



Comisión
Nacional
de Energía

**PROPUESTA DE FIJACIÓN DE
PARÁMETROS TÉCNICOS Y
ECONÓMICOS
CORRESPONDIENTES AL
TRASPASO DE UNA
INSTALACIÓN DE
COGENERACIÓN A LA SECCIÓN
1ª (RO) DEL REGISTRO
ADMINISTRATIVO DE
INSTALACIONES DE
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y PROPUESTA DE SU
RETRIBUCIÓN**

15 de marzo de 2011



CONTENIDO

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES	3
Resumen.....	3
Conclusiones	4
2. OBJETO	5
3. ANTECEDENTES	5
4. NORMATIVA APLICABLE.....	6
5. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL DE COGENERACIÓN	7
5.1. Características técnicas	7
5.2. Inversión	9
5.3. Gastos de explotación.....	9
6. ESCENARIOS PARA EL ESTUDIO DE RETRIBUCIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO	10
6.1 Consideraciones particulares.....	10
6.2 Escenario base	12
6.3 Escenarios de emisiones GEI	12
6.4 Escenarios de la mezcla de combustible	16
7. RESULTADOS	17
8. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN.....	19
9. ANEXO.....	20

PROPUESTA DE FIJACIÓN DE PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS CORRESPONDIENTES AL TRASPASO DE LA INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN DE TENERIFE, S.A.U A LA SECCIÓN 1ª (RO) DEL REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PROPUESTA DE SU RETRIBUCIÓN

De conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, 1, función cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 15 de marzo de 2011 ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

RESUMEN

Actualmente la central de cogeneración [*datos confidenciales omitidos, en adelante dco.*] , se encuentra acogida al régimen especial regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, [*dco.*]. Teniendo en cuenta que la central [*dco.*] , al cumplir los 15 años dejó de percibir la prima correspondiente. Por tanto, la empresa solicita el traspaso de la inscripción de su instalación desde el régimen especial al ordinario singular, establecido para las instalaciones de generación situadas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE). De esta manera, a la planta se le retribuirá mediante un coste fijo y un coste variable estándar para cuyos parámetros técnicos y económicos la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) solicita propuesta a la CNE .

De acuerdo con las conclusiones del Informe Marco 2010 de la demanda de electricidad y gas natural, y su cobertura, en la isla de Tenerife es necesario contar con mayor capacidad instalada a corto y medio plazo, para cumplir los requisitos de

seguridad. Por lo tanto, la instalación de la empresa es necesaria para la cobertura de la demanda.

La planta de cogeneración venía produciendo electricidad a un nivel relativamente estable en el período de 2005 - 2009, [dco.], lo que se considerará como producción esperada durante los años de explotación objeto de estudio. Asimismo produce calor útil [dco.]. El horizonte temporal propuesto en el proyecto de cambio de régimen económico se establece en 10 años (2011 – 2020) teniendo en cuenta que con las inversiones adicionales previstas para este alargamiento la instalación llegará, en total, a 25 años de vida útil en 2020.

La retribución a reconocer debe tener como objetivo el de garantizar una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR del proyecto) de un 7% en los 10 años de la vida remanente de la instalación. Se toma esta TIR objetivo del 7% (escenario base), que ya ha sido la considerada por la CNE en otros proyectos análogos. No obstante, se estudia la sensibilidad de los resultados con TIR superiores, de 8% y 9%.

A la hora de actualizar los costes reconocidos a lo largo de los 10 años de explotación, y en consecuencia también el flujo de caja de la planta existen dos partidas de coste que inciden de forma importante sobre la retribución a reconocer; estas variables son: por un lado, la evolución del precio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), y por otro lado, la proporción de los dos combustibles utilizados: fuel gas y diesel oil. Con el fin de determinar la sensibilidad de los resultados en relación con estas partidas, debido a su variabilidad e incertidumbre en el futuro, se plantean varios escenarios de estudio y un escenario base.

CONCLUSIONES

A continuación se recogen los resultados del escenario base, supuesto que la planta produce [dco.] de energía eléctrica y [dco.] de calor útil al año. Según ello, a la planta se le reconoce un coste de combustible de [dco.] y se valora la venta de vapor producido en [dco.] en el primer año de operación, 2011. Adicionalmente, se reconoce un coste en concepto de banda de regulación de [dco.]. Asimismo, se han

de reconocer el coste de operación y mantenimiento, el coste de peaje de acceso (0,5 €/MWh) y el coste de derechos de emisión¹.

Con todo ello, se propone que la retribución por la producción eléctrica sea de [dco.] en 2011, incluyendo una retribución variable de [dco.] y de una retribución fija [dco.]. Estas cifras pueden ser contrastadas con el importe unitario que percibió la empresa en el régimen especial en el año 2009 [dco.] y con el importe de la generación en régimen ordinario en el conjunto del SEIE canario en ese mismo año (140,72 €/MWh), sin perjuicio que desde dicho año hasta 2011 los precios de los combustibles se han elevado fuertemente.

2. OBJETO

El objeto del presente informe es dar respuesta a la solicitud de la DGPEyM sobre la propuesta parámetros técnicos y económicos para el establecimiento de un régimen retributivo específico para la instalación de la empresa en la Comunidad Autónoma de Canarias, debido a su traspaso a la Sección 1ª (régimen ordinario) del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, conforme a la regulación establecida para los SEIE.

3. ANTECEDENTES

El día 3 de agosto de 2010 tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía la solicitud de la DGPEM del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de propuesta de fijación de parámetros técnicos y económicos para el régimen retributivo específico de la instalación de la empresa en la isla de Tenerife.

Dicha solicitud incluía la solicitud de la empresa para el traspaso de la inscripción de su instalación de cogeneración en la Sección 1ª subsección 2 (régimen ordinario) del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica con fecha de 23 de junio de 2010.

¹ Desde 2013 no se otorgarán derechos gratuitos.

4. NORMATIVA APLICABLE

- **Real Decreto-Ley 14/2010**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Orden PRE/3420/2007**, de 14 de noviembre, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones incluidas en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.
- **Orden ITC/913/2006**, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- **Orden ITC/914/2006**, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Dicha Orden establece en su apartado 4 del artículo 5 que
“para aquellas instalaciones de generación que posean características singulares o diferentes de las definidas en el anexo II, la DGPEyM fijará la valoración específica de los valores máximos unitarios de inversión y de los costes unitarios de operación y mantenimiento fijos”.

Además, en la disposición adicional 1ª dice que

“La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar una retribución específica por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro o eficiencia técnica y económica del sistema.”

- **Ley 1/2005**, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

- **Real Decreto 1747/2003**, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. El apartado 1 del artículo 6 de este Real Decreto prevé que

“El Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, autorizará los parámetros técnicos resultantes de la puesta en marcha de nuevos grupos o en su caso de la modificación de los existentes que tengan incidencia en la retribución económica.”

5. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL DE COGENERACIÓN

5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La planta de cogeneración de la empresa, [dco.] se encontraba acogida al Real Decreto 661/2007. En el período de 2001 y 2009 su nivel de producción era relativamente estable y oscilaba entre [dco.]. La media de producción entre 2005 – 2009, que se considera como producción esperada durante los años de explotación objeto de estudio, alcanzaba [dco.].

Gráfico 1. Evolución de la producción de energía eléctrica de la empresa y su remuneración regulada, 2001 - 2010.

[dco.]

Al cumplir los 15 años de operación, la planta dejaba de tener derecho a percibir prima correspondiente según el Real Decreto 661/2007. En consecuencia, la cogeneradora disminuyó su producción hasta operar a un nivel de mínimo técnico, como lo ilustran los gráficos 1 y 2, debido a que económicamente no resulta rentable su explotación.

Gráfico 2. Remuneración mensual regulada (prima + complemento ene.reactiva) según RD 661/2007 de la empresa, 2010

[dco.]

El combustible principal de la planta es el fuel gas completado con una mezcla de gas oil, nafta y LPG. Los datos facilitados por la empresa recogen los costes

incurridos ($c\text{€}/\text{kWh}_{\text{PCS}}$) por los dos tipos de combustibles: fuel gas y diesel oil, así como el coste medio total de combustibles ($c\text{€}/\text{kWh}_{\text{PCS}}$), y la cantidad de combustible consumido (MWh_{PCS}) por la planta en el período 2003 - 2010, según se ha representado en el gráfico 3. En el gráfico a la izquierda se observan los costes por tipo de combustible ($c\text{€}/\text{kWh}_{\text{PCS}}$) y a la derecha la cantidad total consumida (MWh_{PCS}). Se aprecia, debido al desarrollo de los precios de derivados de petróleo, una evolución al alza del precio de los combustibles utilizados hasta 2008, seguido por una fuerte reducción en 2009 y una recuperación débil en 2010.

Además, es de subrayar que el fuel gas es un combustible residual para el cual será necesario establecer el precio estándar de acuerdo con el artículo 7 de la ITC/913/2006, dado que hasta el momento no ha sido necesario definirlo.

Gráfico 3. Coste medio anual de combustibles, 2003 - 2010
[dco.]

Cabe señalar que en el período 2003 – 2010 la proporción de utilización de ambos combustibles no es constante, lo que es, probablemente, debido a las variaciones en los precios y a la minimización, por parte de la empresa, de los costes incurridos. En la tabla siguiente se ha reflejado la mezcla de los dos tipos de combustibles, donde se observa la oscilación del consumo de cada uno, siendo el fuel gas (más barato) el más utilizado .

Tabla 1. Mezcla de combustibles, 2003 - 2010
[dco.]

Por último, cabe señalar que de acuerdo con las conclusiones del Informe Marco 2010 de la demanda de electricidad y gas natural, y su cobertura, es necesario contar con mayor capacidad instalada a corto y medio plazo, para cumplir los requisitos de seguridad. Por lo tanto, la instalación de la empresa es necesaria para la cobertura de la demanda.

5.2. INVERSIÓN

El valor actual del inmovilizado de material de la planta de cogeneración, tras descontar las amortizaciones y las provisiones es de [dco.], según lo ha declarado la empresa ².

Tabla 2. Costes de inversión reconocidos

[dco.]

Además, en los 4 primeros años de operación, tras el traspaso a régimen ordinario, la empresa tiene previsto invertir un total de [dco.] repartidos igualmente en 4 años en concepto de reposiciones y renovaciones (coste overhaul). Esto implica un coste de overhaul anual de [dco.]. Por tanto, en el futuro estos costes podrán ser reconocidos, tras la correspondiente auditoría anual de los costes incurridos por la empresa, como costes de naturaleza recurrente.

5.3. GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los gastos de operación fijos en el año 2011, después de actualizaciones³, alcanzan [dco.] para costes fijos de operación y mantenimiento, y [dco.] para otros costes fijos, ambos facilitados por la empresa.

Como costes variables de operación se han tenido en cuenta los costes de combustible para electricidad y para vapor, que dan el [dco.] del total de los costes variables, el coste de peaje de acceso de 0,5 €/MWh según el Real Decreto-Ley 14/2010 y los costes de derechos de emisión a partir de 2013. El total de los costes variables en 2011 alcanza [dco.], lo que es igual a [dco.].

² Además, la planta cuenta con 2.000 k€ de capital circulante, que recupera al final de la vida útil de la instalación. Éste no se considera a efectos de amortización y retribución.

³ Los datos de costes de operación fueron presentados por COTESA para el año 2009. Se han utilizado un factor de actualización de dichos costes suponiendo que dicho factor seguía la senda de variación del IPC en el período de explotación (véase en ANEXO).

Tabla 3. Costes variables de operación reconocidos
[dco.]

Para cuantificar los ingresos por la venta de calor a la refinería se aplica la suposición de que el valor de venta (ingreso para la empresa), es igual al coste incurrido (coste de combustible destinado a tal concepto), [dco.].

6. ESCENARIOS PARA EL ESTUDIO DE RETRIBUCIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO

6.1 CONSIDERACIONES PARTICULARES

El horizonte temporal propuesto en el proyecto de cambio de régimen económico se establece en 10 años (alargamiento de vida). En el presente estudio se consideran los valores técnicos y de operación de 2009, siendo éste el último año con pleno funcionamiento, que sirve de referencia en cuanto a la utilización de combustible y costes de operación. La actualización anual de los precios y costes siguen sendas diferentes en el período 2011 - 2020 (véase detalles en el Anexo):

- a) en el caso de los dos tipos de combustibles (fuel gas y diesel oil) se han aplicado estimaciones sobre la evolución del precio del Brent en los mercados internacionales. En la previsión de la evolución del Brent se han utilizado fuentes Platts, de estimaciones de la CNE basados en estimaciones de expertos reconocidos, y de la Agencia Internacional de la Energía, y se han completado los datos (2014 - 2019) con extrapolación lineal.
- b) en el caso de los costes de operación fijos se ha utilizado un factor de actualización igual a la evolución esperada del IPC según FMI (2010)⁴.

⁴ FMI (2010): Spain - Country report nº 10/254 en marzo 2011 se encuentra en el siguiente sitio en internet: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2010/cr10254.pdf>

c) en el caso de los costes variables de operación:

- para el coste por peaje de acceso establecido en el Real Decreto-Ley 14/2010 no se aplican actualizaciones, ya que es la cuantía límite establecido por la Comisión Europea⁵;
- para determinar el coste de derechos de emisión de GEI se han adoptado los precios de tCO₂ estimados por la CNE para los años 2011 – 2012, en el período 2015 – 2020, el precio de 25 €/tCO₂, pues los valores de los años 2013 – 2014 se hallaron mediante extrapolación lineal.

Para determinar el flujo de caja del proyecto durante el período de su vida útil se han tomado los supuestos de la tasa de interés media en los últimos meses de cotización de las Obligaciones del Estado a 10 años y el impuesto de sociedades según la tabla siguiente.

Tabla 4. Supuestos adicionales para el cálculo de flujo de caja

Tasa financiera GPOT: Tr=4,23%+3% (media tasa de interés de Obligaciones del Estado a 10 años)	7,23%
Impuesto de sociedades en Canarias	30%
Concepto de "Pérdida trasladable a ejercicios posteriores" (tax loss carry forward)	aplicado

Con fines impositivos, se ha considerado el concepto de *pérdida trasladable a ejercicios posteriores (Tax loss carry forward)* que permite que en años con beneficio antes de impuesto (en adelante BAI) negativo se crea un fondo de beneficio negativo que durante los 10 años posteriores, con BAI positivo, se pueda utilizar para

Datos después de 2015: =2015

⁵ El Reglamento (UE) 838/2010, de 23 de septiembre, de la Comisión Europea, fija la cuantía de 0,5 €/tCO₂ como máximo anual de peaje de transporte, no contemplando el establecimiento de nuevas cuantías límite diferentes hasta el 1 de enero de 2015. A este respecto, la disposición transitoria primera del Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, que fija la citada cuantía, prevé que el MITyC puede establecer valores diferentes al indicado, pero siempre dentro de los límites establecidos por la normativa de la UE.

aminorar la base imponible (en los escenarios estudiados esta posibilidad no se ha presentado).

Además, se ha calculado el período de *pay-back* del proyecto cuantificando el número de años que son necesarios para la recuperación de los fondos absorbidos, es decir, el año en el que la suma de los resultados de la explotación anuales (EBITDA) igualan las inversiones iniciales realizadas.

6.2 ESCENARIO BASE

La retribución a reconocer debe tener como objetivo el de garantizar una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR del proyecto) de un 7% en los 10 años de la vida de la instalación. Se toma esta TIR objetivo del 7%, que ya ha sido la considerada por la CNE en otros proyectos análogos. Por tanto se aplica como escenario base este objetivo, no obstante se estudia la sensibilidad de los resultados con TIR superiores, de 8% y 9%. Para ajustar el valor deseado de TIR del proyecto, una vez considerados todos los costes e ingresos, se obtiene la variable de “banda de regulación”, expresada en €/MWh, definida en la regulación singular de los SEIE.

A la hora de actualizar los costes reconocidos a lo largo de los años considerados (2011 – 2020), y en consecuencia también el flujo de caja de la planta de la empresa, se encuentran dos variables que inciden de forma importante sobre los resultados; estas variables son: por un lado, la evolución del precio de los derechos de emisiones de GEI, y por otro lado, el reparto de los dos combustibles utilizados en la mezcla. Con el fin de determinar la sensibilidad de los resultados en relación con estas variables, debido a su variabilidad e incertidumbre en el futuro, se realizan el análisis de las mismas para hallar las diferencias con respecto al escenario base (TIR del proyecto de 7%).

6.3 ESCENARIOS DE EMISIONES GEI

En 2009, último año de plena operación de la cogeneradora que sirve de referencia para las emisiones de GEI emitidas por MWh producido (factor de emisión, tCO₂/MWh), los estados miembros (EM) de la Unión Europea se encontraban en la

fase segunda del comercio internacional de emisiones de GEI (2008 – 2012). Por tanto, la cogeneradora tenía transferidas⁶ determinadas cantidades gratuitas de derechos de emisión según el Plan Nacional de Asignación 2008-2012 (PNA), que se recogen en la siguiente tabla.

En el año 2009, la planta emitía⁷ un total de *[dco.]* tCO₂, de las cuales cubría *[dco.]* tCO₂ de acuerdo con la asignación gratuita debiendo comprar derechos de emisión correspondientes a *[dco.]* tCO₂. A falta de disponibilidad de los datos oficiales de las emisiones verificadas en el año 2010, se espera que con la reducción de producción de la empresa no alcance el límite establecido en este año. Este “superávit” de derechos de emisiones podría, incluso, considerarse como fuente de ingresos para la empresa, caso que en este estudio no se contempla. Al igual que en 2010, en los dos años siguientes tampoco se espera que las emisiones de la cogeneradora alcancen los límites establecidos. Por tanto, no se incurrirán en costes adicionales por compra de derechos.

Tabla 5. Emisiones asociadas a la planta de cogeneración
[dco.]

Notas:

- (1) Las emisiones verificadas y transferidas se establecen según RENADE y Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre, por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión de GEI a las instalaciones individuales en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.
- (2) El precio de 2009-2010: Bluenext; 2011-2012: est. CNE
- (3) 2015-2020: CCC (Committee on Climate Change (<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file39577.pdf>))

A partir de 2013 las instalaciones del sector eléctrico en la UE tienen que acudir al mercado internacional para comprar derechos por la totalidad de sus emisiones de GEI. Por tanto, suponiendo una producción constante igual a la producción media entre 2005-2009 en la planta de cogeneración de COTESA, se tendrán unas emisiones constantes. De esta manera, se considera que la instalación tiene que comprar en el mercado derechos para cubrir sus emisiones de *[dco.]* tCO₂/año a partir de 2013.

⁶ De acuerdo con la Orden PRE/3420/2007.

⁷ Se considera un factor de emisión de 0,73 tCO₂/MWh

Determinar el precio futuro de tCO₂ tiene gran incertidumbre considerando que:

- 1) la fase III (2013-2020) del comercio de derechos de emisiones en la UE comienza el 01/01/2013;
- 2) la crisis económica internacional y
- 3) los resultados de las negociaciones y los compromisos que los países, hasta ahora no comprometidos con las reducciones en las emisiones de GEI, adopten en la COPXVII de Durban.

Primero, en la fase III el sector eléctrico⁸ no tiene derechos adjudicados gratuitamente, sino tiene que adquirir todos en los mercados internacionales de emisiones.

Segundo, como consecuencia de la actual crisis económica y la consecuente reducción de la producción industrial el precio de la tCO₂ ha bajado en un 35% entre 2008 y 2010, como se observa en la siguiente tabla. Esta reducción significativa dificulta las estimaciones sobre el precio futuro de tCO₂.

⁸ Existe una posibilidad de que los EM (estados miembros), individualmente, adjudiquen derechos de emisión gratuitamente a las instalaciones pequeñas inferiores de 35 MW térmicos o a las que tengan un nivel de emisiones inferiores de 25.000 tCO₂ en los últimos 3 años. En su caso, los EM, que adopten estas excepciones del marco ETS, tendrán que compensar las emisiones así vertidas gratuitamente con reducciones en las otras instalaciones. En España, de momento, no hay medidas establecidas para tal fin.

Tabla 6. Precios de los derechos de emisiones tCO₂

Año	Media de los precios de cierre diarios, s/ Bluenext €/tCO ₂	Estimaciones CNE
2007	0,67	
2008	22,26	
2009	12,33	
2010	14,33	
2011		15,96
2012		15,51

Notas: (1) En Bluenext (<http://www.bluenext.org/>) el precio indicado se identifica con "Daily Closing Price".
 (2) El año 2008 abarca el período de 28/02/2008 - 31/12/2008.
 (3) Las medias tienen en cuenta la metodología establecida por la legislación (Orden PRE/3420/2007).

La *Committee on Climate Change* (en adelante CCC) en un estudio reciente⁹ cuantificó el precio de tCO₂ en un intervalo de 25-42 €/tCO₂, lo que está en línea con otros estudios¹⁰ realizados en la Comisión Europea. El estudio de CCC apunta que si el precio de la tCO₂ se encontrara por debajo de los 25 €/tCO₂, entonces los derechos de emisiones estarían sobre-asignados y no habría incentivos suficientes para invertir en tecnologías para alcanzar una economía baja en carbono.

Tercero, las negociaciones de Durban a finales de 2011 pueden derivar en que los países no firmantes del Protocolo Kioto participen ahora en la lucha contra el cambio climático, comprometiéndose en reducir sus emisiones de GEI en el período post-Kioto. En caso contrario, la UE probablemente se verá obligada a introducir medidas para proteger la competitividad de su producción industrial.

En este estudio, como se ha referido anteriormente, se adoptan unos precios de 15,96 €/tCO₂ y 15,51 €/tCO₂ en 2011 y 2012, respectivamente, estimados por la CNE y utilizados en análisis análogos. Para estudiar la sensibilidad de la retribución

⁹ CCC (junio 2010): *Meeting Carbon Budgets – ensuring a low carbon recovery; 2nd progress report*. <http://www.theccc.org.uk/reports/2nd-progress-report>

¹⁰ Por ejemplo el documento "Commission Staff Working Document del 26/05/2010: *Analysis of options to move beyond 20% GHG emission reductions and assessing the risk of carbon leakage, Part II.* ,

propuesta para la empresa según el escenario base con TIR del proyecto de 7%, se plantean estudiar 3 niveles diferentes para los derechos de emisiones, aplicando el intervalo estimado por CCC. Por tanto, se presentan las hipótesis de precio de emisiones de 25 €/tCO₂ en el período 2015 – 2020 y un TIR del proyecto de 7%, y posteriormente, dos escenarios adicionales con los siguientes precios de tCO₂: 34 €/tCO₂ y 42 €/tCO₂ en el período 2015 – 2020. En los años 2013 y 2014 se hace una extrapolación lineal entre 2012 y 2015.

6.4 ESCENARIOS DE LA MEZCLA DE COMBUSTIBLE

Para una evaluación completa es necesario tener en cuenta la característica principal de una planta de cogeneración: la producción conjunta de electricidad y vapor. Por esta razón, se ha hallado la producción de vapor en base a la producción de electricidad en 2009, el REE (rendimiento eléctrico equivalente) y el combustible utilizado. Según los resultados representados en la siguiente tabla, la empresa ha producido vapor equivalente a $[dco.] MWh_{PCS}$, en el año 2009.

Tabla 7. Coste de combustibles en la planta de cogeneración según procesos de producción de electricidad y vapor, 2009

[dco.]

Además, se ha cuantificado el input de energía utilizado para los dos procesos de cogeneración. Para ello se ha utilizado el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor con tipo de combustible líquido, que en el caso de hidrocarburos y PLG tiene el valor de 89% (vapor / agua caliente). En consecuencia, se han obtenido los costes de combustible incurridos por ambos procesos, que en el caso de la producción de energía eléctrica es de $[dco.] €/MWh_{PCS}$ y en el del vapor $[dco.] €/MWh_{PCS}$ para 2009.

En el estudio se han proyectado los valores en base al año de referencia, 2009. Por tanto, se han utilizado, de manera constante, los ratios de utilización de combustible para los dos procesos de producción y los ratios de los dos tipos de combustibles en la mezcla. En 2009 el fuel gas utilizado representaba el $[dco.]$ del total de la mezcla de combustibles.

Sin embargo, como se ha presentado en el capítulo 5.1, esta mezcla no era constante a lo largo de los años 2003 – 2010. Por este motivo, se ha realizado un análisis con diferentes proporciones de los dos tipos de combustibles en la mezcla a lo largo de la vida útil restante de la instalación con respecto al escenario base de TIR del proyecto de 7% y la mencionada proporción en 2009. Por tanto, en un escenario superior se calcula la retribución con un reparto de 70% - 30% para fuel gas y diesel oil, respectivamente, donde el combustible más caro representa un porcentaje mayor que en el escenario base. Además, en un escenario inferior se plantean las proporciones de 90% - 10% para fuel gas y diesel oil, respectivamente.

7. RESULTADOS

En el escenario base con TIR del proyecto de 7%, precio 25 €/tCO₂ en el período 2015 – 2020 y un porcentaje de los combustibles utilizado iguales al de 2009, [dco.] se obtiene que la retribución total propuesta para 2011 de [dco.] €/MWh, que se descompone en [dco.] €/MW de garantía de potencia ([dco.] €/año) y [dco.] €/MWh como retribución variable¹¹, y en consecuencia los resultados de la explotación anuales igualan las inversiones iniciales en [dco.] años (*pay-back time*).

Estas cifras pueden ser contrastadas con el importe unitario que percibió la empresa en el régimen especial en el año 2009 ([dco.] €/MWh) y con el importe de la generación en régimen ordinario en el conjunto del SEIE canario en ese mismo año (140,72 €/MWh), sin perjuicio que desde dicho año hasta 2011 los precios de los combustibles se han elevado fuertemente.

Como se observa en la siguiente tabla, es la remuneración variable que cubre la mayor parte de la retribución total.¹² En el conjunto del período de 10 años la retribución total, expresada en moneda constante de 2011 (€₂₀₁₁), es de [dco.] k€.

¹¹ Coste de combustible [dco.] €/MWh, coste de la banda de regulación de [dco.] €/MWh (lo que determina el parámetro α en [dco.] €/MW), y coste de peaje de acceso de [dco.] €/MWh. A partir de 2013 se ha de reconocer el coste de derechos de emisión.

¹² En 2011 ésta representa el [dco.]% de los ingresos totales por retribución regulada de la planta siendo la retribución total por la producción de energía eléctrica de [dco.] k€.

Tabla 8. Escenario base con TIR del proyecto de 7%, 8% y 9%
[dco.]

Estudiando la sensibilidad del TIR del proyecto, se observa que manteniendo las cantidades producidas, tanto de electricidad como de vapor, constantes lo único que varía es el valor de la banda de regulación y, en consecuencia, el parámetro α . Pues, al aumentar la banda de regulación de [dco.] €/MWh a [dco.] €/MWh y a [dco.] €/MWh se hallan rentabilidades internas de 8% y 9%, respectivamente. Al tener una remuneración más alta, las inversiones iniciales se recuperan en un período más corto ([dco.] años) que en el escenario base ([dco.] años). Además, a lo largo de la vida útil de la instalación la retribución total de la generación eléctrica aumenta en un [dco.]% y [dco.]% con respecto al escenario base con TIR del proyecto de 7%.

Considerando precios de derechos de emisión diferentes, se hallan unos resultados que implican un sobrecoste de un 3,6% ([dco.] €/tCO₂ en 2015-2020) y 6,6% ([dco.] €/tCO₂ en 2015–2020) más con respecto al escenario base, de 25 €/tCO₂, a lo largo de la vida útil de la instalación. Los efectos de los precios más altos de €/tCO₂ se presentan en el aumento de los costes variables y de operación a partir de 2013 e implican en el conjunto de los 10 años un coste total de explotación de [dco.] k€ (escenario base), [dco.] k€ (con 34 €/tCO₂) y [dco.] k€ (con 42 €/tCO₂).

En estos escenarios el TIR del proyecto base de 7%, la banda de regulación de [dco.] €/MWh y el *pay-back time* de [dco.] años se mantienen.

Tabla 9. Escenarios emisiones GEI
[dco.]

En el caso de considerar diferentes mezclas de combustibles en el proceso de cogeneración, las cantidades de energía eléctrica y de vapor se mantienen constantes, sin embargo la retribución por combustible utilizado para electricidad y los ingresos supuestos por la venta de vapor se modifican. En el caso de un reparto de 70% y 30% entre fuel gas y diesel oil, respectivamente, ambos conceptos (ingresos por venta de electricidad y vapor útil) se aumentan debido al precio superior del diesel oil frente al de fuel gas. Esto implica un aumento de costes en el conjunto de los años de explotación en un 2,9% con respecto al escenario base. En

el caso de un reparto de combustibles de 90% y 10% entre el fuel gas y el diesel oil, el efecto es lo contrario, originando una reducción de la retribución eléctrica total en los 10 años en un 4,2% con respecto al escenario base.

En los escenarios de combustibles la banda de regulación de $[dco.]$ €/MWh y el *pay-back time* de $[dco.]$ años se mantienen al igual que en los escenarios de las emisiones GEI. Sin embargo, el TIR del proyecto base de 7% se ve modificado ligeramente: en el escenario "70%-30%" a 7,07% y en el escenario "90%-10%" a 6,89%.

Tabla 10. Escenarios mezcla combustible (TIR 7% y sensibilidad a diferentes mezclas de combustible)

$[dco.]$

8. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN

Habiendo estudiado la sensibilidad de los resultados del escenario base desde el punto de vista de la variación de los precios de emisiones de GEI y de la composición de la mezcla de combustible, se propone adoptar los valores incluidos en el escenario base. Esto implica obtener un TIR del proyecto de 7%, donde la planta de cogeneración produce anualmente $[dco.]$ MWh de energía eléctrica y $[dco.]$ MWh_{PCS} de vapor.

Según esta propuesta, a la planta se le reconoce un coste por utilización de combustible de $[dco.]$ €/MWh para generación eléctrica y se valora la venta de vapor producido en $[dco.]$ k€ en el primer año de operación, 2011. El coste de la banda de regulación es de $[dco.]$ €/MWh (lo que determina el parámetro a'''' en $[dco.]$ €/MW para una banda de 10 MW), y como coste variable de operación y mantenimiento se determina el coste de peaje de acceso de 0,5 €/MWh. A partir de 2013 se ha de reconocer el coste de derechos de emisión.

Con todo ello, se propone que la retribución por la producción eléctrica sea de $[dco.]$ €/MWh en 2011, incluyendo una retribución variable de $[dco.]$ €/MWh, y de retribución fija de $[dco.]$ €/MW.

9. ANEXO

Tabla 11. Suposición sobre diferentes índices y precios aplicados

[dco.]

Notas:

- (1) Los datos del IPC proceden para 2010 del INE y para el período de 2011-2015 del FMI (2010): *Country report n° 10/254* (<http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2010/cr10254.pdf>). Los datos después de 2015 son iguales que a los valores de 2015.
- (2) Se toma la suposición de que el factor de actualización anual es igual al IPC.
- (3) El precio esperado del petróleo procede de las fuentes señaladas para los períodos indicados.
- (4) El precio de tCO₂ se determina según datos de Bluenext para el período 2009-2010, estimación CNE para los años 2011-2012, y se adopta el precio de 25€/tCO₂ a partir de 2015 de acuerdo con investigación del Committee on Climate Change (<http://www.theccc.org.uk/home>) (<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file39577.pdf>).