

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
CENTRO DE INVESTIGACIONES
PARA EL DESARROLLO -CID-**

**INFORME PERITAZGO AL MERCADO
MAYORISTA DE ENERGIA**

ISAGEN

**JAGUAS
SAN CARLOS
TERMOCENTRO 1 Y 2**

Bogotá D.C. julio de 2.001

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
CENTRO DE INVESTIGACIONES
PARA EL DESARROLLO CID**

GRUPO ASESOR

**Ing. Hernando Díaz
Director Técnico del Proyecto**

**Ing. Javier Barona
Director Operativo del Proyecto**

**Ing. Estrella Parra
Asesora Técnica Plantas Hidráulicas**

**Ing. Javier Castro
Asesor Técnico Plantas Térmicas**

**Dr. Carlos Malagón
Asesor Jurídico**

**D.I. Angela Caicedo
Profesional Asistente**

**Oscar González
Profesional Asistente**

NOTA

Los precios de oferta que se utilizaron para todos los análisis son los suministrados por el Mercado de Energía Mayorista (MEM) e incluyen un ajuste con respecto a las ofertas enviadas al CND por los generadores. El ajuste, realizado por el MEM, se hace para considerar la diferencia entre el CEE y el CERE. Este valor sólo se puede determinar a posteriori y está incluido en la información oficial suministrada por ISA. El ajuste es constante para todos los generadores y, por lo tanto, no afecta ninguno de los análisis descritos en este documento.

**INFORME PERITAZGO AL MERCADO
MAYORISTA DE ENERGIA**

JAGUAS

JAGUAS

1. PRESENTACIÓN.....	2
2. GENERALIDADES DE LA PLANTA.....	3
3. RESPUESTAS DEL GENERADOR	3
4. ANALISIS DE LAS OFERTAS.....	6
4.1. Periodo 1: 10 al 30 de septiembre de 1999.....	6
4.1.1. Condiciones iniciales	6
4.1.2. Evolución del sistema durante el período	6
4.1.3. Comportamiento de la oferta	8
4.2. Periodo 2: 20 de mayo a 20 de junio de 2000.....	11
4.2.1. Condiciones iniciales	11
4.2.2. Evolución del sistema durante el periodo.....	12
4.2.3. Comportamiento de la Oferta	16
4.2.4. Análisis de las ofertas	18
4.3. Periodo 3: 10 al 25 de agosto de 2000.....	18
4.3.1. Condiciones iniciales	18
4.3.2. Evolución del sistema durante el periodo.....	19
4.3.3. Comportamiento de la Oferta	21
4.3.4. Análisis de las ofertas	22
4.4. Comentarios comunes para los tres periodos de oferta.....	23
5. RESPUESTAS AL CUESTIONARIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS.....	25
ANEXOS	



1. PRESENTACIÓN

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ordenó adelantar un Auto de Averiguación del agente generador ISAGEN que fue notificado al representante legal el 10-10-2000

Las fechas estipuladas en dicho Auto comprenden los siguientes períodos:

10 de septiembre al 30 de septiembre de 1999;

20 de mayo al 20 de junio de 2000; y,

10 de agosto al 25 de agosto de 2000.

Con el objeto de analizar la información suministrada por el agente y la aportada por ISA, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios contrató a la Universidad Nacional.

Este informe corresponde al estudio realizado; contiene el análisis y las conclusiones sobre el comportamiento particular de Jaguas dentro del mercado mayorista de energía para los periodos especificados.

Para el trabajo adelantado se tuvo en cuenta la información específica aportada por el agente en cumplimiento del Auto, la directamente suministrada por el Mercado Mayorista y la obtenida directamente por la Universidad Nacional .

Nota: La Universidad Nacional estudió adicionalmente el comportamiento general de los agentes en el período comprendido entre el 1° junio de 1999 y el 30 de septiembre de 2000, para contextualizar el mercado mayorista, aunque en este informe sólo se incluyen los análisis relacionados con el período del auto específico.



2. GENERALIDADES DE LA PLANTA

Jaguas es una planta hidráulica de 170 MW, con un embalse con capacidad máxima de 148.85 Mm³ y un almacenamiento energético de 365.47 GWh. Se encuentra ubicada en el departamento de Antioquia y está conectada al SIN a través de una línea de doble circuito de 230 kV con Guatapé y una línea de 230 kV con la subestación Malena.

Para efectos operativos el CND considera que la planta está ubicada en el área de Antioquia-Chocó. La planta representa aproximadamente el 2.12 % de la capacidad hidráulica instalada y el 1.39 % de la capacidad total del sistema colombiano. La planta de Jaguas no presta servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC).

3. RESPUESTAS DEL GENERADOR

El generador envió a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sus respuestas al auto de averiguación en un A-Z, cuyo contenido se encuentra descrito detalladamente en el anexo A.

La respuesta de ISAGEN describe la metodología utilizada para elaborar la oferta de precio, incluyendo las variables utilizadas y los criterios usados. La respuesta dice textualmente,



"METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA ELABORACIÓN DE LA OFERTA DE PRECIOS PARA LA BOLSA

ASPECTOS GENERALES

La metodología utilizada por ISAGEN para la elaboración de las ofertas de precios de sus plantas hidroeléctricas y unidades térmicas se fundamenta en el marco regulatorio establecido por la Ley 143 de 1994 y las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en especial las resoluciones CREG 055 de 1994 (art. 6°) y CREG 024 de 1995 (Anexo A4)

COMPONENTES DE LA OFERTA

1) Costos variables:

- CEE (Costo Equivalente de la Energía)
De acuerdo con la resolución CREG 116/96, se requiere que las ofertas incluyan el CEE (\$/kWh) como costo variable del generador.
- Ley 99/93 (Transferencias ambientales)
De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.
- AOM (Administración, operación y mantenimiento)

Se considera costo variable el que tiene relación directa con la producción de energía y se aumenta o disminuye en función de ésta. Para el caso de las centrales San Carlos y Jaguas, se considera el costo de los repuestos y consumibles utilizados en el mantenimiento de las unidades generadoras y las instalaciones directamente relacionadas con la producción de energía. Hasta finales de 1999, como costo variable para Termocentro (en dólares) solo se tuvieron en cuenta las inspecciones mayores durante la vida útil remanente de la planta, debido a que los costos de AOM que podrían ser considerados como variables, eran fijos en el contrato celebrado, para este propósito, con un tercero.

- Combustible (para termoeléctricas)
ISAGEN ha celebrado contratos de suministro y transporte de gas natural con ECOPETROL y ECOGAS. Para la oferta de Termocentro se consideran el costo variable de suministro de combustible, el cual incluye el precio en boca de pozo y la conexión Opón - Barancabermeja. En los costos de transporte se considera la estampilla, cargo por uso, cargo fijo e impuestos de transporte y fomento del gas. Los costos están dolarizados.
- Costo de oportunidad del agua (para hidroeléctricas)
Para determinar ese costo, ISAGEN tiene en cuenta los resultados de modelos energéticos, tanto los publicados por el CND como los utilizados por la empresa. Dichos modelos consideran, entre otros aspectos, las características de los embalses, la hidrología esperada, la disponibilidad de las unidades, las características técnicas de las plantas, la demanda y los costos de combustible.

2) Elementos de incertidumbre y riesgo

Los costos variables presentados anteriormente, se ven afectados por factores comerciales, macroeconómicos, operativos, climáticos y regulatorios, los cuales originan incertidumbre y



riesgo, dando por resultado un rango amplio de posibilidades a la asignación de los recursos del sistema. El precio final de oferta es entonces, una combinación entre el precio encontrado en el numeral anterior y el peso que pueden tener en cierto momento esos factores de riesgo e incertidumbre.

A continuación se listan algunos de los factores, los que pueden tener mayor incidencia frente a otros, dependiendo de las condiciones al momento de elaborar la oferta.

- Exposición a comprar en Bolsa
- Tasa de cambio
- Variaciones de la demanda de energía
- Precio de bolsa estimado día anterior.
- Nivel de despacho versus eficiencia
- Inflexibilidades
- Costos de oportunidad del agua
 - > Evolución de la hidrología y los embalses
 - > Servicio de AGC
 - > Oferta de la competencia
 - > Otros factores como restricciones eléctricas y redespachos en las primeras horas del día de la oferta.
- Restricciones eléctricas
- Mantenimiento de emergencia.
- Cargos por uso del STN para importaciones de energía.
- Vacíos regulatorios
- Movimientos imprevistos de las variables de oferta de la competencia"

La respuesta incluye, además, las memorias de cálculo completas de cada uno de los días solicitados en el auto de averiguación.

La metodología es consistente y satisfactoria. Solamente incluye un aspecto subjetivo como es la percepción de riesgo, de acuerdo con la regulación existente.



4. ANALISIS DE LAS OFERTAS

A continuación se hace un análisis de las condiciones del sistema y de las ofertas presentadas por el agente generador durante los periodos considerados en el auto de averiguación.

4.1. Periodo 1: 10 al 30 de septiembre de 1999

4.1.1. Condiciones iniciales

- Estado del embalse el 10 de septiembre

El día 10 de septiembre el embalse de Jaguas se encontraba en el 98.23% de su capacidad máxima.

4.1.2. Evolución del sistema durante el período

- Comportamiento del embalse durante el periodo

Como puede verse en la gráfica No. 1, el nivel del embalse al 10 de septiembre estaba en 98.23% y para el 30 de septiembre en 102.58%, y se registraron un máximo de 102.87% y un mínimo del 98.23%

- Eventos en el sistema de transmisión durante el período

Durante este período se presentaron los eventos que se describen en la tabla siguiente:



Fecha	Evento
16 sep. 99	Sale línea Guavio –Tunal
16 sep. 99	Sale línea Guavio –Reforma
21 sep. 99	Salen líneas San Carlos – Esmeralda (dos circuitos)
21 sep. 99	Sale línea San Carlos – Virginia (dos circuitos)
30 sep. 99	Entra línea Guavio –Reforma

La salida de varias líneas en la zona de Antioquia y San Carlos, ocasionan restricciones de transmisión en la zona. También provocan limitaciones en los intercambios posibles en el área de Antioquia y reducen el límite de importación en el área suroccidental.



Periodo 1 Jaguas Sep 10 a Sep 30 de 1999

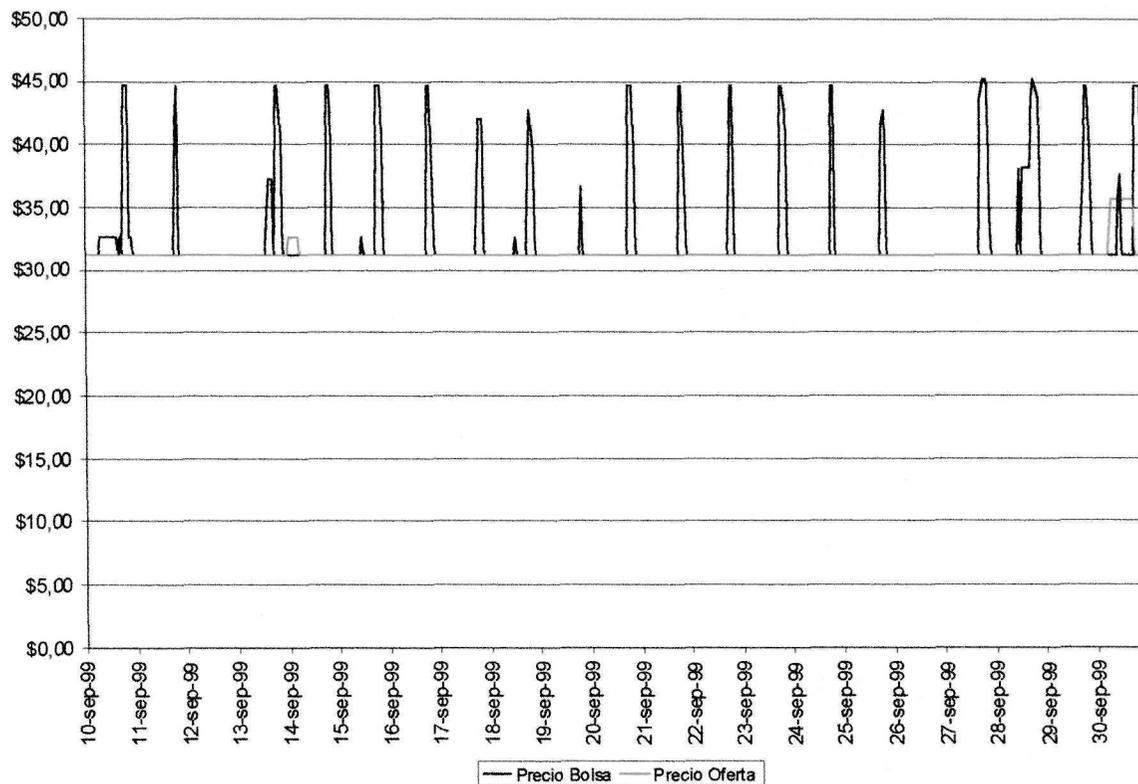


Figura 1. Jaguas: Precio de oferta y precio de bolsa por kWh . Período 1

4.1.3. Comportamiento de la oferta

Las ofertas fueron constantes, con un valor de 31.17 \$/kWh durante todo el período, con un par de excepciones: El día 14, de las horas 1 a 5 la oferta fue de 32.67 \$/kWh y el día 30, de la hora 7 a la 18, la oferta fue de 35.67 \$/kWh. De las 504 horas que comprende el período, el precio de oferta de Jaguas fue igual al precio de bolsa 411 horas. Durante 15 horas, su precio fue superior al precio de bolsa y en 78 horas el



precio de oferta de jaguas fue inferior al de bolsa. La explicación dada por el generador, se basa en la diferente percepción del riesgo en las horas mencionadas.

Periodo 1 Jaguas Sep 10 a Sep 30 de 1999

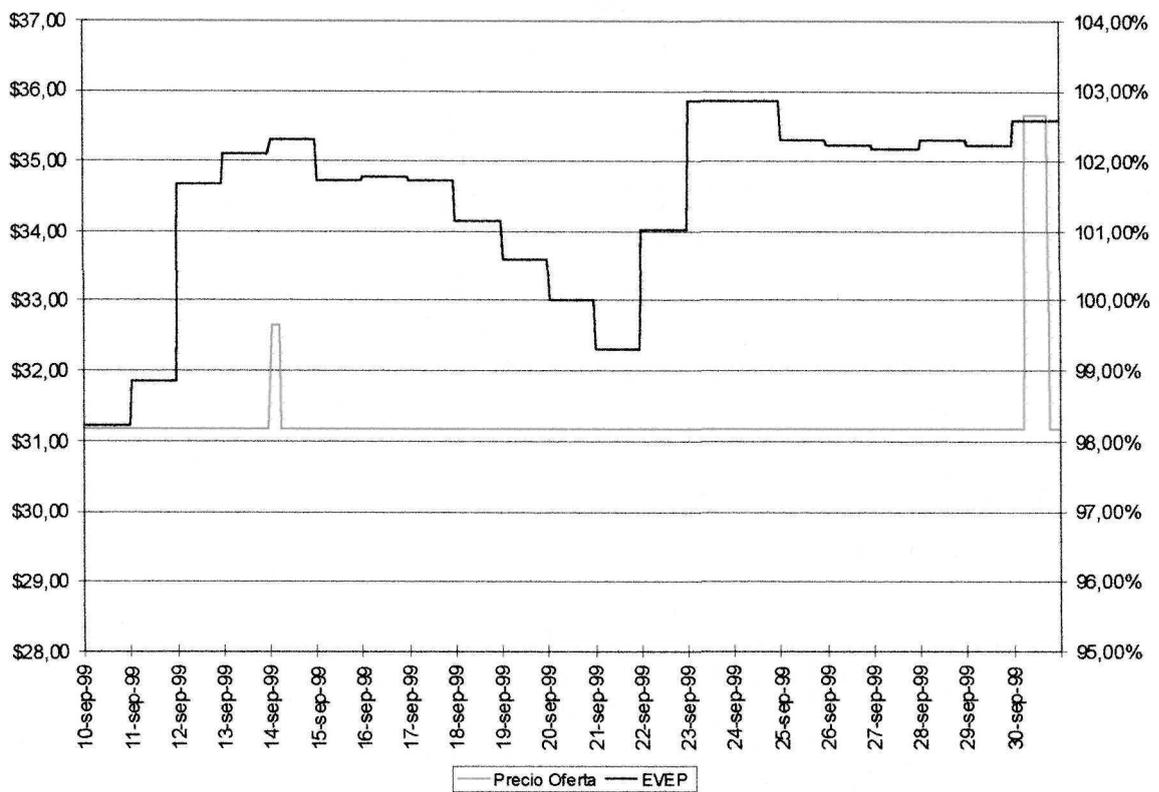


Figura 2. Jaguas: Precio de oferta por kWh y nivel del embalse. Período 1



4.1.4 Análisis de las ofertas

Los precios de oferta fueron prácticamente constantes durante todo el período. El nivel del embalse también permaneció prácticamente constante puesto que varió entre 98 y 104% del nivel máximo. Ello se refleja en las variables utilizadas para formar el precio de oferta: Isagen reporta que durante todo el período el valor del agua fue cero.

Debido a las restricciones de transmisión, la generación programada estuvo por debajo del despacho ideal, como se muestra en la figura 3. De hecho, la central de Jaguas estuvo en estas condiciones durante 489 de las 505 horas del período. Como consecuencia de lo anterior, la generación real también fue inferior al despacho ideal y esto originó una condición de restricción que debió ser remunerada al precio de la bolsa. En total, durante este período, se produjo una diferencia entre la generación ideal y la real de 22287 MWh. La energía total generada por la planta durante el período fue de 43587 MWh. Es decir, la diferencia representa un 51% de la energía total generada.



Periodo 1 Jaguas Sep 10 a Sep 30 de 1999

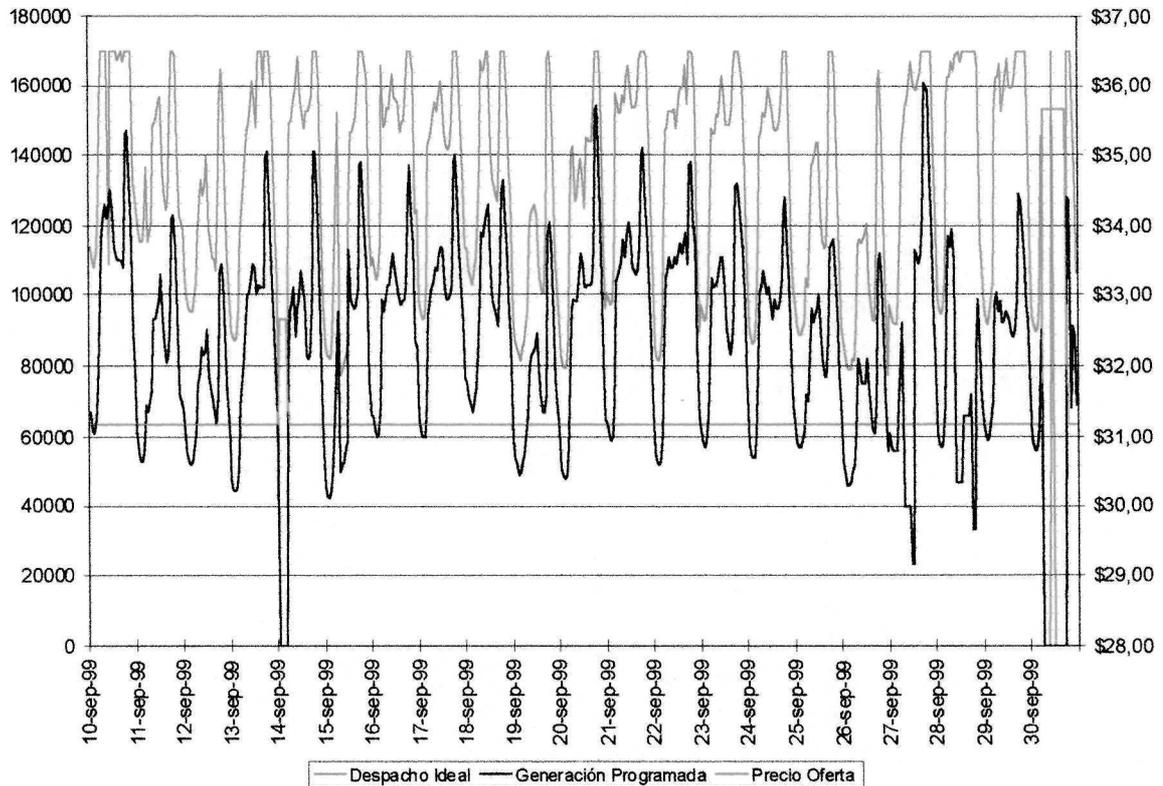


Figura 3. Jaguas: Generación programada y despacho ideal kWh. Período 1

4.2. Periodo 2: 20 de mayo a 20 de junio de 2000

4.2.1. Condiciones iniciales

- Estado Embalse a 20 de mayo

El 20 de mayo el nivel del embalse se encontraba en el 106.37% de su capacidad máxima.



- Estado del sistema de transmisión al comenzar el período

Al comienzo de este período se encontraban indisponibles las siguientes líneas de transmisión en la zona de Antioquia y San Carlos:

San Carlos – Cerromatoso, circuitos 1 y 2
San Carlos – Esmeralda, circuitos 1 y 2
San Carlos – Virginia
San Carlos – Ancón Sur, circuitos 1 y 2
Guatapé – Oriente
Guatapé – Envigado

Como se puede observar, los intercambios del área de Antioquia estaban muy limitados. La central de San Carlos se encontraba prácticamente desconectada de la zona suroccidental y de Antioquia. El límite de importación del área suroccidental también se encontraba reducido.

4.2.2. Evolución del sistema durante el periodo

- Comportamiento del Embalse

Como puede verse en la gráfica No. 1, el nivel del embalse al 20 de mayo estaba en 106.37% y para el 20 de junio en 105.39%, y se registraron un máximo de 107.11% y un mínimo del 102.87%.

- Eventos en el sistema de transmisión durante el período

Durante este período se presentaron los siguientes eventos, que afectaron la operación de la planta de Jaguas.



Fecha	Evento
7 junio, 2000	Entra en operación la planta de Bajo Anchicayá 1
19 junio 2000	Sale línea Guatapé – Envigado

Periodo 2 Jaguas May 20 a Jun 4 de 2000

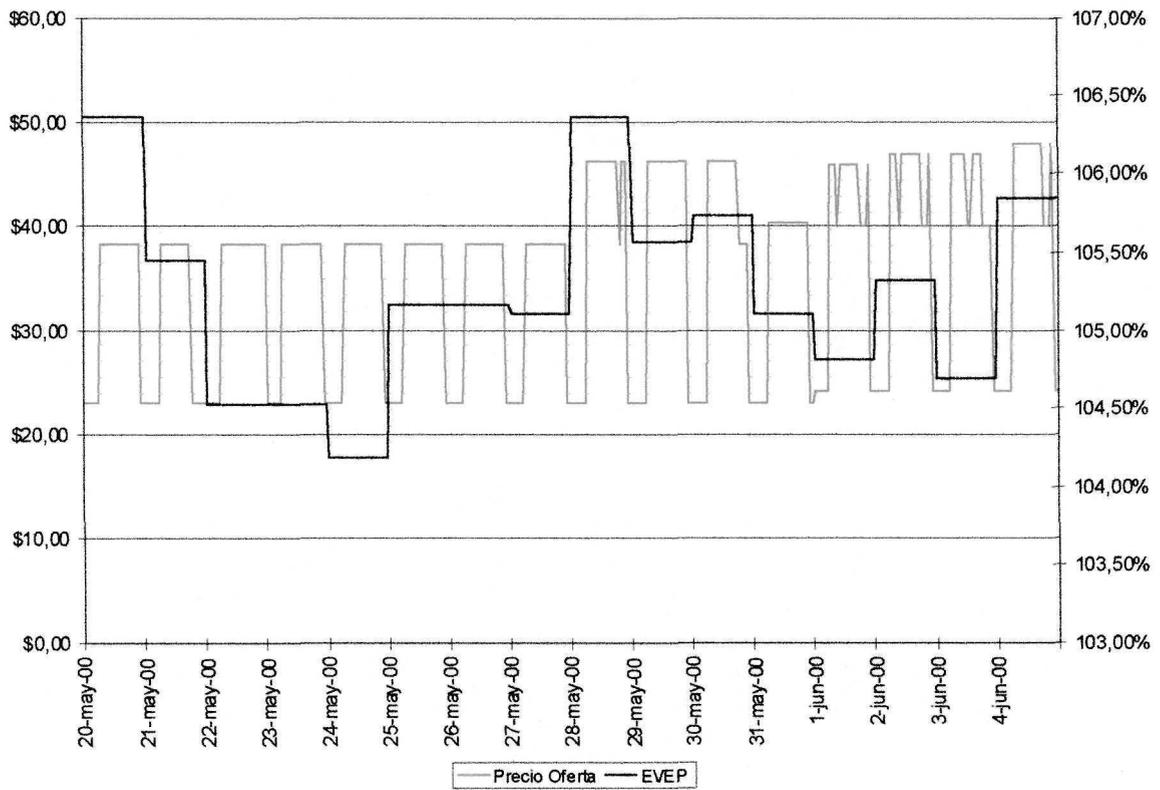


Figura 4. Jaguas: Precio de oferta por kWh y nivel porcentual del embalse. Periodo 2.



Periodo 2 Jaguas Jun 4 a Jun 20 de 2000

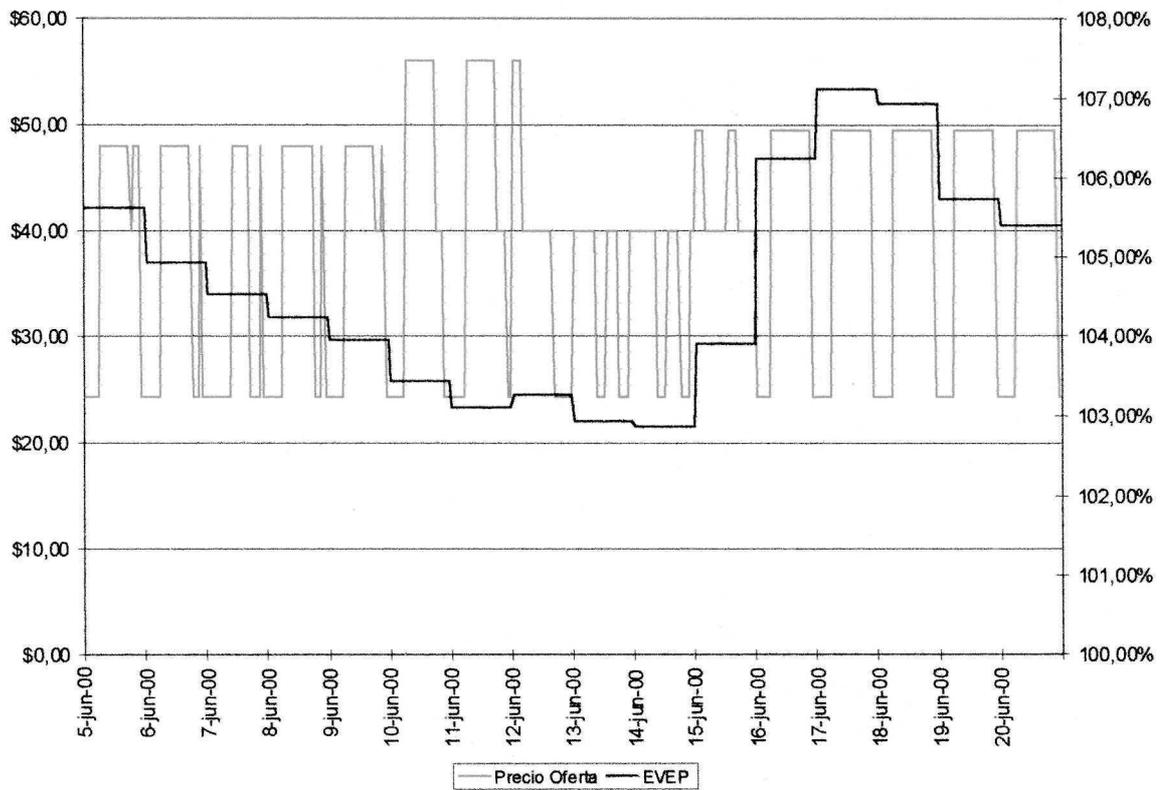


Figura 5. Jaguas: Precio de oferta por kWh y nivel del embalse. Período 2



Periodo 2 Jaguas May 20 a Jun 4 de 2000

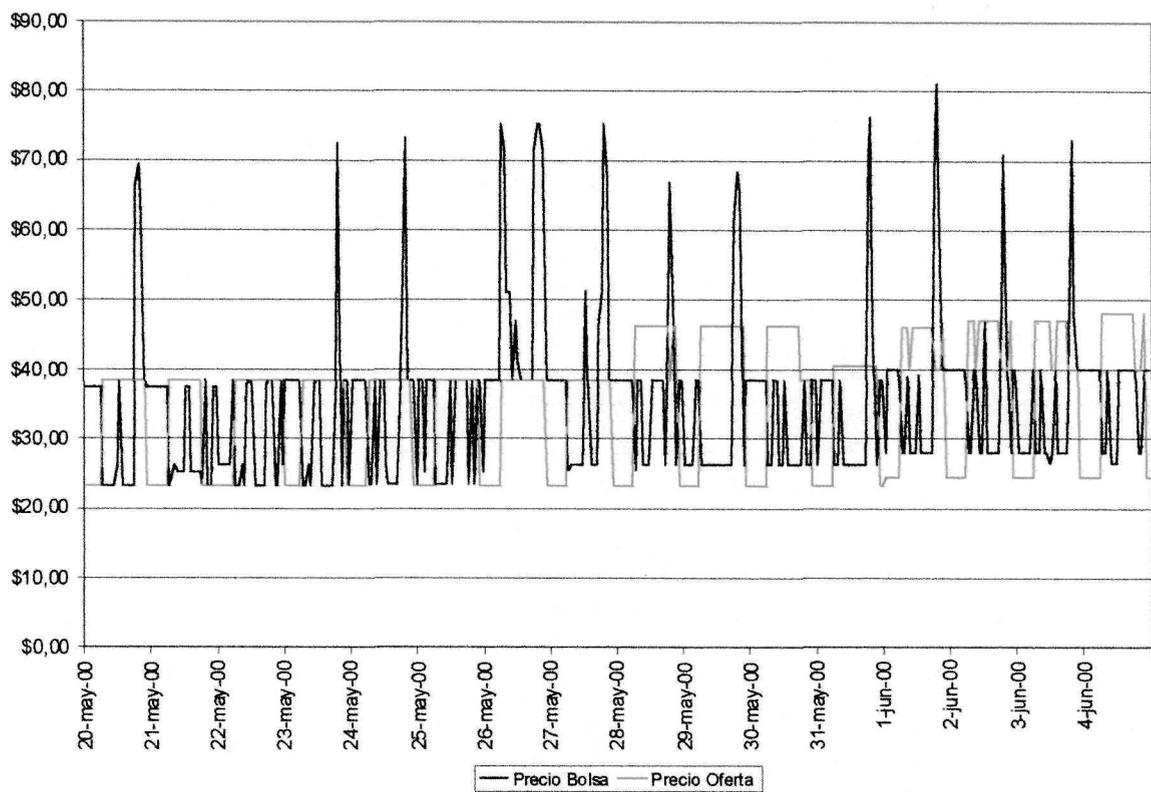


Figura 6. Jaguas: Precio de oferta por kWh y precio de bolsa. Período 2



Periodo 2 Jaguas Jun 5 a Jun 20 de 2000

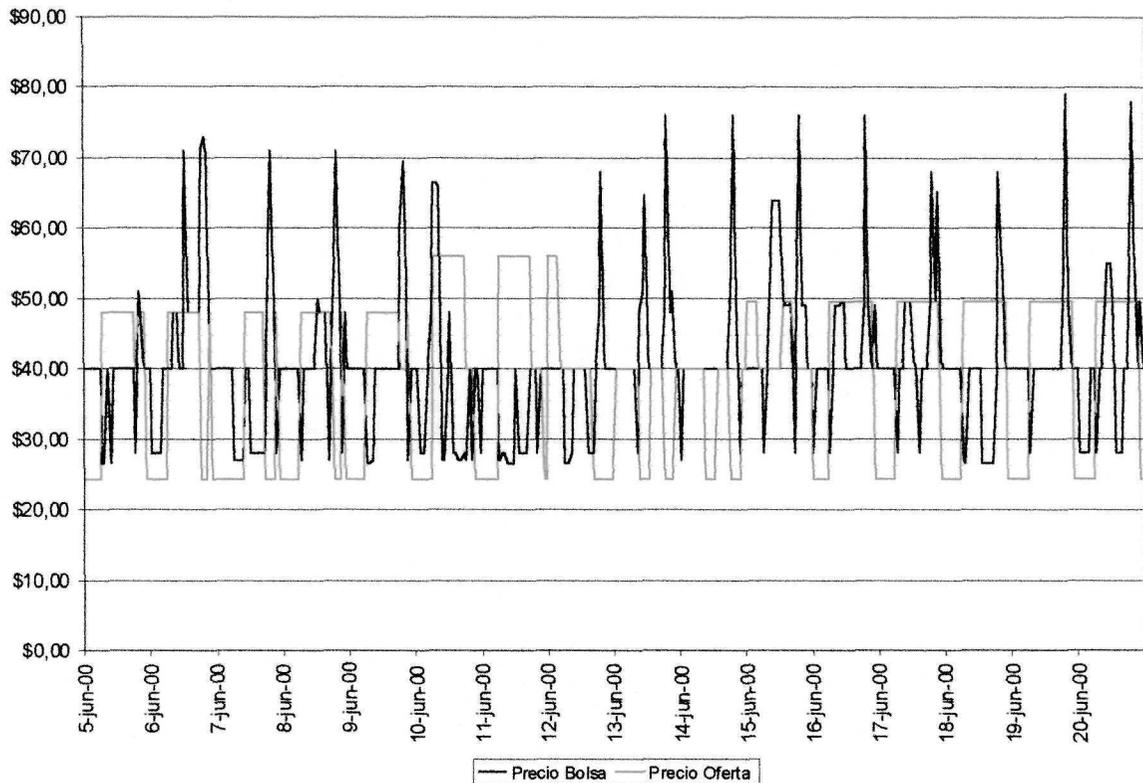


Figura 7. Jaguas: Precio de oferta y precio de bolsa por kWh. Período 2

4.2.3. Comportamiento de la Oferta

Del 20 de mayo al 11 de junio los precios de oferta son variables a lo largo del día, notándose un precio de oferta menor entre la hora 23 y la hora 6; y uno más alto entre la hora 7 y la 22. La oferta de precio bajo estuvo en 23.10 \$/kWh y la de precio alto en 56.01 \$/kWh.



Del 12 al 15 de junio hay cambios en la estructura de los precios de oferta notándose ofertas más elevadas en las primeras horas y las ofertas más bajas para las últimas horas, generalmente, de la hora 19 a la 24. La oferta de precio bajo estuvo en 24.32 \$/kWh y la alta en 56.01 \$/kWh.

Del 16 al 20 de junio se presentaron ofertas con estructura similar a las del periodo de mayo 20 a junio 1. La oferta de precio bajo estuvo en 24.32 \$/kWh y la de precio alto en 49.01 \$/kWh.

Periodo 2 Jaguas May 20 a Jun 4 de 2000

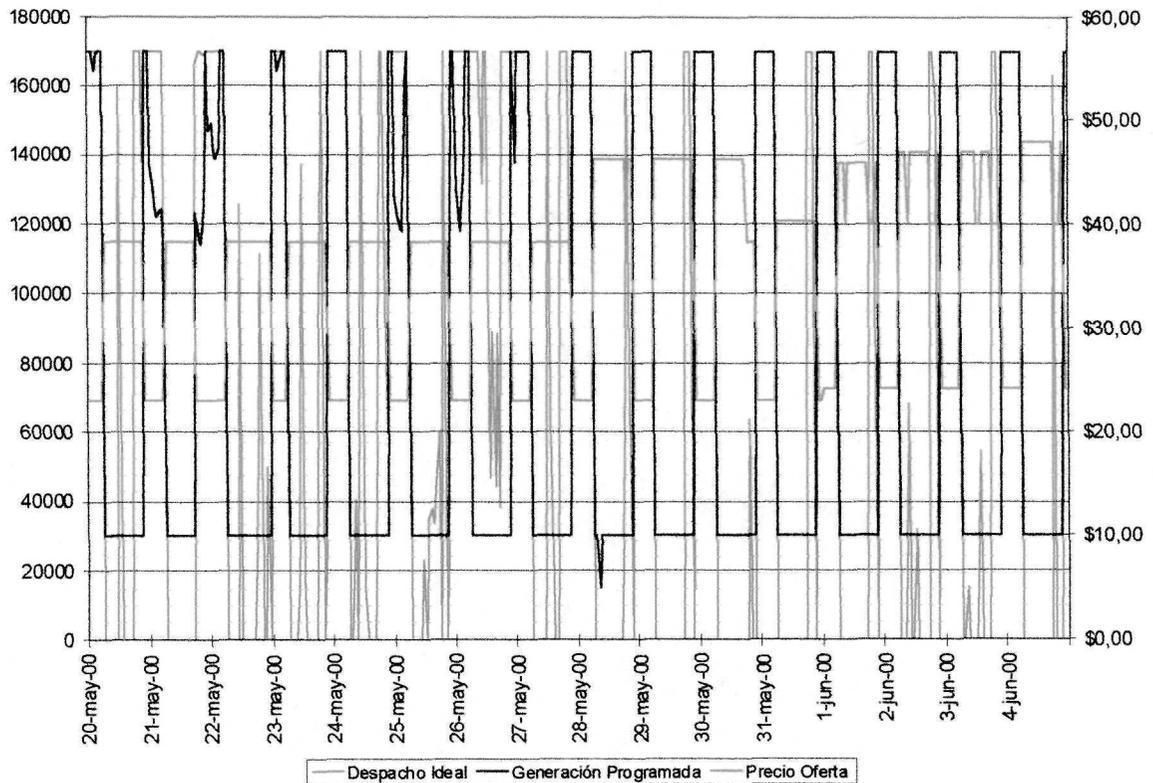


Figura 8. Jaguas: Generación programada y despacho ideal (kWh . Periodo 2



4.2.4 Análisis de las ofertas

Durante este período las ofertas fueron inferiores o iguales al precio de bolsa durante 439 de las 768 horas que comprende el período. La planta tuvo una oferta igual al precio de bolsa en 114 horas.

Las diferencias de precios en las ofertas de un mismo día solamente tienen justificación como variaciones sustanciales en la percepción del riesgo. Esta variable tiene una gran variabilidad: Por ejemplo, el día 31 de mayo a las horas 19 a 22, la percepción del riesgo representa un aumento en el precio de oferta de 11 \$/kWh con respecto al precio exento de riesgo. Sin embargo, al día siguiente, junio 1, la percepción del riesgo a las mismas horas se reduce a 9.88 \$/kWh. La única diferencia entre las dos ofertas parece ser la diferencia en el valor del CEE que pasó de 21.78 \$/kWh a 23.30 \$/kWh; sin embargo, el precio de oferta se mantuvo constante en 39 \$/kWh.

4.3. Periodo 3: 10 al 25 de agosto de 2000

4.3.1. Condiciones iniciales

- Estado Embalse al 10 de agosto

El 10 de agosto el nivel del embalse se encontraba en el 105.62% de su capacidad máxima.



Periodo 3 Jaguas Ago 10 a Ago 25 de 2000

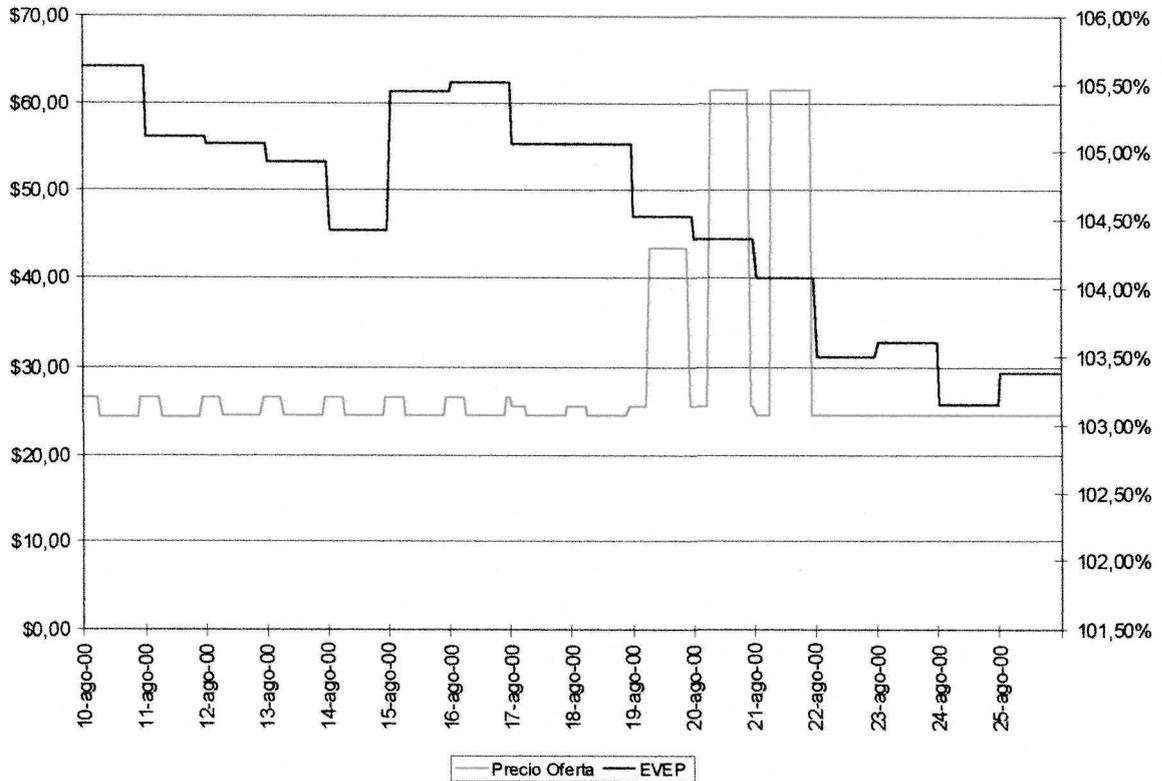


Figura 9. Jaguas: Precio de oferta por kWh y nivel del embalse. Período 3

4.3.2. Evolución del sistema durante el periodo

- Comportamiento del Embalse

Como puede verse en la gráfica No. 1, el nivel del embalse al 10 de agosto estaba en 105,62% y para el 25 de agosto en 103,39%, y se registraron un máximo de 105,62% y un mínimo del 103,16%.



- Estado del sistema de transmisión al comenzar el período

Al comienzo de este período se encontraban indisponibles las siguientes líneas de transmisión en el área de influencia de Jaguas:

San Carlos – Cerromatoso, circuitos 1 y 2
San Carlos – Esmeralda, circuitos 1 y 2
San Carlos – Virginia
San Carlos – Ancón Sur, circuitos 1 y 2
Guatapé – Oriente
Guatapé – Envigado
Playas - Guatapé
Playas - Oriente

Como se puede observar, el sistema de transmisión en la zona de Antioquia se encontraba severamente limitado. La central de San Carlos se encontraba prácticamente desconectada de las áreas de Antioquia y suroccidental. Los intercambios del área de Antioquia estaban muy limitados y el límite de importación del área suroccidental se encontraba reducido.

- Eventos en el sistema de transmisión durante el período

Durante este tercer período se presentaron los siguientes eventos relevantes a la operación de la central de Jaguas.

Fecha	Evento
14 agosto, 2000	Sale línea San Bernardino – Jamondino, circuitos 1 y 2
18 agosto, 2000	Entra línea San Bernardino – Jamondino, circuito 1
19 agosto, 2000	Sale línea Ancón Sur – Esmeralda, circuito 3
20 agosto, 2000	Entra línea San Bernardino – Jamondino, circuito 2
20 agosto, 2000	Entra línea Ancón Sur – Esmeralda, circuito 3

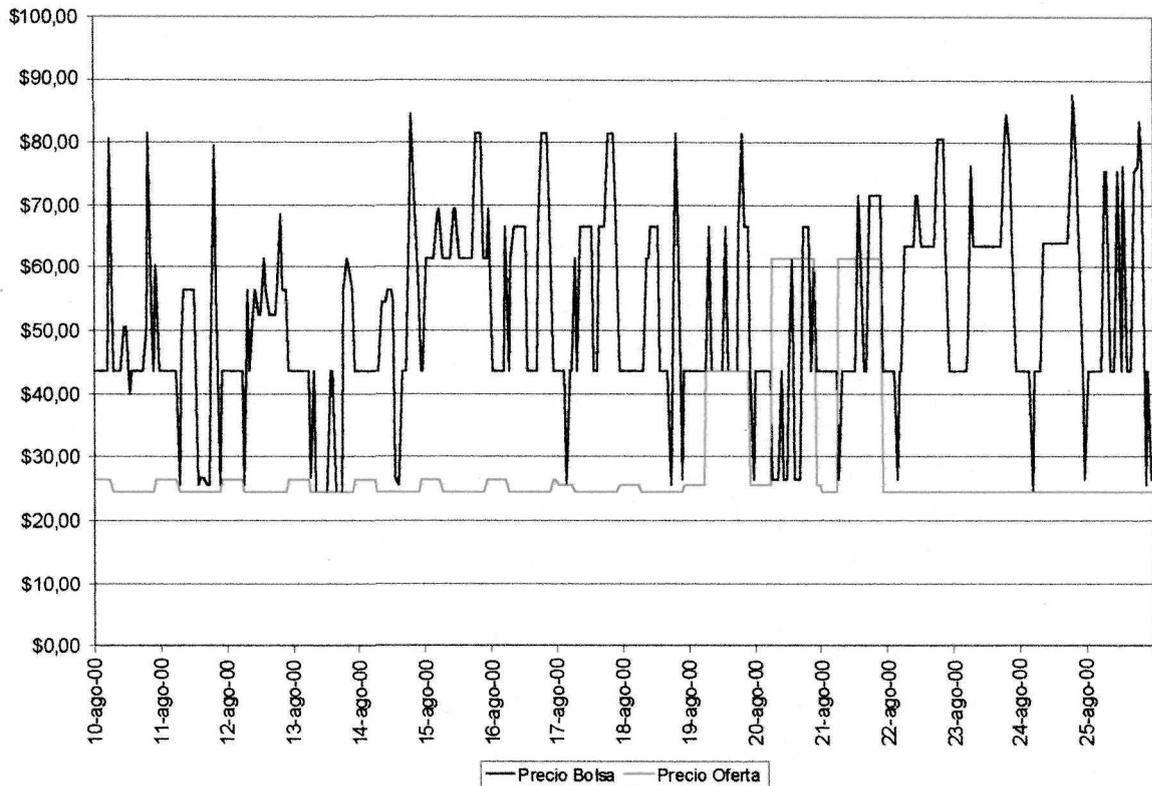
**Periodo 3 Jaguas Ago 10 a Ago 25 de 2000**

Figura 10. Jaguas: Precio de oferta y precio de bolsa por kWh. Período 3

4.3.3. Comportamiento de la Oferta

Del 10 al 18 de agosto se presentaron precios de oferta con variaciones pequeñas (alrededor del 10%) a lo largo del día. Durante estos días, la oferta de mayor precio fue de 26.49 \$/kWh y se presentó de las horas 1 a 6 y 23 a 24. La oferta de menor precio fue de 24.45 \$/kWh y ocurrió en las horas 7 a 22. El día 17 de agosto los valores cambian ligeramente con respecto a estos valores.



Del 19 al 21 de agosto se presentaron ofertas con gran variación a lo largo del día. El día 19 la oferta de precio de las horas 7 a 22 fue de 43.49 \$/kWh y el resto del día fue de 25.49 \$/kWh. El 20 y 21 de agosto, la oferta de mayor precio ocurrió de la hora 7 a la 22 y tuvo un valor de 61.49 \$/kWh. A partir del 23, las ofertas fueron constantes durante todo el día, con un precio de oferta de 24.49 \$/kWh.

Periodo 3 Jaguas Ago 10 a Ago 25 de 2000

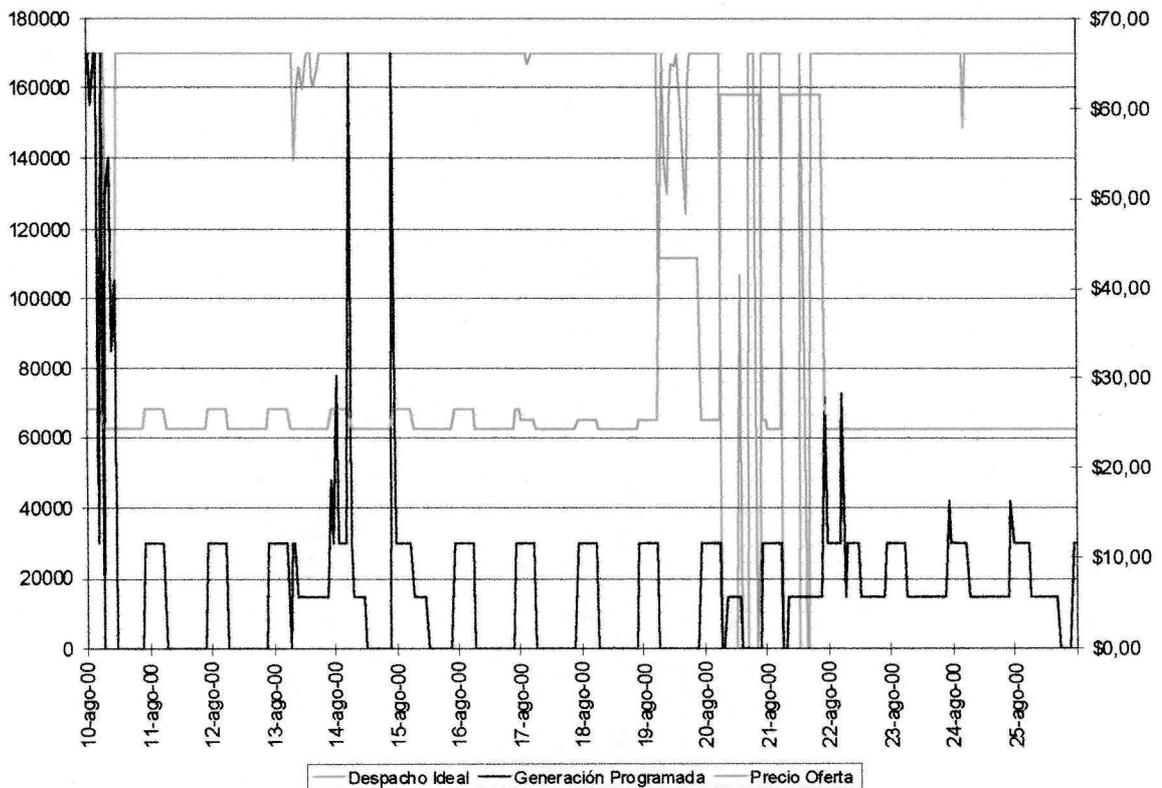


Figura 11. Jaguas: Generación programada y despacho ideal (kWh). Periodo 3

4.3.4. Análisis de las ofertas



Durante los primeros días del período y después del 22 de agosto la oferta estuvo por debajo del precio de bolsa. Como consecuencia de ello el despacho ideal siempre le asignó valores muy altos de despacho. Sin embargo, como se ve en la figura 11, la generación real siempre fue bastante menor, por lo menos hasta el día 19. Las restricciones del sistema de transmisión en la zona de Antioquia no permitían una generación mayor. Como resultado, se presentan grandes diferencias entre el despacho ideal y el real.

Los días 20 y 21, se presentan ocasiones en las cuales el precio de oferta de Jaguas es igual o mayor que el precio de bolsa, a pesar de que el precio de bolsa estaba alrededor de 70 \$/kWh en esas ocasiones.

La característica más llamativa de este período es la gran diferencia entre el despacho ideal y la generación real, como resultado de la debilidad del sistema de transmisión en la zona. De las 384 horas que comprende el período, en 358 de ellas lo realmente generado fue menor que el despacho ideal, dando origen a la posibilidad de reconciliaciones negativas. La suma de estas diferencias durante el período fue de 53.956 MWh, lo cual representa el 746% de la generación real total durante el período, que fue de 7.230 MWh.

4.4. Comentarios comunes para los tres periodos de oferta

La información que presentó Isagen en su respuesta incluye una descripción de los factores que entran en la formación del precio. Allí se puede observar que la diferencia fundamental entre las diferentes ofertas es la percepción del riesgo. Sin embargo, parece difícil de justificar una diferencia tan acentuada en la percepción del riesgo



entre intervalos de un mismo día o para la misma hora en dos días consecutivos. Por ejemplo, el día 18 de agosto de 2000 para las horas 7 a 22 la percepción del riesgo fue valorada en 0.037 \$/kWh; al día siguiente (agosto 19), para las mismas horas el valor asignado fue de 13.122 \$/kWh y el día 20 se le asignó un valor de 31.122 \$/kWh. Todos los demás factores que forman el precio permanecieron constantes. Por lo tanto, el precio pasó de 23.00 \$/kWh a 42.00 \$/kWh y finalmente a 60 \$/kWh. El mismo día 20 de agosto, a las horas 1 a 6 y 23 y 24, la percepción del riesgo fue valorada en 0.037 \$/kWh. Ello representa una variación de 84.000% entre la hora 22 y la 23. Puesto que en las horas de 7 a 22 el precio de bolsa generalmente estuvo alto durante esos días y en las horas 7 a 22 fue mayor que en las otras horas, es muy difícil explicar una diferencia tan marcada en la percepción del riesgo, a menos que se deba a factores externos.

Otro aspecto que merece atención es la asignación de costos variables de operación y mantenimiento y costos originados por la ley 99 en forma, aparentemente, arbitraria. Durante un número grande de horas de los períodos estudiados, el costo variable AOM y el costo de ley 99 se han asignado como cero. No se ha presentado ninguna justificación de esta asignación.

Durante una parte significativa de los períodos analizados la oferta fue bastante baja, incluso despreciando costos variables de AOM y de ley 99. Como consecuencia de ello, a planta fue remunerada generalmente por restricción de transmisión.



5. RESPUESTAS AL CUESTIONARIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS

- **Pregunta:** En el período 1° de junio de 1999 a 30 de agosto de 2000, la empresa generó fuera de mérito?

En el evento de que la respuesta sea si, cuándo generó la empresa fuera de mérito?

Respuesta: En el período 1° de junio de 1999 a 30 de agosto de 2000 Jaguas generó en múltiples oportunidades fuera de mérito (ver archivo en Excel: Generadores hidráulicos. CD Anexo).

Para ilustración se presentan los siguientes datos:

- Número de horas que generó la planta: 10.296
 - Horas de generación por fuera de mérito: 826
 - Porcentaje de horas de generación por fuera de mérito: 8.02%
 - Número de horas en que el precio de oferta fue igual al precio de bolsa: 5.466
 - Número de Horas en que el precio de oferta fue mayor que el precio de bolsa:
 - MW hora generados en el periodo: 833.105
 - MW hora generados por fuera de mérito: 23.135
 - Porcentaje de MW hora generados por fuera de mérito: 2.78%
 - Total horas del periodo: 11.712
- **Pregunta:** Qué planta o unidad de generación estableció el precio en la bolsa cuando la empresa generó fuera de mérito?



Respuesta: En el período analizado, cuando Jaguas generó fuera de mérito, distintas plantas fijaron el precio de bolsa y con frecuencia varias simultáneamente (ver archivo en Excel: Generadores hidráulicos. CD Anexo).

Las plantas que fijaron el precio de bolsa con mayor frecuencia fueron:

San Carlos 51.76%

Guatapé 51.61%

Playas 51.43%

Para ilustración se presentan las gráficas denominadas :

Gráfica No. 2. Porcentaje de horas con Precio de Oferta igual a Precio de Bolsa

Gráfica No. 3. Porcentaje de horas en que las ofertas fueron iguales o menores al Precio de Bolsa; y

Gráfica No. 4. Número de horas en que generó la planta durante el periodo de estudio (11.712 horas)

- **Pregunta:** Qué precios ofertó la empresa para cada una de las unidades o plantas cuando generó fuera de mérito?

Respuesta: Los precios ofertados por Jaguas para el período del auto de averiguación se aprecian en el anexo Precios de Oferta ó se pueden consultar en archivo en Excel: Generadores hidráulicos (CD Anexo).

Para ilustración se presentan las gráficas denominadas:

Gráfica No. 5. Comparativo Precio de oferta y precio de bolsa a la hora 3; y

Gráfica No. 6. Comparativo Precio de oferta y precio de bolsa a la hora 19.

- **Pregunta:** Qué otras empresas generaron fuera de mérito cuando la empresa generó fuera de mérito?



Cuáles fueron los porcentajes de participación en la generación fuera de mérito de las empresas?

Respuesta: Las plantas hidráulicas que generaron más tiempo por fuera de mérito fueron: Salvajina 84.89 %, La Tasajera 53.97 % y Pagua 53.49%, etc.

Nota: las plantas térmicas que generaron lo hicieron normalmente por fuera de mérito.

Los porcentajes de participación en la generación fuera de mérito se aprecian en las gráficas denominadas:

Gráfica No. 7. Porcentaje de horas de generación fuera de mérito;

Gráfica No. 8. Porcentaje MW-hora de generación fuera de mérito; y,

Gráfica No. 9. Porcentaje de horas en el que el Precio Oferta fue mayor que el Precio de Bolsa

- **Pregunta:** Si la Empresa suscribió contratos de compraventa de energía en el periodo 1º de junio de 1999 – 31 de agosto de 2000, compare los precios de la energía estipulada en contratos con los precios ofertados en ese periodo en el Mercado Mayorista y determine las diferencias.

Respuesta: Para el período, ISAGEN celebró contratos de diversas condiciones, no comparables entre sí por cantidades, periodos, condiciones de pago, etc.

Con el objeto de ilustrar el comportamiento del precio de la energía vendida en contratos (\$/kWh) se presentan las siguientes gráficas:

Gráfica No. 10 Precio de energía en los contratos (\$/kWh) simultáneamente con precio de bolsa para la hora 3; y

Gráfica No. 11 Precio de energía en los contratos (\$/kWh) simultáneamente con precio de bolsa para la hora 19.

**INFORME PERITAZGO AL MERCADO
MAYORISTA DE ENERGIA**

SAN CARLOS

SAN CARLOS

1. PRESENTACIÓN.....	2
2. GENERALIDADES DE LA PLANTA.....	3
3. RESPUESTAS DEL GENERADOR.....	3
PRECIOS PARA LA BOLSA.....	4
4. ANALISIS DE LAS OFERTAS.....	6
4.1. Periodo 1: 10 a 30 de septiembre de 1999.....	6
4.1.1. Condiciones iniciales.....	6
4.1.2. Evolución del sistema durante el período.....	6
4.1.3. Comportamiento de la oferta.....	7
4.1.4. Análisis de las ofertas.....	10
4.2. Periodo 2: 20 de mayo a 20 de junio de 2000.....	11
4.2.1. Condiciones iniciales.....	11
4.2.2. Evolución del sistema durante el periodo.....	12
4.2.3. Comportamiento de la Oferta.....	16
4.2.4. Análisis de las ofertas.....	17
4.3. Periodo 3: 10 al 25 de agosto de 2000.....	18
4.3.1. Condiciones iniciales.....	18
4.3.2. Evolución del sistema durante el periodo.....	19
4.3.3. Comportamiento de la Oferta.....	22
4.3.4. Análisis de las ofertas.....	23
4.4. Comentarios comunes para los tres periodos de oferta.....	24
5. RESPUESTAS AL CUESTIONARIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS.....	27



1. PRESENTACIÓN

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ordenó adelantar un Auto de Averiguación del agente generador ISAGEN que fue notificado al representante legal el 10-10-2000

Las fechas estipuladas en dicho Auto comprenden los siguientes períodos:

10 al 30 de septiembre de 1999;

20 de mayo al 20 de junio de 2000; y,

10 al 25 de agosto de 2000.

Con el objeto de analizar la información suministrada por el agente y la aportada por ISA, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios contrató a la Universidad Nacional.

Este informe corresponde al estudio realizado; contiene el análisis y las conclusiones sobre el comportamiento particular de San Carlos dentro del mercado mayorista de energía para los periodos especificados.

Para el trabajo adelantado se tuvo en cuenta la información específica aportada por el agente en cumplimiento del Auto, la directamente suministrada por el Mercado Mayorista y la obtenida directamente por la Universidad Nacional .

Nota: La Universidad Nacional estudió adicionalmente el comportamiento general de los agentes en el período comprendido entre el 1° junio de 1999 y el 30 de septiembre de 2000, para contextualizar el mercado mayorista, aunque en este informe sólo se incluyen los análisis relacionados con el período del auto específico.



2. GENERALIDADES DE LA PLANTA

San Carlos es una planta hidráulica de 1.240 MW, con un embalse (Punchiná) con capacidad máxima de 49.04 Mm³ y un almacenamiento energético de 68.43 GWh. Se encuentra ubicada en el departamento de Antioquia y está conectada al SIN a través de las siguientes líneas de 230 kV: San Carlos – Guatapé, San Carlos - Ancón Sur, San Carlos - Esmeralda y San Carlos – Purnio. Adicionalmente, se encuentra conectado con la zona de la costa Atlántica por medio de dos líneas de 500 kV: San Carlos – Cerromatoso (dos circuitos).

Para efectos operativos el CND considera que la planta está ubicada en el área operativa San Carlos. La planta representa aproximadamente el 15.45% de la capacidad hidráulica instalada y el 10.11% de la capacidad total del sistema colombiano.

3. RESPUESTAS DEL GENERADOR

El generador envió a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sus respuestas al auto de averiguación en un (1) A-Z, cuyo contenido se encuentra descrito detalladamente en el anexo A.

La respuesta de ISAGEN describe la metodología utilizada para elaborar la oferta de precio, incluyendo las variables utilizadas y los criterios usados. La respuesta dice textualmente,



"METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA ELABORACIÓN DE LA OFERTA DE PRECIOS PARA LA BOLSA

ASPECTOS GENERALES

La metodología utilizada por ISAGEN para la elaboración de las ofertas de precios de sus plantas hidroeléctricas y unidades térmicas se fundamenta en el marco regulatorio establecido por la Ley 143 de 1994 y las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en especial las resoluciones CREG 055 de 1994 (art. 6°) y CREG 024 de 1995 (Anexo A4)

COMPONENTES DE LA OFERTA

1) Costos variables:

- CEE (Costo Equivalente de la Energía)
De acuerdo con la resolución CREG 116/96, se requiere que las ofertas incluyan el CEE (\$/kWh) como costo variable del generador.
- Ley 99/93 (Transferencias ambientales)
De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.
- AOM (Administración, operación y mantenimiento)

Se considera costo variable el que tiene relación directa con la producción de energía y se aumenta o disminuye en función de ésta. Para el caso de las centrales San Carlos y Jaguas, se considera el costo de los repuestos y consumibles utilizados en el mantenimiento de las unidades generadoras y las instalaciones directamente relacionadas con la producción de energía. Hasta finales de 1999, como costo variable para Termocentro (en dólares) solo se tuvieron en cuenta las inspecciones mayores durante la vida útil remanente de la planta, debido a que los costos de AOM que podrían ser considerados como variables, eran fijos en el contrato celebrado, para este propósito, con un tercero.

- Combustible (para termoeléctricas)
ISAGEN ha celebrado contratos de suministro y transporte de gas natural con ECOPETROL y ECOGAS. Para la oferta de Termocentro se consideran el costo variable de suministro de combustible, el cual incluye el precio en boca de pozo y la conexión Opón - Barancabermeja. En los costos de transporte se considera la estampilla, cargo por uso, cargo fijo e impuestos de transporte y fomento del gas. Los costos están dolarizados.
- Costo de oportunidad del agua (para hidroeléctricas)
Para determinar ese costo, ISAGEN tiene en cuenta los resultados de modelos energéticos, tanto los publicados por el CND como los utilizados por la empresa. Dichos modelos consideran, entre otros aspectos, las características de los embalses, la hidrología esperada, la disponibilidad de las unidades, las características técnicas de las plantas, la demanda y los costos de combustible.

2) Elementos de incertidumbre y riesgo

Los costos variables presentados anteriormente, se ven afectados por factores comerciales, macroeconómicos, operativos, climáticos y regulatorios, los cuales originan incertidumbre y



riesgo, dando por resultado un rango amplio de posibilidades a la asignación de los recursos del sistema. El precio final de oferta es entonces, una combinación entre el precio encontrado en el numeral anterior y el peso que pueden tener en cierto momento esos factores de riesgo e incertidumbre.

A continuación se listan algunos de los factores, los que pueden tener mayor incidencia frente a otros, dependiendo de las condiciones al momento de elaborar la oferta.

- Exposición a comprar en Bolsa
- Tasa de cambio
- Variaciones de la demanda de energía
- Precio de bolsa estimado día anterior.
- Nivel de despacho versus eficiencia
- Inflexibilidades
- Costos de oportunidad del agua
 - > Evolución de la hidrología y los embalses
 - > Servicio de AGC
 - > Oferta de la competencia
 - > Otros factores como restricciones eléctricas y redespachos en las primeras horas del día de la oferta.
- Restricciones eléctricas
- Mantenimiento de emergencia.
- Cargos por uso del STN para importaciones de energía.
- Vacíos regulatorios
- Movimientos imprevistos de las variables de oferta de la competencia“

La respuesta incluye, además, las memorias de cálculo completas de cada uno de los días solicitados en el auto de averiguación.

La metodología es consistente y satisfactoria. Solamente incluye un aspecto subjetivo como es la percepción de riesgo, de acuerdo con la regulación existente.



4. ANALISIS DE LAS OFERTAS

A continuación se hace un análisis de las condiciones del sistema y de las ofertas presentadas por el agente generador durante los periodos considerados en el auto de averiguación.

4.1. Periodo 1: 10 a 30 de septiembre de 1999

4.1.1. Condiciones iniciales

- Estado del embalse el 10 de septiembre

El día 10 de septiembre el embalse de Punchiná se encontraba en el 85.48% de su capacidad máxima.

4.1.2. Evolución del sistema durante el período

- Comportamiento del embalse durante el periodo

Como puede verse en la figura 2, el nivel del embalse al 10 de septiembre estaba en 85.48 % y para el 30 de septiembre en 100.53%, y se registraron un máximo de 104.1% y un mínimo de 85.22%

- Eventos en el sistema de transmisión durante el período

Durante este período se presentaron salidas en las líneas que se describen en la tabla siguiente:



Fecha	Evento
16 sep. 99	Sale línea Guavio –Tunal
16 sep. 99	Sale línea Guavio –Reforma
21 sep. 99	Salen líneas San Carlos – Esmeralda (dos circuitos)
21 sep. 99	Sale línea San Carlos – Virginia (dos circuitos)
30 sep. 99	Entra línea Guavio –Reforma

La salida de las líneas que conectan a San Carlos con el centro del país, ocasionan una reducción en la generación de la planta. También provocan una limitación en los intercambios posibles en el área de Antioquia y reducen el límite de importación en el área suroccidental.

4.1.3. Comportamiento de la oferta

Las ofertas no presentaron variaciones durante este periodo para las 24 horas del día. El precio de oferta fue constante todo el tiempo, con un valor de 31.17 \$/kWh.



Periodo 1 San Carlos Sep 10 a Sep 30 de 1999

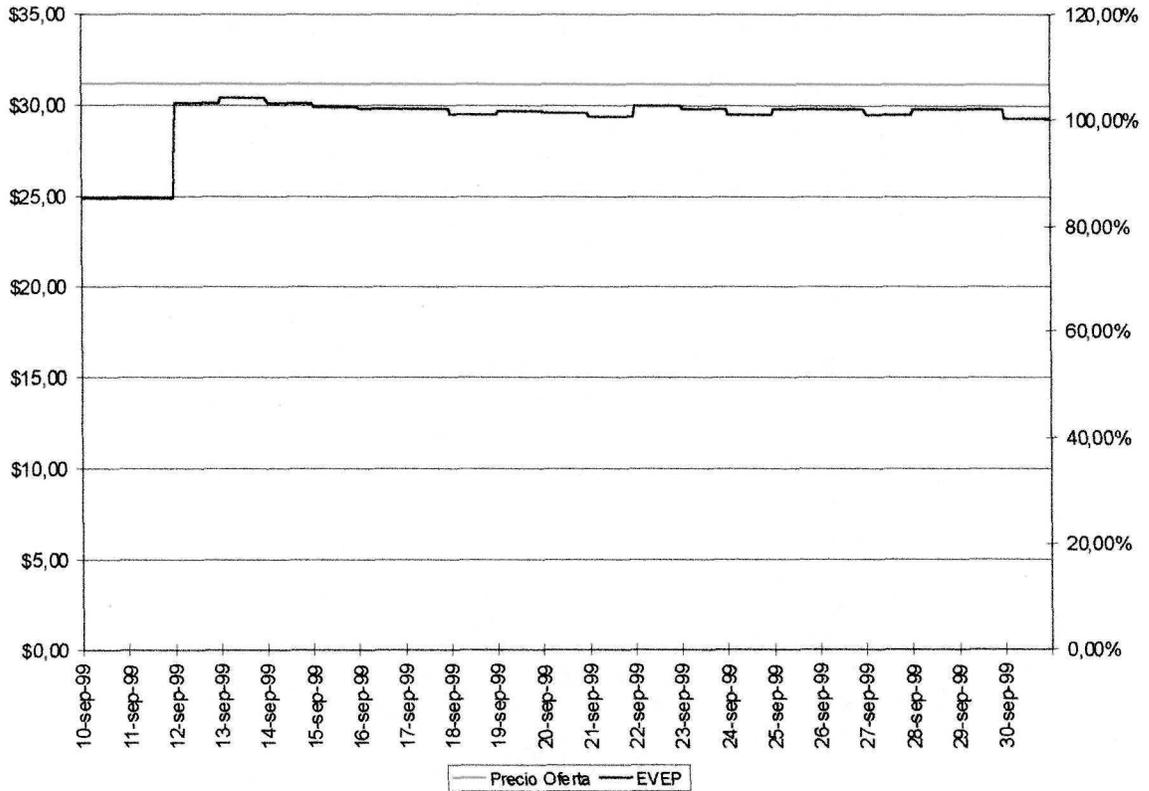


Figura 2. Precio de oferta y Nivel porcentual del embalse 10 a 30 de septiembre de 1.999

También se ha incluido una curva de generación ideal y generación programada en función del tiempo durante el período del estudio, con el fin de analizar el efecto de las restricciones de transmisión sobre la operación del sistema.



Periodo 1 San Carlos Sep 10 a Sep 30 de 1999

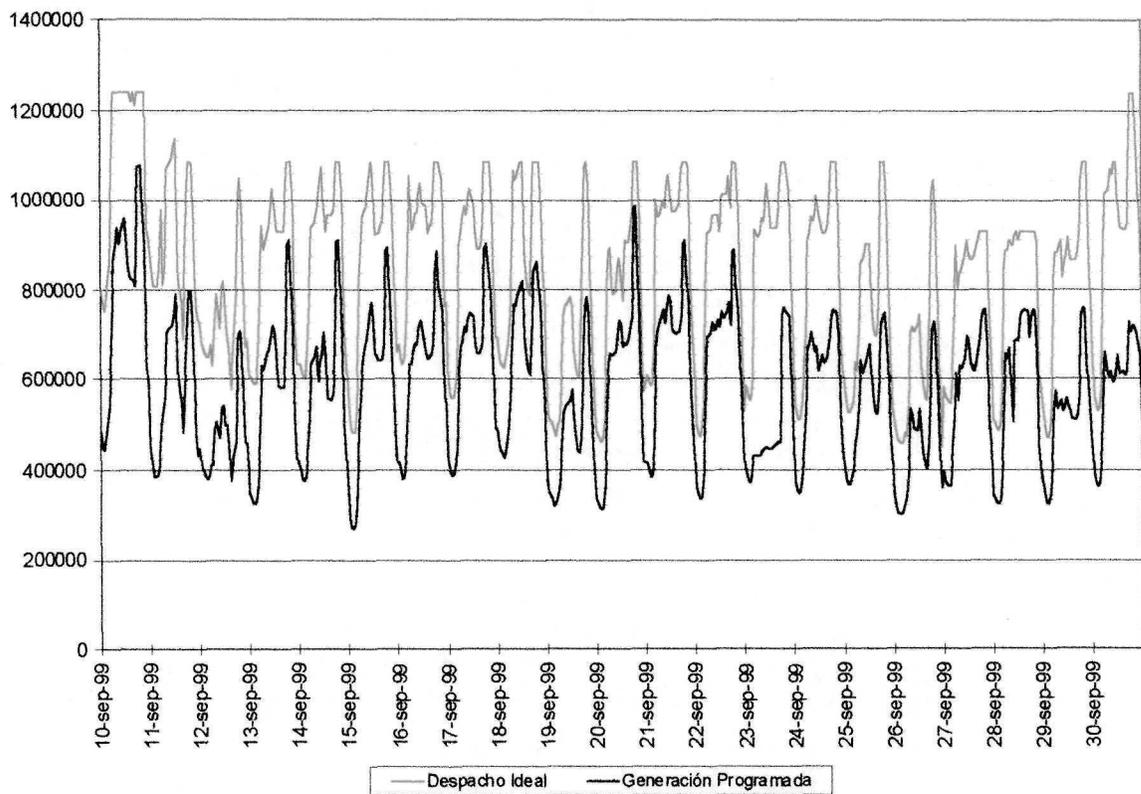


Figura 3. Generación ideal y generación programada 10 a 30 de septiembre de 1.999



4.1.4 Análisis de las ofertas

Analizando las curvas de generación programada y generación ideal, figura 3, se puede observar que la generación programada siempre fue inferior a la generación ideal, como consecuencia de las restricciones en el sistema de transmisión. La misma situación ocurre con la generación real. La diferencia entre la generación ideal y la real, sumada durante el período, es de 140000 MWh. Esta diferencia debió ser objeto de reconciliación negativa y liquidarse al precio de la bolsa. La generación total de San Carlos durante este período fue de 288000 MWh. La energía objeto de reconciliación equivale al 48.5% de la generación total.

En resumen, la estrategia de ofrecer un precio bajo, pues el precio de oferta siempre fue igual o inferior al precio de bolsa, tuvo como consecuencia que toda la capacidad ofertada de la planta se le tuviera que pagar al precio de bolsa, ya fuera como planta en mérito o como reconciliación.

4.2. Período 2: 20 de mayo a 20 de junio de 2000

4.2.1. Condiciones iniciales

- Estado del embalse el 20 de mayo

El día 20 de mayo el embalse de Punchiná se encontraba en el 103.36% de su capacidad máxima.

- Estado del sistema de transmisión al comenzar el período

Al comienzo de este período se encontraban indisponibles las siguientes líneas de transmisión en el área de influencia de San Carlos:



San Carlos – Cerromatoso, circuitos 1 y 2
San Carlos – Esmeralda, circuitos 1 y 2
San Carlos – Virginia
San Carlos – Ancón Sur, circuitos 1 y 2
Guatapé – Oriente
Guatapé – Envigado

Como se puede observar, la central de San Carlos se encontraba prácticamente desconectada de la zona suroccidental, sus intercambios con el área de Antioquia estaban limitados y el límite de importación del área suroccidental se encontraba reducido.

4.2.2. Evolución del sistema durante el periodo

- Comportamiento del Embalse

Como puede verse en la figura 6, el nivel del embalse al 20 de mayo estaba en 103.36% y para el 20 de junio en 101.14%, y se registraron un máximo de 103.71% y un mínimo del 91.5%.

- Eventos en el sistema de transmisión durante el período

Durante este período se presentaron los siguientes eventos, que afectaron la operación de la planta de San Carlos.



Fecha	Evento
7 junio, 2000	Entra en operación la planta de Bajo Anchicayá 1
19 junio 2000	Sale línea Guatapé – Envigado

Periodo 2 San Carlos May 20 a Jun 5 de 2000

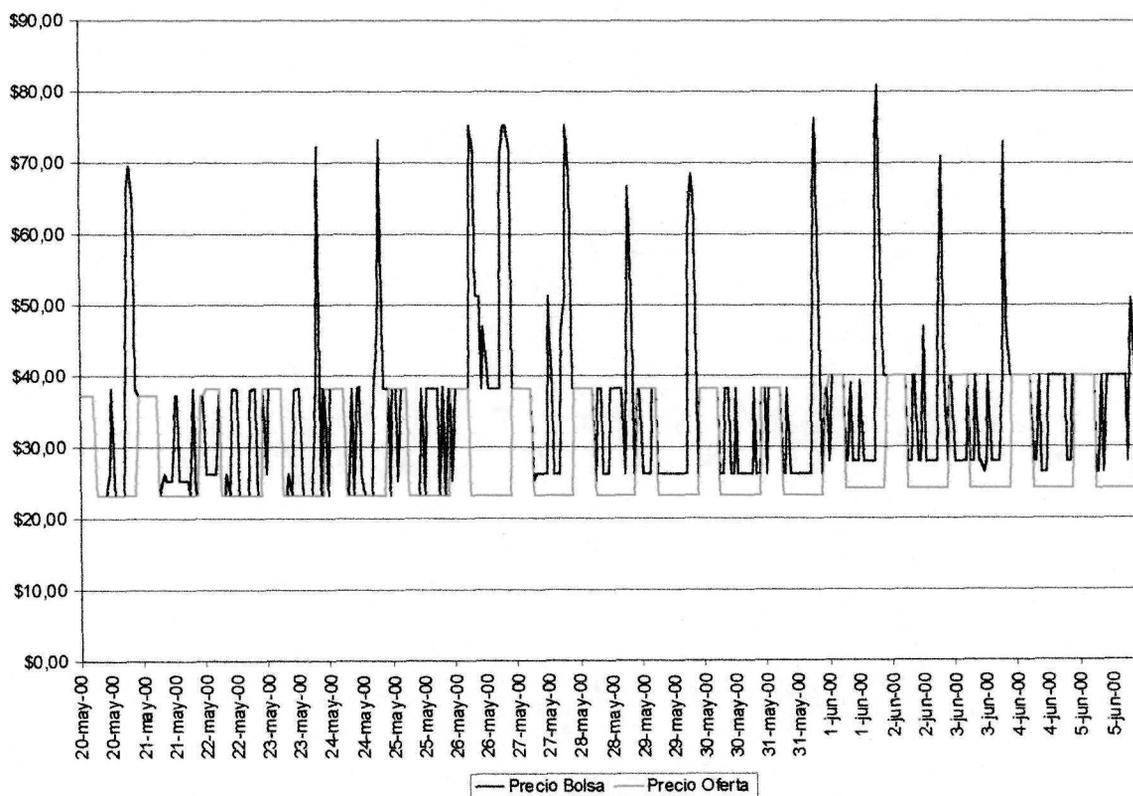


Figura 4. Precio de bolsa y Precio de oferta 20 de mayo a 5 de junio de 2000



Periodo 2 San Carlos Jun 6 a Jun 20 de 2000

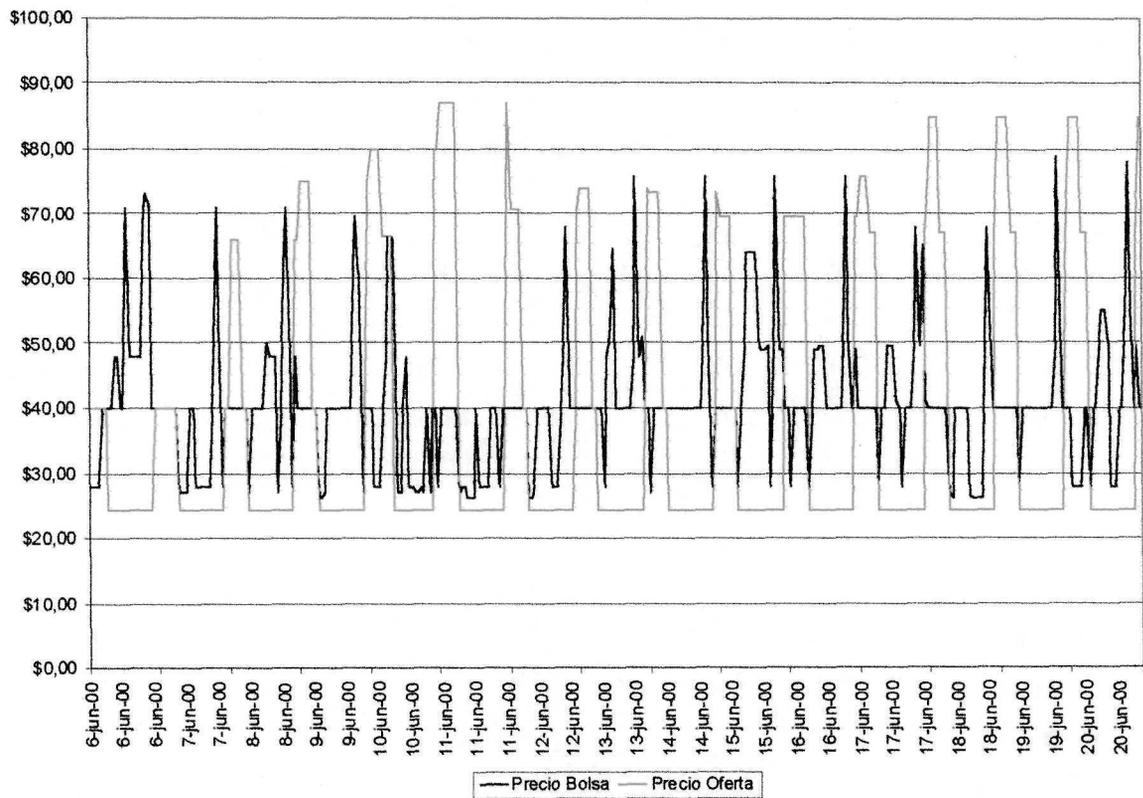


Figura 5. Precio de bolsa y precio de oferta 6 a 20 de junio de 2000



Periodo 2 San carlos May 20 a Jun 20 de 2000

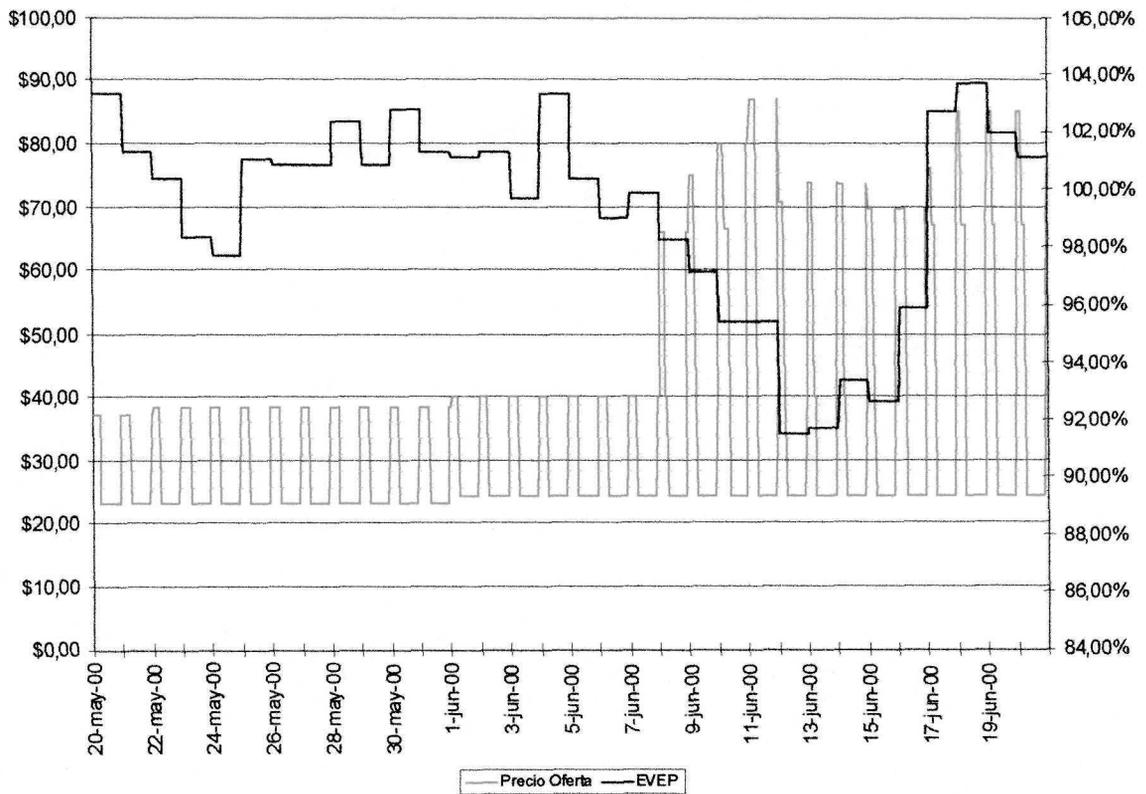


Figura 6. Precio de oferta y nivel porcentual del embalse 20 de mayo a 20 de junio de 2000



Periodo 2 San Carlos May 20 a Jun 20 de 2000

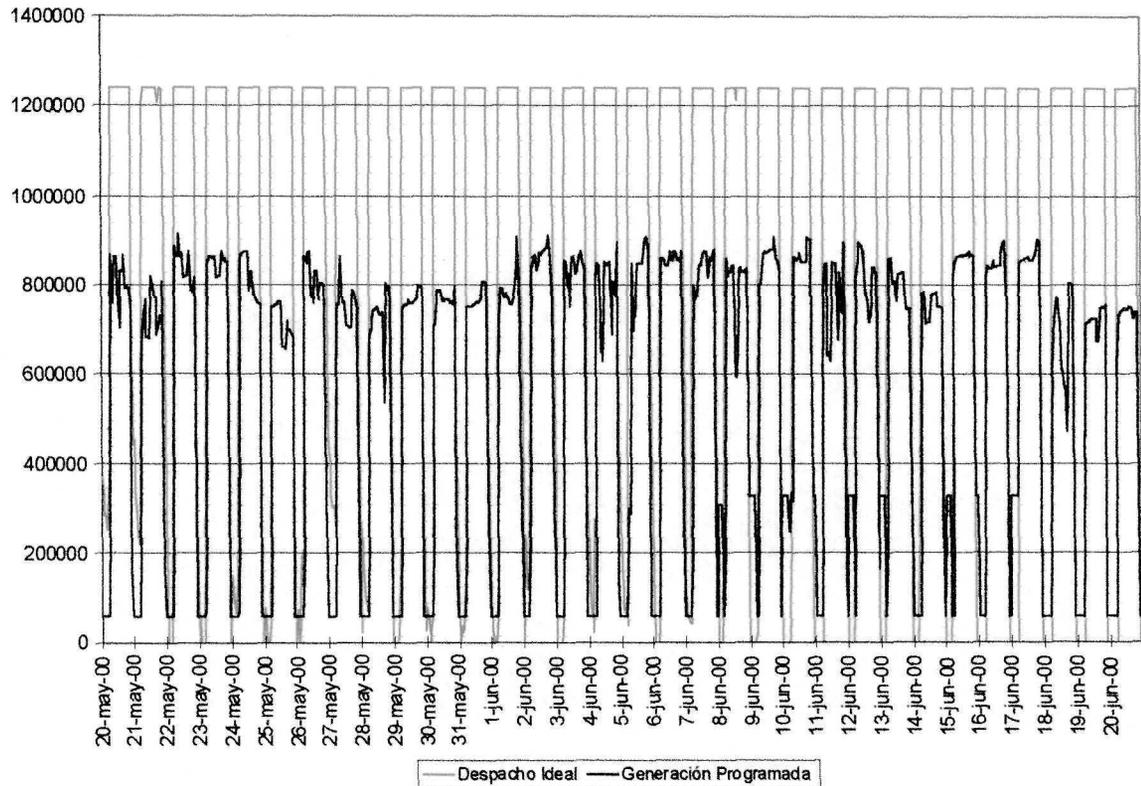


Figura 7. Despacho ideal y generación programada 20 de mayo a 20 de junio de 2000

4.2.3. Comportamiento de la Oferta

- Del 20 de mayo al 7 de junio se presentaron ofertas variables durante las 24 horas del día, pero iguales todos los días. La oferta fue de 37 \$/kWh entre la hora 23 y 6 y un precio de 23 \$/kWh entre las horas 7 y 22.



- A partir del 8 de junio, la oferta de las horas 7 a 22 subió considerablemente, situándose a un precio que varió entre un mínimo de 66.01\$/kWh el 8 de junio y máximo de 87.01\$/kWh el 11 de junio.

4.2.4. Análisis de las ofertas

Durante la primera parte del período (20 de mayo a 7 de Junio) el precio de oferta fue inferior al precio de bolsa durante las horas 7 a 22, con muy pocas excepciones. Durante este tiempo, la generación ideal fue alta, generalmente igual a la capacidad de la planta. Sin embargo, debido a las restricciones de transmisión, la generación programada generalmente fue inferior a la ideal. Esto implica que la diferencia entre la generación ideal y la real debió liquidarse al precio de bolsa.

En horas de precio de oferta alto, por lo general sucedió el efecto contrario. Es decir, la generación real fue superior a la ideal, lo cual indica que la planta tuvo que ser despachada para satisfacer restricciones de seguridad. En esas condiciones, la generación se debió pagar como reconciliación positiva, al precio de oferta.

La segunda parte del período, es decir, a partir del 7 de junio, se caracteriza por un aumento significativo de los precios de oferta en general en todo el sistema. Ello ocurre después de que se produce una serie de atentados en la zona suroccidental. La mayoría de las plantas en la zona suroccidental aumentaron sus precios de oferta. El precio de oferta de San Carlos a las horas de baja carga, fue alto, pero por lo general, inferior al precio de bolsa en este período. La oferta de San Carlos en las horas de precio alto, generalmente coincide con el ofrecimiento de capacidad de AGC.



Las restricciones de transmisión que existían al comienzo del período se agudizaron hacia el final. Por esta razón, la planta operó en las mismas condiciones que al comienzo; es decir, cuando su precio de oferta fue bajo, la planta no podía generar lo que indicaba el despacho ideal a causa de las restricciones de transmisión. Pero, por otra parte, en las horas en las cuales el precio de oferta fue alto, la planta de todas maneras debía ser despachada, aunque el despacho ideal señalara lo contrario, para satisfacer restricciones de seguridad en el área.

La consecuencia de lo anterior es similar a lo que se presentó al comienzo del período: San Carlos nunca generó lo que se indicaba en el despacho ideal. Así que todo el tiempo durante este período, la planta fue objeto de reconciliación, ya fuera positiva o negativa. En otras palabras, la generación de San Carlos siempre debió ser pagada al precio de la bolsa o al precio de oferta, cuando éste era superior a aquel.

Durante este segundo período, la generación objeto de reconciliación negativa debió ser de alrededor de 261000 MWh y ocurrió durante 625 de las 768 horas del período. La generación total de la planta durante este período fue de 436000 MWh. La diferencia, alrededor de 175000 MWh de acuerdo con la información disponible, se debió remunerar al precio de bolsa o a un precio mayor.

4.3. Período 3: 10 al 25 de agosto de 2000

4.3.1. Condiciones iniciales

- Estado del embalse el 10 de agosto

El día 10 de agosto el embalse de Punchiná se encontraba en el 105.22% de su capacidad máxima.



4.3.2. Evolución del sistema durante el periodo

- Comportamiento del Embalse

Como puede verse en la gráfica No. 1, del anexo, el nivel del embalse al 10 de agosto estaba en 105.22% y para el 25 de agosto en 102.47%, y se registraron un máximo de 105.22% y un mínimo de 101.53%.

- Estado del sistema de transmisión al comenzar el período

Al comienzo de este período se encontraban indisponibles las siguientes líneas de transmisión en el área de influencia de San Carlos:

San Carlos – Cerromatoso, circuitos 1 y 2
San Carlos – Esmeralda, circuitos 1 y 2
San Carlos – Virginia
San Carlos – Ancón Sur, circuitos 1 y 2
Guatapé – Oriente
Guatapé – Envigado
Playas – Guatapé
Playas – Oriente

Como se puede observar, la central de San Carlos se encontraba prácticamente desconectada de la zona suroccidental y sus intercambios con el área de Antioquia estaban severamente limitados.

- Eventos en el sistema de transmisión durante el período

Durante este tercer período se presentaron los siguientes eventos relevantes a la operación de la central de San Carlos.



Fecha	Evento
14 agosto, 2000	Sale línea San Bernardino – Jamondino, circuitos 1 y 2
18 agosto, 2000	Entra línea San Bernardino – Jamondino, circuito 1
19 agosto, 2000	Sale línea Ancón Sur – Esmeralda, circuito 3
20 agosto, 2000	Entra línea San Bernardino – Jamondino, circuito 2
20 agosto, 2000	Entra línea Ancón Sur – Esmeralda, circuito 3

Periodo 3 San Carlos Ago 10 a Ago 25 de 2000

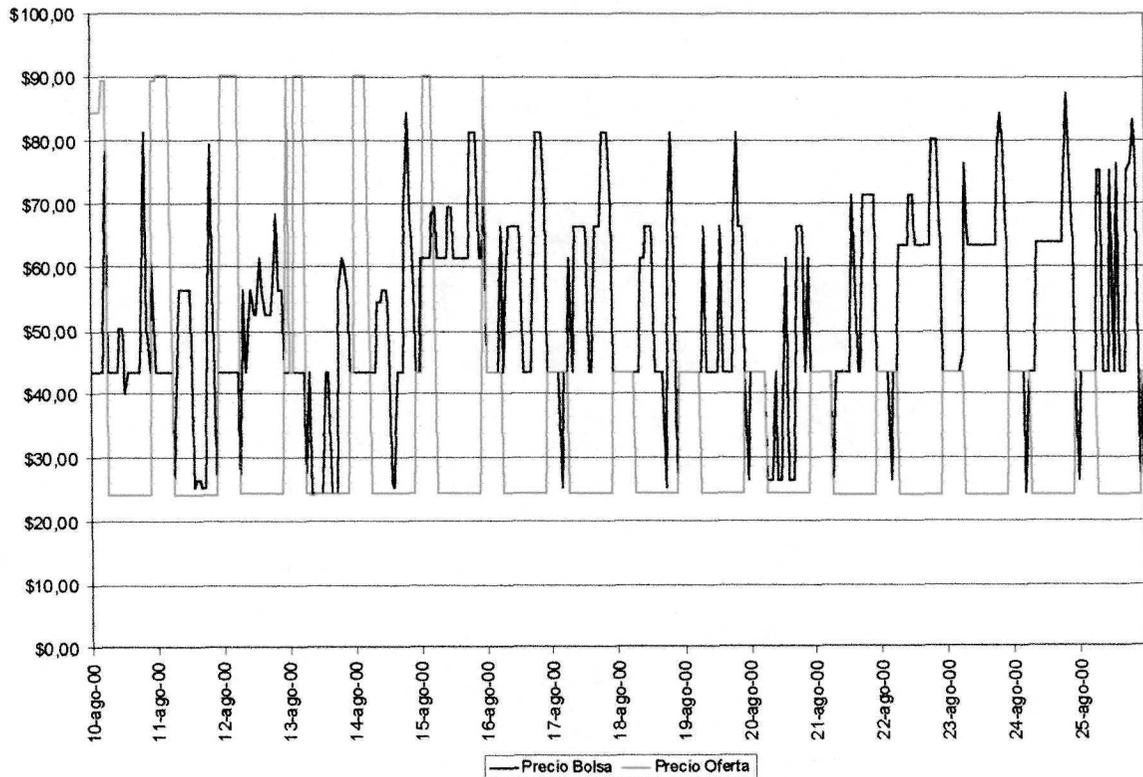


Figura 8. Precio de bolsa y precio de oferta 10 a 25 de agosto de 2000



Periodo 3 Ago 10 a Ago 30 de 2000

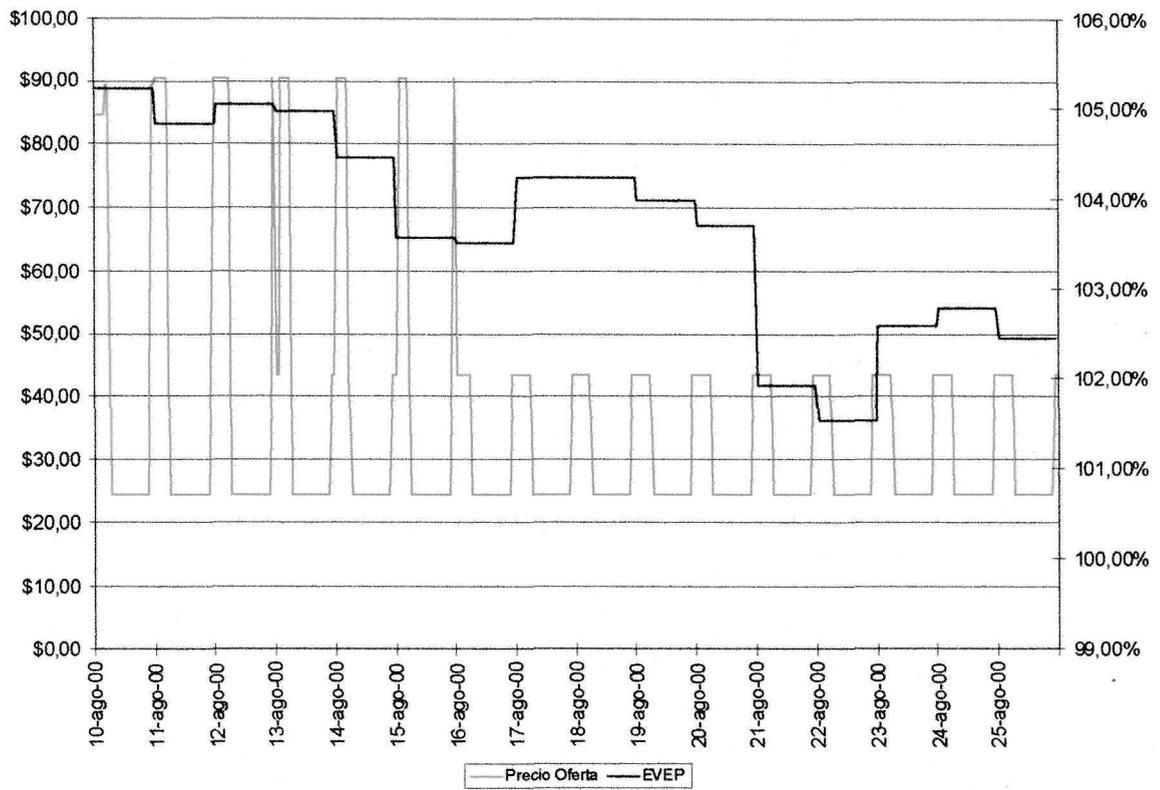


Figura 9. Precio de oferta y nivel porcentual del embalse 10 a 30 de agosto de 2000



Periodo 3 San carlos Ago 10 a Ago 25 de 2000

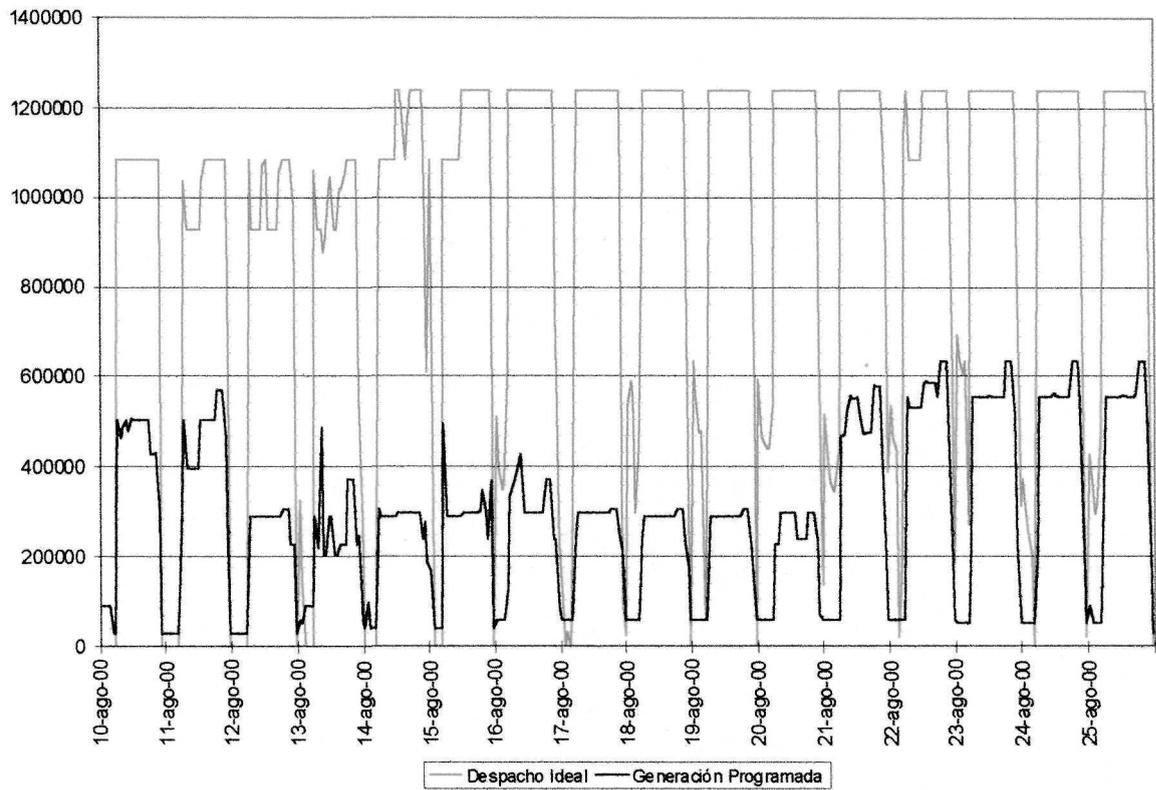


Figura 10. Despacho ideal y Generación programada 10 a 25 de agosto

4. 3. 3 Comportamiento de la Oferta

Las características de los precios de oferta de San Carlos durante este período se pueden dividir en dos subperíodos.



- Del 10 al 15 de agosto se presentaron ofertas de precio alto entre las horas 23 y 6 con un precio máximo de 90 \$/kWh y ofertas de precio bajo entre las horas 7 y 22 con un precio mínimo de 24.45 \$/kWh.
- Del 16 al 25 de agosto se ofrecieron precios de la siguiente manera: entre la hora 23 y 6 el precio de oferta se redujo con respecto a los precios ofertados durante los días anteriores; el precio fue de 43.49 \$/kWh y se mantuvo esta oferta para todos los días de este periodo a estas horas. A las demás horas el precio de oferta se mantuvo en 24.45 \$/kWh como en los días anteriores.

4.3.4 Análisis de las ofertas

Las ofertas de precio alto en la primera parte del período coinciden con las ofertas de servicio de AGC. En las horas durante las cuales se ofreció el servicio de AGC el precio de oferta siempre fue superior a 80 \$/kWh.

Durante la primera parte del período, la disponibilidad ofertada fue generalmente de 1050 MW.

A partir del 15 de agosto, las ofertas cambiaron en forma sustancial: No se volvió a ofertar el servicio de AGC y la disponibilidad declarada fue de 1240 MW.

Al igual que en el período 2, las restricciones de transmisión impidieron que la planta operara de forma cercana al despacho ideal. Generalmente, a las horas en las cuales el precio de oferta fue bajo, el despacho ideal dio como resultado que se despachara la totalidad de la capacidad disponible en la planta. Sin embargo, las restricciones de transmisión existentes en la zona de San Carlos hicieron que la potencia realmente



programada fuese inferior a la ideal. En estos casos, de acuerdo con la regulación existente, la diferencia se debió pagar, por reconciliación, al precio de bolsa.

La energía total, objeto de reconciliación por este concepto, asciende a 233000 MWh. La energía total generada por San Carlos durante el período fue de 115000 MW. Es decir, que la energía dejada de generar y pagada al precio de bolsa fue el 203% de la generación real durante el período. La condición de generación real menor que el despacho ideal ocurrió en 337 de las 385 horas del período.

Adicionalmente, durante las horas restantes el precio de oferta de San Carlos fue superior al de bolsa. Pero, por razones de seguridad, fue necesario despacharla en cantidades que variaron entre 20 y 60 MW. Esta potencia debió remunerarse al precio de oferta.

4.4. Comentarios comunes para los tres periodos de oferta

La principal característica de las ofertas es la independencia del precio de oferta con respecto al nivel del embalse. La variable que tiene una relación más significativa con el nivel de los precios ofertados es la oferta de AGC. La otra variable que tiene relación significativa es la existencia de restricciones de transmisión. Cada vez que la generación de San Carlos debió ser limitada como consecuencia de las líneas fuera de servicio, el precio de oferta fue significativamente bajo con respecto a los precios ofrecidos en otros períodos, excepto cuando se ofreció el servicio de AGC.

En los períodos en los cuales la zona operativa de San Carlos vio reducida su capacidad de intercambio con el SIN, era totalmente predecible el despacho de la planta. En esas circunstancias, la oferta de San Carlos siempre fue de un precio bajo,



por lo menos en las horas en las cuales no hizo una oferta de AGC. Como consecuencia, la planta siempre fue despachada al máximo en el despacho ideal. Pero, debido a las restricciones de transmisión, no era posible la generación sino en cantidades mucho menores.

Durante el primer período analizado la oferta fue constante; como consecuencia de ello, la planta fue remunerada generalmente por restricción de transmisión. Pero a partir del segundo período se empezó a ofrecer el servicio de AGC, con lo cual además de la remuneración derivada de la reconciliación negativa durante las horas de precio de oferta bajo, se remuneró la generación, requerida por seguridad o por AGC a las horas de precio de oferta alto, al precio de oferta.

Los precios de ofertas asociados con las ofertas de AGC son muy altos y no reflejan condiciones asociadas con el servicio del AGC. Aunque la asignación del servicio de AGC implica la reducción en la generación de la planta durante el período durante el cual se lleva a cabo la regulación de frecuencia, los costos asociados con esta reducción no permiten justificar los cambios de precio ofertado cuando se lleva a cabo el AGC.

La información que presentó Isagen en su respuesta incluye una descripción de los factores que entran en la formación del precio. Allí se puede observar que la diferencia fundamental entre las diferentes ofertas es la percepción del riesgo. Sin embargo, parece difícil de justificar una diferencia tan acentuada en la percepción del riesgo entre intervalos de un mismo día o para la misma hora en días consecutivos. La información presentada por Isagen no provee una justificación de este comportamiento.



Un aspecto que merece atención es la asignación de costos variables de operación y mantenimiento y costos originados por la ley 99 en forma, aparentemente, arbitraria. Durante un número grande de horas de los períodos estudiados, el costo variable AOM y el costo de ley 99 se han asignado como cero. No se ha presentado ninguna justificación de esta asignación.

Durante una parte significativa de los períodos analizados el precio de oferta fue bastante bajo, incluso despreciando costos variables de AOM y de ley 99. En parte como consecuencia de ello, la planta fue remunerada durante períodos extensos por restricción de transmisión.



5. RESPUESTAS AL CUESTIONARIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS

- **Pregunta:** En el período 1° de junio de 1999 a 30 de agosto de 2000, la empresa generó fuera de mérito?

En el evento de que la respuesta sea si, cuándo generó la empresa fuera de mérito?

Respuesta: En el período 1° de junio de 1999 a 30 de agosto de 2000 San Carlos generó en múltiples oportunidades fuera de mérito (ver archivo en Excel: Generadores hidráulicos. CD Anexo).

Para ilustración se presentan los siguientes datos:

- Número de horas que generó la planta: 11.678
 - Horas de generación por fuera de mérito: 721
 - Porcentaje de horas de generación por fuera de mérito: 6.17%
 - Número de horas en que el precio de oferta fue igual al precio de bolsa: 5.945
 - Número de Horas en que el precio de oferta fue mayor que el precio de bolsa: 725
 - MW hora generados en el periodo: 6'146.790
 - MW hora generados por fuera de mérito: 108.941
 - Porcentaje de MW hora generados por fuera de mérito: 1.77%
 - Total horas del periodo: 11.712
- **Pregunta:** Qué planta o unidad de generación estableció el precio en la bolsa cuando la empresa generó fuera de mérito?



Respuesta: En el período analizado, cuando San Carlos generó fuera de mérito, distintas plantas fijaron el precio de bolsa y con frecuencia varias simultáneamente (ver archivo en Excel: Generadores hidráulicos CD Anexo).

Las plantas que fijaron el precio de bolsa con mayor frecuencia fueron:

San Carlos 51.76%

Guatapé 51.61%

Playas 51.43%

Para ilustración se presentan las gráficas denominadas :

Gráfica No. 2. Porcentaje de horas con Precio de Oferta igual a Precio de Bolsa;

Gráfica No. 3. Porcentaje de horas en que las ofertas fueron iguales o menores al Precio de Bolsa; y

Gráfica No. 4. Número de horas en que generó la planta durante el periodo de estudio (11.712 horas)

- **Pregunta:** Qué precios ofertó la empresa para cada una de las unidades o plantas cuando generó fuera de mérito?

Respuesta: Los precios ofertados por San Carlos para el período del auto de averiguación se aprecian en el anexo Precios de Oferta ó se pueden consultar en archivo en Excel: Generadores hidráulicos CD Anexo.

Para ilustración se presentan las gráficas denominadas:

Gráfica No. 5. Comparativo Precio de oferta y precio de bolsa a la hora 3; y

Gráfica No. 6. Comparativo Precio de oferta y precio de bolsa a la hora 19.

- **Pregunta:** Qué otras empresas generaron fuera de mérito cuando la empresa generó fuera de mérito?



Cuáles fueron los porcentajes de participación en la generación fuera de mérito de las empresas?

Respuesta: Las plantas hidráulicas que generaron más tiempo por fuera de mérito fueron: Salvajina 84.89 %, La Tasajera 53.97 % y Pagua 53.49%, etc.

Nota: las plantas térmicas que generaron lo hicieron normalmente por fuera de mérito.

Los porcentajes de participación en la generación fuera de mérito se aprecian en las gráficas denominadas:

Gráfica No. 7. Porcentaje de horas de generación fuera de mérito;

Gráfica No. 8. Porcentaje MW-hora de generación fuera de mérito; y,

Gráfica No. 9. Porcentaje de horas en el que el Precio Oferta fue mayor que el Precio de Bolsa

- **Pregunta:** Si la Empresa suscribió contratos de compraventa de energía en el periodo 1º de junio de 1999 – 31 de agosto de 2000, compare los precios de la energía estipulada en contratos con los precios ofertados en ese periodo en el Mercado Mayorista y determine las diferencias.

Respuesta: Para el período, ISAGEN celebró contratos de diversas condiciones, no comparables entre sí por cantidades, periodos, condiciones de pago, etc. Con el objeto de ilustrar el comportamiento del precio de la energía vendida en contratos (\$/kWh) se presentan las siguientes gráficas:

Gráfica No. 10 Precio de energía en los contratos (\$/kWh) simultáneamente con precio de bolsa para la hora 3; y

Gráfica No. 11 Precio de energía en los contratos (\$/kWh) simultáneamente con precio de bolsa para la hora 19.

**INFORME PERITAZGO AL MERCADO
MAYORISTA DE ENERGIA**

TERMOCENTRO 1 Y 2

TERMOCENTRO 1 Y 2

1. PRESENTACIÓN	2
2. GENERALIDADES DE LA PLANTA	3
3. RESPUESTAS DEL GENERADOR.....	3
4. ANALISIS DE LAS OFERTAS	4
5. RESPUESTAS AL CUESTIONARIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS.....	6
ANEXOS	



1. PRESENTACIÓN

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ordenó adelantar un Auto de Averiguación del agente generador ISAGEN que fue notificado al representante legal el 10-10-2000.

Con el objeto de analizar la información suministrada por el agente y la aportada por ISA, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios contrató a la Universidad Nacional.

Este informe corresponde al estudio realizado; contiene el análisis y las conclusiones sobre el comportamiento particular de Termocentro 1 y 2 dentro del mercado mayorista de energía para los periodos especificados.

Para el trabajo adelantado se tuvo en cuenta la información específica aportada por el agente en cumplimiento del Auto, la directamente suministrada por el Mercado Mayorista y la obtenida directamente por la Universidad Nacional .

Nota: La Universidad Nacional estudió adicionalmente el comportamiento general de los agentes en el período comprendido entre el 1 junio de 1999 y el 30 de septiembre de 2000, para contextualizar el mercado mayorista, aunque en este informe sólo se incluyen los análisis relacionados con el período del auto específico.



2. GENERALIDADES DE LA PLANTA

Esta planta esta compuesta por dos unidades iguales de turbinas a gas en ciclo simple, cada una con una capacidad nominal de 100 MW. Recientemente con las dos unidades a gas se realizo el montaje para convertir la planta a ciclo combinado (300MW).

Esta planta se ubica en los alrededores de la ciudad de Puerto Berrio, sobre terrenos que colindan con el río Magdalena, fundamentalmente operan con gas natural.

3. RESPUESTAS DEL GENERADOR

El generador envió a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sus respuestas al auto de averiguación en un A-Z, cuyo contenido se encuentra descrito detalladamente en el anexo A.



4. ANALISIS DE LAS OFERTAS

Aunque las dos unidades son aparentemente de especificaciones iguales, fueron ofertadas a diferentes precios para los periodos de averiguación, cabe anotar que dichas unidades no generaron en los periodos en cuestión.

Isagén, propietaria de esta planta, solicitó a la Comisión de Energía y Gas (CREG), autorización para el retiro temporal y voluntario de las unidades generadoras 1 y 2 del grupo Termocentro, del Sistema de Interconectado Nacional. La autorización fue concedida, para desconectar las unidades del SIN a partir del día 7 de noviembre de 1.999, con el fin de adelantar los trabajos requeridos de construcción , montaje y puesta en funcionamiento , para convertir la planta a ciclo combinado.

El periodo para el análisis de las ofertas va de 10 al 20 de Septiembre de 1.999

Las Ofertas para le periodo fueron las siguientes:

- Termocentro 1 101.242 \$/kWh
- Termocentro 2 97.761\$/kWh

Se mantuvieron constantes durante todo el periodo.

Las ofertas están sustentadas en los siguientes costos: C.E.E.,AOM variable, ley 99, costo combustible y percepción del riesgo.

En el siguiente cuadro se presentan los costos de generación Termocentro 1 y 2, los cuales se mantuvieron constantes durante todo el periodo de averiguación.



Componente	Costos de generación (\$/kWh)	
	Termocentro 1	Termocentro 2
Costo del gas	30.32	30.06
C.E.E.	23.28	23.28
Ley 99	1.31	1.31
AOM variable	8.51	8.51
Percepción del riesgo	37.80	34.58
Total costos variables	101.242	97.76

Comentarios a las ofertas

Se puede percibir, que por parte del agente, no había ningún interés por despacharlas (la disponibilidad fue siempre cero). No se incluye el costo de arranque y parada para ninguna de las unidades, razón por la cual, aparece un costo de generación muy modesto para este tipo de unidades (alrededor de \$100 Kw/h). Igual comentario se puede hacer de la percepción de riesgo.

Por su ubicación y por ser una planta relativamente pequeña dentro del total (térmico + hidráulico) de ISAGEN, la posibilidad de ser despachada es mínima; los demás costos son razonables y de acuerdo a la reglamentación definida por la CREG.

Los valores de oferta fueron idénticos a los costos de generación establecidos por el agente generador.



5. RESPUESTAS AL CUESTIONARIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS

- **Pregunta:** En el período 1º de junio de 1999 a 30 de agosto de 2000, la empresa generó fuera de mérito?

En el evento de que la respuesta sea si, cuándo generó la empresa fuera de mérito?

Respuesta: Esta planta no generó fuera de mérito durante el periodo, solamente se puso en funcionamiento para pruebas de vibraciones, durante muy pocas horas.

- **Pregunta:** Qué planta o unidad de generación estableció el precio en la bolsa cuando la empresa generó fuera de mérito?

Respuesta: En el período analizado, cuando Termocentro 1 y 2 generó fuera de mérito, distintas plantas fijaron el precio de bolsa y con frecuencia varias simultáneamente (ver archivo en Excel: Generadores térmicos CD Anexo).

Las plantas que fijaron el precio de bolsa con mayor frecuencia fueron:

San Carlos 51.76%

Guatapé 51.61%

Playas 51.43%

Para ilustración se presentan las gráficas denominadas :

Gráfica No. 2. Porcentaje de horas con Precio de Oferta igual a Precio de Bolsa;

Gráfica No. 3. Porcentaje de horas en que las ofertas fueron iguales o menores al Precio de Bolsa; y

Gráfica No. 4. Número de horas en que generó la planta durante el periodo de estudio (11.712 horas)



- **Pregunta:** Qué precios ofertó la empresa para cada una de las unidades o plantas cuando generó fuera de mérito?

Respuesta: Los precios ofertados por Termocentro 1 y 2 para el período del auto de averiguación se aprecian en el anexo Precios de Oferta ó se pueden consultar en archivo en Excel: Generadores térmicos (CD Anexo).

Para ilustración se presentan las gráficas denominadas:

Gráfica No. 5. Comparativo Precio de oferta y precio de bolsa a la hora 3; y

Gráfica No. 6. Comparativo Precio de oferta y precio de bolsa a la hora 19.

- **Pregunta:** Qué otras empresas generaron fuera de mérito cuando la empresa generó fuera de mérito?

Cuáles fueron los porcentajes de participación en la generación fuera de mérito de las empresas?

Respuesta: con excepción de Paipa prácticamente la generación de todas las plantas térmicas fue siempre por fuera de mérito

Los porcentajes de participación en la generación fuera de mérito se aprecian en las gráficas denominadas:

Gráfica No. 7. Porcentaje de horas de generación fuera de mérito;

Gráfica No. 8. Porcentaje MW-hora de generación fuera de mérito; y,

Gráfica No. 9. Porcentaje de horas en el que el Precio Oferta fue mayor que el Precio de Bolsa

- **Pregunta:** Si la Empresa suscribió contratos de compraventa de energía en el periodo 1º de junio de 1999 – 31 de agosto de 2000, compare los precios de la



energía estipulada en contratos con los precios ofertados en ese periodo en el Mercado Mayorista y determine las diferencias.

Respuesta: Para el período, ISAGEN celebró contratos de diversas condiciones, no comparables entre sí por cantidades, periodos, condiciones de pago, etc.

Con el objeto de ilustrar el comportamiento del precio de la energía vendida en contratos (\$/kWh) se presentan las siguientes gráficas:

Gráfica No. 10 Precio de energía en los contratos (\$/kWh) simultáneamente con precio de bolsa para la hora 3; y

Gráfica No. 11 Precio de energía en los contratos (\$/kWh) simultáneamente con precio de bolsa para la hora 19.



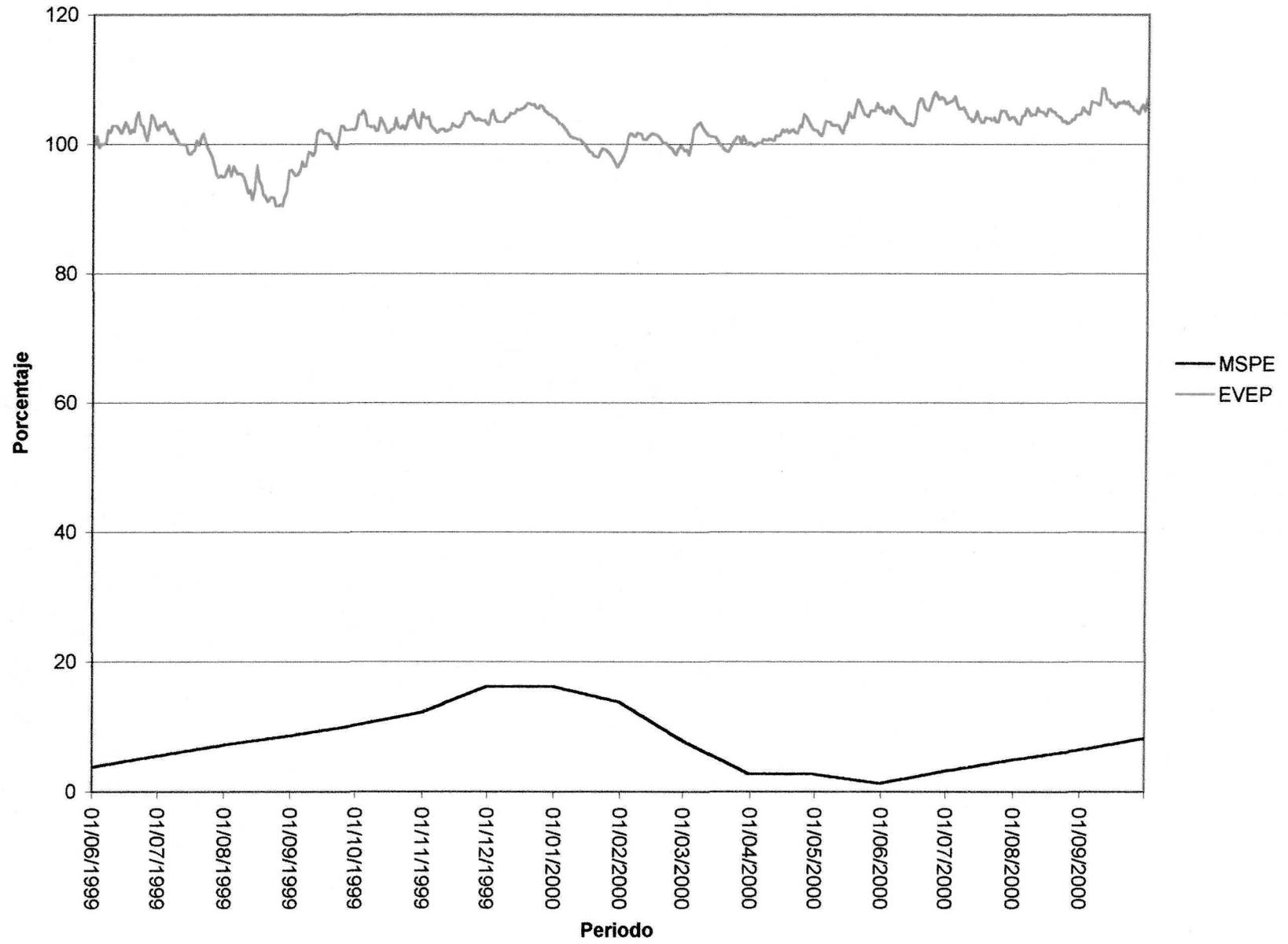
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA



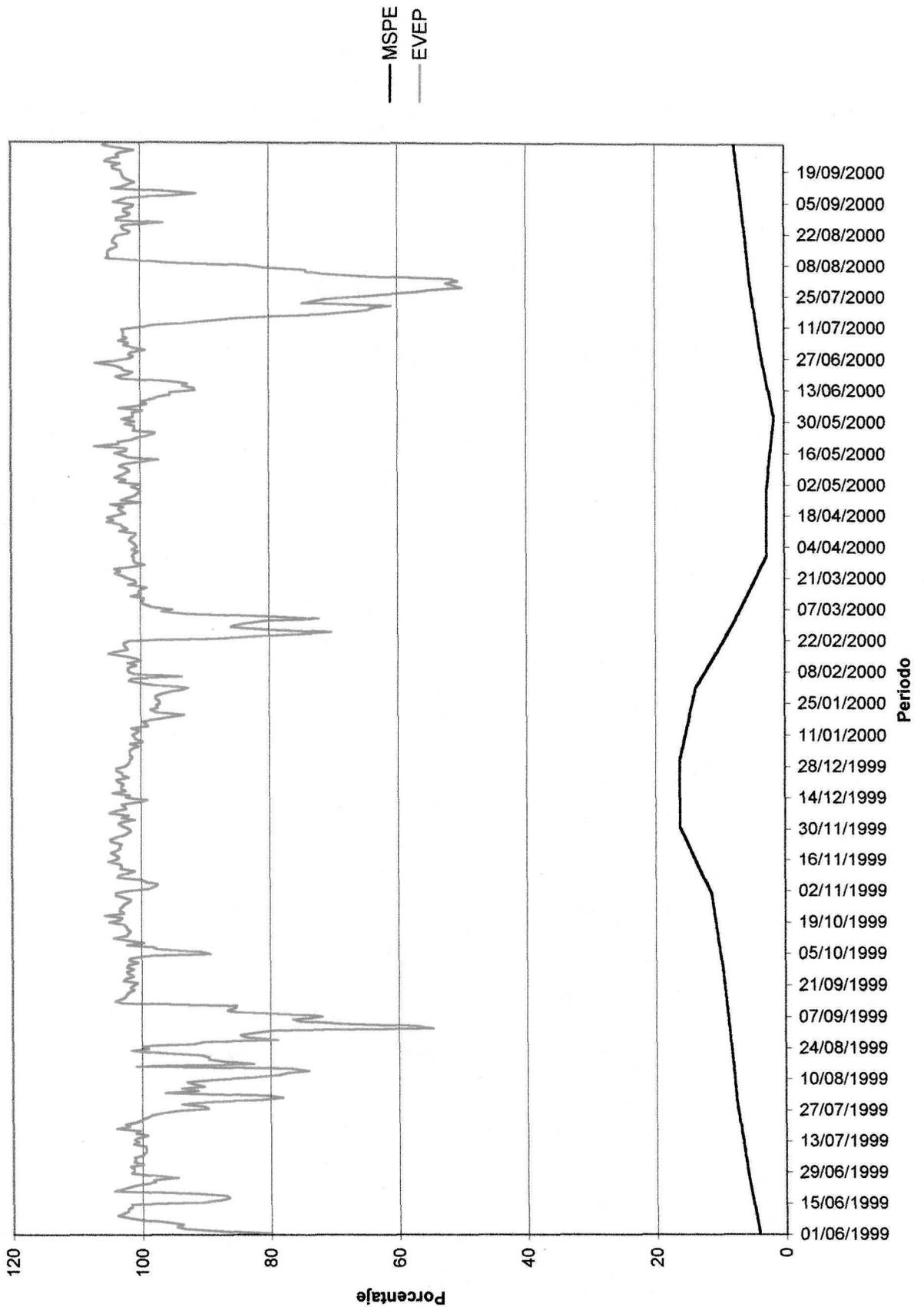
CENTRO DE INVESTIGACIONES PARA EL DESARROLLO

ANEXOS

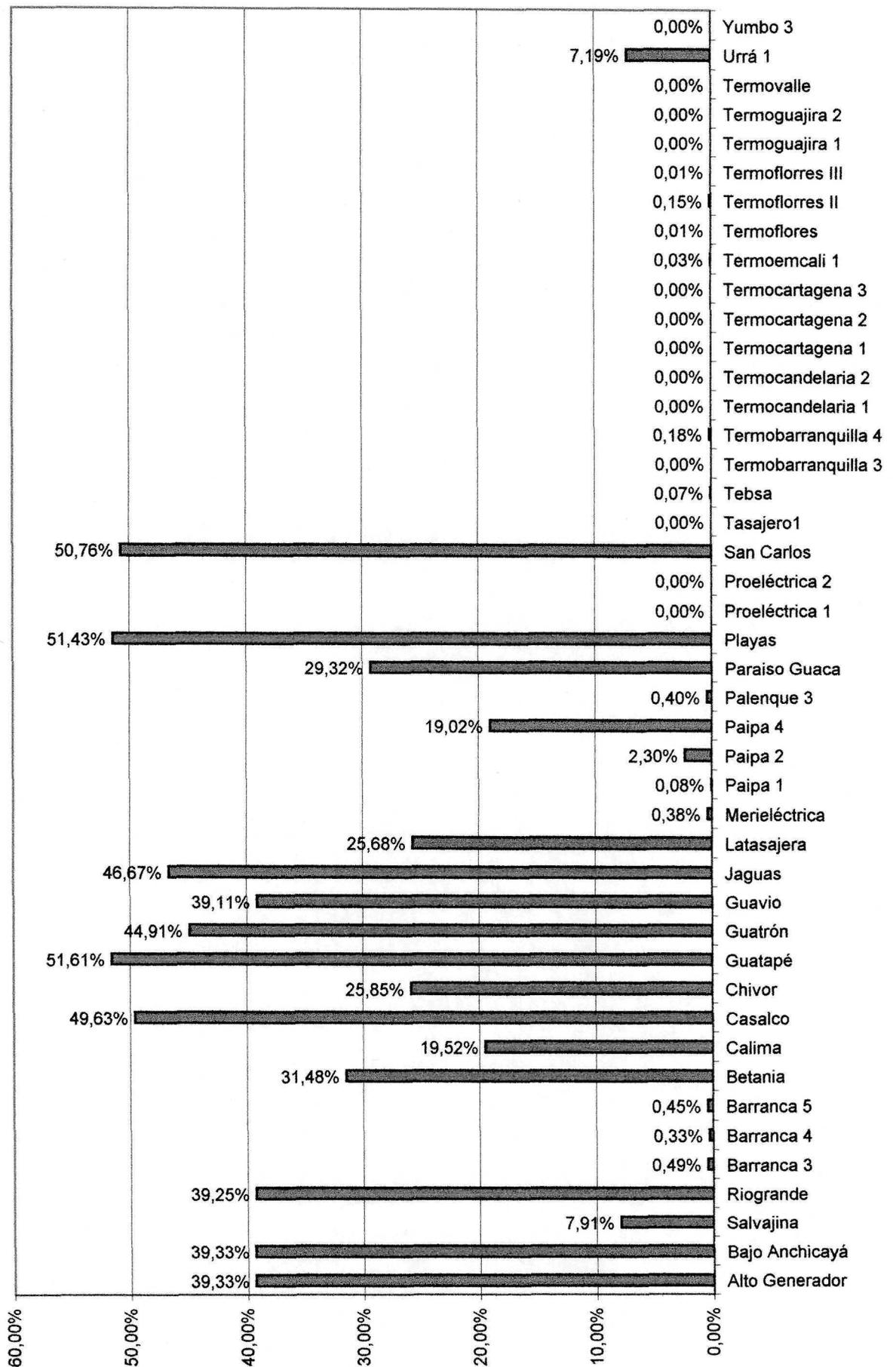
Gráfica No. 1. JAGUAS
Nivel Porcentual del Embalse (EVEP)
Porcentaje Mínimo Operativo Superior (MSPE)



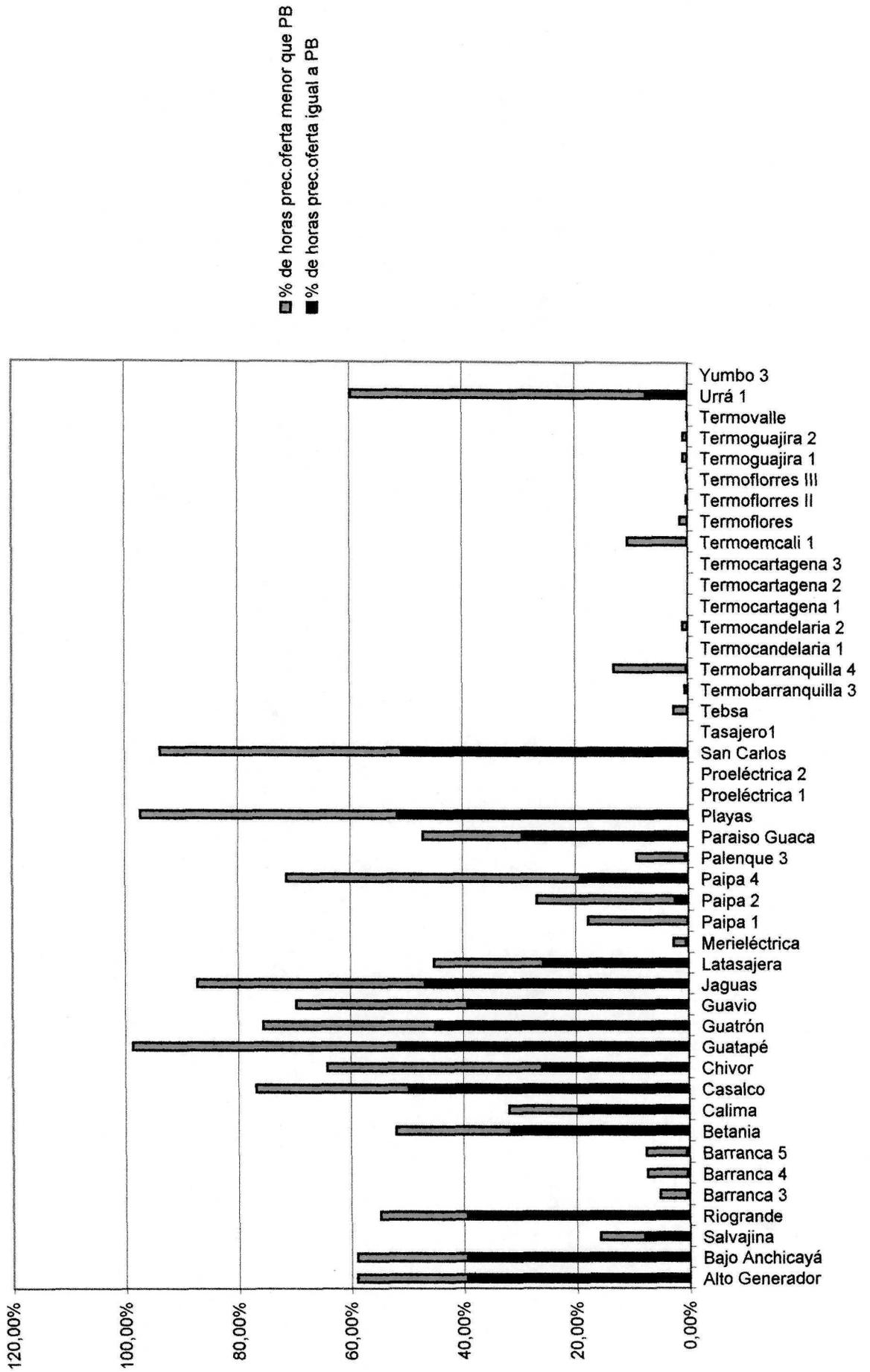
Gráfica No. 1. SAN CARLOS
Nivel Percentual del Embalse (EVEP)
Pocentaje Mínimo Operativo Superior (MSPE)



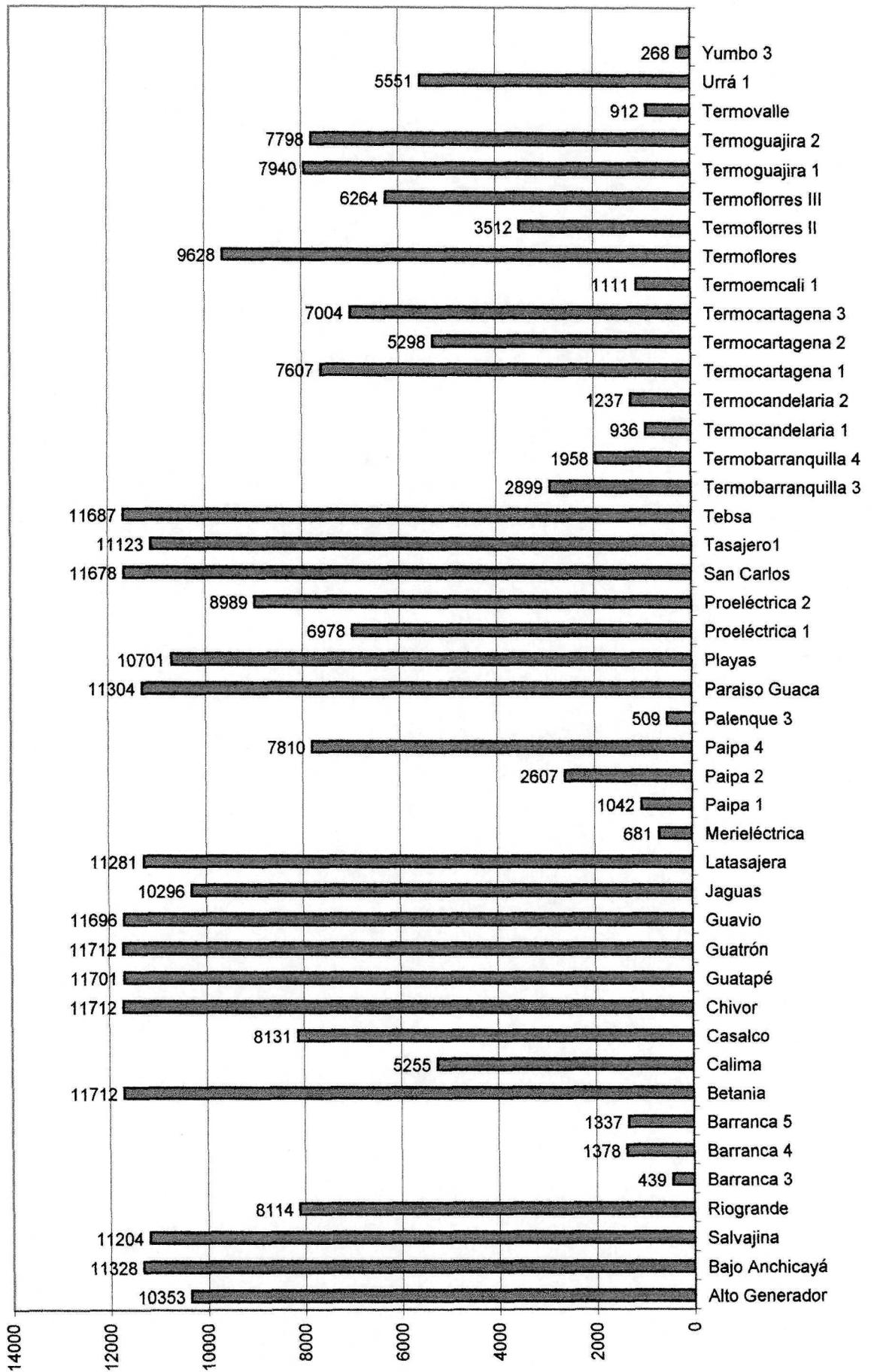
Gráfica No. 2. Porcentaje de horas con Precio de Oferta igual a Precio de Bolsa



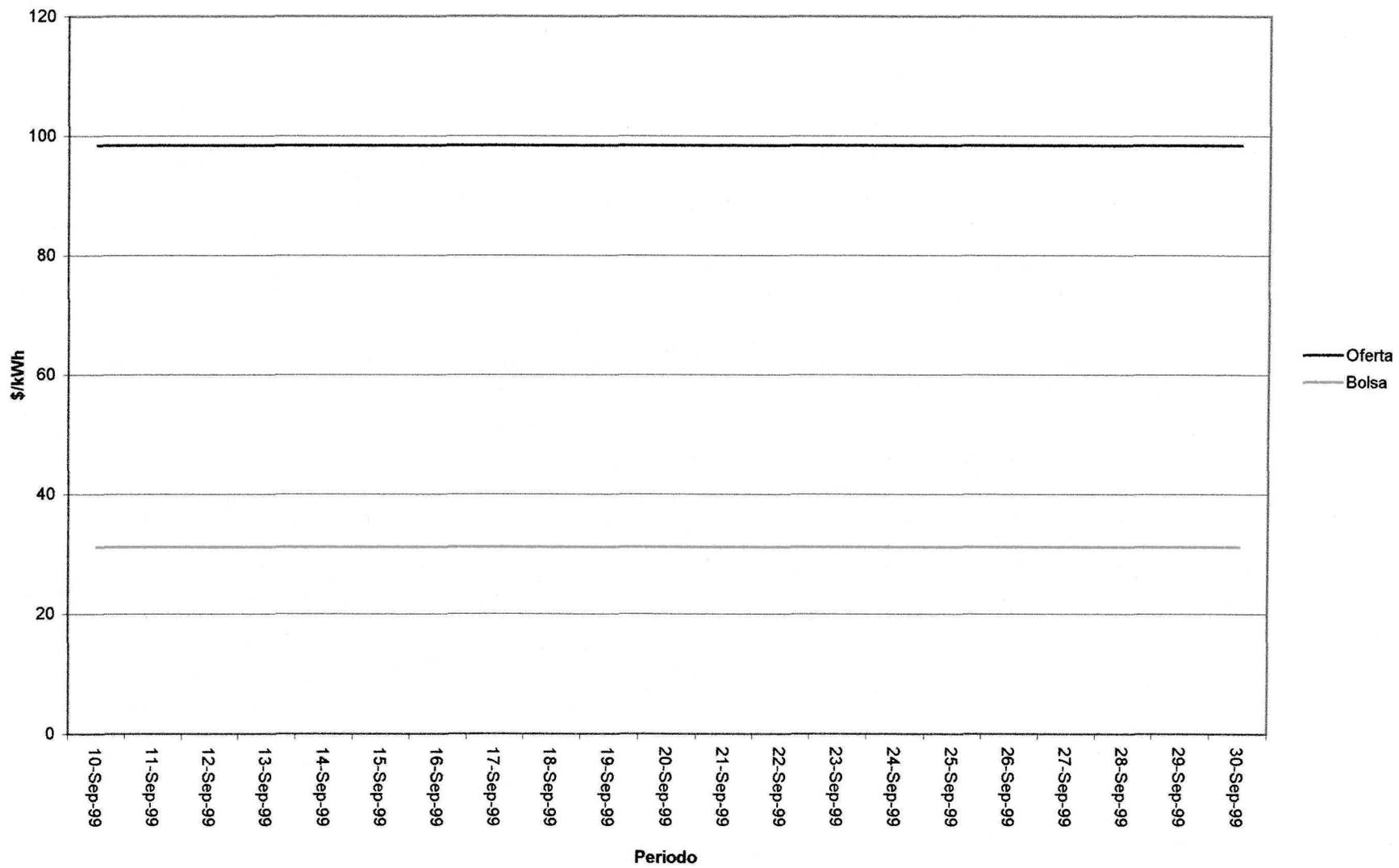
Gráfica No. 3. % de horas en que las ofertas fueron iguales o menores al precio de bolsa



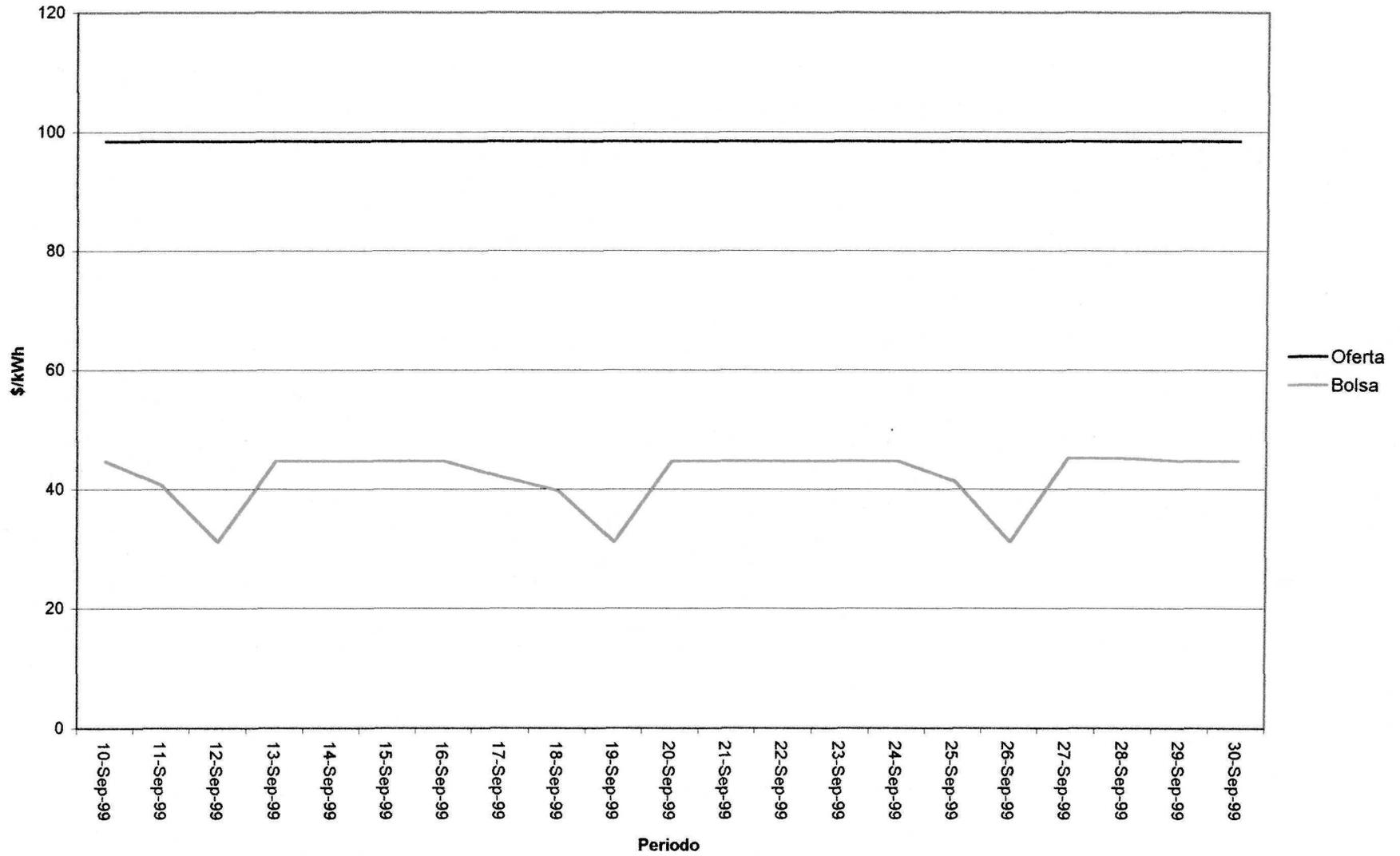
Gráfica No. 4. Horas en que generó la planta durante el periodo de estudio (11.712 horas)



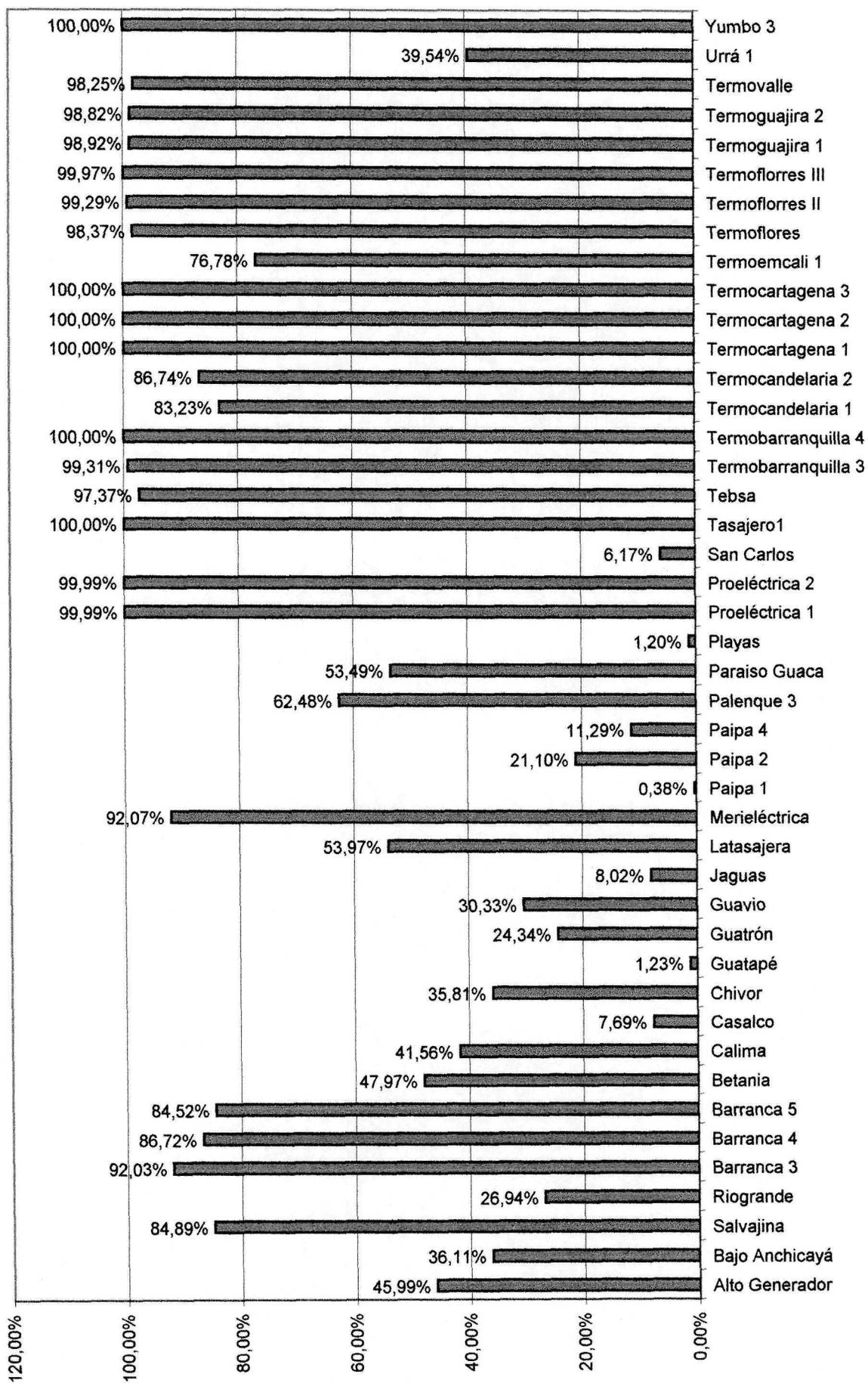
Gráfica No. 5. TERMO CENTRO 2
Comparativo precio de oferta precio de bolsa hora 3



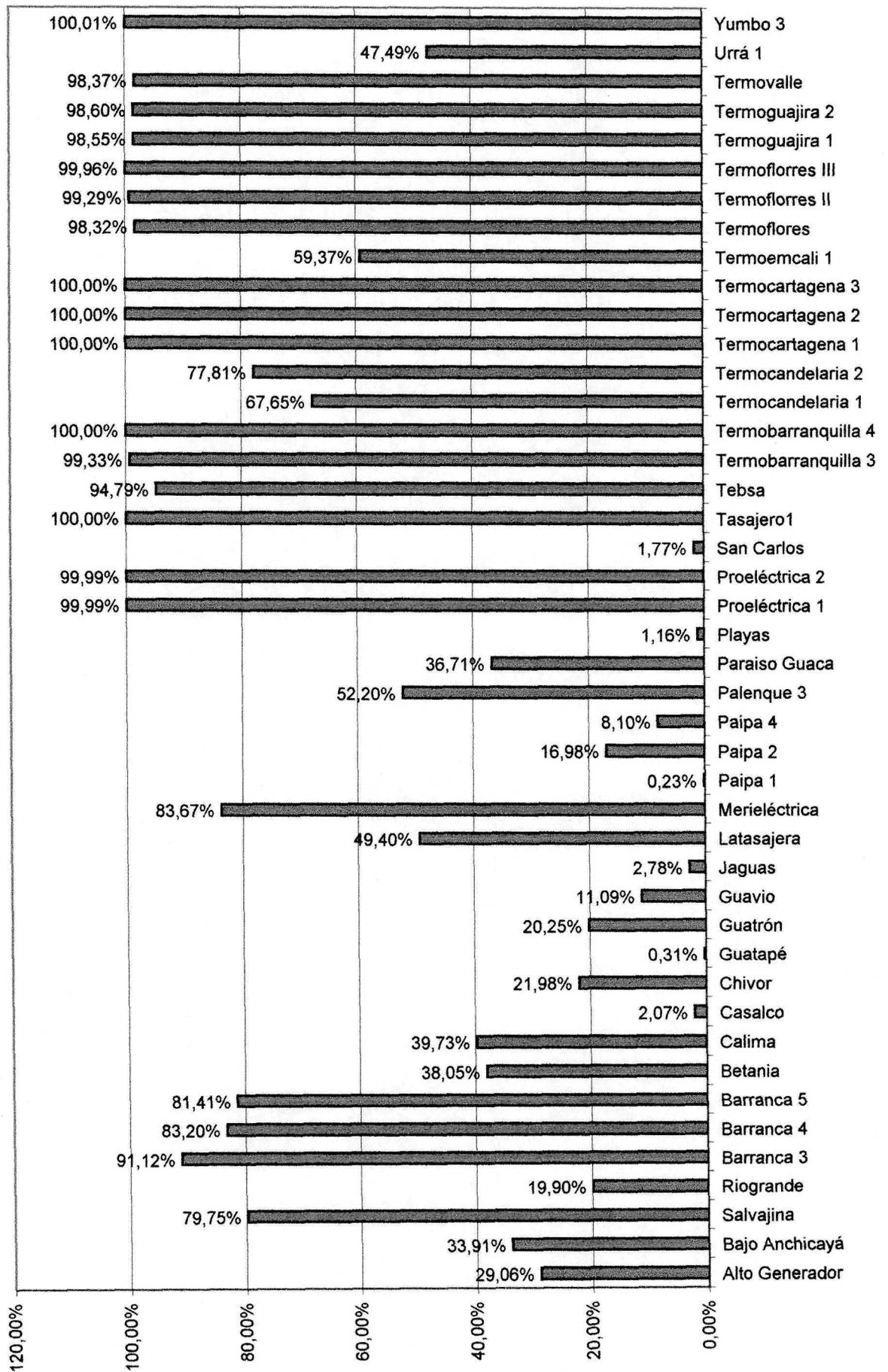
Gráfica No. 6. TERMO CENTRO 2
Comparativo precio de oferta precio de bolsa hora 19



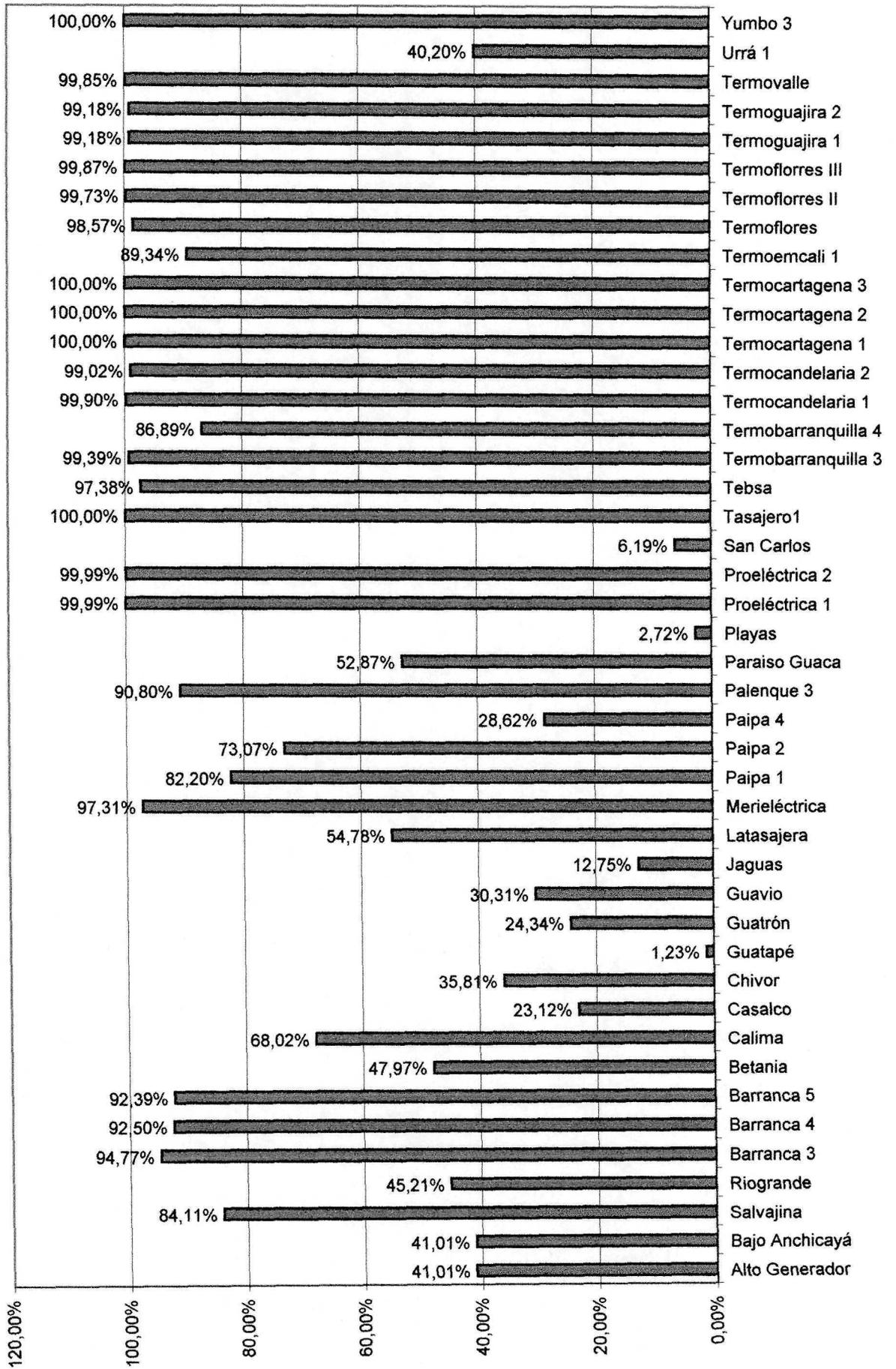
Gráfica No. 7. Porcentaje de horas de generación fuera de merito



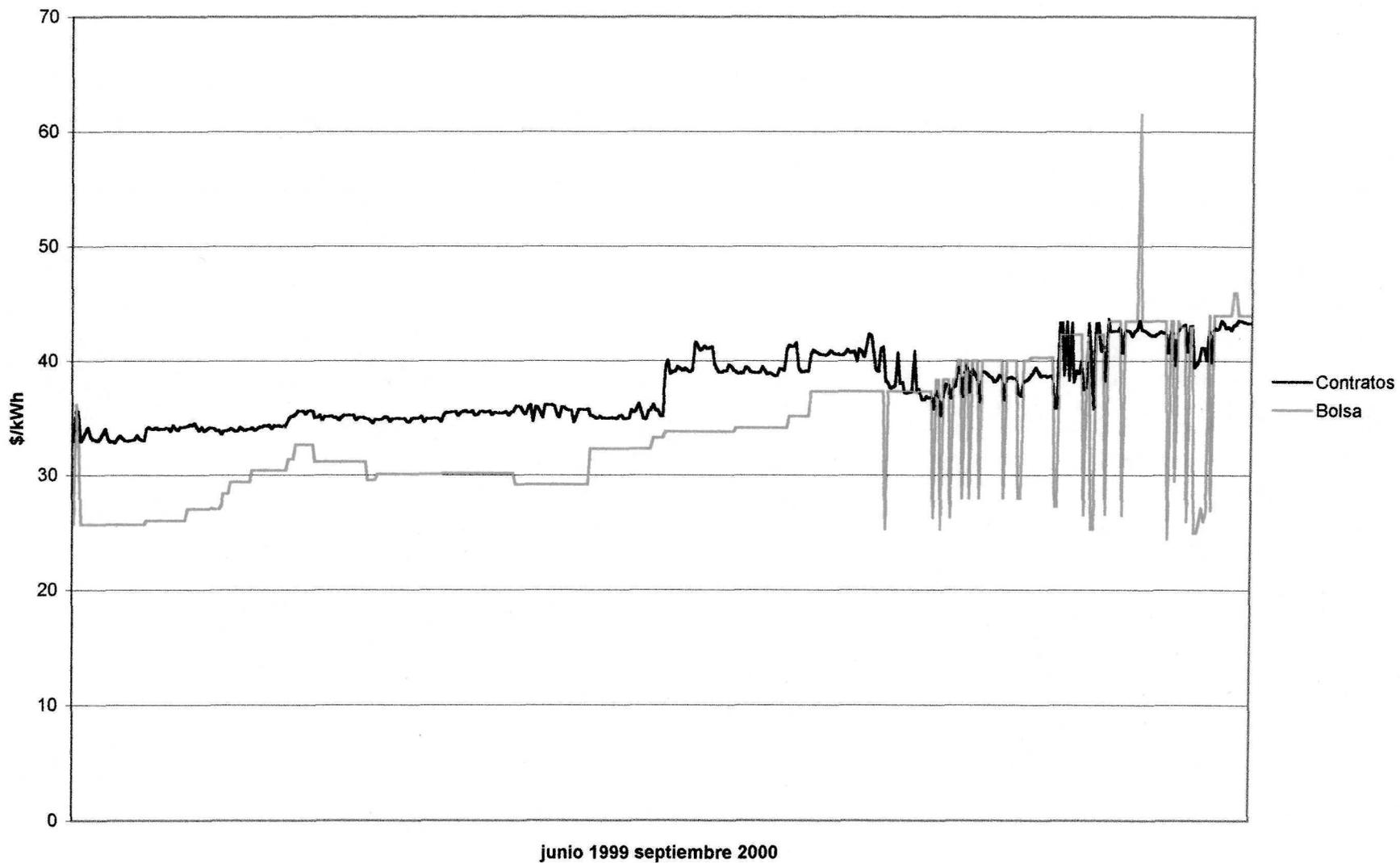
Gráfica No. 8. Porcentaje Mw-hora de generación fuera de merito



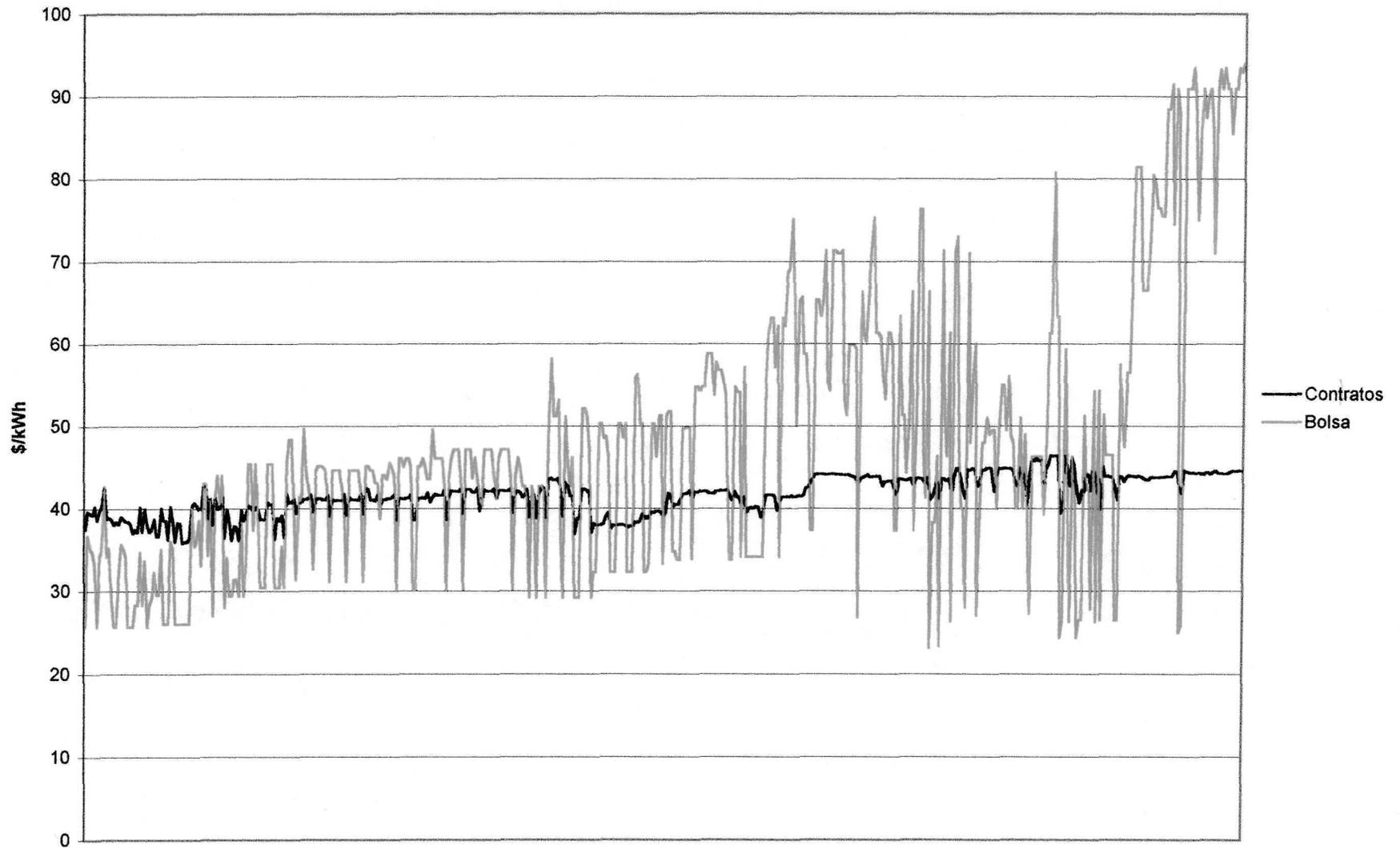
Gráfica No. 9. Porcentaje de horas en el que el Precio Oferta fue mayor que el Precio de Bolsa



Gráfica No. 10. ISAGEN
Precio de energía en contratos vs precio de bolsa hora 3

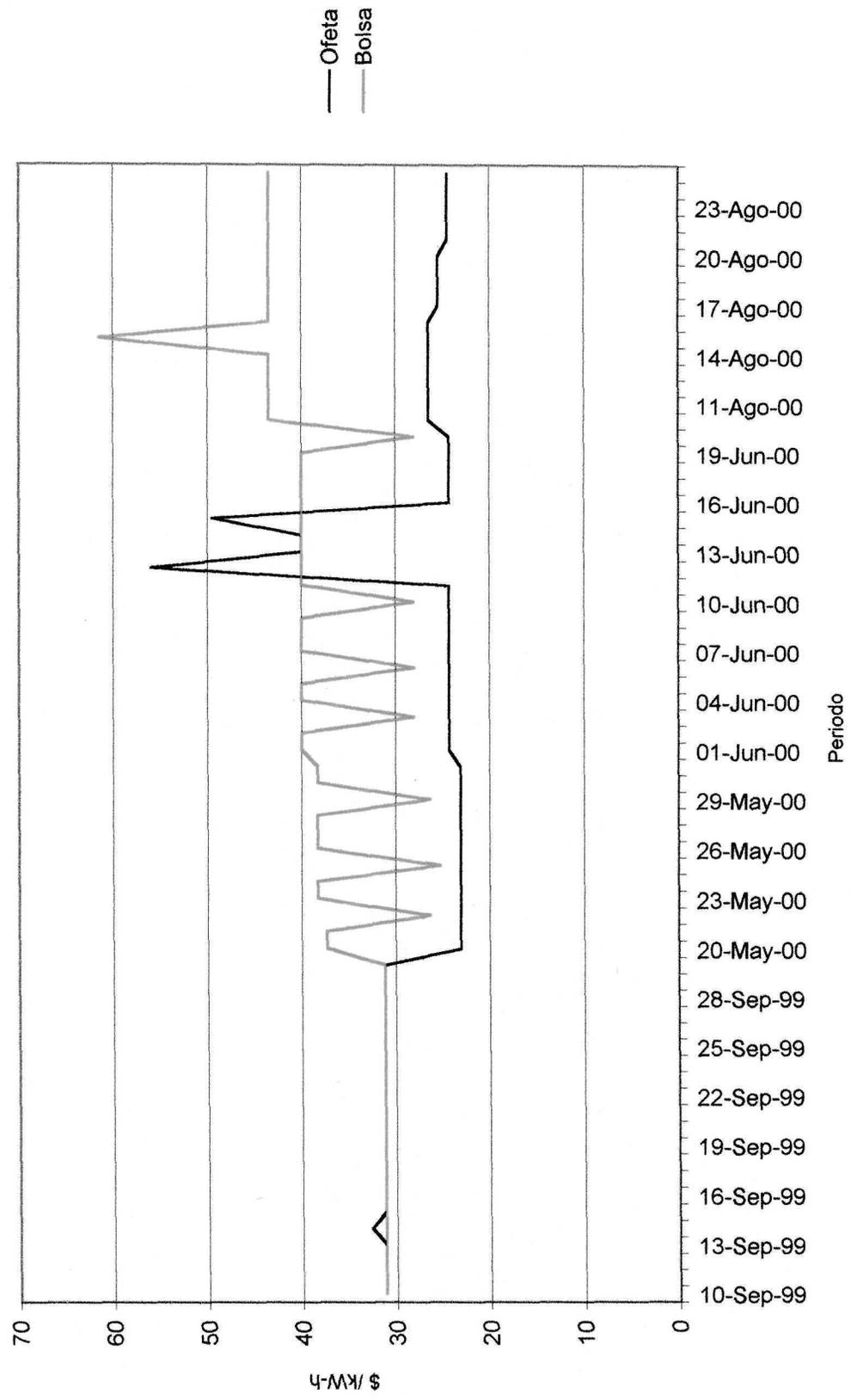


Gráfica No. 11. ISAGEN
Precio de energía en contratos vs precio de bolsa hora 19

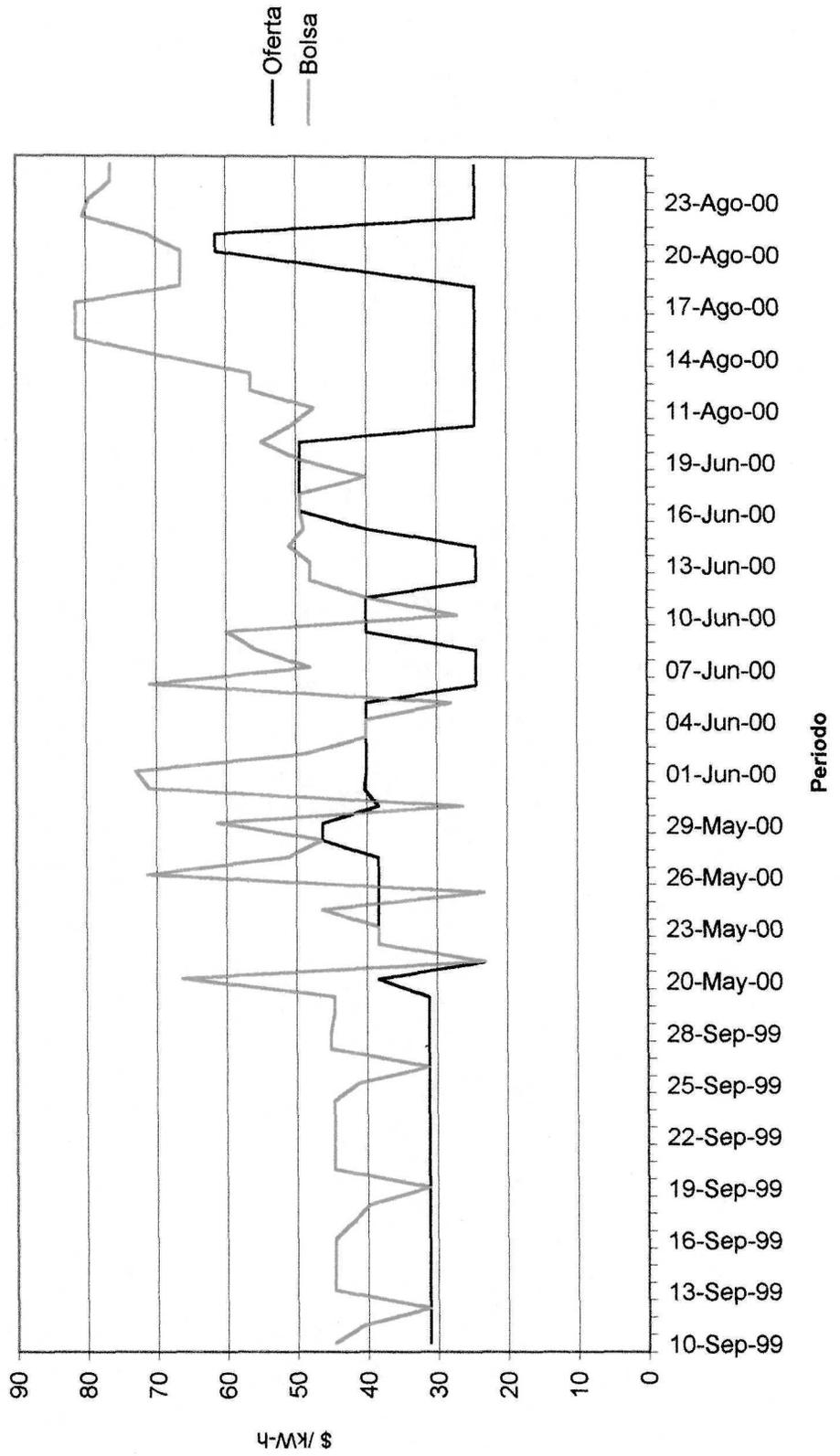


junio 1999 septiembre 2000

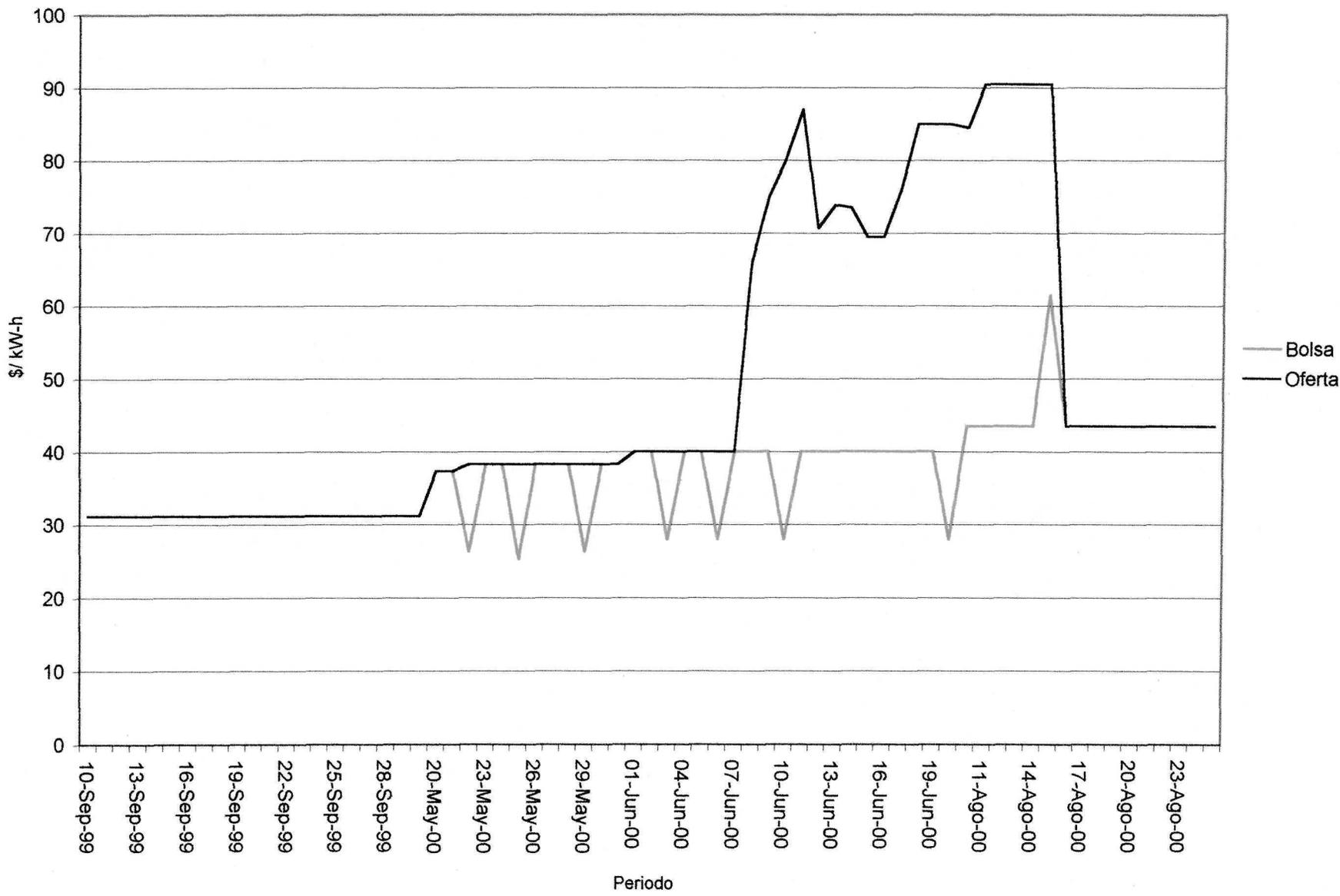
Gráfica No. 5. JAGUAS
Comparativo precio de oferta y precio de bolsa hora 3



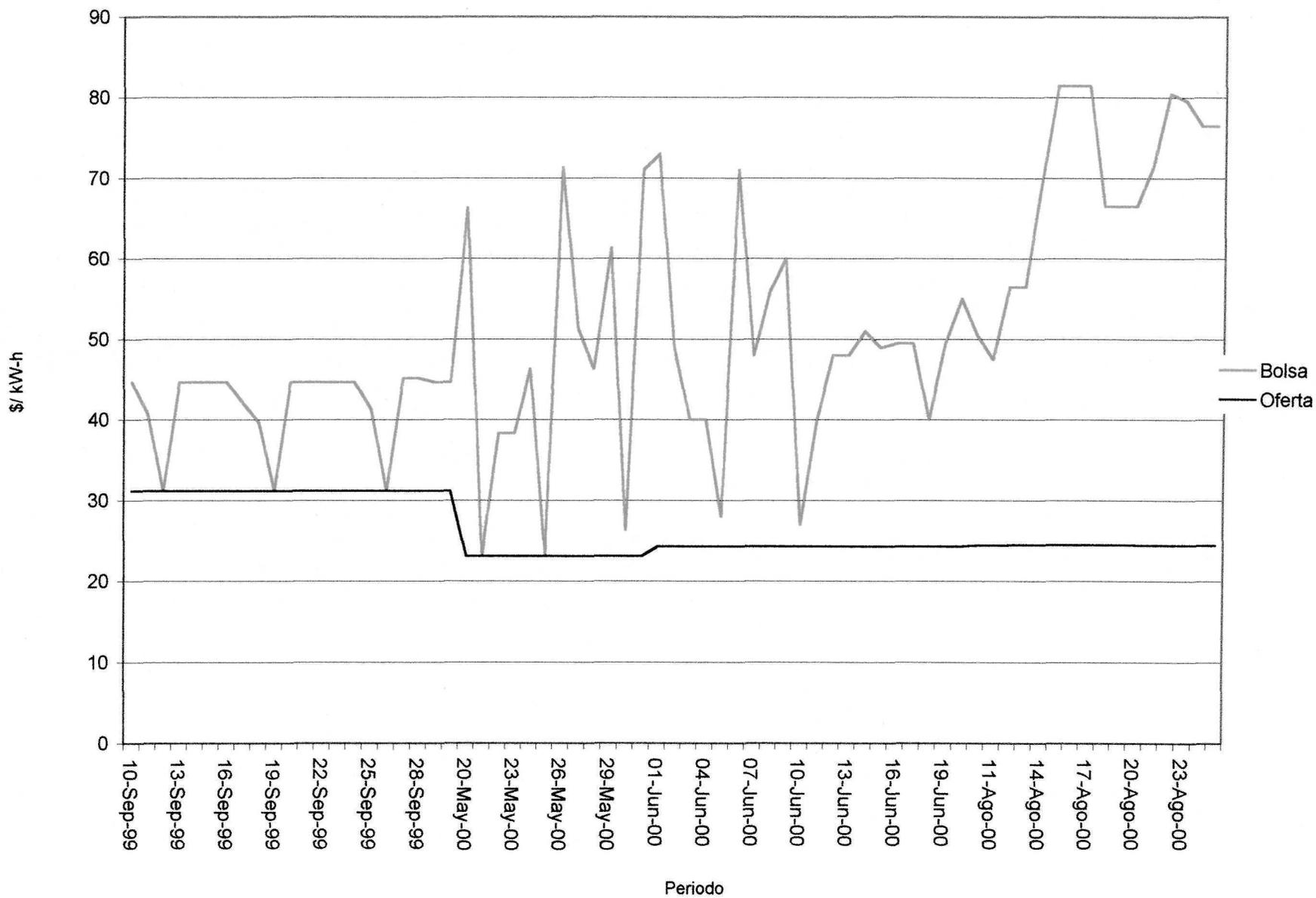
Gráfica No. 6. JAGUAS
Comparativo precio de oferta y precio de bolsa hora 19



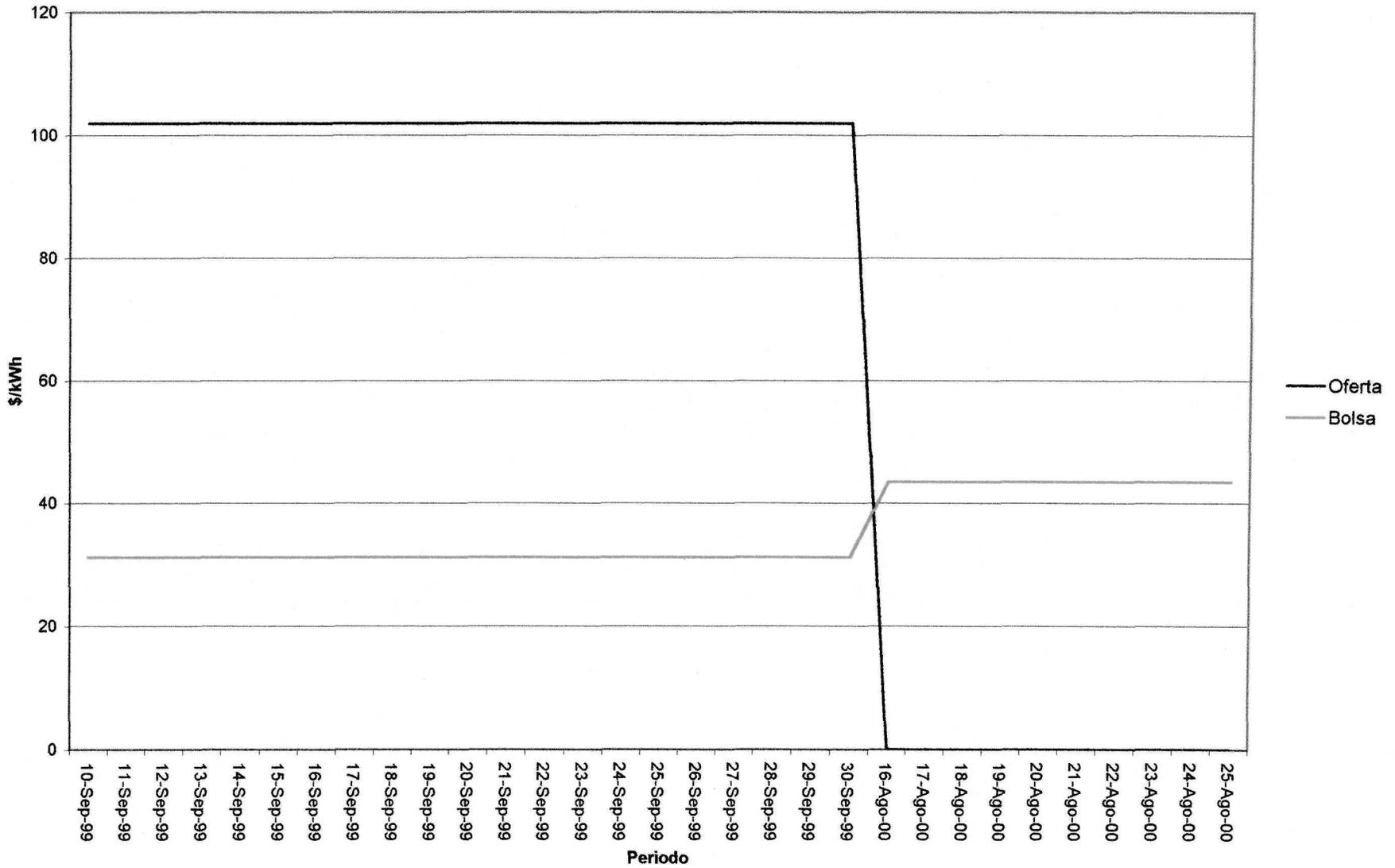
Gráfica No. 5. SAN CARLOS
Comparativo precio de oferta y precio de bolsa hora 3



Gráfica No. 6. SAN CARLOS
 Comparativo precio de oferta y precio de bolsa hora19



Gráfica No. 5. TERMO CENTRO 1
Comparativo precio de oferta precio de bolsa hora 3



Gráfica No. 6. TERMO CENTRO 1
Comparativo precio de oferta precio de bolsa hora 19

