ES COPIA

OSCAR [illegible] MATINE
DIRECCIÓN DESPACHO

DIR. GRAL. de DESPACHO Y MESA de ENTRADAS 2179

74

Ministerio de Economía
Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor

1272

BUENOS AIRES, 24 JUL 2001

VISTO el Expediente N° 064-018384/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 58° de la Ley N° 25.156 faculta a la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 22.262 a intervenir en las causas que se inicien durante la vigencia de la primera de las normas legales citadas, subsistiendo sus funciones hasta que se constituya y se ponga en funcionamiento el TRIBUNAL NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

Que, en consecuencia, las operaciones de concentración económica en las que intervengan empresas cuya envergadura determine que deban realizar la notificación prevista en el artículo 8° de la Ley N° 25.156, procede su presentación y tramitación por los obligados ante la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, en virtud de lo dispuesto y por la integración armónica de los artículos 6° a 16° y 58° de la Ley N° 25.156.

Que las presentes actuaciones dan cuenta de la notificación presentada en los términos del referido artículo 8° de la Ley N° 25.156 y con relación a la operación de concentración económica llevada a cabo, consistente en la adquisición por parte de DOS (2) subsidiarias de THE AES CORPORATION, las firmas MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., del NOVENTA Y CINCO CON SESENTA Y SIETE POR CIENTO (95,67%) del capital accionario de la sociedad chilena GENER S.A., que incluye las participaciones societarias que ésta posee en la REPÚBLICA ARGENTINA, a saber: GENER ARGENTINA S.A., TERMOANDES S.A., INTERANDES S.A., HIDRONEUQUÉN S.A., HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A., ENERGEN S.A. y CENTRAL PUERTO S.A.

FIEL COPIA
OSCAR ... TEMATINE
DIRECTOR DESPACHO

Que, además de los activos enumerados, el contrato de compraventa incluye todos los derechos y obligaciones (activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía y derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico, correspondientes al proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de YACIRETÁ en la REPÚBLICA ARGENTINA, y la región de SAN PABLO, en la REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL; y, asimismo, a cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad.

Que el acto descripto en los considerandos precedentes, encuadra en el artículo 6°, inciso c) de la Ley N° 25.156.

Que la presente operación tiene efectos en la REPÚBLICA ARGENTINA, en virtud de que las empresas intervinientes tienen subsidiarias en el país.

Que la operación de concentración económica que se notifica, tal como ha sido presentada, infringe el artículo 7° de la Ley N° 25.156, por cuanto implica un aumento en el nivel de concentración en el mercado de generación eléctrica con potencial perjuicio para el interés económico general.

Que, en consecuencia, la autorización de la misma deberá quedar subordinada al cumplimiento de ciertos condicionamientos.

Que, en tal sentido, las adquirentes, MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., subsidiarias de THE AES CORPORATION, dentro del plazo de NUEVE (9) meses computados a partir de la fecha del dictado de la presente Resolución, deben proceder a la venta a terceros, no controlados ni vinculados a éstas, de las participaciones accionarias que GENER S.A. posee directa o indirectamente en las empresas HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. y CENTRAL PUERTO S.A.

Que, en el caso de que TOTAL AUSTRAL S.A. – SUCURSAL ARGENTINA-

FIEL COPIA
OFICIAL MATINE
DIRECTOR JURIDICO

efectuara la compra de las participaciones accionarias correspondientes a las sociedades referidas en el considerando anterior, -operación que fuera notificada a la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA y que tramita por el Expediente Nº 064-005708/2001 (Concentración Nº 323)-, la subordinación quedará cumplida, debiendo las notificantes presentar ante la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA toda la documentación que acredite los correspondientes traspasos accionarios.

Que el suscripto comparte los términos del Dictamen emitido por la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, dependiente de la SECRETARÍA DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACIÓN Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR, al cual cabe remitirse en honor a la brevedad, y cuya copia autenticada se incluye como ANEXO I y es parte integrante de la presente.

Que el infrascripto resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en los artículos 13° y 58° de la Ley N° 25.156.

Por ello,

EL SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACIÓN Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° .- Subordinar, de acuerdo con lo previsto por el artículo 13 inciso b) de la Ley Nº 25.156, la autorización de la operación de concentración económica notificada, por la cual DOS (2) subsidiarias de THE AES CORPORATION, las firmas MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., adquieren el NOVENTA Y CINCO CON SESENTA Y SIETE POR CIENTO (95,67%) del capital accionario de la sociedad chilena GENER S.A., que incluye las participaciones societarias que ésta posee en la REPÚBLICA ARGENTINA, a saber: GENER ARGENTINA S.A., TERMOANDES S.A., INTERANDES S.A., HIDRONEUQUEN S.A.,

ES COPIA
MATINE
DESPACHO
DIR. GRAL. de DESPACHO y MESA de ENTRADAS
2182

HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A., ENERGEN S.A. y CENTRAL PUERTO S.A. y todos los derechos y obligaciones (activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía y derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico, correspondientes al proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de YACIRETÁ en la REPÚBLICA ARGENTINA, y la región de SAN PABLO, en la REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL; y, asimismo, a cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad, al cumplimiento de la siguiente condición: Que las adquirentes MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., subsidiarias de THE AES CORPORATION, procedan a la venta a terceros, no controlados ni vinculados a éstas, de las participaciones accionarias que la sociedad chilena GENER S.A. posee directa o indirectamente en las empresas HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. y CENTRAL PUERTO S.A., dentro del plazo de NUEVE (9) meses, computados a partir de la fecha del dictado de la presente Resolución.

ARTICULO 2° .- Establecer, que en el caso de que se concrete la operación de compra de las participaciones accionarias enumeradas en el condicionamiento impuesto en el artículo primero, por parte de TOTAL AUSTRAL S.A. -SUCURSAL ARGENTINA-, de acuerdo a la operación de concentración económica que tramita por el Expediente N° 064-005708/2001 (Concentración N° 323), se tendrá por cumplida la condición impuesta.

ARTICULO 3° .- Hacer saber a las empresas MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA, subsidiarias de THE AES CORPORATION, y a GENER S.A., que luego de cumplida la condición impuesta en el artículo primero de la presente Resolución, deberán presentar a la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, toda la documentación que acredite la transferencia de dichas participaciones accionarias dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) horas de producido el cierre de cada una de ellas.

Ministerio de Economía
Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor

ARTÍCULO 4° .- Hacer saber a las empresas MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA. subsidiarias de THE AES CORPORATION. que si el día 1° de Noviembre de 2001 no se hubiere cumplido con la subordinación impuesta en el artículo primero de la presente Resolución. se faculta a la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA a requerir a las partes la información que considere necesaria a los fines de evaluar debidamente el proceso de cumplimiento de la condición impuesta.

ARTICULO 5°.- Hacer saber a las empresas MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA. subsidiarias de THE AES CORPORATION. que vencido el plazo final de NUEVE (9) meses estipulado y no llevado a cabo el condicionamiento impuesto, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA dictará las medidas conducentes para la efectivización de la venta de los activos que la sociedad chilena GENER S.A. posee directa o indirectamente en las empresas HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. y CENTRAL PUERTO S.A., sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder.

ARTÍCULO 6° .- Considérese parte integrante de la presente al Dictamen emitido por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA de fecha 24 de Julio del año 2001, que en SESENTA Y SIETE (67) fojas autenticadas se agrega como Anexo I.

ARTÍCULO 7°. – Regístrese, comuníquese y archívese.

RESOLUCIÓN N° 74

Dr. Carlos Winograd
Secretario de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor

DIR. GRAL. de DESPACHO y MESA de ENTRADAS 2183

Ministerio de Economía
Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

ES COPIA

2184

74

Dr. EDGARDO R. NUÑEZ

Expte. N° 064-018384/00 (Conc. N° 244)

DICTAMEN CONCENTRACION N° 272

BUENOS AIRES,

SEÑOR SECRETARIO:

Elevamos para su consideración el presente dictamen referido a la operación de concentración económica que tramita por el Expediente N° 064-018384/00 del Registro del Ministerio de Economía caratulado "THE AES CORPORATION. INVERSIONES CACHAGUA LTDA., GENER S.A. y MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. S/ NOTIFICACION ART. 8° LEY N° 25.156"

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., dos subsidiarias de THE AES CORPORATION, del 95,67% del capital accionario de GENER S.A. (Chile). que incluye las participaciones societarias que ésta posee directa o indirectamente en la República Argentina, a saber: GENER ARGENTINA S.A., TERMOANDES S.A., INTERANDES S.A., HIDRONEUQUEN S.A., HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., ENERGEN S.A. y CENTRAL PUERTO S.A.

Además de los activos enumerados, el contrato de compraventa incluye todos los derechos y obligaciones (incluyendo activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía, derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico en: (i) el proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de Yaciretá en la República Argentina y la región de San Pablo en la República Federativa de Brasil; (ii) cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad.

I. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y ACTIVIDAD DE LAS PARTES

- **La operación:**

1. INVERSIONES CACHAGUA LTDA., una sociedad subsidiaria de THE AES CORPORATION, efectuó una oferta para comprar hasta aproximadamente el 75% del capital accionario de GENER S.A., una sociedad constituida bajo las leyes de la República de Chile, mediante un sistema de adquisición de acciones en remate que se llevó a cabo en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile.

2. Complementariamente con dicha oferta en Chile, MERCURY CAYMAN CO. IIII. LTD., otra sociedad subsidiaria de THE AES CORPORATION, efectuó una oferta pública de adquisición en los Estados Unidos de América, a fin de adquirir ADRs de GENER S.A. representativas de aproximadamente el 17,9% del capital social de esta sociedad a cambio de acciones de THE AES CORPORATION en ese país.

3. Como consecuencia de lo descripto en los puntos 1 y 2, THE AES CORPORATION resultó titular de las acciones representativas del 95,67% del capital social de GENER S.A., al adquirir finalmente, en forma indirecta, el 61,11% del capital social de GENER S.A. y canjear la totalidad de los ADRs de GENER S.A. representativos del 34,56% de su capital social por acciones de THE AES CORPORATION.

4. Debido a que GENER S.A. posee activos (participaciones accionarias) en la República Argentina, se efectuó la notificación mencionada conforme al artículo 3° de la Ley N° 25.156.

5. Como consecuencia de la adquisición de GENER S.A. por THE AES CORPORATION, en la República Argentina, esta última resultó indirectamente titular de las siguientes participaciones accionarias: a) CENTRAL PUERTO S.A. (63,9%), una sociedad dedicada principalmente a la generación térmica de energía eléctrica; b) TERMOANDES S.A. (99,99%), una sociedad que presta servicios de generación térmica de energía eléctrica; c) HIDRONEUQUEN S.A. (51%), una sociedad que realiza actividades de

ES COPIA

74

ES COPIA

2186

inversión y que posee el 59% del capital social de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., sociedad que brinda los servicios de generación hidráulica de energía eléctrica,; d) INTERANDES S.A. (99,99%), sociedad independiente de energía eléctrica, y que fuera construida específicamente para evacuar la energía generada por TERMOANDES S.A. hasta Paso Sico, en la frontera argentino-chilena; e) GENER ARGENTINA S.A. (99,99%), una sociedad que desarrolla actividades de inversión y poseedora en forma directa de participaciones accionarias en CENTRAL PUERTO S.A., TERMOANDES S.A. e INTERANDES S.A.; y d) todos los derechos y obligaciones (incluyendo activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía, derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico en: (i) el proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de Yaciretá en la República Argentina y la región de San Pablo en la República Federativa de Brasil; (ii) cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad.

- **La otra operación relacionada: El Acuerdo entre THE AES CORPORATION y TOTALFINAELF S.A.**

6. Un aspecto a destacar de la operación que se notifica es el contrato celebrado el día 28 de noviembre de 2000 por el cual THE AES CORPORATION celebró un acuerdo con TOTALFINAELF S.A. para que en el caso de que THE AES CORPORATION (o cualquiera de sus controladas o sociedades pertenecientes a su grupo económico), adquiriera, (i) la propiedad de más del 50% de las acciones con derecho a voto de GENER S.A. o (ii) la aptitud para controlar, por contrato o mediante cualquier otro modo, la mayoría de las acciones con derecho a voto de GENER S.A., entonces THE AES CORPORATION y TOTALFINAELF S.A. tomarían las medidas necesarias a fin de que GENER S.A. celebrase con TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A., o con la sociedad controlada que TOTALFINAELF S.A. designara, un contrato de compraventa para que GENER S.A. le venda todos o algunos de los activos que tuviera en la República Argentina, una vez que TOTALFINAELF S.A. ejerciera, antes del cierre de la operación, su opción de compra y defina las participaciones accionarias a adquirir.

7. De dicho contrato surge que el presidente de THE AES ANDES (nombre comercial utilizado por THE AES CORPORATION para las sociedades pertenecientes al grupo AES que se encuentran ubicadas en Argentina, Chile y Uruguay) manifiesta que "el contrato celebrado con TOTALFINAELF S.A. coloca los intereses de los accionistas y de otros interesados y de todas las partes en la mejor posición posible. Para AES, la transacción permitiría a GENER S.A. incrementar el enfoque en Chile, su mercado más importante, y tiene sentido para AES debido a la concentración existente de los negocios en Argentina. Para GENER S.A., mejora el perfil de riesgo de sus actividades y reduce substancialmente su endeudamiento consolidado. El contrato también otorga a TOTALFINAELF S.A. la oportunidad de participar en los activos argentinos originalmente procurados por GENER S.A." (Fs. 253).

8. Con fecha 2 de marzo de 2001 se celebró el Acuerdo de Compra Venta entre TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. y GENER S.A. (Fs. 386-496/Conc. Nº 323), el cual le otorga a la primera el derecho de adquirir, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones, todos o algunos de los activos que posee GENER S.A. en nuestro país.

9. En resumen, entre los activos pasibles de ser adquiridos por TOTALFINAELF S.A. a través de TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. o alguna de sus sociedades vinculadas pertenecientes al grupo son: a) Acciones ordinarias de HIDRONEUQUEN S.A., que representan una participación no inferior al 70,02% de su capital social. Cabe mencionar que HIDRONEUQUEN S.A. es una sociedad holding titular del 59% de las acciones de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.; toda la deuda e intereses devengados impagos que HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA tenga con el vendedor o sociedades pertenecientes al grupo económico; y todos los derechos y obligaciones del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico emergentes de los contratos de administración en los que HIDRONEUQUEN S.A. o HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. sean parte; b) Acciones ordinarias de CENTRAL PUERTO S.A. que representen una participación no inferior al 63,94% de su capital social así como todos los derechos y obligaciones del vendedor o de las sociedades pertenecientes a su grupo económico emergentes de los contratos de administración en los que CENTRAL PUERTO S.A. sea parte; c) Acciones ordinarias de TERMOANDES S.A. e INTERANDES S.A. que en ambos casos representan el 100% de

sus respectivos capitales sociales y todos los derechos y obligaciones del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico emergentes de los contratos de gerenciamiento en los que TERMOANDES S.A. o INTERANDES S.A. sean parte; y d) todos los derechos y obligaciones (incluyendo activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía, derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico en: (i) el proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de Yaciretá en la República Argentina y la región de San Pablo en la República Federativa de Brasil; (ii) cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad.

10. Cabe aclarar que el 70,02% de las acciones a ser adquiridas respecto de HIDRONEUQUEN S.A. corresponde a (i) las acciones de GENER S.A. y GENER ARGENTINA S.A. (que representan el 51% del capital social de HIDRONEUQUEN S.A.) y (ii) de las acciones de HIDROINVERSIONES USA (Cayman) LTD. y de HIDROINVERSIONES ARGENTINA S.A. sobre las que GENER S.A. tiene otorgada una opción de compra que deberá ser ejercida conforme a la cláusula 2.1(b) del Contrato de Compra Venta de fecha 2 de marzo de 2001. (Fs. 438-439/Conc. Nº 323).

11. Además, el Artículo 7.1 del contrato mencionado expresa "Extinción total: Este contrato puede extinguirse en todo pero no en parte, en cualquier momento con anterioridad al cierre:

a) Por el consentimiento mutuo por escrito del vendedor y comprador.

b) Por el vendedor o el comprador, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en el supuesto de que la otra parte hubiera incumplido cualquiera de sus obligaciones o acuerdos sustanciales en virtud de este contrato y dicho incumplimiento no pueda ser subsanado o no hubiera sido subsanado dentro de los 30 días siguientes a la notificación por escrito de dicho incumplimiento a la parte incumplidora.

c) Por el comprador, (i) a su sola discreción mediante notificación por escrito al vendedor en o con anterioridad a la fecha en la cual el comprador cursa notificación al vendedor del cierre de conformidad con el artículo 2.4(a) o ii) cursando notificación por escrito al vendedor en cualquier oportunidad en el supuesto de que hubiera ocurrido cualquier

supuesto o circunstancia, incluyendo cualquier supuesto o circunstancia más allá del control del vendedor o de cualquier compañía de electricidad, que hubiera tenido o continúe teniendo un efecto adverso esencial.

d)Por el vendedor o el comprador, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en o con posterioridad a los doce meses de la firma, en el supuesto de que el cierre no se hubiese llevado a cabo (a menos que dicha omisión se deba a un incumplimiento por la parte que desea la extinción de sus obligaciones en virtud de este Contrato).

e)Por el vendedor o el comprador, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en el supuesto de que la compra, venta o transferencia de todas las participaciones adquiridas se encontrase prohibida por cualquier orden judicial, decreto, sentencia u otra orden que pudiera ser definitiva e inapelable".

12. Finalmente, el Artículo 7.3 establece: "Extinción Parcial: Sin perjuicio de cualquier disposición en contrario contenida en este Contrato, la obligación del comprador en virtud de este contrato de comprar y del vendedor en virtud de este contrato de vender, las participaciones adquiridas descriptas en uno o más de los artículos 2.2(a), 2.2(b), 2.2(c) ó 2.2(d) podrán ser extinguidas (todas, pero no en parte, de las participaciones adquiridas descriptas en cada artículo sujeto a dicha extinción) (a) por el comprador en virtud de cualquiera de las circunstancias establecidas en el Artículo 7.1(c) antes mencionado respecto de dichas participaciones adquiridas mediante notificación por escrito al vendedor en cualquier momento según fuera permitido por el Artículo 7.1(c), según lo establecido en el artículo 9.13 de este contrato, o b) por el comprador o el vendedor, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en el supuesto de que la compra, venta o transferencia de dichas participaciones adquiridas se encontrase prohibida por cualquier orden judicial, decreto, sentencia u otra orden que pudiera ser definitiva y no apelable. La extinción de las obligaciones de las partes en virtud de este contrato respecto de cualquier participación adquirida no liberará al comprador o al vendedor de cualquiera de sus otras obligaciones en virtud de este contrato, incluyendo su obligación de comprar o vender, según fuera el caso, simultáneamente como parte de una única transacción al cierre de las participaciones adquiridas no sujeto a dicha extinción."

13. El día 2 de julio de 2001, el apoderado de TOTAL GAS AND POWER VENTURES presentó ante la CNDC una manifestación de la decisión de su representada de adquirir las acciones que GENER S.A. posee en HIDRONEUQUEN S.A., PIEDRA EL AGUILA S.A. (Punto 2.2.a) (Fs. 439/Conc. Nº 323), CENTRAL PUERTO S.A. (Punto 2.2.b) (Fs. 440/Conc. Nº 323) como así también participaciones en los proyectos descriptos en el Punto 2.2.(d) (Fs. 441/Conc. Nº 323) del contrato celebrado con fecha 2 de marzo de 2001, previendo el cierre de las transacciones mencionadas por etapas. (Fs. 1838).

14. El día 17 de julio de 2001, el apoderado de TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. presentó ante la CNDC un informe acerca de que esta sociedad había cedido sus derechos como comprador a TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina, una sociedad controlada en un 99,7% por TOTALFINAELF S.A., de manera tal que no sería TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. la que compraría los activos a GENER S.A. sino TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina. (Fs. 2014-2090).

15. El día 17 de julio de 2001, los apoderados de TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A., GENER S.A. y THE AES CORPORATION presentaron a la CNDC una copia de la modificación efectuada con fecha 16 de julio de 2001 al contrato celebrado el día 2 de marzo de 2001, donde el comprador renuncia a su derecho de resolución respecto de los activos a ser adquiridos conforme al Artículo 2.2.(a), Artículo 2.2.(b) y Artículo 2.2.(d), todos ellos correspondientes al contrato de fecha 2 de marzo de 2001. Además se establece la facultad del comprador de resolver el contrato respecto de los activos y obligaciones estipulados en el Artículo 2.2.(c) del contrato, opción que quedará vigente hasta el cierre de la compra de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. o hasta el 1 de noviembre de 2001, lo que ocurra en último lugar. También se estipulan cierres separados para los distintos activos que el comprador elija o pueda elegir comprar. Es decir, por la modificación efectuada al contrato, el comprador se obliga a adquirir las participaciones accionarias que posee GENER S.A. en HIDRONEUQUEN S.A., HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., CENTRAL PUERTO S.A. y los activos del proyecto mencionado en el contrato del 2 de marzo de 2001, teniendo la opción de resolver el contrato respecto de la compra de TERMOANDES S.A. e INTERANDES S.A. hasta el cierre de la transacción referente a HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA

S.A. o hasta el 1 de noviembre de 2001, lo que ocurriera en último lugar. (Fs. 1980-2013).

- **Reseña y Conclusión:**

16. Del análisis efectuado de los contratos celebrados con fecha 28 de noviembre de 2001 y 2 de marzo de 2001 y de la modificación al contrato del día 2 de marzo de 2001, suscripta el día 16 de julio de 2001 (Fs. 1980-2012), así como de toda la documentación presentada por las empresas involucradas, surge (i) Que en virtud de la adquisición del control de THE AES CORPORATION sobre GENER S.A. y de los activos que esta última posee en la República Argentina, se produce un mayor grado de concentración en el mercado de generación eléctrica. (ii) Que ese grado de concentración fue reconocido en las manifestaciones vertidas por el presidente de THE AES ANDES (a Fs. 253) así como en diversas presentaciones efectuadas por las partes involucradas a los fines de la operación notificada (Fs. 187) (iii) Que por ese motivo, THE AES CORPORATION celebró un contrato con fecha 28 de noviembre de 2001, por el cual obligaba a GENER S.A. a transferir a TOTALFINAELF S.A. o a alguna de sus subsidiarias ciertos activos que GENER S.A. tuviera en la República Argentina. (iv) Que con fecha 2 de marzo de 2001 TOTAL GAS & POWER VENTURES y GENER S.A. celebraron un Acuerdo de Compra Venta por el cual se le otorgaba a la primera el derecho de adquirir, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones, todos o algunos de los activos descriptos que posee GENER S.A. en nuestro país. (v) Que TOTALFINAELF S.A. podía ejercer su opción para la compra hasta el día 2 de marzo de 2002. (vi) Que con fecha 16 de julio de 2001 se produjo una modificación al Contrato de Compraventa del día 2 de marzo de 2001 por el cual se estipulan cierres separados para los distintos activos que el comprador elija o pueda elegir comprar, se obliga al comprador a adquirir las participaciones accionarias sobre HIDRONEUQUEN S.A., HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., CENTRAL PUERTO S.A. y los activos del proyecto mencionado en el contrato del 2 de marzo de 2001 y establece la opción del comprador de resolver el contrato respecto de la compra de TERMOANDES S.A. e INTERANDES S.A. hasta el cierre de la transacción referente a HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. o hasta el 1 de noviembre de 2001.

FE COPIA
DESPACHO
74
2092

- **La actividad de las partes:**

La adquirente:

17. THE AES CORPORATION, una sociedad constituida en los Estados Unidos de América, que controla total y directamente a las siguientes sociedades: a) INVERSIONES CACHAGUA LTDA. y b) MERCURY CAYMAN CO. III. LTD.

18. En la República Argentina THE AES CORPORATION posee participaciones accionarias en las siguientes empresas que desarrollan actividades en el sector eléctrico argentino: En el área de generación: a) CENTRAL TERMICA SAN NICOLAS S.A. (generación térmica), b) HIDROELECTRICA RIO JURAMENTO S.A. (generación hidroeléctrica), c) HIDROTERMICA SAN JUAN S.A. (generación térmica e hidroeléctrica), d) AES CARACOLES S.R.L. (generación hidroeléctrica), e) CENTRAL TERMICA DIQUE S.A. (generación térmica), f) HIDROELECTRICA ALICURA S.A. (generación hidroeléctrica). En el área de distribución: a) EDELAP S.A. (distribución de energía eléctrica), b) EDEN S.A. (distribución de energía eléctrica) y c) EDES S.A. (distribución de energía eléctrica).

19. INVERSIONES CACHAGUA LTDA., una sociedad constituida bajo las leyes de la República de Chile, que se encuentra controlada directamente y en su totalidad por THE AES CORPORATION.

20. MERCURY CAYMAN CO. III. LTD., una sociedad constituida bajo las leyes de las Islas Cayman, que se encuentra controlada directamente y en su totalidad por THE AES CORPORATION.

La adquirida:

21. GENER S.A. es una sociedad constituida bajo las leyes de la República de Chile, que tiene por actividad principal la generación de energía térmica e hidráulica a través de sus subsidiarias.

22. Hasta el momento de su adquisición por parte de las subsidiarias de THE AES CORPORATION, las acciones de esta sociedad se encontraban distribuidas en manos de varios fondos de pensión chilenos y de inversores privados chilenos y extranjeros.

23. A su vez, GENER S.A., posee indirectamente participaciones accionarias en las siguientes empresas argentinas a saber: HIDRONEUQUEN S.A. (24,26% - participación directa) (sociedad holding); ENERGEN S.A. (99,99%) (una sociedad que si bien en la actualidad no desarrolla actividad alguna, tiene por objeto el desarrollo de actividades relacionadas con la comercialización de energía eléctrica); CENTRAL PUERTO S.A. (63,93%) (generación térmica de energía eléctrica a través de sus centrales Puerto Nuevo, Nuevo Puerto, Ciclo Combinado Nuevo Puerto y Loma de la Lata); GENER ARGENTINA S.A. (99,99%) (sociedad de inversión que es titular a su vez del 99,99% del capital social de TERMOANDES S.A. (empresa dedicada a la generación térmica de energía eléctrica), 99,99% de INTERANDES S.A. (transporte de energía eléctrica), HIDRONEUQUEN S.A. (26,74% - a través GENER ARGENTINA S.A.) (sociedad holding, poseedora del 59% del capital social de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. (generación hidroeléctrica de electricidad).

24. Adicionalmente, GENER S.A. efectúa las siguientes actividades: generación de vapor, extracción y comercialización de carbón, exploración, extracción y transporte de gas natural, exploración y explotación de petróleo, preparación y comercialización de biocombustible densificado, prestación de servicios naviero-portuarios y la prestación de servicios de energía principalmente en el área eléctrica y sanitaria.

II. ENCUADRAMIENTO JURÍDICO

25. Las empresas involucradas dieron cumplimiento a los requerimientos de esta COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA efectuados en uso de las atribuciones conferidas por los artículos 11 y 58 de la Ley N° 25.156, notificando la operación en tiempo y forma de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 8° de la norma legal precitada.

26. La operación notificada constituye una toma de control, quedando encuadrada en las previsiones del artículo 6º inciso c) y artículo 3º de la Ley Nº 25.156.

27. La obligación de notificar está dada por el volumen de negocios de las empresas involucradas que supera, a nivel nacional el umbral de PESOS DOSCIENTOS MILLONES ($ 200.000.000.-), de acuerdo a lo establecido por el artículo 8 de la Ley Nº 25.156 (texto modificado por el Decreto PEN 396/01 y Decreto Reglamentario Nº 89/2001). (Fs. 384-386).

III. PROCEDIMIENTO

28. La operación referida fue informada a la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA el día 10 de noviembre de 2000. (Fs. 2-165). Cabe mencionar que a Fs. 4 del expediente de referencia, THE AES CORPORATION manifestó que debido a la naturaleza y características de dicha operación, la compañía acompañaría la información exigida por el Formulario F1 de notificación tan pronto como le fuera posible.

29. El día 20 de noviembre de 2000, la CNDC dio por comunicada la operación informada y le solicitó a las presentantes que efectuaran la notificación de conformidad con el Formulario F1. (Fs. 172).

30. El día 4 de diciembre de 2000, THE AES CORPORATION brindó a la CNDC mayor información sin efectuar la notificación en debida forma por lo que el día 13 de diciembre de 2000, se reiteró el requerimiento efectuado oportunamente (Fs. 173- 186).

31. El día 1 de febrero de 2001, THE AES CORPORATION, INVERSIONES CACHAGUA LIMITADA y MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. presentaron el Formulario F1 de notificación. (Fs. 187).

32. El día 12 de febrero de 2001, se requirió a las presentantes completar el Formulario F1 de notificación (Fs. 330-331), el cual fue respondido parcialmente el día 26 de febrero de 2001. (Fs. 334-336).

33. El día 17 de abril de 2001, TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. y GENER S.A. (Chile) presentaron el Formulario F1 de notificación correspondiente a la operación que tramita por el Expediente Nº 064-005708/01 caratulado "TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. Y GENER S.A. S/ NOTIFICACION ART. 8º LEY Nº 25.156" (Conc. Nº 323).

34. Cabe destacar que de acuerdo a la notificación referida en el párrafo precedente, el día 25 de abril de 2001, la CNDC emitió una resolución acumulando a la operación que tramita por el expediente de referencia, la operación notificada el día 17 de abril de 2001, debido a la conexidad existente entre ambas operaciones y con el fin de efectuar el análisis conjunto de las mismas (Fs. 391).

35. En consecuencia, a partir de la acumulación mencionada, toda la documentación en adelante presentada a la CNDC por las partes involucradas y correspondiente al Expediente Nº 064-005708/01 (Conc. Nº 323) se incorporó al expediente de referencia. (Fs. 391).

36. El día 27 de abril de 2001 la CNDC observó que la notificación efectuada no estaba completa, efectuando a las notificantes un nuevo requerimiento. (Fs 392-398).

37. En esa misma fecha la CNDC, de acuerdo a lo estipulado por el artículo 16 de la ley de la materia, solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) un informe y opinión fundada acerca del impacto sobre el mercado y del cumplimiento del marco regulatorio que la operación descripta pudiera tener. (Fs. 401-402).

38. Finalmente el día 2 de mayo de 2001, fue completado satisfactoriamente el Formulario F1, quedando las actuaciones para resolver. (Fs. 413-825).

39. Cabe señalar que el día 22 de mayo de 2001 el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) contestó el requerimiento efectuado por la CNDC (Fs. 1050-1062).

40. En virtud de lo estipulado por el artículo 24 inciso b) de la Ley Nº 25.156, el día 13 de junio de 2001 la CNDC requirió información adicional a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) a fin de completar el análisis del grado de concentración que pudiera generar la operación notificada en el mercado nacional. (Fs. 1076-1077).

41. A los efectos de profundizar el estudio de las operaciones descriptas, con fecha 13 de junio de 2001 la CNDC solicitó a las empresas involucradas completar el Formulario F2, quedando en consecuencia suspendido el plazo del artículo 13 de la Ley Nº 25.156 hasta tanto el mismo fuera completado. (1078-1083).

42. Además, en virtud de lo establecido por el artículo 24 inciso b) del cuerpo legal precitado, la CNDC convocó a audiencias a EDENOR S.A. (Fs. 1085/1088-1093/1935-1936), EDESUR S.A. (Fs. 1086/1094/1926), ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) (Fs. 1087/1095-1104), ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA) (Fs. 1923-1924/1959-1963) y a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA) (Fs. 1925/1937-1958), a efectos de que brindaran su opinión respecto de las operaciones notificadas.

43. El día 29 de junio de 2001 las empresas involucradas contestaron el Formulario F2 requerido, reanudándose el plazo establecido por el artículo 13 de la Ley Nº 25.156, el cual opera el día 24 de julio de 2001. (Fs. 1105-1823).

44. El día 2 de julio de 2001 la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) contestó el requerimiento formulado por la CNDC el día 13 de junio de 2001. (Fs. 1824-1837).

45. El día 6 de julio de 2001 la CNDC efectuó un nuevo requerimiento al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (1929-1930) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) (Fs. 1933-1934) a fin de profundizar el estudio del expediente de referencia.

46. El día 12 de julio de 2001, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) respondió el requerimiento efectuado oportunamente. (Fs. 1964-1969).

47. El día 17 de julio de 2001 las empresas involucradas presentaron nueva información para el expediente de la referencia. (1980-2090).

48. El día 18 de julio de 2001, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD respondió el requerimiento efectuado a Fs. 1929-1930. (Fs. 2091-2109).

49. El día 23 de julio de 2001, habiéndose cumplido la investigación conjunta de las operaciones que tramitan por los expedientes de referencia, extremo que oportunamente justificó la acumulación de los mismos, y atento a que las operaciones notificadas merecían una resolución diferenciada, la CNDC resolvió el dictado de una decisión por operación. (Fs. 2110).

IV. EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOBRE LA COMPETENCIA

IV.1. LA NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

50. En la presente operación de concentración económica, las relaciones económicas entre las empresas involucradas son de naturaleza horizontal y vertical. Las horizontales se deben a las actividades desarrolladas por las empresas involucradas en lo referente a la provisión de potencia y la generación de energía eléctrica, mientras que las verticales se originan en que AES también participa en el sector de distribución y comercialización de energía.

51. Según se desprende de la información suministrada por las empresas notificantes, la operación que se notifica produce efectos en el mercado de la provisión de potencia y generación de energía eléctrica, denominado MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (en

adelante, MEM), que administra la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (en adelante, CAMMESA).

52. AES ENERGY LTD, una empresa controlada por el grupo AES CORPORATION de los EE.UU., participa en este mercado a través del control que ejerce sobre CENTRAL TÉRMICA SAN NICOLÁS S.A., HIDROELÉCTRICA RÍO JURAMENTO S.A., HIDROTÉRMICA SAN JUAN S.A., AES CARACOLES S.R.L., HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A., y CENTRAL DIQUE S.A.

53. La empresa CENTRAL TÉRMICA SAN NICOLÁS S.A., posee una planta de generación de 650 MW de capacidad, ubicada en la ciudad de San Nicolás, Provincia de Buenos Aires. Actualmente, en un predio adyacente, está en construcción una planta de generación térmica de ciclo combinado denominada AES PARANÁ, de 830 MW de potencia. La fecha programada por CAMMESA para su incorporación al MEM es en septiembre del corriente año.

54. La sociedad HIDROELÉCTRICA RÍO JURAMENTO S.A., localizada en la provincia de Salta, se compone de dos plantas de generación hidráulicas denominadas Cabra Corral y El Tunal. La capacidad instalada del complejo que componen es de 112 MW.

55. La firma HIDROTÉRMICA SAN JUAN S.A., compuesta por la planta hidroeléctrica Ullum de 45 MW de potencia y la planta térmica Sarmiento de 33 MW de potencia instalada, está ubicada en la capital de la provincia de San Juan. La capacidad total del sistema de generación es de 78 MW.

56. La empresa AES CARACOLES S.R.L., localizada sobre el río San Juan, posee una planta de generación hidroeléctrica denominada Quebrada de Ullum con una potencia instalada de 45 MW. Actualmente se encuentran en construcción dos plantas de generación hidráulica sobre el mismo río, Caracoles con una capacidad instalada de 120 MW y Punta Negra de 60 MW de potencia.

57. La sociedad CENTRAL DIQUE S.A. tiene una planta de generación térmica ubicada en el Gran Buenos Aires, con una potencia instalada de 29 MW.

58. Finalmente, la empresa HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A., creada por el Estado Nacional en el proceso de privatización de Hidronor, posee una central de generación hidroeléctrica sobre el rio Limay que separa las provincias de Neuquén y Río Negro, con una capacidad instalada de 1000 MW.

59. Por su parte las centrales de generación de propiedad de GENER que se transfieren por la presente operación comprenden a CENTRAL PUERTO S.A., HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA y TERMOANDES S.A.

60. CENTRAL PUERTO S.A posee y opera tres centrales generadoras termoeléctricas en la Argentina, dos de ellas en Buenos Aires y una tercera, Loma de la Lata, en la zona del Comahue, provincia de Neuquén . De esta forma, CENTRAL PUERTO S.A detenta el 10.34% de la potencia instalada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la que a diciembre del año 2000 totalizaba 20.711 MW. Estas centrales alcanzan en conjunto una potencia instalada de 2.143 MW, lo que implica que en el año 2000 fue el primer generador termoeléctrico del país, produciendo el 18.74 % del total de la generación térmica.

61. TERMOANDES S.A es una central térmica, ubicada en la provincia de Salta, dedicada a producir energía para exportar al mercado chileno. Está central no está actualmente conectada al SADI, pero está gestionando su incorporación parcial al MEM, la cual se estima que se hará en noviembre de 2001 con una disponibilidad de 270 MW.

62. HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A es una central hidroeléctrica del tipo de embalse. El Poder Ejecutivo Nacional mediante el Dcto. 2665/93 adjudicó a HIDRONEUQUÉN S.A el 59% del capital accionario de HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA. Es una de las principales centrales generadoras de Argentina y cuenta con cuatro turbinas de 350 MW de potencia cada una , las cuales sumadas totalizan 1400 MW . En el año 2000 participó con el 15.4% del total de la generación hidraulica detrás de Yacyretá que fue el primer productor.

63. Asimismo THE AES CORPORATION controla las siguientes empresas de distribución: EDELAP S.A. distribuidora de La Plata y alrededores, EDEN S.A. distribuidora de la

zona norte de la Pcia. de Bs. As., y EDES S.A., distribuidora de la zona sur de la Pcia. de Bs. As.

64. Con el fin de ponderar los efectos de la operación notificada sobre los mercados afectados, se considerarán las características particulares que reviste el funcionamiento del MEM, y las recientes modificaciones al marco regulatorio vigente.

IV.2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO Y MARCO REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD.

IV.2.1 MARCO REGULATORIO ANTERIOR A LA ENTRADA EN VIGENCIA DEL DECRETO 804/2001

65. Con anterioridad a 1992, la industria eléctrica argentina se encontraba en manos del sector público. El Gobierno Nacional, a través de la Secretaría de Energía había asumido la responsabilidad de la reglamentación de la industria a nivel nacional y el control de las empresas eléctricas nacionales Agua y Energía Eléctrica S.E., SEGBA e Hidroeléctrica Norpatagónica S.A.

66. El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Relaciones Exteriores representaba los intereses argentinos con respecto a las instalaciones de generación que se estaban estudiando, desarrollando y operando conjuntamente con Uruguay, Paraguay y Brasil. Asimismo, varias de las provincias y municipalidades argentinas regulaban u operaban sus propias empresas eléctricas.

67. El Decreto del Poder Ejecutivo N° 634, dictado en marzo de 1991, y la Ley N° 24 065 promulgada en enero de 1992 establecieron las pautas para la reestructuración y privatización del sector. En un sentido amplio, el nuevo marco regulatorio del sector ha separado las actividades de generación, transporte y distribución de energía otorgándole a cada una de ellas una reglamentación específica. El objetivo principal ha consistido en estimular la competencia en la actividad de generación y producir beneficios para los consumidores en cuanto a tarifas y calidad del servicio prestado.

68. El proceso de privatización a nivel nacional comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones de generación térmica de importancia previamente operadas por SEGBA y ha continuado con la venta y concesión al sector privado, tanto de origen nacional como extranjero, de instalaciones de transmisión y distribución y de

instalaciones de generación termoeléctrica e hidroeléctrica adicionales, con la condición de que participara en la compañía un operador con reconocimiento mundial en el negocio donde realizaba su oferta.

69. A modo de síntesis se exponen las principales características del sector eléctrico a partir de su privatización:

- El Estado se retira de su rol empresario y pasa al de regulador.
- Los objetivos principales del marco regulatorio eléctrico son: (i) proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; (ii) promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad; (iii) alentar la realización de inversiones privadas en generación, transporte y distribución para asegurar el suministro a largo plazo; (iv) promover el libre acceso no discriminatorio a los servicios e instalaciones de transporte y distribución; y (v) incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.
- División del negocio eléctrico en las actividades de:

  (i) Generación: las centrales de generación se clasifican por el tipo de fuente utilizada para su producción -la cual tendrá incidencia en el costo de producir electricidad- en hidroeléctricas, nucleares y termoeléctricas (estas últimas utilizan como combustible carbón, gas natural, gas oil o fuel oil).

  (ii) Transporte: las empresas transportistas, que son quienes tienen la titularidad de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la Ley N° 24.065 y como tales responsables de la transmisión y transformación desde el punto de entrega de esa energía por el Generador hasta el punto de recepción por el Distribuidor o Gran Usuario, están obligadas a permitirle a los terceros el acceso a la capacidad de transporte disponible y no pueden comprar ni vender electricidad. Tienen derecho a cobrar una tarifa por la prestación del servicio de transporte, la cual se encuentra sujeta a regulación por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

(iii) Distribución: el servicio de distribución implica la adquisición y el transporte de la energía desde ciertos puntos de suministro hasta su entrega al consumidor, generalmente a través de sistemas de distribución. Los sistemas de distribución consisten en una red general de líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones que tienen sucesivamente menor voltaje.

- El sistema eléctrico fue dividido en centros de generación, red de transporte e instalaciones de distribución sobre el que se desarrolla un Sistema de Operación y Despacho que programa y opera el sistema físico que está en manos del Organismo Encargado del Despacho ("OED"). A su vez se creó un administrador de las transacciones entre agentes y terceros habilitados para efectuar transacciones relativas a la energía y otros productos y servicios que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"), que es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA").

- Los consumidores pueden acceder al servicio de transporte de energía de los Distribuidores de su área y celebrar contratos con Generadores y Comercializadores para cubrir sus necesidades de energía y calidad de servicio en forma libre. En este último caso, los consumidores se denominan Grandes Usuarios, que se dividen en Grandes Usuarios Mayores ("GUMAS"), Grandes Usuarios Menores ("GUMES") y Grandes Usuarios Particulares ("GUPAS"), dependiendo de la potencia y energía mínima para consumo. Los GUMAS, GUMES y GUPAS pueden solicitar el ingreso al MEM como agentes del mismo y adquirir energía mediante contratos con Generadores o Comercializadores en el Mercado Spot del MEM con sanción horaria de precios.

70. El artículo 31 de la ley 24.065 expresa que ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por alguno de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor, y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

ES COPIA

74

71. Existen cláusulas restrictivas establecidas por la Autoridad de Aplicación en las instancias de privatización de las Centrales de Agua y Energía, Hidronor y SEGBA: los participantes de las privatizaciones no debían controlar más del 15% de la oferta térmica del mercado argentino, no controlar más del 10% de la oferta hidroeléctrica total del mercado y no controlar más del 29.5% de la oferta energética media anual correspondiente a las empresas H. Alicurá, H El Chocón, H Piedra del Aguila, H Cerros Colorados, y H Pichi Picún Leifú. [1]

72. La ley 24.065 en su artículo 4° define quiénes son considerados agentes del mercado. Ellos son: los generadores, los transportistas, los distribuidores y los grandes usuarios. Adicionalmente, el Decreto 804/2001 modifica este artículo incluyendo la figura del comercializador a quien define como el que compre o venda para terceros energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, realizando operaciones comerciales en las condiciones que fije la reglamentación.

73. Como se mencionó anteriormente el marco regulatorio del sector eléctrico separa a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía, otorgándole a cada una de ellas una reglamentación específica[2]. Así, los transportistas en Alta y Media Tensión, que gozan de un monopolio natural, están obligados a permitir a terceros el acceso a la capacidad de transporte disponible, en virtud de lo cual tienen derecho a cobrar una tarifa regulada. Por otra parte, no les está permitido a estas empresas comprar ni vender electricidad.

74. Los distribuidores, por su parte, están obligados a satisfacer la demanda dentro de sus mercados y - en caso de existir capacidad de distribución disponible - a permitir el acceso de terceros a su red a cambio del pago de un peaje a fijar entre las partes o de una tarifa, la cual debe encontrarse dentro de los parámetros establecidos por la Secretaría de Energía de la Nación.

[1] Según lo informa el ENRE en su informe de fecha 18 de julio del corriente.
[2] Si bien una descripción acabada de las reformas implementadas en el sistema eléctrico a partir de 1991 y del funcionamiento actual del mismo excede el objetivo del presente dictamen, se puede señalar que dichas reformas se originaron en el Decreto del PODER EJECUTIVO N° 634 de marzo de 1991 y en la Ley N° 24.065, promulgada en enero de 1992.

75. Mediante el Decreto 1192/92 se constituyó la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA); empresa en donde participan en partes iguales los principales actores del mercado: ADEERA (Asociación de Distribuidores), AGEERA (Asociación de Generadores), AGUEERA (Asociación de grandes Usuarios), ATEERA (Asociación de Transportistas) y la Secretaría de Energía que generalmente en la figura del Secretario de Energía preside el Directorio.

76. CAMMESA tiene como funciones optimizar los recursos físicos del Mercado, realizar el despacho técnico y económico del SADI , aplicar la normativa emanada de la Secretaría de Energía, y supervisar el funcionamiento, administración y despacho técnico del mercado a término.

77. En cuanto a las particularidades propias del mercado de generación eléctrica, se debe señalar que, si bien esta actividad no se encuentra regulada, ella está administrada por CAMMESA. Según el régimen vigente, esta última recibe de los generadores térmicos información referida a sus costos variables de producción, mientras que los generadores hidroeléctricos declaran los valores que le asignan al agua.

78. Sobre la base de la información proporcionada por los generadores, CAMMESA en su calidad de OED se encarga de despacharlos, convocándolos en orden creciente según los costos que hayan declarado. De este modo, se abastece la demanda al mismo tiempo que se minimizan los costos totales para el sistema, siendo el precio del mercado spot determinado en función del costo declarado por la última máquina que ingresa al sistema para satisfacer la demanda existente en ese momento.

79. Por otra parte, existe también un mercado a término, en el cual las empresas generadoras pueden suscribir contratos de energía con grandes usuarios o distribuidores. En estos contratos, el precio de la energía se pacta libremente entre las partes, aunque generalmente se encuentra influido por las proyecciones que se realicen del precio estacional de la energía, que es el precio spot proyectado.

80. El marco regulatorio establece un mecanismo de pass-through, que permite trasladar el costo de la energía a las tarifas cobradas al usuario final. El componente de distribución contenido en las tarifas finales se encuentra regulado por el método de "price cap".

81. Para que los Distribuidores no tengan un precio variable hora a hora y puedan tener una tarifa para los usuarios finales más estable, se ideó un sistema de precios trimestral (precio estacional). El mismo se basa en el cálculo de los valores promedios de una programación trimestral de los precios spot de futuro.

82. El sistema se completa con un fondo de estabilización al que se derivan las diferencias producidas entre dichos precios estacionales y los precios del mercado spot. Trimestralmente, en función a un mecanismo prefijado, las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos siguientes subiendo o bajando los valores calculados para los precios trimestrales.

83. Respecto a la transmisión de la energía, existe una red de transporte que vincula las diferentes regiones eléctricas en las que se divide el MEM. En ciertas circunstancias aparecen restricciones a la capacidad de transporte generalmente provocadas por limitaciones físicas u operativas. En estos casos no es posible vincular toda la generación con una determinada demanda de un área del mercado, por lo que se considera que el área está desvinculada del mercado. Esta desvinculación puede ser total (si el área esta físicamente aislada del mercado) o parcial si sólo está afectada por una limitación a la transmisión, en ambos casos se determina un precio particular para el área, denominado precio local.

84. Cuando surge un precio local, se determina un centro de carga zonal y los factores de nodo del área se determinan alrededor de dicho nodo. Las áreas con excedentes de energía (exportadoras) tienen lógicamente un precio local mas bajo que el del Mercado y las áreas importadoras (aquellas netamente demandantes) un precio mayor. En ambos casos los precios locales pueden diferir bastante a los del Mercado.

85. Un aspecto a tener en cuenta es que el marco regulatorio prevé expresamente la entrada de nuevos productores al MEM, con menores requisitos para el caso de los generadores térmicos, que para los generadores nucleares o de origen hidroeléctrico.

Estos últimos se encuentran sujetos a una concesión de explotación en los términos de la Ley Nº 15.336/60. Este requisito se basa en el hecho de que la construcción de una central hidroeléctrica puede interferir con otros usos importantes del agua.

IV.2.2 MARCO REGULATORIO INSTAURADO POR EL DECRETO 804/2001

86. Resulta muy importante señalar que el Poder Ejecutivo Nacional promulgó recientemente el Decreto 804/2001 y el Ministerio de Infraestructura la Resolución 135/2001 que modificarán sustancialmente el marco regulatorio de la actividad. La entrada en vigencia de las modificaciones y del nuevo sistema de despacho se prevé que comenzará a funcionar el próximo 1º de Septiembre.

87. Las principales modificaciones introducidas en el marco regulatorio son:

- Los precios spot no resultarán ya del costo económico del sistema (el costo marginal horario de corto plazo) determinado en función de declaraciones de costos variables de producción efectuados por los productores sino que surgirá de ofertas libres de precios y disponibilidad que realicen los generadores y comercializadores.

- Las declaraciones de costos variables de producción de cada generador se efectuaban por periodos semestrales y en adelante las declaraciones de precios y disponibilidad ofertados por cada generador serán diarias, con un día de anticipación, para las horas de cada banda horaria de pico, valle o resto.

- Ya no se sancionará un precio de mercado único para el sistema y trasladado a los nodos mediante aplicación de los factores de nodo (representativo de las pérdidas marginales del transporte) y adaptación (representativo de la confiabilidad de vínculo) sino que se sancionará un precio horario por cada nodo del sistema resultante del precio marginal entre los precios ofertados.

- En síntesis: se pasa de un sistema de costos marginales a un sistema de precios marginales, de declaraciones de costos variables por períodos semestrales efectuadas sólo por generadores, a declaraciones diarias de precios y disponibilidad efectuadas por generadores y comercializadores. Ya no se sancionará un precio spot único de mercado considerado todo el sistema sino un precio spot distinto para cada nodo del sistema.

ES COPIA

74 2207

- Los distribuidores ya no pagarán por sus compras en el mercado spot un precio estabilizado cada 90 días, resultante de su programación estacional efectuada por el OED (CAMMESA), en la que se consideraba el spot horario esperado para el siguiente periodo y el estado del fondo de estabilización que arbitraba las diferencias, sino que pagarán en el mercado spot el mismo precio horario que resulta de la determinación indicada en el punto precedente.

- En síntesis: se pasa de un sistema de precio spot de mercado estabilizado a distribuidores por períodos semestrales, con reajustes trimestrales calculado sobre la estimación del spot horario esperado para el periodo, a un sistema de precios horarios a distribuidores sancionados por nodo del sistema.

- Se incluye dentro de los agentes de marcado reconocidos a la figura del comercializador.

- En cuanto al despacho físico se considerarán también las declaraciones de precios efectuadas por los comercializadores. Según CAMMESA[3], no está claro si las limitaciones hoy establecidas por normas de rango inferior al porcentaje máximo comercializable por un comercializador se mantendrán vigentes.

- En cuanto al régimen de transporte de energía eléctrica, se introduce el reconocimiento a agentes y participantes del MEM de la posibilidad de ser propietarios y tenedores de derechos de capacidad de transporte. Es decir se pasa de un sistema donde los derechos de congestión eran administrados por CAMMESA y conformaban un patrimonio de afectación para el único fin de pagar obras que atenúen o eliminen las restricciones a la capacidad de transporte que los generaban a un sistema que admite la propiedad y tenencia de derechos de congestión por agentes del Mercado Eléctrico Mayorista sin afectación específica establecida en las normas de rango superior para el caso de propiedad o tenencia por particulares.[4,5] Esto, si no se introducen restricciones por normas de menor rango, implica estructuralmente una atenuación de la prohibición

[3] Informe CAMMESA de fecha 11 de julio del corriente.
[4] Se define al derecho de congestión, como un derecho de obtener ingresos derivados de la diferencia de precio de energía en los nodos y del cargo de capacidad de las instalaciones del que sea propietario o tenedor
[5] Se estima que esta operación no afecta el grado de concentración a nivel horizontal en el aún inexistente mercado de derechos de congestión, puesto que la propiedad y tenencia de estos derechos no tendrán relación, necesariamente, con la concentración ni con la posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de los generadores.

de integración vertical. [6]

- Prevé que las ampliaciones de la red de transporte puedan ser realizadas en función a la libre iniciativa y riesgo del operador privado.

- Se crea el Fondo de Remuneración del Transporte el que tiene como finalidad el pago de las tarifas vigentes a los transportistas, los pagos de los derechos de congestión, el pago de las ampliaciones de las instalaciones de transporte destinadas a aumentar la confiabilidad del sistema y los pagos a los transportistas independientes.

- La nueva regulación modifica el Decreto Reglamentario de la Ley 24.065 para habilitar la -hasta ahora regulatoriamente impedida- posibilidad de incluir en las tarifas a usuarios finales de los distribuidores, según metodología a determinar, los precios de compra de los distribuidores mediante contratos en el Mercado a Término del MEM además de los precios horarios de compra en el Mercado Spot del mes anterior. [7] Las tarifas trasladables al usuario serán un valor representativo de las transacciones en el MEM. Se calculará un precio de referencia que estará conformado por el precio de los contratos que el distribuidor celebre . los precios spot horarios por nodo y los costos de transporte asociados.

- Ya no será necesaria una programación estacional semestral efectuada por CAMMESA y aprobada y publicada por la Secretaría de Energía con la resultante sanción del precio estacional estabilizado a distribuidores por lo que las estimaciones de evolución del mercado serán efectuadas por los agentes. Consecuentemente, también la información pública disponible para todo el mercado sobre la evolución esperada de los precios spot sería en principio y salvo nuevas definiciones en la normativa de menor rango, la de la programación diaria. No está definido el grado de publicidad de la información relativa a contratos del Mercado a Término.

- Se fijan topes en términos del porcentaje de la demanda contratable para el traslado a tarifa final de los precios de los contratos de compra de energía entre los distribuidores y los generadores o comercializadores. Dichos topes varían en función del plazo del

[6] Informe CAMMESA precitado.

ES COPIA

74

contrato.

88. En lo referente al mercado a término, la experiencia internacional ha aceptado el argumento de que la concentración en generación podrá reducir el tamaño del mercado de contratos, dificultando en consecuencia la entrada y salida de este mercado (Gener se retira del mercado de generación)[8]. No obstante, los cambios regulatorios recientes, que incentivan a la participación en el mercado a término permiten esperar que dicho mercado crezca en el futuro cercano, diluyendo la posibilidad de reducción que conlleva la operación notificada.

89. En efecto, la regulación previa permitía a las distribuidoras sólo hacer pass through del precio estacional de la energía, independientemente de cuál hubiera sido el precio contratado entre ellas y las generadoras. En consecuencia, la diferencia entre el precio estacional y el contratado debía ser absorbido por el distribuidor. El riesgo que esto implica incentivaba al distribuidor a contratar sólo por motivos de seguridad para evitar el corte del suministro y sus penalidades. Si bien puede aún ser prematuro diagnosticar sobre el efecto de los cambios regulatorios en el mercado de contratos, parecería muy probable que la eliminación de esta restricción sobre el pass through (aunque se incorporan otras) permitirá el crecimiento de este mercado.

90. En materia de retribuciones en el mercado de potencia, con anterioridad al cambio regulatorio la potencia se remunera con un precio regulado (por la Secretaría de Energía y Minería). Por ello, esta operación no podría modificar los precios en el mercado de potencia con la regulación hoy vigente. Posteriormente al cambio regulatorio, la reserva de potencia se remunerará a través del precio que determine el mercado spot para las transacciones de energía. En consecuencia, la posibilidad de ejercicio de poder de mercado en la oferta de potencia, en el contexto de las nuevas reglas, será considerada en la evaluación de los efectos de la operación, en conjunto con el análisis del despacho de energía en el MEM.

[7] No ya el spot estimado a futuro estabilizado estacionalmente a 90 días como preveía la redacción originaria de la Ley 24.065 y del Artículo 40 inc. c de la reglamentación aprobada por Decreto 1398 92.
[8] Ver sección IV.3.3.4

ES COPIA

74

IV.3. RELACIONES HORIZONTALES

IV.3.1. El Mercado Relevante

91. La primera apreciación que cabe hacer respecto de la definición del mercado del producto dentro del sector de generación de electricidad, es que no existe un enfoque estándar para aproximarse al tema. En teoría podría llegar a definirse un mercado del producto para cada momento (cada hora por ejemplo) en el que resultaría rentable para un hipotético monopolista aplicar un aumento del 5 o 10% en el precio. Con este enfoque, no existiría un único mercado de energía sino que habría diferentes mercados según la dimensión temporal que se considere. Asimismo, desde el punto de vista geográfico, podrían llegar a definirse diferentes mercados locales, ya que las restricciones en el sistema de transporte producen, en diferentes momentos, que una cierta región quede desvinculada del resto del mercado o de otras regiones. El enfoque que finalmente se adopte dependerá del caso en concreto bajo análisis, siendo perfectamente posible que para la investigación de una conducta presuntamente anticompetitiva se utilice una definición dada de mercado, y que se utilice otra diferente para el análisis prospectivo de determinadas concentraciones económicas.[9]

IV.3.1.1. Mercado relevante del producto

92. Desde la perspectiva de la elasticidad de la demanda, es necesario tener en cuenta que para la mayoría de sus usos, la electricidad no puede ser sustituida por otros combustibles en el corto plazo, aun dentro de un periodo de doce meses.

93. La electricidad no puede ser fácilmente almacenada para ser usada en un periodo diferente al de su compra. Por esa razón, es imposible para un consumidor, comprar electricidad a bajo precio fuera de los períodos pico, para usarla durante los períodos en los que el precio es alto. En estas circunstancias los períodos pico y no pico podrían ser vistos como mercados separados.

[9] Véase al respecto Competition Commission. AES and British Energy. A report on references made under Section 12 of Electricity Act 1989. Presented to the Director General of Electricity Supply. December 2000.

94. Adicionalmente, las posibilidades de cambiar demanda en periodos pico por demanda en periodos no pico son bastante limitadas porque deberian realizarse adaptaciones en los sistemas de operación y producción, lo que muchas veces podría resultar antieconómico.

95. Por el lado de la oferta, antes de definir el mercado relevante del producto resulta conveniente tener presentes algunas nociones básicas acerca de los diferentes tipos de generación de energía eléctrica en Argentina.

96. Existen varios tipos de centrales de generación: las centrales hidroeléctricas, las nucleares, las eólicas, las de bombeo y las térmicas, siendo estas últimas las que mayor proporción de energía entregan al sistema. Analizaremos brevemente las caracteristicas de las térmicas y las hidráulicas al ser éstas las más representativas del parque eléctrico total.

97. Centrales hidráulicas: en estas centrales la producción de energía está asociada a la disponibilidad del recurso natural. La capacidad o potencia instalada surge de la elección de un caudal de diseño para las turbinas y del salto o desnivel entre aguas arriba y aguas abajo de la central.

98. Existen básicamente dos tipos de central hidroeléctrica, las de pasada y las de embalse. En las de pasada (no tienen capacidad de almacenamiento en sus embalses) una vez seleccionada la potencia instalada, la producción de energía será directamente proporcional a las horas posibles de utilización, es decir, a la cantidad de agua que fluya por el rio. La potencia instalada en estas centrales no es una capacidad disponible en todo momento, sino exclusivamente cuando los aportes de los ríos son de tal magnitud que permiten el aprovechamiento de la misma.

99. Las centrales hidráulicas con embalse, si bien no tienen los mismos impedimentos que las de pasada para utilizar su potencia instalada, también están supeditadas al recurso hídrico. En el caso de la ocurrencia de periodos de baja hidraulicidad la utilización de la capacidad instalada sólo será posible durante escasas horas al día.

100. Centrales térmicas: pueden estar integradas por diversas unidades de producción, como turbinas de vapor, turbinas a gas, ciclos combinados y motores diesel, entre otros.

Aun cuando responden a diseños tecnológicos sumamente diferentes, y presentan algunas diferencias en su operación en el mercado (tiempos requeridos para arrancar y detenerse, posibilidades de operación a distintos porcentajes de la capacidad instalada, requerimientos de mantenimiento, entre otros), permiten un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada. Efectivamente la máxima producción posible de una central térmica en un tiempo dado es aproximadamente igual al producto de la capacidad instalada por dicho tiempo. En otros términos, si las condiciones del mercado lo permiten, una central térmica podría operar en forma permanente con su capacidad o potencia instalada. La disponibilidad de la generación térmica, es decir, la posibilidad de contar con potencia en el momento que el mercado la solicite, es prácticamente permanente. En todo momento un generador térmico estará dispuesto a producir una potencia muy cercana a la capacidad instalada (tendrá ciertos consumos propios y eventualmente cierto nivel de indisponibilidad técnica de los equipos, o indisponibilidad de combustibles).

101. Las características tecnológicas de los diferentes tipos de central de generación eléctrica implican distintas posibilidades de respuesta ante cambios en la demanda. Las plantas con mayor flexibilidad son aquellas capaces de incrementar su producción en un período relativamente breve. Por ejemplo, los equipos de ciclo combinado aun cuando por razones comerciales operen aportando a la generación de base, pueden ser capaces de incrementar su producción en el corto plazo. De igual modo un equipo que utilice carbón como combustible y que esté operando con capacidad excedente también podría incrementar su producción en forma rápida, mientras que uno que esté operando al máximo de su capacidad o que no se encuentre en operación no podría hacerlo.

102. En general, durante los períodos de baja demanda los generadores cuya oferta es menos flexible (típicamente con costos marginales bajos) satisfacen una mayor proporción de la demanda. Las plantas de generación con una oferta más flexible y con mayores costos marginales, es probable que sean menos efectivas en ofrecer su producción en dichos períodos a un precio competitivo con el resto.

103. Durante los períodos pico existe una mayor cantidad de centrales operando con alto factor de carga, las cuales no se encuentran en posición de incrementar su producción para satisfacer incrementos repentinos en la demanda.

104. En consecuencia, la baja elasticidad precio de la demanda y de la oferta, en particular en los periodos pico, hace necesario la consideración del factor temporal a fin de evaluar los efectos de una operación de concentración horizontal sobre la competencia.

105. Como corolario, en una primera etapa analítica se utilizará una definición amplia del mercado de producto, evaluando las participaciones de mercado de las empresas en la generación anual de energía eléctrica y la oferta de potencia, lo cual brindará una idea general de las posiciones relativas de las diferentes empresas. Sin perjuicio de ello, a los efectos de evaluar las posibilidades de ejercicio de poder de mercado, también se incorporarán consideraciones de carácter temporal, como las diferentes situaciones hidrológicas para las distintas semanas del año.

IV.3.1.2. El mercado geográfico relevante

106. En cuanto al alcance geográfico del mercado relevante, con las prevenciones efectuadas anteriormente, en primer lugar se incluirá a todas las zonas geográficas abarcadas por el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI). En concreto, estas regiones son Cuyo, Litoral, Comahue, Centro, Noroeste Argentino, Noreste Argentino, Gran Buenos Aires y Ciudad de Buenos Aires. No obstante lo manifestado, más adelante se efectuará un análisis de los efectos diferenciales de la operación en distintas zonas del país, que surgen a raíz de las restricciones en el sistema de transporte.

107. La región más importante en función de la potencia instalada de generación es el Comahue, que posee 5771 MW lo que implica un 27.86% del total del MEM. Le sigue en importancia Gran Buenos Aires con 5001 MW (24.15%) y en tercer lugar Buenos Aires con 2203 MW lo que implica el 10.59% de la potencia total instalada. Estas tres regiones concentran el 62.70 % del total del país. El Cuadro N° 1 muestra tal situación y discrimina por tipo de generación y región.

74

Cuadro Nº 1: PARTICIPACION REGIONAL Y POR TIPO DE CENTRAL. (Potencia instalada en MW)

AREA	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA	TOTAL
Cuyo	584		692	1276
Comahue	1286		4485	5771
Noa	1045		180	1225
Centro	588	648	914	2150
Gran Bs.As.	5001			5001
Buenos Aires	1846	357		2203
Litoral	282		945	1227
Nea	148		1710	1858
Merc. Elect.Mayor.	**10780**	**1005**	**8926**	**20711**

Fuente Cammesa año 2000

IV.3.2. CARACTERISTICAS DEL MERCADO

IV.3.2.1. La oferta

108. Una primera aproximación a la estructura de la oferta puede obtenerse a partir de considerar la participación en la generación de energía de las principales centrales generadoras de energía eléctrica para el año 2000, las cuales se describen en el cuadro siguiente:

Cuadro Nº 2: GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA POR CENTRAL-AÑO 2000

CENTRAL	GENERACIÓN (GWh)	PARTICIPACIÓN (%)
YACYRETA	11380	14.41
CENTRAL PUERTO S.A	7.371	9.33
COSTANERA	6.321	8.00
EMBALSE (Nuclear)	4.054	5.13
GEBA	3.886	4.92
SALTO GRANDE	4.137	5.24
AGUA DEL CAJON	4.921	6.23
LUJAN DE CUYO	2.579	3.26
P.DEL AGUILA	4.802	6.08
S.NICOLAS	1.751	2.22
C.T.TUCUMAN	2751	3,48

PIEDRABUENA	1168	1.48
GUEMES	1624	2,05
TERMOELECTRICA BS AS	1515	1,92
ATUCHA (Nuclear)	1677	2.12
ALICURA	2027	2.58
AUTO/ COGENRADORES	2625	3.32
RESTO	14369	18.23
TOTAL	78958	100.00

Fuente:DATOS AÑO 2000 -CAMMESA

109. En general la teoría sostiene que a efectos de la medición de la participación de una central dentro del mercado, no solamente hay que tener en cuenta el porcentaje que surge de medir la capacidad instalada, sino que tal estudio debe ser complementado con otros indicadores , como por ejemplo la energía despachada anual. Este concepto cobra mayor importancia si nos referimos a las centrales hidroeléctricas que dependen de un factor aleatorio como es la disponibilidad de los recursos hídricos. En conclusión ante la existencia de un parque hidrotérmico no resultaría totalmente correcto medir las participaciones utilizando exclusivamente el concepto de la capacidad o potencia, sino que sería conveniente combinarla con otros parámetros de medida con el fin de que se ajuste más a la realidad del mercado.

110. Procederemos a analizar la potencia instalada en el MEM su discriminación por tipo de central utilizada y en particular evaluar los porcentajes de participación de las empresas del grupo AES, para luego considerar también la estructura de la oferta en cuanto a la energía despachada.

111. La potencia total instalada en el MEM según datos del año 2000 es de 20711 MW. Las centrales del grupo AES participaban en un 9.33% del total del sitema según lo muestra la siguiente tabla:

Cuadro N° 3

Centrales AES	Pot. Instalada MW.
Sarmiento	30
Ullum	42
Quebrada Ullum	45
Hidroelec.Alicura	1000

Cabra Corral	101
El Tunal	10
Central Dique	55
San Nicolas	650
TOTAL	1933

112. Por su parte las centrales de GENER participan con el 17.10% de la potencia total

Cuadro N° 4

Centrales GENER	Pot.Instalada MW
Loma de la Lata	375
Puerto	1378
Nuevo Puerto	390
Piedra del Aguila	1400
TOTAL	3543

113. Si sumamos las participaciones de ambos grupos obtenemos que por la presente operación el grupo AES elevaría su participación al 26.43% del total de la potencia instalada .Si a ese valor le adicionamos los 270 MW de potencia que se sumarían por la incorporación parcial de TERMOANDES y los 840 MW del proyecto Paraná totalizarían 6554 MW, con lo cual su participación sería del 30.03% del total.

114. Respecto de la generación de energía eléctrica, durante el año 2000 el Grupo AES generó el 5,72 %, mientras que el Grupo GENER participó con un 15,95 % de la misma, y con la operación notificada alcanzarían en forma conjunta el 21,67 % de la generación del MEM.

ES COPIA
OSCAR ... EMATINE
DIRECCION DESPACHO

DIR. GRAL. de DESPACHO Y MESA de ENTRADAS 2217

Cuadro Nº 5: MEM - Año 2000 - Participación por grupo económico en energía y potencia

Nº	Grupo Económico	Energía (MWh)	Participación (%)	Potencia (MW)	Participación (%)
1	AES	4.363.762,00	5,71639	1.933,00	9,33000
2	GENER	12.173.938,00	15,94750	3.543,00	17,10000
3	CAMUZZI	1.167.659,00	1,52296	620,00	2,99350
4	CMS	2.579 605,00	3,37920	494,00	2,38520
5	DUKE ENERGY	3 944 106,00	5,16665	609,00	2,94040
6	EDF	1.385.149,00	1,81450	602,00	2,90660
7	ENDESA	14.298 560,00	18,73066	4.370,00	21,10000
8	CENTRALES NACIONALES	20.050 755,00	26,26585	4.410,00	20,31000
9	CAPEX	4.920 985,00	6,44633	628,00	3,03000
10	CENT. TERMICA TUCUMAN	3.578.701,00	4,68798	560,00	2,70000
11	EPEC (CORDOBA)	2.023.374,00	2,65056	688,00	3,32000
12	ESEBA (PROVINCIAL)	973.174,00	1,27483	430,00	2,00000
13	PECOM	1.013.210,00	1,32730	315,00	1,52000
14	ARGENER	1.271 262,00	1,66530	163,00	0,78000
15	OTROS	2.593.494,00	3,40400	1.346,00	7,58430
	TOTAL	76.337.734,00	100,00000	20.711,00	100,00000

Fuente: ENRE y CAMMESA

115. Analizando las participaciones tanto en generación como en potencia instalada, obtenemos los correspondientes valores del índice de HHI antes y después de producida la operación :

HHI generación : antes de la operación: 1448
Despues de la operación: 1630

HHI potencia instalada antes de la operación : 1299
Despues de la operación: 1616

116. Si se sigue la clasificación propuesta por las Horizontal Merger Guidelines de los Estados Unidos, estos mercados son "moderadamente concentrados". Dado el aumento de 182 puntos de HHI en el mercado de compra-venta de energía, y de 317 en potencia,

la adquisición se podría catalogar como de "alto riesgo". Se destaca que los umbrales que fijan las Horizontal Merger Guidelines no son estrictos, simplemente indicativos.

117. Sin embargo en la industria eléctrica la información que proporciona el HHI no es concluyente respecto de las chances de ejercer poder de mercado, y se requieren procedimientos cuantitativos más elaborados. Estudiar la operación notificada sobre la base de medidas de concentración como el HHI no tendría en cuenta características peculiares de la industria eléctrica, y por lo tanto, perdería de vista aspectos operativos del mercado eléctrico que podrían permitir a los generadores influenciar el precio de mercado.

IV.3.2.2. La demanda

118. Una primera aproximación a la estructura de la demanda nos la da la evolución de la misma en los tres últimos años, tal cual puede apreciarse en el cuadro que sigue:

Cuadro N° 6: evolución de la demanda en GWh

Demanda	Año 1998	Año 1999	Año 2000
Demanda Ag. MEM	65666	68780	71941
Exportación	78.5	712.1	4714.5
Bombeo	339.5	358	131.6
Pérdidas	6841.7	2899.9	3181.9
Total	72925.7	72750.1	79969.4

Fuente: CAMMESA

119. Como puede observarse la demanda anual registrada por los agentes del MEM medida en GWh creció a una tasa del 4.6% durante el año 2000. Un punto importante para señalar es el gran salto que se manifiesta en los valores de exportación: de los 712 GW en el año 1999 pasa a 4714.5 en el año 2000, lo que implica un crecimiento del 600%. Esta tendencia en función a la situación energética que se presenta en Brasil, se estima que se incrementará por lo menos en los próximos dos años.

ES COPIA

74

120. En términos generales la estructura de la demanda en el MEM presenta una gran concentración en la región de Capital Federal y Gran Buenos Aires, estas dos regiones en conjunto participaron con el 57 % del total de la energía demandada , en segundo término el Litoral demandó el 12.9 %, y en tercer lugar la región Centro el 8.5% del total. Como se puede observar estas tres regiones juntas participan con el 68% del total de la demanda del MEM.

121. Dentro del MEM tal cual como se indicó en los apartados anteriores coexisten dos mercados de comercialización de energía, el mercado spot y el mercado a término (MAT). Por un lado las transacciones spot se realizan con un precio establecido en forma horaria de acuerdo al costo de generar un Mwh adicional necesario para abastecer a toda la demanda del momento. Por otro lado en el mercado a término se canalizan contratos entre distribuidores, grandes usuarios y pequeños usuarios a precios y cantidades pactados libremente entre las partes.

122. Las empresas distribuidoras han canalizado por medio de contratos, algo más del 50% de sus compras totales entre los años 1995 y 1999. En este punto cabe destacar la importancia que tuvieron los contratos transferidos por SEGBA a EDENOR, EDESUR y EDELAP en el momento de la privatización. Estos contratos tuvieron vigencia hasta mayo y septiembre del 2000 y han significado entre el 50 y el 60% del total de la demanda abastecida por estas distribuidoras, las que a su vez abastecen a más del 40 % de la demanda del país. En general la tendencia a realizar contratos a término sigue decayendo, según datos del año 2000 las distribuidoras se abastecieron un 30.8% en el MAT y un 69.2 % en el mercado spot.

123. Otros agentes también participan activamente como demandantes, se los denomina grandes usuarios y son todos aquellos que por tener una demanda superior a 30 kW tienen posibilidad de contratar directamente con los generadores. A su vez se clasifican en GUMAs (grandes usuarios mayores), GUMEs (grandes usuarios menores) y GUPAs (grandes usuarios particulares). La diferencia entre ellos radica en las cantidades mínimas de potencia demandada. En general los precios de los contratos suscriptos han ido convergiendo – en promedio – a los precios spot del mercado mayorista.

IV.3.3. LOS EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO

IV.3.3.1. Introducción

124. En la literatura especializada y en la experiencia comparada a nivel de los órganos encargados de velar por la competencia en el sector eléctrico se juzga conveniente, a la hora de efectuar el análisis previo de control de operaciones de concentración económica, recurrir al análisis de simulación como una forma complementaria del tradicional análisis basado en los índices de concentración, como es el HHI.

125. Los indicadores de concentración constituyen una herramienta útil para caracterizar y cuantificar la estructura de un mercado en términos estáticos. Sin embargo, no pueden sustituir el análisis de los efectos de una operación de concentración sobre la competencia, que requiere la consideración de diversos factores adicionales y de una visión prospectiva del proceso competitivo.

126. En el sentido expresado en el párrafo anterior se sostiene que un indicador como el HHI no está diseñado para recoger la dinámica y las múltiples interrelaciones presentes en un sistema eléctrico complejo. En especial, tanto en la experiencia regulatoria comparada [10]como en la literatura especializada[11] se ha señalado que en el mercado eléctrico incluso un HHI moderado o bajo puede ser compatible con el ejercicio de poder de mercado.

127. Por lo indicado precedentemente, resulta un elemento valioso la existencia de dos estudios de simulación agregados al expediente. El primero, presentado por The AES Corporation, elaborado por la consultora PA Consulting Group, y el otro elaborado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) del MEM, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), el cual analiza el estudio

[10] Véase al respecto el documento de la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) del Reino Unido titulado "Introduction of the market abuse condition into the license of certain generators . Ofgem's second submission to the Competition Commission", junio 2000, p. 40 y ss.

[11] Véase al respecto Rudkevich, A., Duckworth, M. and Rosen, R. "Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco", The Energy Journal, Vol. 19, Nº 3 (1998); Williams, E. and Rosen R., "A better approach to Market Power Analysis", Tellus Institute, 1999.

aludido en primer término y también realiza una simulación con el modelo que utiliza para cumplir su función.

128. Los modelos de simulación aportan un complemento relevante para el análisis de los efectos de una operación de concentración puesto que permiten medir el impacto sobre diferentes variables, como p. ej. los precios, que resulta de las hipótesis de comportamiento adoptadas y de las restricciones supuestas. Es decir, estos estudios permiten contrastar sus resultados con las conclusiones obtenidas del instrumental analítico tradicional para las investigaciones "antitrust".

129. Una prevención que debe tenerse en cuenta es que ambos estudios están hechos contemplando el esquema regulatorio previo al establecido por el Decreto Nº 804/2001, que dejará de funcionar, según se tiene previsto, en septiembre del corriente año. Más adelante en el presente dictamen se evaluará en qué sentido la introducción del nuevo esquema regulatorio puede alterar las conclusiones obtenidas en las simulaciones efectuadas por CAMMESA.

IV.3.3.2. Estudio de simulación presentado por AES

130. AES CORPORATION presentó a esta Comisión un informe elaborado por la consultora PA Consulting Group, titulado "Análisis cuantitativo del control potencial de mercado de sus activos de generación", en el cual mediante la utilización de un modelo denominado DOSE, se realizó un ejercicio de simulación en el cual se evalúa la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de las centrales generadoras de la mencionada empresa. El análisis se basó en diferentes políticas que podría adoptar AES CORPORATION para aumentar los precios de mercado y sus ganancias. Dichas políticas comprenden cinco escenarios distintos, que son comparados contra un caso base, en el cual dichas políticas están ausentes:

- Caso 1: Escenarios de sobredeclaración de costos variables de unidades térmicas
- Caso 2: Escenarios de disminución de la generación hidroeléctrica en invierno y su consecuente incremento en verano.
- Caso 3: Escenarios de subdeclaración de costos variables de unidades térmicas
- Caso 4: Escenarios de incremento de la generación hidroeléctrica en invierno y su

consecuente disminución en verano.

- Caso 5 :Escenarios donde se maneja la indisponibilidad de unidades térmicas.

131. Entre las principales variables tenidas en cuenta se mencionan como relevantes a la demanda, la incorporación de nuevo equipamiento, líneas de transmisión, precios de combustibles y disponibilidad de gas, exportación a Brasil, generación forzada, escenario hidrológico basado en siete años considerados más representativos, potencia base de las centrales consideradas y la inclusión de las principales variables de la red eléctrica.

132. Los principales resultados obtenidos se sintetizan en el cuadro siguiente:

Caso Nro	Descripción de la política de operación	Aumento del beneficio esperado	Precio medio de energía del MEM (1) US$/MWh
1	*Sobre declaración* de costos variables de unidades térmicas	1,93%	15,02
2	*Disminución de la generación hidroeléctrica en invierno y su consecuente incremento en verano*	0,41%	14,82
3	*Sub declaración* de costos variables de unidades térmicas	0,02%	14,76
4	*Incremento de la generación* hidroeléctrica en invierno y su consecuente disminución en verano.	-0,8%	14,64
5	*Indisponibilidad* de unidades	0.32%	14,92

(1) El precio medio de la energía obtenido para el caso base fue: 14,76 US$/MWh (nodo Ezeiza).

133. De acuerdo a este estudio, la política comercial que más favorecería al grupo AES corresponde al caso 1 en donde sobredeclarando costos variables en las unidades térmicas obtendrían un aumento del beneficio esperado en el orden del 1.93%, lo que influiría en un aumento en el precio medio de la energía en el MEM de u$s14.76 (nodo Ezeiza) a u$s 15.02. Pero -continúa diciendo el informe- dicho incremento máximo del 1.93% se diluiría con las pérdidas posteriores de los ingresos por potencia base de la totalidad de los grupos térmicos.

134. De manera que la conclusión del informe de PA Consulting Group es que "ninguno de los casos y escenarios analizados implica un incentivo razonable para que THE AES CORPORATION intente beneficiarse de su participación de mercado".

IV.3.3.3. Informe producido por CAMMESA

135. A efectos de corroborar los resultados e interpretación presentados por la consultora, y en función de que CAMMESA es el Organismo Encargado del Despacho en el MEM, y administra el sistema oficial de despacho y simulación bajo el cual opera el sistema argentino, se le dió traslado para que se pronuncie y opine respecto de las conclusiones de la simulación.

136. En su informe de fecha 29 de junio del corriente, CAMMESA apunta la debilidad de las hipótesis de sustentación del análisis de la consultora, observando, entre otros, los siguientes aspectos.

i) No considera aspectos de la regulación del sector vigentes a la fecha de presentación del estudio de directa incidencia para la consideración de los efectos del ejercicio de poder de mercado en los costos para los usuarios finales. Entre ellos: impacto en los precios nodales debido al posible ejercicio de poder de mercado. Es una cuestión relevante por cuanto el precio que se transfiere a los usuarios finales de los distribuidores conforme la regulación establecida por la Ley 24.065 y su reglamentación (previo al nuevo decreto) es el precio spot estabilizado en el nodo de compra del distribuidor.

ii) Determina un precio de mercado a través del promedio ponderado de los resultados del caso base simulado considerando distintas hidrologías y no el precio de mercado resultante en cada caso evaluando las posibilidades reales de ejercer poder de mercado en cada situación.

137. A su vez CAMMESA realizó una simulación con el modelo que esta empresa utiliza. La metodología empleada consistió en reducir discrecionalmente la disponibilidad de generación térmica en las semanas y situaciones hidrológicas que permitan que el grupo AES incremente su beneficio global. Esta reducción de disponibilidad se efectuó en forma automática mediante la incorporación de una rutina en el programa de despacho

utilizado para el cálculo. La simulación se efectuó en el programa de despacho hidrotérmico MARGO, programa con el que se elabora la Programación Estacional y se determina el Precio Estacional de la energía para los Distribuidores.

138. La base de datos utilizada por CAMMESA comprende la demanda, exportación a Brasil y Uruguay, incorporación de nuevos equipamientos, límites de transporte, precios y disponibilidad de combustibles, generación forzada e hipótesis correspondientes a la Programación Mayo Octubre 2001. Esta información contempla las observaciones que los agentes del MEM efectuaron a su versión provisoria.

139. La simulación comprendió el período entre los meses de junio a diciembre de 2001 y el año 2002 completo. El año 2002 presenta, con respecto al 2001, la incorporación de 1.000 MW adicionales de exportación a Brasil y la incorporación a plena disponibilidad del Ciclo Combinado perteneciente a AES Paraná.

140. Si bien no se simuló comportamiento estratégico, ya que no se consideró la reacción de los competidores, cabe destacar que los demás generadores que venían siendo despachados antes de la declaración de indisponibilidad se verían beneficiados, por cuanto seguirían despachando a un precio más alto (incremento de margen unitario sin reducción de la cantidad despachada).

141. Los principales resultados de la simulación se presentan en el siguiente cuadro:

Item	2001	2002
Relación entre la cantidad de veces en las cuales la decisión de indisponer máquinas incrementa el beneficio de AES y el total de situaciones evaluadas	26%	43%
Incremento global del beneficio de AES si decide indisponer máquinas en las semanas en las que esta acción le reporta un beneficio	2%	23%
Incremento del precio medio de Mercado si AES decide indisponer máquinas en las semanas en las que esta acción le reporta un beneficio.	4%	17%
Incremento del precio medio en la zona norte (*), si AES decide indisponer máquinas en las semanas en las que esta acción le reporta un beneficio.	4%	19%

(*) La zona norte cuenta con alrededor del 50% del total de la demanda del mercado y cuenta con un precio mayor que el medio del mercado dado que se activan restricciones de

transporte que obligan a convocar en esta zona a máquinas de mayor precio. Es de destacar que además de CENTRAL PUERTO, AES San Nicolás y AES Paraná están ubicadas en la zona norte del país.

142. Cabe aclarar que "el total de situaciones evaluadas" al que se refiere el informe corresponde a las 58 crónicas hidráulicas disponibles en la Base de Datos Estacional, consideradas durante todas las semanas de cada uno de los años estudiados, es decir 58 crónicas para las 29 semanas del 2001 y 58 crónicas para las 52 semanas del 2002, totalizando 1682 situaciones evaluadas para el 2001, en las cuales el grupo podría obtener un incremento de sus beneficios el 26% de las veces y 3016 situaciones evaluadas para el 2002 en las cuales el grupo podría obtener un incremento de sus beneficios el 43% de las veces.

143. CAMMESA explica que el incremento de beneficio surge de evaluar las semanas en las que el grupo podría aumentar sus ingresos, calculado a partir de las diferencias en los ingresos para todas las máquinas pertenecientes al grupo AES fruto de comparar los despachos bases de referencia realizados para todas las semanas y crónicas indicadas en el párrafo anterior con respecto a las simulaciones realizadas de reducción de la disponibilidad de generación térmica del grupo AES para las mismas situaciones. Esos incrementos de beneficios resultan del 2% para el año 2001 y del 23% para el año 2002.

144. Asimismo dicha empresa manifiesta que el modelado del Sistema Eléctrico contemplado para estas simulaciones permite detectar posibles situaciones del sistema de transporte al alcanzarse la capacidad máxima de los mismos. Estas saturaciones, provocan una alteración del despacho económico en la zona que se encuentra desvinculada, lo que motiva el despacho en el área de grupos térmicos de mayor costo, con el consiguiente incremento del precio de la misma con respecto a los precios del Mercado. Esto se refleja en el incremento del precio medio de la zona norte, si AES decide indisponer máquinas en las semanas en la que esta acción le reporta un beneficio resultando un incremento del 4% para el 2001 y del 19% para el año 2002.

145. CAMMESA formula las siguientes observaciones a los resultados indicados en el cuadro anterior:

- La metodología planteada contiene implícitamente como hipótesis que el resto de los actores no alteran sus respectivas políticas ante el cambio en la disponibilidad en las máquinas de AES.[12]
- La metodología planteada sólo contempla cambios de disponibilidad de máquinas térmicas y no de la generación hidráulica del grupo AES.
- No se consideraron dentro del procedimiento expuesto políticas combinadas tendientes a la subdeclaración o sobredeclaración de precios de los respectivos generadores térmicos.
- La metodología planteada cuenta con una cuota de riesgo no evaluada en el análisis, en virtud de que la decisión de indisponer máquinas se efectúa en base a previsiones del estado futuro de generación y demanda (ex - ante), y que el beneficio es un resultado de la operación efectuada (ex - post).
- El incremento del precio medio del producto de la decisión de AES de indisponer máquinas incrementa el margen de ganancia del total de los generadores vinculados con el mercado.
- Existen tiempos mínimos necesarios para el proceso de entrar en servicio del orden de uno a dos días, que ante una eventual mala decisión podría ocasionar al grupo importantes pérdidas. Además la decisión de sacar de servicio un turbovapor tiene un costo asociado que es el combustible necesario para el rearranque y una penalización (en el marco regulatorio aún vigente) que para este tipo de máquinas está dentro del orden de los $ 100.000.

IV.3.3.4. Alguna experiencia internacional en materia de fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico.

[12] Ver al respecto la observación efectuada anteriormente respecto del beneficio que obtienen los competidores como consecuencia de la práctica.

Reino Unido

NATIONAL POWER PLC. – SOUTHERN ELECTRIC PLC

146. La concentración entre la National Power Plc. y Southern Electric Plc. en el mercado eléctrico del Reino Unido, anunciada en el mes de octubre de 1995, calificó para la investigación por parte de la Competition Commission dados los estándares británicos, identificándose efectos adversos que permitieron subordinarla a ciertos condicionamientos.

147. A esa fecha, National Power Plc. era la empresa más grande de generación en Inglaterra y Gales, con una porción del mercado del 33% medido por producción. Por su parte, Southern Electric Plc., era el único distribuidor de electricidad dentro de su área autorizada para consumidores de menos de 100 kW y participaba con el 7% en el mercado de suministro competitivo dentro del mercado conjunto de Inglaterra y Gales. También tenía intereses en generación, como accionista minoritario en tres productores de energía independientes, con una capacidad 1,9 GW.

148. Con pocas excepciones, en el Reino Unido todos los generadores vendían su electricidad dentro de un pool eléctrico. Los distribuidores compraban de este pool. Los generadores daban a conocer al pool la disponibilidad de sus plantas, y los precios a los que estaban dispuestos a generar. Cada media hora, se determinaba un nuevo precio en el pool, que se definía a partir del precio requerido por el generador más caro, y de la demanda estimada. Todos los generadores despachados recibían este precio.

149. La autoridad antitrust británica sostuvo que la adquisición por parte de National Power Plc. de un productor de energía independiente tendría como resultado la obtención de información y una fuerte influencia sobre el funcionamiento y desarrollo futuro de dichos productores, afectando la competencia y permitiendo el incremento de precios. Además, complicaría la acción del regulador en su rol de controlar y hacer cumplir ciertos requisitos de las licencias (contra subsidios cruzados y discriminación) y cuando quisiera evitar que National Power financiara las actividades de Southern Electric.

ES COPIA

74

150. A su vez, concluyó que el mercado competitivo de suministro a usuarios *de más de 100 kW* no se vería afectado por la reducción en el número de participantes, descartando, el argumento de que la integración vertical permitiría cobrar mayores precios a los clientes.

151. A pesar de lo indicado en el párrafo anterior, la Competition Commission consideró que los efectos adversos más que compensaban los beneficios, por lo que subordinó la operación (a que Southern Electric dejara de lado sus intereses en los otros productores, a la imposición de limitaciones para que National Power no pudiera acceder a la información de Southern Electric por operaciones de compra y venta de energía de otros productores independientes y a que se corrigiera la licencia para facilitar algunas tareas del regulador, dificultadas por la operación).

152. Además, argumentó que la concentración, sin las restricciones del caso, perturbaría el nivel y fluctuación de los precios en el futuro: si bien National Power estableció los precios del pool en el 50% de los casos en el lapso 1995/96, se esperaba que, en tanto la competencia en generación se incrementara, estas posibilidades disminuyeran. La facultad de National Power para afectar los niveles de precios del pool (ya sea para hacerlos fluctuar o elevarlos) durante un período de tiempo prolongado se reduciría en un escenario sin concentración. Este proceso competitivo beneficioso se vería, por ende, perturbado, de verificarse la concentración en los términos planteados por National Power[13]

POWERGEN PLC. - MIDLANDS ELECTRIC PLC.

153. El caso de concentración entre Powergen Plc. y Midlands Electric Plc., presentado en el mes de setiembre de 1995, también calificó para ser investigado, resultando la existencia de efectos adversos que permitieron objetarla. La primera empresa es la segunda en generación en Inglaterra y Gales con una porción del 24% del mercado de la

[13] Ver http://www.competition-commission.org.uk/reports/natpow.htm

producción, siendo el proveedor más grande en el tramo competitivo de suministro (16% del volumen transado)

154. La compañía Midlands Electric Plc., a su vez, es el único distribuidor de electricidad dentro de su área autorizada, para consumidores de menos de 100 kW y participa con el 6% en el mercado de suministro competitivo dentro del mercado conjunto de Inglaterra y Gales. También, tiene intereses en generación, como accionista en dos productores de energía independientes, con una capacidad total de 2,7 GW.

Al igual que en el caso anterior, la autoridad antitrust británica verificó las mismas derivaciones de la concentración, por lo que la operación se subordinó a cláusulas análogas. En el mismo sentido, se expuso que la Monopoly and Mergers Commission consideraba que, si bien PowerGen estableció los precios del pool en el 35% de los casos en el lapso 1995/96, se esperaba que con el incremento de las condiciones competitivas del mercado de generación, sus posibilidades de determinar precios disminuyeran. La facultad de Power Gen para afectar los niveles de precios del pool (ya sea para hacerlos fluctuar o elevarlos) durante un período de tiempo prolongado se reduciría en un escenario sin concentración. Este proceso competitivo beneficioso se vería, por ende, perturbado, de verificarse la concentración en los términos planteados por PowerGen.[14]

España

HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO - UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA

155. El caso de la adquisición de Hidroeléctrica del Cantábrico por Unión Eléctrica Fenosa, fue presentado en el mes de abril de 2000 ante el Tribunal de Defensa de la Competencia, implicando la fusión del tercer y el cuarto operador del mercado eléctrico español de generación.

156. Los mercados relevantes delimitados fueron la generación eléctrica en régimen ordinario y la comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. A su vez, el

[14] http://www.competition-commission.org.uk/reports/power.htm

mercado geográfico relevante considerado por el Tribunal fue el mercado peninsular nacional.

157. El Tribunal evaluó que dado el elevado grado de concentración en el mercado de la generación, ocupando las empresas Endesa e Iberdrola el primer y segundo lugar en el ranking con participaciones del 47,6% y 27,1% de la producción para el año 1999, respectivamente, la operación implicaría un alto riesgo de deterioro de las condiciones de competencia a través del refuerzo de la posición de dominio colectivo del mercado.

158. La estructura del mercado de la distribución es muy similar al de la generación dada la importancia de la integración vertical entre estos dos segmentos en el mercado español, dificultando el acceso de nuevos comercializadores a este mercado. Como resultado de lo mencionado el Tribunal, teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia de la operación informada decidió declararla improcedente.

IBERDROLA S.A. - ENDESA S.A.

159. En el caso de la fusión por absorción de Iberdrola S.A. por parte de Endesa S.A., presentado en el mes de octubre de 2000, las partes presentaron un proyecto de desinversión que de acuerdo a sus estimaciones garantizaba la neutralidad de los efectos sobre la competencia en el mercado de la generación.

160. Con respecto a los mercados de transporte y distribución, las partes alegaron que por tratarse de sectores regulados no se requería un plan de desinversión en esas redes. Tanto Endesa S.A. como Iberdrola S.A. participan en la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en España.

161. El Tribunal definió el mercado de producto relevante como el de la energía eléctrica, y al igual que en el caso anterior los mercados relevantes determinados son los de la generación eléctrica en régimen ordinario y la comercialización de energía eléctrica a

clientes cualificados. A su vez, el mercado geográfico relevante considerado por el Tribunal fue el mercado peninsular nacional.

162. En el análisis realizado por el Tribunal se consideró cada una de las etapas de la industria eléctrica. Se consideró que se debía limitar el poder de mercado de la empresa resultante tanto desde el lado de la oferta como de la demanda, por lo que el Tribunal consideró que la empresa resultante debía reducir su capacidad instalada peninsular de generación en régimen ordinario en un 35%, recortar sus activos de distribución y suprimir totalmente su presencia en el transporte.

163. El tribunal dispuso que las empresas presentaran el plan de cesión de activos para su aprobación o modificación. Finalmente la operación notificada no se realizó debido a que las partes desistieron de su plan de fusión.

EE.UU.

AMERICAN ELECTRIC POWER COMPANY - CENTRAL AND SOUTH WEST CORPORATION

164. En este caso American Electric Power Company y Central and South West Corporation presentaron ante la Comisión la propuesta de fusión. La primera de ellas es una utility con 7 subsidiarias distribuidas en varios estados y con 3 millones de clientes. También es propietaria de AES Generating Company, que tiene 38 plantas con 23.800 MW de capacidad y 22.000 millas de líneas de transmisión.

165. Por su parte, South West Corporation es propietaria de 4 empresas con 1.7 millones de clientes en cuatro estados. La Comisión determinó que la propuesta sobrepasó los límites de las medidas de screening en algunos mercados y porque existía la posibilidad de que hubiera problemas de acceso de competidores al mercado de la transmisión.

166. Los efectos sobre la competencia se vincularon con la consolidación en el mercado de la generación y con la integración vertical de la generación con el transporte de

energía eléctrica. Se consideró la propuesta de venta de activos como aceptable pero no se la entendió como un remedio efectivo.

IV.3.3.5. EVALUACION DE LOS ELEMENTOS REUNIDOS

167. En primer término debe destacarse una dificultad que se le plantea a esta Comisión para evaluar los efectos de la operación notificada. La misma se refiere a la imposibilidad de contar con una simulación de los efectos de la operación notificada que contemple el nuevo esquema regulatorio bajo el cual se desenvolverá el sector eléctrico, ya que si bien los lineamientos básicos del mismo ya están establecidos, no están aún definidos los detalles operativos, según lo ha informado CAMMESA a este organismo.

168. De manera que el análisis tomará como punto de partida los resultados obtenidos bajo el actual esquema regulatorio y, en base a otros elementos de convicción, ponderará en qué medida el nuevo esquema regulatorio puede alterar dichos resultados.

169. Una primera cuestión a resolver es la valoración del informe presentado por The AES Corporation y del informe presentado por CAMMESA. En ese sentido debe señalarse que CAMMESA, además de ser el Organismo Encargado del Despacho en el MEM, tiene una composición en la cual se encuentran representados todos los actores del mercado eléctrico. Efectivamente, del directorio de dicha empresa participan generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios, siendo el Presidente de la empresa el Secretario de Energía de la Nación. Por ende la opinión de esta empresa merece la más alta confiabilidad a la hora de tomar una posición, lo cual ha sido ratificado por las diversas audiencias testimoniales que ha realizado esta Comisión.[15]

170. A los fines de evaluar el impacto de la operación notificada sobre el interés económico general, resulta conveniente recurrir a la experiencia comparada. En ese orden resulta provechoso observar el estandar adoptado por la Office of Gas end

[15] El modelo MARGO utilizado por CAMMESA resulta ser el modelo de simulación homologado.

ES COPIA
OSCAR ... MATINE
DIRECTOR ... DESPACHO
74
2233

Electricity Markets (OFGEM) para definir cuándo es considerado "sustancial" el ejercicio de poder de mercado.[16]

171. Las mencionadas Guidelines establecen que "sustancial" puede referirse igualmente a unos pocos pero grandes efectos sobre los precios que comprenden un período de tiempo bastante corto, o a una serie de efectos menores sobre los precios que ocurren sobre un período mucho más prolongado. Más concretamente, según las Guidelines, un generador tiene la capacidad de producir un cambio sustancial en el precio mayorista de la electricidad si tiene habilidad para provocar un cambio de:

- 5 por ciento o más por un período de duración acumulado de más de 30 días (1440 medias horas) en cualquier año;
- 15 por ciento sobre 480 medias horas en un período de un año (10 días en total); o
- 45 por ciento sobre 160 medias horas en un período de un año (i.e. un poco menos que 1 por ciento del tiempo).

172. Las Guidelines aclaran que la no almacenabilidad de la energía eléctrica permite segmentar el mercado eléctrico mayorista por períodos de tiempo y que el poder de mercado que pueda poseer un generador puede variar significativamente de media hora en media hora y de día en día. Por lo tanto, un generador que pueda influenciar los precios de mercado de una manera sustancial en un día pico, o en un día particular, puede tener mucha menos capacidad de hacerlo durante horas fuera de pico, o en algún otro día.

173. Respecto de los parámetros cuantitativos que establecen las Guidelines, tal como lo ha sostenido la Competition Commission del Reino Unido[17], desde el punto de vista de

[16] Ver al respecto OFGEM. The Prevention of Wholesale Market Abuse: Guidelines for Generators, January 2000. Disponible en Internet en www.ofgem.gov.uk.

defensa de la competencia es necesario evaluar la posibilidad de ejercicio de poder de mercado con un criterio de consistencia, lo cual no resulta contradictorio con el concepto de que no se requiere que dicho ejercicio de poder de mercado sea continuo a lo largo de un período determinado.

174. Por lo tanto si bien los criterios cuantitativos establecidos en las Guidelines no son trasladables automáticamente a cualquier otro mercado, la posibilidad de un ejercicio discontinuo de poder de mercado en diferentes períodos temporales a lo largo de un año, resulta un elemento preocupante desde el punto de vista de la defensa de la competencia.

175. Ahora bien, del informe de CAMMESA resulta que el potencial de perjuicio al interés económico general es muy alto. Efectivamente para el año 2002 la decisión de indisponer máquinas por parte de AES incrementaría el precio medio un 19% en la zona norte y un 17% el precio medio de Mercado, en un 43% de las situaciones evaluadas (3016 situaciones evaluadas para dicho año, resultado de considerar 58 crónicas hidráulicas para cada una de las 52 semanas de dicho año).

176. Seguidamente, la pregunta relevante que cabe efectuar es cómo se vería alterado el precedente diagnóstico sobre los efectos de la operación de concentración analizada teniendo en cuenta el nuevo esquema regulatorio a implementarse.

177. Un primer elemento para elaborar la respuesta a la pregunta formulada en el párrafo anterior es la advertencia que la propia CAMMESA realiza en los informes presentados a esta Comisión.

178. Dichos informes hacen hincapié en que el Decreto Nº 804/2001 y la Resolución MI y V Nº 135/2001 introducen "modificaciones decididamente relevantes acentuando la liberalización en los presupuestos regulatorios en el MEM para la definición de los

[17] Ver Competition Commission. AES and British Energy. A report on references made under section 12 of Electricity Act 1989. Presented to the Director General of Electricity Supply. December 2000.

ES COPIA

74 2235

precios Spot (declaraciones diarias de precio y disponibilidad por nodo del sistema, eliminación del precio estabilizado trimestral como precio de compra del distribuidor en el mercado spot) ...".

179. Asimismo CAMMESA afirma que "los cambios en el Marco Regulatorio Eléctrico incorporados por el citado Decreto 804/01 introducen una importante modificación de los presupuestos regulatorios asumidos en la presentación de AES bajo análisis por cuanto flexibilizan sustancialmente ciertos reaseguros regulatorios estructurales aludidos y considerados como dato en la simulación que acompaña dicho informe. Tales reaseguros regulatorios, limitativos de la posibilidad de ejercicio de poder de mercado en el MEM, y consecuentemente los datos representativos de éstos incorporados en la presentación de AES, no están aún definidos".

180. Como conclusión, la mencionada empresa indica que "hasta tanto se establezcan nuevos reaseguros regulatorios en la normativa reglamentaria de las modificaciones ahora introducidas en el Marco Regulatorio Eléctrico, la mayor facilidad para el ejercicio de poder de mercado implicada en la flexibilización indicada requerirá un más estricto seguimiento de los casos y conductas particulares para asegurar el cumplimiento de los objetivos decididamente procompetitivos de la Ley 24.065".

181. Un segundo elemento es el informe del ENRE de fecha 18 de julio del corriente, en el cual advierte que " los elementos de juicio hasta ahora disponibles confluyen en el sentido de que a mayor grado de concentración del mercado de generación, mayor será la posibilidad de ejercer el poder de mercado y realizar prácticas anti-competitivas". Dicho organismo asimismo señala que "debe señalarse que existen estudios sobre la experiencia inglesa, española y colombiana que confirman la relación entre grado de concentración del mercado y prácticas anticompetitivas (tanto en materia de precios como de producción)".

182. Un tercer elemento útil para responder la pregunta acerca de cómo se vería alterado el diagnóstico de los efectos de la operación de concentración analizada teniendo en cuenta el nuevo esquema regulatorio a implementarse es recurrir a la experiencia

internacional en sistemas basados en la declaración libre de precios, a los efectos de apreciar qué preocupaciones generan dichos sistemas respecto del ejercicio de poder de mercado.

183. La experiencia internacional, sobre todo en el Reino Unido y en los Estados Unidos, respecto del control del ejercicio de poder de mercado en el sector de generación de energía eléctrica luego de los procesos de liberalización -ya sea por medio del análisis previo de concentraciones económicas o por medio de investigaciones sobre posibles conductas abusivas de ejercicio de poder de mercado- muestra que este sector operando en condiciones de libertad para ofertar es especialmente susceptible al ejercicio de poder de mercado.

184. Efectivamente, la libertad para ofertar y la frecuencia con que se realizan las ofertas (en forma diaria) en un mercado de tan especiales características como el eléctrico, hace que se potencien las perspectivas de ejercicio de poder de mercado en comparación con un sistema "regulado" o "administrado", tal como el vigente hasta el dictado del Decreto 804/01, en el cual la declaración de costos se encuentran acotadas por topes regulatorios y los generadores tienen la obligación de despachar al sistema, salvo por cuestiones técnicas. [18]

185. La experiencia internacional señala las siguientes estrategias comerciales de las empresas generadoras de electricidad que implican un potencial ejercicio de poder de mercado[19]:

a) Indisponibilidad de capacidad. Esta estrategia está dirigida a aumentar el precio de mercado y puede ser una conducta rentable para un generador que cuente con un portafolio de máquinas o centrales, ya que podrá recibir un precio más alto por las centrales propias que entren en despacho.

[18] Dos características importantes del mercado eléctrico es la alta inelasticidad de la demanda y oferta en el corto plazo y la no almacenabilidad de la energía eléctrica, que obliga a balancear el sistema en cada momento.
[19] Al respecto puede verse Puller, Steven. Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market. University of California at Berkeley. November 2000.

ES COPIA
74
2237

OFGEM[20] explica que la indisponibilidad de capacidad es una forma particularmente poderosa de manipulación en el Pool puesto que modestos cambios en la disponibilidad de capacidad pueden llevar a grandes cambios en los precios del Pool, cuando la brecha entre demanda y generación disponible es alta.

b) Estrategias de ofertas ("bidding strategies") La utilización de ofertas de precios altas, sin que exista movimiento en los costos subyacentes, para ejercer temporariamente poder de mercado. Esta estrategia es ventajosa para el generador que posee poder de mercado local, aprovechándose de las restricciones que impone el sistema de transporte.

c) Manipulación de reglas complejas. La necesidad de balancear continuamente el sistema eléctrico da lugar a la necesidad de reglas complejas y a oportunidades para evadir dichas reglas.

186. Los elementos expuestos precedentemente permiten llegar a la conclusión de que aun con la adopción de "reaseguros regulatorios" dentro del nuevo régimen, la potencialidad de ejercicio de poder de mercado es al menos igual (y posiblemente sea superior) que en el actual régimen regulatorio.

187. Habiendo arribado a la conclusión expuesta en el párrafo anterior, corresponde seguidamente considerar si, no obstante la potencialidad de ejercicio de poder de mercado que la concentración produciría, las condiciones de ingreso al mercado son tales que la entrada de nuevos competidores al mercado disuada o limite el mencionado ejercicio.

IV.3.3.6. Barreras a la entrada

188. El impacto de los cambios en la estructura de la oferta en los mercados relevantes debe evaluarse considerando el grado de desafiabilidad que exhiben, a fin de estimar las posibilidades de ejercicio de poder de mercado.

[20] "Introduction of the market abuse condition into the license of certain generators . Ofgem's second submission to the Competition Commission", junio 2000, p. 9 y ss.

ES COPIA
OSC... MATINE
DI... DESPACHO
74 2238

189. Al respecto, corresponde notar que el ingreso de nuevos competidores al mercado relevante debe ser rápido, probable y significativo para que tenga la potencialidad de contrarrestar un posible ejercicio de poder de mercado originado en la operación de concentración económica analizada. Es decir, que sólo en el caso de que no existan barreras a la entrada que impidan un ingreso rápido, probable y significativo, los efectos perjudiciales de un mayor nivel de concentración derivado de la operación podrán ser neutralizados por la posibilidad de dicho ingreso.

190. Puede afirmarse que las condiciones de entrada al mercado de generación eléctrica se caracterizan por la presencia de barreras que impiden un ingreso rápido, probable y significativo. Por un lado, las restricciones de tipo legal o regulatorio no resultan, consideradas individualmente, lo suficientemente significativas para desalentar la instalación de nuevos generadores. Las principales cuestiones a considerar son las regulaciones ambientales que pueden afectar la decisión de localización[21]

191. Los generadores deben dar cumplimiento a una gran variedad de leyes y reglamentaciones ambientales. Si bien no son una condición previa para obtener los permisos de construcción necesarios, deben ser obtenidos durante la etapa de construcción a efectos de comenzar la operación. Mencionaremos a continuación los requisitos de la legislación federal considerando a los organismos intervinientes.

192. De requerirlo las características de la planta, deberán obtenerse de la Secretaría de Política Ambiental y de la Dirección de Aguas y Medio Ambiente, respectivamente los siguientes: a) certificado ambiental requerido por la Ley de Efluentes Peligrosos (Ley Nº 24.054); b) permisos para la evacuación de efluentes líquidos.

193. La planta deberá cumplir lo estipulado por: a) resoluciones del ENRE Nº 32/94, Nº 13/97 y Nº 881/99; b) resoluciones de la Secretaría de Energía Nº 149/90, Nº 190/90.

194. Un generador debe cumplir u obtener de la Secretaría de Energía y, en su caso, del ENRE los siguientes requisitos y permisos: a) aprobación del Manual de gestión ambiental; b) presentación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA); c) cumplimiento

[21] Estas barreras sí podrían considerarse significativas en cuanto a la instalación de centrales nucleares, debido a la peligrosidad del material radiactivo.

ES COPIA
OSCAR ... EMATINE
DIRECTOR DESPACHO

74

DIR. GRAL. de DESPACHO Y MESA de ENTRADAS
2239

de la Guía de Contenidos Mínimos del Plan de Gestión Ambiental que cada generador debe redactar y aplicar para la operación de las instalaciones que controlan.

195. Resulta relevante destacar la existencia de barreras "económicas" al ingreso de competidores, es decir situaciones o circunstancias del mercado que no hacen previsible una entrada rápida, probable y significativa de nuevos competidores, y que afectan con diferente intensidad la entrada dependiendo del mercado relevante considerado. Dichas barreras, básicamente, se relacionan con el tiempo requerido para comenzar a ofrecer energía y potencia desde el momento en que se toma la decisión de ingreso al mercado y con el costo de la inversión necesaria

196. En primer lugar, respecto del monto de la inversión necesaria para instalar un generador, deben considerarse las diferencias tecnológicas de los distintos equipos, las cuales afectan directamente la estructura de costos. En términos generales, puede afirmarse que las centrales hidroeléctricas y las centrales nucleares implican una relación sustancialmente mayor entre los costos de capital y los costos de operación que las centrales térmicas.

197. Además, la presencia de costos hundidos, entendidos como inversión en activos especializados de escaso valor económico fuera del mercado analizado es mucho más significativa en las centrales hidroeléctricas y en las centrales nucleares debido a que en el caso de las centrales térmicas, fundamentalmente los de ciclo combinado de última generación, los equipos de generación pueden relocalizarse en otros mercados geográficos.

198. El factor más importante a evaluar en el caso bajo análisis es el temporal. El tiempo de maduración de un proyecto de generación térmica puede estimarse entre dos y tres años desde el momento en que se toma la decisión de inversión hasta que se encuentre en operación.

ES COPIA
OSCAR ... MATINE
DIRECCIÓN DESPACHO

74

DIR. GRAL. de DESPACHO y MESA de ENTRADAS
2240

199. Debe resaltarse que el plazo de maduración de un proyecto de generación térmica es más bajo que las otras alternativas tecnológicas. Los proyectos hidroeléctricos insumen plazos de ejecución significativamente más elevados.

200. Durante el lapso que transcurre entre una potencial conducta abusiva (como la fijación de precios supracompetitivos) que pueda incentivar la decisión de ingreso y la entrada efectiva, las empresas ya instaladas estarían en condiciones de ejercer poder de mercado durante una cantidad relevante de tiempo, sin la amenaza de ingreso de competidores que pudieran atraer parte de la demanda con menores precios que los determinados a partir de la práctica anticompetitiva.

201. De la experiencia internacional evaluada, merece destacarse que los lineamientos para el análisis de fusiones en Estados Unidos y Canadá que sólo resulta suficientemente rápido el ingreso efectivo de competidores con un impacto significativo en el mercado dentro de un período de dos años.[22]

202. Adicionalmente, en tal período de tiempo, las empresas ya instaladas en el mercado pueden adaptar su comportamiento frente a la nueva competencia, alterando las condiciones con las que el potencial entrante evaluó su inversión.

203. En el mismo sentido, este período de tiempo necesario para la puesta en marcha del proyecto implica incurrir en costos financieros significativos, dada la envergadura de las instalaciones y equipos requeridos, que sólo serían recuperables en la medida que la empresa ingresante permanezca un lapso relevante en el mercado. Estos costos financieros pueden ser calificados como costos hundidos, en el sentido definido precedentemente.

204. En resumen, la existencia de barreras regulatorias para la instalación de centrales nucleares, de altos costos hundidos y largos períodos de maduración para los proyectos

[22] Estados Unidos: 1992 Horizontal Merger Guidelines Federal Trade Comission-Department of Justice, sección 3.2. Canadá: Merger Enforcemente Guidelines, sección 4.6

nucleares e hidroeléctricos, y de ciertos costos hundidos, aunque de menor importancia relativa, y rezagos significativos entre la decisión de inversión y la puesta en marcha de las centrales térmicas, fortalecen la posibilidad de que las empresas ya instaladas ejerzan poder de mercado en forma unilateral o coordinada durante un lapso lo suficientemente relevante como para afectar el interés económico general.

IV.4. RELACIONES VERTICALES

205. A continuación se testeará si la presente operación despierta preocupación desde el punto de vista de la competencia con respecto a las relaciones verticales que presenta la operación bajo análisis.

206. Una de las preocupaciones que puede generar una concentración entre un distribuidor de energía eléctrica y un generador radica en la posibilidad de manejo del insumo crítico, esto es la electricidad producto de la generación. En este sentido, AES alcanzaría una participación importante en el segmento de la generación, y ello podría generar preocupación en la medida que pudiere discriminar a favor de sus empresas distribuidoras. Las distribuidoras del grupo adquieren aproximadamente el 6.60% de la energía comercializada en el mercado Spot y el 10.75% de la comercializada en el mercado a término (contratos)[23].

207. A continuación se evalúa la factibilidad e incentivos a desarrollar diferentes conductas restrictivas o distorsivas de la competencia, que en teoría podría tener una empresa verticalmente integrada.

IV.4.1. Evasión de la Regulación

208. Se destaca aquí la posibilidad de transferencia de costos que podrían llevar a cabo las firmas integradas. Dado que el regulador le reconoce al distribuidor su estructura de costos para el establecimiento de las tarifas de distribución, podría existir un incentivo en la integración vertical a transferir los costos a los fines de lograr un reconocimiento

[23] Elaboración en base a CAMMESA Informe Año 2000.

ES COPIA
OSCAR ... SEMATINE
DIRECCIÓN DESPACHO
74
Dir. Gral. de Despacho y Mesa
2242

tarifario en el segmento regulado (empresa distribuidora) de costos propios de la operación en el sector desregulado (generación).

209. Este desplazamiento de costos podría dar lugar a la existencia de subsidios cruzados. En teoría, para que dicha maniobra tenga efecto, el ente regulador debería reconocer los mayores costos en la tarifa final de distribución de forma tal que le permita al grupo integrado declarar bajos costos de generación en el mercado mayorista. De esta forma podría financiar prácticas predatorias respecto del resto de los competidores en este último mercado distorsionando así el marco de competencia existente.

210. En el marco regulatorio actual, el precio de la energía que se le reconoce al distribuidor es el precio estacional, que se determina en función del precio spot sancionado en el MEM, no reconociéndose los mayores o menores precios obtenidos por los distribuidores en sus contratos a término.

211. Si bien el nuevo esquema regulatorio emanado del Decreto N° 804/2001 no se encuentra en vigencia y la instrumentación final del mecanismo de ajuste tarifario no ha sido aún definida, debe destacarse que la operación notificada incrementa el posible impacto de la ocurrencia de una conducta como la descripta habida cuenta que la compradora, el grupo AES, obtiene una participación mayor en el segmento de generación que el que poseía antes de la operación. Asimismo, la posibilidad de transferir el valor de la energía adquirida mediante contratos a las tarifas genera un incentivo a elevar artificialmente los valores de los contratos con distribuidoras vinculadas más allá del valor del mercado spot, permitiendo el traslado de costos del segmento competitivo al regulado.

212. Es por ello, que el organismo regulador debería prestar atención a otros costos propios del sector de generación que pretendan ser incluidos dentro del costo del sector regulado.

GIR. GRAL. de DESPACHO Y MESA de ENTRADAS
2243

IV.4.2. Conductas oportunistas

213. En lo que se refiere a las concentraciones verticales entre distribuidoras de energía eléctrica y generadoras, se podrían presentar problemas desde el punto de vista de la competencia en aquellos casos donde se pretenda celebrar contratos, entre las empresas distribuidoras del grupo y sus centrales generadoras asociadas, que eleven artificialmente el precio de la energía perjudicando a los consumidores. Esta posibilidad se encontraba limitada ya que la regulación establecía que las tarifas se calculaban en relación al precio Spot y no al que se fijaba en los contratos. Sin embargo, el Decreto N° 804/2001 establece que serán trasladados a la tarifa de usuario final los contratos celebrados entre el distribuidor y el generador y/o comercializador, debiendo tenerse en cuenta lo expresado anteriormente acerca de la necesidad de adecuar dichos contratos a los lineamientos dictados por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA en lo que se refiere a elección del proveedor y requisitos mínimos en los contratos.

214. De este modo, es de esperar que dicho organismo ejerza un poder de control y marque pautas mínimas a cumplir sobre los contratos a celebrarse entre las distribuidas y generadoras, evitando que se materialice la conducta aquí descripta .

215. Otro aspecto que se debería analizar en la integración vertical entre empresas que conforman el mercado está relacionado con la integración entre un transportista y un distribuidor. En este caso el mayor problema se podría presentar si la consolidación permite a las firmas involucradas evitar el By Pass físico, esto es la posibilidad que tienen los grandes usuarios de conectarse directamente a la red de transporte sin necesidad de utilizar los servicios del distribuidor. Esto se presentaría en el caso que la firma adquirente, comprara lo que en el nuevo marco regulatorio se denominan derechos de congestión de las lineas de transporte, de forma tal que le permitiera operar tambien sobre las lineas de transmision con lo cual se manifestaría una integración vertical total entre todos los segmentos de la actividad.

IV.5. CONSIDERACIONES FINALES

216. La generación de energía eléctrica constituye un mercado complejo, cuyas características relevantes para el análisis desde el punto de vista de la defensa de la competencia, exceden los elementos usuales para la evaluación de otros mercados.

217. La baja elasticidad precio que exhiben la demanda y la oferta de energía eléctrica, en particular en los periodos de producción de "pico", sumadas a la característica no almacenable del producto, implican que los mercados de electricidad sean más vulnerables al ejercicio de poder de mercado respecto de otros mercados energéticos.[24]

218. En particular, se ha encontrado que la operación notificada, tal como ha sido presentada, incrementa significativamente el nivel de concentración en el mercado.

219. Por un lado, la participación de mercado que alcanzaría el grupo de generadores involucrados excedería los umbrales previstos como razonables al momento de la privatización de las empresas de distribución bajo jurisdicción nacional y de la mayoría de las empresas de generación.[25]

220. Este mayor nivel de concentración, otorgaría al grupo adquirente una posición en el mercado que le permitiría incurrir en prácticas unilaterales de ejercicio de poder de mercado.

221. Entre las conductas a través de las cuales podría restringir o distorsionar la competencia se destacan las restricciones de oferta a través de la indisponibilidad de parte de los equipos de generación y las estrategias de oferta que resulten en precios abusivos como consecuencia del aprovechamiento de restricciones de transporte que desvinculen ciertas regiones del sistema

[24] *Diagnosing Market Power in California's Restructured Wholesale Electricity Market*. Severin Borenstein, James Bushnell and Frank Wolak, April 2000.
[25] Según informe del ENRE de fecha 18 de julio del corriente, agregado al presente expediente..

222. Los elementos aportados por CAMMESA, permiten inferir un incremento en las posibilidades de ejercicio unilateral de poder de mercado por parte de las empresas involucradas, a través de la disminución en la disponibilidad de generación térmica de forma tal que pueda incrementarse significativamente el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista.

223. En el mismo sentido, el ENRE manifiesta que "las simulaciones de CAMMESA alertan acerca de que la posesión por parte de AES de una porción mayor del mercado le permitiría realizar prácticas anticompetitivas" (fs.2092).

224. También el ENRE manifiesta "en tanto que el ejercicio de la opción por parte de TOTAL sobre todos los activos de GENER en la Argentina restablecería la situación anterior, que del punto de vista de la concentración no mereció objeciones, si finalmente ello no se produjese, el caso debería ser reconducido a fin de asegurar que AES se desprenda de parte de sus activos de generación" (fs.2095).

225. Como elemento adicional, las modificaciones regulatorias originadas en el Decreto 804/2001 no limitarían sino que potenciarían los resultados previstos respecto de la operación bajo análisis.

226. Por otro lado, las características de funcionamiento del mercado de generación de energía eléctrica, tales como la amplia difusión de las reglas de despacho y el conocimiento por parte de los generadores de información relevante de los restantes competidores, y el nuevo contexto regulatorio con vigencia prevista para septiembre del corriente año, podrían permitir que la operación bajo análisis, al aumentar sustancialmente el grado de concentración, incremente la probabilidad de prácticas coordinadas.

227. Respecto de las eventuales ganancias de eficiencia que, en general, las operaciones de concentración económica persiguen, las constancias obrantes en el expediente no permiten corroborarlas.

ES COPIA
OSCAR ... MATINE
DIRECTOR ... DESPACHO

74 2246

228. En este sentido, las partes no desarrollaron de manera satisfactoria argumentos que puedan considerarse en la evaluación de la transacción a fin de compensar los efectos adversos que la misma genera.

229. Por lo expuesto, la operación notificada, infringe el artículo 7° de la Ley N° 25.156 por cuanto implica un aumento en el nivel de concentración que trasunta en la posibilidad de ejercicio de poder de mercado con potencial perjuicio del interés económico general.

230. Llegado este punto resulta necesario considerar que THE AES CORPORATION otorgó una opción de compra sobre los activos de generación de GENER S.A. en la República Argentina a favor de TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina, y que esta última ha decidido hacer uso de la opción para el caso de CENTRAL PUERTO S.A. e HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A. Ello permite concluir que se ha acreditado a lo largo de esta investigación la voluntad de THE AES CORPORATION de desconcentrar su participación en el mercado argentino de generación eléctrica.

231. En vista del análisis del mercado efectuado para la evaluación de la operación notificada, puede establecerse que los activos de CENTRAL PUERTO e HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA son los más relevantes para posibilitar al grupo adquirente incrementar significativamente la probabilidad de ejercicio de poder de mercado.

232. Ello es así porque CENTRAL PUERTO cuenta con una potencia instalada de 2143 MW, HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA con una potencia de 1400 MW y TERMOANDES se estima va a ofrecer una potencia de 270 MW, lo cual representa un 7% del total de la potencia de GENER.

233. Además, HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA y Central Loma de la Lata (perteneciente al grupo de activos de CENTRAL PUERTO S.A) le otorgarían a AES una participación del 48 % de la potencia instalada en la Región del Comahue.[26]

234. También alcanzaría AES una alta participación en la potencia instalada en la Región GBA+Lit+BAS, ya que sumando las centrales Dique, San Nicolás, Puerto y AES Paraná llegaría al 39.42%.[27]

235. En cuanto a TERMOANDES, varios factores deben ser ponderados. En primer lugar, aún no ha sido interconectada al sistema nacional, hallándose en la actualidad dedicada exclusivamente a la exportación.

236. En segundo lugar, su futura interconexión, está prevista por CAMMESA para noviembre del corriente año y solamente por 270 MW, destinándose su restante potencia instalada al mercado chileno.[28]

237. En tercer lugar, dado que representa menos del 10% de la potencia instalada de los activos de GENER interconectados al SADI y menos del 2% respecto del total de los generadores del sistema, su relevancia respecto de los demás activos involucrados en la operación resulta poco significativa en términos relativos.

238. En cuarto lugar, como los activos de generación de AES con anterioridad a la operación exhiben una menor magnitud que los de GENER, tanto en lo referente a potencia instalada como a energía eléctrica despachada al mercado, la circunstancia de que sólo TERMOANDES sea adquirida por AES implicaría una reducción en la concentración medida por el HHI, respecto de la situación anterior a la operación notificada.

[26] Informe ENRE, fs. 2094
[27] Informe ENRE, fs. 2094
[28] Su participación en la potencia instalada en la Región del NOA destinada al mercado argentino alcanzará el 18%

239. Por lo tanto, aún cuando TERMOANDES posibilitara la incursión en algún tipo de práctica restrictiva o distorsiva de la competencia, el aprovechamiento de tal posibilidad podría ser mayor en caso de permanecer ésta bajo el control del mismo grupo económico que controle CENTRAL PUERTO e HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA.

240. En conclusión, a fin de evitar que las condiciones de competencia se vean restringidas o distorsionadas como consecuencia de la operación notificada, esta CNDC considera que debe subordinarse su aprobación a la venta de los activos de CENTRAL PUERTO S.A. e HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA.

V. CLÁUSULAS CON RESTRICCIONES ACCESORIAS

241. Habiendo analizado el acuerdo suscripto por las partes a los efectos de la presente operación, no se han detectado en el mismo restricciones a la competencia. (Fs. 386-496/Conc. Nº 323).

VI. CONCLUSIONES

242. De acuerdo a lo expuesto precedentemente, esta COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA concluye que la operación de concentración económica notificada, tal como ha sido presentada, infringe el artículo 7º de la Ley Nº 25.156, por cuanto implica un aumento en el nivel de concentración en el mercado de generación eléctrica con potencial perjuicio para el interés económico general. En consecuencia, la autorización deberá quedar subordinada al cumplimiento de la siguiente condición:

243. Las adquirentes, MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., subsidiarias de THE AES CORPORATION, deben proceder a la venta a terceros, no controlados ni vinculados a éstas, de las participaciones accionarias que GENER S.A. posee directa o indirectamente en las empresas HIDROELECTRICA PIEDRA DEL

ES COPIA

74

2249

AGUILA S.A. y CENTRAL PUERTO S.A. dentro del plazo de nueve (9) meses computados a partir de la fecha del dictado de la Resolución correspondiente.

244. En el caso de que TOTAL AUSTRAL S.A. - Sucursal Argentina- efectuara la compra de las participaciones accionarias correspondientes a las sociedades referidas en el punto anterior, operación que fuera notificada a la CNDC y que tramita por el Expediente Nº 064-005708/01 (Conc. Nº 323), la subordinación quedará cumplida, debiendo las notificantes presentar ante la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA toda la documentación que acredite los correspondientes traspasos accionarios.

245. Por ello, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconseja al SEÑOR SECRETARIO LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR:

ARTICULO 1º: Subordinar la autorización de la operación de concentración económica notificada al cumplimiento de la siguiente condición: Que las adquirentes MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., subsidiarias de THE AES CORPORATION, procedan a la venta a terceros, no controlados ni vinculados a éstas, de las participaciones accionarias que GENER S.A. posee directa o indirectamente en las empresas HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. y CENTRAL PUERTO S.A., dentro del plazo de nueve (9) meses computados a partir de la fecha del dictado de la Resolución correspondiente, todo de acuerdo con lo previsto por el artículo 13 inciso b) de la Ley Nº 25.156.

ARTICULO 2º: Establecer que en caso de que se concrete la operación de compra de las participaciones accionarias referidas por parte de TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina, de acuerdo a la operación de concentración económica que tramita por el Expediente Nº 064-005708/01 (Conc. Nº 323), se tendrá por cumplida la subordinación.

ARTICULO 3º: Hacer saber a las empresas notificantes que luego de cumplida la subordinación referida, deberán presentar a la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA

ES COPIA

OSC... ...MATINE

74

DIR. GRAL. de DESPACHO Y MESA ... 2250

Ministerio de Economía
Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

COMPETENCIA toda la documentación que acredite la transferencia de dichas participaciones accionarias dentro de las 48 horas de producido el cierre de cada una de ellas.

ARTÍCULO 4º: En caso de que al 1º de Noviembre de 2001 no se hubiere dado cumplimiento a la subordinación impuesta, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA requerirá a las partes la información que considere necesaria a los fines de evaluar debidamente el proceso de cumplimiento de la orden de enajenación dictada.

ARTICULO 5º: Vencido el plazo de nueve (9) meses estipulado, y no llevada a cabo la venta ordenada, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA dictará las medidas conducentes a la efectivización de la misma, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder.

EDUARDO MONTAMAT
VOCAL

Dr. GABRIEL BOUZAT
COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA
PRESIDENTE

ESTEBAN M. GRECO
VOCAL

Lic. ... BUTERA
VOCAL