

II

(Actos cuya publicación no es una condición para su aplicabilidad)

COMISIÓN

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 29 de septiembre de 1999

por la que una concentración se declara compatible con el mercado común y con el Acuerdo EEE

(asunto IV/M.1532 — BP Amoco/Arco)

[notificada con el número C(1999) 3059]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

(2001/45/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Visto el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo y, en particular, la letra a) del apartado 2 de su artículo 57,

Visto el Reglamento (CEE) n° 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas⁽¹⁾, cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) n° 1310/97⁽²⁾, y, en particular, el apartado 2 de su artículo 8 y el apartado 2 de su artículo 10,

Vista la decisión de la Comisión, de 10 de junio de 1999, relativa a la incoación de un procedimiento en relación con el presente asunto,

Visto el dictamen del Comité consultivo sobre concentraciones⁽³⁾,

Considerando lo siguiente:

- (1) El 4 de mayo de 1999 la Comisión recibió la notificación de una propuesta de operación de concentración

por la cual la empresa BP Amoco plc («BPA») adquiere el control, con arreglo a lo dispuesto en la letra b) del apartado 1 del artículo 3 del Reglamento (CEE) n° 4064/89 («el Reglamento sobre concentraciones»), de Atlantic Richfield Company («Arco»).

- (2) Por decisión de 10 de junio de 1999, la Comisión consideró que la operación notificada planteaba serias dudas sobre su compatibilidad con el mercado común e inició el procedimiento previsto en la letra c) del apartado 1 del artículo 6 del Reglamento sobre concentraciones.

I. LAS PARTES Y LA OPERACIÓN

- (3) BPA es la sociedad matriz de un grupo multinacional de prospección de crudo, petrolero y petroquímico que consta de tres divisiones principales: BP Amoco Exploration (prospección y producción de gas y petróleo), BP Amoco Oil (refinado, comercialización, suministro y transporte), y BP Amoco Chemicals (producción y comercialización de productos petroquímicos y afines). El Grupo BPA se formó como resultado de la fusión entre The British Petroleum Company plc y Amoco Corporation⁽⁴⁾. Desarrolla actividades muy consolidadas en Europa, Estados Unidos, Australasia y partes de África y actualmente se encuentra en plena expansión en Asia y América del Sur.

⁽¹⁾ DO L 395 de 30.12.1989, p. 1; versión corregida en el DO L 257 de 21.9.1990, p. 13.

⁽²⁾ DO L 180 de 9.7.1997, p. 1.

⁽³⁾ DO C ...

⁽⁴⁾ Véase la Decisión de la Comisión de 11 de diciembre de 1998 en el asunto IV/M.1293 — British Petroleum/Amoco Corporation.

- (4) Arco participa en la prospección, producción, transporte y venta de petróleo y gas natural, así como en el refinado de crudo y en el transporte y comercialización de productos petroleros. Aunque opera en numerosos países, como Venezuela, Argelia, Túnez, el Reino Unido e Indonesia, el núcleo de sus actividades se desarrolla en Estados Unidos (aproximadamente el 86% de su volumen de negocios en 1998).

II. CONCENTRACIÓN

- (5) La operación notificada consiste en la adquisición del control exclusivo con arreglo a la letra b) del apartado 1 del artículo 3 del Reglamento sobre concentraciones y dará como resultado que BPA se hará con el control exclusivo de Arco. La operación se llevará a efecto mediante la venta de acciones, lo que se logrará al fusionarse Arco en una empresa de nueva creación establecida con arreglo a la normativa del Estado de Delaware, Estados Unidos («Newco»), que, a su vez, será propiedad al 100% de BPA. Tras la fusión de Arco con Newco, Arco será la entidad legal superviviente y, en ese momento, se habrá convertido en filial al 100% de BPA. Por lo tanto, a raíz de estas operaciones, BPA se habrá hecho con la totalidad del capital en acciones de Arco.

III. DIMENSIÓN COMUNITARIA

- (6) Puesto que el volumen de negocios a nivel mundial de las partes sobrepasa los 5 000 millones de euros⁽⁵⁾, que cada una de ellas tiene un volumen de negocios en la Comunidad superior a 250 millones de euros y que cada una de ellas no obtiene más de dos tercios de dicho volumen total en la Comunidad en un único Estado miembro, la concentración tiene una dimensión comunitaria con arreglo al apartado 2 del artículo 1 del Reglamento sobre concentraciones.

IV. EVALUACIÓN CON ARREGLO AL ARTÍCULO 2 DEL REGLAMENTO SOBRE CONCENTRACIONES

A. PROSPECCIÓN, DESARROLLO, PRODUCCIÓN Y VENTA DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

- (7) Ambas partes llevan a cabo actividades de prospección, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas natural

y, en su decisión de iniciar el procedimiento, la Comisión manifestó albergar serias dudas en relación con estos mercados. No obstante, no se plantean en ellos, por las razones que se explican más adelante, problemas de competencia.

Proceso de prospección, desarrollo y producción

- (8) Las actividades en la fase anterior del proceso productivo abarcan tres tipos de actividades comerciales: localización de nuevas reservas y su desarrollo y explotación comercial. La localización se conoce habitualmente con el nombre de «prospección». El desarrollo se refiere al establecimiento de la infraestructura adecuada para la producción futura (plataformas petrolíferas, tuberías, terminales, etc.). La explotación de las reservas recibe el nombre de «producción y ventas». Otras decisiones anteriores de la Comisión⁽⁶⁾ se centraron principalmente en la repercusión de las transacciones notificadas sobre el segmento de producción y ventas.
- (9) La prospección y el desarrollo son una actividad que exige una elevada inversión de tiempo y capital y que consta de etapas sucesivas. En primer lugar, aquellos países que consideran que se podrían encontrar reservas de hidrocarburos en su territorio (los «países anfitriones») organizan licitaciones para conceder licencias de explotación. Los procesos de licitación varían desde la subasta pública en Estados Unidos a situaciones en las que es el país anfitrión el que preselecciona a los licitadores. Esta preselección puede basarse, en mayor o menor medida, en la capacidad técnica, el poder financiero u otras consideraciones (grupos de presión, afinidades culturales, etc.).
- (10) A menudo, las empresas presentan ofertas conjuntas con objeto de diluir los riesgos o aportar técnicas complementarias. En algunas circunstancias es posible que los países anfitriones exijan que se agrupen algunos licitadores para hacerse con la licencia de prospección, así como que se conceda a las compañías petroleras nacionales una parte de cualquier descubrimiento que se haga en el bloque bajo licencia. En todos los casos en que se conceda conjuntamente la licencia a una serie de empresas, se designa a un operador para el bloque. La función del operador consiste en gestionar la prospección desde un punto de vista técnico y financiero y quizás ocuparse también de las fases de desarrollo y producción del proyecto; la mayor parte de las decisiones de importancia exigen la unanimidad de todos los que participan en el mismo.

⁽⁵⁾ Volumen de negocios calculado con arreglo al apartado 1 del artículo 5 del Reglamento sobre concentraciones y la Comunicación de la Comisión sobre el cálculo del volumen de negocios (DO C 66 de 2.3.1998, p. 25). En la medida en que se incluyen datos para el período anterior al 1 de enero de 1999, el cálculo se hace sobre la base del tipo de cambio medio del ecu y las cifras se traducen a euros con la paridad 1:1.

⁽⁶⁾ Véase la decisión de la Comisión en el asunto IV/M.1200 — Arco/ Union Texas, DO C 16 de 21.1.1999, p. 8; decisión de la Comisión en el asunto IV/M.88 — Elf Enterprise, DO C 203 de 2.8.1991; decisión de la Comisión en el asunto IV/M.85 — Elf Occidental, DO C 160 de 20.6.1991.

(11) El plazo que transcurre por término medio entre la concesión de una licencia y el inicio real de la producción oscila entre cinco y quince años. El coste de los proyectos de prospección y desarrollo puede rondar los 7 000 millones de euros para los situados en las denominadas «áreas fronterizas». La proporción que se suele dar entre los gastos de la fase de prospección y la de desarrollo es del 15 y el 85 %, respectivamente.

(12) También se ha de mencionar que, cuando se inicia la producción en una nueva zona, se ha de desarrollar la infraestructura, lo que implica especialmente la construcción de plataformas petroleras, oleoductos y terminales. Por ello, los yacimientos más pequeños, cuya explotación no sería rentable considerada aisladamente, se pueden explotar empleando la infraestructura ya existente para los de mayor tamaño. A veces, estos yacimientos de menor tamaño reciben el nombre de «yacimientos satélite». Éste es el proceso que ha seguido la prospección en el Mar del Norte.

Mercados de productos de referencia

(13) A menudo se alega que la prospección, el desarrollo y la producción y venta se encuentran demasiado interrelacionados para poder definir más de un mercado de productos distinto. No obstante, se puede aducir que la prospección es un mercado de producto distinto, dado que es posible sostener que toda empresa que lleve a cabo actividades de prospección tiene dos tipos de clientes: el país anfitrión, al que se ha comprometido a aportar en el futuro un flujo de ingresos en caso de que se encuentre petróleo o gas y los productores y vendedores de petróleo y gas que pueden adquirirlos o unirse a las actividades de desarrollo y producción. La transferencia de derechos sobre bloques constituye una práctica generalizada en el sector.

(14) Habida cuenta de que en el momento de llevar a cabo la prospección se desconoce lo que pueda atesorar el subsuelo, la Comisión estima que está justificado distinguir entre prospección de petróleo y de gas natural. En cuanto a los mercados de desarrollo, producción y venta, dado que el gas y el petróleo tienen aplicaciones diferentes y están sujetos a variaciones en el comportamiento de los precios y a limitaciones en los costes, la Comisión estimó oportuno, en el momento de adoptar la decisión, definir un mercado de producto de referencia para el desarrollo, producción y venta de petróleo y otro para el desarrollo, producción y venta de gas natural.

(15) Las partes han negado la existencia de un mercado de prospección alegando que se encuentra demasiado vinculado a las fases posteriores del proceso de producción como para que sea un mercado de productos en potencia. Como se explicará en la sección consagrada a los efectos de la concentración en la competencia, a la hora de determinar las consecuencias que produce en la competencia la operación notificada, no es necesario definir con precisión los mercados de productos de referencia

en función de las diversas fases de prospección, desarrollo, producción y venta de petróleo y gas natural, respectivamente.

Mercados geográficos de referencia

(16) La Comisión coincide con las partes en que, desde una perspectiva de la demanda europea, los mercados geográficos de referencia son de ámbito mundial por lo que respecta al desarrollo, la producción y la venta de petróleo y probablemente incluyan al EEE, Argelia y Rusia, en el caso del gas natural.

(17) La Comisión se planteó la posibilidad de que regiones geográficas más pequeñas pudiesen constituir mercados de referencia. Algunos compradores de gas hacen, a efectos de la seguridad de sus suministros, una distinción en su política de compras con respecto al origen del gas sobre la base de los riesgos políticos percibidos y su influencia en la seguridad del suministro para el gas ruso y argelino (Rusia supuso aproximadamente el 17 % del suministro total de Europa Occidental y Argelia el 12 %). El ejemplo más explícito de ello lo constituye la legislación española, según la cual no puede proceder del mismo país más del 60 % de la demanda de gas natural. No obstante, resulta poco probable que un incremento en el precio del gas producido en el EEE no sea neutralizado con un pequeño incremento en la proporción de gas comprado a Rusia y Argelia. En cualquier caso, se puede dejar abierta la cuestión de la definición del mercado geográfico de referencia, ya que ello no altera la conclusión de la evaluación de la competencia.

Operadores del mercado

(18) Tradicionalmente las empresas que participan en las actividades de prospección, desarrollo y producción y ventas se agrupaban en tres categorías con perfiles, objetivos estratégicos y futuras capacidades de prospección y desarrollo diferentes. Se trata de las siguientes: i) los productores de titularidad estatal (principalmente la OPEP y algunas empresas establecidas en la OCDE, como Statoil); ii) las «grandes empresas», es decir, las compañías petroleras integradas verticalmente con actividades internacionales; iii) un sinnúmero de petroleras bastante más pequeñas, la mayoría de las cuales son prospectores y/o productores en la fase anterior del proceso productivo no integrados.

(19) Los problemas de competencia detectados por la Comisión se plantearon básicamente por el hecho de que, como consecuencia de la transacción notificada y de la anunciada por Exxon y Mobil, cabría la posibilidad de que una categoría distinta de operadores dominase las

actividades de prospección y desarrollo. Este grupo de «macrooperadores» estaría formado por Exxon-Mobil, BP Amoco-Arco y Shell.

Posición de las partes en el mercado

Prospección

- (20) No existe un indicador ampliamente disponible o aceptado sobre la base del cual las cuotas de mercado pueden ser calculadas como base aproximada para evaluar el poder de mercado en el mercado de la exploración. La medida de las cuotas de mercado podría hacerse sobre la base del número de bloques en donde se han concedido licencias, el número de bloques donde una compañía determinada es el operador, la superficie neta y la superficie total explotada, gasto de capital en exploración, etc. Existe un acuerdo amplio de que las aproximaciones basadas en el número de bloques o en la superficie no serían fiables puesto que cubren situaciones muy variopintas.
- (21) Sobre la base de los gastos de capital, Exxon-Mobil, BP Amoco-Arco y Shell representarían en conjunto, con cuantías prácticamente iguales, entre el 30 y el 40 % de los gastos totales de capital destinados a prospección, desarrollo y producción previstos para 1999. El siguiente operador en tamaño representaría un tercio de la media de estos macrooperadores.
- (22) Las partes han rebatido la adecuación de este cálculo del poder de mercado por las razones que figuran a continuación. En primer lugar, los gastos de capital varían en función de los lugares que se exploren. Estos sesgos reducen la cuota de mercado de las compañías petroleras nacionales en zonas de la OPEP de bajo coste. En segundo lugar, a menudo los gastos de capital no reflejan la cuota de titularidad correcta de la licencia o de la producción. Ello se debe a que las compañías públicas a menudo pagan una cuota que se sitúa muy por debajo de lo que correspondería a su licencia o a la producción de petróleo que les corresponde. En tercer lugar, a menudo los gastos de capital incluyen lo invertido en actividades tales como la licuefacción de gas e infraestructura en lugar de las cuantías invertidas meramente en prospección.
- (23) Otro posible método para determinar el poder de mercado consistiría en calcular la cuota de producción prevista de estas empresas (dado que la prospección actual y la adquisición de derechos a terceros se traducirá en producción en el futuro). Sobre la base de la investigación del mercado, la cuota de mercado conjunta de los tres «macrooperadores» al margen de la producción de la OPEP volvería a situarse dentro de unos diez años entre el 30 y el 40 %.

Producción y ventas

- (24) BPA y Arco tendrían en conjunto [menos del 15 %] (*) de la producción mundial de petróleo y de la producción europea de gas natural en 1998. Estas cifras pasarían a ser de [menos del 25 %] para la fusión Exxon-Mobil y [menos del 20 %] para Shell. Se trata de cifras que en los últimos años no han experimentado modificaciones sustanciales. De la producción total de gas natural en el EEE, los tres macrooperadores controlan casi el 40 %. No obstante, del gas natural que se consume en el EEE, estos tres macrooperadores suministran menos del 30 %.
- (25) A menudo la industria se refiere a las reservas conocidas como aproximación al cálculo del poder de mercado. Partiendo de esta base, las partes contarían aproximadamente con menos del 3 % y con menos del 5 % de las reservas conocidas de petróleo a escala mundial y de las reservas de gas natural a escala europea, respectivamente. No obstante, las partes han alegado que las reservas conocidas no constituyen un indicador significativo de la producción futura. Las reservas probadas comunicadas por las compañías petroleras tienen solamente una función de existencias y, como cualquier otra empresa privada, las petroleras privadas necesitan limitar lo más posible sus existencias. Mediante sus reservas probadas, la empresa indica que es (o no es) capaz de sustituir la previsible extinción de los campos petrolíferos existentes y por lo tanto seguir siendo un protagonista viable en el mercado. Sin embargo, las petroleras nacionales no necesitan justificar nuevas prospecciones y desarrollos ante sus accionistas puesto que se benefician de las reservas nacionales, que generalmente sobrepasan a sus necesidades. Por lo tanto, un indicador de este tipo implica un trato de favor hacia dichas empresas nacionales.
- (26) En la actualidad y en un futuro próximo, los productores de la OPEP disfrutan y disfrutarán en conjunto de un poder de mercado considerable en la producción de petróleo. Controlan una cantidad sustancial de la producción y las reservas conocidas (aproximadamente el 40 y el 75 %, respectivamente, mientras que las reservas de Arabia Saudí suponen más de un tercio de las de la OPEP). Hasta ahora la OPEP ha podido influir en numerosas ocasiones en los precios del crudo (7).
- (27) Gazprom (17 %) y Sonatrach (11 %), los proveedores nacionales ruso y argelino, acaparan aproximadamente el 30 % de las ventas al EEE de gas natural y sus reservas ascienden al 88 % (Gazprom 81,5 %) de las reservas conocidas conjuntas que se pueden vender en el EEE.

(*) Determinados pasajes del presente texto han sido modificados con el fin de velar por la no divulgación de información confidencial; dichos pasajes figuran entre corchetes.

(7) Los precios en los mercados del crudo se ven claramente influenciados por simples comentarios con motivo de las reuniones de la OPEP.

Repercusiones de la concentración en la competencia

- (28) La Comisión planteó las serias dudas que figuran a continuación en relación con la repercusión en la competencia en los mercados de prospección, desarrollo, producción y ventas de crudo y gas natural. La adquisición notificada y la fusión de Exxon-Mobil podría llevar a la creación de un cuarto grupo de competidores en el sector, que estaría compuesto por BP Amoco-Arco, Exxon-Mobil y Shell. Sean cuales sean los parámetros que se escojan (capitalización del mercado, producción de crudo y gas o reservas conocidas), en la actualidad hay una gran diferencia entre estos tres macrooperadores y las grandes compañías restantes.
- (29) Se analizó la posibilidad de que los tres macrooperadores gozasen en el futuro de una situación de privilegio a la hora de localizar y explotar nuevas reservas de importancia en relación con los demás operadores del mercado. Ello podría ser consecuencia de su cada vez mayor poder financiero, que les pondría en condiciones de gozar de una mayor cartera de riesgos. En el otro extremo, los demás competidores tendrían que elegir las zonas en las que tuvieran intención de operar. Al tener unas condiciones menos favorables de acceso al capital y de capacidad para diversificar los riesgos, para seguir explotando yacimientos de importancia, las empresas de menor tamaño tendrían que asociarse con los macrooperadores para beneficiarse de la combinación de sus recursos. Además de ésta, la única alternativa que les quedaría sería la de convertirse en operadores exclusivos de las actividades de prospección. Ello puede tener como consecuencia que los macrooperadores controlen el acceso de otros prospectores a las nuevas zonas fronterizas, en el momento de la concesión de las primeras licencias, en primera instancia, y, posteriormente, para los nuevos bloques afines, dado que los macrooperadores habrán creado la infraestructura necesaria.
- (30) Habida cuenta de que, por lo general, el período que transcurre entre las primeras fases de la prospección y el inicio de la producción oscila entre cinco y quince años, según las previsiones anteriores sería posible que, en un plazo de diez años, los macrooperadores influyeran de manera significativa en las nuevas reservas y en la producción ajena a la OPEP.
- (31) Ello podría afectar a los mercados de producción y venta de la forma que se describe a continuación. Disminuirían las restricciones de la competencia que limitan la capacidad de la OPEP para funcionar como cartel. Estos tres macrooperadores tendrían los mismos intereses que la OPEP, por lo que sería probable que apoyasen las decisiones de esta última, limitando la producción hasta un determinado nivel sin miedo a que otros se aprovecharan de ello. Esto se traduciría en el reforzamiento de la posición dominante de la OPEP en el mercado de petróleo crudo mediante la creación de una estructura oligopolística que aunaría a la OPEP y a los tres macrooperadores, lo que incentivaría la asunción de las estrategias comerciales de la primera. Esta organización estaría en condiciones de incrementar y mantener los precios al nivel más elevado por encima del cual se pondría en marcha la nueva prospección.
- (32) Por todo ello, la Comisión llegó a la conclusión de que la operación planteaba serias dudas en cuanto a su compatibilidad con el mercado común y el funcionamiento del Acuerdo EEE, lo que debería ser analizado en una investigación en profundidad.
- (33) Las partes expresaron su desacuerdo con la Comisión por dos motivos. En primer lugar, los macrooperadores tendrían que seguir haciendo frente a la competencia de las pequeñas compañías. En segundo lugar, los países anfitriones controlan la producción de petróleo y gas y, en cualquier caso, no tendrían interés alguno en dejar que las petroleras restringiesen la producción.
- (34) La investigación de mercado confirmó que los pequeños prospectores no parecen considerar que la creación de una nueva categoría de macrooperadores vaya a amenazar su posición. Debido a las diferencias de tamaño no competirían por los mismos tipos de derechos de prospección y no dependerían de los grandes prospectores para vender su petróleo. Además, da la impresión de que grandes petroleras como Chevron, Texaco, Elf o Total mantienen intacta su capacidad para prospectar y desarrollar yacimientos en cualquier parte del mundo. Las partes han facilitado numerosos ejemplos de la participación de grandes petroleras en proyectos que se están llevando a cabo actualmente en todo el mundo.
- (35) En segundo lugar, la investigación de mercado confirmó que los habituales contratos de concesión celebrados entre los gobiernos y los prospectores-productores prohíben a estos últimos limitar su producción (y deja dicho poder discrecional en manos del Gobierno).
- (36) En cuanto al gas natural, no es probable que las partes, junto a los demás macrooperadores, puedan controlar la producción del EEE y, en consecuencia, que se vea afectada la competencia. Aun en el caso de que existiera dicho mercado (habida cuenta del riesgo político evidente que conlleva la producción de gas en Rusia y Argelia), no se puede alegar la existencia de una posición dominante colectiva entre los macrooperadores debido a la fuerte posición del gas noruego que se vende a través de un comité de negociación conjunto. Además, los productores de gas natural han de satisfacer una demanda muy concentrada en manos de las compañías nacionales de distribución de gas al por mayor, como son Gaz de France o Distrigaz.
- (37) Por consiguiente, la Comisión llega a la conclusión de que la operación de concentración no conducirá a la

creación o al reforzamiento de una posición dominante en los mercados de prospección, desarrollo, producción y venta de petróleo y gas natural.

B. TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN DEL GAS NATURAL

- (38) La concentración plantea problemas de competencia en los mercados de: i) transporte de gas natural mediante gasoductos en el sur del Mar del Norte («SMN»), y ii) de servicios de transformación de gas natural en el SMN. Estos mercados y el de transporte de gas natural por gasoductos situados en el norte del Mar del Norte («NMN») se abordarán más adelante.

Mercado de productos de referencia

- (39) Cuando el gas natural surge de la cabecera del pozo de una instalación de producción, el torrente gaseoso contiene hidrocarburos y líquidos hidrocarbúricos. A menudo, este gas sin transformar se ha de transportar mediante gasoductos a instalaciones en las que se separan sus componentes gaseosos y líquidos. Posteriormente, el torrente gaseoso se somete a una nueva transformación/purificación para producir hidrocarburos gaseosos que satisfagan las especificaciones técnicas necesarias para su transporte en el sistema de transmisión en el que se introducen (gas apto para su transporte en gasoducto). Los productores de gas natural llevan a cabo estas actividades de transporte y transformación en sus propias plantas o, en algunos casos, utilizando los gasoductos e instalaciones de transformación de gas en tierra firme o en alta mar de otras empresas.
- (40) BPA estima que el transporte y la transformación de gas constituyen mercados de productos distintos. En el caso del primero, el mercado de productos de referencia sería el de transporte de gas natural mediante gasoductos submarinos⁽⁸⁾. En el caso de la transformación de gas, BPA considera que el mercado de productos de referencia es el de transformación de gas natural.
- (41) A pesar de que los propietarios de un campo de gas han de contar con una infraestructura de transporte y transformación para poder vender el gas y buscarán la combinación más barata, la Comisión considera que conviene separar los mercados de transporte y transformación, ya que las condiciones de competencia difieren entre uno y otro. Así por ejemplo, del estudio del mercado se llega a la conclusión de que todas las combinaciones son posibles entre gasoductos o instalaciones de transformación propios (de nueva construcción) y el acceso en calidad de tercero a los gasoductos o instalaciones de transformación.

Mercado geográfico de referencia

- (42) La participación de Arco en el ámbito del transporte y de la infraestructura de transformación del gas natural

en la Comunidad se da en relación con la infraestructura situada en un único Estado miembro (Reino Unido). Estos elementos de infraestructura son de dos tipos: gasoductos submarinos y una participación en una instalación de transformación de gas. Todos estos activos se encuentran en la plataforma continental oriental y en la parte occidental de la tierra firme del Reino Unido.

- (43) El mercado geográfico de referencia consiste, desde la perspectiva de la demanda, es decir, de los propietarios de los campos de gas que necesitan infraestructura de transportes o transformación, en la infraestructura (ya existente o de nueva construcción) que forma una alternativa económica viable. A este respecto, la parte oriental de la plataforma continental del Reino Unido se puede dividir en dos zonas: la septentrional del Mar del Norte («NMN»), que es la zona del Mar del Norte situada por encima de los 55° de latitud norte, y la meridional del Mar del Norte («SMN»), la extensión del Mar del Norte situada al sur de esa latitud.
- (44) BPA considera que, aunque teóricamente los campos de gas situados en la zona NMN podrían orientarse a las instalaciones de transformación de la zona SMN, en la mayoría de los casos es probable que un yacimiento de gas emplazado en NMN busque el transporte y la transformación de su producción en las instalaciones de NMN. De hecho, sólo existe un gasoducto en construcción que une un yacimiento de gas de NMN con una instalación de transformación de SMN.
- (45) Al igual que en el pasado, los campos de gas situados en la zona SMN seguirán recurriendo a las zonas terminales de la costa ribereña de SMN para transformar su producción (aunque, a pequeña escala, los campos de gas de SMN han convocado ofertas para el transporte a través de los gasoductos que terminan en los Países Bajos). De la investigación del mercado se pone de manifiesto que, al contrario de lo que sucede en la zona NMN, la construcción de nuevas infraestructuras no es una alternativa realista al uso de las instalaciones ya existentes, dado que la zona SMN es un conjunto de campos de gas «muy explotados» en el que los nuevos yacimientos que se puedan descubrir serán demasiado pequeños para soportar la construcción de nuevas infraestructuras.
- (46) Por estas razones BPA considera que, por lo que respecta al mercado de transformación de gas y al de transporte de gas por gasoducto submarino, las zonas NMN y SMN constituyen mercados geográficos distintos. Dado que Arco no posee participación alguna en el mercado de transformación de gas en la zona NMN, este mercado no volverá a ser objeto de estudio.
- (47) No obstante, el mercado geográfico no es más pequeño que el de las regiones antes definidas. Hay pruebas considerables de que las opciones para un nuevo yacimiento no se limitan a las diferentes instalaciones existentes en un mismo punto (por ejemplo, las tres instalaciones de transformación de gas de Bacton) o un punto específico al que llegan distintos gasoductos (por ejemplo, los tres gasoductos que prestan servicio a la planta de transformación de Bacton-Amoco).

⁽⁸⁾ Arco no tiene intereses en zonas de producción en tierra firme.

- (48) Por las razones anteriormente expuestas, la Comisión estima que, tanto por lo que se refiere al transporte como a la transformación del gas, las zonas NMN y SMN constituyen mercados geográficos distintos.

Posición de las partes en el mercado ⁽⁹⁾

a) Gasoductos de la zona NMN

- (49) En el cuadro 1 se ofrece una visión general de los ocho gasoductos que transportan gas desde los yacimientos

situados en la zona NMN a las plantas de transformación de NMN, junto con la distribución del capital de cada una de las partes y el nombre del operador. En la actualidad, el gasoducto Miller sólo transporta cantidades muy pequeñas, por lo que se ampliará (véase el considerando 59). Además, un gasoducto que se encuentra actualmente en fase de construcción (SEAL) unirá los yacimientos de NMN con la instalación de transformación de SMN. Arco posee el [...] % del capital de este gasoducto. En conjunto, BPA participa en el capital de tres gasoductos y Arco en dos de ellos. No existe solapamiento en las participaciones de las partes y en cuatro de los nuevos gasoductos no participan en el capital.

Cuadro 1: Gasoductos de NMN

Instalación de transformación de gas	Gasoductos	Participación de BPA/Arco en el capital del gasoducto	Operador
St. Fergus (Shell/Esso)	FLAGS	0	Shell
	Fulmar	0	Shell
St. Fergus (Total)	Frigg (dos gasoductos)	0	Total
	Miller	BPA [...] %	BPA
St. Fergus (Mobil)	Britannia	Arco [...] %	Conoco/Chevron
	SAGE (Beryl)	0	Mobil
	SAGE (Brae)	BPA [...] %	Mobil
Teesside (BPA)	CATS	BPA [...] %	BPA
Bacton (Shell)	SEAL	Arco [...] %	Shell

Fuente: Datos facilitados por las partes.

- (50) Estos intereses de propiedad dan a las partes una participación aproximada del [15-25 %] en la capacidad nominal total de transporte de los gasoductos en funcionamiento (suponiendo que se ejecuta la ampliación del gasoducto Miller). De la capacidad total de 5 058 mmscf⁽¹⁰⁾ de transporte de gas prevista para 1999, las participaciones de las partes en cada gasoducto multipli-

casas por la capacidad real prevista de cada gasoducto les da una cuota de mercado del [10-20 %].

b) Gasoductos SMN

- (51) En el cuadro 2 se ofrece una visión de conjunto de los distintos gasoductos que unen los campos de gas de SMN con las plantas de transformación de gas de SMN de Dimlington, Easington, Theddlethorpe y Bacton. En él también se recoge la participación en el capital de cada una de las empresas afectadas y el nombre del operador. Se puede observar que BPA posee participaciones en diez gasoductos, mientras que Arco las posee en siete. Las participaciones de las empresas se solapan en cuatro de ellos. En cuatro de los 17 gasoductos no tienen participación alguna.

⁽⁹⁾ En esta sección las referencias a la capacidad se basan en la capacidad real indicada por los interesados. Por lo tanto, tales referencias constituyen secretos comerciales que no pueden resumirse fielmente de forma no confidencial. Aunque la capacidad anunciada de la infraestructura sea accesible públicamente, se ha demostrado que esto no constituye un indicador fiable para todos los mercados.

⁽¹⁰⁾ Millones de pies cúbicos estándar métricos por día.

Cuadro 2: Gasoductos de SMN

Instalación de transformación de gas	Gasoductos	Participación de BPA/Arco en el capital del gasoducto	Operador
Dimlington (BPA)	Cleeton	BPA 100 %	BPA
Easington (BPA & British Gas); cada una de ellas tiene una planta de transformación	West Sole (dos líneas)	BPA 100 %	BPA
	Rough (dos líneas)	0	BG
	Amethyst	BPA [...] % Arco [...] %	BPA
Theddlethorpe (Conoco)	Viking	BPA 50 %	Conoco
	LOGGS	BPA 50 %	Conoco
	Caister-Murdoch	Arco [...] %	Conoco
	Pickerill	Arco [...] % BPA [...] %	Conoco
	Sean	BPA [...] % Arco [...] %	Shell
Bacton (Shell)	Leman (dos gasoductos)	0	Shell
	Sole Pit	0	Shell
Bacton (BPA)	EAGLES	Arco [...] % BPA [...] %	Arco
	Leman	BPA [...] %	BP Amoco
	Inde	BPA [...] %	
Bacton (Phillips)	Thames	Arco [...] %	Arco
	Hewett (dos gasoductos)	Arco [...] %	Phillips
	Lancelot	0	Phillips

Fuente: Datos facilitados por las partes.

- (52) Estas participaciones dan a las partes un porcentaje de propiedad de entre el [30 y el 50%] de la capacidad total nominal de capacidad de transporte de gas de los gasoductos activos. De la capacidad total de 4 225 mmscf de transporte de gas prevista para 1999, las participaciones de las partes en cada gasoducto multiplicadas por la capacidad real prevista de cada gasoducto les da una cuota de mercado de entre el [30 y el 40%].
- (53) British Gas tiene una cuota de mercado de aproximadamente un 15% y Conoco ronda el 10%.

c) *Transformación de gas en la zona SMN*

- (54) En el cuadro 3 que figura a continuación se enumeran las siete plantas de transformación de gas de SMN con los respectivos intereses de propiedad de las partes y el nombre del operador. Se puede observar que las partes poseen participaciones en cinco de estas plantas (BPA 4 y Arco 1) y que no existe solapamiento. Estos intereses de propiedad dan a las partes una participación de entre el [40 y el 50%] en la capacidad nominal total de transformación de gas de la zona SMN (Arco, menos del [...]%). De la capacidad total de transporte de gas prevista para 1999, los intereses de las partes en cada instalación de transformación multiplicados por el rendimiento real previsto de cada una de ellas les da una cuota de mercado que oscila entre el [30 y el 40%].

Cuadro 3: Transformación de gas en la zona SMN

Instalación de transformación de gas	Participación en manos de BPA/Arco	Operador
Dimlington	BPA 100%	BPA
Easington (BPA)	BPA 100%	BPA
Easington (BG)	0	BG
Theddlethorpe	BPA 50%	Conoco
Bacton (Shell)	0	Shell
Bacton (BPA)	BPA [...] %	BPA
Bacton (Phillips)	Arco [...] %	Phillips

Fuente: Datos facilitados por las partes.

- (55) Tanto Conoco como Exxon/Shell tienen cada una en torno al 15%.

Evaluación de la competencia

- (56) Imprescindible para la explotación de los gasoductos y las plantas de transformación del Reino Unido es el

acuerdo unánime de todos los propietarios de la infraestructura para adoptar las decisiones de mayor importancia, entre las que se encuentran las condiciones para el acceso de terceros a la infraestructura. Habida cuenta de que el principal problema de competencia que surge a raíz de intereses en esta infraestructura es la posibilidad de que sus propietarios pongan trabas al desarrollo de nuevos yacimientos de gas competidores, la posición de una empresa determinada no dependerá tanto de su cuota de capacidad sino más bien de la capacidad total y especialmente de la capacidad libre⁽¹⁾ de la infraestructura en la que tenga intereses.

- (57) Por consiguiente, un aumento de la titularidad en una infraestructura determinada que se derive de la concentración no otorgará a BPA una influencia mayor en esos gasoductos que la que ya tenía con anterioridad a la operación de concentración.

a) *Gasoductos de la zona NMN*

- (58) De los siete gasoductos que se encuentran actualmente en explotación (con excepción de Miller y SEAL, en construcción), BPA posee participaciones en dos y Arco en uno. Estos gasoductos suponen sólo la mitad de la capacidad total. Puesto que actualmente, y para los dos o tres próximos años, no existe capacidad de reserva en los gasoductos NMN, las restricciones competitivas para los propietarios de los nuevos campos de gas no dependen de las participaciones de los propietarios de los gasoductos NMN y, por lo tanto, en el contexto de este procedimiento, de las participaciones de BPA y Arco. Por lo tanto, no existe una posición dominante en este mercado.
- (59) Estas restricciones de la competencia no resultan fundamentalmente modificadas por el hecho de que en 2002 al menos dos otros gasoductos entrarán en funcionamiento. Ello afecta al gasoducto SEAL, en el que Arco posee una participación del [...]%, y al Miller, en el que los propietarios (BPA [...]%, Conoco [...] % y Enterprise [...]%) tienen previsto alcanzar una capacidad de 1 200 mmscf para 2002 a lo que corresponde menos de [entre 10 y 25%] de la capacidad total. Al contrario de lo que sucede con el gasoducto SEAL, que transportará gas procedente de recursos propios (yacimientos de reciente explotación), la capacidad de Miller se destina a transportar gas procedente de terceros. Por lo tanto, la transacción no resulta en un cambio del poder de mercado de la entidad concentrada con respecto a los propietarios de los nuevos campos de gas puesto que el gasoducto SEAL en el que Arco tiene un interés no acepta el transporte de gas de los propietarios de los nuevos campos. En otras palabras, la operación notificada no conduce a la creación o refuerzo de una posición dominante.

⁽¹⁾ Definida como la capacidad disponible en la infraestructura independientemente del origen de la producción de gas (gas de los propietarios de la infraestructura más gas para el que se ha concluido un acuerdo).

b) Gasoductos SMN

- (60) Como consecuencia de la transacción, BPA se hará con una participación en 13 de los 17 gasoductos existentes. La capacidad de los gasoductos en los que las partes tienen participaciones supone [más del 60%] de la capacidad total. Además, de la investigación del mercado se pone de manifiesto que los cuatro gasoductos en los que las partes no tienen participaciones poseen una capacidad libre reducida. Por lo tanto, BPA estaría en condiciones de controlar el acceso al transporte mediante gasoductos para los nuevos yacimientos de la zona, ya que controla los gasoductos con capacidad libre de la misma. Habida cuenta de que la zona SMN es un campo de gas muy explotado, resulta improbable que se vayan a descubrir nuevos yacimientos de gran tamaño, por lo que no es probable que se vaya a construir nueva infraestructura.
- (61) Por consiguiente, la Comisión llega a la conclusión de que la concentración llevará a la creación de una posición dominante en el mercado de transporte mediante gasoducto en la zona SMN. BPA puede sacar provecho de esta situación en detrimento de los propietarios de los nuevos yacimientos de gas (de pequeño tamaño) exigiendo unas tarifas de transporte elevadas u ofreciendo un servicio reducido de transporte.
- (62) BPA ha alegado que no dispondría de poder de mercado alguno en el mercado de los gasoductos de la zona SMN como consecuencia de la operación de concentración porque: i) la zona SMN es un campo de gas muy explotado con mucha capacidad disponible en los gasoductos ya existentes, ii) se puede construir nueva infraestructura y iii) una costumbre del sector impide a BPA ejercer sus derechos de capital en más de una de las infraestructuras de gasoductos competidoras. La Comisión no acepta estos argumentos por las razones que figuran a continuación.
- (63) La Comisión reconoce la subutilización general de la capacidad de los gasoductos de la zona SMN y que, por lo tanto, sería de esperar una fuerte competencia entre los diferentes gasoductos cada vez que un nuevo yacimiento (por lo general, mucho más pequeño que los yacimientos ya existentes) desee negociar el acceso de terceros para atraer ingresos adicionales en concepto de tarifas de transporte. No obstante, de la investigación del mercado se deduce que los gasoductos en los que las partes no poseen participaciones no disponen de mucha capacidad libre.
- (64) En segundo lugar, incluso BPA reconoce que desde 1992 no se ha construido en la zona SMN ningún gasoducto de gran tamaño. Ello no resulta sorprendente si tenemos en cuenta que a los yacimientos que han surgido recientemente en la zona SMN se les considera satélites de otros de mayor tamaño que ya están siendo explotados. Además, no se espera que se descubran nuevos yacimientos de gran tamaño. Por consiguiente, no es de esperar que se construyan nuevos gasoductos, ya que los ingresos previstos de los yacimientos satélite es demasiado pequeño para recuperar la inversión necesaria para construir un gasoducto nuevo y exclusivo. De hecho, por lo general estos yacimientos no se pueden desarrollar sin que se garantice a terceros el acceso a los gasoductos y las instalaciones de transformación.
- (65) En tercer lugar, las partes se refieren a la «opción de salida» en la industria petrolera y del gas del Reino Unido, con arreglo a la cual si dos o más de los gasoductos en los que una empresa tiene un interés compiten, esa empresa se abstiene de ejercer su derecho de votar en más de uno de los consorcios de gasoductos. Por ello, BPA alega que se le impide ejercer su derecho de veto con vistas a desviar gas desde la línea Bacton-Amoco, por ejemplo (en la que posee el [...]%), a la línea Bacton-Leman (en la que posee el [...]%). Esta costumbre de «opción de salida» constituye un reconocimiento general del hecho de que en ocasiones las empresas pueden encontrarse en una situación de intereses enfrentados cuando poseen participaciones en infraestructuras que compiten para presentar una oferta de servicios de transporte o transformación a un usuario potencial. A pesar de que resulta poco frecuente que las obligaciones de «opción de salida» se incluyan en la documentación contractual relativa a la titularidad de las diversas infraestructuras, la costumbre se encuentra muy enraizada en el sector británico del petróleo y el gas. La parte notificante está convencida de que la correcta observancia de esta costumbre constituye un factor importante a la hora de cumplir el principio de no discriminación (tal como se contempla en el «Offshore Infrastructure Code of Practice», Normas de conducta aplicadas a las infraestructuras en alta mar) y, por consiguiente, de evitar sanciones en el marco del ordenamiento jurídico del Reino Unido (por ejemplo, la sección 17 de la Ley del petróleo de 1998 y sección 12 de la Ley del gas de 1995).
- (66) El «Offshore Infrastructure Code of Practice» (publicado por el Ministerio británico de Comercio e Industria) es un código aprobado por todos los propietarios de infraestructura de transporte en alta mar de petróleo y gas cuyo objetivo es lograr objetividad y transparencia en el proceso de poner la infraestructura a disposición de terceros. La sección 17 de la Ley del petróleo de 1998 establece la base jurídica con arreglo a la cual las autoridades británicas pueden requerir la concesión a terceras partes del acceso a los oleoductos y gasoductos en condiciones razonables tras una denegación inicial por los propietarios de la infraestructura. La sección 12 de la Ley del gas de 1995 establece el fundamento jurídico con arreglo al cual las autoridades británicas pueden requerir la concesión a terceras partes del acceso a las instalaciones de tratamiento de gas en condiciones favorables tras una denegación inicial por los propietarios de la infraestructura.
- (67) La investigación del mercado ha confirmado la existencia de esta obligación de «opción de salida» descrita por las partes. No obstante, se puede señalar que esta costumbre no forma parte, como tal, de las normas de conducta voluntarias. Por consiguiente, el respeto de la costumbre reposa únicamente en el comportamiento unilateral de todas las empresas afectadas. Así pues, el com-

portamiento futuro de BPA sólo estaría constreñido por su compromiso voluntario a una costumbre no necesariamente aplicable.

(68) Incluso si se aceptara que este proceder refleja el Código de prácticas que las autoridades británicas podrían imponer, ello no sería suficiente. La Comisión no puede, al evaluar las concentraciones con arreglo a los restrictivos criterios del apartado 3 del artículo 2 del Reglamento sobre concentraciones, aceptar que la presencia de un regulador cuya función es controlar y sancionar el comportamiento de las empresas en cuestión justifica la conclusión de que no se crea una posición dominante.

(69) Por consiguiente, la Comisión considera que la operación de concentración crearía una posición dominante en el mercado de los gasoductos en la zona SMN.

c) Transformación de gas en la zona SMN

(70) Como consecuencia de la concentración, las partes tendrán participaciones en cinco de las siete plantas de transformación de gas que prestan servicio a la zona SMN. Además, su cuota de la capacidad existente y del rendimiento real es superior al 40 %. Por otra parte, las dos instalaciones en las que las partes no tienen participación disponen de una capacidad libre reducida en las horas punta. En cambio, las instalaciones en las que las partes tienen participaciones disponen de una capacidad libre superior al 50 % hasta en horas de máxima actividad. Por consiguiente, la entidad fusionada podría encontrarse en condiciones de controlar el acceso relativo a nuevos yacimientos como consecuencia de ser la única propietaria de dos instalaciones y de su titularidad compartida en otras tres, en las que su control es el resultado de los requisitos de unanimidad en dos de ellas. La capacidad libre disponible en los momentos de máxima actividad en la tercera terminal (Bacton-BPA), en la que cada uno de los participantes puede ofrecer libremente su capacidad no utilizada a terceros, supone entre [el 10 y el 20 %] de la capacidad total. No obstante, BPA posee [más del 25 %] de la capacidad total de la terminal. La capacidad libre en esta terminal de que disponen los demás propietarios sólo asciende al 5 % aproximadamente de la capacidad total. Además, no se puede descartar que, a la vista de su explotación de la terminal, BPA pudiera reducir aún más la disponibilidad de esta capacidad libre.

(71) Los argumentos esgrimidos por BPA anteriormente descritos con relación a los gasoductos de la zona SMN también se han avanzado para el mercado de transformación en esa misma zona. Se trata de argumentos que no se pueden aceptar por las mismas razones anteriores.

(72) Por consiguiente, la operación de concentración también crearía una posición dominante en el mercado de transformación de gas en la zona SMN.

V. COMPROMISOS PROPUESTOS POR LAS PARTES

A. COMPROMISOS

(73) BPA se ha comprometido ante la Comisión a desinvertir el interés que Arco actualmente posee en [determinados tramos de la infraestructura de transporte y transformación de gas de SMN]. Estas participaciones se venderán a uno o más compradores autorizados por la Comisión. Además, BPA se ha comprometido a no volver a adquirir ninguno de estos activos sin la autorización previa de la Comisión.

(74) El texto completo del compromiso figura en el anexo.

B. EVALUACIÓN

(75) La venta por parte de BPA de las participaciones de Arco en aquellos gasoductos e instalaciones de transformación en los que la primera no tiene participaciones tiene como resultado que la situación competitiva de BPA será la misma antes y después de la concentración. Ello se debe a que, como se ha indicado anteriormente, en los gasoductos e instalaciones de transformación de la zona SMN se concede el acceso a terceros sobre la base del acuerdo unánime de los propietarios. Por lo tanto, la situación competitiva depende del número de gasoductos en los que una empresa tiene participaciones y de la capacidad libre total de los mismos. La enajenación de las participaciones en la infraestructura «adicional» elimina, por consiguiente, el solapamiento en los mercados de referencia entre BPA y Arco. Por lo tanto, la Comisión concluye que, como consecuencia de los compromisos, no se creará una posición dominante en los mercados de referencia.

VI. CONCLUSIÓN

(76) La Comisión llega a la conclusión de que los compromisos ofrecidos por BPA bastan para despejar las serias dudas que planteó en su decisión de iniciar el procedimiento y en su posterior investigación de la operación en relación con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 2 del Reglamento sobre concentraciones.

- (77) Por lo tanto, dicha operación está sujeta al pleno cumplimiento de los compromisos del anexo, que son compatibles con el mercado común y con el Acuerdo EEE.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La concentración notificada por BP Amoco plc con fecha de 4 de mayo de 1999 relativa a la adquisición del control de Atlantic Richfield Company se declara compatible con el mercado común y con el Acuerdo EEE a condición de que se respeten íntegramente los compromisos de abandonar determinados elementos de la infraestructura de transporte y procesamiento de gas de SMN, tal como se establece en el anexo.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión será:

BP Amoco plc
Britannic House
1, Finsbury Circus
London EC2M 7BA
Reino Unido

Hecho en Bruselas, el 29 de septiembre de 1999.

Por la Comisión

Mario MONTI

Miembro de la Comisión

ANEXO

Compromisos presentados por BP Amoco plc con arreglo al apartado 2 del artículo 8 de Reglamento (CEE) n° 4064/89 para eliminar las preocupaciones planteadas con respecto a la eliminación de la competencia.

1. Definiciones

1.1. En estos compromisos se aplicarán las definiciones siguientes:

«ABL»:	Arco British Limited (subsidiaria al 100% de Arco).
«Fecha de aprobación»:	la fecha de la Decisión de la Comisión en virtud del apartado 2 del artículo 8 del Reglamento (CEE) n° 4064/89 que declara la concentración entre BPA y Arco compatible con el mercado común siempre que BPA respete los compromisos establecidos en la misma o, en caso de falta de tal Decisión, la fecha en que, con arreglo al apartado 6 del artículo 10 de dicho Reglamento, la concentración sea declarada compatible con el mercado común.
«Arco»:	Atlantic Richfield Company.
«BPA»:	BP Amoco plc.
«Afiliado a BP Amoco»:	Toda empresa sobre la que, a efectos del apartado 3 del artículo 3 del Reglamento (CEE) n° 4064/89, BPA tenga la posibilidad de ejercer una influencia determinante.
«Comisión»:	La Comisión de las Comunidades Europeas.
[...]	
«Acuerdo de fusión»:	El acuerdo y el plan de fusión del 31 de marzo de 1999 entre BPA, Arco y Prairie Holdings, Inc.
«Representante»:	La persona nombrada por BPA con arreglo a los puntos 2.5, 2.6 o 2.7 (según el caso) siguientes.
«Bienes pertinentes»:	[...].
[...].	

2. Abandono de bienes pertinentes y asuntos conexos

2.1. BPA se compromete ante la Comisión a:

- 2.1.1. que ABL transfiera, a más tardar el [fecha concreta], la titularidad legal de los bienes pertinentes a uno o más compradores aprobados por la Comisión; y
- 2.1.2. no readquirir, sin aprobación previa de la Comisión, y a impedir que los afiliados de BP Amoco no readquieran, sin aprobación previa de la Comisión, cualquiera de los bienes pertinentes. Si al decimocuarto día siguiente a la fecha en que BPA envíe a la Comisión una solicitud por escrito pidiendo tal aprobación, la Comisión no hubiera notificado a BPA su rechazo, se considerará que la Comisión ha dado su aprobación.

2.2. Si en cualquier momento posterior a la fecha de realización de la concentración la Comisión tiene razones fundadas para sospechar que BPA no cumple diligentemente el compromiso expresado en el punto 2.1.1, la Comisión podrá nombrar a un fideicomisario.

2.3. Si el [fecha concreta], ABL no hubiera transferido la titularidad legal de los recursos pertinentes a uno o más compradores aprobados por la Comisión, BPA nombrará un fideicomisario.

2.4. El nombramiento de un fideicomisario y su mandato con arreglo a los puntos 2.2 y 2.3 se harán según lo descrito en el apéndice.

- 2.5. Tras [período concreto] de la fecha de aprobación, BPA presentará a la Comisión el nombre de una persona, independiente de BPA, que ésta considere capacitada (en vista de sus conocimientos y experiencia) para actuar como representante de BPA («el representante») a efectos de participar, tras la fecha de realización de la concentración, en cualquier negociación con los propietarios de participaciones en los bienes pertinentes y ejercer el derecho de ABL de votar en las reuniones de los comités operativos de los bienes pertinentes relativos (en cualquier caso) al transporte y/o procesamiento de los bienes pertinentes de gas propiedad de cualquier parte que no posea participaciones en el bien pertinente en cuestión.
- 2.6. Si la Comisión rechaza el nombre presentado por BPA con arreglo al punto 2.5, BPA deberá, en un plazo de siete días tras recibir una notificación por escrito de tal rechazo, presentar el nombre de un representante alternativo. Si al decimocuarto día posterior a la fecha en que BPA presente el nombre de un representante (bien sea con arreglo al punto 2.5 o al presente punto 2.6) la Comisión no le hubiera notificado por escrito su rechazo, se considerará que esa persona ha sido aceptada por la Comisión para actuar como representante.
- 2.7. En caso de que la Comisión, por motivos razonables, rechace a dos personas propuestas consecutivamente por BPA para actuar como representantes, la Comisión nombrará a una persona alternativa que tenga el grado requerido de conocimientos y experiencia para actuar como representante. En un plazo de siete días desde esta decisión de la Comisión, BPA nombrará a dicha persona como representante.
- 2.8. Si, por motivos razonables, la Comisión considera que el representante no cumple diligentemente sus funciones, la Comisión podrá notificarlo a BPA. En ese caso se nombrará a una nueva persona (de acuerdo con el procedimiento descrito en los puntos 2.5 a 2.7, *mutatis mutandis*) como representante.
- 2.9. El mandato del representante será garantizar que, durante el período que comienza en la fecha de realización de la concentración y que finaliza en la fecha en que la titularidad legal de un bien pertinente se transfiera a un comprador aprobado por la Comisión, los derechos de ABL en virtud del acuerdo operativo (o similar) respecto al transporte y/o procesamiento de ese bien pertinente de gas propiedad de partes que no tienen intereses en ese bien pertinente se ejerzan en el mejor interés del bien pertinente en cuestión. Además, el representante deberá facilitar regularmente (y por lo menos cada dos meses) un informe escrito a la Comisión sobre su mandato.

3. Anuncios y otras comunicaciones

- 3.1. Todos los anuncios y comunicaciones escritas entre la Comisión y BPA requeridas por los compromisos o relativos a los mismos (incluyendo el apéndice) se enviarán por fax o por mensajero a la siguiente dirección:

Comisión:

— fax: (32-2) 296 43 01;

— mensajero:

Comisión de las Comunidades Europeas (DG-IV B)
Avenue de Cortenberg/Kortenberglaan 150
Bruxelles/Brussel
Bélgica

Con la mención: «A la atención del Director del Control de Concentraciones».

BPA:

— fax: (44-207) 496 45 71;

— mensajero:

BP Amoco Legal
BP Amoco plc
Britannic House
1 Finsbury Circus
London EC2M 7BA
Reino Unido

Con la mención: «A la atención de D. Juan A. Rodríguez, Abogado».

- 3.2. Todo anuncio y comunicación enviado por fax se considerará que ha sido recibido en el día y en el momento indicado en el informe de transmisión emitido por el fax mediante el que el aviso o comunicación fue enviado, a menos que dicho momento sea posterior a las 17 horas en el país de recepción, o si tal día no es un día laborable en el país de recepción se considerará que ha sido recibido a las 10:00 del siguiente día laborable en dicho país de recepción. Los avisos y comunicaciones enviados por mensajero se considerará que han sido recibidos en el día y en el momento indicados en el acuse de recibo firmado al empleado que efectúa la entrega, a menos que dicho momento sea posterior a las 17 horas en el país de recepción, o si tal día no es un día laborable en el país de recepción se considerará que ha sido recibido a las 10:00 del siguiente día laborable en el país de recepción.

4. Informes y aprobación de los compradores de bienes pertinentes

4.1. BPA deberá:

- 4.1.1. informar rápidamente a la Comisión de todos los acontecimientos (incluyendo la identidad de todo comprador propuesto de los bienes pertinentes) relacionados con el cumplimiento por BPA de los compromisos;
- 4.1.2. cada dos meses durante el período que comienza en la fecha de aprobación y acaba en el momento en que la titularidad legal de los bienes pertinentes ha sido transferida a uno o más compradores aprobados por la Comisión, enviar a la Comisión un informe escrito que describa el estado del proceso de abandono de sus intereses en los bienes pertinentes.
- 4.2. Cuando BPA notifique a la Comisión la identidad de un comprador propuesto de cualquiera de los bienes pertinentes, incluirá en tal aviso la información que posea con respecto a las materias indicadas en los incisos i) a iv) del punto 4.3.
- 4.3. La Comisión hará todo lo que esté en sus manos para informar a BPA, en un plazo de 14 días después de recibir cualquier aviso enviado con arreglo al punto 4.2, de la conveniencia de cualquier posible comprador de los bienes pertinentes. La Comisión, al determinar si un comprador propuesto es adecuado, tendrá en cuenta si dicho comprador: i) parece tener el estatuto y los recursos necesarios para poseer el bien pertinente en cuestión como un competidor viable a BPA, ii) es independiente de BPA, iii) puede demostrarse que no tiene conexiones comerciales significativas con BPA que podrían poner en duda su independencia con respecto a BPA, iv) tiene, o puede razonablemente obtener, todas las aprobaciones necesarias de las autoridades de competencia pertinentes y otras autoridades reguladoras de la Comunidad Europea y de otras regiones. Si a finales del decimocuarto día de recepción de un aviso enviado con arreglo al punto 4.2 la Comisión no comunicara por escrito a BPA su rechazo del comprador propuesto (especificando en detalle las razones de tal rechazo), se considerará que dicho comprador propuesto ha sido aceptado por la Comisión como adecuado para comprar el bien pertinente en cuestión.

5. Duración de los compromisos

Los compromisos ofrecidos por BPA dejarán automáticamente de tener efecto si el acuerdo de fusión concluye con arreglo al artículo V, y a partir de dicho momento, o si, por cualquier otra razón, la concentración propuesta entre BPA y Arco no se lleva a cabo o es abandonada.

Apéndice

1. a) Si la Comisión decide ejercer los poderes referidos en el punto 2.2, pedirá a BPA que le proponga, en el plazo de siete días desde que BPA reciba la notificación de tal demanda, los nombres de por lo menos dos bancos de inversión experimentados o instituciones similares, independientes de BPA, a los que BPA considere adecuados para ser nombrados fideicomisarios.
 - b) Si a más tardar en la fecha pertinente y en la fecha de realización de la concentración ABL no ha transferido la titularidad legal de los bienes pertinentes a uno o más compradores aprobados por la Comisión, BPA deberá, en un plazo de siete días tras la última de ambas fechas, proponer a la Comisión los nombres de por lo menos dos bancos de inversión experimentados o instituciones similares, independientes de BPA, a los que BPA considere adecuados para ser nombrados fideicomisarios.
 - c) La Comisión podrá aprobar o rechazar uno o los dos nombres presentados por BPA con arreglo a los puntos 1 a) y/o 1 b) del presente apéndice, a menos que al decimocuarto día después de la fecha en que BPA proponga dichos nombres, la Comisión no le haya notificado su rechazo, por lo que se considerará que tales instituciones han sido aceptadas por la Comisión. Si sólo fuera aceptado un nombre, BPA designará a dicha institución como fideicomisario. Si fuera aprobado más de un nombre, BPA podrá escoger al fideicomisario entre los nombres aprobados.
 - d) Si todos los nombres presentados con arreglo al punto 1 c) del presente apéndice fueran rechazados, BPA presentará los nombres de por lo menos otras dos instituciones («los otros nombres») en el plazo de siete días tras haber sido informada del rechazo. Si sólo otro nombre fuera aceptado por la Comisión (o fuera considerado como aceptado porque la Comisión no se pronunció en 14 días tras recibir los otros nombres), BPA nombrará a la institución en cuestión como fideicomisario. Si fuera aprobado más de un nombre, BPA podrá escoger al fideicomisario entre los nombres aprobados.
 - e) Si todos los otros nombres fueran rechazados por la Comisión, ésta designará a un fideicomisario que BPA deberá designar.
2. En cuanto la Comisión haya aprobado uno o más de los nombres presentados, o nombrado un fideicomisario, BPA nombrará al fideicomisario involucrado en un plazo de siete días.
 3. El mandato del fideicomisario comprenderá las funciones siguientes:
 - a) supervisar el mantenimiento por BPA de la viabilidad y el valor de mercado de los recursos pertinentes, y que cada uno de los bienes pertinentes funcione normalmente y coherentemente;
 - b) supervisar la descarga satisfactoria por BPA de sus obligaciones en virtud del compromiso ofrecido en el punto 2.1.1 (a menos que el fideicomisario nombrado con arreglo al punto 2.3, además de los otros deberes que forman parte de su mandato, sea requerido por [...] después de su nombramiento para transferir la titularidad legal de los bienes pertinentes a uno o más compradores aceptados por la Comisión [...]). En particular, el fideicomisario deberá:
 - i) controlar y aconsejar a la Comisión acerca de la adecuación del procedimiento de selección de compradores para comparar los bienes pertinentes y conducir las negociaciones con cada comprador;
 - ii) controlar y aconsejar a la Comisión acerca de si los acuerdos con cada comprador de uno o más de los bienes pertinentes seguirán el abandono de los bienes pertinentes, tal como está previsto en el compromiso citado en el punto 2.1.1; y
 - c) proporcionar informes escritos a la Comisión sobre el avance de su mandato, citando los puntos que no haya podido ejecutar. Estos informes se enviarán mensualmente a partir de la fecha de su nombramiento o con cualquier otra periodicidad que la Comisión especifique.

4. En cualquier momento de su mandato la Comisión podrá, con arreglo a criterios razonables y si cree que la tarea citada en el punto 2.1.1 no está ejecutándose propiamente, pedir al fideicomisario que lleve a cabo las funciones adicionales siguientes y se considerará que el mandato del fideicomisario se prorroga (a menos que haya conflicto con las funciones iniciales, como se especifican en el punto 3 del presente apéndice, en cuyo caso el fideicomisario dará prioridad a la ejecución de estas funciones adicionales):
 - a) asegurar que los bienes pertinentes están utilizándose de una manera normal y consecuente;
 - b) asegurar el abandono apropiado de los bienes pertinentes;
 - c) en sus informes, o en todo caso en el plazo de un mes desde la notificación de la solicitud, presentar a la Comisión una propuesta sobre el método y los plazos propuestos por el fideicomisario para el abandono, de acuerdo con la misión encomendada en el punto 2.1.1, de los bienes pertinentes (en cuyo caso la Comisión aprobará, en cuanto se razonablemente factible, la propuesta o indicará los cambios que serían necesarios);
 - d) en sus informes, o en cuanto se abran las negociaciones con los compradores, proporcionar a la Comisión información suficiente que permita a ésta decidir sobre la conveniencia del comprador;
 - e) romper las negociaciones con cualquier posible comprador, o decirle a BPA que así lo haga, si la Comisión considera que las negociaciones están llevándose con un comprador inapropiado;
 - f) presentar a la Comisión, para aprobación, un acuerdo de venta y compra de los bienes pertinentes; dicho acuerdo será incondicional para comprador y vendedor e irrevocable salvo por lo que respecta a la aprobación requerida de la Comisión, y cualquier otra aprobación requerida de cualquier otra autoridad o persona.
 5. BPA facilitará toda la ayuda e información necesaria al fideicomisario, incluso las copias de documentos pertinentes, cuando éste lo requiera para llevar a cabo su mandato, y proveerá una remuneración razonable por los servicios del fideicomisario.
 6. Si BPA anunciara que la concentración propuesta entre BPA y Arco ha sido irrevocablemente abandonada, el mandato del fideicomisario expirará y su nombramiento concluirá inmediatamente.
-