

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

MIEL I: El avance del proyecto en su construcción incluyendo obras complementarias y el PMA es del 64.3% correspondientes a avances del 59,7% en la obra civil y montajes del 86,4%. Las principales actividades desarrolladas en el último mes en el proyecto son:

- En descarga de fondo; continuó la construcción de la estructura de captación.
- En presa; continuó la colocación del CCR del cual se han vaciado 942,437 m³ de 1'700.000 m³ estimado.
- En bocatoma, túnel de carga y distribuidores; continuó la construcción de la estructura de la bocatoma, el revestimiento en concreto del túnel superior de carga y de los conductos de distribución.
- En central subterránea; se avanza en la construcción del edificio de control, el área de montajes y el área de las unidades de generación. Continuó la construcción de la caverna de oscilación y de transformadores.
- En túnel de fuga; quedó excavado su sección superior o bóveda y en su sección inferior o banqueo se ha excavado el 98%.
- En montaje de equipos electromecánicos; continuó el montaje del disipador de energía en el túnel 2, alcanzando un avance del 93%, y de las válvulas Mariposa y Howell Bunger, en las cuales se alcanzó un avance del 57%. Además en la central subterránea se realizaron actividades de montaje del conjunto turbina–generador de las unidades 1 y 2. Se realizaron actividades de mecanizado de los anillos del predistribuidor de la unidad de generación 3.
- En aspectos ambientales continua el desarrollo del PMA y el seguimiento al cumplimiento de las especificaciones ambientales para la construcción de la obra. **FOC: 1ª unidad, jun. 12/2002; 2ª unidad, jul. 08/2002 y 3ª unidad, ago. 08/2002.**

SONSÓN II: La planta se encuentra aún en pruebas, se esta en el montaje del equipo de telecontrol y comunicación. **FOC: sep. 15/2001.**

PATICO - LA CABRERA: El avance ponderado es del 92% en obra civil y 48% en actividades relacionadas con el diseño, fabricación, suministro y montaje de los equipos electromecánicos. En obra civil se tiene un avance del 99% en la construcción de la casa de máquinas. Finalizó el montaje de la estructura metálica y del puente grúa al igual que el montaje de la envolvente y del distribuidor. Para mediados de septiembre se estima que en la obra se tengan la turbina, generador y transformador. **FOC: dic. 30/2001.**

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	393.2
	CRO2	712.9
	CRO3	1250.1
SEGMENTO 4	CRO4	2475.5
CRO1 (ESTRATO 4)		303.5

Pesos de julio 31 de 2001. Rigen durante el mes de agosto de 2001.

RESUMEN DEL ESTADO DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
	Efectiva Bruta	Por unidad			
Hidroeléctrico					
Miel I	375	125	Jun. 12/2002	Sep. 01/2002	El avance ponderado de construcción es del 64.3 %.
		125	Jul. 08/2002	Oct. 01/2002	
		125	Ago. 08/2002	Dic. 01/2002	
Sonsón II	9.8	9.8	Sep. 01/2001	Oct. 01/2001	Continúa en pruebas
Patíco – La Cabrera	1.4	1.4	Dic. 30/2001	Feb. 28/2002	El avance del proyecto es 92% en obra civil y 48% en diseño.

(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.

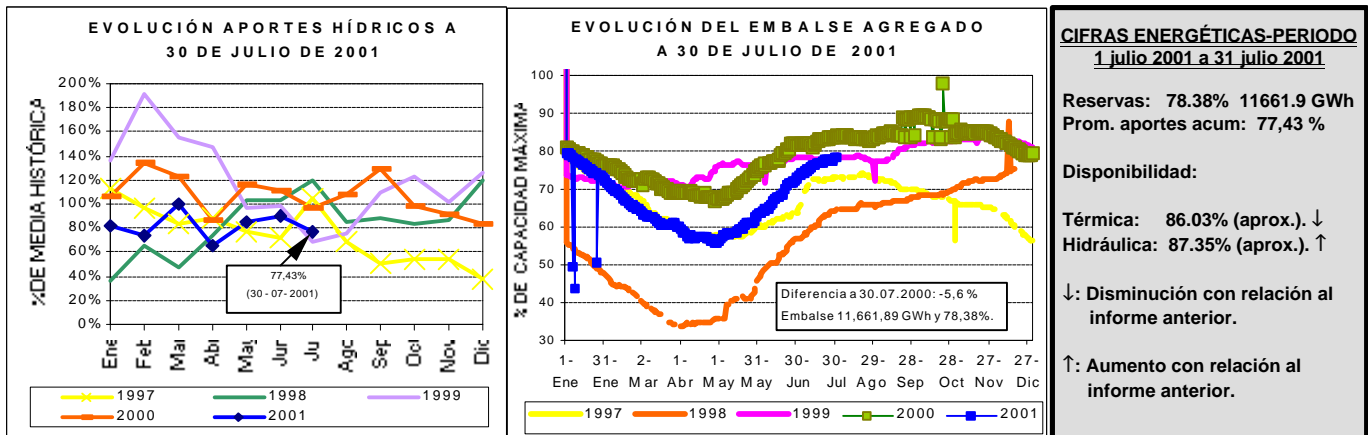
SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO

VARIABLES	ENE - 01	FEB - 01	MAR - 01	ABR - 01	MAY - 01	JUN - 01	JUL - 01	JUL - 00
Reservas Brutas Hídricas GWh	10483,93	9326,80	7822,88	8410,57	9445,63	10886,48	11673,27	12172,95
Aportes Hídricos GWh	1580,69	1179,60	1988,65	2143,44	4022,33	4440,44	4040,45	4803,75
Capacidad Efectiva* MW	13042,10	13047,58	13047,58	13157,58	13038,39	13069,58	13167,58	12219,65
Demanda Energía GWh	3554,51	3321,01	3663,95	3492,08	3667,92	3510,36	3629,77	3565,57
Demanda Máx de Potencia MW	7213,00	7291,00	7345,00	7356,10	7295,00	7240,00	7278,00	7183,00
Generación								
Hidráulica GWh	2501,34	2247,56	2432,76	2297,81	2542,72	2553,18	2771,64	2835,10
Térmica GWh	913,33	975,30	1122,46	1103,28	1022,06	837,09	743,98	603,40
Menores GWh	94,53	77,31	96,06	92,77	93,93	109,50	91,06	89,38
Cogeneradores y autoprod. GWh	37,06	21,87	12,03	5,58	10,81	10,81	29,36	32,22
Disponibilidad								
Hidráulica MW	7381,91	7205,56	7250,54	7291,13	7208,40	7145,58	8478,00	7500,38
Térmica MW	3929,47	3910,70	3801,11	3830,1	3955,53	3821,08	4420,00	3724,32
Costo Marginal Promedio \$/kWh	101,82	249,71	171,85	86,41	53,16	43,84	44,76	38,82

* Incluye cogeneración y autoprodutores : 64,1 MW, Fuente: CND-ISA,

SEGUIMIENTO A LA EVOLUCIÓN DE LOS APORTES Y EMBALSES AGREGADO

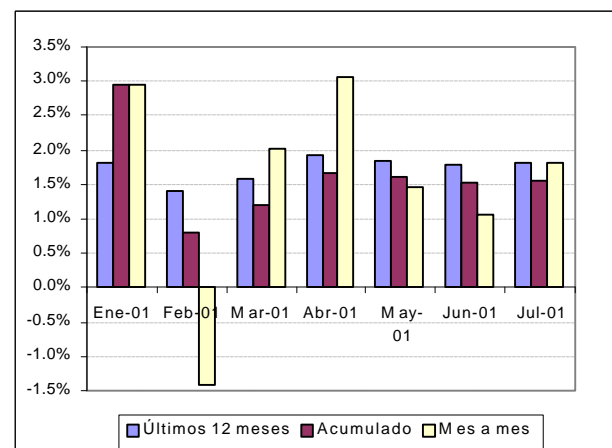
(Fuente : ISA, Informe Diario de Operación)



SEGUIMIENTO A LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la figura se muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica ocurrida en los primeros siete meses del 2001. Los aspectos más relevantes fueron:

- El crecimiento de la demanda de energía eléctrica de los últimos doce meses se estima en 1.83%, aumentando con respecto a la acumulada en junio que era de 1.78%.
- La demanda de energía eléctrica en el mes de julio presentó un crecimiento con respecto a la ocurrida en julio del año anterior, este valor se situó en 1.80%.
- La demanda acumulada de energía eléctrica al 31 de julio era de 1.57%.



Evolución de la demanda de energía 2001

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: 1365 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
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	Sep-05	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: 7953 MW							
Porce II	393	Turbina Francis	Yolombó (otros)	Antioquia	May-01	EEPPM	3
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	1035	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Ene-06	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Ene-05	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
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 578.9 MW							
Sonsón II	9.8	Turbina Pelton	Sonsón	Antioquia	Jun-01	EADE S.A. E.S.P.	2
Patíco – La Cabrera	1.4	Turbina Francis	Coconuco	Cauca	Dic-01	GENELEC S.A.	2
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	Dic-02	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	Jun-02	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	Oct-02	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	23.6	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Sin confirmar	LA HERRADURA S.A. E.S.P.	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	9.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Sin confirmar	LA VUELTA S.A. E.S.P.	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 los anteriores contratos, el promotor puede empezar la construcción del proyecto.

SITUACIÓN ENERGÉTICA EN BRASIL¹

Brasil, considerada la séptima economía del mundo, desde comienzos del año se encuentra sometido a un racionamiento de energía eléctrica. Múltiples han sido los factores que han originado esta situación. Un panorama de los efectos y medidas tomadas se realizarán a continuación.

Brasil a 1999 tenía una capacidad instalada de 65200 MW, de los cuales el 87% se centra en recursos hidroeléctricos y el restante 13%, lo compone generación que tiene como fuente energética recursos como; gas, carbón, nuclear y elementos de energías renovables como la biomasa.

Gran parte de los recursos hidráulicos de Brasil se sitúa en el sudeste, mientras que en gas natural, Brasil, es considerado el cuarto país en cantidad de reservas después de Venezuela, Argentina, Perú. En carbón dispone de las mayores reservas de carbón subbituminoso de América Latina, sin embargo debido a su alto contenido de cenizas, azufre y bajo poder calorífico, este energético no ha sido apto para la generación de energía eléctrica.

Origen de la actual crisis

Diversos han sido los factores que han llevado a la actual situación, pero la principal se centra en las debilidades en una planeación estratégica, en la falta de inversiones en generación y transmisión de energía, al igual que al atraso de algunos proyectos. A parte de esto durante el año 2000 se presentó un descenso en el nivel de las lluvias, situándose en un 12% por debajo del promedio histórico. Algunas señales de alerta se habían dado en 1999 acerca de la futura situación energética, sin embargo la crisis no se presentó durante el 2000 debido a que a finales de este se aumentó el régimen de lluvias hecho que pospuso la posible crisis. Adicionalmente en el período comprendido entre los años 1991 y 2001 se presentó un crecimiento en el consumo de energía el cual fue estimado en 4.1% por año contra una oferta que creció 3.3% por año, lo cual originó un desfase superior al 10% entre oferta y demanda en dicho período.

¹ Este artículo se basó en los siguientes escritos:

- Energy Information Administración – EIA – Brasil. June 2001.
- Entrevista Prof. Ildo Sauer del Departamento de Electrotécnica da Universidade de Sao Paulo.
- Blackouts in Braisl. Maria Paula Feichas Vilanova. PCH noticias.

Medidas tomadas

- Se estimuló la incorporación de nueva generación principalmente a gas, con el fin de aprovechar el gas proveniente de Bolivia, sin embargo, el costo de éste energético esta atado al precio internacional del petróleo, factor contraproducente para la ampliación de la capacidad de generación.

- Se creó la Cámara de Gestión de la Crisis Energética, la cual esta compuesta; por varios ministerios entre ellos el Ministro da Casa Civil, representantes de ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ONS (Operador del Sistema Nacional), BNDES (Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social). Esta cámara esta encargada de proponer medidas para atenuar los impactos negativos del racionamiento.

Algunas medidas tomadas consistieron en la reducción del consumo de electricidad en un 20% de los sectores residenciales e industriales. Estas medidas tomaron forma cuando se decidió asignar un racionamiento horario por regiones, es decir; desde el primero de junio y durante seis meses comenzó un racionamiento entre 2 y 4 horas diarias en las regiones del Sudeste, Centro – Oeste y Nordeste, mientras que la región del Norte empezó con estas medidas a partir del 15 de julio. Mientras que en la región del Sur el racionamiento es de carácter voluntario.

Impactos del racionamiento

El racionamiento se considera que originará un profundo impacto sobre la economía brasileña, en cifras, el racionamiento se estima que incidiría en una pérdida del 2.5% del producto interno, además de originar un déficit de 2 billones de reales en la balanza comercial del país y una disminución en el recaudo de impuestos de aproximadamente de 8 billones de reales.

Futuro

ANEEL prevé para el próximo año la entrada de 3500 MW nuevos, siempre y cuando se logren adelantar algunos proyectos de generación que habían estimado entrar en operación en el 2003. Se ha previsto que el costo de generación se eleve, especialmente la generación provenientes de unidades térmicas a gas cuyo costo se situaría en 90 R\$/MWh, aproximadamente 45 US\$/MWh. Adicionalmente esta en la ampliación del gasoducto proveniente de Argentina hasta Porto Alegre,

• Energy rationing; Who is responsible? J W Marangon Lima. PCH noticias.

lo cual permitirá atender de mejor manera la demanda del
sudeste brasilero.