

CENTRAL TERMO-ELÉCTRICA, SIN EMISION DE CO₂

Pierre Grancher
Presidente de la UISBA¹

El contexto

El método de captura-retención del CO₂ comienza a ser uno de los más prometedores para reducir el efecto invernadero. Una publicación del CNRS (1) hace de él una descripción relativamente detallada y completa.

Más de la mitad del CO₂ emitido a la atmósfera en la **Comunidad Europea** es producido por grandes instalaciones industriales y un tercio de ésta, por las centrales termo-eléctricas (*Libro verde* de la **Comisión Europea-2**). Se percibe el interés de tratar prioritariamente el caso de las fuentes concentradas de CO₂, aunque solamente se trate de una solución parcial.

El problema no se plantea en la misma proporción en Francia donde la electricidad de origen térmico sólo es un complemento para suavizar las puntas de demanda en el consumo, ya que la energía nuclear representa el grueso de la producción. El informe de la prospección realizada por la Comisaría del Plan, para el período 2010-2020 (3), está consagrado principalmente a las centrales nucleares y al desarrollo de las energías renovables. La térmica suscita menor interés y - en consecuencia- no se encuentra en este documento ninguna mención al método captura-retención del CO₂.

Ahora bien, la puesta en práctica de este método puede devolver a la vía térmica un lugar relativamente importante en Francia. Recordemos que, antes de la primera crisis del petróleo, la generación termo-eléctrica ocupaba el lugar preponderante que hoy tiene la nuclear. Hoy no es descabellado pensar en una complementariedad de ambas vías. Si se compa-

ran los respectivos precios de costo, la nuclear presenta, sin duda alguna, una ventaja a plena carga de las instalaciones mientras que la térmica mantendría la ventaja de la elasticidad ante la demanda.

Por ello creemos que se debe estudiar previamente el método de captura-retención del CO₂ y prever su utilización conjunta. Como en el caso del ámbito nuclear, la industria francesa demostraría su dominio de esta técnica en la que bastantes países comienzan a interesarse: Rusia, India y China entre otros.

La sugerencia (4) de construir una instalación de demostración en Aquitania - preferentemente en Lacq- responde a una doble preocupación:

Integrar en un conjunto industrial de tamaño significativo los diferentes elementos del procedimiento de captura-retención, con un esquema básico y variantes destinadas a mostrar la adaptabilidad a diferentes materias primas.

Preparar así la explotación estable de esta instalación en las condiciones óptimas experimentadas.

Desarrollamos seguidamente algunos aspectos de esta propuesta.

Localización en Lacq: 1- El subsuelo

1- La ventaja mayor (sin duda única de esta dimensión en Francia) es la existencia de pliegues geológicos de calidad probada, antiguos depósitos de gas conteniendo cantidades importantes de CO₂ y de SH₂.

La Naturaleza ha demostrado, durante decenas de millones de años, la fiabilidad de estos depósitos en condiciones más severas (composición química, temperatura, presión) que las que proponemos para su re-explotación. Demostración tanto más decisiva cuanto conocemos otras experiencias contrarias, es decir, casos

en los que los hidrocarburos y los ácidos han migrado de los depósitos originales a causa de una estanqueidad deficiente.

El emplazamiento gasífero de Lacq-Meillon muestra varios tipos de pliegues:

Los antiguos yacimientos de Saint-Faust, Pont d'As, Chapelle de Rousse, Ucha, Macères, en el jurásico superior a unos 2.700 m de profundidad, hoy casi completamente agotados, presentan un acuífero más o menos activo según los lugares. Su capacidad conjunta de retención de CO₂ líquido (supercrítico) se acerca a los 200 Mm³.

El yacimiento de Lacq llamado "profundo", a unos 3.400 m, también en el jurásico superior, dividido en varios compartimentos estancos, de los que algunos está prevista su explotación más allá de 2010. La roca permeable presenta una porosidad muy débil, pero es muy fisurada, lo que facilita la producción y, en el sentido inverso, favorece la inyectabilidad de cualquier fluido. Además, el yacimiento no presenta acuífero. El volumen disponible al fin de la explotación es del orden de 0,5 Gm³. Debido a la existencia de compartimentos, es posible su utilización inmediata.

El yacimiento de Lacq superior, en el cretáceo superior, tiene unos 1.000 m de profundidad. Depósito de aceite (cuya explotación ha sido abandonada), contiene aún hidrocarburos. El volumen disponible es relativamente débil pero la posibilidad de extracción de petróleo (de buena calidad) es interesante.

En total, la capacidad de retención de CO₂ en condiciones supercríticas (80.000 h pascal) de los diversos "campos" del territorio es del orden de 700 Mm³, es decir más de 800 Mt, que, comparados con las 225.000 t/año susceptibles de ser producidas

1) Union des Ingenieurs et des Scientifiques du Bassin de l'Adour

por una central de gas de 125 MWe, supone un número respetable de siglos de explotación o, también, un siglo, para 35 centrales de una potencia total de 4,4 GWe.

2- Este enorme potencial natural presenta, además, la ventaja de estar ya equipado. Un cierto número de pozos de producción de gas están mantenidos en estado de seguridad, con su doble columna "casing-tubing" y los accesorios (compuertas de fondo). La red de tubos y líneas de señalización/control de estos pozos en superficie ha sido también convenientemente mantenida.

Las únicas inversiones previsible para la nueva puesta en servicio de estas instalaciones, se limitarían a una adecuación de los pozos con un costo unitario de unos 15 M€. Debe tenerse en cuenta que estos trabajos han sido efectuados recientemente para la inyección de residuos líquidos en Lacq.

Habría que añadir la inversión de una estación de bombeo del CO₂, suponiéndolo disponible en estado líquido *in situ*, por unos 10 M€.

Tanto en el caso de que el operador de retención del CO₂ fuera el actual (**Total**), como una nueva Sociedad que adquiriera las instalaciones existentes, la inversión sería relativamente baja, lo que constituye, desde nuestro punto de vista, una ventaja añadida considerable para el lanzamiento de este proyecto.

Localización de Lacq: 2 – Posibilidad de una experimentación preliminar de retención del CO₂

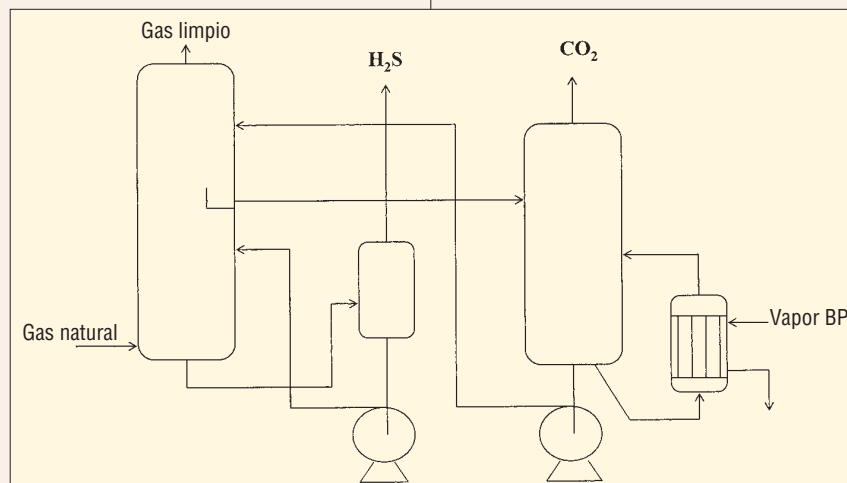
Las consideraciones siguientes hacen referencia a los residuos de una central de gas de 125 MWe, que sería construida.

A la espera de esta construcción, puede comenzarse la retención utilizando el CO₂ disponible *in situ*. El gas natural de Lacq contiene alrededor de 15 % de SH₂ y 10 % de CO₂, en volumen. Las unidades de depuración han sido construidas con los conocimientos de la época, es decir, procedimientos de desacidificación total empleando la mono y después la *di-etanolamina*, extrayendo simultánea-

mente el SH₂ y el CO₂. La fracción ácida separada es, pues, una mezcla de 60 % SH₂ / 40 % CO₂, a partir de la cual se recupera el azufre por el mecanismo *CLAUS*, mientras que el CO₂ es liberado a la atmósfera.

Al régimen actual de producción de gas de unos 6 Mm³/día (que supone 600.000 m³/día de CO₂ dispersados), lo que demuestra que el yacimiento de Lacq es, todavía y con mucho, el más importante de Aquitania.

Después de unos años, se han logrado practicar separaciones selectivas empleando otras *aminas* (*metil-dietanolamina*, principalmente) ajustando algunos parámetros tales como el tiempo de contacto (Esquema 1).



Esquema 1. Lavado selectivo (MDEA)

Se extrae primero el SH₂ y no se puede evitar que una pequeña parte del CO₂ se mezcle con él. Se puede, por tanto, extraer todo el SH₂ lo que representa el objetivo principal pero consecuentemente no se puede "recuperar" todo el CO₂, aunque es recuperable una porcentaje del orden del 90 % sin gastos excesivos.

Al contener el SH₂ un poco de CO₂, puede ser tratado (como precedentemente) en una unidad *CLAUS* con un rendimiento ligeramente mejorado. Es incluso utilizado como materia prima de síntesis *tiorgánicas*.

En cuanto al CO₂, está prácticamente exento de SH₂ y apto para la compresión-licuefacción después del secado.

Además de la sustitución de la DEA por la MDEA, una unidad clásica de lavado necesita algunas modificaciones, aunque conservando lo esen-

cial de la instalación. La inversión complementaria, por unidad de 5 Mm³/día de gas natural, se sitúa alrededor de 5 M€.

La inversión acumulada para esta operación sería, por tanto:

Modificación de una unidad de lavado	5 M€
Unidad de compresión-secado-licuefacción	15 M€
Estación de bombeo	10 M€

Es decir, alrededor de 30 M€, amortizables en 10 años a razón de 15 €/t de CO₂ para 225 kt/año.

Se dispone, por tanto, de un método relativamente poco costoso para

captar *in situ* un volumen de CO₂ sensiblemente superior a las emisiones de la central eléctrica proyectada y disponible durante un cierto número de años. Esta demostración podría servir de referencia para los métodos de explotación de yacimientos de gas y ser mantenida después de la puesta en servicio de la central.

Localización de Lacq: 3 – La plataforma industrial

Creada hace cerca de 50 años, la instalación de Lacq ha sido remodelada por ampliaciones sucesivas y se han reformado las supresiones de instalaciones. Constituye un conjunto integrado en buen estado de marcha, disponiendo de importantes facilidades adaptadas para la implantación de una "gran unidad industrial".

Citaremos, para el proyecto que nos interesa:

- Disponibilidad de amplias superficies aptas para la distribución económica del equipo en edificios y facilidades para su mantenimiento.

- Conexión de ferrocarril (SNCF) y accesos de carretera y autopista.

- Toma de agua del Gave de Pau y vertido tras un eventual tratamiento.

- Disponibilidad de gas depurado (Lacq, Mar del Norte, Argelia).

- Unión con el puerto de Bayona mediante tubería.

- Almacenamiento de todos los tipos de gas y líquidos.

- Salida de una línea de 440 kV del puesto de Os-Marsillon

Todos estos elementos son offsites de muy alta calidad, cuya disposición puede permitir una economía del 20 al 30 % respecto al costo de inversión *grass roots*.

Recordemos, además, la existencia de unidades de *tioquímicas* que aseguran la salida al azufre eventual-

des (principalmente metano). Esta central está conectada a EDF.

Por lo tanto, la idea de una nueva central no supone inconveniente alguno y sólo falta que las cantidades suplementarias encuentren comprador en un mercado ya excedentario a escala nacional. Esta es la razón por la que una potencia nominal de 125 MW parece aceptable desde un triple punto de vista: es del orden de 0,2 % de la potencia instalada en Francia, es compatible con los valores fijados por la Administración en la "Programación de inversiones industriales de producción de electricidad" y, finalmente, favorece la comparación técnico-económica con módulos de tamaño similar de EDF.

Añadamos que, en el conjunto nacional, la creación de una unidad puede acompañarse de la parada de una unidad antigua de rendimiento inferior y, además, que la proximidad de

regiones españolas con gran potencial de desarrollo sugiere, con la apertura de mercados, la posibilidad de clientes u operadores interesados al otro lado de la frontera.

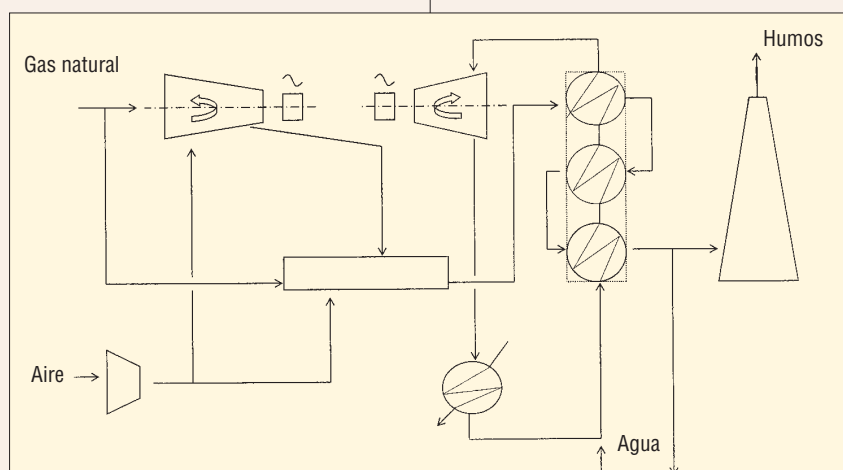
Combustibles: 1 – Gas

La idea de una central con turbina de gas y ciclo combinado (TGCC), es la primera que viene a la mente. Con el gas disponible al pie de instalación, el sistema es el menos costoso en inversiones y su rendimiento energético, el más elevado.

La demostración de captura-retención de CO₂ para centrales de gas, puede facilitar la preparación de inversiones similares en Francia en el transcurso de una decena de años o menos. Puede interesar a los consumidores europeos del gas del Mar del Norte o del gas ruso u holandés.

El sistema TGCC es fácilmente adaptable a la oxidación con reciclaje (Esquema 2), en la medida en que se asegure la fiabilidad de la turbina funcionando con un comburente oxígeno-CO₂ en lugar de aire.

Partiendo de la base de la ausencia de azufre en el combustible el acondicionamiento del CO₂ es el más simple posible: compresión-secado-licuefacción, con una purga de algunos % del volumen total a fin de eliminar algunas "impurezas" como el oxígeno (parte del excedente de combustión no reciclado) y trazas de CO. Esta purga es la única emisión de la unidad a la atmósfera. En consecuencia, no es necesaria la costosa chimenea por lo que la economía de las in-

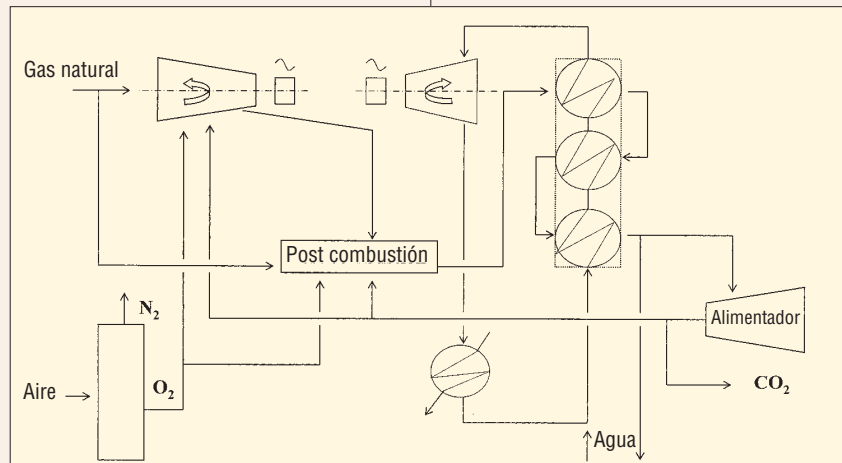


Esquema 2.

mente aportado por ciertos combustibles, a condición de que sea convertido en SH₂ y no en SO₂. Por último, y sobre todo, existen unidades de lavado de gas a alta presión (ya mencionadas) cuya integración en el proceso, después de la adaptación a lavados selectivos, trataremos seguidamente.

Potencia a instalar

Existe ya en el emplazamiento de Lacq una generación de electricidad de cuatro grupos con una potencia acumulada del orden de 50 MW utilizando residuos de las diversas unida-



Esquema 3.

versiones correspondientes dista mucho de ser anecdótica.

Teniendo en cuenta la existencia de unidades de lavado de gas (cuya capacidad se libera según se vaya agotando el yacimiento) se puede concebir una variante de la solución precedente: consiste en construir una central TGCC clásica de aire (Esquema 3) y lavar los humos después de una compresión a un valor suficiente para asegurar la eficacia del lavado. Se difiere así la construcción del equipo de producción de oxígeno y se evita el reciclaje de gases quemados, economizando de esta forma inversiones que encarecen notablemente el precio de costo del kWh producido.

Pero, si los humos no contienen SO₂, su contenido en oxígeno resulta ser un parámetro incómodo y, en nuestra opinión, la inocuidad del oxígeno en relación con el MDEA no ha sido demostrada en el ámbito industrial. Esta verificación es indispensable para que la variante pueda ser tomada en consideración, salvo si se incluye (además del lavado) un costoso reactor catalítico "deoxy".

Combustibles: 2 – Residuos petrolíferos

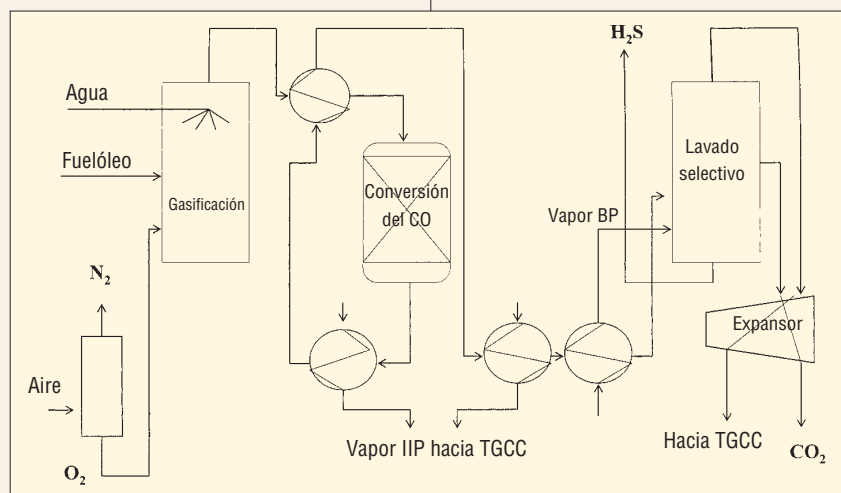
Los hidrocarburos líquidos obtenidos en el refino del petróleo se reservan (como es sabido) al transporte o a la Química. Pero el fuelóleo (sobre todo el pesado) encuentra difícilmente otro destino que la propulsión de buques y la producción de electricidad.

En el caso de este último, el rendimiento energético es relativamente bajo y no se entiende empeorarlo aún más debido a un autoconsumo importante. Por otra parte, la turbina de gas que asegura a la central TGCC su elevado rendimiento no parece adaptable a un combustible pesado y de composición variable. Por último el fuelóleo (y los carbones, que trataremos seguidamente) contiene azufre combinado (hasta un 3 % del peso) cuya combustión produce SO₂, que no se puede separar del CO₂ de forma sencilla.

Todos estos elementos abogan a favor de un sistema completamente diferente como es: la gasificación in-

tegrada con un ciclo combinado (IGCC).

En resumen, este sistema comprende tres partes (Esquema 4):



Esquema 4.

- Una gasificación del combustible produciendo, en dos etapas, un gas constituido esencialmente por hidrógeno, CO₂ y vapor de agua. Estas dos etapas sucesivas son, una oxidación realizada por el oxígeno en presencia de agua de refrigeración (*quench de agua*), más una conversión de CO, mediante catalizador, por vapor de agua en exceso.

Se trata de una tecnología bien conocida por los fabricantes de amoníaco a partir preferentemente de nafta. Mediante los acondicionamientos necesarios (sobre todo por la existencia de trazas de compuestos minerales) esta tecnología es aplicada al fuelóleo pesado en un proceso continuo.

- Después de una condensación y separación de agua en exceso, un lavado selectivo del SH₂ (resultado de la conversión de compuestos sulfurados en medio reductor), y después del CO₂.

- La presión elevada de la sección de gasificación favorece la eficacia de la sección de lavado. El CO₂ es obtenido casi puro por "desorción" de la amina de lavado a baja presión. Se aprovecha la expansión del gas lavado (hidrógeno húmedo) para recomprimir el CO₂ en un expansor con vista a su licuefacción (economizando del 30 al 50 % de la energía requerida).

La producción de electricidad por un sistema TGCC en el que el combustible es el hidrógeno húmedo que es quemado con el aire. El reglaje de

los parámetros (temperatura) se hace añadiendo vapor de agua.

El sistema IGCC produce gran cantidad de vapor en la sección de gasificación pero, a pesar del importante autoconsumo en la sección de lavado, se trata de un sistema con importantes ventajas. Tratándose del establecimiento en Lacq, además de evitar la construcción de la sección de lavado, el conjunto tíoquímico asegura (además del empleo del SH₂) una salida del excedente de vapor a baja presión. El rendimiento energético global de la IGCC puede así situarse en el entorno del 40 %, cinco puntos por encima de las centrales clásicas de fuelóleo a condición de efectuar el máximo posible de "recuperaciones" de exceso de vapor o de energía. La implantación en Lacq permite enfocar este objetivo evitando gran cantidad de inversiones, que, en definitiva, se limitan a la sección de gasificación si se admite que la sección TGCC y la unidad de producción de oxígeno han sido construidas de antemano.

La capacidad de la sección de gasificación (ajustada a la de la central TGCC) corresponde a un consumo del orden de 300/350 t/día de fuelóleo, es decir, 100.000 t/año para cuyo aprovisionamiento puede emplearse la conducción por tubería a partir del puerto de Bayona o mejor por tren para evitar un nuevo *Caso Prestige*.

Como en el caso del gas, todos los elementos parecen reunidos en Lacq para realizar una demostración de una central de fuelóleo sin emisión de CO₂.

Combustibles: 3 – Carbones

Se avanza aquí un grado más en la complejidad: primero porque se trata de sólidos, cuya utilización en proceso continuo origina problemas tecnológicos particulares pero sobre todo por la gran variedad de sus composiciones.

En los casos de gas o de productos petrolíferos se trata de productos prácticamente sin residuos pero éste no es el caso de los carbones, que contienen proporciones a veces elevadas de minerales: sulfatos, sulfuros (piritas), carbonatos, silicatos...que generan cenizas cuya eliminación es necesaria y puede convertirse en delicada. La tasa de humedad puede igualmente ser elevada como en el caso de los lignitos. El conjunto de unas tasas elevadas de estériles y de humedad comporta también un poder calorífico bajo.

Éste es el motivo de que los carbones sean utilizados en centrales construidas en el lugar de extracción y con los procedimientos más simples posibles. En tales instalaciones la eventual captura del CO₂ puede parecer un objetivo poco realista.

Se han realizado progresos significativos con la puesta a punto de la combustión en lecho fluido, en donde se puede emplear oxígeno puro. Pero la captura del CO₂ en este caso supone resueltos los problemas planteados por la eliminación del excedente del oxígeno y del SO₂ resultante de la combustión de los compuestos orgánicos azufrados o de las piritas. No propondremos experimentar esta vía ya que exigiría inversiones muy elevadas.

Proponemos simplemente extender la utilización del IGCC al caso del *cok* de petróleo, cuya composición se aproxima a la del fuelóleo, y eventualmente una antracita con baja tasa de estériles.

En estas condiciones la adaptación del IGCC podrá limitarse al acopio y almacenamiento de combusti-

	7.000 horas sin reducciones			5.000 horas sin reducciones		
	CLFP	TGCC	Nuclear	CLFP	TGCC	Nuclear
Alemania	0,032	0,035	0,051	0,039	0,039	0,068
Francia	0,032	0,032	0,034	0,039	0,036	0,045
Reino Unido	0,032	0,026	0,043	0,040	0,030	0,057
Suecia	0,036	0,033	0,047	0,043	0,038	0,063
España	0,036	0,035	0,047	0,043	0,039	0,063
Italia	0,032	0,034	0,050	0,039	0,039	0,067

Tabla 1. Coste de producción del kWh según las tecnologías

ble, y a la construcción de un gasificador adaptado (o la modificación de uno existente) y de un eliminador de cenizas.

El consumo de una instalación adaptada de esta forma sería del orden de 400 t/día, trasladables por trenes completos a partir de la refinería o de un puerto carbonero.

Aproximación al precio de costo

Llegados a este punto, parece necesario formular una hipótesis sobre el operador (o los operadores) potencial (es).

Las ventajas del emplazamiento en Lacq son importantes siempre que se logre obtener el máximo partido de ellas. La utilización del subsuelo es prerrogativa de la Administración, que puede elegir un operador a su gusto. ¿Por qué no **Total**, que tiene un conocimiento perfecto y una experiencia difícil de igualar?

Tratándose de las instalaciones de superficie (de las que Total es propietaria) están casi totalmente amortizadas en la producción acumulada de gas. Pero no se entendería bien que pudieran ser cedidas a su valor contable residual ya que su valor de uso puede aún ser importante. Se puede, por tanto, considerar la idea de que Total (o una filial a crear con otros partícipes) sea el operador de retención del CO₂, con la condición evidente de ser resarcido por las inversiones directamente necesarias (30 M€, como ya se ha visto) por los costos operativos (alrededor de 3 €/t para el lavado, 8 €/t para el acondicionamiento y 3 €/t por el bombeo de inyección) y de una forma razonable por los trabajos de adaptación y mantenimiento.

Se notará de paso que el costo del lavado del gas natural no es im-

putable al CO₂, considerándolo como operación preliminar.

El costo global de retención (a fijar de mutuo acuerdo) se sitúa por tanto en unos 30 €/t de CO₂ para una capacidad del orden de 700 t /día de CO₂. Éste es el orden de magnitud que nuestra Sociedad debe considerar pagar (de una forma u otra) para luchar contra el efecto invernadero.

Ya metidos en estas consideraciones, es lógico imaginar a **Total** (o una filial *ad hoc*) como operador de la unidad de lavado necesaria para el sistema IGCC, ya que es la misma que la precedente y, de una forma general, de todos los *offsites* utilizados.

Esta aproximación permite individualizar la parte propiamente eléctrica del proyecto y por tanto evaluar el orden de magnitud del precio del kWh producido, suponiendo simplemente que el operador eléctrico libera CO₂ en estado gaseoso a valor nulo (caso de TGCC) o hace tratar el gas hidrógeno producido por la gasificación antes de utilizarlo en la central (caso de IGCC).

El electricista invierte en la central TGCC pero también lo hace en la instalación productora de oxígeno capaz de satisfacer la demanda en todos los casos. Se verifica fácilmente que el caso del gas es el limitador de la dimensión, ya que, en los dos casos de IGCC, una parte del oxígeno necesario es suministrada por descomposición del vapor de agua en la conversión del CO.

Teniendo en cuenta la utilización de los *offsites*, la inversión acumulada (TGCC + separación de aire) no supera a la de una central clásica de la misma potencia nominal, es decir alrededor de 150 M€. Por otra parte, la inversión de la sección de gasificación es del orden de 100 M€ para el

tratamiento del fuelóleo, al que conviene añadir de 50 M€ para el tratamiento de los residuos sólidos.

Así, en el caso del gas, el único incremento del precio de costo del kWh resulta del aumento de los costos operativos, es decir del autoconsumo de 16,5 kW equivalentes pues al 13,5 % de la potencia nominal. Con el *ratio* habitual *costos operativos/costo total* de 0,65, el precio de costo del kWh gas es, por tanto, incrementado en aproximadamente el 10 %.

En el caso de IGCC (fuelóleo y sólidos) la inversión complementaria es equivalente a la inversión de origen (TGCC de oxígeno) de 300 M€, que se sitúa en línea con el costo de centrales clásicas de la misma potencia aunque la comparación resulte difícil tratándose de una “pequeña” unidad de 125 MW, en relación a otras cuyo tamaño es más bien de 1.000 MWe.

Por su parte, los costos operativos están en ligera disminución si, al menos, el rendimiento energético global llega al 40 % en las condiciones que hemos explicitado. A un incremento de cinco puntos en el rendimiento corresponde una disminución del 2,5 % del precio de costo admitiendo un *ratio* *costos operativos/costo total* de 0,5 ; 3 % para un *ratio* de 0,6.

Lógicamente, estos elementos son insuficientes para permitir el “cálculo” del precio de costo. Éstos pueden, por sí mismos, dar materia de discusión y aún más su utilización mediante simples *ratios* de uso. Pero nuestro estudio no tiene otro objetivo que desembocar en órdenes de mag-

nitud verosímiles susceptibles de sustentar una reflexión orientativa.

Supongamos pues los *ratios de amortización* (sin actualizaciones)/*costo global* de 0,35 en el caso del gas; 0,50 en el caso del fuelóleo y 0,60 en el caso de los sólidos, aplicados a los montantes de inversión indicados amortizados durante 10 años, con una producción de 1 MMWh / año; y apliquemos al resultado las tendencias indicadas para los costos operativos de +10 % en el caso de gas, -2,5 % en el caso del fuelóleo y -3 % en el caso del carbón.

Se obtiene:

47 € / MWh para gas
49 € / MWh para fuelóleo
48,5 € / MWh para carbón

Comentarios

Habiendo admitido la fragilidad de la aproximación (que posiblemente favorece al carbón y penaliza al gas) y resulta sorprendente la concordancia de los tres órdenes de magnitud, lo que justifica.

Si se compara el valor medio de 48 € / MWh con el valor más bajo de 32 € generalmente admitido (especialmente en el Libro verde de la **Comisión Europea**) (Tabla 1), se constata un exceso del 50 % que se justifica por dos factores:

- Por una parte, el efecto tamaño, al elegir una potencia baja.
- Por otra, un efecto de sofisticación, ligado a la recuperación del CO₂.

Una llave de reparto entre estos dos factores cercana al 50/50 conduce a prever un precio de costo del orden de 40 €/MWh para una central

de tamaño clásico y (más probablemente) en el intervalo de: 38 para el gas a 42 para el carbón, pasando por 40 para el fuelóleo.

Recordemos, para completar la comparación, que el costo de captura-retención propiamente dicho de 30 €/t de CO₂, supondría un sobre costo complementario de unos 7 €/MWh para el gas, 9 para el fuelóleo y 11 para el carbón, si ese costo debiera ser soportado por la producción de electricidad.

Por fin, si se considera la diferencia entre un costo de producción objetivo de 40 €/MWh de las unidades futuras, y el costo de producción en el experimento (del orden de 7 a 9 €/mwh según el combustible) se tiene, para la parte propiamente eléctrica, un orden de magnitud de la experiencia que debiera ser asumido para hacer posible esta operación.

Posible calendario

Tal como se ha sugerido en este estudio, nos parece que la Región es la entidad mejor situada para reunir (en un primer examen) a los eventuales participantes de la operación: representantes del Estado (**DRIRE, ADEME...**), operador potencial de la captura-retención de CO₂ (**Total...**), operador potencial electricista (**EDF...**), organismo de reconversión de la cuenca de Lacq (**Chemparc**)...

El primer acto consistiría, con la participación efectiva de todos los adscritos, en ordenar un estudio de viabilidad a un organismo competente y neutro, como el **IFP**, por ejemplo.

La fecha de formalización de esta encomienda sería el punto inicial del proyecto a partir del cual se desarrollaría éste según el diagrama adjunto (Diagrama 1). Los acontecimientos más importantes serían:

- La puesta en servicio de la captura-retención del CO₂, al cabo de 2,5 - 3 años, con la condición de compatibilidad de los trabajos con los programas de mantenimiento en la plataforma de Lacq.
- La puesta en servicio de la central TGCC de oxígeno, al término de 3,5 - 4 años.
- La puesta en servicio de la IGCC de fuelóleo, al fin de 5,5 - 6 años. ■

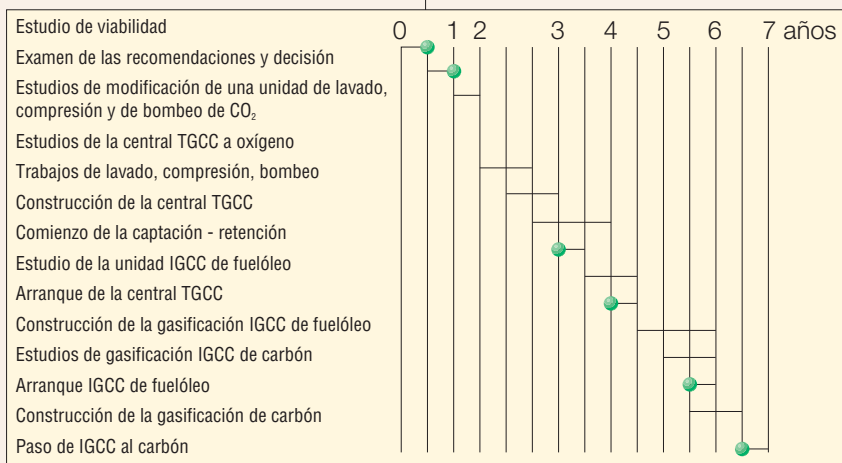


Diagrama 1. Central eléctrica sin CO₂. Programa.