



INFORME DE AVANCE DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

ENERO 15 DE 2003

Informe No 1, Año 10

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

MIEL I: Se encuentra en operación comercial desde el primero de diciembre de 2002.

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 40% y sus equipos fueron adjudicados. **FOC: jun 2004.**

LA HERRADURA: Proyecto hidroeléctrico con una capacidad de 19.8 MW en dos unidades. En el momento sus obras civiles tienen un avance del 40% y sus equipos fueron adjudicados. **FOC: unidad 1, jul. 2004; unidad 2, ago. 2004.**

JEPIRACHI: Proyecto eólico con una capacidad instalada de 20 MW. Al momento los contratos de ejecución de las obras civiles ya fueron adjudicados y los contratos de equipos se encuentran en proceso de licitación. **FOC: ago 2003.**

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	426.0
	CRO2	772.4
	CRO3	1,354.6
SEGMENTO 4	CRO4	2,682.4
CRO1 (ESTRATO 4)		328.8

Pesos de Diciembre 31 de 2002. Estos valores rigen durante el mes de Enero de 2003.

SEGUIMIENTO AL FENÓMENO DEL PACÍFICO

Durante diciembre¹, los indicadores oceánicos en el Pacífico tropical continuaron presentando el comportamiento propio de un fenómeno tipo El Niño de características débiles a moderadas, con temperaturas del agua superficial del mar más cálidas que lo usual en su mayor extensión, aunque se destaca un ligero debilitamiento de sus valores a finales del período, especialmente en la costa suramericana, en su sector más ecuatorial. De otra parte, los vientos alisios en niveles bajos registraron un ligero debilitamiento a mediados de diciembre, observándose posteriormente una intensificación, particularmente en la región del Pacífico central, comportamiento que en general durante el mes, no favoreció la intensificación del fenómeno El Niño.

Las lluvias fueron deficitarias con cantidades desde ligeramente por debajo hasta muy por debajo de los valores normales, no obstante las precipitaciones superaron los valores usuales para el mes en el centro de la región Andina, en la región Pacífica.

Durante enero en los ríos Magdalena y Cauca los niveles continuarán con su normal descenso, con valores que permanecerán inferiores a la media mensual, mientras que para febrero y marzo, los niveles en dichos ríos continuarán con su tendencia de descenso, registrando los valores mínimos del año; a mediados de marzo y debido a la presencia de temporada de lluvias, comenzarán a ascender, con niveles inferiores a los promedios históricos.

El IDEAM de acuerdo con sus análisis basados en información propia y en la información generada en los centros internacionales estima, que los procesos oceánicos y atmosféricos en el Pacífico tropical continuarán presentando comportamiento propio de un fenómeno El Niño de característica débil a moderada.

¹ Tomado y adaptado de Condiciones e indicadores ambientales en Colombia. Informe N° 95. IDEAM

SEGUIMIENTO A LA EVOLUCIÓN DE LOS APORTES Y EMBALSE AGREGADO

(Fuente : ISA, Informe Diario de Operación)

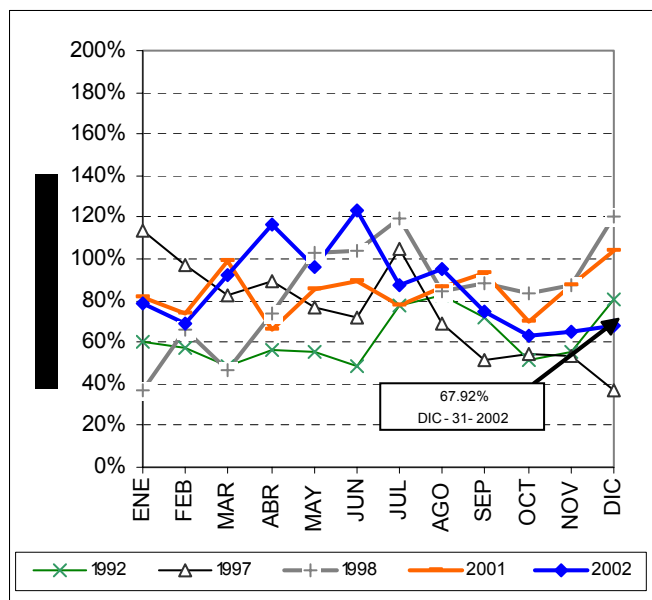


Figura 1. Evolución de los aportes hídricos

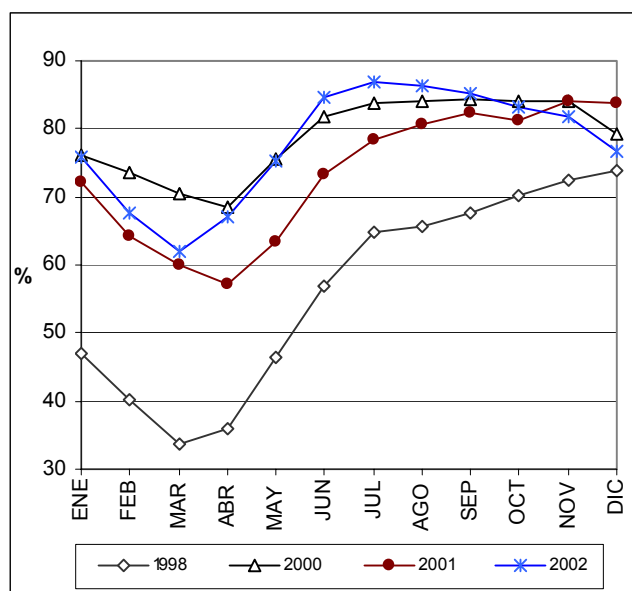


Figura 2. Evolución del embalse agregado

SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DE GENERACIÓN

VARIABLES	ENE - 02	FEB - 02	MAR - 02	ABR - 02	MAY - 02	JUN - 02	JUL - 02	AGO - 02	SEP - 02	OCT - 02	NOV - 02	DIC - 02
Res. Brutas Hídricas GWh	12,413.94	11,080.71	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	1,741.38	1,295.87	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	13,170.62	13,200.20	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	3,659.49	3,466.52	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	7,244.00	7,482.00	7,420.00	7,404.00	7,513.00	7,296.00	7,352.00	7,437.00	7,433.00	7,492.00	7,654.00	8,078.00
Generación												
Hidráulica GWh	2,714.73	2,348.15	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	870.65	1,069.62	910.43	909.68	712.16	610.92	615.60	786.68	779.75	881.82	743.28	1,048.04
Menores GWh	95.04	76.13	84.37	99.01	106.52	111.85	104.07	92.13	83.47	96.86	99.92	99.74
Cogen y autoprod GWh	27.53	35.80	33.80	30.07	33.29	34.80	26.19	33.03	34.24	39.77	37.97	40.70
Disponibilidad												
Hidráulica MW	7,978.97	7,564.86	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	3,936.51	4,066.50	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	62.57	105.45	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

Como se observa en la tabla anterior se presentaron las siguientes características

Embalse: Con respecto a lo ocurrido en el año 2001 las reservas hídricas brutas disminuyeron un 12.6%, situando el nivel del embalse a diciembre 31 de 2002 en 76.7% de su capacidad máxima embalsable.

Generación: La generación de energía eléctrica aumentó en 4.1% en el año 2002 con respecto a lo ocurrido en el año 2001. El principal factor que incidió en dicho aumento fue la generación de las plantas hidráulicas despachadas centralmente las cuales

aumentaron su producción en 6.9%. De igual manera pero en menor proporción los autoprodutores y cogeneradores, presentaron mayores niveles de generación.

Interconexiones Internacionales: La cantidad de energía que se exportó hacia los países vecinos, durante el 2002 aumentó en 407.9 GWh con respecto a la presentada en el año 2001. De igual forma el nivel de importaciones disminuyó 32.74 GWh.



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 Zumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigüies	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
Guaico	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
Andaqui	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
Cañaveral	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
Cocorná	29.7	Sin Información	Cocorná	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
Cucuaña	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	Chicorral	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.

SEGUIMIENTO A LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación se presenta la evolución de la demanda de energía eléctrica en Colombia ocurrida durante el año 2002.

Los meses que presentaron el mayor nivel de demanda de energía eléctrica fueron en su orden los meses de diciembre, octubre y agosto, mientras que el mes que se presentó el menor nivel de demanda fue el de febrero. De igual manera al comparar el crecimiento de la demanda mes a mes presentada en los años 2001 y 2002, el mes de abril² fue el que presentó un mayor crecimiento con 5.26%.

Por otra parte a pesar de presentarse un incremento en la demanda de energía eléctrica en el año 2002 con respecto al año 2001 la cual a lo largo del año creció en promedio un 3%, al final del período de análisis el crecimiento fue del 3.3%. No obstante, este crecimiento debe analizarse desde las diversas variables que tienen efecto sobre dicho aumento. Al estudiar las características que incidieron sobre la demanda se encuentra que la demanda de energía eléctrica presentada por OXY tiene una notable incidencia sobre su crecimiento, en la figura 3 se presenta el comportamiento de la demanda ocurrida en el año 2002 incluyendo la generación de OXY.

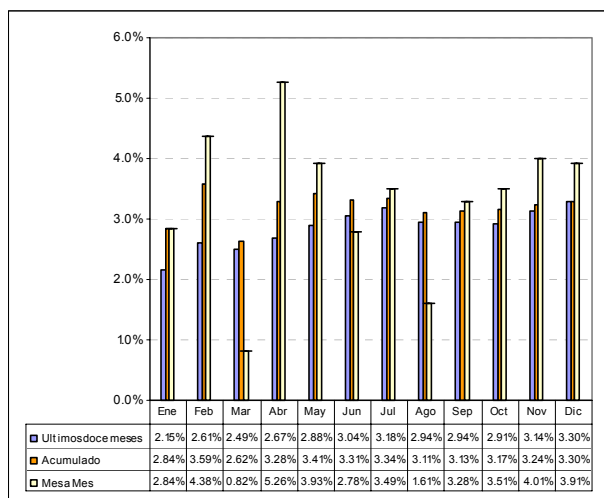


Figura 3. Evolución de la demanda de energía 2002 incluyendo OXY

En la figura 4 se presenta el comportamiento de la demanda de energía excluyendo la generación propia de OXY, ya que esta no obedece a criterios económicos sino a perfiles de producción que varían de acuerdo a la situación del conflicto social del país, lo cual repercute en una variabilidad importante en su generación propia, por lo tanto se considera importante analizar la demanda nacional excluyendo esta serie. De acuerdo a dicho resultado se observa que el crecimiento de la demanda de energía fue del 2.92%.

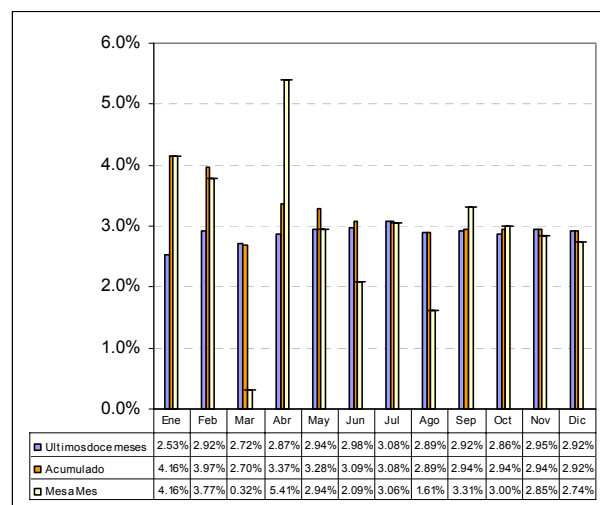


Figura 5. Evolución de la demanda de energía 2002 excluyendo OXY

DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA

Con respecto a la demanda real de potencia máxima (8.078 MW), la cual se presentó en diciembre del año pasado, y la demanda de potencia máxima proyectada, se tiene que la potencia máxima real estuvo entre los escenarios medio y alto calculados por la Unidad con una desviación de 1.4% y 1.2% (negativo) respectivamente.

² El efecto de las festividades de Semana Santa se refleja en los crecimientos de los meses marzo y abril, dado que la Semana Santa del año 2002 se presentó en marzo mientras que el año pasado se dio en abril.