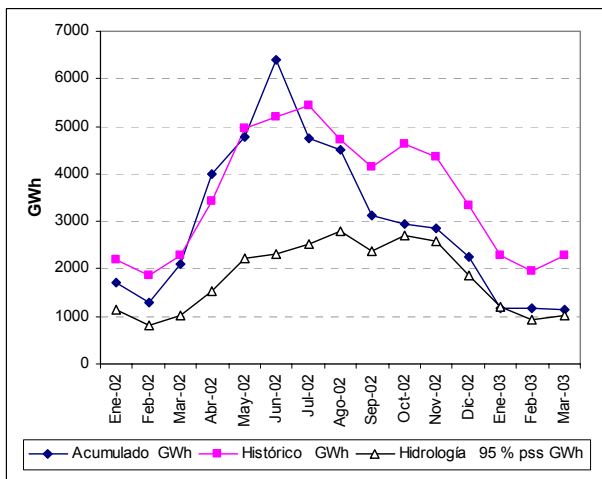


Figura 4. Aportes al sistema enero 2002-marzo 14 de 2003³

Esta disminución en los aportes se ve reflejada en el nivel de los embalses que han pasado de un acumulado del 85% de la capacidad total en septiembre de 2002 a un 49% en los primeros catorce días del mes de marzo. Comparando el nivel actual con el presentado durante los fenómenos acontecidos en la década anterior se encuentra que las reservas actuales son mayores a las presentadas para este mismo mes en dichos años, mientras en marzo de 1992 el nivel acumulado de los embalses alcanzaba el 17% del total y en 1998 el 33.6% actualmente es del 49.05% del total (ver figura 5), teniendo en cuenta además que la capacidad actual es mayor a la de aquella época por la entrada de los proyectos Urrá, Porce 2 y Miel I y que los niveles de demanda de energía y potencia apenas superan a los de 1998.

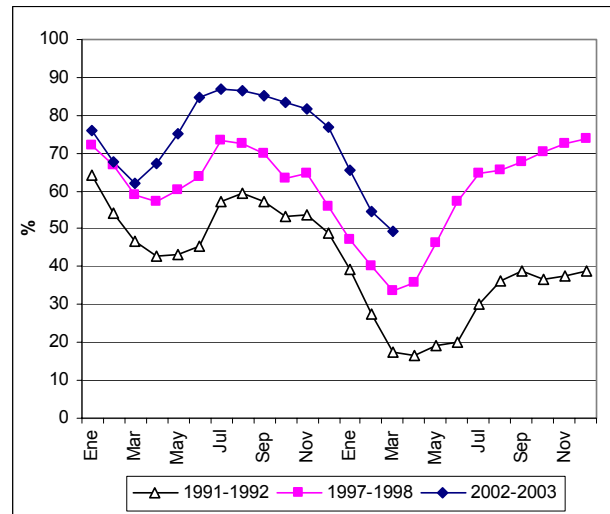


Figura 5. Embalse agregado bienios Niño⁴

A pesar de los bajos aportes hídricos y la consecuente reducción en el nivel de los embalses, la cantidad de energía generada por las hidroeléctricas se ha mantenido en los mismos valores desde principios de febrero, correspondiéndole en promedio más del 70% del total generado en el país (ver figura 6).

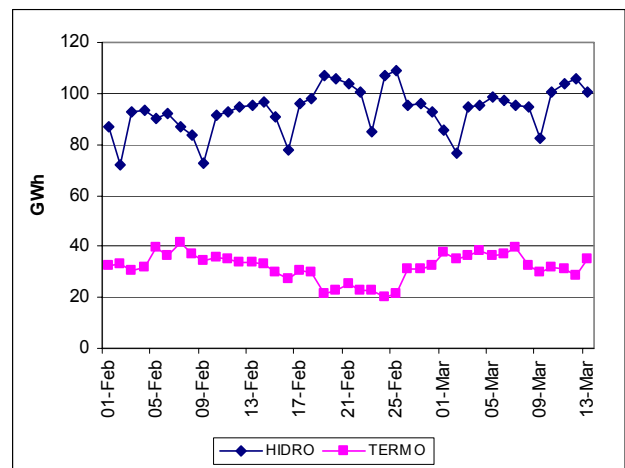


Figura 6. Generación de electricidad por tipo de planta⁵

La utilización del parque hidráulico en lo corrido del año ha sido del orden de 44%, mientras que la del parque térmico 30% a pesar de la sequía y una disponibilidad cercana al 95%. La razón para la baja utilización del parque térmico esta relacionada

³ Datos tomados del OPESIN de ISA

⁴ Fuente UPME
⁵ Fuente OPESIN - ISA

con los precios de oferta en el Mercado de Energía Mayorista, los generadores hidráulicos han ofertado menores precios que los térmicos y por lo tanto han tenido prioridad en el despacho económico (ver figura 7); mientras el precio de oferta de las plantas hidráulicas sea menor que el ofertado por las plantas térmicas, lo cual es posible hasta tanto los embalses no alcancen el mínimo operativo superior, es de esperarse que los recursos térmicos continúen teniendo una baja utilización y por lo tanto, de no incrementarse el nivel de los aportes hídricos, se tendrían efectos en las reservas, en el sentido que el nivel de los embalses continuaría disminuyendo. La decisión sobre los precios de oferta de los generadores depende de los mismos agentes de acuerdo al costo de oportunidad que ellos le den a sus recursos.

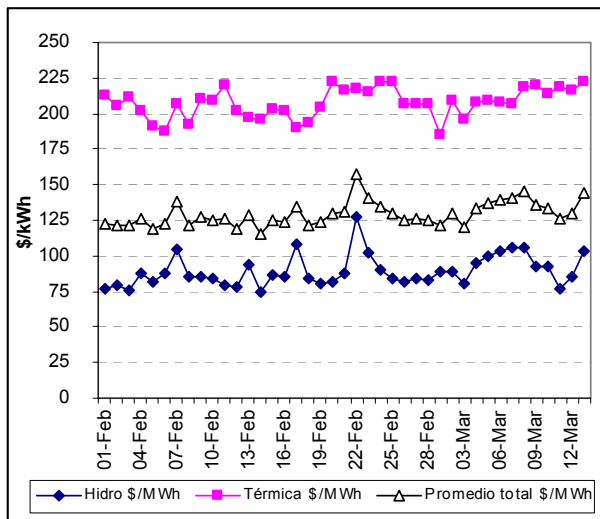


Figura 7. Precios promedio de oferta por tipo de planta⁶

Para tener un estimado general de cuanto tiempo pueden durar las reservas actuales se tomó el embalse agregado, se calculó la tasa de desembalsamiento presentada durante el mes de marzo y a partir del nivel actual se determinó el número de días que demoraría en alcanzar su mínimo operativo superior⁷ manteniendo la misma tasa de desembalsamiento, lo cuál se aproximaría a mantener el mismo nivel de generación de las

plantas presentado durante el mes de marzo. A 13 de marzo las reservas totales del sistema eran de 7796 GWh mientras el primero del mismo mes eran de 8631 GWh, presentándose una tasa de desembalsamiento de 69.63 GWh-día. Descontando el mínimo operativo superior MOS, las reservas para el 13 de marzo eran de 5892 GWh. De acuerdo con el cálculo realizado teniendo en cuenta las reservas actuales, la tasa de desembalsamiento diaria y de mantenerse el mismo nivel de generación hídrica se contaría con reservas para 84 días antes de alcanzar el nivel mínimo operativo superior. Teniendo en cuenta que se espera la desaparición de las condiciones del fenómeno de El Niño en el corto plazo, no se tendrían problemas en la atención de la demanda de energía.

Un cálculo generalizado como el anterior, sirve como referencia, no obstante se hace necesario contemplar otras variables dadas las características operacionales de los diferentes embalses que hacen parte del sistema nacional. Un ejemplo de ello lo constituye el embalse de Peñol el cual tiene una regulación multianual que le permite mantener reservas para ser utilizadas por las centrales de Guatapé, Playas y San Carlos por largos períodos de tiempo, mientras que embalses como Urrá o Betania tienen bajos niveles de regulación que apenas les permiten mantener reservas para unas cuantas semanas.

Los cálculos se realizaron bajo un escenario pesimista donde se asume que la generación térmica mantendrá sus bajos niveles y por lo tanto se continuará con la misma tasa de desembalsamiento diaria presentada en lo corrido de marzo.

⁶ Fuente OPESIN - ISA

⁷ Mínimo operativo superior: Es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual la energía almacenada solo se permite utilizar si todas las unidades térmicas están despachadas. Tomado de Resolución CREG 025 de 1995.