



Libertad y Orden

INFORME DE AVANCE DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Enero de 2004

Informe No 1, Año 11

Proyectos de generación en desarrollo y construcción

LA VUELTA: Finalizaron todas las obras civiles y se concluyó el montaje de los equipos hidromecánicos en la obra de derivación.

El suministro de equipos para la subestación y las líneas se encuentra ejecutado en un 100%. Se espera para este trimestre iniciar el montaje de los equipos de la subestación. **FOC: jun 2004.**

LA HERRADURA: El avance que presenta la construcción de las obras es del 81%. En casa de máquinas se instaló el equipo de telecomunicaciones para optimizar la operación de la central. Así mismo se avanza en los acabados, en el vaciado de los pisos industriales y pintura en los muros.

Las obras de derivación y del túnel de conducción presentan un avance aproximado del 65%.

Se transportaron a la obra los tableros y las guías de las compuertas planas para el desfogue del desarenador. Se continuó en los diseños del sistema de operación y control de la compuerta radial para la descarga de fondo. Esta pendiente la fabricación del sistema de guías de la compuerta plana para el canal de descarga.

Hay avances del 94% en la fabricación de la tubería de presión, los cuales comprenden procesos de soldadura, ensamble, limpieza y pintura de los tubos.

Se espera en el primer trimestre de éste año iniciar el montaje de los equipos de la subestación.

Las turbinas con sus respectivos accesorios fueron embarcados en el puerto de San Petersburgo. **FOC: unidad 1, jul. 2004; unidad 2, ago. 2004.**

JEPIRACHI: En las fundaciones de los aerogeneradores faltan las brechas, donde quedaran depositados los cables de potencia, la malla de tierra y el cable de fibra óptica.

Se tienen instalados doce de los quince aerogeneradores, de los cuales dos están energizados.

Se instaló y se recibió el sistema de comunicaciones que permitirá a través de un enlace satelital el acceso remoto al parque eólico desde Medellín y desde la sede de Nordex en Alemania.

Se recibió el sistema de control de la subestación, con los cuales se han operado los equipos de la subestación encapsulada en forma completamente automática.

Por otra parte se encuentra en operación cinco aerogeneradores y la planta desalinizadora. **FOC: feb 2004.**

PORCE III: Se presentó al comité de Gerencia la solicitud de apertura para los procesos licitatorios de la construcción de la presa, de las obras subterráneas así como la construcción de la base militar.

Se efectuaron reuniones con los diseñadores para precisar los términos, plazo y costo para el diseño de la presa de enrocado con cara de concreto.

Se cerró la licitación de la construcción de los campamentos.

Al comité de Gerencia le fue presentada la recomendación para la adjudicación del contrato de la gestión social durante el periodo de construcción del proyecto. Se continuó con la negociación de los predios y autorizaciones para el inicio de la construcción de las obras. **Jun 2010.**

TERMOYOPAL: Este proyecto corresponde a la instalación de 82 MW, en Yopal Casanare. **FOC: unidad 1 y unidad 2, mar. 2004. Unidad 3 y unidad 4, sep. 2004.**

MMA: Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial **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.

Resumen estado de proyectos de generación de energía en desarrollo y construcción

PROYECTO	TIPO	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
			A Instalar	Por Unidad			
LA VUELTA	HIDRO	1	11.8	11.8	Feb / 04	Ago / 04	Finalizaron obras civiles
LA HERRADURA	HIDRO	2	19.7	9.85	Jul / 04	Sep / 04	Obras civiles avance del 81 %
JEPİRACHI	EÓLICO	15	19.5	1.3	Feb / 04	May / 04	Se encuentran instalados doce aerogeneradores
TERMOYOPAL	GAS	2	46	18	Mar / 04	Mar / 04	En construcción
FLORES 2 (3)	GAS	--	112	--	Abr / 04	Jun / 04	En desarrollo
FLORES 3 (3)			175	--	Abr / 04	Jun / 04	
TERMOYOPAL	GAS	2	36	18	Mar / 05	Nov / 05	En estudio
TRAS. CALDERAS	HIDRO	--	--	--	Oct / 04	Oct / 04	En estudio
COGENERACIÓN	BIOMASA	--	100	--	Ene / 07	Ene / 07	En estudio
REC. CALDERAS	HIDRO	--	26	--	Mar / 06	Mar / 06	En estudio
TRAS. GUARINÓ	HIDRO	--	--	--	Jun / 07	Jun / 07	En estudio
TRAS. MANSO	HIDRO	--	--	--	Dic / 07	Dic / 07	En estudio
PORCE III	HIDRO	4	660	165	Jun / 10	Jun / 10	Licencia ambiental aprobada

- (1) Fecha de Entrada en Operación Comercial (FOC): Fecha reportada por los promotores del proyecto para la cual esperan declarar en operación comercial la planta.
 (2) Fecha para análisis energético, en el mediano Plazo (FAMP): Fecha estimada por la UPME para la cual los proyectos entran en operación comercial.
 (3) Flores 2: incrementa capacidad efectiva neta a 112 MW, Flores 3: incrementa capacidad efectiva neta a 175 MW
 (4) TRAS. : Trasvase de río. Estos trasvases aportan energía REC. : Recuperación de la planta de Calderas.

Costo incremental operativo de racionamiento de energía

	COSTO	\$/kWh
UMBRAL	CRO1	453.6
	CRO2	822.5
	CRO3	1,442.4
SEGMENTO 4	CRO4	2,856.4
CRO1 (ESTRATO 4)		350.1

Pesos de Diciembre 31 de 2003. Estos valores rigen durante el mes de Enero de 2004.

Demanda de energía y potencia eléctrica doméstica

La demanda de energía eléctrica durante el año 2003, presentó un crecimiento del 2.81% con respecto a la ocurrida en el año 2002. Esta demanda no considera la autogeneración de OXY.

Los mayores crecimientos, al compararse los meses del 2003, con los del año 2002, fueron en los meses de marzo debido al efecto de semana santa (5.67%) y julio (4.26%). Así mismo el mes de abril de 2003, presentó el menor crecimiento (1.08%). La figura 1, presenta el

comportamiento de la demanda de energía acumulada durante el año 2003 en términos porcentuales.

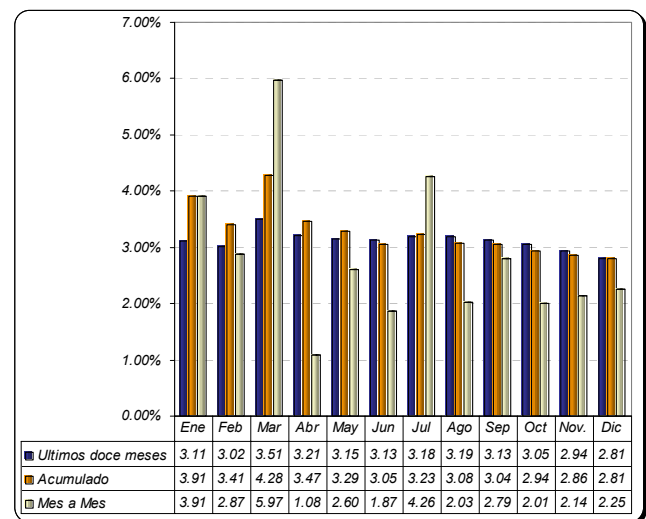


Figura 1. Demanda de energía en el año 2003

Por otra parte la máxima demanda de potencia eléctrica fue de 8,257 MW la cual se presentó en el mes de diciembre de 2003, en el periodo 19. El crecimiento de la demanda máxima de potencia fue de 2.22%.

Evolución de aportes hídricos y embalse agregado

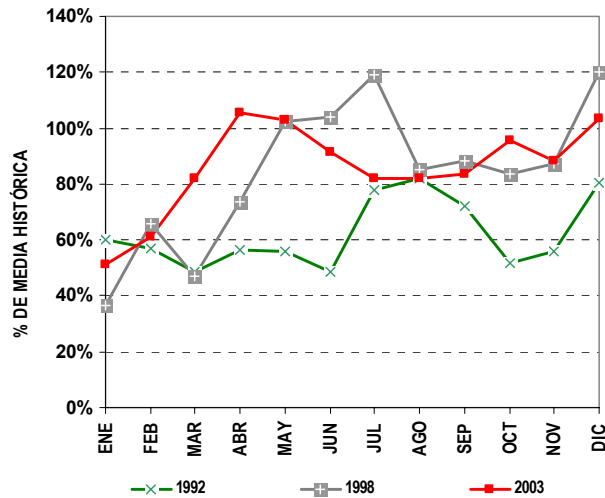


Figura 2. Evolución de los aportes hídricos

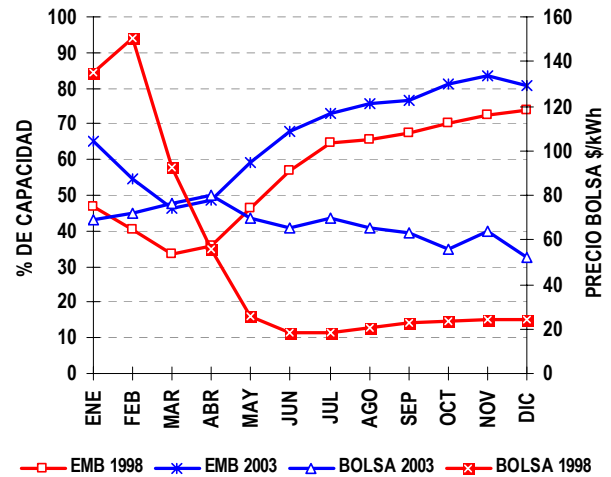


Figura 3. Evolución del embalse agregado y precio de bolsa de energía

(Fuente : MEM y CND)

Seguimiento a las principales variables del SIN

VARIABLES	DIC-03	NOV-03	OCT-03	SEP-03	AGO-03	JUL-03	JUN - 03	MAY - 03	ABR - 03	MAR - 03	FEB - 03	ENE - 03
DEMANDA												
Dem. Energía GWh	3,993.02	3,807.20	3,970.95	3,862.21	3,915.66	3,982.14	3,670.80	3,917.44	3,720.52	3,916.37	3,563.74	3,809.03
Dem. Máx Potencia MW	8,257.00	7,899.00	7,786.00	7,691.00	7,483.00	7,516.00	7,494.00	7,535.00	7,696.00	7,704.00	7,872.00	7,484.00
CAPACIDAD												
Capacidad Efectiva* MW	13,265.47	13,224.03	13,240.57	13,340.58	13,340.62	13,328.95	13,328.95	13,328.95	13,366.32	13,438.95	13,438.95	13,475.18
DISPONIBILIDAD PROMEDIO												
Hidráulica MW	8,149.16	7,775.42	7,842.55	7,625.00	7,778.43	7,766.07	7,862.06	7,682.22	7,616.79	7,769.54	7,899.02	8,371.28
Carbón MW	681.39	576.15	574.59	637.02	616.19	673.53	678.64	675.01	671.29	680.14	680.32	685.07
Gas MW	3,499.56	3,394.31	3,311.53	3,191.46	3,177.21	3,183.19	3,181.50	3,214.56	3,264.63	3,327.15	3,461.49	3,373.40
Menores MW	182.30	137.16	141.81	129.55	123.92	126.47	132.15	130.68	128.08	132.81	126.64	128.79
Cog y auto MW	51.81	52.06	52.76	53.03	51.43	52.25	50.25	51.14	47.30	50.57	50.67	51.27
TOTAL	12,564.22	11,875.70	11,923.23	11,636.06	11,747.18	11,801.51	11,904.60	11,753.64	11,728.09	11,960.21	12,218.14	12,609.81
APORTES Y EMBALSE												
Res. Brutas Hídricas GWh	13,188.19	13,188.31	12,835.28	12,075.16	12,041.59	11,606.09	10,786.20	9,433.10	7,744.56	7,394.69	8,684.69	10,380.25
Embalse Volumen %	80.71	83.62	81.38	76.56	75.77	73.03	67.87	59.35	48.73	46.53	54.64	65.31
Aportes Acumulado %	103.20	88.43	95.77	83.57	82.14	81.75	91.16	103.78	105.39	82.23	61.04	51.18
GENERACIÓN												
Hidráulica GWh/mes	3,216.00	3,188.31	3,190.33	3,011.47	3,166.64	3,287.94	2,955.72	2,940.23	2,798.20	2,853.16	2,601.70	2,743.57
Carbón GWh/mes	137.21	82.25	96.51	183.22	224.07	192.79	171.33	266.08	336.45	377.04	267.24	297.21
Gas GWh/mes	587.93	554.76	652.60	648.12	474.54	348.96	452.87	541.91	546.14	692.96	586.45	682.66
Menores GWh/mes	135.05	122.35	123.50	100.72	99.37	112.53	115.88	122.59	105.50	88.35	70.86	82.44
Cogen y autoprod GWh/mes	39.08	37.22	40.96	38.76	39.23	39.90	37.27	39.27	32.67	37.19	32.63	35.18
TOTAL	4,115.27	3,984.88	4,103.90	3,982.29	4,003.87	3,982.17	3,733.07	3,910.09	3,818.96	4,048.70	3,558.88	3,841.06
FACTOR UTILIZACIÓN												
Hidráulico	0.50	0.52	0.50	0.48	0.49	0.51	0.47	0.46	0.44	0.49	0.49	0.44
Carbón	0.27	0.17	0.19	0.36	0.43	0.37	0.34	0.52	0.67	0.73	0.57	0.58
Gas	0.22	0.22	0.24	0.24	0.17	0.12	0.17	0.20	0.20	0.26	0.30	0.28
Menores	0.53	0.56	0.61	0.51	0.54	0.64	0.69	0.71	0.63	0.52	0.46	0.48
Cog y Auto	0.75	0.74	0.79	0.77	0.78	0.83	0.81	0.82	0.70	0.78	0.76	0.74
BOLSA Y CONTRATOS												
Prom. Precio Bolsa \$/kWh	52.38	63.93	55.65	63.02	65.34	70.07	65.03	69.46	79.99	76.60	72.01	69.21
Contratos \$/kWh	73.83	73.39	72.46	72.73	72.09	71.89	71.95	72.46	73.47	72.43	71.85	72.68
CERE \$/kWh	30.71	30.54	30.24	30.93	30.17	31.07	32.51	31.63	32.85	31.49	35.84	32.93

Fuente: MEM, CND Res. Reservas Dem. Demanda. * Incluye cogeneración y autoprodutores: 69,1 MW. Cog y Autoprod: Cogeneradores y autoprodutores. Precios medios de contratos



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: 2272 MW							
<u>TermoYopal</u>	82	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	II Semestre 2004	TERMOYOPAL S.A.	1
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Sin confirmar	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 Lumbi	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yariquíes	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: 8730 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun - 10	EEPPM	2
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	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	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	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	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 569.8 MW							
La Herradura	19.7	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Ago - 04	EEPPM	1
La Vuelta	11.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Jun - 04	EEPPM	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
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 Frío	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
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	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.

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN NACIONAL

A continuación en forma breve se presentan algunos aspectos de generación y transmisión de energía eléctrica que ocurrieron en el sistema de interconexión nacional durante el año 2003.

Evolución de los aportes y embalse agregado

El sistema durante el año 2003, tuvo en promedio un nivel de aportes de 3,953 GWh/mes, siendo el mes de febrero con 1,941 GWh, el mes con menor nivel de aportes hídricos, mientras que en el mes de julio ocurrieron los máximos aportes hídricos con 5,452 GWh.

El embalse agregado en el año 2003 se vio afectado por la ocurrencia de un fenómeno El Niño, el cual ocasionó que el embalse agregado del sistema alcanzará un mínimo de 46.53% en el mes de marzo. No obstante el embalse a partir de dicho mes comenzó un periodo de recuperación lo cual hizo que éste alcanzara un nivel máximo de 83.62 en el mes de noviembre, lo cual ayudó a que este finalizará en el mes de diciembre con un nivel de 80.71%

Demanda de energía

En el año 2003, la demanda de energía doméstica fue de 46,112 GWh (incluyendo cargas especiales), siendo diciembre el mes donde se presentó el mayor nivel de demanda de energía eléctrica (3,963 GWh) y febrero el de menor de demanda febrero (3,563 GWh). Este consumo de energía significó un crecimiento de la demanda de energía de 2.9%.

Por otra parte la demanda de energía no atendida durante el año 2003 disminuyó al compararse con la no atendida en el año 2002. Dicha reducción fue de 37.26 GWh, debido principalmente a la disminución de la demanda no atendida por causas no programadas así como una reducción en el límite de suministro a la energía.

Capacidad efectiva y retiros

La capacidad efectiva neta promedio en el sistema fue de 13,267 MW y la disponibilidad promedio fue de 11,976 MW. La menor capacidad disponible se presentó en el mes de abril, 11,728 MW y la mayor capacidad disponible del sistema, se presentó en enero, 12,609 MW.

Los retiros de capacidad que se presentaron en el sistema durante el año 2003 fueron de 358.2 MW entre los principales retiros se tienen la salida de la cadena de Casalaco y algunas tres unidades de Barranca.

Generación de energía

Los datos preliminares de la generación de energía eléctrica en el año 2003, muestran que en el sistema eléctrico colombiano se presentó una generación de 47,083 GWh. En la figura 4, se presenta la generación por recurso.

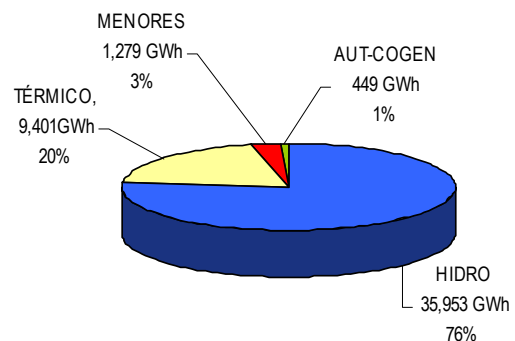


Figura 4. Generación de energía eléctrica en el 2003 por recurso

Esta generación fue 4.1 % superior a la presentada en el sistema en el año 2002, en donde fue de 45,242 GWh

Factor de utilización

El factor de utilización promedio del sistema en el año 2003 fue de 0.49, dos puntos superior al presentado en el 2002, año en el cual fue de 0.47. En la tabla que a continuación se presenta, se relacionan los factores de utilización promedio por recurso y del sistema para los años 2002 y 2003.

RECURSO	2002	2003
HIDRO	0.45	0.47
GAS	0.25	0.21
CARBÓN	0.32	0.43
MENORES	0.60	0.57
AUTO Y COGENERADORES	0.73	0.47
SISTEMA	0.47	0.49

Factor de utilización por recurso

Precio de energía en bolsa y contratos

Durante el año 2003, se tuvo en bolsa un precio promedio de 66.89 \$/kWh, mientras que en contratos el

promedio fue de 72.30 \$/kWh. En la figura 5, se presenta el comportamiento del precio de energía en bolsa y contratos.

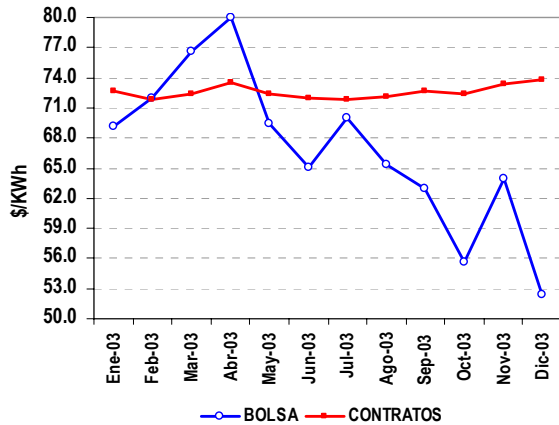


Figura 5. Precios de bolsa y contratos en el 2003

Precios promedios de oferta

En la figura 6 se presenta el precio de oferta promedio mensual de los generadores por recurso, hidráulico y térmico. En esta se observa un crecimiento del precio de oferta promedio de los generadores térmicos desde el mes de enero hasta el mes de agosto del año 2003, siendo el valor máximo ofertado de 259.34 \$/kWh. Así mismo los generadores hidráulicos presentaron durante el año dos crecimientos uno a partir del mes de enero hasta marzo, mes en el cual se presentó el máximo valor de oferta de energía (140.53 \$/kWh), debido al fenómeno de El Niño, y el otro crecimiento se presentó a partir del mes de mayo hasta el mes de septiembre.

Por otra parte se observa un incremento en el precio de oferta promedio en el año 2003, comparado con el presentado en el año 2002.

Diseño, adjudicación de la construcción y operación proyecto de 500 kV y adjudicación de instalación y operación de compensación capacitiva a 115 kV.

La primera de estas adjudicaciones tuvo como objetivo determinar mediante proceso de convocatoria pública la empresa encargada del diseño, construcción, operación y mantenimiento de la interconexión eléctrica a 500 kV, entre la Costa Atlántica y Bogotá, dividida en dos tramos: Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera y Primavera - Bacatá. Ambas convocatorias le fueron adjudicadas a Interconexión Eléctrica S.A.

Igualmente, mediante convocatoria pública se seleccionó la empresa encargada del diseño, la instalación y operación de la compensación capacitiva de 60 MVar, en el área de la ciudad de Cúcuta y de 75 MVar, en el área de Bogotá. Ambas compensaciones le fueron adjudicadas a la Empresa de Energía de Bogotá.

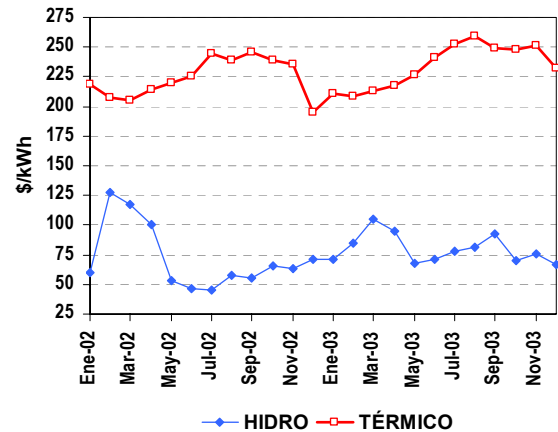


Figura 6. Precios de oferta promedio

Interconexiones internacionales

A partir del 01 de marzo de 2003 se inicio el intercambio de energía entre Colombia y Ecuador, a través del enlace internacional Jamondino – Pomasqui a 230 kV. En total se presentó un intercambio de energía por este enlace de 1,165 GWh, de los cuales Colombia exportó 1,098 GWh e importó 67 GWh. Por otra parte por el enlace Panamericana – Tulcán a 138 kV, se presentaron intercambios de 50.08 GWh, todos desde Colombia. El comportamiento de la exportación e importación de energía por los enlaces de ambos enlaces se aprecia en la figura 7.

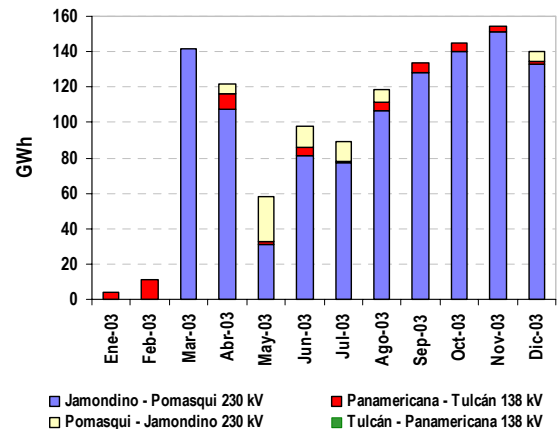


Figura 7. Exportación e Importación de energía de Colombia con Ecuador