



INFORME DE AVANCE DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

JULIO 15 DE 2003

Informe No 7, Año 10

PROYECTOS EN DESARROLLO Y CONSTRUCCIÓN EN GENERACIÓN

LA VUELTA: El avance de la construcción de obras civiles es del 83%. Los principales avances se han conseguido en vías de acceso, obras de derivación conducción y casa de máquinas.

En equipos hidromecánicos; finalizó la fabricación de las rejas coladeras para la captación y se inició la fabricación de las compuertas radial de la descarga de fondo, del canal de descarga y del desfogue del desarenador.

En la tubería de presión se ensamblaron y probaron la totalidad de los tubos, en la actualidad se esta en el proceso de pintura. En los equipos de generación, el puente grúa se encuentra fabricado y probado. Las turbinas, válvulas y sistemas asociados se encuentran en más del 30% de avance de fabricación. **FOC: jun 2004.**

LA HERRADURA: El avance de la construcción de obras civiles es del 58%. Ha finalizado la construcción de todas las vías de acceso a las obras. Se han conseguido avances en obras de derivación, de conducción y en casa de máquinas, en esta última el avance es del 62%.

En equipos hidromecánicos; las compuertas y rejas se encuentran fabricadas, a la espera de ser enviadas al sitio de obra. En el suministro y fabricación de tubería de presión se tiene un avance consolidado del 42%. En los equipos de generación, la fabricación del puente grúa ha finalizado y fue ya probado. Las turbinas, válvulas y sistemas asociados se encuentran en más del 30% de

avance de fabricación **FOC: unidad 1, jul. 2004; unidad 2, ago. 2004.**

JEPIRACHI: Hay atrasos en el trazado de vías. El contratista de las fundaciones se encuentra en el sitio de obra con el fin de comenzar esta actividad. En equipos se coordinó la logística para el despacho de las partes empotradas y cables de los aerogeneradores.

Los equipos de la subestación de componente extranjera se encuentran fabricados, se adjudicó el contrato de transporte marítimo de estos, los componentes nacionales de la subestación se encuentran en el sitio. **FOC: feb 2004.**

PORCE III: Se están preparando los pliegos de condiciones para la interventoría de las obras de infraestructura, vías y puentes, con el fin de ser publicados en este mes y el de los campamentos en octubre de 2003. Los pliegos de equipos de comunicación fueron publicados. Por otra parte se dio orden de inicio para el contrato de construcción de galerías exploratorias en el sitio de presa. **FOC: jun 2010.**

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.

RESUMEN ESTADO DE PROYECTOS EN DESARROLLO Y CONSTRUCCIÓN EN GENERACIÓN ENERGÍA

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	Jun / 04	Jun / 04	Obras civiles presentan un avance del 83%
LA HERRADURA	HIDRO	2	19.7	9.85	Jul / 04	Jul / 04	Obras civiles presentan un avance del 58 %
JEPIRACHI	EÓLICO	15	19.5	1.3	Feb / 04	May / 04	Fabricación de equipos
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.



COSTO INCREMENTAL OPERATIVO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA

	COSTO	\$/kWh
UMBRAL	CRO1	447.4
	CRO2	811.2
	CRO3	1,422.5
SEGMENTO 4	CRO4	2,816.9
CRO1 (ESTRATO 4)		345.3

Pesos de Junio 30 de 2003. Estos valores rigen durante el mes de Julio de 2003.

SEGUIMIENTO AL FENÓMENO DEL PACÍFICO

Según el Climate Prediction Center - NOAA¹, las condiciones atmosféricas y oceánicas actuales indican que no hay desarrollo del fenómeno tipo La Niña, en los próximos meses. Las anomalías negativas en la temperatura de la superficie del mar (SST) durante junio se han debilitado en el Pacífico central y ecuatorial central, conllevando a tendencias ascendentes en las anomalías en todas las regiones de niño.

Las últimas estadísticas y pronósticos de los modelos acoplados indican considerables incertidumbres para los próximos meses. Sin embargo, la mayoría de los pronósticos indican condiciones cercanas a la neutral (en las regiones de niño 3,4 con anomalías SST, entre -0.5 °C y 0.5 °C) hacia mitad del año 2003.

Por otra parte el Bureau of Meteorology de Australia², informa que las condiciones neutrales continúan en el Océano Pacífico tropical. El indicador del SOI fue de -12.5 en el mes de junio de 2003. Los cambios a un evento tipo La Niña han disminuido considerablemente debido a los recientes calentamientos presentados en la subsuperficie del océano.

SEGUIMIENTO A LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DOMÉSTICA

La demanda de energía del mes de junio de 2003 presentó un crecimiento del 1.89% con respecto al mes de junio de 2002.

¹ Tomado y adaptado de Climate Prediction Center, El Niño/Southern Oscillation (ENSO), Jul 10, 2003.

² Informe del Bureau of Meteorology, 8 th July 2003.

De igual forma en los últimos doce meses se ha presentado un aumento en la demanda de energía, del orden de 3.15 %.

El crecimiento acumulado de la demanda de energía eléctrica en el 2003 a 30 de junio es de 3.14%.

En la figura 1 se presenta el comportamiento de la demanda de energía entre enero y junio de este año.

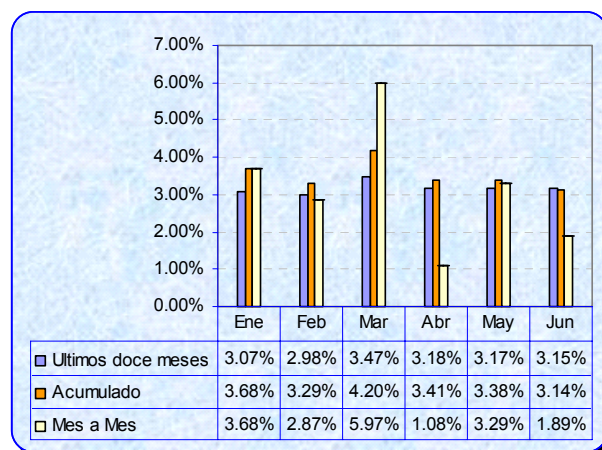


Figura 1. Demanda de energía de junio de 2003

EVOLUCIÓN DE LOS APORTES HÍDRICOS Y EMBALSE AGREGADO

Los aportes hídricos de los diferentes ríos al embalse agregado disminuyó en el mes de junio con respecto a los presentados en el mes de mayo, situándose estos en 91.16% de la media, ver figura 2. La principal reducción de éstos se debió a las bajas precipitaciones en las regiones central y oriental. Al compararse el nivel de aportes promedio acumulado en la región central en el mes de junio de 2002 con el mismo periodo del año 2003 se encuentra que estos fueron de 49.30 GWh/día en el 2002 mientras que en el 2003 fue de 17.11 GWh/día. Una reducción similar se presentó en la región oriental en donde el nivel de aportes promedio acumulado en junio de 2002 fue de 73.24 GWh/día mientras que en junio de 2003 fue de 40.25 GWh/día.

A pesar de las reducciones en el nivel de aportes el embalse agregado presentó en junio de 2003 un incremento con respecto al mes de mayo de 2003 situándose en 67.87% ver figura 3.

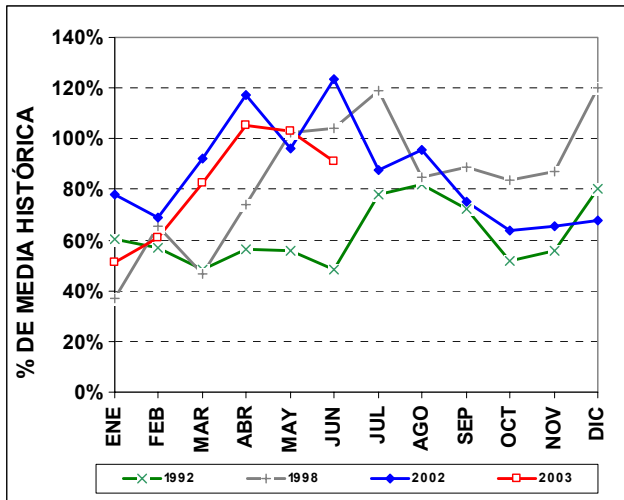


Figura 2. Evolución de los aportes hídricos

(Fuente : CND, Informe Diario de Operación)

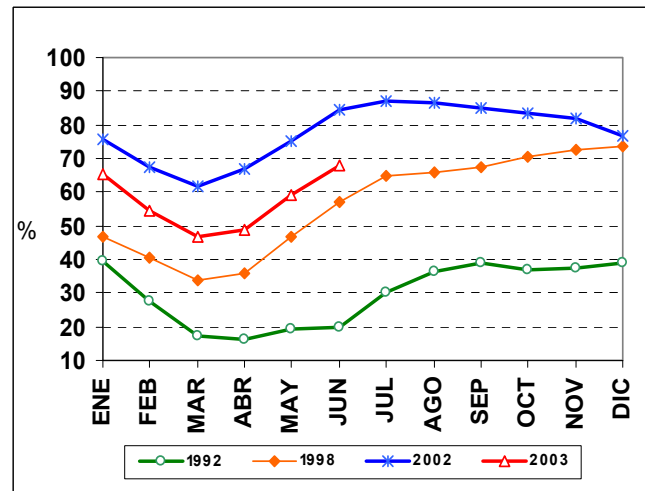


Figura 3. Evolución del embalse agregado

SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SIN

VARIABLES	JUN - 03	MAY - 03	ABR - 03	MAR - 03	FEB - 03	ENE - 03	DIC - 02	NOV - 02	OCT - 02	SEP - 02	AGO - 02	JUL - 02
DEMANDA												
Dem. Energía GWh	3,670.80	3,917.44	3,720.52	3,916.37	3563.74	3,809.03	3,907.53	3,758.89	3,893.14	3,754.53	3,827.57	3,756.50
Dem. Máx Potencia MW	7,633.00	7,660.00	7,696.00	7,637.00	7,7745.00	7,484.00	8,078.00	7,65400	7,492.00	7,433.00	7,437.00	7,352.00
CAPACIDAD												
Capacidad Efectiva* MW	13,328.95	13,328.95	13,366.32	13,438.95	13,438.95	13,475.18	13,466.0	13,055.59	13,054.79	13,083.76	13,083.76	13,090.89
DISPONIBILIDAD PROMEDIO												
Hidráulica MW	7,862.06	7,682.22	7,616.79	7,769.54	7,899.02	8,371.28	8,313.80	7,597.64	7,570.21	7,833.23	7,827.47	7,703.72
Carbón MW	678.64	675.01	671.29	680.14	680.32	685.07	681.10	551.59	523.49	683.22	671.72	630.40
Gas MW	3,181.50	3,214.56	3,264.63	3327.15	3461.49	3373.40	3264.69	3138.01	3165.07	3513.84	3416.51	3264.53
Menores MW	132.15	130.68	128.08	132.81	126.64	128.79	130.61	133.82	128.45	134.30	139.15	138.41
Cog y auto MW	50.25	51.14	47.30	50.57	50.67	51.27	51.41	50.69	51.37	51.78	43.74	52.27
TOTAL	11,904.60	11,753.64	11,728.09	11,960.21	12,218.14	12,609.81	12,441.61	11,831.75	11,438.59	12,216.37	12,098.59	11,159.33
APORTES Y EMBALSE												
Res. Brutas Hídricas GWh	10,786.20	9,433.10	7,744.56	7,394.69	8,684.69	10,380.25	12,190.12	13,394.25	13,644.57	13,930.67	14,134.10	14,221.73
Embalse Volumen %	67.87	59.35	48.73	46.53	54.64	65.31	76.70	81.79	83.32	85.06	86.31	86.84
Aportes Acumulado %	91.16	103.78	105.39	82.23	61.04	51.18	67.92	65.31	63.52	75.27	95.51	87.55
GENERACIÓN												
Hidráulica GWh/mes	2,955.72	2,940.23	2,798.20	2,853.16	2,601.70	2,743.57	2,757.72	2,908.32	2,902.02	2,901.75	2,956.73	3,049.62
Carbón GWh/mes	171.33	266.08	336.45	377.04	267.24	297.21	264.94	112.64	227.94	187.25	168.04	76.88
Gas GWh/mes	452.87	541.91	546.14	692.96	586.45	682.66	783.10	630.63	653.87	592.49	618.64	538.72
Menores GWh/mes	115.88	122.59	105.50	88.35	70.86	82.44	99.74	99.92	96.86	83.47	92.13	104.07
Cogen y autoprod GWh/mes	37.27	39.27	32.67	37.19	32.63	35.18	40.70	37.97	39.77	34.24	33.03	26.19
TOTAL	3,733.07	3,910.09	3,818.96	4,048.70	3,558.88	3,841.06	3,946.20	3,789.48	3,920.46	3,799.20	3,868.57	3795.48
FACTOR UTILIZACIÓN												
Hidráulico	0.47	0.46	0.44	0.49	0.49	0.44	0.45	0.53	0.52	0.51	0.51	0.53
Carbón	0.34	0.52	0.67	0.73	0.57	0.58	0.52	0.23	0.44	0.38	0.33	0.15
Gas	0.17	0.20	0.20	0.26	0.30	0.28	0.29	0.24	0.24	0.22	0.22	0.19
Menores	0.69	0.71	0.63	0.52	0.46	0.48	0.59	0.62	0.58	0.51	0.55	0.62
Cog y auto	0.81	0.82	0.70	0.78	0.76	0.74	0.85	0.82	0.83	0.74	0.69	0.55
PRECIOS DE BOLSA Y CONTRATOS												
Prom. Precio Bolsa \$/kWh	65.02	69.46	79.99	76.60	72.01	69.21	64.27	53.39	59.62	49.07	45.50	42.28
Contratos \$/kWh	71.95	72.46	73.47	72.43	71.85	72.68	68.69	66.70	66.50	63.94	62.77	61.75
CERE \$/kWh	32.51	31.63	32.85	31.49	35.84	32.93	31.11	29.92	28.78	31.30	29.58	29.35

Fuente: MEM, CND Res. Reservas Dem. Demanda. * Incluye cogeneración y autoprodutores: 64,1 MW. Cog y auto: 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: 2190 MW							
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: 8265 MW							
<u>Porce 3</u>	<u>660</u>	<u>Turbina Francis</u>	<u>Anorí - Amalfi</u>	<u>Antioquia</u>	<u>Jun - 10</u>	<u>EEPPM</u>	<u>2</u>
Nechi	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	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 (otros)	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.

PROYECTO DE GAS DE CUSIANA

Para finales del mes de agosto de 2003 se espera haber finalizado los estudios de ingeniería básica de la ampliación de la planta de tratamiento de gas natural de los campos de Cusiana y Cupiagua. Se tiene planeado que esta planta entre en operación a comienzos del año 2005 con una capacidad de 180 MPCD.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE 500 kV

La UPME remitió a la CREG para sus comentarios y aprobación los documentos de selección de los proyectos Bogotá 500 y Costa 500, para este mismo propósito remitió los términos de referencia de las compensaciones capacitivas de Cúcuta (60 MVAR) y Bogotá (75 MVAR). Se espera que las convocatorias públicas se abran a principios del mes de agosto.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Desde el 01 de marzo de 2003 se dio inicio al intercambio de energía a través del enlace internacional Jamondino – Pomasqui a 230 kV.

El comportamiento de la exportación e importación de energía por parte de Colombia a través de los diferentes enlaces de transmisión con Ecuador se aprecia en la figura 4.

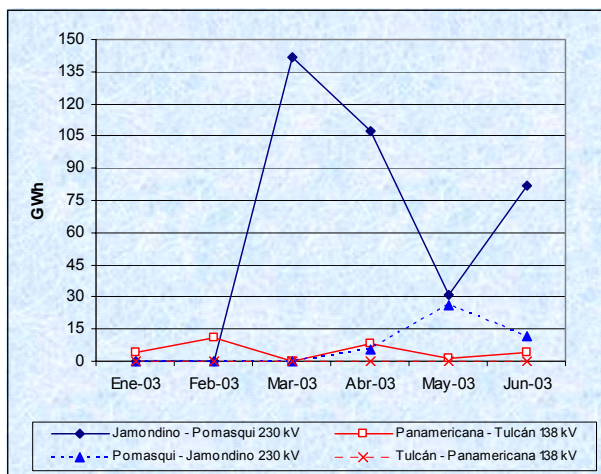


Figura 4. Exportación e Importación de energía de Colombia con Ecuador

Al finalizar el mes de junio el total de energía exportada acumulada por Colombia hacia Ecuador durante el año 2003 ha sido de 391.16 GWh de los cuales por la línea Jamondino – Pomasqui se han exportado 361.71 GWh y por el circuito Panamericana – Tulcán a 138 kV 29.46 GWh.

Por otra parte Colombia ha importado desde Ecuador durante el año 2003 un total de 43.50 GWh, a través del enlace Pomasqui – Jamondino.

PROYECTO DE TRES GARGANTAS EN CHINA³

El proyecto de tres gargantas será el proyecto con la mayor capacidad instalada (18,200 MW) a nivel mundial, se estima una producción de energía anual de 84,680 GWh, equivalente a una séptima parte de la demanda de energía de China de 1992 y aproximadamente dos veces la generación actual de Colombia. Para generar tal cantidad de energía el proyecto contará con un grupo de 26 turbogeneradores, los contratos para la construcción de estos se realizaron con ABB, Alstom, General Electric, Kvaerner y Voith-Siemens.

El tiempo estimado de construcción del proyecto es de 17 años y su construcción esta proyectada en tres fases: la primera fase comprendió el periodo de 1993 – 1997, en la cual se bloqueo el río Yangtze. La segunda comprende el período 1998 hasta 2003, la cual finalizará cuando la primera unidad de generación este en línea y comience la operación de navegación, de igual manera se estima que en este año el agua alcance un nivel de 175 m. La tercera fase se tiene planeada que comience en el año 2004 y finalice en el 2009 con la entrada en operación los 26 turbogeneradores. El pasado 10 de julio entró en pruebas el primer turbogenerador.

El área inundada del proyecto es de aproximadamente 632 km², estimándose un costo de US\$ 28 billones. El proyecto ha tenido un enorme cuestionamiento desde el punto de vista ambiental, social entre otros por diversos organismos internacionales. Se estima un desplazamiento de población entre 1.2 y 1.9 millones de personas, sumergiendo 19 ciudades y 326 poblaciones.

³ Este texto ha sido tomado de los siguientes artículos y sitios de internet: La presa China de "Las tres gargantas" comienza a producir electricidad en fase de prueba". El mundo.es 10 de julio de 2003
International Rivers network
www.china-embassy.org