

# DOCUMENTACION

## COMISION ECONOMICA PARA EUROPA (C. E. E.)

### LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ENERGIA, ESTUDIO DE ECO- NOMIA COMPARADA

#### NOTA INTRODUCTIVA DE LA SECRETARIA

1. El presente estudio ha sido preparado por la Secretaría como continuación a una propuesta formulada inicialmente en el curso de una Reunión especial de expertos gubernamentales sobre los problemas de la energía, celebrada en marzo de 1958 (1). En la resolución 6 (XIII), la Comisión ha pedido al secretario ejecutivo tomar en consideración las sugerencias formuladas en el curso de la reunión, así como las observaciones hechas en este sentido y las conclusiones de los debates en el curso de la decimotercera sesión de la Comisión. El siguiente estudio responde a la proposición formulada en esta reunión, según la cual se debían comparar los costes:

- de diversos medios de transporte del mismo tipo de energía en Europa o de tipos intercambiables.
- del almacenaje de diversas formas de energía en Europa.

2. El estudio describe con precisión las principales características económicas de los diversos medios a los cuales se puede recurrir para transportar y almacenar las diversas formas de energía —combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, energía eléctrica y energía nuclear— por mar, por

---

(1) De acuerdo con la resolución 1 (XI) sobre los problemas de la energía en Europa.

ferrocarril, por carretera, por navegación interior, por tubería, por líneas de transmisión, etc. El estudio ha sido preparado sobre la base de los conocimientos de que disponía el Secretariado, sin envío de cuestionario a los Gobiernos participantes. Igualmente se han tenido en cuenta, según las necesidades, todos los trabajos pertinentes de los comités de la C. E. E., que tratan de los problemas del carbón, de la energía eléctrica y del gas.

3. Algunos de los modos de transporte estudiados son aún susceptibles de un progreso técnico rápido y permiten aprovisionar los mercados de Europa en energía proveniente de fuentes nuevas y alejadas. Aunque esta cuestión podría ser objeto de amplios estudios, el objeto esencial del presente documento es comparar los rasgos característicos de los diversos tipos de operaciones de transporte y de almacenaje que presentan un interés económico real.

4. El presente estudio se apoya esencialmente en los resultados de estudios monográficos. En su preparación, se ha hecho uso de la prudencia necesaria en la comparación de datos generales o de valores medios y tenido en cuenta el hecho de que la economía de un proyecto dado debe depender del estudio de las condiciones especiales con las que se enfrenten.

## N O T A S

Se han utilizado los símbolos siguientes a lo largo del presente estudio:

- .. = Cifras no disponibles.
- = Nulo o en cantidades despreciables (menos de la mitad de la unidad apropiada).
- \* = Estimación.

Las unidades y abreviaciones siguientes:

- MW. = Megavatio o millar de kilovatios.
- kWh. = Kilovatio-hora.
- AC. = Corriente alterna.
- DC. = Corriente continua.
- LNG. = Gas natural licuado.
- LPG. = Gas licuado del petróleo.
- m<sup>3</sup> = Metro cúbico.
- utb. = Unidad térmica británica.
- Kcal. = Kilocalorías.
- tcal. = Millar de Kcal.
- fob. = Franco bordo.
- cif. = Coste, seguro y flete.
- mill. = Décima parte de un centavo de los Estados Unidos.
- Ton. - Km. = Tonelada transportada sobre una distancia de un kilómetro.

Una kilocaloría = 3,968 utb.

En el presente documento el equivalente de una tonelada métrica de carbón está generalmente considerado como siete millones de Kcal.

Los tonelajes están, en general expresados en toneladas métricas, menos en lo que concierne a América del Norte, donde se expresan en toneladas cortas, a menos que se especifique de otro modo.

*Nota:* Las denominaciones empleadas en la presente publicación, igual que la presentación material de la documentación, no significa, en ningún caso, que el Secretario de las Naciones Unidas exprese opinión alguna en cuanto al estatuto jurídico de un país o territorio, o de las autoridades que lo dirigen, o en cuanto al trazado de sus fronteras.

## CAPITULO PRIMERO

### EL TRANSPORTE Y EL ALMACENAJE DE LA ENERGÍA. ALGUNAS CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES Y MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

#### A. *Introducción.*

5. El transporte y el almacenaje de la energía, aplicados a las formas primarias o secundarias de la energía, pueden ser consideradas como las etapas de la transformación que sufre la energía para pasar de su estado inicial de recurso natural a la forma bajo la que llega al consumidor final. Concebido así, el primero de estos procesos incrementa el valor del producto haciéndolo disponible en el lugar en que debe estar empleado; y el segundo de estos procesos hace que el producto esté disponible en el punto deseado y en el momento requerido.

6. En diversos casos, un cierto número de operaciones distintas de transporte, de manipulación y de almacenaje se intercalan entre ciertos puntos intermedios del proceso conjunto. En esos diferentes estadios, la energía es transformada o convertida de una forma a otra. En cada estadio las dimensiones y la aptitud del producto energético, para ser transportado, se encontrarán así modificadas y habrá aumentado el valor de este producto. En cada uno de estos puntos de tránsito, el tipo de transporte de energía podría cambiar igualmente.

7. Cuando fuertes cantidades de energía son necesarias para la preparación de un producto primario no energético, el consumo final de energía puede ser considerado con carácter de proceso intermedio en una cadena más larga, cuya meta es la producción y la distribución, o la exportación de un producto bruto no energético manufacturado.

8. Cuando el transporte pasa por varias fases interdependientes, los cambios fundamentales —que afectan al producto y sus dimensiones, así como al tipo de transporte en los diferentes puntos del recorrido— pre-

sentan cierta variedad en lo que concierne a la duración y, naturalmente, al costo de cada distinta fase, de transporte y de almacenaje. En principio, el tipo de transporte y de almacenaje escogido será el que minimice el coste global del producto final y maximice la satisfacción que ese producto puede procurar al consumidor final.

9. El coste del transporte y del almacenaje de energía es un factor importante del coste total de todo tipo particular de energía. Todo cambio introducido en los costes globales de producción o de transformación de la energía para hacerla utilizable depende de una serie de factores económicos clásicos, tales como los siguientes:

- la duración de la fuente primaria y los medios de acceso;
- las posibilidades de una economía de escala debidas a la amplitud de la demanda;
- las posibilidades de reducir los costos e incrementar la eficiencia y la productividad por introducción de adelantos técnicos.

10. Además, puede haber lugar a repartir "costes comunes", tales como los de la exploración y de la "puesta en valor" de una concesión en el caso del petróleo y, en una cierta medida, del carbón; y se puede hablar igualmente de "productos conjuntos", como el caso de la producción del petróleo y de gas natural, cuyos costes pueden ser interdependientes.

11. Los diversos tipos, a veces reemplazables uno por otro, de energía entran en competencia tanto en razón de su coste por unidad de trabajo útil como de las diversas posibilidades de aplicación y otras ventajas que presentan para el consumidor. Este tiene en cuenta a la vez el coste total del producto *suministrado* y las posibilidades de aprovisionamiento.

12. Sin embargo, los costos del transporte y del almacenaje sufren ellos mismos la influencia, en diversos grados, de la escala de transporte, de su regularidad y del "factor de carga", así como de las posibilidades que los incesantes adelantos técnicos ofrecen en cuanto a reducir los costes de transporte y las pérdidas. Hay una interacción constante entre el coste de producción en origen, la demanda final y el coste de transporte y de almacenaje para cada tipo de energía. En ciertos casos, el recurso a ciertos tipos particularmente adaptables de transporte puede permitir igualmente aumentar el rendimiento y reducir los costes, y procurar así ventajas concurrenciales.

13. Además de sus costes específicos diferentes por unidad de energía transportada, los diversos tipos de transporte de energía tienen cada uno características distintas, importantes para la economía del aprovisionamiento en energía. Esas características se analizan en los capítulos siguientes. Una diferencia esencial entre ellas influye, sin embargo, *directamente* sobre su economía, y es la importancia relativa de los gastos de capital y de los costes de explotación. El papel jugado por las inversiones de capital —por ejemplo, entre los transportes por carretera (aproximadamente 15 por 100), los petroleros (30 a 50 por 100) y los transportes por tubería (65 a 85 por 100)— hace resaltar la distinta importancia de un coeficiente elevado de utilización en los diferentes casos.

14. Los principales componentes de los costes de explotación del transporte son la energía, el trabajo, el entretenimiento y el seguro. El gasto de energía en los transportes alcanza en ciertos países tal amplitud que ejerce un efecto notable sobre el conjunto del mercado de la energía.

#### B. *Métodos de análisis.*

15. Dadas las diferencias en las condiciones de explotación económica de las reservas, los costos de extracción de los recursos energéticos primarios varían notablemente entre las diversas regiones del mundo. Así, por ejemplo, el orden de magnitud de las inversiones en capital por tonelada de petróleo bruto producida anualmente variaba recientemente de menos de 10 dólares en el Medio Oriente a cerca de 40 dólares en los Estados Unidos. En consecuencia, la producción y la exportación del conjunto de la región del Medio Oriente han tomado recientemente una expansión rápida, y en 1964, por primera vez, la producción ha sobrepasado la de los Estados Unidos. Existen, igualmente, regiones con costes de explotación poco elevados para la extracción de la hulla (por ejemplo, ciertas cuencas del sur de los Estados Unidos), para la energía hidroeléctrica (el norte de los países escandinavos) y para el gas natural (ciertos yacimientos de Africa del Norte). Cuando una producción económica favorable supera las necesidades locales y el transporte no está fuertemente entorpecido por barreras naturales, políticas o económicas, el excedente de producción exportable puede dar nacimiento a importantes corrientes de transporte. Además, el poder de atracción de los recursos accesibles a un coste poco elevado incita a establecerse a industrias cuya estructura de costes depende principalmente de la utilización de grandes cantidades

de energía barata por unidad de producción, principalmente si el peso de los artículos producidos aboga igualmente en favor de una implantación en proximidad de una fuente de energía barata, mejor que en la proximidad a la fuente de las materias primas.

16. En este sumario enunciado de algunos de los factores esenciales que determinan la implantación industrial no se han tenido en cuenta otras numerosas distinciones que se podrían hacer en la economía de los transportes, distinguiendo, por ejemplo, entre las industrias orientadas hacia las fuentes de energía, por una parte, y las industrias orientadas hacia los recursos, hacia las materias primas, hacia la mano de obra, hacia el mercado, por otra parte. En el primer grupo se incluye la fabricación del aluminio primario; en el segundo se pueden clasificar las industrias del cemento, y en el tercero, la industria del azúcar. En cada uno de estos tres casos es esencialmente el coste de *transporte relativo* —de la energía, de las materias primas o del producto terminado— lo que influye sobre la elección de la localización según ejes definidos por la fuente de energía, la fuente de materias primas, el centro de transformación o de fabricación y los centros de consumo o de exportación. Tal análisis geográfico del efecto de los costes de transportes diversos sobre la localización industrial podría ser profundizado.

17. Dado el reciente descubrimiento de fuentes de energía primaria barata susceptibles de ser explotadas en Europa, se debe esperar que continuos progresos en el campo de los medios de transporte y de almacenaje ejerzan una influencia notable en este sentido. El examen de ciertas tendencias actualmente observables ilustra esta observación de orden general.

18. Cada vez que el volumen y la importancia de los descubrimientos de gas natural sobrepasen ampliamente las necesidades internas, es posible concluir acuerdos a largo plazo en orden a la exportación, como lo ilustra el caso de los Países Bajos y, más recientemente, los del Sahara, de Nigeria y quizá Venezuela. Más recientemente aún, el descubrimiento de yacimientos submarinos de gas natural a unos 60 kilómetros del litoral inglés, al este de Hull, ha hecho nacer la esperanza de que se abrirían aún más amplias perspectivas. Aunque las posibilidades de acceso para el consumidor a estas fuentes y a otras fuentes extra-europeas de aprovisionamiento difieren notablemente, parecen ahora que costes bastantes semejantes del producto suministrado entran en el campo de las posibilidades.

19. El papel económico de los transportes por mar y tuberías en la ex-

plotación de las nuevas perspectivas será estudiado en los capítulos siguientes. Es cierto que no sólo la implantación de industrias que transforman la energía o industrias que consumen grandes cantidades de energía a los países posibles receptores de la energía transportada, sino igualmente ciertas tendencias de sustitución en la utilización de la energía pueden depender, en parte, de factores tales como las posibilidades de acceso y los costos de transporte relativos.

20. Sin embargo, los factores que determinan el transporte de energía no modifican siempre la localización de la propia industria. Se aprecia en la forma de cómo se multiplican actualmente los oleoductos sobre el continente europeo, partiendo del litoral para ramificarse en el interior de Europa. Realmente, estos oleoductos tienen por efecto disminuir las distancias recorridas por el petrolero que transporta el petróleo bruto, abasteciendo las refinerías instaladas en el litoral o en el interior, o suministrando los productos refinados en la proximidad de los grandes centros de consumo, o bien hacen posible el aprovisionamiento de petróleo bruto a los grandes centros de consumo, llevando el petróleo sobre largas distancias en el mismo continente, como en el caso de los nuevos oleoductos que se extienden hacia el Oeste a partir de la U. R. S. S., pasando por Polonia y Checoslovaquia. La construcción en gran escala de centrales nucleares para el suministro de electricidad, y quizá de calor, puede igualmente llevar a cambios en la localización de las instalaciones industriales.

21. El efecto posible del transporte a larga distancia sobre la composición de la demanda de energía en ciertas regiones se presiente también por la nueva aparición de servicios ferroviarios continuos de "va-y-ven", que emplean trenes especiales para el transporte masivo, rápido y económico de carbón de los pozos de extracción a los grandes centros de utilización, tales como las centrales térmicas. En ciertas situaciones esta técnica y el empleo posible sobre distancias medias de "pipelines" hidráulicas para carbón aprovisionando muy grandes conjuntos y muy importantes consumidores deben ser considerados paralelamente a los progresos continuos de la transmisión de energía eléctrica de alta frecuencia —modo de transporte en cuyo campo se ha innovado igualmente franqueando un buen número de barreras que oponían hasta ahora un insuperable obstáculo, tal como el de la Mancha, donde la corriente continua se transporta por cables submarinos.

22. Sin que sea necesario entrar más en detalles, estos ejemplos muestran cómo las técnicas propias para mejorar medios de transporte nuevos



o concurrentes pueden influir en la localización de nuevas industrias y en el interés relativo que presentan en el punto de utilización las diversas fuentes de energía que es posible transportar actualmente sobre largas distancias.

23. Así llegamos a los principios fundamentales del método requerido para estudiar el coste de transporte y del almacenaje de energía —que se le considere como un elemento del coste global de producción y de suministro de un tipo determinado de energía o en relación con el conjunto industrial o comercial al cual puede estar unido.

24. Cuando se comparan los costes globales del transporte de energía, los principales elementos a considerar son los siguientes:

- distancia;
- factor de carga;
- coste de manutención en puntos intermedios;
- coste de almacenaje en los puntos terminales;
- importancia de las inversiones de capital en el coste total;
- peso o volumen por unidad de poder calorífico, y
- rendimiento relativo de la utilización de la energía final.

25. La importancia de estos elementos se pone de manifiesto cuando es posible recurrir a diversos métodos en competencia para transportar el mismo tipo de energía; por ejemplo, a oleoductos en vez de petroleros, para transportar petróleo o gas natural; a barcos de cabotaje en vez de ferrocarriles para transportar carbón.

26. Cuando se comparan así diversos medios de transporte posibles, resulta evidente la influencia de las características especiales de los diversos tipos de transporte, el diámetro del oleoducto y la distancia entre las instalaciones de bombeo en función de la carga en el caso de oleoductos, o la capacidad, el coeficiente de utilización de la línea y las pérdidas de voltaje en el caso de la transmisión a alta frecuencia, por ejemplo.

27. El coste unitario del transporte por unidad de distancia no es generalmente constante, pero para la mayoría de los tipos de transporte crece generalmente en función del aumento de la distancia. Igualmente, el coste por unidad de energía transportada no es tampoco constante en general, pero, para el mismo coeficiente de utilización, suele disminuir cuando el volumen aumenta. Igualmente, coeficientes de utilización más

elevados para una capacidad de transporte dada tienden a disminuir el coste de transporte por unidad de energía transportada:

28. Para comparar los costes del transporte de energía se debe, pues, comparar la curva de los costes unitarios de la energía para diferentes distancias. Se debe, igualmente, para varios tipos de transporte, proceder a esta comparación en función de los diferentes volúmenes a transportar.

29. Si se deja de lado por el momento el análisis de estos otros factores que pueden influir sobre los costos, la determinación del método ofrece tres cuestiones fundamentales:

- la definición de la distancia;
- la comparación del poder energético de los diferentes tipos de energía transportada, y
- la variabilidad del rendimiento de la utilización de la energía final.

30. La noción de distancia no es simple. ¿Se debería entender por distancia la que es efectivamente recorrida, o la de “la línea recta”, o la “distancia tarifaria” cuando ésta está definida separadamente? En el presente estudio se utilizará la primera noción de distancia.

31. No hay solución perfecta al problema de la equivalencia, desde el punto de vista del poder calorífico, entre las diferentes cantidades de energía, expresadas en peso o en volumen. En la práctica no se puede evitar, por poco satisfactorio que sea este método desde ciertos puntos de vista, convertir los combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, o la electricidad, en un equivalente calorífico común, empleando coeficientes de conversión, por ejemplo convertir petróleo bruto o gas natural en tonelada de equivalente carbón o de otra unidad definida de equivalencia calorífica. Una de las constantes dificultades de este tipo de ejercicio puede ser ilustrada por el caso de la electricidad. Si, por ejemplo, se desea comparar los costes unitarios del transporte de la energía eléctrica sobre una distancia dada al coste de transporte de una cantidad de combustible equivalente para poder producir energía eléctrica en el punto de utilización, el valor de un kWh. debe considerarse igual a la cantidad de carbón u otros combustibles necesaria para producirle (1). Por el contrario, en otros casos

---

(1) Para simplificar la comparación de los diversos costes de transporte de la energía en tal caso se ha recurrido, a veces, en diversos países al “KW térmico de referencia”, con un factor de carga de 50 o de 70 por 100, y se comparan los diversos

en que se utilizan factores medios se puede escoger un rendimiento de conversión presunta de la producción de electricidad que dé otro poder calorífico equivalente.

32. Cualquiera que sean los valores escogidos al respecto para expresar la equivalencia de diversos tipos de energía, hay que tener en cuenta además, para evitar todo equívoco, el rendimiento de la utilización final. Así, una tonelada de equivalente carbón empleada en la tracción vapor en los ferrocarriles (rendimiento 5 por 100) no puede compararse en rigor al valor de la misma cantidad de carbón consumida, por ejemplo, en forma de kilovatios-hora. Además, la estructura del consumo varía de un país a otro.

33. Así, como es práctica corriente expresar diversos tipos de energía en unidades comunes a efectos de comparar los costes del transporte, no es habitual tener en cuenta el rendimiento de la utilización, final, por otra parte difícil. Se hace observar aquí simplemente que toda comparación de costes unitarios de transporte expresados en poder calorífico debe considerarse como incompleta en tanto no se haya tenido en cuenta la utilización final.

Ha sido necesario, sin embargo, proceder a comparaciones de este género en el presente estudio; por ello ha lugar a señalar que en esta medida los datos relativos a los costes así obtenidos deben ser considerados como no ajustados y, en consecuencia, solamente provisionales.

34. Para resumir estas diversas consideraciones relativas al método a emplear, la tabla 1 da un ejemplo de análisis de los costes de transporte. Esta tabla permite comparar las diferencias entre los costes de transporte de la energía resultantes en los últimos años del decenio 1950-60 para aprovisionar una misma ciudad en energía de diversos tipos, transportada por diferentes tipos de transporte, a partir de diferentes fuentes y sobre distancias variables. Los costes se expresan primero en función de la distancia unitaria; después, previa conversión en unidades comunes, en función de costes unitarios por tonelada de equivalente carbón y por unidad de distancia. No se ha tenido en cuenta el rendimiento de la utilización final, pero se han incluido los gastos de manutención y de

---

combustibles entre ellos y con la electricidad en función de las cantidades de combustible necesarias para engendrar la energía a dicha tasa.

Hay que hacer notar al respecto que en el establecimiento de costes específicos comparados es preciso tener en cuenta igualmente, para escoger entre dos métodos posibles, la *distancia* a que se encuentra, en cada caso, la fuente de aprovisionamiento.

TABLA NUM. 1

EJEMPLO DE ANALISIS DE LOS COSTES DE MODOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA CONCURRENTRE PARA DIVERSOS TIPOS DE ENERGIA, UTILIZADOS PARA EL APROVISIONAMIENTO DE UNA GRAN CIUDAD, MONTREAL

Tipo de energía	Modo de transporte	Itinerario	Distancia (Krn.)	Unidad	Coeficiente de conversión en equivalencia carbón a) (en miles de Kcal.)	Coste de transporte	
						Dólares por tonelada de equivalencia carbón	Centavos por tonelada de equivalente carbón 100 Km.
1	2	3	4	5	6	7	8
Petróleo.	Grandes petroleros.	De Aruba (Antillas holandesas) a Portland (Maine), y por oleoducto, hasta Montreal.		Barril.			
Petróleo.	Oleoductos de 30 pulgadas de diámetro.	De Edmonton a Montreal.					
Hulla.		De Sydney (N. Escocia) a Montreal		Tonelada.			
Hulla.	Ferrocarril.	De Sydney (N. Escocia) a Montreal.					
Gas natural.	Oleoducto de 34 pulgadas de diámetro.	De Alberta (sur) a Montreal.		Mil pies cúbicos.			
Electricidad.	Transmisión a alta frecuencia.	De la Bersemis a Montreal.		Mil kWh.			

a) Sin tener en cuenta el rendimiento de la utilización final. Sobre la base de las condiciones existentes al final del decenio 1950-1960; la electricidad expresada en la columna 7 en equivalente carbón necesario para su producción.

transbordo, así como las pérdidas. La columna 7 de la tabla indica los costes específicos de transporte que se integran en el coste final de la unidad de energía distribuida a fin de ver en qué medida influyen sobre la competitividad de los diversos tipos de energía considerados.

### C. *Papel del almacenaje.*

35. El medio mejor y menos costoso de transportar la producción global de la mayoría de los tipos de energía es transportarla a un ritmo uniforme y con un factor elevado de utilización del equipo. Sin embargo, las demandas de los consumidores están sujetas a fluctuaciones diarias y estacionales e igualmente a variaciones imprevisibles a corto plazo y de un año al otro. Puede ocurrir entonces que los "factores de carga" de la demanda sean inferiores a los de una oferta posible y, en bastantes casos, ha lugar a recurrir a medios de almacenaje apropiados.

36. Este desequilibrio se hace aún más complejo por las diferencias en el "flujo" y la capacidad de las instalaciones de transformación de la energía en las diversas fases intermedias del transporte, del transbordo o de la conversión. El transporte por mar, por ejemplo, no permite, en ciertos casos, obtener un flujo regular de petróleo bruto o de gas licuado hasta un punto terminal. La explotación sin grandes oscilaciones de una capacidad de refinado o de unidades de regasificación, así como la de los oleoductos y otros medios de transporte interior conexos, debe entonces depender del papel regulador de instalaciones de almacenaje temporal.

37. En general, el flujo que lleva la energía de su fuente al utilizador final no se desenvuelve al mismo ritmo a lo largo del ciclo de la producción primaria, del transporte, de la transformación y de la distribución. Además, por razón de diversos factores, entre ellos la acción del mercado, la capacidad de transporte, las instalaciones de almacenaje creadas para armonizar estas divergencias de una manera tan racional como sea posible, están lejos de estar perfectamente adaptadas al flujo efectivo de los productos brutos y de los productos transformados desde la fuente al utilizador final.

38. Si se considera el ritmo estacional muy marcado del utilizador privado y las fluctuaciones paralelas y debidas a factores económicos de la demanda del consumidor industrial, las variaciones del consumo en el tiempo pueden ser bien complementarias de las variaciones en el tiem-

po registradas por la oferta, o bien más corriente, ser contrarias. La industria, los ferrocarriles y las centrales que utilizan los combustibles sólidos para producir electricidad, gas o aglomerados tienen que almacenar el equivalente carbón de su consumo de varias semanas. En el campo de la producción de energía hidroeléctrica es superfluo hacer resaltar el papel decisivo que juegan los embalses estacionales para armonizar las fluctuaciones de las posibilidades de la producción con las de la carga a soportar. La demanda de gas es, también, muy variable, de modo que la importación de gas natural a gran escala hace nacer la necesidad de instalaciones de almacenaje importantes y a coste poco elevado del género de los depósitos subterráneos naturales que existen en ciertas regiones.

39. Por otra parte, el almacenaje en las refinerías de petróleo puede ser reducido en una cierta medida adaptando el funcionamiento de la instalación de "cracking" catalítico de modo que se tengan en cuenta ciertas variaciones estacionales complementarias de la utilización de los grandes productos petrolíferos. Así, la demanda máxima de invierno de fuel-oil puede ser utilizada para compensar una demanda máxima de otros productos petrolíferos durante el verano. Análogamente, aunque no sea todavía el caso en Europa, puede que el consumo de energía eléctrica ocasionado en ciertas regiones por la carga de la climatización en verano alcance, o hasta supere, las demandas de alumbrado y calefacción en invierno, lo que contribuiría a mejorar la utilización general de las instalaciones requeridas.

40. Si bien la mayoría de los costos directos de almacenaje son función del volumen de los productos almacenados (como es el caso para los productos carboneros y petrolíferos), otros son función de la tasa de utilización de la capacidad de las instalaciones que transforman la energía (por ejemplo, el equipo de las estaciones de bombeo y de almacenaje o en las fábricas de regasificación). Se debe también distinguir entre almacenaje a corto plazo (tal como el almacenaje en depósitos de gas o la constitución de reservas diarias o semanales en las centrales hidroeléctricas) y el almacenaje estacional o hiperanual (embalses estacionales o reservas en bocamina). La capacidad de almacenaje requerida para una gestión económica sana debe permitir mantener la oferta durante el período de discontinuidad de la demanda para la que se establece, y hacer frente a las fluctuaciones diarias; en otros términos, debe bastar para satisfacer las demandas estacionales normales y contener una reserva para hacer frente a acontecimientos fortuitos e imprevisibles o a fluctuacio-

nes de la demanda en función del mercado. El coste del almacenaje deberá estar justificado en función del coste a soportar para satisfacer la demanda fluctuante por otros medios cuando existen o por la explotación de una capacidad productiva más fuerte de instalaciones que producen energía con un factor de carga reducido, utilizando instalaciones especialmente adaptadas para hacer frente a una carga de punta o a una carga discontinua, o manteniendo antiguas capacidades productivas suplementarias para hacer frente a circunstancias imprevisibles.

42. La justificación de un plan racional de almacenaje de energía (frente a instalaciones de almacenaje operativo temporal en puntos intermedios o terminales) reside, pues, en el hecho de que mantiene al mínimo económico el coste de la capacidad total necesaria para satisfacer una demanda, que permanece esencialmente fluctuante a pesar de la política en materia de tarifas y de baremos y otras medidas que hayan podido ser aplicadas para limitar la amplitud de estas fluctuaciones.

#### D. *Consideraciones de orden práctico.*

43. Algunos conceptos y condiciones expuestos seguidamente ayudarán a comparar, en orden a una planificación preliminar de las inversiones, los medios de transportar y almacenar diversos tipos de energía en diferentes fases del proceso que va de la fuente inicial al consumidor final. Factores numerosos y complejos intervienen en estas evaluaciones, principalmente cuando es posible elegir, y pueden presentarse numerosas situaciones diferentes. Además, hay formas de transporte cuya función no es solamente el transporte de la energía, sino también la ejecución de diversas obligaciones públicas, la prestación de subvenciones, etcétera; para el cumplimiento de estas diversas funciones, las tarifas pueden estar subordinadas a la vez a la acción de factores no comerciales y a la de las fuerzas del mercado; se deduce que, para ciertos tipos de transporte practicados a gran escala en Europa, no es siempre posible calcular los elementos del coste sobre una base común.

44. En los límites del presente estudio será posible solamente mostrar como en los diversos tipos de transporte, los factores económicos difieren en sus características fundamentales, e ilustrar con algunos ejemplos el papel que juegan los diversos elementos en los costes fijos y en los costes de explotación. Sin embargo, para esto es necesario, en general, plantear el transporte de la energía a una escala relativamente grande,

tal como se practica en todos los sitios donde el tipo de transporte es justamente empleado en su ámbito económico normal. En numerosos casos, sin embargo, las operaciones de transporte se efectúan en todas las primeras fases a una escala relativamente reducida. He ahí por qué ha lugar a investigar con una atención especial el medio de establecer una escala de transporte que pueda ampliarse rápidamente en el futuro, manteniendo siempre un equilibrio económico juicioso tanto en las inversiones iniciales como en la explotación ulterior. En el estudio de los ejemplos dados en los capítulos siguientes deberá recordarse que, en ciertos casos, los costes unitarios se elevan rápidamente a medida que disminuyen la escala de la explotación y la importancia del volumen anual transportado.

45. ¿Hay otros elementos de incertidumbre en las comparaciones hechas en orden a la planificación de las inversiones a partir de ejemplos tomados de la práctica corriente? Las condiciones de financiación de los diferentes medios de transporte y de almacenaje pueden diferir ampliamente, según el caso, no sólo a causa de los diferentes elementos del equipo, sino igualmente de las condiciones que reinan en los diferentes países. La duración de amortización y el método de contabilidad empleado pueden diferir sensiblemente (1). Las diversas partes de una instalación global tienen a menudo una "esperanza de vida" diferente. Igualmente, el coste del capital varía en amplios límites según el tiempo y según el país. Cuando es necesario importar un equipo costoso y quizá transportarlo a través de un terreno difícil hasta el lugar de explotación, los costos pueden ser de un orden de magnitud francamente superior al de los gastos normalmente realizados para una operación de transporte a gran escala, cuya ejecución está de acuerdo con las reglas de una buena gestión económica.

46. Otros factores variables pueden igualmente no ser despreciables. Así, los costes de la energía consumida por ciertos tipos de transporte pueden por sí influir sobre la economía de la energía hasta en países muy industrializados.

47. Otro factor a examinar con atención es la relación entre el tonelaje transportado y la tasa de utilización en el punto terminal, y la forma como varían. Salvo cuando factores especiales, influenciados por el

---

(1) En definitiva, es el principio del "cash flow actualizado", el cual define el valor actual de los gastos de los años futuros, descontados a una tasa de interés compuesto igual al rendimiento mínimo aceptable, que se presume normalmente.



mercado, vienen a complicar la situación, una relación óptima entre el tonelaje transportado y su utilización puede reducir la duración media del almacenaje a fines de seguridad y, por tanto, reducir sensiblemente el coste global del almacenaje (2). Por ejemplo, según una evaluación aproximada corriente, se estima en 30 centavos de los Estados Unidos por año y por millón de Kcal. (o sea, aproximadamente dos dólares la tonelada de equivalente carbón) el coste de la capacidad de almacenaje del petróleo en la refinería. Si las necesidades reales de almacenaje son efectivamente limitadas como media a seis meses solamente, el coste por tonelada será reducido a la mitad.

48. Estas son solamente algunas de las variables que influyen sobre las comparaciones entre diversas soluciones de un problema de transporte, cuando la elección es posible. En numerosos casos, la elección efectiva puede ser dictada principalmente por consideraciones diferentes, dificultades del terreno, falta de instalaciones portuarias de suficiente calado, falta de instalaciones pudiendo ser utilizadas en invierno, necesidad de conservar divisas extranjeras, abundancia relativa de mano de obra, factores determinando el emplazamiento de las fábricas de transformación o de los depósitos en puntos dados, y que indirectamente fijan la distancia de un trayecto dado del transporte de energía sin tener en cuenta exclusivamente su rentabilidad, etc. Los cuatro capítulos siguientes están consagrados a la exposición de ciertas características del coste y de la economía de diversas formas de transporte y de almacenaje de la energía. Se volverá en el capítulo VI a la cuestión de la planificación en una exposición recapitulativa del problema del transporte y de las perspectivas del transporte en su conjunto.

---

(2) De esta regla deriva un corolario general, según el cual, para los tipos de energía para los que la demanda varía considerablemente en el curso de los períodos relativamente cortos, el coste unitario justificable del almacenaje debe depender del valor de la energía en el momento de su utilización.

## CAPITULO II

### CARACTERÍSTICAS Y CORTES DEL TRANSPORTE Y DEL ALMACENAJE DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

#### A. *Introducción.*

49. En los capítulos II a V, cada uno de los principales tipos de energía primaria y secundaria que pueden ser transportados es examinado separadamente. El examen se realiza sucesivamente sobre el petróleo bruto y sus productos refinados, el gas natural y el gas manufacturado, la hulla y los combustibles sólidos conexos, la energía eléctrica y la energía nuclear. Se pone especial acento sobre las características especiales de los métodos de transporte estudiados y sobre los costos de transporte y de almacenaje de cada uno de estos tipos de energía por diferentes medios.

50. Con mayor o menor precisión, estas características del transporte son adaptadas a la distancia a recorrer; a la magnitud de las cantidades transportadas y al factor de carga; al retraso estacional entre el aprovisionamiento en energía y el transporte, o entre el transporte y la utilización (y, por tanto, la importancia relativa del almacenaje); a la medida en que haya lugar a tener en cuenta necesidades crecientes de transporte en el futuro, y, llegado el caso, a las posibilidades que pueden existir de utilizar de una manera ágil o a fines múltiples los medios de transporte.

51. Los principales medios de transporte son claramente los siguientes:

- petroleros de altura (para el transporte de petróleo y de productos refinados, de gas natural o de gas de petróleo licuado);
- buques carboneros de altura (hulla y otros combustibles sólidos);
- “pipelines” (petróleo bruto y productos refinados, gas natural o manufacturado);

- “pipelines” hidráulicos (hulla);
- ferrocarriles (carbón y otros combustibles sólidos por tren de línea regular, etc., y productos petrolíferos);
- transporte por carretera (carbón y productos petrolíferos);
- barcanzas de navegación interior (carbón y productos petrolíferos);
- petroleros y carboneros de cabotaje (carbón y productos petrolíferos);
- líneas de transmisión a alto voltaje (energía eléctrica).

52. Es quizá igualmente oportuno anotar que, en razón principalmente a la importancia y al coste de la seguridad, la utilización de buques de alta mar, de ferrocarriles y quizá de carreteras o vías navegables para transportar cantidades de combustibles nucleares que deben servir de elementos combustibles en las centrales nucleares es también objeto de estudio apropiado cuando se examina el cuadro de conjunto del transporte de energía.

53. Los tipos de transporte se reparten en diversas categorías, según que el transporte sea continuo (“pipelines” y líneas de transmisión) o discontinuo (todos los otros tipos). Pueden hacerse otras distinciones, por ejemplo entre el transporte sistemático de cantidades relativamente grandes de energía según un trayecto definido, utilizando el ferrocarril, las vías de navegación interior, las grandes carreteras o la navegación costera, por una parte, y por otra, la utilización de los mismos medios de transporte para la distribución a granel del carbón o de los productos petrolíferos en distancias relativamente cortas a diversos grupos de consumidores. Se puede distinguir igualmente entre los costos de almacenaje y de mantenimiento, que se tendrán que soportar según se adopte una u otra de las dos soluciones.

#### B. Transporte por petrolero.

55. Si se considera el coste por tonelada-kilométrica, el transporte por mar y en los amplios estuarios ha sido, y sigue siendo, el medio más barato de transportar grandes cantidades de energía de tipo comercial cuando las condiciones se prestan a ello y existen instalaciones portuarias con suficiente calado. Además, la capacidad de transporte puede utilizarse en diferentes rutas; puede explotarse con una intensidad variable a condición de que existan instalaciones de almacenaje adecuadas, y, en

fin, el petrolero puede ser, y a veces lo es, adaptado adecuadamente para transportar otros tipos de carga, tales como grano.

56. En el coste del transporte por petrolero hay que incluir el tiempo pasado en el puerto, que puede representar 10 por 100 o más de la duración global del transporte. Resultan ventajosos los largos recorridos, y el coste efectivo por tonelada-kilómetro disminuye con la distancia recorrida. Por el contrario, los costes por tonelada transportada por año no disminuyen con el aumento del *tonelaje* más que en la medida en que es posible emplear mayores petroleros para un tráfico total más importante.

57. Para los petroleros, el coste total no refleja en general más que de una manera muy aproximada la media de las tarifas efectivas en vigor durante un largo período. También es necesario exponer con detalle los métodos de evaluación de las cargas y la forma en que varían con las condiciones de transporte de diferentes productos. Las refincrias están ahora situadas cada vez más en la proximidad de los centros de consumo en vez de estar instaladas próximas a los yacimientos petrolíferos. Esto significa que el petróleo bruto es transportado en cantidad considerable, generalmente sobre largas distancias por mar y por tubería o por otros medios sobre distancias más cortas, al principio y al final del transporte, es decir con destino al puerto y a la refinería, respectivamente.

58. Hay, pues, que hacer una distinción entre el coste del transporte de la tonelada de petróleo bruto y el del transporte de la tonelada de productos refinados. Como el petróleo bruto puede ser transportado en mayores cantidades y los productos refinados requiere estar sometidos a procesos de separación, de doble bombeo, etc., para evitar la contaminación y la mezcla de productos diferentes, el transporte por mar del petróleo bruto es menos costoso que el de los productos derivados. Se piensa actualmente en la construcción de petroleros, para transportar bruto, de más de 150.000 toneladas de tonelaje real, y se busca a darles la máxima dimensión compatible con los canales que tienen que atravesar, las instalaciones portuarias en los muelles y la tasa de consumo, así como la capacidad de almacenaje en la refinería. Por el contrario, los productos refinados pueden ser transportados en petroleros más pequeños, de un tonelaje de 5 a 30.000 toneladas o hasta menos.

a) *Evaluación de los costes de transporte.*

59. La evaluación del coste de transporte es una operación compleja en el caso de los transportes marítimos, dadas las relativas existentes entre el fletamento y la práctica tarifaria, por una parte, y los factores que determinan las variaciones del coste efectivo, por otra. Los dos elementos serán examinados uno por uno.

60. Los principales factores variables de los gastos efectivos de capital y de explotación en el transporte marítimo están expuestos de una manera sumaria en la tabla 2. Los gastos de capital efectivos pueden representar hasta el 50 por 100 aproximadamente del total. La tabla muestra que los costes de explotación de un gran petrolero son solamente el doble de los costes de explotación de un pequeño petrolero, pero que los gastos de capital varían mucho más directamente con la dimensión. En realidad, la economía global no se mejora en general más que débilmente cuando nos acercamos a muy grandes dimensiones.

61. Esto plantea la cuestión de saber hasta qué punto los progresos técnicos pueden permitir de mejorar la economía del transporte a largo plazo de las mercancías. La utilización de la propulsión nuclear, cuya posibilidad ha sido estudiada en detalle para los barcos frigoríficos, no parece casi poder aplicarse actualmente al transporte del petróleo o del gas licuado, aunque se hayan hecho sugerencias para experimentarla. De hecho, las recientes comparaciones que se han hecho entre barcos de un tonelaje real de 20.000 toneladas aproximadamente, accionados con motores "Diesel" y los mismos barcos con propulsión nuclear no ponen de manifiesto, según parece, ninguna ventaja económica decisiva en favor de la propulsión nuclear. La economía en peso y en coste de carburantes imputable a la utilización de los combustibles nucleares parece estar compensada por diversos factores desfavorables, particularmente los costes elevados de la puesta a punto que hay que soportar actualmente y los gastos de seguro.

62. A largo plazo, el rendimiento de las tasas de flete debe cubrir los costes y dejar un beneficio si se quiere que la explotación sea rentable. El margen de beneficio es, en general, modesto en el caso del transporte de mercancías por mar, pero puede variar considerablemente si se pasa de las tasas de fletamento a largo plazo y de la explotación a precios de coste, fletamento del barco "desnudo" a las tasas elevadas de fletamento a corto plazo o por un solo viaje durante los periodos de

TABLA NUM. 2

**COSTES DE CAPITAL Y DE EXPLOTACION DE LOS TRANSPORTES POR PETROLERO PARA DIFERENTES CAPACIDADES DE CARGA Y DIFERENTES VELOCIDADES**

(Los datos se refieren a los primeros años del decenio 1960-1970, y la moneda en la cual se expresan los costes es el dólar de los Estados Unidos)

Carga real (en miles de toneladas)	Velocidad media (nudos)	Consumo de combusti- ble por día (Toneladas) a)	Coste de capital (en millones de dóla- res) b)	Coste de explotación por día (en dólares) c)	Indice de costo relativo (Indice del costo correspondien- te al tonelaje mínimo menciona- do = 100)
1	2	3	4	5	6
16,5	13,50	22	2,43	840	100
19,5	14,00	26	3,08	910	93
53,0	15,25	55	6,99	1.330	59
68,0	15,50	65	8,12	1.580	54
80,0	15,50	78	10,08	1.750	53

a) No comprendidas una a dos toneladas de fuel-oil pesado.

b) El capital debe amortizarse en quince años a una tasa de interés de 6,5 por 100.

c) Las cargas de explotación comprenden la mano de obra, la alimentación, el aprovisionamiento, el seguro, el entretenimiento y la administración.

fuerte demanda. En este sentido hay que hacer notar que las compañías petrolíferas no poseen más de un 40 por 100 de la flota petrolífera mundial, perteneciendo el resto a armadores privados independientes, o siendo en un débil porcentaje solamente propiedad del Estado.

63. En 1963, el fletamento de un petrolero para un solo viaje y el fletamento a corto o medio plazo (de dos a cinco años) se efectúan a tasas convenidas que dependen del grado de pureza más o menos grande del carburante y de la tasa de flete en vigor, tal como está determinado por el mercado. Por el contrario, el fletamento a largo plazo (comprendido aquí el fletamento del barco "desnudo") se hace principalmente sobre la base de los costos de explotación, de las cargas de interés y de amortización, y de un margen estimado de beneficio.

64. Las modalidades generales de cálculo y de aplicación de las tarifas son las siguientes: como las tasas varían constantemente, un baremo de base por tonelada transportada está establecido por diversos viajes-tipos. Este baremo está fijado para un tamaño dado de petrolero y un tiempo dado de carga, un cierto precio del carburante, etc. Un baremo bien conocido de este género es el baremo *Scale*, tarifa de los fletes nominales en el mercado de Londres. Esta tarifa toma por base la segunda dimensión de petrolero, indicada en la tabla 2.

65. La tasa de flete en un momento dado se define entonces como igual a  $Scale \pm x$  por 100 — y, en la práctica ha variado estos últimos años de  $Scale - 60$  por 100 a  $Scale + 380$  por 100.

66. Si se quiere calcular la media mundial de las tasas de flete a largo plazo —que varían constantemente— como lo hacen las compañías petrolíferas para calcular los precios, etc., se utiliza la publicación trimestral titulada *Average Freight Rate Assessment* (A. F. R. A.), basada sobre el baremo *Scale*. A este efecto, los buques se reparten en dos categorías, según que su tonelaje sea inferior o superior a 25.000 toneladas. Se calculan las medias sobre la base de las tasas de fletamento para un solo viaje, así como de las tasas de fletamento a plazo y se tienen en cuenta los tonelajes propios de la compañía petrolífera.

67. Con el fin de ilustrar las variaciones de las tasas de flete, calculadas por los métodos anteriores, la tabla 3 resume ciertos baremos *Scale* 3 para rutas determinadas, y da igualmente ciertos índices de las recientes variaciones de la tasa media A. F. R. A. y de las tasas de fletamento por viaje separadamente.

68. Se puede resumir el complejo problema de la determinación de los costes de transporte por petrolero diciendo que las tasas de base

Scale 3 pueden, de manera muy aproximada, representar los costes medios a largo plazo del transporte por petrolero. Por una generalización sumaria, se puede aún decir que, despreciando los peajes especiales impuestos a los buques que utilizan un canal, etc., el baremo de Londres puede ser, efectivamente, expresado por una tasa completa de cinco cheelines (70 centavos de los Estados Unidos) por tonelada, aumentada en 0,08 peniques (0,07 centavos de los Estados Unidos) por tonelada-milla, es decir, en 0,04 centavos de los Estados Unidos por tonelada.

b) *Evaluación del costo del almacenaje.*

69. Los gastos que ocasionan los depósitos, las estaciones de bombeo y los conductos que llevan el petróleo al depósito de almacenaje representan una parte apreciable de los costos de refino. El contenido de los depósitos de almacenaje simples pueden variar entre 80 y más de 20.000 m.<sup>3</sup>, y la capacidad de carga de una refinería puede variar entre 500.000 toneladas y cinco millones de toneladas por año; la explotación se hace a un "factor de carga" de aproximadamente 95 por 100. El factor almacenaje varía de un punto terminal a otro, según el rigor de las condiciones de utilización de los puertos en el invierno. Como media, la capacidad media del almacenaje debería corresponder al 17 por 100 del volumen de petróleo bruto tratado anualmente (o sea, aproximadamente sesenta días). Si los costes globales de explotación y los costes fijos (que representan, respectivamente, 80 y 20 por 100) de una refinería media relativamente simple se escalonan entre tres y seis dólares de los Estados Unidos por tonelada de petróleo bruto aproximadamente, el orden de magnitud de los costes de almacenaje se sitúa quizá de modo aproximado, próximo a 0,75 a 1,50 dólares por tonelada de petróleo bruto tratada.

C. *Transporte por tubería.*

70. Para el transporte del petróleo bruto de un yacimiento petrolífero o de un puerto de alta mar a una refinería o el transporte de los productos refinados de la refinería al mercado, los oleoductos ofrecen el medio más rápido y, en general, el menos costoso de transportar energía en un mismo continente cuando las condiciones son favorables



TABLA NUM. 3

TASA DE FLETE DE TRANSPORTE PARA PETROLERO (ESCALA 3) PARA DIVERSOS ITINERARIOS E INDICES DE LAS TASAS DE FLETE MEDIAS APLICABLES AL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL CURSO DE UN RECIENTE PERIODO

Origen y categoría	Destino							
	Londres	New York	Génova	Santos	Yokohama	Melbourne		
<i>Tasa por tonelada (che-lines):</i>								
De Aruba a ... ..	32/6d	17/-d	34/8d	28/5d	—	—	—	
De Kuwait a. ....	49/5d <sup>a</sup>	60/9d <sup>a</sup>	—	—	58/-d	51/7d	—	
<i>Equivalencias en dólares de los Estados Unidos:</i>								
De Aruba a ... ..	4,50	2,34	4,25	3,97	—	—	—	
De Kuwait a. ....	6,92 <sup>a</sup>	8,84 <sup>a</sup>	—	—	6,70	7,23	—	
Indices de las tasas de flete b)	Año							
	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
<i>Tasas medias A.F.R.A.</i>	118	110	90	81	76	73	71	65
<i>Tasas de fletamento al viaje:</i>								
Alemania Occidental,	286	100	97	100	87	101	130	117
Noruega (en £ a las tasas del mercado).	276	100	101	96	89	101	135	124

a) Más 6/3 d (0,87 dólares).

b) 1958 = 100.

c) Media ponderada de las dos tasas AFRA (Average Freight Rate Assessment du Tanker Brokers Panel de Londres).

TABLA NUM. 4

EFFECTIVOS Y TONELAJES DE LA FLOTA MUNDIAL DE MERCANTES Y DE PETROLEROS, POR PAISES, Y PARTE DEL FLETE TRANSPORTADO POR PETROLERO EN EL TONELAJE TRANSPORTADO POR MAR a)

(Tonelajes reales al 1 de julio de 1964, países clasificados en orden decreciente del tonelaje de la columna 3)

Países	Número total de buques mercantes	Tonelaje de flete total (en miles de toneladas)	Tonelaje de flete petrolero (en miles de toneladas)	Núm. de orden de los países clasificados según el tonelaje de flete petrolero	Parte de los tonelajes petroleros en el tonelaje de flete total.
1	2	3	4	5	6
Reino Unido .....	4.538	21.490	8.002	2	37
Estados Unidos de América .....	3.222	20.351	4.505	4	22
Liberia .....	1.117	14.550	8.619	1	60
Noruega .....	2.732	14.477	7.664	3	53
Japón .....	5.401	10.813	3.145	5	29
U. R. S. S. ....	1.674	6.958	1.716	9	25
Grecia .....	1.290	6.888	1.603	11	23
Italia .....	1.421	5.708	1.982	8	36
Alemania Occidental .....	2.504	5.159	839	14	16
Francia .....	1.532	5.116	2.209	7	43
Países Bajos .....	1.889	5.110	1.638	10	32
Suecia .....	1.167	4.308	1.463	12	34
Panamá .....	691	4.269	2.253	6	53
Dinamarca .....	901	2.431	884	13	37
España .....	1.741	2.048	591	15	29
Argentina .....	318	1.284	510	16	40
TOTAL PARA EL MUNDO .....	40.859 h)	153.000 b)	47.623	—	31

a) Para la fuente, ver la bibliografía en el anejo I, número 47.

b) Comprendido el tonelaje de los países siguientes (clasificados según orden decreciente de tonelaje): Brasil, Polonia, Yugoslavia, Finlandia, Líbano, Bélgica, Portugal, Turquía, China, Formosa, Israel, China (continental), Alemania oriental, Indonesia y Filipinas.

y las cargas son suficientes. Si permiten reducir sensiblemente las distancias en comparación al transporte por mar, los oleoductos pueden revelarse menos costosos a este fin que los petroleros.

71. Las características económicas de los oleoductos están bien definidas y, en cierto modo, especializadas. Los gastos de capital representan la parte más importante del total (60 a 70 por 100, según la capacidad y la posibilidad de aumentarla al máximo acercando las estaciones de bombeo unas a otras). Los otros costes, a excepción de los peajes y tasas, corresponden principalmente a la mano de obra requerida para la explotación y a la energía de bombeo (electricidad, aceite Diesel o gas) respectivamente. Los gastos de mano de obra y de administración son relativamente poco elevados y una explotación normal de un oleoducto puede emplear como media, solamente unas 250 personas.

72. La energía requerida para transportar el petróleo bruto (o una serie de productos petrolíferos que normalmente excluyen los fuel-oil pesados) implica la instalación de estaciones de bombeo a intervalos que varían según el grado de utilización de la capacidad máxima. Según el método de bombeo—se distinguen tres—el gasto de capital afectado a la instalación de depósitos es o no necesario en cada estación de bombeo. El coste de la energía necesaria para la explotación de las bombas centrífugas es, sin embargo, una parte relativamente modesta del coste total (representa de un 12 a un 15 por 100) en condiciones normales y cuando es relativamente fácil aprovisionarse de energía. Sin embargo, si el oleoducto tiene una capacidad demasiado débil, de modo que sea necesario instalar bombas suplementarias y el equipo auxiliar al coste marginal, el coste de la energía necesaria puede alcanzar hasta la mitad del coste de explotación total.

73. Las principales características económicas de los oleoductos pueden, pues, resumirse como sigue. Los costos unitarios varían casi proporcionalmente al volumen del petróleo transportado. Sin embargo, se debe prestar gran atención a la elección del diámetro del oleoducto y tener en cuenta el grado de utilización. Si una vez construido, un oleoducto resulta demasiado pequeño, no es quizá racional equiparlo de bombas suplementarias demasiado costosas y de equipo auxiliar para intensificar el uso. Para un oleoducto dado, los costes de explotación disminuyen al acercarse a la capacidad teórica máxima, pero los costes relativos pueden aumentar rápidamente a medida que aumenta la capacidad no utilizada. Para un amplio abanico de distancias, el costo uni-

TABLA NUMERO 5

DIFERENCIAS APROXIMADAS DE LOS COSTES DE CAPITAL Y DE LOS COSTES DE EXPLOTACION DE LOS OLEODUCTOS

(Petróleo bruto en Europa, en moneda de los Estados Unidos)

Categoría	En millones de toneladas de capacidad teórica por año							
	3	6	5	10	13	8	15	20
<i>Costes del capital (en miles de dólares/Km.)</i>								
Oleoducto de 18 pulgadas ... ..	31	33	—	—	—	—	—	—
Oleoducto de 24 pulgadas ... ..	—	—	45	50	54	—	—	—
Oleoducto de 30 pulgadas ... ..	—	—	—	—	—	65	69	77
<i>Costes de operación (en centavos por tonelada/Km.)</i>								
Oleoducto de 18 pulgadas ... ..	.055	.075	—	—	—	—	—	—
Oleoducto de 24 pulgadas ... ..	—	—	.035	.040	.055	—	—	—
Oleoducto de 30 pulgadas ... ..	—	—	—	—	—	.026	.030	.040
<i>Costes totales anuales (en centavos por tonelada/Km.)</i>								
Oleoducto de 18 pulgadas ... ..	.175	.150	—	—	—	—	—	—
Oleoducto de 24 pulgadas ... ..	—	—	.150	.130	.110	—	—	—
Oleoducto de 30 pulgadas ... ..	—	—	—	—	—	.125	.085	.085

Basados sobre las evaluaciones hechas por Hubbard, los costos se refieren a la situación en 1960. Las cifras indicadas pueden ser elevadas en un 20 por 100 o más cuando la instalación del oleoducto implica el transporte marítimo de los materiales de construcción.

tario total disminuye con la distancia. Un oleoducto moderno de diámetro máximo (30 pulgadas y más) permite de transportar alrededor de 35 millones de toneladas por año. Sin embargo, se deja normalmente un margen de capacidad para hacer frente a la futura expansión de las necesidades de transporte. La Tabla núm. 5 da los órdenes de magnitud de los diversos costos—costos de capital, de explotación y costos globales—del transporte de petróleo bruto por oleoducto.

74. Los oleoductos son muy económicos para el transporte del petróleo bruto del yacimiento al puerto o a la refinería, o del puerto a la refinería, siempre que la situación geográfica sea favorable a este tipo de transporte. Provistos de bombas, son igualmente económicos para el transporte de los productos de las refinerías hasta los mercados de distribución. En las regiones en que las dos utilidades están en estrecha competencia con otros tipos de transporte, como en los Estados Unidos, la mayor parte de la capacidad total de transporte de los oleoductos es, sin embargo, instalada para el transporte del petróleo bruto.

#### *Evaluación del costo del almacenaje.*

75. Los costes de los depósitos de almacenaje indicados más arriba para el transporte del petróleo por petrolero deberían, en gran parte, aplicarse igualmente al almacenaje por oleoducto. La única observación importante a formular en este sentido es que, en principio, los costes de almacenaje son más débiles para los oleoductos que para los petroleros, para los cuales diversos factores, principalmente meteorológicos, pueden imponer limitaciones estacionales a los viajes y a la utilización de los servicios portuarios. Es, pues, verosímil que será preciso disponer de una capacidad de almacenaje más importante en los puertos terminales que en las refinerías o en las zonas de comercialización.

#### *D. Transporte interior de los productos petrolíferos a granel.*

76. Por diversas razones, es necesario considerar el movimiento de los productos petrolíferos a granel (es decir, no contenidos en recipientes) proviniendo de la refinería, o de los puertos a los depósitos de almacenaje de los grandes utilizadores ó distribuidores por vagón cisterna, por

camión cisterna, por barcaza, por pequeño oleoducto o por pequeño petrolero de cabotaje. En condiciones especiales, diversos métodos subsidiarios pueden ser empleados igualmente cuando es necesario suplementar a estos medios normales de transporte, por ejemplo, utilizando "containers" en materia plástica remolcados por chalupas a motor u otros medios de tracción.

77. Tres razones principales determinan las características especiales del transporte a granel de los productos petrolíferos. En primer lugar, este modo de transporte concierne solamente a toneladas normalmente inferiores a las cantidades de petróleo bruto transportadas y los casos en que puede ser necesario modificar la ruta o el volumen del transporte son igualmente más numerosos. Resulta que los costes del transporte a granel son relativamente más elevados, a menudo de un 50 por 100 o más. En segundo lugar, los métodos empleados están sujetos a diversas restricciones que varían de un país a otro o hasta de una región a otra. Primeramente hay toda una serie de medidas reglamentarias o fiscales—reglamentos concernientes a la seguridad, al peso y otras cuestiones, tarifas especiales, impuestos y otras obligaciones—que pueden influir aún sobre el costo real del transporte. Además hay limitaciones que conciernen a las rutas y modos de transporte posibles en un país dado o en una región particular. Estas limitaciones pueden determinar las condiciones y el número de operaciones de transporte y de transbordo que implica un transporte de energía en circunstancias dadas. Una operación de transporte a granel ofrece evidentemente un problema complejo cuya solución más económica puede además cambiar bastante rápidamente. El progreso técnico contribuye igualmente a modificar también los tipos de transporte adaptados al transporte a granel de los productos petrolíferos. Se han producido cambios muy importantes en los medios utilizados a este fin en el curso de los últimos veinte años en las regiones donde la elección entre diversos medios es posible.

78. Dicho esto, el transporte a granel de los productos petrolíferos requiere, para ser rentable, el mayor volumen practicable de las unidades de transporte a emplear y el mínimo de operaciones de mantenimiento y de almacenaje intermedio que impliquen igualmente pérdidas. Para ilustrar la segunda condición, se puede decir, por ejemplo, que para un viaje de 500 kilómetros aproximadamente, es prácticamente indiferente transportar 1.000 toneladas o más por vagón de ferrocarril en un solo tren, pero con una operación de almacenaje en la estación de llegada, o utilizar un transporte por carretera equivalente que trans-

portaría la carga a un coste un poco más elevado pero la suministraría directamente a destino.

79. Para transportar los productos petrolíferos a su destino, se puede recurrir a petroleros de tamaño relativamente reducido y a oleoductos de débil capacidad, por una parte (con las características descritas más arriba), y a los ferrocarriles, a la carretera o al transporte por barcaza, por otra, y estos diversos medios de transporte se hacen una sensible competencia. Las tasas impuestas a los combustibles pueden complicar considerablemente la elección entre estos diversos medios principalmente cuando añaden de 10 a 20 por 100 al costo del transporte propiamente dicho. Otras variables son los límites de la economía de transporte por vía navegable debidas a la dimensión de las barcazas que pueden ser utilizadas en un caso particular y los efectos de las tarifas de ferrocarril.

*Evaluación de los costes de transporte de los productos petrolíferos.*

80. Si se admite que, por distancia unitaria, un oleoducto utilizado para el transporte de los productos petrolíferos cuesta aproximadamente un 50 por 100 más que un oleoducto de igual especificación, pero utilizado para el transporte del petróleo bruto, pero que un oleoducto de dimensiones reducidas puede ser menos costoso que un pequeño petrolero para una distancia que puede alcanzar hasta 1.000 kilómetros aproximadamente, y que puede luchar igualmente contra la competencia del ferrocarril y de la carretera para el transporte de los productos petrolíferos, es posible establecer una comparación aproximada de los costos.

81. Es lo que se ha hecho en la Tabla 6, que reproduce datos relativos al transporte de productos petrolíferos de diferentes tipos. Estos datos se han calculado a partir de las indicaciones contenidas en una Memoria presentada por M. M. E. Hubbard a la Reunión de Sección de la Conferencia Mundial de la Energía celebrada en Madrid en 1960. La Tabla resume el orden de magnitud de los costos comparados, en términos específicos.

82. En la comparación de los costos así evaluados, interesa no perder de vista que las distancias no son normalmente equivalentes para los diferentes métodos aplicados. Son los costes efectivos por tonelada (que tienen en cuenta igualmente operaciones de mantenimiento y de almacenaje intermedio) los que pueden tener más significación en un caso particular y no necesariamente los costos específicos.

83. Por razones de las distancias reducidas y de los gastos de mantenimiento intermedio posibles, los costos de mantenimiento y de almacenaje representan un elemento importante en el transporte a granel. Las pérdidas son igualmente un factor importante cuando resultan necesarias operaciones de almacenaje intermedio. Considerando las fugas, las pérdidas por derrame, la contaminación, etc., las pérdidas se han evaluado en un 5 por 100 aproximadamente del tonelaje manipulado a cada entrada y a cada salida del almacenaje.



TABLA NUMERO 6

**COSTOS DE CAPITAL COMPARATIVOS Y COSTOS ESPECIFICOS POR TONELADA/KM. DEL TRANSPORTE DE PRODUCTOS PETROLIFEROS POR PEQUEÑO CABOTAJE, POR OLEODUCTO DE DEBIL CAPACIDAD, POR FERROCARRIL, POR VIA NAVEGABLE O POR CARRETERA**

(Datos provisionales y medias)

Modo de transporte	Límites aproximados de capacidad (Toneladas)	Montante aproximado de los costes de capital (en dólares de los Estados Unidos)	Límites posibles de los costos de transporte específicos (en centavos de los Estados Unidos por tonelada/Km. para diferentes distancias)			Observaciones
			Distancia en Km.			
			100	500	1.000	
1	2	3	4			5
Cabotaje.	500 a 5.000.	350 (por tonelada real).	—	—	0,3	Petrolero con compartimentos para el transporte de diferentes productos.
Oleoducto.	Débil diámetro (en millones de toneladas por año).	1,9 <sup>a)</sup> (para 100 kilómetros).	0,9	0,8	0,7	Adaptado al transporte de diferentes productos.
Vagón cisterna.	40.000 (litros).	50 (por 100 litros).	2,0-4,0	1,0-2,0	0,7-1,2	Utilizado igualmente para el transporte del petróleo bruto.
Barcaza.	200 a 5.000.	100 a 150 (por tonelada).	—	0,4-0,7 <sup>b)</sup>	—	Automotriz o tren de barcazas empujadas o remolcadas.
Camión cisterna.	30.000 litros.	100 (por 100 litros).	3,0-4,0	1,5-3,0	—	Puede ser adaptado para transportar cargas secas en una dirección y líquidas en la otra.

a) Para un oleoducto de 20 cm. de diámetro.

b) Sobre la base del coste específico de transporte sobre el Sena o sobre el Rhin.

## CAPITULO III

### CARACTERÍSTICAS Y COSTOS DEL TRANSPORTE Y DEL ALMACENAJE DE LOS COMBUSTIBLES CASEOSOS

#### A. *Introducción.*

84. Si el contenido calorífico de las reservas en gas natural que existen en los yacimientos petrolíferos del mundo es, sin duda, del mismo orden de magnitud que el de las reservas petrolíferas a las cuales están asociadas, el gasto ha sido tradicionalmente, en una amplia medida, dilapidado al quemarlo en las regiones que están separadas por el mar de los mercados donde hubiera podido ser utilizado. En las regiones donde existen rutas terrestres de enlace con los mercados, los gasoductos se han establecido sin dificultad sobre largas distancias. El transporte del metano líquido, es decir, reducido a 17/10.000 de su volumen a una temperatura de  $-160^{\circ}$  C, o quizá el transporte de gas en petróleo licuado tal como el propano reducido bajo presión a aproximadamente 4/1.000 de su volumen, pueden así presentar una ventaja económica importante si se dispone de petroleros adecuados y de instalaciones apropiadas de almacenaje terminal y de una instalación de licuación. Del puerto de destino al punto de distribución, el gas puede ser transportado por gasoducto.

85. El metano representa aproximadamente un 80 por 100 del contenido total de gas natural salvo en ciertas regiones como el Medio Oriente, donde el propano, el butano, etc. pueden representar hasta la mitad del total. El metano provee la fuente principal de gas ofreciendo un interés económico, pero su transporte ofrece los problemas más difíciles a resolver. El alto contenido calorífico y las cualidades de la combustión del gas natural hacen de él una fuente de energía muy ventajosa para diversos usos domésticos e industriales. Aunque su coste

en origen sea menor que el del petróleo bruto, los costos de transporte pueden ser hasta tres veces más elevados y determinar en consecuencia las condiciones de utilización económica.

86. Por otra parte, los gases licuados del petróleo se producen no sólo a partir de los gases naturales, sino que provienen también del refinado del petróleo y del "cracking" de los productos petrolíferos. Se puede, desde luego, transportar el butano y el propano de la refinería en vagones-cisternas o camiones-cisternas en que el gas está sometido a una presión especial o refrigerado, y completar así el aprovisionamiento en gas natural o en gas de ciudad, en ausencia de una red de distribución. En tal caso, las características del transporte son bastante semejantes a las del transporte de los productos petrolíferos.

87. La importancia de una economía de transporte a gran escala, para el gas, depende, pues, de los buques que transportan el gas licuado entre la instalación de licuación y la de regasificación continua (así como de instalaciones que permitan la carga y la descarga rápidas y de instalaciones de almacenaje), y se utilizan los gasoductos a larga distancia que terminan en instalaciones de almacenaje para llevar el gas natural hasta las redes de distribución; o también del transporte a corta distancia del gas, sea por gasoducto, sea en forma líquida, por ferrocarril, carretera o una vía de navegación interior. Este segundo modo de transporte implica igualmente instalaciones para la carga, la descarga y el almacenaje.

88. Nos esforzamos actualmente en explotar varios descubrimientos capaces de transformar radicalmente toda la economía del gas. Por una parte, ricos yacimientos del gas natural se hallan en vía de estar plenamente explotados, como en Hassi R'Mel en el Sahara, gracias a acuerdos a largo plazo previendo el licuado y el transporte por mar con destino al Reino Unido y Francia. Nuevos yacimientos, tan ricos como los que han sido descubiertos en los Países Bajos y en otros países, pueden ser explotados llegado el caso por medio de los gasoductos a larga distancia o a distancia media; las explotaciones submarinas del lecho del Mar del Norte están igualmente muy avanzadas, y yacimientos de gas explotables se han descubierto ya a 65 kilómetros de la costa inglesa al este de Hull (1). Además, medios revolucionarios de producción de gas transfor-

---

(1) Se ha anunciado en febrero de 1966 que un acuerdo inicial de quince años concluido entre British Petroleum y el Gas Council del Reino Unido prevé el suministro de 1,4 millones de m.<sup>3</sup> aproximadamente por día, hasta un volumen que

man la economía de la oferta y tienden a relegar al pasado el método tradicional de destilación del carbón. Hasta métodos como el proceso Lurgi y la reducción de un 50 por 100 del costo del capital invertido en el equipo moderno, hecho posible por la producción de gas a partir del petróleo, parece que deben ser superados por nuevos métodos, tales como el procedimiento del gas rico catalítico que acaba de ser puesto a punto en el Reino Unido, y para el que varias instalaciones están ya en servicio o han sido encargadas. Este procedimiento de gas puro no tóxico comparable al gas natural a partir de una destilación del petróleo ligero, a un costo de capital inferior al de las instalaciones de gasificación del petróleo utilizado anteriormente, y hasta puede competir con el gas licuado importado. Es, pues, evidente que los elementos de los costes de producción del gas imputables a la transformación, al almacenaje, a la carga y descarga y al transporte son factores de la mayor importancia en una situación en que la economía relativa debe continuar evolucionando rápidamente en un futuro inmediato.

#### *B. Transporte por metanero del gas de petróleo o del gas natural licuado.*

89. Los costos y características del transporte por metanero son, en parte similares a los del transporte por petrolero ya considerados, pero comprenden elementos especiales por la necesidad de instalaciones de licuefacción y de instalaciones de regasificación en los dos extremos del recorrido y por la necesidad de un equipo a bordo que responda a las exigencias propias del gas licuado. Los gastos de capital y las otras cargas financieras representan del 50 al 70 por 100 del coste total, proporción más débil que la de los mismos costes para los gasoductos. En comparación a los grandes gasoductos, toda ventaja de costo aumenta con la distancia y la importancia del transporte, pero —por las razones ya expuestas— está indudablemente estrechamente ligado al coste intrínseco, a la

---

puede alcanzar hasta 2,8 millones de m<sup>3</sup> por día (menos del 10 por 100 del consumo del Reino Unido) a partir de mediados del año 1967, si es posible. El precio del gas suministrado para los tres primeros años de aplicación de este acuerdo (equivalente a 23,2 centavos aproximadamente por 100.000 Kcal.) ha sido fijado al máximo de la escala del precio mencionado anteriormente (de 20,8 a 23,2 centavos de los Estados Unidos para 100.000 Kcal.), de acuerdo con las negociaciones referentes al suministro de cantidades similares o más importantes que podrían ser suministradas por los Países Bajos (por gasoducto) o por Nigeria o Venezuela (por mar en forma de gas licuado).

calidad y al emplazamiento de la fuente de gas. En los casos en que los dos métodos pueden ser aplicados, los estudios han demostrado que los metaneros pueden resultar más económicos sobre distancias relativamente largas, por ejemplo, sobre distancias de 2.000 a 3.000 kilómetros.

90. Como los gastos de capital constituyen un elemento importante de los costos de transporte del metano (1) de la instalación de licuefacción a la de regaseificación por metanero, importa transportar el tonelaje máximo compatible con las capacidades máximas de las instalaciones terminales de licuefacción y de regaseificación (que pueden tratar unos 2.000 m.<sup>3</sup> por día) en función continua. Es, pues, igualmente deseable escoger la velocidad, el tonelaje, el número de buques y el número de viajes de manera que se asegure sobre todo el circuito la utilización máxima.

91. El transporte empezado en octubre de 1964 en Arzew, Argelia (que recibe por gasoducto d'Hassi R'Mel, en el Sahara, el gas a licuar), que lleva por metanero el gas licuado a Canvey Island, en Inglaterra, y desde una fecha más reciente, el Havre, en Francia, es una de las mejores ilustraciones del transporte por metanero a larga distancia y a gran escala del gas licuado. La tabla núm. 7 indica las principales características económicas del transporte de Arzew a Canvey Island, comprendida la distribución ulterior por gasoductos al "Gas Boards" que suministran a las grandes ciudades del norte y del centro de Inglaterra (2). El transporte al Havre se hará por el "Julio Verne" (Sociedad Gas Marine), que puede transportar 24.500 m<sup>3</sup> (13.400 toneladas) de metano líquido.

92. Otro ejemplo comparable es el de un contrato concluido por quince años (3) previendo el transporte de un mínimo de 40.000 toneladas de propano líquido por año (a — 45° C. y a una presión próxima a la presión atmosférica) de los Estados Unidos a Felixstowe por el "Paul Endicott", un gran transporte de gas de petróleo líquido fletado en Suecia. De Felixstowe el gas líquido es bombeado sobre una distancia de 80 kilómetros para suministrar las regiones del este de Inglaterra alrededor

---

(1) Consideraciones similares se aplican, con algunas diferencias, al propano.

(2) En el curso del primer año de puesta en servicio todas las instalaciones funcionaron sin dificultad. El *Metano Princess* y el *Metano Progress* suministraron aproximadamente 250.000 toneladas en 24 viajes y 300.000 toneladas en 23 viajes respectivamente por año) con una duración media de descarga de menos de veinte horas.

(3) El contrato es de la misma duración que el que se ha concluido para aprovisionar Canvey Island.

de Norwich; cada viaje (11.000 toneladas) lleva un aprovisionamiento suficiente para tres meses. El primer suministro llegó en abril de 1965.

93. La capacidad de almacenaje refrigerado de Felixstowe es de 30.000 toneladas, y un cargamento puede ser almacenado en veinte horas. Tres instalaciones de transformación situadas en Norwich reciben el propano líquido de los depósitos donde está almacenado y lo transforman para que pueda ser utilizado para producir un gas pobre y también para enriquecerlo.

94. El estudio de diversos ejemplos ha permitido elaborar, según los principios ya descritos anteriormente, las principales características económicas del transporte del gas líquido. Volviendo al ejemplo del transporte Arzew-Canvey (tabla 7), se observa que el aprovisionamiento en combustible representa alrededor del 30 por 100 del costo *de explotación* total de un metanero y que la evaporación de la carga se utiliza como combustible. La utilización óptima continua del almacenaje terminal, teniendo en cuenta las fluctuaciones imprevisibles del aprovisionamiento y la evaporación de la carga, es otro factor importante. Dado que el costo del barco influye igualmente sobre la velocidad óptima, para obtener las mejores especificaciones globales tal como se resumen en la tabla 7 es preciso que los factores de almacenaje en tierra y de evaporación favorezcan los barcos más rápidos y más pequeños para un recorrido fijo. Por comparación con un petrolero normal de mismo peso real (ver la tabla 2), la velocidad del "Metano Princess" y del "Metano Pioneer" es aproximadamente un 35 por 100 mayor, y su costo de construcción, para cada uno de ellos, es aproximadamente 2,2 veces más elevado (1).

#### *Evaluación de los costos de transporte y de conversión.*

95. Teniendo en cuenta consideraciones como las que se han expuesto anteriormente, se ha procedido recientemente a evaluaciones de los costes para las diversas fases de la licuefacción, el almacenaje y el transporte marítimo. Se ha supuesto un servicio de una duración de quince años, con diferentes tasas anuales para los gastos de capital. El cálculo se ha hecho sucesivamente para 1.000, 2.000 y 4.000 millas marinas; para

---

(1) El análisis se basa en parte sobre datos contenidos en el informe III-4, de C. Filstead, D. Rooke et W. Walters, presentado a la Conferencia Mundial de la energía en Lausanne en septiembre de 1964.

TABLA NUM. 7

ESPECIFICACIONES BASICAS PARA EL TRANSPORTE DEL GAS NATURAL  
POR MAR DE ARGELIA A GRAN BRETAÑA

(En toneladas métricas)

<b>1. Instalación de licuefacción de Arzew:</b>	
Capacidad ... ..	4,3 millones de m <sup>3</sup> N/día.
Instalaciones de refrigeración ... ..	100.000 HP.
<b>2. Metaneros:</b>	
Longitud del recorrido ... ..	5.050 Km.
Capacidad de transporte ... ..	1.000 millones de m <sup>3</sup> /año.
Número y capacidad de los metaneros ... ..	2 × 27.500 m <sup>3</sup> (15.000 toneladas métricas de metano o de propano líquido. —Capacidad de transporte total de un barco de una capacidad útil de 45.000 metros cúbicos.
Velocidad media ... ..	17,25 nudos.
Propulsión del barco ... ..	12.000 HP, con calderas utilizando simultáneamente combustible clásico y el gas evaporado.
Tasa de evaporación del gas ... ..	0,4 por 100 por día (con 94 por 100 de carga suministrada).
Número de metaneros ... ..	Nueve.
<b>3. Terminal de Canvey Island:</b>	
Instalaciones portuarias (miles \$) ...	60.000.
Capacidad del almacenaje del gas evaporado ... ..	Depósito de gas seco (14.000 m <sup>3</sup> ).
<i>Instalaciones de descarga del gas líquido:</i>	
Depósito de almacenaje (número y capacidad, toneladas) ... ..	5 × 5.000 y 2 × 1.000.
Bombas ... ..	2 corrientes.
Presión: Primera fase ... ..	23 Kg./cm <sup>2</sup> .
Segunda fase ... ..	47 Kg./cm <sup>2</sup> .
Tercera fase ... ..	49 Kg./cm <sup>2</sup> (presión teórica del gasoducto).
Capacidad ... ..	100 toneladas/hora (capacidad de explotación: 50 toneladas/hora).
<i>Capacidad de las instalaciones de evaporación ... ..</i>	
	150 toneladas/hora (3 corrientes a 50 toneladas/h., 1 con agua del río y 2 con propano para permitir la recuperación de la energía).
<i>Capacidad de producción de energía eléctrica del terminal ... ..</i>	
	3,5 MW. (para mitad explotada con ayuda de un vaporizador de propano).
<b>4. Gasoducto de distribución:</b>	
Longitud y diámetro ... ..	325 Km. de 45 cm. (18 pulgadas); 195 Km. de 15 a 35 cm. (6 a 14 pulgadas).
Presión ... ..	69 Kg./cm <sup>2</sup> (sin recompresión).

dos y tres barcos en servicio, y previendo que la capacidad de transporte podría duplicarse (1).

96. Los principales resultados de los cálculos están resumidos en la tabla 8 (2). Estudiando los datos, importa no perder de vista que el costo del transporte por mar de gas natural debe ser bastante bajo para que este modo de transporte pueda competir con los nuevos procedimientos mencionados anteriormente respecto a la producción de gas a partir del petróleo.

97. Conclusiones generales pueden deducirse de la variación de los costos en función de la distancia y del volumen transportado. Duplicando la cantidad de gas a partir de los datos que figuran en la tabla 8, se obtiene una reducción de, aproximadamente, el 15 por 100 de los costes unitarios de licuefacción y de transporte por mar —que pasan de 53,8 a 44 centavos por millón de unidades térmicas británicas suministrado a una distancia de 1.000 millas marinas— (con gastos anuales de un 21 por 100), y de 64 a 57 centavos, a una distancia de 4.000 millas marinas. Una reducción del tonelaje transportado por año —del 20 por 100, por ejemplo— aumentaría el coste total unitario en una relación inversa.

98. Finalmente, para las necesidades de la comparación, el costo global del transporte del metano sobre una distancia de 7.400 kilómetros puede ser evaluado, sobre la base de este ejemplo, a 0,24 centavos de los Estados Unidos por tonelada-kilómetro de equivalente carbón sólo para las operaciones de licuefacción y de transporte, o a 0,25 centavos-tonelada-kilómetro, comprendido también el almacenaje y la gasificación en el terminal receptor.

### c. *Transporte del gas por tubería.*

99. Se han examinado ya ciertos aspectos del transporte por tubería a propósito del petróleo, y se acaban de analizar las características del transporte de gas natural por metanero. Se verá en primer lugar en qué el transporte de gas por tubería difiere de estos diversos modos de transporte.

100. En primer lugar, los costos fijos ocupan un puesto particular-

---

(1) Los cálculos de base están tomados de un estudio de J. W. Hunt titulado "Economía del transporte marítimo del gas natural licuado", presentado al Coloquio Europeo de Economía de la Energía, celebrado en Grenoble, en mayo de 1965.

(2) Estos cálculos son teóricos y están basados sobre diversas hipótesis concerniendo las condiciones del transporte que pueden variar de un caso a otro.



LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

TABLA NUM. 8

EJEMPLOS DE CALCULO DE LOS COSTOS DE CAPITAL Y DE EXPLOTACION DE LA LIQUEFACCION Y DEL TRANSPORTE POR MAR DEL GAS NATURAL LIQUIDO a)

Tonelaje anual del gas natural liquido transportado:  $12.600 \times 10^6$  Kcal. (1,8 millón de toneladas equivalentes carbón).

Longitud del recorrido marítimo (solamente ida): 7.400 Km. (4.000 millas marinas).

LIQUEFACCION	Unidad	
	miles de \$	60.000
<i>Capital invertido en las instalaciones de liquefacción:</i>		
Compra de combustible gaseoso a \$0,24/millón de Kcal. ....	Miles de \$/año	370
Compra de gas comercial a \$0,24/millón de Kcal. ....	" "	3.132
Otros gastos de explotación ....	" "	3.500
Cargas anuales de capital más impuestos a un 21 por 100 y un 16 por 100 de la inversión inicial, respectivamente ....	" "	12.600      9.600
<i>Total de ingresos anuales de la liquefacción</i> ....	" "	19.602      16.602
<i>Total de ventas anuales de la sociedad de liquefacción</i> ....		
<i>Precio unitario (f. o. b. petrolero)</i> ....	Millares Kcal. Millón de Kcal.	13.100 1,49      1,26

TRANSPORTES MARITIMOS	Unidad	
	miles de \$	46.100
<i>Capital invertido en el transporte marítimo:</i>		
Compra de gas natural licuado por la compañía de transportes marítimos ....	Miles de \$/año	19.602      16.602
Consumo de fuel oil por los barcos ....	" "	917
Cargas portuarias ....	" "	262
Otros gastos de explotación anejos al transporte marítimo ....	" "	1.776
Cargas anuales de capital más impuestos a un 21 por 100 y un 16 por 100, respectivamente, de la inversión inicial ....	" "	9.660      7.360
<i>Total de ingresos anuales de la compañía de transportes marítimos</i> ....	" "	32.217      26.917
<i>Total de ventas anuales de la compañía de transportes marítimos</i> ....		
<i>Precio unitario (c. a. f. petroleros)</i> ....	Millar de Kcal. Millón de Kcal.	12.600 2,56 a) b) 2,14 b)

a) Gastos adicionales se producen en el terminal de recepción y otros gastos son imputables a la vaporización. En el caso en que el impuesto represente un 21 por 100 de la inversión inicial, sería necesario aumentar de 20 a 28 centavos el precio unitario de 2,56 dólares, para tener en cuenta estos gastos adicionales.

b) O sea 18,1 ó 15,1 dólares de los Estados Unidos por tonelada de equivalente carbón.

mente importante en el costo total del transporte del gas. Así, una tubería de 24 pulgadas transportando gas natural lleva solamente una tercera parte aproximadamente del valor calorífico transportado en el mismo tiempo por un oleoducto de diámetro igual. La situación es semejante en lo que concierne a los metaneros, comparados a los petroleros, dado que un petrolero de 25.000 toneladas tiene sensiblemente las mismas dimensiones que un metanero que transporta 10.000 toneladas de metano líquido.

101. El costo inicial de los gasoductos y del equipo auxiliar, de la instalación y de la construcción es importante, pero puede ser amortizado a largo plazo (treinta años por ejemplo). Sin embargo, los costos de explotación son muy bajos y los costos fijos pueden representar más del 80 por 100 del costo total del transporte. Los gasoductos se conciben normalmente para el transporte continuo de energía en una sola dirección (es decir, sin interrupción) por el camino más económico, teniendo en cuenta la posible distribución de las necesidades. Es preciso, pues, en general, que haya instalaciones terminales de almacenaje adecuadas. Los costos de instalación de la tubería pueden reducirse al mínimo por el empleo de equipo moderno, pero son necesariamente más elevados en las zonas edificadas. Para cortas distancias, es técnicamente posible utilizar gasoductos sumergidos.

102. Para una solución óptima que da un costo mínimo por unidad, el diámetro de la tubería y el intervalo entre las estaciones de recompresión deben ser elegidos en función de la distancia y del caudal horario máximo requerido. Los costos de capital y los costos unitarios de los gasoductos funcionando a plena capacidad disminuyen cuando el diámetro interior de la tubería aumenta. Para un diámetro y un factor de carga constante el costo por caloría del producto suministrado es casi proporcional a la longitud del gasoducto. Sin embargo, es seguro que los costos unitarios varían igualmente con la carga, es decir el tonelaje suministrado anualmente, dividido por el tonelaje máximo circulado en una hora. El espaciamiento de las estaciones de sobre compresión es otro factor importante. En la mayoría de los casos puede determinarse de manera que permita instalar otras estaciones intermedias a medida que la utilización de la línea aumenta, y este problema será examinado ulteriormente.

103. El hecho de que los costos de capital y los costos unitarios disminuyen rápidamente a medida que el volumen transportado aumenta puede, en términos generales, expresarse como sigue: para un transporte

anual de gas de más de mil millones de metros cúbicos, los costos de transporte varían en principio de una manera inversamente proporcional a la raíz cuadrada del flujo de energía, para diámetros comprendidos entre 16 y 24 pulgadas, e inversamente proporcional a la raíz cúbica del flujo de energía para diámetros comprendidos entre 24 y 38 pulgadas. Este modo de variación de los costos, incluso con caudales más débiles, se ha resumido diciendo que el costo por metro cúbico sería sensiblemente el mismo para:

- 1.000 m<sup>3</sup>/día, a una distancia de 2 Km.
- 50.000 m<sup>3</sup>/día, a una distancia de 10 Km.
- 5.000.000 m<sup>3</sup>/día, a una distancia de 800 Km.

104. La distancia, el caudal y el factor de utilización (modulación) juegan aquí un papel decisivo cuando se quiere obtener un costo competitivo por metro cúbico de gas suministrado, especialmente cuando se prevé que la carga aumentará en el futuro y que es preciso desde un principio fijar las inversiones en consecuencia con ello. El total de los gastos de capital a invertir para la fabricación y la instalación de las tuberías de acero varía de un país a otro, según las condiciones económicas y topográficas y según sea o no necesario importar equipo. En Francia, una tubería de 20 pulgadas (50 cm.) ha costado el equivalente de 60.000 dólares de los Estados Unidos aproximadamente por kilómetro, de manera que la red interna a larga distancia que transporta el gas natural de Lacq ha necesitado una inversión igual a más de 150 millones de dólares. Cálculos básicos sobre la noción de pulgada por milla dan costos sensiblemente comparables en los Estados Unidos, 25.000 dólares aproximadamente por kilómetro para una tubería de 10 pulgadas de diámetro y 80.000 dólares por kilómetro para una tubería de 30 pulgadas de diámetro (1).

105. Se dispone de una menor elasticidad para determinar el espaciamiento de las estaciones de compresión para los gasoductos que para los oleoductos, porque la presión de los gases disminuye más rápidamente con la distancia y en principio es ventajoso, al parecer, desde el punto de vista económico, mantener la más fuerte presión posible.

106. Se controla en general el caudal haciendo variar el número de los compresores a pistones funcionando en serie, su velocidad, o los dos

---

(1) Un millón de unidades térmicas británicas equivale a 252.000 Kcal.

factores a la vez. Según el costo local de la energía, se utiliza a este fin motores de gas, turbinas, o motores eléctricos—normalmente de una capacidad de 1.000 a 6.500 CV—, aunque en América del Norte de emplean a veces motores de 10.000 CV. Sin embargo, las necesidades de energía representan una parte relativamente reducida del costo total.

107. La distancia óptima entre las estaciones de compresión es un factor económico importante. Las series de curvas indicando la variación del costo específico por distancia unitaria para caudales diarios diferentes y para diversos espaciamientos entre las estaciones de compresión pueden ser trazadas en un solo diagrama a fin de seleccionar la combinación óptima de los elementos variables para un caso dado. Se utiliza corrientemente el espacio más amplio en la primera etapa de la puesta en servicio, cuando los gasoductos funcionan aún con una capacidad reducida.

108. Conviene hacer notar a este respecto que los tipos de equipo de compresión, la capacidad a utilizar y las tasas de compresión serán escogidas en función de las condiciones a cumplir. Así los compresores a pistón son normalmente utilizados para las estaciones a instalar en el curso de las fases iniciales del transporte, y bombas centrifugas adaptadas a caudales elevados, son utilizadas más a menudo en estaciones que han sido instaladas ulteriormente para hacer frente a una carga incrementada.

109. El costo de las estaciones de compresión es así un elemento económico importante del costo total. Si el gasto de capital por estaciones de compresión (1) depende, en una amplia medida, del volumen máximo y de la presión máxima del gas a transportar y del tipo de instalaciones utilizadas, su costo de explotación variará con el costo de la energía, el rendimiento de explotación y el grado de utilización. En los Estados Unidos, según las dimensiones y la naturaleza del equipo, se ha evaluado en una cifra comprendida entre 250 y 350 dólares los gastos de capital por CV, en los cuales representan el 60 por 100 el costo de las construcciones y los gastos diversos.

110. Como, a fines de 1965, el descubrimiento de gas natural explotable en el Mar del Norte ha sido confirmado a 65 kilómetros del litoral al Este de Hull en el Reino Unido, el estudio del transporte del gas hasta

---

(1) Para un gran gaseoducto (de 30 pulgadas de diámetro el intervalo entre las estaciones de compresión es del orden de 100 kilómetros. Otros ejemplos se darán posteriormente.

el consumidor en estas condiciones presenta un vivo interés. Las dimensiones del yacimiento o de los yacimientos deben aún evaluarse y, a juzgar por una experiencia reciente en la explotación de yacimientos submarinos en Africa occidental, el costo de la puesta en explotación de un yacimiento submarino puede ser superior al costo inicial del descubrimiento. Sobre el total de los gastos que acarreará este descubrimiento de reserva de gas hasta el final de 1966, parece que aproximadamente un cuarto (o sea, 14 millones de dólares) pueda ser imputado a los gasoductos.

111. El costo de un gasoducto capaz de llevar el gas a la costa presenta así cierta importancia. Según indicaciones preliminares publicadas en febrero de 1966, el costo de un gasoducto de 16 pulgadas (de una capacidad aproximada de 5,68 millones de metros cúbicos por día) capaz de transportar el gas del Mar del Norte hasta la costa inglesa sería de 175.000 dólares de los Estados Unidos por kilómetro, o sea, un poco más del doble del costo, indicado anteriormente para un gasoducto de 30 pulgadas de diámetro construido en tierra firme. Hasta la costa, el gasoducto tendrá 80 kilómetros de largo. Será empalmado a la red actual de distribución del metano que transporta el gas natural argelino de Canvey Island a los centros regionales de distribución por medio de un gasoducto terrestre, de 24 pulgadas de diámetro y de una longitud de 120 kilómetros.

a) *Evaluación del costo de transporte.*

112. Es necesario expresar en términos concretos las consideraciones que acaban de exponerse. A este fin, se tomará como ejemplo la conducción de un volumen importante de gas natural por un gasoducto de 30 pulgadas de diámetro sobre una larga distancia (1). Importa no perder de vista que, lo mismo que para ciertos análisis hechos anteriormente, se debe tener en cuenta en las evaluaciones comparadas, factores económicos que influyen sobre transportes de cantidades relativamente importantes de energía en condiciones normales, inclusive para la aplicación en circunstancias especiales como las que pueden presentarse en países en vías de desarrollo, los costos de transporte a menudo son superiores y, si es po-

---

(1) El cálculo se basa esencialmente en los datos canadienses de fines del último decenio, sacados del estudio de R. Walker y de A. Jones, que se presentó a la Conferencia Mundial de la Energía, a Montreal, en 1958.

sible, además, explotar al principio a escala reducida. En el caso del transporte del gas, se debe recordar que el gas natural es normalmente el de transporte más barato. Para el gas de ciudad, de un poder calorífico menor y de un costo inicial normalmente más elevado, el transporte por gasoducto o canalización se efectúa más a menudo sobre cortas distancias, y no es más que una fase de la distribución a los centros de consumo.

113. Los cálculos establecidos a partir del ejemplo canadiense indicado anteriormente se refieren a un gasoducto para gas natural de 30 pulgadas de diámetro funcionando a una presión máxima de 66,7 kg./cm.<sup>2</sup>, siendo la tasa anual media de amortización de un 9 por 100.

114. Los elementos específicos de costo son los siguientes:

	DOLARES
<i>Coste de capital:</i>	
Materiales y construcción del gasoducto ... ..	88.000 por Km.
Materiales y construcción de las estaciones de compresión ... ..	1 millón + 250 por CV.
<i>Explotación y entretenimiento:</i>	
Gasoducto ... ..	285 por Km. por año.
Estación de compresión ... ..	23 por CV. por año.
Consumo de combustible en las estaciones de compresión ... ..	7.000 m <sup>3</sup> por día o 0,227 m <sup>3</sup> por CV. por h.
Costo del combustible ... ..	0,95 por m <sup>3</sup> .

115. El estudio de espaciamento de las estaciones de compresión en función de los caudales diarios ha enseñado que el costo por metro cúbico por kilómetro es óptimo cuando el caudal no sobrepasa prácticamente los 14 millones de metros cúbicos por día y las estaciones de compresión están instaladas a intervalos de 170 kilómetros. Para un caudal un poco más importante (de 15,5 a 17 millones de metros cúbicos por día), la distancia óptima sería de 120 a 150 kilómetros. Como la carga máxima en este último caso sería alcanzada solamente a partir de un cierto número de años, las estaciones de compresión serían inicialmente situadas a intervalos de 240 a 290 kilómetros y las estaciones intermedias serían construidas a medida que la carga aumente. Es en esta etapa cuando ha lugar a calcular las especificaciones en CV y las tasas de compresión.

116. ¿Cuáles serían entonces los costos totales que implicaría el transporte de un volumen apreciable de gas natural sobre una distancia de varios centenares de kilómetros? Los tipos de ciertos costos representativos de la explotación en los Estados Unidos, donde es frecuente que el transporte sea emprendido en condiciones de competitividad entre los diferentes tipos de energía y los diferentes medios de transporte, dejan presumir que un costo representativo de un año reciente, para una distancia de 100 kilómetros, podría ser de unos 6,5 centavos de los Estados Unidos por 100 metros cúbicos de gas transportado. Sin embargo, es posible reducir aún los costos.

b) *Costos de almacenaje del gas.*

117. La economía del transporte del gas dirigido a un centro de distribución importante—a partir del metanero o del gasoducto que lo ha transportado—depende de un aprovisionamiento bastante regular en energía. Sin embargo, las necesidades de los que lo utilizan pueden variar sensiblemente en el tiempo y según las estaciones. Conviene, pues, estudiar al mismo tiempo que el transporte a gran escala de gas por tubería el problema del almacenaje de gas, que presenta una gran importancia. En principio, debemos prever a la vez el almacenaje a corto plazo de gas natural, de gas de ciudad o de gas licuado, el gas licuado siendo necesariamente almacenado en los puntos terminales, lo que implica el transporte marítimo y las operaciones de licuefacción y de regasificación, o el almacenaje de volúmenes importantes de gas para regularizar la distribución estacional y para hacer frente a puntas de demanda.

118. Sin despreciar el hecho importante de que un gran gasoducto almacena en sí mismo cierta cantidad de gas, el almacenaje de volúmenes importantes de gas puede realizarse por medio de gasómetros tradicionales o por bombeo en formaciones geológicas cuya estructura se presta a esta operación. Podrían ser estructuras anticlinales, bien de rocas porosas conteniendo agua y recubiertas por una capa de arcilla, de la que el agua hubiera sido extraída y reemplazada por el gas almacenado, o cavidades naturales o artificiales en “domos” de sal. Podrían utilizarse excavaciones mineras a los mismos fines.

119. Independientemente del almacenaje en diversos tipos de envases manufacturados, deben, pues, considerarse tres posibilidades de almacenamiento:

- almacenaje en estructuras acuíferas.
- almacenaje en cavernas o domos de sal bajo presión:
- almacenaje refrigerado de gas licuado.

120. Desde el punto de vista técnico, el almacenaje del gas natural licuado que puede representar alrededor de un 15 por 100 o más de la inversión total necesaria en una operación de transporte y de conversión combinados puede, en principio, obtenerse por el empleo de:

- depósitos de acero niquelado o en aleación de aluminio.
- depósitos de cemento pretensado con depósitos internos de metal (en estudio);
- depósitos en excavación o cavernas subterráneas.

121. Se puede esperar de los diversos métodos de almacenaje que se perfeccionen en función de los resultados de un estudio intensivo y continuo tendente a reducir los costos y a mejorar el rendimiento. Además, es posible realizar economías de escala, dado que los costos unitarios disminuyen en general rápidamente a medida que aumenta la capacidad. En el caso de almacenaje subterráneo en estructuras acuíferas selladas; en domos de sal o en cavernas, etc., ha lugar para un estudio más profundo y nuevos descubrimientos en lo que concierne el almacenaje del gas y del gas licuado.

122. Algunas estimaciones muy provisionales, de los gastos de capital que implican los diversos tipos de solución de almacenaje mencionados anteriormente están resumidos en la tabla 9. Numerosos elementos especiales, favorables o no, pueden complicar la evolución de los costos. Son principalmente factores tales como el emplazamiento de lugares utilizables en relación con los yacimientos de gas, a los gasoductos y a los puntos terminales, etc.; las dificultades que presenta la evaluación rigurosa de los depósitos subterráneos; el costo del "colchón" de gas—en caso de almacenaje subterráneo—comparable en volumen con el gas almacenado "activo", "colchón" que no tiene otro papel que mantener la presión (1); y la posibilidad de compensar ciertos costos, por ejemplo por la venta de agua salada para la fabricación de cloro u otros usos industriales cuando se acondicionan los domos de sal.

123. En Europa, el almacenaje subterráneo de gas natural practicado para regularizar el caudal ha sido empleado en Lussagnet, cerca

---

(1) Este costo puede representar de un 20 a un 30 por 100 de la inversión.



LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

TABLA NUM. 9

**COSTO DE INVERSION DEL ALMACENAJE REFRIGERADO DE GAS LICUADO O DEL ALMACENAJE SUBTERRANEO DE GAS NATURAL O MANUFACTURADO PARA CIERTOS TIPOS DE ALMACENAJE**

(Estimaciones provisionales, dadas a título ilustrativo)

Modo de almacenaje	Objeto del almacenaje	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Costo específico aproximativo (Dólares de los EU/m <sup>3</sup> en 1964)	Ejemplo de emplazamiento donde el modo de almacenaje está utilizado o previsto
1	2	3	4	5
Depósito de ferroniquel o de aluminio ... ..	Almacenaje operacional de gas natural licuado.	10-12.000 <sup>a</sup>	70-60 b).	Arzew, Le Havre, Caney Island.
Idem, idem ... ..	Idem.	30-40.000.	55-50.	Sin practicar.
Idem, idem ... ..	Idem.	15-70.000.	53-30 b).	Estudiado por "Gas de Francia".
Depósitos en excavaciones con paredes refrigeradas ... ..	Idem.	17-38.000.	47 b) aproximadamente.	Arzew y Estados Unidos de América.
Almacenaje en caverna.	Idem.	36.000 c).	73 c).	Le Havre.
Excavaciones y otras cavidades naturales en rocas salinas o formaciones arcillosas... ..	Almacenaje de gas (diario y estacional).	7.500-30.000.	14-6.	Bélgica, Inglaterra, Francia, etc.
Almacenaje en las explotaciones mineras...	Idem.	—	25-45.	
Depósitos subterráneos en estructuras acuíferas ... ..	Idem.	Gran capacidad d).	Costo específico muy débil en condiciones aproximadas.	Francia (Lusagnet y Beynes), Estados Unidos (200 ejemplos), U. R. S. S., etcétera.

a) En Arzew, el gas se almacena en tres depósitos sobre el suelo, de una capacidad de 4.800 toneladas cada uno.

b) Menos las tasas.

c) Costo del depósito equipado.

d) Este modo de almacenaje es muy barato para la regulación estacional cuando la capacidad es muy grande, y para la utilización en servicio de carga de punta con una menor capacidad, pero con instalaciones adecuadas de extracción diaria.

del yacimiento de Lacq, en Francia, y también (sobre todo para el gas de hornos de coque y el gas de ciudad) en Beynes, cerca de París, y, además, en otros países. El Reino Unido ha establecido recientemente contratos con Argelia para cubrir hasta un 10 por 100 de sus necesidades por la importación de gas natural de Hassi R'Mel en Argelia, y se espera eliminar una gran parte de la capacidad productiva de reserva utilizando el almacenaje natural de cantidades de gas que pueden alcanzar 1.700 millones de metros cúbicos en estructuras subterráneas apropiadas. Un lugar ideal sería la formación porosa de la era mesozoica del Lower Greensand, que aflora frecuentemente en Inglaterra meridional y que tiene siempre por techo el Gault Clay y por asiento el Weald Clay. Cada una de estas estructuras debería permitir almacenar 300 millones de metros cúbicos y no exigir más que una veintena de pozos y una pequeña estación de bombeo. El método reemplazaría ventajosamente a un gran número de gasómetros tradicionales y el costo en capital sería del orden de nueve millones de dólares, o sea, un 5 por 100 menos que el costo del almacenaje tradicional equivalente.

124. Sobre esta base el costo del capital amortizado sería quizá del orden de 0,1 centavos por metro cúbico de capacidad, en vez de 2,5 centavos por los métodos tradicionales.

125. El volumen máximo que es posible almacenar en Beynes es de 340 millones de metros cúbicos, y en Lussagnet es de 200 millones de metros cúbicos aproximadamente. En Beynes, donde el gas almacenado no tiene más que 4.700 Kcal./m.<sup>3</sup>, los costos proporcionales, comprendidas las necesidades en energía necesarias para tratar 35.000 metros cúbicos/hora, se elevan a 0,8 millones por metros cúbicos aproximadamente (1). Los costes fijos, que se elevan al equivalente de 840.000 dólares por año aproximadamente, representan el equivalente de 0,25 centavos por metro cúbico de capacidad de almacenaje.

126. Claro está que los costos unitarios así calculados no son reales, dado que se refieren al total de la capacidad de almacenaje y no al volumen efectivo del almacenaje de regulación. En parte es por esta razón por lo que las autoridades francesas prefieren considerar el costo de este almacenaje de regulación como un elemento del costo de producción en vez de como una carga adicional del costo de transporte.

127. Aunque las estimaciones fundamentales difieren en ocho años

---

(1) El almacenaje de Beynes es capaz de cubrir aproximadamente un 20 por 100 de las necesidades punta de París.

y el ejemplo de Beynes no sea completamente representativo, los ejemplos suministrados dan una idea de las ventajas económicas del almacenaje subterráneo en condiciones favorables. Se puede ver que el costo del almacenaje del gas por los métodos tradicionales es un múltiplo del de almacenaje subterráneo, quizá sea diez veces más elevado y quizá cien veces. Sin embargo, se recordará, en el presente texto, que los depósitos subterráneos se justifican solamente cuando se quiere almacenar grandes cantidades de gas del orden antes mencionado. El costo de la búsqueda y de la puesta en valor varía según el emplazamiento y se ha visto que la situación del punto de almacenaje en relación con un gasoducto de amplias dimensiones puede ser un elemento importante del costo del transporte por este gasoducto.

## CAPITULO IV

### CARACTERÍSTICAS Y COSTOS DEL TRANSPORTE Y DEL ALMACENAJE DE LOS COMBUSTIBLES SÓLIDOS

#### A. *Introducción.*

128. La hulla y los combustibles sólidos similares pueden transportarse por mar, por ferrocarril o por vía de navegación interior. Además, el transporte del carbón por "pipe-line" hidráulico, método que ha sido empleado por primera vez antes de la primera guerra mundial, pero que sólo recientemente ha sido aplicado sobre largas distancias, ha atraído de nuevo la atención desde hace algún tiempo. Además, el progreso técnico revoluciona actualmente los métodos de transporte del carbón por ferrocarril.

129. La transmisión de corriente eléctrica a alta frecuencia, que se examina en el capítulo siguiente, rivaliza cada vez más con el transporte del carbón para hacer frente a las necesidades de producción de corriente eléctrica en los centros de consumo a consecuencia de los progresos impresionantes realizados en este último campo. Sin embargo, en la práctica, la situación a analizar es más compleja, dado que las líneas de transmisión no deben hoy, en la mayor parte de los casos, ser consideradas exclusivamente como un medio de transportar energía de un punto a otro, sino que poseen ventajas adicionales que no son directamente comparables con el coste del transporte.

#### B. *Transporte marítimo por mineralero.*

130. Cuando los costos de producción son suficientemente bajos, la hulla ha entrado tradicionalmente en el comercio internacional por la

exportación proveniente de los grandes países productores por medio del transporte marítimo, realizado hasta los puertos terminales y, a partir de ellos, por el transporte por ferrocarril o por vía de navegación interior. Además, en cortas distancias el cabotaje es utilizado para el transporte de la hulla, y entra a menudo, a este respecto, en competencia con otros medios de transporte terrestre.

131. Actualmente, las exportaciones de carbón representan solamente un 6 por 100 aproximadamente de la producción total de carbón, y el transporte marítimo no representa más que un 40 por 100 de estas exportaciones. Sin embargo, los tonelajes así transportados por mar (poco más de 55 millones de toneladas) son considerables, aunque no representan más que la mitad del transporte marítimo de mineral de hierro y la décima parte del tonelaje de petróleo bruto y de productos refinados transportados por petrolero. Como para el petróleo, el transporte de carbón por mar tiene tendencia actualmente a aumentar, aunque lo haga a un ritmo relativamente lento.

132. El transporte marítimo del carbón depende de diversos factores que influyen sobre la demanda de carbón, puesto que la economía del transporte por mineralero implica el fletamento que, siendo, en amplia medida, objeto de acuerdos a corto plazo o de contratos de alquiler para un solo trayecto, no difiere sensiblemente del fletamento de petroleros ya examinado.

133. La evolución reciente de ciertas tarifas de transporte de carbón se resumen en la tabla núm. 10. La misma tabla de ejemplos de tasas de flete recientemente aplicadas al transporte del carbón americano, producido a bajo costo y distribuido en diversas partes del mundo. En principio, las tasas son negociadas entre el armador o el suministrador y el comprador, estando directamente ligada la tasa efectiva al volumen y a las condiciones del contrato. Los costos reales del transporte en un momento dado varían, pues con la situación de la demanda a corto plazo de carbón y sólo sobre un período largo las tasas medias practicadas reflejan los costos efectivos del transporte, ya se trate de los gastos de capital o de los gastos de explotación, incrementados con el margen de beneficio del transportista.

134. Si se comparan algunas tasas que figuran respectivamente en las tablas 3 y 10, se observa que el costo efectivo de la tonelada transportada en un largo trayecto por mar es sensiblemente el mismo para el carbón y para el petróleo bruto. Sin embargo hay que no perder de vista que el contenido calorífico de la tonelada transportada es, por lo me-

nos, un 30 por 100 mayor en el caso del petróleo. En principio, los factores esenciales que influyen sobre los costos efectivos del transporte son bastante semejantes en los dos casos, de manera que los elementos del análisis de los costos que figuran en la tabla 2 son en primera aproximación válidos igualmente para el carbón. Sin embargo, en realidad, como el transporte del petróleo por petrolero es más sistemático, tiene la ventaja de estar capacitado para realizar todas las economías de escala posibles por el transporte de grandes cantidades. Además, la manipulación de toneladas importante es más fácil en el caso del petróleo que en el del carbón.

135. Sin embargo, en el transporte del carbón por mar, el costo de la tonelada kilómetro es muy reducido. He aquí por qué el carbón de los Estados Unidos, cuya extracción es poco costosa, es competitiva en unos 30 países, repartidos en el mundo entero, después de haber soportado el costo de un transporte inicial por ferrocarril y el de otro viaje hasta el punto de destino, por ferrocarril o por vía fluvial. En Europa, el equilibrio económico es, sin embargo, sensible al respecto y depende de variaciones temporales de factores de la demanda, dependiendo del flete en gran parte la igualdad de los costos del carbón importado.

136. El transporte del carbón del centro de producción al centro de consumo por pequeño mineralero costero es, en general competitivo con el transporte terrestre cuando el emplazamiento de los centros es favorable. Pero la influencia de los costos de manipulación, del almacenaje intermedio y del transporte a partir del puerto terminal y hasta el puerto terminal viene a complicar la comparación económica. El ejemplo del transporte del carbón por barco de cabotaje de Newcastle a Londres, seguido del transporte terrestre sobre cortas distancia por vía férrea o por carretera, es uno de los casos en que el cabotaje se revela hasta ahora competitivo con el ferrocarril para el transporte de carbón necesario para la producción de electricidad o para otros fines.

137. Los costos del almacenaje y los gastos que ocasiona juegan así un papel importante en cuanto se trata de decidir las ventajas económicas de los diferentes métodos de transporte del carbón. Sin embargo, dado que los elementos esenciales del almacenaje y de sus diversas operaciones (1) son, en principio, semejantes en todos los casos, quizá resulte indicado examinar inmediatamente la cuestión de los costos de almacenaje.

---

(1) Son los métodos de manipulación y traspardo los que pueden diferir en cierta medida en el caso del transporte de combustibles sólidos. Cuando este factor resulta importante, la cuestión se discute separadamente.

TABLA NUM. 10

INDICES ANUALES MEDIOS DE LAS TARIFAS DEL REINO UNIDO (FLETAMENTO POR VIAJE) PARA EL TRANSPORTE DEL CARBON EN UN PERIODO RECIENTE (DE 1957 A 1964) Y EJEMPLOS DE TARIFAS RECIENTES DE LOS TRANSPORTES POR BARCO CARBONERO EN DOLARES POR TONELADA BRUTA DE HAMPTON ROADS, VIRGINIA, A CIERTOS PUERTOS

(Según informaciones de marzo 1965)

Año	Indices de las tarifas medias anuales del Reino Unido (1958 = 100)	
	Carbón (a) (fletamento por viaje)	Petroleros (b) (fletamento por viaje)
1957	214	286
1958	100	100
1959	117	97
1960	125	100
1961	138	87
1962	104	101
1963	127	130
1964	122	117

  

Tasa en dólares de Hampton Roads, Virginia a: (c)			
Puerto o país	Dólares por tonelada bruta	Puerto o país	Dólares por tonelada bruta
Montevideo ... ..	8,50 - 9,50	Amberes o Rotterdam ... ..	3,65 - 4,35
Alejandro ... ..	8,00 - 8,50	Hambourg o Brême ... ..	3,90 - 4,20
Japón ... ..	7,75 - 8,58	Dublín ... ..	5,25 - 6,15
Constanta ... ..	8,00 - 9,00	Marsella ... ..	7,00 - 7,50
Patras ... ..	7,50 - 8,00	Italia central y occidental ...	4,40 - 5,00
Argel ... ..	7,00 - 7,50	Trieste ... ..	5,50 - 6,50

a) Chamber of Shipping del Reino Unido con exclusión de las tasas expresadas en dólares.

b) Tarifas de Alemania occidental, datos a título indicativo.

c) Tarifas de transportes marítimos para ida simple, en marzo 1965.

*Almacenaje de la hulla y de los combustibles sólidos similares.*

138. La economía del almacenaje de los combustibles sólidos implica costos fijos, del orden de 15 a 25 centavos de los Estados Unidos por año y por tonelada de capacidad, y costos de explotación, para la puesta en almacenaje y la salida de almacén, que, en Europa, pueden variar entre 40 y 160 centavos aproximadamente por tonelada métrica y por año. En una superficie de unas 100 Ha. se puede almacenar cerca de cuatro millones de toneladas de carbón, pero el personal y el equipo necesarios a este fin pueden variar considerablemente según que las instalaciones comprenden transportadores y otros medios mecánicos perfeccionados. En el curso de los últimos años, métodos revolucionarios de entrega han permitido reducir, de una manera considerable el tiempo necesario para descargar las barcasas y trenes de carbón.

139. Las pérdidas que implica cada fase de manipulación y de almacenaje pueden, sin embargo, ser importantes. Además, después de seis meses aproximadamente, la calidad puede resentirse seriamente por el deterioro de ciertos tipos de carbón, tales como los carbones de coquefacción. Las pérdidas o deterioros pueden cifrarse en el equivalente de 50 centavos por tonelada aproximadamente. Por el contrario, la operación de almacenaje, sea en el punto de origen, sea en el punto de destino, cumple una función económica útil y contribuye a mantener en límites razonables las variaciones de la oferta y de la demanda.

140, 141 y 142. Un estudio reciente de una operación de almacenaje de hulla, en Francia (1), permite distinguir un conjunto de elementos representativos del problema. También se han aplicado tarifas regresivas, cuyas tasas varían con la distancia. Estas tarifas han variado igualmente en función de la escala de explotación del volumen transportado y de la regularidad del transporte.

143. En Gran Bretaña, por ejemplo, un 30 por 100 aproximadamente de los ingresos del ferrocarril provienen del transporte del carbón, que, de hecho, se beneficia de tarifas medias poco elevadas. También es verdad que los gastos de transporte añaden —según el alejamiento mayor o

---

(1) Los costos convertidos en dólares de los Estados Unidos son valederos para los últimos años del decenio 1950-1960.



menor de la mina— de un 25 a un 30 por 100 aproximadamente al precio calculado en bocamina. En los Estados Unidos, donde los precios en bocamina son poco elevados y las distancias terrestres, mucho mayores, los costes del transporte por ferrocarril pueden aumentar en un 70 por 100 o más aún el coste del carbón adquirido en la mina.

144. Cuando se habla del coste del transporte por ferrocarril, se apunta tradicionalmente al caso en que existe ya una red ferroviaria de una cierta densidad. Pero en otras situaciones, como la de las regiones en vía de desarrollo, puede ser necesario afrontar los costos de inversión y de construcción de la instalación de un ferrocarril, de una carretera o de una vía navegable, a lo largo de un recorrido definido, quizá sobre un terreno difícil. Para ilustrar este tipo de problema, se han resumido separadamente en el anejo II los costos comparados para una situación de este género, según los cálculos establecidos en los últimos años, del decenio 1950-1960 para el estudio de la puesta en valor de la cuenca del Mekong.

145. Hasta aquí el examen de los costos de transporte del carbón por mineralero y ferrocarril ha incidido sobre la práctica tradicional seguida durante un largo período. En el curso de los años, el progreso técnico y las economías de escala han reducido los costos del transporte por mar y por ferrocarril, pero solamente en ciertos límites. En el cuadro de estos límites tradicionales es donde debemos ahora considerar los esfuerzos desplegados actualmente para aplicar ideas revolucionarias a los nuevos problemas del transporte terrestre, regular y poco costoso, de muy grandes toneladas entre las mismas y los grandes centros de producción de energía eléctrica situados en la proximidad de los centros de consumo.

Esta nueva concepción anima y hace realizables importantes progresos técnicos, y, por otra parte, gracias a la competencia entre el ferrocarril y la carretera, las vías navegables y el "pipe-line", el progreso técnico se ha acelerado en todos estos campos, y principalmente en los de la manipulación terminal y de la rotación del material de transporte. Sólo en el caso del transporte marítimo se ha descuidado plantear las posibilidades de una racionalización del transporte del carbón por concentración de los tonelajes.

146. En este sentido se debe señalar que el ferrocarril, el barco y el ferrocarril o la barcaza son normalmente medios sucesivos y complementarios que se emplean en el curso de una operación de transporte a larga distancia del carbón. Por esta razón, y para ilustrar las consideraciones expuestas anteriormente, no carece de interés indicar costos y gastos es-

pecíficos (por millón de Kcal) afrontados recientemente para la exportación de carbón de los Estados Unidos y su puesta en destino en Europa occidental (1).

Categoría	Centavos de los Estados Unidos/millón de Kcal.	En porcentajes
Precio en bocamina ... ..	58,0	30
Comisión ... ..	14,0	7
Flete del transporte hasta Norfolk (Virginia) por vagón de ferrocarril ... ..	62,4	33
Flete del transporte hasta Norfolk (Virginia) por tren entero ... ..	46,8	—
Flete marítimo (base reciente) ... ..	57,2	30
Flete marítimo en nuevos barcos de 50.000 toneladas ... ..	30,4 (estimación)	—
Coste puesto en el noroeste de Europa ... ..	191,6	100

147. Los datos que figuran en esta tabla dan una idea de las perspectivas ofrecidas a la economía por las nuevas tendencias a utilizar trenes completos y “pipe-lines” para el transporte del carbón en suspensión en agua por razones de la competencia que se hacen el petróleo, el gas y el carbón y sus diversos medios de transporte. Es en este campo donde el transporte por ferrocarril entre la fuente de aprovisionamiento y el punto de destino reviste una nueva importancia.

148. Los *liner trains* planteados por los ferrocarriles británicos y las “ramas de vagones” o hasta los nuevos trenes completos previstos por ciertas compañías ferroviarias en los Estados Unidos ilustran los nuevos métodos de servicios de “va y ven” en el transporte del carbón. A título de ejemplo, la tarifa del *Unit Train* para un servicio “va y ven” del carbón de una mina en Pensilvania hasta Martins Creek, Estados Unidos, sobre una distancia de 635 kilómetros, se aplica a una carga mínima de 5.950 toneladas y permite una reducción del 27,5 por 100 sobre la tarifa normal de transporte del carbón. El tren debe ser cargado en cuatro horas, y descargado en menos de once horas a la llegada a la central eléctrica. Este modo de transportar permite multiplicar por seis la utilización

(1) Sobre la base de datos comunicados al Coloquio Europeo de Economía de la energía celebrado en Grenoble en mayo de 1965, por M. A. Adelman.

LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

media del vagón gracias a una doble ida y vuelta por semana sin desenganche, sin clasificación, ni pesaje, etc. Este transporte directo necesita grandes velocidades. Los *trenes puros* cuya puesta en servicio está prevista en Gran Bretaña circularían a 80 kilómetros por hora.

149. Las tarifas unitarias aplicadas recientemente en Estados Unidos por adopción de estas nuevas medidas son las siguientes: Para el recorrido de 700 kilómetros que va de Fairmont (Virginia occidental) a Nueva York, el transporte a granel por ferrocarril debería permitir una reducción de tarifa de uno a dos dólares, siendo la tarifa media por tonelada de 2,5 a 3,5 dólares. Si se toman valores medios por diferentes distancias, basadas sobre 18 tarifas distintas, aplicables en diferentes regiones, los costos unitarios por tonelada/Km. se establecen como sigue (1):

Distancia (Km.)	Centavos/Tonelada-Km.
300	0,62
600	0,46
900	0,40

150. Estas tarifas se refieren a los métodos modernos de transporte en condiciones de intensa competencia entre diferentes formas de energía y diferentes modos de transporte de energía. En el mismo país, los costos efectivos de la instalación del equipo de un tren son del siguiente orden:

Categoría	Evaluación del costo de instalación (en miles de dólares de los Estados Unidos)	
	Trenes de 100 vagones más 8 vagones de reserva	Dos trenes de 126 vagones más 18 vagones de reserva
Costo de los vagones ... ..	1.944	4.860
Instalación de descarga completa ...	425	425
<b>TOTAL ... ..</b>	<b>2.369</b>	<b>5.285</b>

(1) Estos costos deberían ser igualmente comparados con las evaluaciones de los costos de transporte del carbón por barcaza moderna, que se dan a continuación.

151. Antes de pasar al examen del transporte del carbón por "pipeline" e igualmente de la transmisión eléctrica —los principales concurrentes— es necesario pasar brevemente revista a las condiciones de competencia del transporte de carbón por barcaza y del transporte por carretera a gran escala. A este efecto, es igualmente cómodo tomar por base de comparación las condiciones que existen en los Estados Unidos, aunque el transporte del carbón por vía de navegación interior se practica sobre los ríos europeos en una gran escala y compite igualmente con el transporte por ferrocarril sobre distancias más cortas en Gran Bretaña (1).

152. Las esclusas y otros obstáculos que presentan ciertos ríos imponen límites rigurosos a la capacidad y a la largura de los trenes de barcasas, y los planes de puesta en valor de las cuencas fluviales pueden igualmente limitar el alcance de los futuros progresos técnicos en el transporte de energía por vía navegable. Se utilizan actualmente barcasas de 900 a 1.500 toneladas, de forma que un gran tren de barcasas en los Estados Unidos, por ejemplo sobre el Ohío, transportarían aproximadamente 22.500 toneladas ( $3 \times 5 \times 1.500$ ) y sería empujado por un remolcador de 3.200 CV.

153. Si tomamos de una tarifa actualmente en vigor en los Estados Unidos valores medios calculados por interpolación, obtenemos las tasas específicas siguientes, que pueden ser comparadas con las tasas de flete ferroviarias dadas anteriormente:

Distancia (Km.)	Centavos/Tonelada-Km.
150	0,40
300	0,33
450	0,29
600	0,25

154. Una racionalización más avanzada de las operaciones de carga y de descarga de las barcasas debería, siempre que fuera posible, permitir reducir aún el costo del transporte.

155. Se ha hecho mención anteriormente del transporte por carre-

---

(1) Por ejemplo, en las minas, en los puertos o en otros puntos de trasbordo del transporte, en las fábricas de gas, en las centrales térmicas, en las coquefías en los altos hornos, etc., y en los depósitos situados en cabeza de las líneas ferroviarias o a otros centros de distribución.

tera a propósito del transporte a granel de los productos petrolíferos. Para el transporte a granel del carbón, este método de transporte no es comparable al del transporte por ferrocarril o por vía fluvial, pero puede ser interesante, principalmente en ciertos países en vías de desarrollo, evaluar los costos del transporte por carretera concebido como otro modo de transporte de la energía distinto de la distribución a corta distancia a los consumidores, para la que este modo de transporte está bien adaptado. Por esta razón, se han hecho figurar en la comparación presentada en el anejo II los vehículos de carretera de capacidad limitada.

156. Para comparar los costos del transporte por barcazas al transporte por ferrocarril, tal como se han resumido anteriormente, se puede decir que, en Europa, el costo unitario medio del transporte del carbón por camión y remolque de una capacidad de 20 toneladas, cubriendo una distancia anual del orden de 60.000 kilómetros, es del orden de 1,5 centavos de los Estados Unidos por tonelada-kilómetro de carga. Sin embargo, las instalaciones especiales están reducidas al mínimo y las tres cuartas partes del gasto total por kilómetro están representadas por el carburante, el entretenimiento y las reparaciones (50 por 100) y los gastos de mano de obra (25 por 100).

#### D. *Transporte del carbón por "pipe-line" hidráulico.*

157. A consecuencia de la experiencia adquirida en el curso de los cinco últimos años, los "pipe-line" transportando "schlamms" de las minas a los grandes generadores a cientos de kilómetros, son capaces de rivalizar con los métodos modernos de transporte ferroviario, para instalaciones produciendo más de 500 MW, con transmisión a alta tensión a partir de la fuente de combustibles. Esta solución es aún más atrayente, puesto que con calderas apropiadas y condiciones de temperatura adecuadas, es rentable quemar los "schlamms" en estas instalaciones. Sin embargo, dado que la comparación de los "pipe-line" con otros métodos es delicada, los elementos del problema exigen un examen más amplio.

158. Para los "pipe-line" hidráulicos de carbón (1), los "chlamms" necesitan un tratamiento en origen y destino cuyo costo, bastante consi-

---

(1) El transporte por pipe-line de lodos de petróleo es igualmente posible, pero al parecer, no económico. Para largas distancias las mismas observaciones se aplican al transporte neumático del carbón.

derable, es constante cualquiera que sea la distancia, de manera que los costos unitarios disminuyen rápidamente a medida que el volumen se incrementa. En esto el transporte de carbón por "pipe-line" difiere del transporte por ferrocarril, para el cual el costo permanece proporcional al volumen si la distancia no varía. En otro sentido, los "pipe-line" para carbón no son diferentes de los oleoductos: requieren instalaciones de bombeo espaciadas a lo largo del camino, pueden ser de un diámetro comparable y soportan el pago de percepciones por derecho de paso.

159. Este tipo de transporte impone dos problemas específicos, el de la dimensión de las partículas más conveniente a la utilización y combustión en diferentes tipos de calderas, y el de la relación entre el peso de carbón y el peso de agua. Es fácil determinar la dimensión de las partículas teniendo en cuenta la resistencia y la velocidad de avance de los depósitos en el "pipe-line" y escoger una dimensión de las partículas inferior a 1.000 micras bastante grande, sin embargo, para poder quemar en la caldera para combustibles pulverizados. En lo que concierne a la relación entre el peso de carbón y el peso de agua, se ha comprobado que una tasa de 60 : 40 permitía reducir los costos y transportar mayores toneladas que la tasa de 50 : 50 utilizada antes experimentalmente.

160. Un "pipe-line" de diez pulgadas de diámetro funciona desde 1957 para aprovisionar en carbón, a razón de 1,25 millones de toneladas por año, una central térmica de 660 MW; se extiende sobre una distancia de 175 kilómetros. Los trabajos de investigación prosiguen en el Reino Unido (donde, desde 1905, el carbón era transportado por "pipe-line" a corta distancia) y en otros países. La Oficina de Minas de los Estados Unidos ha procedido recientemente a una evaluación técnica y económica de este modo de transporte del combustible, y ha estudiado en tres casos diferentes las características relativas de "pipe-line" hidráulicos comparados con trenes completos, transmisión a alta tensión y otras posibilidades.

161. Los principales resultados económicos de la comparación, para tres distancias, variando entre 500 y 1.500 kilómetros, están resumidos en la Tabla núm. 11. El análisis está basado en un "pipe-line" de 24 pulgadas (60 cm.) de diámetro, transportando "schlamms" con un peso de carbón del 57 por 100, una capacidad anual teórica de diez millones de toneladas y pudiendo suministrar nueve millones de toneladas de carbón con un "factor de carga" de 90 por 100. Para el trayecto Virginia occidental-Nueva York, estudios paralelos sobre la utilización de métodos diferentes de transporte de energía, principalmente por tren completo, pu-

diendo transportar 25.000 toneladas en un servicio de "va y ven" continuo, permiten comparaciones. Para la comparación con las cifras finales que figuran en la tabla núm. 11, se puede observar que, para este recorrido particular, los ferrocarriles aplican una tasa de flete medio de 4,59 dólares-tonelada, correspondiendo a un costo medio de explotación de 3,03 dólares, y que estimaciones de los costos correspondientes del transporte por tren completo dejan entrever la posibilidad de reducir las tasas de flete mínimas que variarían entre 2,50 y 3,50 dólares la tonelada si los costos fijos están imputados al tráfico de carbón. Esto corresponde a un costo de explotación medio posible de unos 1,06 dólares.

162. Se ve por ello que los "pipe-lines" de "schlamms" de carbón y el transporte ferroviario racionalizado y concebido para este modo particular de transporte pueden dar resultados muy próximos los unos a los otros. Si se estima en 2,66 dólares por tonelada (o en 0,366 centavos por tonelada-kilómetro), el costo global posible del transporte por "pipe-line" sobre el recorrido de 720 kilómetros (1), se ve, lo que confirma el resultado de otros cálculos, que la comparación es bastante delicada, de manera que es necesario estimar los costos separadamente en cada caso.

---

(1) Correspondiendo al total de 2,49 dólares por tonelada que figura en la tabla número 11.

TABLA NUM. 11

DESCOMPOSICION DEL GASTO DE CAPITAL Y DE LOS COSTOS DE EXPLOTACION PARA TRES PROYECTOS A LARGA DISTANCIA DE TRANSPORTE Y DE TRATAMIENTO DE LODOS DE CARBON POR "PIPE-LINE" DE LA MINA A LA FABRICA DE PRODUCCION DE VAPOR

Categoría	De Utah a Los Angeles	Illinois del Sur a Chicago	Virginia occidental a la costa oriental	
<i>Gasto de capital a) (en millones de dólares de los Estados Unidos)</i>				
Preparación y acopio de lodos ...	18,60	18,31	21,50	
Pipelines colectores y laterales ...	142,75	46,31	68,21	
Almacenaje en destino ...	4,60	5,30	3,45	
Instalación general ...	2,75	2,60	2,68	
Bombeo ...	19,83	7,12	8,49	
Fondos de rodamiento ...	8,47	5,36	5,67	
<b>TOTAL</b> ...	<b>197,00</b>	<b>85,00</b>	<b>110,00</b>	
Longitud en km. comprendiendo las líneas laterales ...	1.550	550	725	
<i>Costos de explotación b) (en dólares de los Estados Unidos por tonelada)</i>			a Phila.	a Nueva York
Preparación y conducción por "pipe-line" de los lodos ...	1,03	0,75	0,70	0,74
Manipulación de los lodos y penalización por exceso de humedad ...	0,48	0,46	0,46	0,46
Amortización del capital al 16 por 100 c) ...	3,25	1,55	1,55	1,78
A descontar d) ...	—	0,24	0,49	0,49
<b>TOTAL</b> ...	<b>4,76</b>	<b>2,49</b>	<b>2,22</b>	<b>2,49</b>

a) Comprendido el costo del equipo necesario al almacenaje en depósito durante tres días y el costo de las instalaciones de deshidratación.

b) Calculados para un volumen de nueve millones de toneladas por año.

c) Como la duración del «pipe-line» ha sido estimada en mucho más de veinte años, los gastos de amortización de capital estimados son, casi seguramente, mucho menores.

d) Economía realizada cuando las instalaciones de manipulación del carbón existentes no son explotadas.



## CAPITULO V

### CARACTERÍSTICAS Y COSTOS DEL TRANSPORTE Y DEL ALMACENAJE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

#### A. *Introducción.*

163. Cuando la energía hidráulica no es abundante y la energía eléctrica se produce a partir de combustibles tradicionales para el aprovisionamiento de centros de consumo situados a cierta distancia de la fuente de combustible, es indispensable comparar los costos respectivos de la instalación de los generadores en la fuente del combustible o en la proximidad de los centros de consumo. Según la solución adoptada, es preciso entonces, bien transportar la corriente eléctrica por línea de alta tensión hasta el centro de consumo o transportar el combustible hasta la fábrica de producción de energía eléctrica. En principio, hay que hacer esta elección corrientemente, hasta cuando una red de transmisión tiene interconexiones con una serie de generadores y sirve igualmente un cierto número de centros de consumo, a condición, sin embargo, de que al menos un centro importante de consumo este aún a cierta distancia de la mina u otra fuente de combustible.

164. Si, en vez de una instalación que utiliza combustible de tipo clásico, se introduce una central nuclear para alimentar el circuito principal, este problema del aprovisionamiento en combustible resulta sensiblemente reducido. La concentración del contenido energético en los elementos de combustible de la central nuclear es tan grande en relación a su peso y volumen que, a condición que existan medios normales de transporte, la central puede estar instalada en cualquier punto que se juzgue conveniente sin entrañar costos de transporte elevados. Hay, sin embargo, un doble movimiento de los elementos de combustible hasta el centro de transformación y a partir de este centro y las precauciones necesarias a la seguridad representan igualmente un elemento de costo.

165. Por lo que respecta al transporte de la energía eléctrica, ha puesto lugar en principio a distinguir entre tres tipos principales de situaciones. En el primero, se trata de la transmisión de un punto a otro, como la que requiere el transporte de energía de una fuente alejada de combustible de costo poco elevado o de una central hidráulica a un centro de consumo. El segundo tipo de situación es más característico: las líneas de transmisión están entonces incorporadas a una red ligada a una serie de centrales eléctricas que alimenta además los centros de consumo. Se debe, para completar, prever una tercera situación, donde entra en consideración un tipo especial de transporte de combustible que no ha sido previsto en los capítulos precedentes, el transporte de combustible nuclear con destino a y a partir de centrales nucleares concebidas para producir electricidad.

166. Estos tres tipos de situaciones serán examinados en el mismo orden en el presente capítulo, empezando por la transmisión de energía eléctrica.

#### *B. Características y costos de la transmisión en alta tensión.*

167. Aunque la transmisión de la energía eléctrica sea, en diversos aspectos, un modo único de transporte de la energía, posee igualmente ciertas características análogas a las de los "pipe-line". Así, al igual que el costo unitario del transporte por tubería puede reducirse si se aumenta el caudal ampliando el diámetro interno de la tubería, lo mismo el costo unitario por kilovatio-hora transportado, puede reducirse igualmente si se puede incrementar la capacidad elevando el voltaje de una línea de transmisión.

168. Para una capacidad dada de transporte y una distancia dada, hay pues una tensión óptima para la cual los costos de transporte serán reducidos al mínimo. Este valor teórico óptimo depende de la interacción de un buen número de elementos, la capacidad de transporte en MW, el factor de carga, la distancia, las pérdidas y el equipo terminal son los más importantes desde este punto de vista. Sin embargo, para una distancia dada y una tensión dada, el costo total óptimo puede variar solamente en algunos puntos de porcentaje para diferentes cargas.

169. La media anual del costo de transmisión total es la suma de dos componentes. Hay primero los costos debidos a las cargas fijas de inversión para el establecimiento de la línea y de las estaciones terminales, que son independientes de la carga transportada; a continuación

los gastos de explotación de la línea, que varían con la capacidad máxima y el grado de utilización y comprenden principalmente todas las pérdidas y todos los costos de compensación.

170. Para una tensión de línea y una distancia constantes, el componente fijo del costo unitario es inversamente proporcional a la carga transportada, de manera que el costo anual fijo por kilovatio-hora disminuye cuando la utilización de la capacidad de la línea aumenta. Por el contrario, el costo de explotación unitario aumenta con la utilización de la capacidad de la línea según una relación casi lineal. En la representación gráfica del costo por kilovatio-hora y de la carga, el mínimo real del costo unitario se sitúa próximo al punto en que los costos fijos unitarios anuales y los costos de explotación unitarios anuales son iguales. Sin embargo, se ha comprobado que para diversas condiciones de tensión y de distancia, los costos unitarios globales no aumentan más que aproximadamente en un 5 por 100 cuando los costos fijos unitarios representan la tercera parte o los dos tercios de los costos unitarios totales (costos fijos aumentados con el costo de explotación). Esto es así porque los costos totales aumentan en un principio lentamente a partir del valor mínimo, para diferentes cargas.

171. Así, para tomar un ejemplo reciente, calculado para diversas tensiones con un factor de carga del 70 por 100, las condiciones a las cuales una carga equivalente a 0,2 centavos por kilovatio-hora transportado sería teóricamente posible, son las siguientes (1):

Tensión de línea (KV.)	Carga (MW.)	Distancia (Km.)
230	250 - 500	480
345	500 - 1.000	720
500	1.000 - 1.900	1.050

172. Hasta este punto de la exposición, los elementos esenciales del costo han sido indicados para el caso más simple—y hoy un poco teórico—del transporte de energía a granel de una fábrica A a un punto B, donde se manifiesta la demanda. Para este caso esquemático, ciertas características económicas adicionales pueden ser definidas. Así, para un

(1) Estos datos se indican solamente a título ilustrativo. Ciertas de las fuertes cargas y de las largas distancias indicadas no se encuentran normalmente en la actualidad.

costo dado mínimo si se dobla la tensión, se dobla aproximadamente la distancia útil y se cuatricula sensiblemente la carga necesaria. En otros términos, la energía transportada varía casi como el cuadrado de la tensión. Las cifras dadas anteriormente ilustran esta particularidad. Por lo que se deduce que para costos iguales, se puede, aumentando la capacidad de transporte, transmitir en principio la energía sobre mayores distancias.

173. A medida que la distancia aumenta, el costo de las instalaciones terminales resulta más débil en proporción al total. A este respecto se ha observado que para voltajes muy diferentes la relación entre el costo de las instalaciones terminales en las dos extremidades de la línea y el costo específico de las líneas de transmisión permanece sensiblemente constante, igual al del transporte sobre cortas distancias del orden de 50 a 60 kilómetros.

174. Aunque los factores técnicos del sistema de transmisión—que no han sido tomados en consideración—sean complejos, es evidente que algunas de las características económicas tienen una afinidad con las de las “pipe-line” cuando la transmisión está estudiada simplemente como un medio de transportar la energía de A a B. Si nos atenemos por el momento a esta concepción simplificada, algunas de las características descritas anteriormente tienen repercusiones importantes. Así, normalmente, igual que en el caso de los gasoductos, un sistema de transmisión óptimo debería responder no sólo a las necesidades de la situación presente, sino a las que se manifestarán años más tarde si la carga aumenta regularmente. La gama de especificaciones que es posible obtener sin alejarse excesivamente de los costos mínimos, permite concebir el sistema de transmisión en función de las necesidades futuras y el empleo de ordenadores puede ahora facilitar el análisis.

175. Se han obtenido buenos resultados explotando a título temporal líneas de transmisión a tensiones reducidas, lo que permitía diferir las inversiones en las instalaciones terminales. Gracias a la agilidad de esta disposición, es posible igualmente normalizar los aumentos sucesivos de la tensión y así facilitar la interconexión entre redes próximas.

176. Si se compara el costo de una transmisión directa de energía de A y B con otros medios de transporte de energía, la confrontación puede parecer a menudo desfavorable a la electricidad. Ahora bien, las funciones posibles de una línea de transmisión de energía eléctrica directa y las ventajas económicas que se pueden alcanzar de la interconexión y de la explotación en los dos sentidos de la línea en las condiciones actuales añaden normalmente una prima apreciable a tal inversión.

177. Tal es el caso cuando se trata de conectar dos *redes* de distribución (A y B) cuyas puntas de demanda no coinciden en el tiempo. La interconexión de las dos redes permite igualmente una reducción de la capacidad de producción en reserva necesaria para hacer frente a las penurias y a las necesidades de conservación. Hay ahí dos grandes fuentes de economías. La interconexión de dos sistemas puede igualmente permitir la instalación de mayores generadores y, por tanto, la baja de los costos de producción gracias a una economía de combustible. La puesta en común de la capacidad de dos redes, cuando se acompaña de un sistema de distribución de la carga, puede igualmente contribuir a reducir el costo de producción global.

178. Si los dos sistemas A y B utilizan generadores que queman combustible, habrá sin duda una diferencia en los costos del combustible suministrado entre las dos zonas servidas. Se puede entonces plantear el caso en que un sistema, A, donde el combustible cuesta más caro, decide por razones de economía instalar una central térmica en una fuente de combustible situada en la zona B, y transportar la energía directamente a A. Las consideraciones enunciadas respecto al transporte a granel se aplican entonces directamente.

179. A título ilustrativo, un cálculo mostrará cuál puede ser la influencia de estos diversos elementos de costo y de economía (1). Examinemos dos sistemas de distribución de energía distintos, A y B, teniendo cada uno una capacidad de producción de 4.300 MW y una carga punta anual de 3.700 MW. El "pico" de verano es de 300 MW y el "pico" de invierno, de 130 MW en un principio. La utilización media de las instalaciones es de un 92 por 100 y la carga aumenta en un 6 por 100 por año. Finalmente, hay una diferencia de 40 centavos por millón de Kcal. en los costos medios del combustible consumido para la producción de energía.

180. Según el programa de construcción de las instalaciones, se ha observado que sobre un período de veinte años el sistema A podría utilizar 710 MW menos por año y el sistema B 840 MW menos como media—utilizando los "picos" y la economía de reserva—si las líneas de transmisión de corriente alternativa fueran instaladas con un número de

---

(1) El cálculo se establece sobre la base de los datos, figurando en el informe número 78 (III), de J. Dillard y C. Balwin, presentado a la Conferencia mundial de la energía, Reunión parcial, Lausanne, en septiembre de 1964.

TABLA NUM. 12

GASTOS DE CAPITAL PRECISOS PARA LA TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA Y VALOR ACTUAL DE LAS ECONOMIAS DEBIDAS A LA CONEXION DE DOS SISTEMAS DE CENTRAL DE PRODUCCION SOBRE DISTANCIAS DIFERENTES

A. Gastos de capital supuestos para la transmisión a 345 y 500 KV.

Categoría	Gastos en miles de dólares de los Estados Unidos	
	345 KV	500 KV
<i>Equipo terminal:</i>		
Con interruptor de circuito .....	350	500
Transformador .....	33	50
<i>Transformador:</i>		
600 MVA. ....	970	1.220
300 MVA. ....	660	920
Coste por Km. de línea .....	47,85	61,52

B. Gastos de capital y costo de explotación de una central de producción y valor actual de las economías de interconexión debido a la construcción de una línea de transmisión.

Categoría	Gastos de capital precisos para la construcción de una central de producción (en miles de dólares de los Estados Unidos)	Costo de producción (en miles de dólares de los Estados Unidos)
1. Sistema A separadamente .....	1.449	1.536
2. Sistema B separadamente .....	1.512	1.901
3. Suma .....	2.961	3.437
4. Costo de los dos sistemas conjugados .....	2.539	3.390
5. Diferencia (economía) .....	422	47 total 469
6. Valor actual de las economías .....	25	3 " 28

C. Valor actual de la economía anual teórica debida a la interconexión de los dos sistemas por una línea de transmisión a alta tensión según la distancia de separación.

Distancia en kilómetros	Economía anual (en dólares de los Estados Unidos)	
	345 KV	500 KV
200 .....	24.000	24.000
300 .....	21.000	22.000
400 .....	18.000	19.500
500 .....	15.000	17.500
600 .....	11.000	14.500
700 .....	8.000	12.000
800 .....	4.000	8.000

circuitos suficiente para permitir el transporte necesario de capacidad hasta cuando una línea no está en servicio.

181. La interconexión de los dos sistemas, realizada en estas condiciones, como muestra la Tabla núm. 12, permite reducir el costo de inversión de las instalaciones y el costo de producción. Esta tabla indica de forma sucinta los gastos del capital para una transmisión de energía a 345 y a 500 kilovatios. La estimación de la economía anual (1) variable con la distancia que puede separar los dos sistemas, figura igualmente al final de la Tabla núm. 12. Para el ejemplo dado, las economías que resultan de la mejora del régimen de explotación, obtenida gracias a la transmisión, son siempre mayores a la tensión muy elevada de 500 kilovatios, a condición de que la distancia que separe los dos sistemas no sea inferior a 200 kilómetros.

182. Si la transmisión de alta tensión ofrece corrientemente ventajas apreciables de naturaleza accesoria, puede, claro está, ser también necesaria en el caso de un transporte directo entre dos puntos, A y B, por ejemplo, para transportar energía de una central hidroeléctrica alejada a un centro de consumo; o para transportar energía de una central térmica situada en la proximidad de una fuente de combustible barato. Esta situación puede igualmente ser ilustrada por el ejemplo ya dado anteriormente, donde, se recordará, los costos del combustible en A eran inferiores a los costos del combustible en B en el equivalente a 40 centavos de los Estados Unidos por millón de kcal.

183. Los resultados de un análisis comparativo, en este caso, son los siguientes. Si la transmisión se utiliza solamente como un medio de transportar energía bajo la forma de kilovatios-hora en vez de bajo la forma de combustible, una línea con voltaje de 345 o de 220 kilovatios sería suficiente si la producción proviene de una sola central de 40 MW. En el caso anotado anteriormente, esta transmisión sería rentable con una línea de corriente alterna hasta la distancia límite de 240 kilómetros para una diferencia entre los costos de combustible que no sobrepasara los 40 centavos por millón de kcal (2).

184. ¿Qué ocurriría si se plantease el mismo transporte directo de energía producida en A con un combustible barato—situación que se ha

---

(1) Los costos anuales fijos de transmisión se supone que son de un 10 por 100.

(2) Se puede añadir, para las necesidades de la comparación, que para una central hidráulica de la misma importancia (en que las inversiones de capital resultan a 200 dólares por KW), la rentabilidad está asegurada hasta una distancia de más de 400 km.

descrito anteriormente—, pero con una interconexión previa de los sistemas A y B? Un estudio más profundo del ejemplo dado ha puesto de manifiesto que, si se tiene en cuenta la elevación de las cargas, la transmisión debería entonces efectuarse a la alta tensión de 500 kilovatios. En estas condiciones, resultaría rentable si la distancia entre A y B queda un poco inferior a 600 kilómetros. Más allá de esta distancia, sería precisa una mayor diferencia entre los costos de combustible para que esta solución fuera rentable en las condiciones especificadas.

185. Estos ejemplos ilustran el doble papel de la transmisión de energía eléctrica cuando una red de distribución debe hacer frente instantáneamente a demandas variables. En la medida en que los “pipe-line” pueden ejercer una función bastante semejante para permitir cubrir las necesidades de gas, los ejemplos ilustran de una manera muy general el tipo de situación que puede encontrarse igualmente en este campo.

186. La introducción de consideraciones técnicas llevaría el debate bastante más allá de los límites del presente estudio. Por ejemplo, en el caso en que la transmisión debe efectuarse bajo el mar, o en parte sobre tierra y en parte bajo el mar, será preciso recurrir a la transmisión de corriente directa si el tramo submarino sobrepasa una cierta distancia. Esta solución se ha manifestado o se manifiesta como posible en numerosas partes del mundo, por ejemplo entre Inglaterra y Francia, entre Italia y Cerdeña y en otras situaciones insulares en Europa, en el Japón y en otras partes. Se instalan igualmente sobre tierra líneas de corriente directa a larga distancia, principalmente en la U.R.S.S.

187. El objeto principal del presente estudio es hacer resaltar ciertas características esenciales de los diversos medios de transporte para permitir comparaciones económicas bastante amplias. Para ilustrar por un ejemplo concreto algunos de los principales parámetros, se dará detalles de un caso de transmisión directa a alta tensión de una importante central hidroeléctrica, instalada sobre el río Bersimis, en Canadá, a los centros de consumo de Quebec y de Montreal, sobre una línea de aproximadamente 600 kilómetros.

188. La Tabla núm. 13 da una serie de tensiones posibles entre 230 y 380 kilovatios, teniendo en cuenta los principales elementos de los costos fijos y anuales, la capacidad de transporte y las pérdidas, en diferentes condiciones de explotación. En la práctica, la solución indicada para 287 kilovatios, con dos circuitos por torre, se ha revelado como la mejor adaptada a las condiciones particulares de este transporte. El presente estudio hace resaltar el interés que hay en tener debidamente en



LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

TABLA NUM. 13

EJEMPLO DE ESTIMACION DE COSTOS MEDIOS COMPARADOS DE UNA LINEA DE TRANSMISION PARA LINEAS DE 230 A 380 KV. SOBRE UNA DISTANCIA DE 600 KM. a)

A. Gastos de capital según la capacidad de transporte.

Voltaje de transmisión en KV		Capacidad de transporte máximo (b) (MW)	Gasto de capital en millones de dólares		
Voltaje nominal	Máximo		Líneas de transmisión	Estaciones o puestos (de conmutación, etc)	Total
230	247	915 (830)	70,14	18,22	88,36
290	315	980 (890)	59,45	19,57	79,02
345	360	900 (818)	60,17	23,27	83,44
380	405	985 (895)	61,51	23,65	85,16

B. Gastos de capital específico de las líneas de transmisión.

Voltaje nominal (KV)	Circuito	Costos por kilómetro en miles de dólares			
		Derecho de paso	Conductores	Torres	Total
230	1	6,50	8,00	18,10	32,60
230	2	6,50	14,75	27,20	48,45
290	2	6,50	21,90	29,00	57,40
345	1	6,50	20,40	31,00	57,90
380	1	6,50	20,70	32,10	59,30

C. Costo anual comparado de transmisión y de transformación.

Voltaje nominal (KV)	Capacidad de transporte máxima (MW)				Pérdida (MW)		Costo de transmisión y de transformación (c) (en dólares por KV por año)	
	Envío		Recepción					
	Al límite de explotación	Para una producción firme a una tasa de 70 %	Al límite de explotación	Para una producción firme a una tasa de 70 %	Al límite de explotación	Para una producción firme a una tasa de 70 %	Al límite de explotación	Para una producción firme a una tasa de 70 %
230	830	800	730	706	100	94	14,80	15,20
290	890	800	825	747	65	53	11,10	12,00
345	818	800	765	750	53	50	12,30	12,50
380	895	800	842	757	53	43	11,40	12,40

a) Los datos se refieren a una línea de 600 Km. entre la central hidroeléctrica del Bersimis y Montreal, vía Québec, a los costos de 1958 o de un año próximo.

b) Límite normal entre paréntesis.

c) Para una carga anual del capital de un 10 por 100 y pérdidas de 20 dólares por KW.

cuenta las economías que es posible realizar utilizando más de un circuito—y de reducir así el costo de la línea de transmisión y de las cargas por derecho de paso.

*El problema del almacenaje y la transmisión de energía eléctrica.*

189. Tal como se ha subrayado anteriormente—y también en el caso de la distribución de gas—para poder hacer frente a la demanda inmediata, constantemente variable, interesa que las centrales térmicas sean alimentadas regularmente y en cantidad suficiente en combustible y que dispongan de reservas adecuadas de combustible y que, igualmente, las centrales hidroeléctricas dispongan de embalses que puedan almacenar un volumen de agua suficiente. Aunque, cada vez más, en las centrales térmicas, la manipulación, la carga y el transporte del combustible hasta el lugar de su utilización efectiva se efectúan por medio de un equipo especial, que se automatiza de día en día, el costo del almacenaje de combustible necesario no difiere esencialmente del costo del almacenaje del carbón en general, que ha sido examinado anteriormente. Sin embargo, los tonelajes aumentan al mismo tiempo que la concentración de la capacidad de producción, aunque este factor sea en parte compensado por una disminución lenta de las necesidades específicas de almacenaje, hecha posible por el mejoramiento del rendimiento térmico de los generadores (1). Los costos del almacenaje del combustible y las pérdidas son relativamente débiles en relación a los costos muy elevados del capital y a los costos del combustible, que implican la construcción y la explotación de la central.

190. Por el contrario, la construcción de embalses hidráulicos representa un elemento considerable de los gastos del capital en la producción de energía hidroeléctrica. En ciertos casos, los gastos de capital que implica la construcción de la presa y del embalse pueden representar de un 20 a un 70 por 100 aproximadamente de los gastos totales para un sistema particular de producción que incluya el almacenaje. Sin embargo, como todo proyecto hidroeléctrico es único por lo que respecta a su emplazamiento y a sus instalaciones de almacenaje, no es útil dar indicaciones generales. La energía producida debe ser competitiva con la

---

(1) Entre las nuevas formas de almacenaje conviene de mencionar los grandes depósitos conteniendo schlamms de carbón suspendidos en agua, que han sido introducidos en ciertas fábricas.

energía térmica, pero el valor del kilovatio-hora hidroeléctrico que está asegurado sobre el diagrama de carga con un grado elevado de probabilidad puede fácilmente ser tres veces mayor que el del kilovatio-hora de energía de base. La función esencial de los grandes sistemas con embalse de agua es, pues, producir energía eléctrica de alta calidad, pudiendo ser utilizada en periodo de fuerte demanda. El costo total de la producción de energía para puntas así engendrada debería, pues, poder rivalizar con éxito con otros medios de producción de energía térmica de calidad equivalente, teniendo en cuenta todas las ventajas adicionales que puede presentar la capacidad de almacenaje hidráulico del embalse, la duración comparada de las instalaciones y los costos unitarios apropiados a la producción de energía térmica con los débiles factores de carga especificados.

*c. Costos de transporte del combustible nuclear.*

191. Los principales combustibles comerciales que pueden normalmente entrar en el transporte a larga distancia han sido todos considerados, a excepción de un solo tipo, muy especial, de combustible, el de los minerales de uranio o de los elementos de combustible utilizados en las centrales nucleares. Aunque el transporte de la energía nuclear bajo forma manufacturada no ofrece importantes problemas de transporte, dado la extrema concentración del contenido energético, merece hacer alguna consideración por razón del peso y del costo suplementarios que suponen los blindajes de seguridad y el hecho de que las necesidades así como el transporte a larga distancia para la exportación pueden aumentar considerablemente en los años próximos. En principio, el barco, el ferrocarril y la navegación interior son los principales modos de transporte que pueden preverse, aunque se pueda considerar igualmente el transporte por carretera y qué servicios de transporte aéreo de viajeros hayan sido utilizados a este fin.

192. Dejando a un lado el transporte de materiales usados, el transporte de los combustibles nucleares comprende tres fases principales e implica el transporte:

- del mineral de uranio a la instalación de fabricación de los elementos combustibles;
- de los elementos de combustible al reactor;
- de los elementos de combustible irradiados a la fábrica de reconversión.

193. Si la primera de estas tres fases no encierra riesgos notables de irradiación y supone un caso bastante normal de transporte a granel, las otras dos imponen problemas de seguridad de una importancia creciente. No hay que perder de vista tampoco que las tasas de flete ferroviario son, en general, inversamente proporcionales al valor, así como al volumen de las mercancías transportadas.

194. Un estudio de los datos británicos y franceses para las tres fases de transportes indicadas anteriormente, señala que los gastos de transporte son elevados con relación al volumen de las mercancías transportadas, dado que los contenedores de acero y los blindajes requeridos multiplican varias veces el peso y el costo.

195. Los costos pueden ser ilustrados por los datos referentes al Reino Unido (tabla núm. 14). El transporte de mineral de uranio a la fábrica de transformación de Sprinfield, el transporte de los elementos de combustible a la central nuclear de Bradwell y el transporte de los elementos de combustible irradiados a las fábricas de Windscale para la reconversión y la recuperación del plutonio ilustran los costos para las tres fases. Además, las tasas de flete del transporte marítimo para la exportación de elementos de combustible en Italia y en el Japón permiten de llevar más lejos la comparación.

196. La devolución de los elementos de combustibles irradiados de la central nuclear Latina en Italia a Windscale para la reconversión puede ser considerada como un ejemplo bastante característico del tipo de operación que, en el futuro, será cada vez más corriente.

197. Esta operación se ha empezado en enero de 1966 por la utilización del Stream Fischer, un barco de 1.000 toneladas de tonelaje real, especialmente adaptado y refrigerado, fletado para el transporte por mar de los elementos usados de Anzio a Barrow-in-Furness (a una distancia de 4.150 kilómetros). En los dos extremos del recorrido, los elementos son transportados por carretera al puerto de Anzio (18 kilómetros) y por ferrocarril de Barrow a Windscale (55 kilómetros).

198. Para reducir los costos de transporte ulterior, se tratan, en una instalación apropiada, en la central de Latina, los elementos de combustible usados antes de expedirlos. Los contenedores especialmente concebidos para el transporte (de un peso máximo de 47,5 toneladas) pueden llevar cada uno una carga completa de 200 elementos de combustible pesando 2,66 toneladas de uranio. Estos elementos son transportados en agua en condiciones específicas. Un seguro, por un total de 14 millones

de dólares de los Estados Unidos, cubre los datos eventuales que pueden resultar de un incidente ocurrido en la fábrica o en el recorrido.

199. Los acuerdos previstos para el transporte por mar prevén períodos de fletamento de aproximadamente seis meses por año durante los cuatro próximos años. La carga será de seis "contenedores" por viaje de una duración de once a doce días. Los "containers" vacíos, así como los elementos reconvertidos serán reexpedidos por la misma ruta.

200. De la tabla núm. 14 resalta que, si las fases del transporte que suponen la fabricación y la puesta en destino de los elementos de combustible para centrales nucleares introducen gastos de transporte relativamente elevados en relación al volumen transportado, el costo de la reexpedición de los elementos de combustible usados puede ser alrededor de siete veces mayor. Este cálculo no tiene en cuenta todos los demás gastos de transporte y de eliminación de los residuos. Sin embargo, si se comparan los costos a los de un transporte equivalente de combustible tradicional para la producción de electricidad, se puede ver que los costos unitarios de transporte de los elementos de combustible expresados en valor energético no son más que de 0,5 por 100 para el transporte por mar, y aún menores para el transporte ferroviario. Cuando los medios de transporte apropiados existen, a pesar de los gastos especiales a soportar por razón de seguridad, el transporte de combustible nuclear representa la forma más barata de transportar energía.

TABLA NUM. 14

EJEMPLO DE ESTIMACION DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE DEL MINERAL DE URANIO, DE ELEMENTOS DE COMBUSTIBLES FABRICADOS Y DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES IRRADIADOS PARA LA RECONVERSION, Y COMPARACION DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE DE UNA CANTIDAD EQUIVALENTE DE HULLA a)

(Costos convertidos en equivalentes en dólares de los Estados Unidos)

A destino o de procedencia de la fábrica de transformación y de la central	Costo del transporte:			
	Mineral de uranio a la fábrica de transformación por ferrocarril	De los elementos de combustibles a la fábrica nuclear		Elementos de combustibles irradiados para reconversión (transporte interior)
		por ferrocarril	exportación por mar	
1. Costo del transporte por tonelada de uranio ... ..	72	36	—	435-615
2. Costo del transporte (centavos/Tonelada-km.) ... ..	20	8	—	104-145
3. Gasto de capital debido a los "containers" (dólares por tonelada de uranio) ... ..	—	140-420	—	8.500-17.000
4. Total (1 + 3) por viaje ... ..	—	140 *	280-566 b)	850-920
5. Costo unitario (centavos por tonelada-km.) ... ..	—	33	—	200-220
6. Costo del transporte de equivalente carbón por tonelada métrica de uranio (3.000 MWD por tonelada) para 10.000 toneladas de carbón de central con 5.700 kcal por kg. (en dólares de los Estados Unidos) ... ..	—	8.500	53.000-98.000 b)	—

a) Según la estimación de Sir Harold Hartley, para el transporte de mineral de Gran Bretaña a Springfields; para el transporte de elementos de combustibles de Springfields a la central nuclear de Bradwell sobre una distancia de 420 Km.; y para el transporte de elementos de combustibles irradiados de Bradwell a Windscale para la transformación y la recuperación del plutonio.

b) Se refiere a la exportación de elementos de combustibles con destino a Italia occidental y Japón, respectivamente, y a las tarifas recientes del transporte de carbón de Cardiff a estos destinos.

## CAPITULO VI

### COMPARACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE POR DIFERENTES MÉTODOS

#### A. *Consideraciones generales.*

201. En los cuatro capítulos precedentes se ha pasado revista a los diversos medios a los que es posible recurrir para transportar y almacenar combustible gaseoso, líquidos y sólidos y electricidad, y se han considerado las características principales capaces de influir sobre los costos. Se han dado ejemplos de los elementos de los costos fijos y de los costos de explotación, que varían en función de las diferentes condiciones relativas a la capacidad, la carga y la distancia. Estos ejemplos han sido obtenidos de la experiencia de diversos países, pero, por comodidad, los cálculos han sido hechos en una moneda común (el dólar de los Estados Unidos) y en unidades de magnitud comunes.

202. De una manera general los niveles de los costos se refieren bien a los últimos años del decenio 1950-60 o a los primeros años del decenio 1960-70, y son bien definidos. En este análisis no ha sido posible tener en cuenta el rendimiento variable de la utilización final de los diferentes tipos de energía transportada.

203. Para interpretar las indicaciones dadas por estos ejemplos, en orden a escoger el medio de transporte y las instalaciones terminales de manipulación y de almacenaje apropiados a una situación particular, y de planificar su empleo, es indispensable tener en cuenta la diversidad de las condiciones propias a los diferentes ejemplos de una misma operación de transporte, que hace intervenir un número tan grande de factores que cada situación debe considerarse como única en su género. Supongamos, en primer lugar, que ya ha sido definido el camino principal por la presencia en un punto dado de una fuente natural explotable (o de una posibilidad de importancia) y por existencia de un punto terminal

fijo, que puede ser sea un puerto, una instalación de transformación de la energía, una instalación industrial o un depósito de distribución. En ciertos casos —por ejemplo, cuando se trata de asegurar el aprovisionamiento bruto de una refinería por una ruta terrestre—, el modo de transporte está, como quien dice, fijado cuando la economía de la localización ha determinado el emplazamiento de la refinería. En una segunda serie de casos, la solución investigada dependerá del costo relativo del transporte, de la manipulación y del almacenaje por los diversos medios en concurrencia, o de la incidencia que ejerce este costo sobre el precio total de las diferentes fuentes de energía. Se puede ilustrar la segunda serie de casos, bien por el transporte de hulla por ferrocarril o vía navegable interior, bien por el transporte de carbón por ferrocarril o por “pipeline”, o el transporte del petróleo por mar hasta el emplazamiento de una central eléctrica que se propone construir próxima al litoral.

204. Antes de estudiar las especificaciones económicas o técnicas de una solución dada, interesa no perder de vista las condiciones de la ruta, la distancia, el costo de las inversiones del capital, la duración de la operación, las instalaciones que pueden existir, la importancia de la carga anual, su variabilidad, la tasa de crecimiento de la carga futura, así como la naturaleza y los fines de las necesidades terminales a satisfacer (1). El conocimiento de las ventajas características de los diversos tipos de transporte puede permitir elaborar con detalle las especificaciones que determinen los gastos de capital y los costos de explotación, de forma que se pueden comparar diversas soluciones posibles. Será ventajoso hacer esta comparación recurriendo a la noción de actualización del futuro, mencionada anteriormente, para determinar el valor presente de los costos futuros, cuya distribución en el tiempo puede ser diferente según la solución planteada.

#### *B. Comparación de diferentes soluciones posibles.*

205. Del análisis anterior, destaca que las dos principales consideraciones que intervienen desde el principio en los proyectos de transporte y de almacenaje son la escala del transporte de energía y sus perspectivas

---

(1) Se debe tener en cuenta igualmente la relación, a la cual se ha hecho alusión en el capítulo primero, entre los costos justificativos de almacenaje y el valor máximo de la energía en el momento de su utilización.



de crecimiento en el futuro y el objeto del transporte (1). Sobre la base de estos criterios es posible distinguir entre diversas soluciones posibles.

206. Los capítulos precedentes han mostrado que cuando no sea posible considerar una ruta marítima, los oleoductos son el único modo de transporte rentable del petróleo bruto destinado a ser refinado en cantidades comerciales. Por el contrario, para los productos petrolíferos refinados, se puede recurrir bien al transporte terrestre discontinuo, bien a los oleoductos, bien a los petroleros, según las condiciones del recorrido y, principalmente, el volumen y la naturaleza del transporte. Los costos serán sensiblemente mayores que para el transporte de bruto, pero hasta el tipo de distribución más costoso —por carretera— puede resultar rentable si se trata de distribuir sobre distancias limitadas pequeñas cantidades a un número apreciable de consumidores. Las formas fundamentales de almacenaje necesarias varían relativamente poco, aunque la duración del almacenaje por unidad transportada pueda variar considerablemente.

207. Para el transporte de un punto a otro de los diferentes gases naturales, la opción fundamental está entre los gasoductos terrestres y el transporte de gas licuado por metanero si importantes cantidades deben ser transportadas por mar. Sin embargo, la complejidad de los procesos de licuefacción y de regasificación varía según se trate de metano o de otros gases (principalmente el propano). Se puede igualmente recurrir a métodos discontinuos de transporte terrestre para distribuir cantidades limitadas de gas en "containers", y el costo de este tipo de operación no difiere esencialmente del correspondiente al transporte de productos petrolíferos por el mismo medio.

208. En el caso del aprovisionamiento de gas de una colectividad, las características de la distribución por la red son sensiblemente similares a las de las redes de transmisión de la corriente eléctrica. La analogía reside, en particular, en la necesidad de modulación y, si la amplitud de la demanda es suficientemente grande, es posible de escoger entre el almacenaje a corto plazo del gas en gasómetros de tipo clásico y el método del almacenaje subterráneo en estructuras y formaciones geológicas apropiadas, métodos menos costosos para un volumen importante si existen los sitios apropiados.

---

(1) Esto implica una distinción entre las variantes *económicas* y los demás factores, tales como la naturaleza de las condiciones del recorrido, las dificultades de financiación, etc.

209. El transporte del carbón —y en principio el de otros combustibles minerales sólidos de calidad suficiente para justificar el transporte a larga distancia— plantea la elección entre soluciones más numerosas que las que han sido ya mencionadas. Transportado en grandes cantidades por mar, y también por ferrocarril y por vías navegables interiores, a tasas de flete que varían en el tiempo en función de las consideraciones comerciales, de la situación del mercado y de acuerdos efectuados, la hulla puede igualmente ser transportada en cantidades menores por cabotaje y por carretera o por vías de navegación interior, bien en las condiciones de los transportes corrientes, o conforme a acuerdos especiales de explotación. Los costos de transporte unitarios de estas operaciones a débil escala no son iguales en general, pero la elección puede estar determinada por las condiciones del recorrido, así como por el número de consumidores a suministrar y la diversidad de sus necesidades. Esto depende, en parte, de la posibilidad de reducir los costos de almacenaje por tonelada ajustando de una manera apropiada el caudal a la naturaleza del destino y de la demanada. Los costos de almacenaje no difieren sensiblemente, en lo esencial, de una situación a otra, si no es por el orden de magnitud. Su importancia depende, en parte, del grado en que el almacenaje tiene por objeto neutralizar los efectos de las fluctuaciones de la demanda debidas a las condiciones del mercado.

210. Estimulada por una competencia intensa entre diversas formas comerciales de energía destinada a satisfacer las necesidades continuas y masivas de los consumidores, tales como las grandes centrales térmicas de producción de energía eléctrica, la técnica ha realizado recientemente importantes progresos en los medios disponibles para transportar carbón en grandes cantidades. Trenes-lanzadera consistentes en cadenas de vagones especialmente concebidos, rápidos, de gran capacidad, en servicio continuo, haciendo rápidamente el “va y ven” entre los mismos puntos terminales, y provistos de dispositivos automáticos para la carga y descarga rápida, han permitido realizar economías apreciables en el transporte de carbón, cuando la fábrica a suministrar es importante y está más o menos en servicio continuo. Los sucesivos proyectos, previendo el servicio de lanzadera de los trenes de este género, continúan mejorando la economía de este tipo de transporte. Esto es debido, en parte, a la posibilidad de realizar costos unitarios sensiblemente iguales con los “pipelines” capaces de transportar “schlamms” de carbón sobre grandes distancias si, como es el caso para los generadores de corriente eléctrica

apropiados, la calidad y las dimensiones del combustible responden a las necesidades.

211. Cuando la energía debe ser transportada por línea de alta tensión bajo la forma de electricidad, tenemos el ejemplo clásico de un tipo de transporte continuo sin variantes posibles, salvo las referentes al modo de explotación (por ejemplo, la transmisión de corriente alterna o de corriente continua, etc.). Esta situación se presenta cuando resulta más económico interconectar una central hidroeléctrica o una central térmica instalada en bocamina y consumiendo combustible barato, con un centro de demanda, que atrae sobre el lugar instalaciones, industrias especiales, importantes consumidoras de energía.

212. Sin embargo, desde que el transporte, a granel y a bajo costo del combustible destinado a las centrales térmicas es una solución práctica, el equilibrio económico puede volverse delicado. Además, no hay que perder de vista que, a pesar de los costos de los blindajes de protección, el transporte de elementos de combustible nucleares y la reexpedición de los elementos usados es, comparado al transporte de todas las formas de energía, aquel cuyo coste específico es más reducido en relación con el poder energético de las materias transportadas. Si los lugares de localización están servidos por medio de transporte adecuados y si se satisfacen otras condiciones económicas y técnicas, centrales nucleares de producción de energía eléctrica pueden, en principio ser instaladas en proximidad a centros de carga importantes, pero relativamente aislados.

213. Aunque el costo específico de la transmisión de energía eléctrica de alta tensión parezca a menudo relativamente elevado, este modo de transporte de la energía posee, sin embargo, ventajas económicas adicionales siempre que existan centros de demanda en los dos extremos de la línea y que las necesidades comunes puedan satisfacer por vía de interconexión, con una mayor economía global y una menor capacidad de producción que si las redes fueran explotadas separadamente. Este tipo de interconexión o la interconexión con una red nacional explotada en alta tensión para un transporte regional de grandes cantidades representa hoy una situación más corriente que la de la simple transmisión de un punto a otro. En una red de distribución interconectada así, la capacidad de los embalses de agua y las existencias de combustible son utilizados principalmente para suministrar la parte más costosa y discontinua de la carga diaria y cumplir así una importante función económica que justifica los gastos realizados.

214. Esta rápida revisión de algunas de las principales posibilidades

examinadas en los capítulos precedentes nos lleva a examinar en qué medida es posible comparar entre sí los diversos métodos de transporte de energía para la evaluación de los costes unitarios totales. Se ha indicado ya al principio que tal comparación sigue resultando falseada en tanto no haya sido tenido en cuenta el rendimiento final de la utilización de la energía transportada. Que sea igualmente equivocada por un cierto número de otras razones se deduce directamente del examen precedente de las características de los diversos medios de transporte. Los costes unitarios totales no se mantienen normalmente constantes cuando las distancias totales, las capacidades de transporte y los factores de carga difieren. Las tasas de flete de los transportes marítimos o de los transportes ferroviarios no reflejan tampoco fielmente los costos reales a corto plazo.

215. Los datos relativos a los costes específicos pueden ser equivocados por otra razón igualmente. Las rutas seguidas por diferentes medios de transportes, aunque sean adaptadas a las condiciones requeridas, pueden no ser necesariamente el camino más corto. Además, el coste importante es el que se aplica a la oferta de un tipo particular de energía en su origen efectivo, y lleva a un costo total de la energía suministrada que debe competir con otros costes de la energía igualmente suministrada por otros medios. En la práctica, estas diferencias entre las diversas soluciones de los problemas del transporte son a menudo menores que las cargas adicionales que pueden ser impuestas bajo la forma de tasas sobre el transporte o sobre la energía, o por efecto de disposiciones reglamentarias concernientes a la seguridad u otras prescripciones especiales, etc.

216. Hechas estas reservas, los costos específicos del transporte de un cierto contenido energético por distancia unitaria dan, sin embargo, una indicación aproximada preliminar que permite clasificar por orden de méritos las diversas soluciones que es posible dar a un problema de transporte. Muchos ensayos han sido hechos para ofrecer una visión general de este género, utilizando diferentes especificaciones. De una manera general, se comprueba que estos estudios dan resultados relativamente semejantes. Comparaciones de este género deberían ser hechas, sin embargo, con grandes precauciones, dado que los proyectos concretos, emprendidos en diversos países, dan a menudo resultados que contrastan con los que hubieran permitido obtener evaluaciones teóricas. Para determinar los costos de transporte y de almacenaje aplicables en un caso dado, interesa proceder a realizar estudios que tengan en cuenta las condiciones especiales a satisfacer.

217. Con estas restricciones, la tabla núm. 15 presenta un cuadro

comparativo puesto al día que se aplica a algunos de los principales tipos de transporte (1). Las cifras se refieren al coste del transporte de un millón de Kcal. sobre una distancia unitaria de 200 kilómetros y sobre recorridos de una distancia total moderada —de menos de 1.000 kilómetros—. Los costos unitarios podrían ser un poco menores que los costos indicados para distancias un poco más largas —por ejemplo, 1.500 kilómetros o más. Si se ha indicado, en ciertos casos, los límites inferior y superior de los costes, es, en parte, porque el coste puede variar ligeramente con la distancia total. Para tener en cuenta el coste equivalente del transporte de energía necesario para engendrar electricidad en una central térmica moderna, de alto rendimiento, trabajando en régimen de base, utilizando 2.500 Kcal./kWh., los datos correspondientes, con límites inferior y superior, figuran en la columna 4 de la tabla, expresadas en “mills” por kWh. (2).

218. Las estimaciones que figuran en la tabla núm. 15 confirman los órdenes de magnitud comparativos aproximados de gastos de transporte, tal como resultan de diversos estudios comparativos. Conviene, sin embargo, considerarlos como resultados relativos, sin atribuirles un valor absoluto. Se encontrará a veces, por diversas razones, que estimaciones hechas anteriormente en el presente estudio no se corresponden exactamente con las de la tabla núm. 15, y este defecto de concordancia indica claramente la singularidad de cada situación.

219. Dada la importancia de ciertas necesidades en combustible para el transporte de la energía, es igualmente interesante presentar ciertos datos comparativos sobre esta cuestión. Es lo que se ha hecho en la tabla núm. 16. La tabla muestra cómo las necesidades específicas de combustible son pequeñas cuando las cantidades son transportadas en grandes unidades por un medio de transporte a precio de coste visiblemente poco elevado. Pone en evidencia el rendimiento superior de la tracción Diesel y de la tracción eléctrica sobre la tracción vapor, así como los costes elevados que implica la distribución de cantidades limitadas de energía transformada, en comparación a los transportes a gran escala de energía primaria sobre largas distancias.

---

(1) Ha lugar a observar que los datos son relativos a las escalas de costos aplicables en un solo país caracterizado por una competencia relativamente fuerte (los Estados Unidos) en 1960-62.

(2) El mill equivalente a una décima parte del centavo de los Estados Unidos.

C. *La influencia del costo de transporte y del almacenaje de la energía.*

220. La mayoría de las operaciones de transporte examinadas en el presente estudio requieren fases apropiadas de almacenaje, mantenimiento y transbordo necesarias en cada recorrido. El costo total del transporte del producto hasta su destino es parte integrante del costo total de producción, de transformación y distribución. El costo total unitario del transporte puede, por tanto, en un principio, expresarse en porcentaje del costo total unitario del tipo de energía considerada. Este parámetro varía con la magnitud de las cantidades suministradas, necesariamente variable, y con la distancia, hecho que depende de la importancia de los costes fijos de explotación, así como del almacenaje.

221. Sobre esta base, los costos del transporte de los diversos tipos de energía hasta su punto de utilización representan proporciones variables del costo total. Aunque se haya estimado a los precios de 1960, la transformación y el transporte representan más del 90 por 100 del costo del gas natural procedente de Argelia y suministrado a Canvey Island; el costo del transporte en el mismo país (Reino Unido) aumenta quizá sólo un 25 ó un 30 por 100 los precios establecidos en el lugar de su obtención. Contrastes similares, aunque sean menos marcados, pueden constatarse para otros tipos de energía.

222. Los costos variables del descubrimiento de la extracción de la transformación, de la manipulación y del almacenaje, incrementados en las cargas fiscales que pueden ser añadidas *en ruta*, hasta que la energía llegue al utilizador final forman un total que, normalmente, debe compararse con otros completamente similares que determinan el mercado concurrencial de la energía. La comparación de estos costos totales en relación a la cantidad de trabajo útil realizado, y de todas las demás ventajas que la energía puede presentar es básica para la concurrencia que puede conducir a reemplazar una forma o una fuente de energía por otra.

223. Las regiones situadas a distancias considerables de una fuente dada de energía son en este sentido regiones donde el costo de suministro es elevado. Si deben aún ser establecidos centros de demanda por otras razones, el costo de transporte mínimo debe ser cubierto. Sin embargo, a menudo las interconexiones de una cadena de operaciones sucesivas—transporte, manipulación, almacenaje, transformación y distribución—permitirán fijar un punto intermedio entre la fuente de energía y las

LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

TABLA NUM. 15

COMPARACION DE LAS ESTIMACIONES DE LOS COSTOS MEDIOS ESPECIFICOS DE TRANSPORTE DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE ENERGIA POR DIFERENTES MEDIOS DE TRANSPORTE SOBRE DISTANCIAS BASTANTE CORTAS

(Las estimaciones, dadas a título ilustrativo, se refieren en general al período 1961-62)

Tipo de energía	Método de transporte	Costo del transporte por 200 Km. a)	
		En centavos de los Estados Unidos por millón de Kcal.	mills/kWh. b)
1	2	3	4
Petróleo ... ..	Petrolero c) ... ..	1,0- 3,4	0,02-0,09
	Oleoducto ... ..	4,4- 7,4	0,11-0,19
	Ferrocarril ... ..	más de 7,4	más de 0,19
Gas natural ... ..	Gasoducto ... ..	7,4- 9,8	0,19-0,25
	Petrolero (gas licuado) ... ..	más de 9,8	más de 0,25
Carbón ... ..	"Pipe-line" ... ..	4,9- 9,8	0,12-0,25
	" " " " " " " " " " " "	7,4- 24,6	0,19-0,62
	Vías navegables interiores ... ..	6,0- 9,0	0,19-0,25
	Ferrocarril: tren completo ... ..	3,4- 9,8	0,21-0,25
	Tren lanzadera ... ..	7,4- 17,2	0,19-0,43
	" " " " " " " " " " " "	7,9- 24,6	0,20-0,62
	A las tarifas de flete carbonero normales en vigor ... ..	14,7- 37,4	0,37-0,94
	Idem, id., id. ... ..	17,7- 40,8	0,45-1,03
C o m b u s t i - ble nuclear ...	Ferrocarril, carretera o barco ...	menos de 0,15	menos de 0,004
	Línea de transmisión de alta tensión:		
Electricidad (a 2500 kcal/ kWh.) ... ..	500 kV (corriente alternativa).	20,7- 44,5	0,50-1,12
	345 kV " " "	26,7- 69,0	0,62-1,74
	220 kV " " "	34,4-108,0	0,87-2,73

a) La gama de los costos se explica en parte por la variación del costo con la distancia. En numerosos casos, los costos pueden ser algo inferiores a los costos indicados cuando la distancia total sobrepasa 1.000 Km.

b) Para un consumo específico de combustible de 2.500 Kcal/kWh., es decir, en una central moderna de carga mínima con un coeficiente de carga elevado.

c) Calculado sobre la base de las tarifas internas puerto a puerto y, por tanto, bien por encima de las tasas de flete marítimo medias.

TABLA NUM. 16

NECESIDADES DE COMBUSTIBLES DE DIFERENTES TIPOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA a)

(expresadas en toneladas de equivalente petróleo) b)

Modo de transporte	Toneladas métricas por millón de toneladas-Km.
<i>Petroleros:</i>	
Para el transporte de petróleo bruto en viajes de 5.000 a 11.000 km.:	
para barcos a motor y buques a vapor ...	5,25 — 7,5
para el transporte de los derivados del petróleo (viajes de 1.500 a 8.000 km).	5,5 — 9,5
<i>Pequeños petroleros de cabotaje</i> ... .. .	20 — 25
<i>Oleoductos:</i>	
de gran diámetro para el transporte del petróleo bruto (según la carga) ... .. .	1,6 — 5
de 10 a 12 pulgadas de diámetro para el transporte de los derivados del petróleo ... .. .	15 — 30
<i>Barcazas:</i>	
Rhin (650 toneladas) ... .. .	17 (tonelaje aproximado)
Sena (remolcador) ... .. .	9 (tonelaje aproximado)
Río (200 a 300 toneladas) ... .. .	11 — 13
<i>Ferrocarril:</i>	
Locomotoras a vapor ... .. .	35 — 45
Locomotoras Diesel ... .. .	10 — 12
Locomotoras eléctricas ... .. .	8 — 10
<i>Carretera:</i>	
Grandes camiones cisternas para el transporte intermedio ... .. .	40 — 50
Camiones cisternas más pequeños para suministros ... .. .	60-65 (tonelaje aproximado)

a) Según los datos contenidos en una memoria de M. M. E. Hubbard, sometida a la Conferencia Mundial de la Energía, Lausanne, en septiembre de 1964.

b) 1,5 veces el equivalente carbón.



fuentes de otras materias primas o los mercados en que el coste global será mínimo, y las ventajas, máximas. Una teoría compleja de la geografía de la localización ha sido elaborada así. Puede recurrir a curvas de costos de transporte iguales a partir de un cierto número de centros vitales a determinar, y fijar un punto para el cual la economía de la localización es óptima en la intersección de lugares geométricos.

224. Es evidente que los cambios que el progreso técnico puede aportar al costo unitario del transporte y de la manipulación pueden jugar un papel esencial, lo mismo que el descubrimiento de nuevas reservas de energía, bien porque modifiquen la economía de la localización de una industria o porque cambien el interés relativo de diversos tipos de energía. El progreso técnico contribuye actualmente a reducir los costos del transporte a granel del carbón y de la transmisión a gran escala de electricidad. Las posibilidades de transporte a gran escala aseguran la colocación del gas natural en mercados alejados. Es probable que el empleo de petroleros del orden de 150.000 toneladas de tonelaje real reducirá el costo final del petróleo. Hasta a la escala más modesta de operaciones que pueden corresponder mejor a las necesidades inmediatas de ciertas regiones en vía de desarrollo, progresos similares, obtenidos en diferentes campos, contribuyen a reducir las pérdidas debidas al transporte y a acelerar el transporte de energía.

225. El cuadro del presente estudio no se presta a un examen detallado de la cuestión de la sustitución mutua de los diversos tipos de energía. Es evidente que los costos relativos del transporte deben jugar un papel considerable y, a menudo, determinante, para decidir el interés de un tipo de energía o de una fuente de aprovisionamiento. En la medida en que se realizan progresos técnicos que contribuyen a reducir los costos en el empleo de los medios de transporte y de almacenaje, resulta intensificada la concurrencia entre la energía procediendo de fuente alejadas a costo poco elevado y otras fuentes más accesibles, donde la energía puede obtenerse a un costo más elevado. Cuando la demanda es suficiente para justificar estos transportes a larga distancia, se obtiene una reducción del costo al punto de utilización.

226. Tal evolución puede ser el resultado de la concurrencia entre la energía procedente de diferentes fuentes o entre diversos medios de aprovisionamiento en un mismo tipo de energía. Actualmente, por ejemplo (al principio de 1966), la diferencia es relativamente mínima entre el precio estimado del gas natural que puede ser suministrado al Reino Unido procedente de los Países Bajos, de Nigeria o de los yacimientos

del Mar del Norte, por una parte (que son del orden de 20,8 a 23,3 centavos de los Estados Unidos por 100.000 Kcal.), y el precio del gas producido localmente por el nuevo proceso de "cracking" del petróleo. El precio de entrega del gas de Argelia que había sido convenido anteriormente (alrededor de 29 centavos de los Estados Unidos por 100.000 Kcal.) ha sido ya reducido efectivamente como consecuencia de hechos acaecidos recientemente.

227. Es evidente que estas tendencias pueden igualmente ejercer una influencia sobre el interés relativo de otros tipos de energía que podrían reemplazar a un tipo dado para cumplir la misma tarea. Aquí aún el resultado puede depender de las posibilidades relativas de reducción de los costos o de las ventajas que pueden presentar los medios empleados para transportar otro tipo de energía al punto de utilización. El costo unitario en origen, la cantidad y la regularidad de la demanda y la eficacia de los medios de transporte y de almacenaje reaccionan unos sobre otros para ampliar las elecciones ofrecidas a los consumidores. Si la importancia de la energía en la fabricación de un producto es superior a la de los otros factores de producción (comprendidos los gastos de transporte y de distribución que implica su empleo), la localización de la industria puede, a su vez, ser influenciada a largo plazo.

#### D. Conclusiones generales.

228. La configuración geográfica, la diversidad y la situación de Europa confieren una gran importancia a las operaciones de transporte y de almacenaje cuando se trata de cubrir las diversas necesidades de energía. Sin embargo, no se ha otorgado, al parecer, más que una atención relativamente débil a este problema a escala europea. Sería útil de examinar el papel efectivamente jugado por las operaciones de transporte y de almacenaje en la economía del aprovisionamiento en energía de los diversos países europeos, con vistas a explorar las posibilidades que pueden presentarse de hacer un uso más eficaz de las posibilidades nacionales y reducir el costo de la energía.

229. Es cierto que las diversas tendencias de la técnica que han sido estudiadas en los capítulos precedentes pueden jugar un papel importante en el desarrollo nacional. Obligan a considerar en un marco de cambios constantes la economía relativa de otros medios de aprovisionamiento en energía a los que se puede recurrir en un momento dado. Al mismo tiempo, el *lugar* juega igualmente un papel importante. Si las opciones

que se ofrecen entre diversas soluciones de los problemas de transporte y de almacenaje pueden ser examinadas según los criterios expuestos en especial y cada elección posible entre dos soluciones es único, y debería ser examinado de acuerdo con sus características propias.

## A N E J O

### COSTO DEL TRANSPORTE POR FERROCARRIL, POR CARRETERA Y POR AGUA CUANDO SON NECESARIOS TRABAJOS PREVIOS DE CONSTRUCCIÓN Y DE INSTALACIÓN (1)

#### A. *Costo de construcción de una vía férrea, de una carretera o de una vía navegable y costo anual de la vía.*

1. El costo de construcción de la vía varía mucho según las condiciones topográficas y otros diversos factores. Se obtendrá una idea de su orden de magnitud según las cifras siguientes, que se refieren a condiciones normales en terreno llano con un buen subsuelo y comprendiendo el coste de los pequeños puentes y pontones, pero no en la construcción de grandes puentes de más de 40 metros de luz.

	<i>Costo de la construcción (\$ por Km.)</i>
Vía férrea ancho métrico, vía única ... ..	62.500
Carretera, calzada de 6 m. de anchura, revestimiento bituminoso ... ..	28.000

2. Se pueden estimar como sigue los gastos anuales, en dólares por kilómetro; la estimación comprende el costo de una vía navegable interior sobre una distancia de más de 2.000 kilómetros en un caso determinado (el del Mékong):

---

(1) Los datos se refieren a un ejemplo de instalación en un país en vías de desarrollo, de medios de transporte en las condiciones específicas, y el costo es expresado en dólares de los Estados Unidos a los precios en vigor hacia fines de los años 50.

Modo de transporte	Gastos de construcción	Amortización	Interés a 5 por 100	Entretimiento anual, gastos de personal y administración	Coste anual de la vía
Vía férrea... ..	62.500	180	3.125	1.850	5.155
Carretera ... ..	28.000	—	1.400	1.390	2.790
Vía fluvial ... ..	15.000	105	750	225	1.080

**B. Costo del material de transporte.**

3. Los ejemplos siguientes dan una aproximación grosera del costo medio eventual del material de transporte por mercancías a granel por carretera, por ferrocarril o por agua sobre grandes distancias entre centros situados a 500 kilómetros el uno del otro. Se supone una carga de 50 por 100 al retorno, es decir, un factor de carga medio de 75 por 100. Los cálculos se refieren al transporte de mercancías a granel; todos los costos se expresan en dólares.

**TRANSPORTES POR FERROCARRIL**

**COSTO POR TREN:**

Carga útil de los vagones (toneladas) ... ..	10
Número medio de vagones por tren ... ..	50
Carga útil media de los trenes (toneladas) ... ..	500
Potencia al freno de una locomotora "Diesel" (CV.) ... ..	1.000
Costo de una locomotora "Diesel" ... ..	180.000
Costo de 50 vagones de bordes altos ... ..	170.000
<b>Coste total de un tren ... ..</b>	<b>350.000</b>

**CARGAS FIJAS POR AÑO:**

Interés al 5 por 100 ... ..	17.500
Reserva para accidentes, 2 por 100 ... ..	7.000
Amortización de la locomotora, 5 por 100 ... ..	9.000
Amortización de los vagones, 3 por 100 ... ..	5.100
Salarios anuales ... ..	3.330
Entretimiento y almacenes, 3 por 100 ... ..	10.500
Administración y diversos, 1,5 por 100 ... ..	5.250
<b>Gastos anuales fijos ... ..</b>	<b>57.680</b>

LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

**COSTO DE UN RECORRIDO IDA-VUELTA:**

Duración de un recorrido medio ida-vuelta (día) .....	4
Número estimado de recorrido ida-vuelta por año .....	45
Cargas fijas .....	1.282
Costo del combustible .....	138
Lubrificantes y grasas .....	7
<i>Costo total de un recorrido ida-vuelta</i> .....	1.427
Tonelada-kilómetro por recorrido ida-vuelta (75 por 100 de 2 × × 500 t. × 500 km.) .....	375.000
<i>Costo por tonelada-kilómetro</i> .....	0,0038

**TRANSPORTES POR CARRETERA**

**COSTO DE UN CAMIÓN DE 4 TONELADAS CARGA ÚTIL** ..... 2,500

**CARGAS FIJAS ANUALES:**

Interés, 5 por 100 .....	125
Seguro, 2 por 100 .....	50
Amortización, 20 por 100 .....	500
Salarios (2 conductores) .....	89
Administración y diversos, 5 por 100 .....	125
Entretenimiento y almacén, 40 por 100 .....	1.000
<i>Gastos anuales fijos</i> .....	1.889

Duración de un recorrido medio ida-vuelta (días) .....	4
Número estimado de recorrido ida-vuelta por año .....	70

**COSTO DE UN RECORRIDO IDA-VUELTA:**

Cargas fijas .....	26,99
Coste de la gasolina .....	26,90
Lubrificantes y grasa .....	3,00
<i>Coste total de un recorrido ida-vuelta</i> .....	56,89
Toneladas-kilómetro por recorrido ida-vuelta (75 por 100 de 2 × 500 × 4) .....	3.000
<i>Coste por tonelada-kilómetro</i> .....	0,019

**TRANSPORTES FLUVIALES**

**COSTE DE UN TREN DE CHALANAS:**

Canal de 50 m. profundidad suficiente	Canal de 50 m. muy débil profundidad
--	---

**CARGAS FIJAS ANUALES:**

Carga útil de las chalanas (toneladas) .....	180	180
Número de chalanas .....	4	2

J. GONZALEZ PAZ

	Canal de 50 m. profundidad suficiente	Canal de 50 m. muy débil profundidad
Potencia al freno de un remolcador (CV) ... ..	480	320
Coste de un remolcador ... ..	90.000	65.000
Coste de las chalanas ... ..	68.000	34.000
Coste del aprovisionamiento ... ..	2.200	1.900
<i>Coste total de un tren de chalanas</i> ... ..	160.200	100.900

CARGAS FIJAS ANUALES:

Interés, 5 por 100 ... } Seguro, 2,5 por 100 ... } 7,5 por 100 ... ..	12.020	7.570
Amortización, remolcador ... ..	5.400	3.900
Amortización, chalanas ... ..	2.720	1.360
Salario de la tripulación ... ..	10.620	7.860
Entretención y almacenes ... ..	11.200	1.860
Administración y diversos ... ..	8.000	5.050
<i>Gastos anuales fijos</i> ... ..	49.960	32.800
Duración de un recorrido medio ida-vuelta de 500 ki- lómetros (días) ... ..	10	12
Número estimado de recorridos ida-vuelta por año ...	30	24

COSTO DE UN RECORRIDO IDA-VUELTA:

Cargas fijas ... ..	1.665	1.367
Coste del combustible ... ..	324	269
Lubrificante ... ..	55	46
<i>Coste total de un recorrido ida-vuelta</i> ... ..	2.044	1.682
Toneladas-kilómetro por recorrido ida-vuelta (75 por 100 $2 \times 500$ toneladas del tren) ... ..	540.000	270.000
<i>Coste por tonelada-kilómetro</i> ... ..	0,00378	0,00623

C. Resumen de los costes de transporte totales (estimaciones).

4. Se han estimado los costes totales fundándose en los costes calculados anteriormente. Suponiendo que el tráfico medio por las diferentes vías sea igual a la mitad de su capacidad máxima, se ha calculado como sigue el costo de la vía por tonelada-kilómetro y los costos totales:

LAS OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAJE...

Concepto y unidades	Ferrocarril (vía única)	Carretera (6 metros de anchura)	Vía fluvial (Canal de 50 metros)	
			Profundidad normal	Profundidad limitada
<i>Capacidad máxima:</i>				
miles de toneladas por día.	5,5	4	25	10
millones de toneladas por año ... ..	2	1,4	9,1	3,6
tráfico anual medio (millones de toneladas) ... ..	1	0,7	4,5	1,8
Coste anual de la vía (dóla- res por kilómetro) ... ..	5.155	2.790	1.080	1.080
Coste de la vía por tonelada- kilómetro (centavos de los Estados Unidos) ... ..	0,52	0,40	0,24	0,60
Coste del vehículo por tone- lada-kilómetro (centavos de los Estados Unidos) ... ..	0,38	1,90	0,378	0,624
Coste total del transporte por tonelada-kilómetro (centa- vos de los Estados Uni- dos) ... ..	0,90	2,30	0,402	0,638