

Consejo Nacional de Operación CNO

ACTA DE LA REUNION No. 83

Fecha: Diciembre 2 de 1998
Lugar: Hotel Cartagena Hilton- Cartagena
Hora: 6:00 P.M.

ASISTENTES PRINCIPALES:

CHIVOR S.A.
CORELCA
CODENSA S.A.
EBSA
EMGESA
EEPPM
EPSA
ISA
ISAGEN
PROELECTRICA
TERMOFLORES
CND

Fabio Berón Zea.
Andrés Yabrudy
Víctor Jiménez López
Libardo Ramírez
Luis Fredes B.
Rafael Pérez C.
Bernardo Naranjo
Juan Diego Gómez
Alberto Olarte A.
Reynaldo Foschini A.
Hilberto Díaz M.
Pablo H. Corredor A.

INVITADOS:

CODENSA S.A.
EMGESA
EEPPM
ISA
ISA
ISA
ISA
MERILECTRICA
NORDESTE
UPME

Olga Cecilia Pérez R.
Fabio Quitián R.
Ana C. Rendón E.
Juan Diego Gómez
Alvaro Murcia C.
Edgar Enrique Díaz H.
Ever Maya S.
Tomás F. López T.
Wilson Uribe V.
Arcenio Torres A.

Secretario Técnico:
Germán Corredor A.

Actúa como Presidente el Dr. Luis Fredes B.

Consejo Nacional de Operación CNO

TEMARIO

1. Informe Comités
2. Informe Seminario Mercado Mayorista
3. Varios

DESARROLLO DE LA REUNION

Se verifica el cumplimiento del quórum reglamentario.

1. INFORME DE COMITÉS

El Secretario Técnico informa que la semana anterior se efectuó una reunión con los presidentes de los comités y subcomités donde se presentó un informe de las actividades de cada grupo y se definieron los mecanismos de coordinación con el secretario técnico. Se definió hacer, en lo posible, reuniones con este grupo previas a las reuniones del Consejo.

Comité de Distribución. Se informa que se efectuó la primera reunión, en la cual se eligió como presidente a Codensa. Se está trabajando en las tareas asignadas por el C. N. O. referentes al manejo de las demandas operativas y al cumplimiento del reglamento de distribución, establecido en la resolución 070 de 1998 de la CREG.

Comité de Centros de Control. Se informa que se nombró como presidente a EE.PP.M. En la última reunión se analizó la visión de largo plazo del C.N.D. sobre la coordinación, supervisión y operación del S.T.N., del cual se concluyó sobre la importancia de revisar para esta visión, el tema de seguridad del sistema y el de costos del servicio. El comité solicita al C.N. O. contratar una consultoría con el fin de evaluar este último aspecto.

El C.N.D. solicita que, dada la importancia de este tema, sea tratado en una próxima reunión del Consejo. El Consejo aprueba la solicitud del CND. En consecuencia el tema será tratado en una de las primeras reuniones del próximo año.

Comité de Operación. Se informa que se eligió como presidente a EE.PP.M. Se anexa informe del comité, el cual forma parte de la presente acta.

Se trata el tema del Consejo telefónico. Al respecto, el presidente del Consejo plantea que hubo errores en el procedimiento, puesto que el Comité de Operación no puede citar un Consejo telefónico.

EE.PP.M, manifiesta que se debe tener en cuenta el trabajo del comité.

El Consejo decide convalidar la decisión del Consejo telefónico, en el cual se presentaron 8 votos a favor y uno en blanco, respecto a tomar los mínimos

Consejo Nacional de Operación

CNO

operativos, de acuerdo con el documento ISA.... Se adhieren con votos a favor Termoflores y Emgesa.

Teniendo en cuenta el vacío reglamentario sobre la citación telefónica, el Consejo acuerda que el Presidente, el Secretario Técnico y el Gerente del C.N.D., podrán citar este tipo de Consejos, siempre que se trate solo un tema y que revista urgencia. Se requiere consultar a todos los miembros del Consejo y que al menos el 90% responda la consulta. Igualmente, la aprobación de un acuerdo por parte de un Consejo telefónico requiere el voto favorable del 75% de los miembros que respondan la consulta.

Subcomité de Estudios Eléctricos. Este subcomité viene analizando el tema de la responsabilidad frente a la disponibilidad de los elementos del transporte y, en especial la del transportador frente a situaciones operativas que le competen.

Sobre este tema, el Consejo considera que se debe profundizar más, tener en cuenta el estudio de Synex y acuerda solicitarle a la CREG que se pronuncie al respecto.

En consecuencia con lo anterior, el Consejo acuerda solicitarle una reunión a la CREG para tratar en forma general el tema de restricciones.

Subcomité de revisión y Vigilancia del SIC. Se informa que se nombró como presidente del Subcomité a EE.PP.M. Se viene tratando el tema de fronteras especiales. Igualmente se informó que se viene haciendo una gestión frente al Ministerio de Hacienda, con el fin que se le dé a la Bolsa de Energía el mismo tratamiento que a la Bolsa de valores, respecto al impuesto del 2 x 1000 en las transacciones bancarias.

Se sugiere que el SIC busque mecanismos de negociación con los bancos para reducir este gravamen teniendo en cuenta los montos de los depósitos que maneja la Bolsa.

2. INFORME SEMINARIO

El Secretario Técnico informa que ha habido una buena inscripción de asistentes y que con la colocación de "stands" y pendones, está asegurada la financiación del evento. Igualmente, han confirmado los conferencistas, a excepción del señor ministro de minas y energía quien tiene dificultades para asistir, debido a que el día sábado debe salir para México en las primeras horas de la mañana.

3. VARIOS

a) El gerente del C.N.D. informa que están disponibles los cálculos del cargo por capacidad y que las empresas que quieran verificar en detalle los cálculos pueden ir a Medellín a revisarlos.

Consejo Nacional de Operación

CNO

b) Respecto al cambio de milenio, el Consejo acuerda advertir al Ministerio y a la Creg respecto a las connotaciones jurídicas que puede tener no tomar las medidas ordenadas por la ley al respecto.

c) Isagen insiste en reconsiderar el tema de redespachos por vertimientos. Se hace lectura de carta donde expone sus puntos de vista, de la cual se destaca la posición frente a las desviaciones, pues tal como fue aprobado por el Consejo puede atentar contra la seguridad del sistema.

El C.N.D. manifiesta que el tema es manejable, siempre y cuando se le informe previamente.

El Consejo considera que si la desviación es autorizada por el C.N.D no debe haber problema.

En este punto el C.N.O. hizo claridad sobre el tratamiento comercial de las inflexibilidades y arranques de unidades térmicas cuyos costos se recuperarán incluyéndolos en el precio de oferta, en las horas en que la unidad de generación involucrada sea despachada.

d) Emgesa solicita autorización de desviación en la cadena Casalaco.

Después de una amplia discusión, el Consejo acuerda no autorizar la desviación solicitada por Emgesa y seguir tratando el tema de las desviaciones en un próximo C.N.O.

e) Merieléctrica presenta el tema de generación de seguridad en el Magdalena Medio, puesto que el costo operativo es muy superior incluso al costo de racionamiento. El Consejo considera que no se puede obligar a ningún agente a generar a pérdida y por tanto, sugiere a Merieléctrica que oferte de acuerdo con sus verdaderos costos.

Se solicita tratar el tema con la Creg en la reunión que se sostenga con ellos.

El C.N.D. informa que la Creg solicitó de manera informal analizar si cuando una oferta supera el costo de racionamiento se debe racionar o no y sobre si el racionamiento es un recurso que se debe ofertar o no.

El Consejo acuerda pedirle a la Creg que haga la solicitud por escrito.

Se acuerda solicitarle al ISA información sobre el plan de eliminación de restricciones.

f) ISAGEN informa que se viene negociando con Ecopetrol el tema de los "take or pay" de gas y que, en principio, ha informado que solo puede satisfacer el 45% de los contratos de suministro firmados para el interior del país. Este aspecto no es

Consejo Nacional de Operación

CNO

coherente con el cargo por capacidad que obliga a tener contratos en firme de combustible para atender las situaciones críticas.

Siendo las 9:30 P.M. se da por terminada la reunión

El Presidente,

A handwritten signature in dark ink, appearing to be 'J. B. B.', written over a horizontal line.

El Secretario Técnico,

A handwritten signature in dark ink, consisting of a series of loops and a horizontal line, written over a horizontal line.



Operación
de Mercados
de Energía

*Información Eléctrica y
Energética*

Niveles Mínimos Operativos

Horizonte Diciembre 01/98 – abril 30/99

**DIRECCIÓN PLANEACIÓN ENERGÉTICA
GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

**Documento ISA UENCND 98 – 510
Medellín, Noviembre 25 de 1998**

1. OBJETIVO

Presentar los niveles mínimos operativos para el periodo noviembre/98 -abril/99 resultantes de la revisión por cambios en los supuestos de cálculo en dichos niveles según lo establecido en la resolución CREG 100 de 1997.

2. ANTECEDENTES

ISA publicó en el documento ISA-CND-98-144 los niveles de los mínimos operativos para el periodo mayo 01/98 a abril 30/99 con información enviada por la empresas hasta abril de 1998. En el periodo mayo a noviembre de 1998 se han presentado cambios considerables en los supuestos de cálculo de los niveles empleados en el documento ISA-CND-98-144 y que se resumen a continuación:

- Revaluación de los escenarios de crecimiento de demanda de la UPME.
- Modificaciones en el plan de expansión de generación.
- Retiros temporales o definitivos de unidades de generación.
- Cambio en el supuesto de índices de indisponibilidad de unidades de generación a usar en el cálculo de los niveles mínimos operativos establecido por la resolución CREG 113 de 1998 (Resolución 113/98 En el artículo 6o. : El numeral 3 del artículo 1o. de la Resolución CREG 100 de 1997 quedará así: " Índices de indisponibilidad de generación: De acuerdo con lo establecido en el anexo CO - 1 de la resolución CREG 025 de 1995")

En consecuencia de lo mencionado anteriormente el CND procede a actualizar los niveles mínimos operativos para el periodo diciembre 01/98 a abril 30/99 basándose en las facultades legales que le otorga la Comisión de Regulación de Energía y que están soportadas por los siguientes apartes de las resoluciones de la CREG.

• **Resolución. CREG 100/97, artículo 1o. Último inciso :** *"El CND podrá ajustar los niveles operativos en la medida en que cambien los supuestos sobre los cuales se calculan".*

• **Resolución 056/98 En el artículo 6o. "Niveles Mínimos operativos":** *"De acuerdo con lo dispuesto en el último inciso el artículo 1 de la resolución CREG 100/97, el CND podrá ejercer las facultades que allí se establecen, cuando se produzcan retiro de unidades y/o plantas de generación".*

3. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para estimar las proyecciones de los niveles mínimos operativos en el periodo diciembre 01/98 -abril 30/99, corresponde a la descrita por la CREG en la Resolución 025 de 1995 Capítulo Código de Operación.

4. SUPUESTOS

4.1 Demanda de energía

Para el presente estudio se tuvo en cuenta el escenario de demanda media revaluado por la UPME en septiembre de 1998. La Tabla 1 contiene la información de demanda anual de energía para este escenario y su comparación con el utilizado en el doc. 98 144.

Tabla 1
DEMANDA ANUAL DEL SIN (GWh-año)

Año	Escenario Medio Doc 98 -144 ⁽¹⁾	Escenario Medio Actual ⁽²⁾	Diferencia*
1998	45926	44980	946
1999	48180	46320	1860
2000	50045	47779	2266
2001	52488	49612	2876
2002	55700	52105	3595

* Diferencia entre escenario medio anterior y actual
Crecimientos promedio respecto de 1997 (43926 GWh)

(1) 4.9%

(2) 3.5%

La tabla 2 contiene los valores mensuales de demanda del SIN para el período mayo 1998 - abril 1999 en el escenario medio. Para el periodo mayo/98-abril/99 la revaluación del escenario medio actual contempla una disminución de 1364 GWh respecto del al escenario medio anterior. El crecimiento esperado de dicho periodo respecto al mismo del año anterior es de 1.19%.

Tabla 2
Demanda de Energía mensual (GWh)

Mes	Real May 97 - Abr 98	Real May 98 - Abr 99	Esperada(1) May 98 - Abr 99	Esperada (2) May 98 - Abr 99	Diferencia Esperados
May	3715	3791	3845	3766	79
Jun	3519	3570	3733	3656	77
Jul	3759	3742	3881	3801	80
Ago	3770	3690	3886	3806	80
Sep	3746	3621	3864	3784	80
Oct	3857	3733	3947	3866	81
Nov	3670		3858	3778	80
Dic	3794		3957	3876	81
Ene	3743		3889	3709	180
Feb	3495		3740	3528	212
Mar	3900		4088	3899	189
Abr	3734		3911	3766	145
TOTAL	44701		46599	45235	1364

(1) Documento 98 - 144

(2) Escenario medio de la UPME (Septiembre/98)

Crecimiento Esperada vs Real: $45235/44701 = 1.19\%$

4.2 Plan de Expansión

El plan de expansión empleado en este estudio corresponde al reportado por UPME el 15 de Noviembre de 1998, el cual es descrito en la siguiente tabla.

Tabla 3
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Planta	Capacidad (MW)	FAMP
T.Valle	214	Enero 15 de 1999
T. Paipa 4	168	Febrero 1 de 1999
Pajarito	4.5	Febrero 20 de 1999
T. Emcali	232.6	Marzo 1 de 1999
Dolores	8.5	Abril 20 de 1999
Rio Piedras	19.4	Junio 1 de 1999
Urra 1	85	Diciembre de 1999
	85	Febrero de 2000
	85	Abril de 2000
	85	Junio de 2000
T. Centro C.C	100	Septiembre de 2000
Porce II	131	Abril de 2000
	131	Junio de 2000
	131	Agosto de 2000
Miel I	125	Abril de 2002
	125	Julio de 2002
	125	Octubre de 2000

Los cambios fundamentales de este plan con relación al usado en documento ISA - UENCND 98 - 144 corresponden al atraso de TermoValle, que en abril/98 se esperaba una entrada en operación de la primera unidad en mayo/98 y la segunda en agosto/98, y en el presente se tiene la entrada de las dos unidades en enero/99. Por otra parte se encuentran unos adelantos en las fechas de análisis energéticos y en capacidades brutas Paipa 4 y TermoEmcali.

Las nuevas plantas menores se modelaron con sus similares existentes del SIN como plantas determinísticas con un factor de utilización promedio propio de estas plantas en hidrología crítica.

4.3 Retiro de Unidades de generación

La tabla 4 muestra las unidades generadores que han reportado su retiro definitivo o temporal del SIN , acompañado del mes a partir del cual se modeló su retiro según los comunicados.

Unidad	MW	Comentarios
Opón	208	Retirada desde julio 1/98
Yumbo 3	30	Retirada a partir de octubre 1998
Barranquilla1	50	Se retirará el 27 de nov de 1998
Tibú 1,2,3	15	Se retirará el 17 de dic de 1998
Calderas	26	Retirada a partir de 16 sept 1998
La Unión 1,2,3,4	47	Se retiran a partir de dic/98 excepto La Union 4: 27 ene 1999
Riomar	10	Se retira a partir de dic/98
Cospique 1,2,3,4,5	36	Solicita retiro pero el CND objeta

4.4 Disponibilidad Térmica

La resolución 113 de 1998 modifica el anexo CO - 1 (Cálculo de índices de indisponibilidad de generación) de la resolución CREG - 025 de 1995, y también modifica la resolución 100 de 1997 estableciendo que para el cálculo de los niveles mínimos operativos se debe utilizar índices de indisponibilidad de las plantas de generación descritos en dicho anexo.

En forma general la nueva metodología de índices de indisponibilidad clasifica a las unidades y plantas de generación en tres grupos según el número de meses que lleva en operación:

- Plantas con 36 meses o más
- Plantas con menos de 36 meses (Nuevas)
- Plantas Futuras

Para cada uno de estos grupos se define un IH a usar:

- Para plantas con 36 meses o más se empleará, para todo el horizonte, el índice calculado con la información de los últimos 36 meses. El periodo utilizado es Oct 01/95 - Sep 30/98.
- Para plantas futuras o con menos de 36 meses de operación la resolución 113 de 1998 establece:

"Toda unidad que tenga menos de 36 meses de operación con la misma configuración con la que se está evaluando, será considerada una unidad nueva. Cuando por decisión del agente, se configuren diferentes unidades como una sola planta, la historia de la misma se tomará a partir de la fecha de entrada en operación de la última unidad del grupo."

El IH de una unidad nueva, se determina de acuerdo con su tiempo de operación, consultando directamente la siguiente tabla:

Tipo Planta	1er. Año (1era. columna)	2do. Año (2da. columna)	3er. Año (3ra. columna)
Gas	0.2	El menor valor entre 0.15 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Carbón	0.3	El menor valor entre 0.2 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Hidráulicas	0.15	El menor valor entre 0.1 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación

La cual se aplicará para efectos de su uso de la siguiente forma:

- Si una unidad aún no ha entrado en operación pero se considera en el horizonte de análisis, los IH's a utilizar son: a) primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna, b) segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas, 0.2 para unidades térmicas a carbón y 0.1 para unidades hidráulicas.
- Si una unidad está en operación y tiene menos de 12 meses de operación, los índices a utilizar son: a) Durante el primer año de operación de la unidad, el valor de la primera columna; desde el segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas, 0.2 para unidades térmicas a carbón y 0.1 para unidades hidráulicas.
- Si una unidad está en operación y tiene más de 12 meses de operación pero menos de 24 meses de operación, los índices a utilizar son: para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, el valor resultante de la segunda columna.
- Si una unidad está en operación y tiene más de 24 meses pero menos de 36, los índices a utilizar son: para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, el valor resultante de la tercera columna.

Estos índices se adaptarán a los modelos de planeamiento indicativo energético."

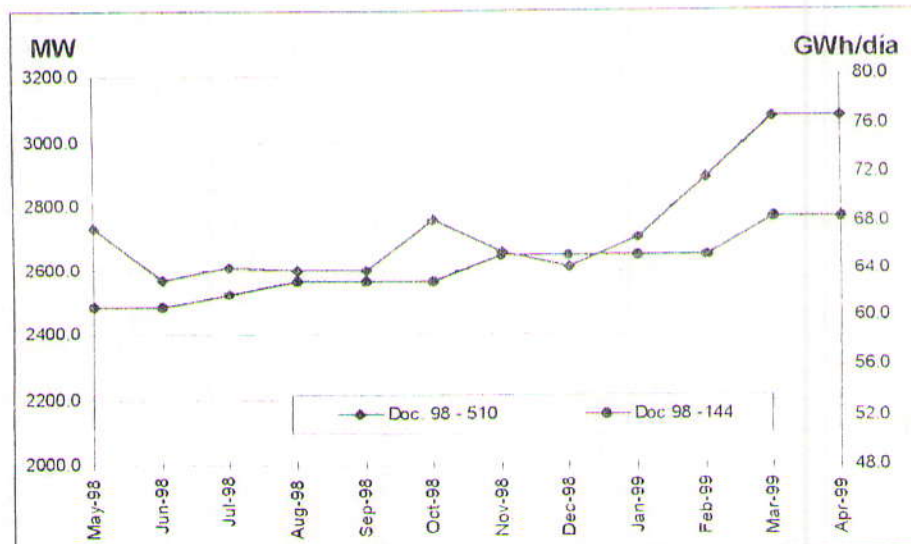
El modelo AS empleado para el cálculo de los niveles mínimos operativos requiere de un índice para plantas en el primer año de estudio (01 de mayo de 1998 - 30 de abril de 1999) y otro para el resto del horizonte de estudio (01 de mayo de 1999 - 30 de abril de 2003). Para el caso de unidades con 12 meses o más, esta condición no tiene ninguna dificultad dado que la nueva metodología de índices les define un único valor para todo el horizonte. En el caso de unidades con menos de 12 meses y unidades futuras, el cambio de índice después del primer año de operación se produce durante el horizonte de estudio y es necesario promediar (para obtener un equivalente energético) los valores del índices de estas plantas en el primer año y resto del horizonte de **simulación**. El siguiente cuadro muestra los promedios obtenidos de esta

consideración.

	Futuras			Nuevas							
	Valle	Emcali	Paipa 4	Merilectrica	Sierra1	Sierra2	Flores3	TEBSA	Tebsa21	Tebsa22	TebsaB1
May-98				0.2	0.2	0.2	0.2		0.15	0.2	0.15
Jun-98				0.2	0.2	0.2	0.2		0.15	0.2	0.15
Jul-98				0.2	0.2	0.2	0.2		0.15	0.2	0.15
Aug-98				0.2	0.2	0.2	0.2		0.15	0.2	0.15
Sep-98				0.2	0.2	0.2	0.2		0.15	0.2	0.15
Oct-98				0.2	0.2	0.2	0.2		0.15	0.2	0.15
Nov-98				0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			
Dec-98				0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			
Jan-99	0.2			0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			
Feb-99	0.2		0.3	0.15	0.15	0.2	0.2	0.2			
Mar-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.2	0.2	0.2			
Apr-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.2	0.2			
May-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2			
Jun-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2			
Jul-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2			
Aug-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2			
Sep-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2			
Oct-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2			
Nov-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Dec-99	0.2	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Jan-00	0.15	0.2	0.3	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Feb-00	0.15	0.2	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Mar-00	0.15	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Apr-00	0.15	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Resto hzte (36 meses)	0.15	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15			
Primer Año	0.2	0.2	0.3	0.1875	0.1875	0.19583	0.2	0.2	0.15	0.2	0.15
Resto Horizonte	0.1583	0.16042	0.21875	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15625	-	-	-

La siguiente gráfica muestra la evolución de la disponibilidad de térmica del sistema considerando los supuestos de disponibilidad, plan de expansión y retiro de unidades descritos con anterioridad.

Evolución de la disponibilidad Térmica (MW)



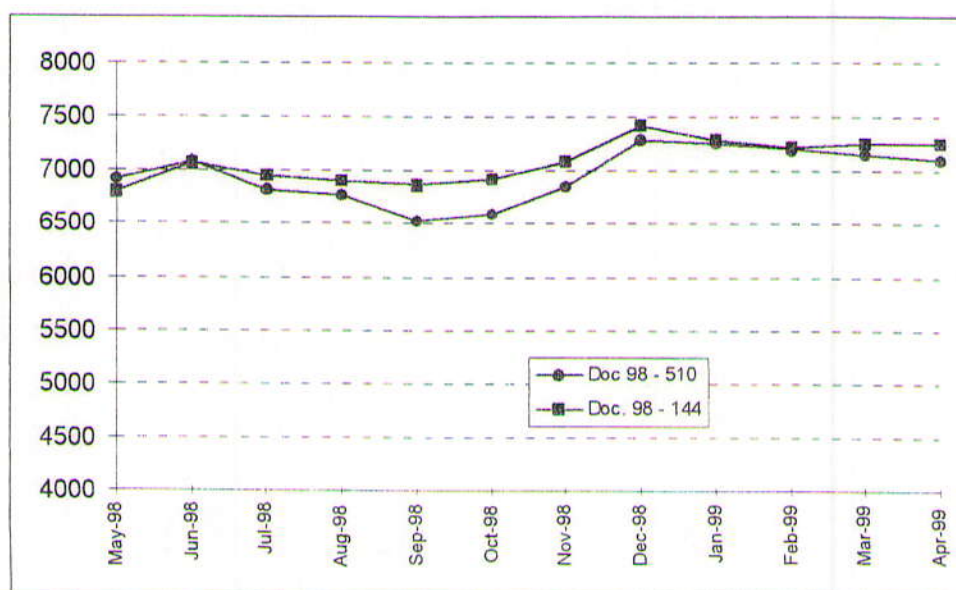
En la gráfica anterior se puede observar como a pesar de los retiros de unidades térmicas y del atraso de Termovalle, la nueva disponibilidad se ubica por encima de la disponibilidad del estudio anterior en la mayor parte del primer año de simulación, situación que obedece fundamentalmente al nuevo supuesto de índices de indisponibilidad. Al final del periodo, se produce una ganancia que se atribuye al adelanto en las fechas de análisis de mediano plazo

de los proyectos de Paipa 4 y TermoEmcali respecto a lo considerado en abril/98. En el Anexo 1 al final del documento se detalla la disponibilidad para cada una de las unidades térmicas del SIN.

4.4 Disponibilidad hidráulica

En el Anexo 1 se presenta la disponibilidad de las unidades de generación hidráulica para el período mayo 1998 - abril 1999. Para el primer año de simulación, se emplearon los índices de indisponibilidad histórica de corto plazo (ICP) presentados en el documento ISA CND-97-050¹ y los mantenimientos reportados por la empresas y utilizados en el planeamiento indicativo energético. Para el resto del horizonte se emplearon los índices de indisponibilidad histórica (IH) resultantes de la aplicación de la resolución CREG 113 de 1998. La siguiente gráfica ilustra disponibilidad hidráulica del SIN del presente documento y su comparación con el anterior.

Disponibilidad Hidráulica (MW)



4.5. Datos básicos de embalses

Los parámetros de los embalses del Sistema Interconectado Nacional utilizados en el presente estudio fueron los siguientes:

¹ Documento ISA CND-97-050 "Revisión. Índices de indisponibilidad histórica de las unidades generadoras del SIN, período noviembre 1 de 1996 - agosto 31 de 1997", noviembre 14 de 1997

Datos básicos de embalses

Embalse	Máximo Técnico Mm3	Mínimo Técnico Mm3	Factor de conversión promedio		Volumen	
			MW/m3/s	GWh/Mm3	Bruto GWh	Neto GWh
PENOL	1168.94	70.13	13.532	3.7589	4394	4130
SANLORENZO	148.85	0.00	8.839	2.4553	365	365
PLAYAS	56.13	5.43	6.610	1.8361	103	93
PUNCHINA	49.04	11.10	5.023	1.3953	68	53
MIRAFLORES	101.04	5.72	8.561	2.3781	240	227
TRONERAS	26.18	4.25	8.561	2.3781	62	52
RIOGRANDE2	152.14	13.50	7.720	2.1444	326	297
ESMERALDA	624.82	0.00	6.369	1.7692	1105	1105
ALTOANCHICAYA	30.10	0.00	4.160	1.1556	35	35
MADRONAL	437.50	0.80	1.780	0.4944	216	216
SALVAJINA	731.32	0.00	0.923	0.2564	188	188
PRADO	500.00	82.50	0.414	0.1149	57	48
BETANIA	1019.74	0.00	0.586	0.1627	166	166
GUAVIO	787.32	0.00	9.940	2.7611	2174	2174
MUNA	41.40	16.52	15.084	4.1901	173	104
TOMINE	690.00	10.00	15.084	4.1901	2891	2849
SISGA	96.50	20.00	15.084	4.1901	404	321
NEUSA	99.90	50.00	15.084	4.1901	419	209
CHUZA	227.00	0.00	15.084	4.1901	951	951
Total					14339.6	13583.6
Total sin Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Salvajina					9486.9	9066.1

De acuerdo con las Resoluciones 025 y 058 de 1995, los embales de Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Salvajina no se incluyen dentro de los embalses entre los cuales se almacene agua para cubrir contra contingencias hidrológicas al SIN debido a que son *embalses con prioridad de utilización diferente de la energética*. (Art. 2 Res CREG 058 de 1995). Por lo tanto, la reserva máxima del embalse que resulta de agregar el nivel máximo de los embales con mínimos operativos es de 9066 GWh o sea un 67% del total (9066/13583)

5. Resultados de la simulación

Mediante el modelo de optimización por aproximaciones sucesivas (AS) se calculó la política de costos en el horizonte Noviembre 01 de 1998 - octubre 30 del 2003, para cien series sintéticas. Se procedió a realizar la simulación con horizonte de 12 meses (mayo 01 de 1998 - abril 30 de 1999) tomando escenarios hidrológicos con diferentes PSS, y determinando las series hidrológicas para las cuales el sistema no presenta racionamientos. De acuerdo con la metodología vigente y escrita en la resolución CREG-025 de 1997, esta hidrología define la curva de Mínimos Operativos Inferior.

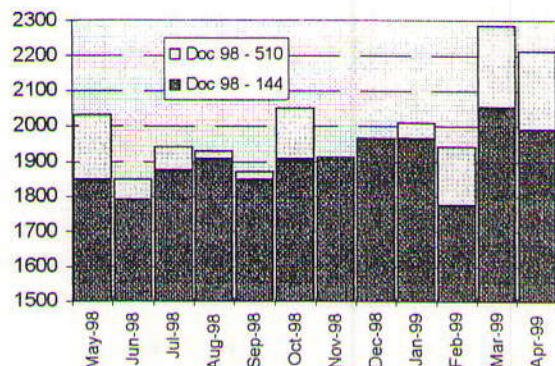
Acorde con la Resolución CREG- 100 de 1997, según la cual , "El Sistema Interconectado Nacional deberá protegerse contra una contingencia hidrológica hasta del 95% de PSS (Probabilidad de Ser Superada), o en su defecto la máxima factible, ...", se obtuvo los racionamientos presentado en el SIN con una hidrología del 95% de PSS para el caso simulado, y que definen la curva de niveles mínimos operativos superiores.

La siguiente tabla y gráfica muestra la generación térmica mensual del sistema para la

disponibilidad asumida, y su comparación con el documento 98 -144.

Generación Térmica Mensual (GWh)

	Doc 98 - 144	Doc 98 - 510	Diferencia
May-98	1849	2034	185
Jun-98	1789	1849	60
Jul-98	1873	1943	69
Aug-98	1907	1931	24
Sep-98	1846	1869	23
Oct-98	1907	2051	144
Nov-98	1904	1910	6
Dec-98	1968	1940	-28
Jan-99	1968	2010	42
Feb-99	1777	1941	164
Mar-99	2057	2286	229
Apr-99	1991	2214	223
Total	22837	23977	1141



Para el periodo mayo/98 - abril/99 se obtiene un aumento de 1141 GWh respecto del estudio anterior. Lo anterior tiene un efecto aditivo a la reducción de la demanda de energía (1364 GWh) logrando una disminución del déficit. del sistema ante contingencias hidrológicas.

Los cuadros que se muestran a continuación resumen los resultados obtenidos en el proceso descrito anteriormente. Los resultados del cálculo de los niveles mínimos operativos actuales (documento ISACND 98 -144) se muestran igualmente a modo de comparación.

VIGENTE			
98 - 144			
MOI	75 pss	Descarga	2207
	95 pss	Déficit	2103
		M. Técnico	421
MOS en nov de 1998			4731

REVISIÓN			
1998 - 1999 Dem Media			
MOI	80 pss	Descarga	1585
	95 pss	Déficit	663
		M. Técnico	421
MOS en nov de 1998			2669.2

Valores en GWh

MOI : Mínimo operativo inferior

MOS : Mínimo operativo superior

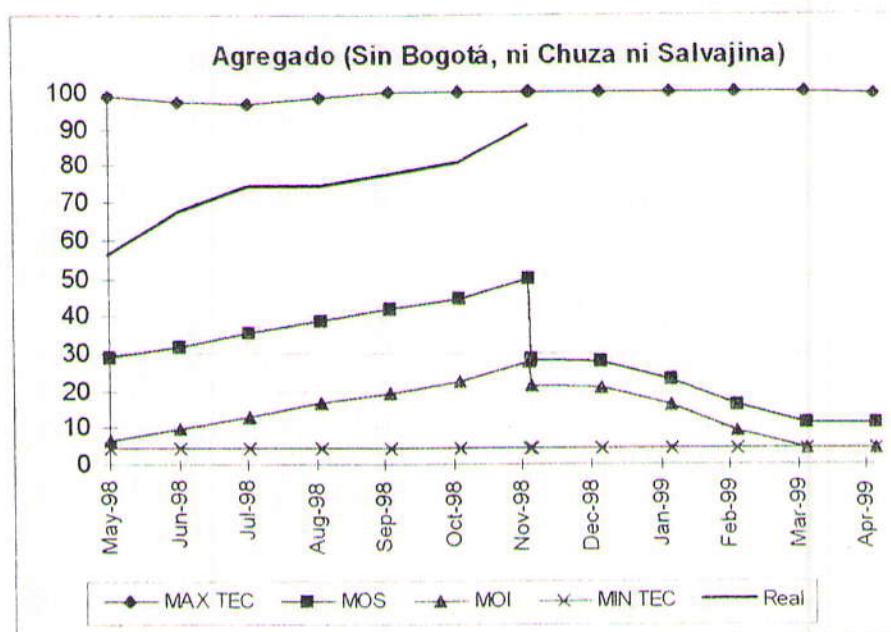
Diferencia 2062

Para las condiciones del sistema modeladas en el estudio anterior, el déficit presentado en el periodo mayo/98 - abril/99, ante una hidrología del 95 PSS era de 2103 GWh. Para la misma hidrología y la condiciones de expuestas en este documento, el déficit se reduce a 663 GWh.

Por otra parte la hidrología más crítica que el sistema considerado en el doc 98 -144 podía sobrellevar sin presentar déficit, correspondía al 75 PSS y se requerían desembalsamientos en todo el verano de 2207 GWh. para las nuevas condiciones, el sistema puede soportar una hidrología más crítica (80 PSS) sin presentar déficit e incluso con menores descargas en el verano (1585 GWh).

Con los valores expuestos anteriormente y con el nivel mínimo técnico del embalse agregado (sin agregado Bogotá, ni Chuza ni Salvajina) , encontramos que para el final de noviembre de 1998 (punto máximo del MOS) se obtiene una disminución de los nivel superior de 2062 GWh es decir cerca del 23% del embalse agregado.

En la figura siguiente se presenta la evolución mensual de las reservas agregadas para el nivel de contingencia (hidrología del 95% de PSS), reserva mínima, máximo operativo y mínimo técnico en el período diciembre 01 de 1998 - abril 30 de 1999. Igualmente se presentan los valores de los niveles vigentes hasta el 30 de noviembre de 1998 y la evolución real del embalse desde mayo/98 hasta noviembre 24/98.



En el Anexo 2 se presentan los niveles mínimos operativos para cada uno de los embalses del SIN que, de acuerdo con la Resolución CREG 058 de 1995, deben poseer curvas de mínimos operativos (se excluyen los siguientes embalses con prioridad de utilización diferente de la energética: Sisga, Tominé, Neusa, Chuza y Salvajina).

ANEXO 1

Información utilizada

DISPONIBILIDAD TÉRMICA MENSUAL (MW)

	May-98	Jun-98	Jul-98	Aug-98	Sep-98	Oct-98	Nov-98	Dec-98	Jan-99	Feb-99	Mar-99	Apr-99
PAIPA1	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
PAIPA2	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4
PAIPA3	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8
PAIPA4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.6	117.6	117.6
PALENQ3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
BARRANC1	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3
BARRANC2	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
BARRANC3	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9
BARRANC4	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
BARRANC5	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
TASAJERO	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4
SIERRA1	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9
SIERRA2	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6	120.6
ZIPAEMG3	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4
ZIPAEMG2	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9
ZIPAEMG4	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2
ZIPAEMG5	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8
LAUNION2	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAUNION4	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	0.0	0.0	0.0
BARRANQ1	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BARRANQ3	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1	47.1
BARRANQ4	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2
CARTAGE1	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2
CARTAGE2	0.0	0.0	43.1	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5
CARTAGE3	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9	47.9
COSPIQ4	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
COSPIQ5	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
BALLENA2	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
GUAJIR11	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0
GUAJIR21	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0	131.0
CHINU5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHINU8	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
DORADA	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2
TCENTRO1	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2
TCENTRO2	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
FLORES1	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5	137.5
FLORES2	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7	72.7
FLORES3	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6
PROLEC1	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7
PROLEC2	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7
TEBSAB1	382.5	382.5	382.5	382.5	382.5	382.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEBSA21	76.6	76.6	76.6	76.6	76.6	49.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEBSA22	81.4	81.4	81.4	81.4	81.4	52.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEBSA24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	217.6	613.1	613.1	613.1	613.1	613.1	613.1
GUALANDA	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
OCOA	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9
TABOR	15.5	15.5	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YUMBO3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TV2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.9	171.2	171.2	171.2
MERRIL	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3
TEMCALI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	186.1	186.1
TOPON1	83.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOPON2	83.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	2732.8	2566.4	2609.5	2595.5	2595.5	2757.0	2652.8	2607.3	2701.2	2888.3	3074.4	3074.4

DISPONIBILIDAD HIDRÁULICA MENSUAL (MW)

	May-98	Jun-98	Jul-98	Aug-98	Sep-98	Oct-98	Nov-98	Dec-98	Jan-99	Feb-99	Mar-99	Apr-99
GUATAPE	519.5	506.3	447.7	392.8	392.8	392.8	458.3	523.7	496.3	507.4	489.9	491.0
JAGUAS	149.1	146.7	40.9	74.6	24.9	129.9	149.1	149.1	149.1	149.1	149.1	149.1
PLAYAS	193.8	193.8	193.8	164.6	144.3	185.5	193.8	193.8	193.8	193.8	193.8	193.8
SANCARLOS	1033.7	1108.3	1189.0	1101.6	1083.2	1087.1	1128.3	1203.5	1189.0	1203.5	1174.4	1203.5
CALDERAS	23.4	23.4	23.4	23.4	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TRONERAS	19.8	19.8	39.5	31.9	19.8	19.8	29.6	39.5	39.5	34.6	19.8	19.8
GUADALUPE3	235.1	223.0	230.9	247.4	255.7	237.8	234.4	255.7	235.1	232.8	255.7	255.7
GUADALUPE4	163.2	136.0	138.6	124.6	125.1	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2
RIOGRANDE1	46.3	46.3	46.3	58.3	51.0	55.3	52.5	56.0	69.5	69.5	69.5	69.5
LATASAJERA	255.2	253.8	239.3	210.6	283.5	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7
CHIVOR	854.0	898.4	904.2	931.3	922.4	838.5	838.5	939.0	911.9	889.9	911.9	822.5
ALTOANCHICAYA	314.0	314.0	172.2	238.9	314.0	314.0	314.0	314.0	287.4	298.7	314.0	314.0
BAJOANCHICAYA	70.9	70.9	58.3	49.9	70.9	70.9	70.9	70.9	64.7	70.9	67.9	70.9
CALIMA1	85.1	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3	117.3
SALVAJINA	232.2	231.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	231.9
ESMERALDA	24.9	26.6	26.6	18.9	26.6	26.6	24.9	26.6	26.6	24.7	26.6	26.6
SANFRANCISCO	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	131.3	126.7	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2
INSULA	14.2	11.5	14.8	15.4	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7
PRADO	38.7	24.6	5.6	32.4	38.7	33.6	15.9	38.7	38.7	38.7	38.7	38.7
PRADO4	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	2.2	4.8	5.0	5.0	5.0	5.0
BETANIA	444.0	509.8	509.8	482.4	509.8	509.8	509.8	509.8	509.8	467.3	427.6	424.8
FLORIDA2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
RIOMAYO	19.8	19.8	18.8	19.4	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8
GUAVIO	1113.4	1113.4	1113.4	1106.3	846.2	826.1	913.0	1012.9	1113.4	1113.4	1091.9	1083.7
PARAISO	240.6	251.4	237.9	251.4	237.4	237.9	251.4	251.4	240.6	251.4	240.6	240.2
LAGUACA	265.8	277.8	262.8	277.8	262.3	262.8	277.8	277.8	265.8	277.8	265.8	265.4
CANOAS	41.2	41.2	41.2	41.2	39.9	34.6	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2
SALTO	61.8	61.8	63.8	62.1	6.3	7.8	69.6	69.6	69.6	69.6	69.6	69.6
LAGUNETAS	63.7	53.1	47.7	63.7	63.7	63.7	34.0	45.2	42.1	31.8	55.4	63.7
COLEGIO	237.5	248.1	238.8	236.1	248.1	244.1	244.0	248.1	248.1	214.2	226.8	248.1
Total	6925.1	7093.2	6826.9	6778.3	6531.1	6592.4	6857.5	7283.3	7249.1	7197.1	7147.1	7100.8

GENERACIÓN TERMICA MENSUAL (GWh)

	May-98	Jun-98	Jul-98	Aug-98	Sep-98	Oct-98	Nov-98	Dec-98	Jan-99	Feb-99	Mar-99	Apr-99	Total
PAIPA1	14.6	14.1	14.6	14.6	14.1	14.6	14.1	14.6	14.6	13.1	14.6	14.1	171.3
PAIPA2	36.8	35.6	36.8	36.8	35.6	36.8	35.6	36.8	36.8	33.2	36.8	35.6	432.8
PAIPA3	45.2	43.8	45.2	45.2	43.8	45.2	43.8	45.2	45.2	40.8	45.2	43.8	532.4
PAIPA4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79.0	87.5	84.7	251.2
PALENQ3	4.0	3.9	4.0	4.0	3.9	4.0	3.9	4.0	4.0	3.6	4.0	3.9	47.1
BARRANC1	6.9	6.7	6.9	6.9	6.7	6.9	6.7	6.9	6.9	6.2	6.9	6.7	81.0
BARRANC2	4.2	4.1	4.2	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2	4.2	3.8	4.2	4.1	49.2
BARRANC3	30.4	29.5	30.4	30.4	29.5	30.4	29.5	30.4	30.4	27.5	30.4	29.5	358.4
BARRANC4	13.1	12.6	13.1	13.1	12.6	13.1	12.6	13.1	13.1	11.8	13.1	12.6	153.7
BARRANC5	10.6	10.3	10.6	10.6	10.3	10.6	10.3	10.6	10.6	9.6	10.6	10.3	125.1
TASAJERO	59.8	57.9	59.8	59.8	57.9	59.8	57.9	59.8	59.8	54.0	59.8	57.9	704.2
SIERRA1	90.7	87.8	90.7	90.7	87.8	90.7	87.8	90.7	90.7	81.9	90.7	87.8	1067.6
SIERRA2	89.8	86.9	89.8	89.8	86.9	89.8	86.9	89.8	89.8	81.1	89.8	86.9	1056.7
ZIPAEMG3	33.7	32.7	33.7	33.7	32.7	33.7	32.7	33.7	33.7	30.5	33.7	32.7	397.3
ZIPAEMG2	22.2	21.5	22.2	22.2	21.5	22.2	21.5	22.2	22.2	20.1	22.2	21.5	261.7
ZIPAEMG4	30.6	29.6	30.6	30.6	29.6	30.6	29.6	30.6	30.6	27.7	30.6	29.6	360.5
ZIPAEMG5	23.7	22.9	23.7	23.7	22.9	23.7	22.9	23.7	23.7	21.4	23.7	22.9	278.9
LAUNION2	5.6	5.4	5.6	5.6	5.4	5.6	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.8
LAUNION4	5.8	5.6	5.8	5.8	5.6	5.8	5.6	5.8	5.8	0.0	0.0	0.0	51.5
BARRANQ1	28.2	27.3	28.2	28.2	27.3	28.2	27.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0
BARRANQ3	35.1	33.9	35.1	35.1	33.9	35.1	33.9	35.1	35.1	31.7	35.1	33.9	412.9
BARRANQ4	38.9	37.6	38.9	38.9	37.6	38.9	37.6	38.9	38.9	35.1	38.9	37.6	457.4
CARTAGE1	21.0	20.3	21.0	21.0	20.3	21.0	20.3	21.0	21.0	19.0	21.0	20.3	247.1
CARTAGE2	0.0	0.0	32.1	33.1	32.1	33.1	32.1	33.1	33.1	29.9	33.1	32.1	323.7
CARTAGE3	35.6	34.5	35.6	35.6	34.5	35.6	34.5	35.6	35.6	32.2	35.6	34.5	419.3
COSPIQ4	4.1	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	3.7	4.1	4.0	48.8
COSPIQ5	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.3	1.3	15.7
BALLEN2	7.3	7.1	7.3	7.3	7.1	7.3	7.1	7.3	7.3	6.6	7.3	7.1	85.8
GUAJIR11	97.5	94.3	97.5	97.5	94.3	97.5	94.3	97.5	97.5	88.0	97.5	94.3	1147.7
GUAJIR21	97.5	94.3	97.5	97.5	94.3	97.5	94.3	97.5	97.5	88.0	97.5	94.3	1147.7
CHINU5	2.0	1.9	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9	2.0	2.0	1.8	2.0	1.9	23.0
CHINU8	13.8	13.4	13.8	13.8	13.4	13.8	13.4	13.8	13.8	12.5	13.8	13.4	162.7
DORADA	32.9	31.8	32.9	32.9	31.8	32.9	31.8	32.9	32.9	29.7	32.9	31.8	387.1
TCENTRO1	62.6	60.6	62.6	62.6	60.6	62.6	60.6	62.6	62.6	56.6	62.6	60.6	737.2
TCENTRO2	65.4	63.3	65.4	65.4	63.3	65.4	63.3	65.4	65.4	59.1	65.4	63.3	770.5
FLORES1	102.3	99.0	102.3	102.3	99.0	102.3	99.0	102.3	102.3	92.4	102.3	99.0	1204.3
FLORES2	54.1	52.3	54.1	54.1	52.3	54.1	52.3	54.1	54.1	48.8	54.1	52.3	636.5
FLORES3	90.5	87.6	90.5	90.5	87.6	90.5	87.6	90.5	90.5	81.7	90.5	87.6	1065.2
PROLEC1	27.3	26.4	27.3	27.3	26.4	27.3	26.4	27.3	27.3	24.7	27.3	26.4	321.4
PROLEC2	26.6	25.7	26.6	26.6	25.7	26.6	25.7	26.6	26.6	24.0	26.6	25.7	312.6
TEBSA1	284.6	275.4	284.6	284.6	275.4	284.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1689.1
TEBSA21	57.0	55.1	57.0	57.0	55.1	57.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	317.9
TEBSA22	60.5	58.6	60.5	60.5	58.6	60.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	337.8
TEBSA24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	161.9	441.5	456.2	456.2	412.0	455.3	441.5	2824.4
GUALANDA	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2	14.6
OCOA	17.1	16.5	17.1	17.1	16.5	17.1	16.5	17.1	17.1	15.4	17.1	16.5	200.8
TABOR	12.7	12.2	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.5
YUMBO3	11.4	11.0	11.4	11.4	11.0	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	67.7
TV2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.9	115.1	127.4	123.3	435.5
MERRIL	94.7	91.6	94.7	94.7	91.6	94.7	91.6	94.7	94.7	85.5	94.7	91.6	1114.7
TEMCALI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138.4	134.0	0.0	272.4
TOPON1	61.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.9
TOPON2	61.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.9
Total	2034.3	1848.9	1942.6	1931.0	1868.7	2051.2	1910.0	1939.8	2009.7	1940.9	2286.5	2213.6	23977.1
Promedio Día	65.6	61.6	62.7	62.3	62.3	66.2	63.7	62.6	64.8	69.3	73.8	73.8	

ANEXO 2: RESULTADOS

NIVELES MINIMOS OPERATIVOS POR EMBALSE

Contingencia: 95% de PSS

GWWh

[illegible]

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 80%PSS

GWh

	Anterior (doc 98 -144)	Nuevos --> 1998		1999			
	30-Nov-98	01-Dec-98	31-Dec-98	31-Jan-99	28-Feb-99	31-Mar-99	30-Apr-99
PUNCHINA							
MAX TEC	68.42	68.42	68.42	68.42	68.42	68.42	68.42
MOS	44.19	29.11	28.93	26.16	22.05	19.41	19.41
MOI	31.74	25.19	25.00	22.23	18.12	15.48	15.48
MIN TEC	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48
TRONERAS							
MAX TEC	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26
MOS	38.38	23.53	23.35	20.62	16.57	13.97	13.97
MOI	26.11	19.66	19.48	16.75	12.70	10.10	10.10
MIN TEC	10.10	10.10	10.10	10.10	10.10	10.10	10.10
ANCHICAYA							
MAX TEC	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83
MOS	15.09	7.16	7.07	5.61	3.45	2.07	2.07
MOI	8.54	5.10	5.00	3.54	1.39	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MUNA							
MAX TEC	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47
MOS	125.74	96.05	95.69	90.23	82.15	76.95	76.95
MOI	101.22	88.32	87.95	82.49	74.41	69.21	69.21
MIN TEC	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21
GUAVIO							
MAX TEC	2173.88	2173.88	2173.88	2173.88	2173.88	2173.88	2173.88
MOS	1165.37	555.51	547.84	434.01	265.48	157.12	157.12
MOI	667.30	398.39	390.72	276.89	108.36	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RIOGRANDE2							
MAX TEC	326.26	326.26	326.26	326.26	326.26	326.26	326.26
MOS	190.15	105.50	104.45	88.88	65.83	51.01	51.01
MOI	120.21	83.43	82.39	66.82	43.77	28.95	28.95
MIN TEC	28.95	28.95	28.95	28.95	28.95	28.95	28.95
PLAYAS							
MAX TEC	103.06	103.06	103.06	103.06	103.06	103.06	103.06
MOS	60.44	33.94	33.61	28.74	21.52	16.88	16.88
MOI	38.55	27.03	26.70	21.83	14.61	9.97	9.97
MIN TEC	9.97	9.97	9.97	9.97	9.97	9.97	9.97
TOTAL							
MAX TEC	9469.28	9474.95	9474.95	9474.95	9476.16	9472.48	9442.20
MOS	4730.53	2667.96	2636.03	2161.93	1535.43	1084.23	1084.23
MOI	2627.53	2004.56	1972.63	1498.53	872.03	420.83	420.83
MIN TEC	420.81	420.83	420.83	420.83	420.83	420.83	420.83

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 80%PSS

%

[illegible]

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 80%PSS

%

	Anterior (doc 98 -144) 30-Nov-98	Nuevos —: 1998 01-Dec-98 31-Dec-98	1999 31-Jan-99 28-Feb-99 31-Mar-99 30-Apr-99			
PUNCHINA						
MAX TEC	100.00	100.00 100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MOS	64.58	42.55 42.28	38.23	32.23	28.37	28.37
MOI	46.38	36.81 36.54	32.49	26.49	22.63	22.63
MIN TEC	22.63	22.63 22.63	22.63	22.63	22.63	22.63
TRONERAS						
MAX TEC	100.00	100.00 100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MOS	61.65	37.80 37.50	33.12	26.62	22.45	22.45
MOI	41.94	31.58 31.29	26.90	20.41	16.23	16.23
MIN TEC	16.23	16.23 16.23	16.23	16.23	16.23	16.23
ANCHICAYA						
MAX TEC	80.00	80.00 80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
MOS	43.38	20.60 20.31	16.13	9.92	5.94	5.94
MOI	24.56	14.66 14.38	10.19	3.99	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MUNA						
MAX TEC	100.00	100.00 100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MOS	72.49	55.37 55.16	52.01	47.36	44.36	44.36
MOI	58.35	50.91 50.70	47.56	42.90	39.90	39.90
MIN TEC	39.90	39.90 39.90	39.90	39.90	39.90	39.90
GUAVIO						
MAX TEC	100.00	100.00 100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MOS	53.61	25.55 25.20	19.96	12.21	7.23	7.23
MOI	30.70	18.33 17.97	12.74	4.98	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RIOGRANDE2						
MAX TEC	100.00	100.00 100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MOS	58.28	32.34 32.01	27.24	20.18	15.63	15.63
MOI	36.85	25.57 25.25	20.48	13.42	8.87	8.87
MIN TEC	8.87	8.87 8.87	8.87	8.87	8.87	8.87
PLAYAS						
MAX TEC	100.00	100.00 100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MOS	58.65	32.93 32.61	27.88	20.88	16.38	16.38
MOI	37.40	26.23 25.91	21.18	14.18	9.67	9.67
MIN TEC	9.67	9.67 9.67	9.67	9.67	9.67	9.67

TOTAL						
MAX TEC	99.81	99.87 99.87	99.87	99.89	99.85	99.53
MOS	49.86	28.12 27.79	22.79	16.18	11.43	11.43
MOI	27.70	21.13 20.79	15.80	9.19	4.44	4.44
MIN TEC	4.44	4.44 4.44	4.44	4.44	4.44	4.44

Hm3

	Anterior (doc 98 -144) 30-Nov-98	Nuevos --: 1998 01-Dec-98 31-Dec-98	1999 31-Jan-99 28-Feb-99 31-Mar-99 30-Apr-99
PENOL			
MAX TEC	1168.94	1168.94	1168.94
MOS	513.60	332.95	271.54
MOI	255.13	251.42	190.00
MIN TEC	70.13	70.14	70.14
MIRAFLORES			
MAX TEC	101.04	101.04	101.04
MOS	57.40	30.26	24.93
MOI	34.98	23.19	17.86
MIN TEC	5.72	5.72	5.72
ESMERALDA			
MAX TEC	623.01	624.82	624.82
MOS	331.54	158.59	123.67
MOI	191.80	114.51	79.58
MIN TEC	0.00	0.00	0.00
CALIMA			
MAX TEC	437.50	437.50	437.50
MOS	237.57	113.23	88.82
MOI	134.84	80.82	56.41
MIN TEC	0.80	0.79	0.79
PRADO			
MAX TEC	434.50	456.00	456.00
MOS	288.66	179.85	158.98
MOI	196.21	150.69	129.82
MIN TEC	82.50	82.50	82.50
BETANIA			
MAX TEC	1019.74	1019.74	1019.74
MOS	545.22	260.13	203.14
MOI	313.02	186.88	129.89
MIN TEC	0.00	0.00	0.00
SANLORENZO			
MAX TEC	148.85	148.85	148.85
MOS	80.71	38.32	30.00
MOI	45.69	27.28	18.96
MIN TEC	0.00	0.00	0.00

Hm3

[illegible]

