

Comunicación Técnica

La experiencia de Union Fenosa en la realización de proyectos de Mecanismo De Desarrollo Limpio (MDL)

Autor principal: Ángel Lagares Díaz

Institución: Unión FENOSA

Teléfono: 91 567 60 12

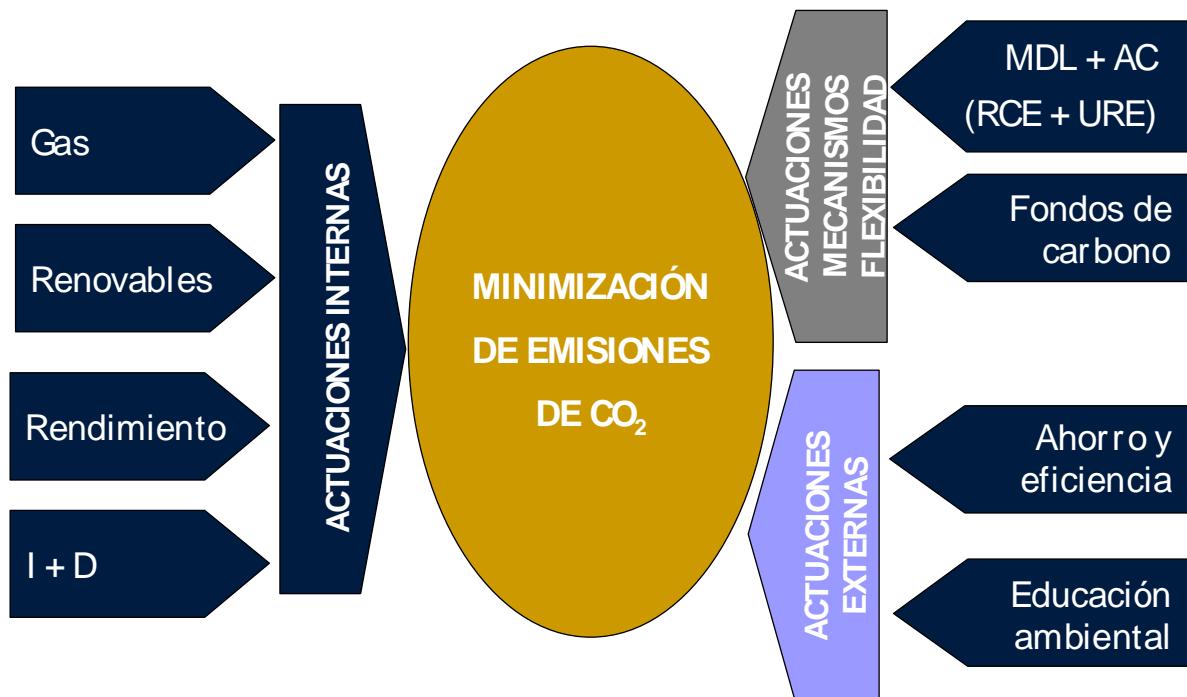
E-mail: alagares@unionfenosa.es

Otros autores:

1. Estrategia de UNION FENOSA

La decisión de UNION FENOSA de realizar de proyectos MDL se enmarca dentro de su estrategia ante el Protocolo de Kioto.

La estrategia de UNION FENOSA ante el Protocolo de Kioto se basa en cuatro líneas de actuación internas, dos externas y dos en los mecanismos de flexibilidad basados en proyectos.



Dentro de las actuaciones en mecanismos de flexibilidad se desarrollan dos líneas de actuación: la participación en fondos de carbono y la participación en proyectos MDL y Aplicación Conjunta (AC).

UNION FENOSA estableció tres objetivos concretos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero:

- ✓ Reducir en el año 2.010 un 5% las emisiones de las centrales de carbón respecto de las de 1.990 y un 27 % respecto de las de 2.004
- ✓ Reducir en el año 2.010 un 40% las emisiones específicas de la generación térmica y un 20 % las del mix de producción respecto de las de 1.990
- ✓ Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en países en vías de desarrollo en una cantidad equivalente al 7% de las emisiones de UNION FENOSA en 1.990

La consecución de este último objetivo se realiza por medio del desarrollo de proyectos de MDL propios, la participación en proyectos de MDL desarrollados por otros inversores, la compra de RCEs y la inversión en Fondos de Carbono.

2. La apuesta de UNION FENOSA por los mecanismos de flexibilidad.

El MDL presenta el doble objetivo de ayudar a los países en desarrollo en la consecución de su desarrollo sostenible mediante la implantación en su territorio de proyectos que tengan por resultado reducciones certificadas de emisiones de gases de efecto invernadero y, por otra parte, ayudar a los países desarrollados mediante la utilización de las citadas emisiones en el cumplimiento de sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de emisiones.

UNION FENOSA respeta las estrategias de las naciones donde tiene presencia. Asiste al desarrollo de las políticas de los gobiernos y a la toma de decisión en las planificaciones energéticas y participamos de forma constructiva en los diálogos sobre cambio el cambio climático. Apoyamos el desarrollo y el uso de los mecanismos internacionales que proporcionan flexibilidad basados en el mercado.

UNION FENOSA fue la primera empresa española que logró registrar ante la Comisión Ejecutiva un proyecto MDL, el proyecto de la central hidroeléctrica de "Los Algarrobos" situada en Panamá. El proyecto permitirá obtener una producción de electricidad garantizada de forma eficiente, con el mínimo impacto ambiental y se evitará la emisión de 37.000 t CO₂/año.

UNION FENOSA ha conseguido ya registrar otros dos proyectos MDL ante la Comisión Ejecutiva de las Naciones Unidas para el Cambio Climático: "La rehabilitación y ampliación de la central hidráulica de Macho de Monte" y "La rehabilitación y ampliación de la central hidráulica de Dolega", ambos localizados en Panamá.

El proyecto de "Macho de Monte" consiste en la rehabilitación y ampliación de una central hidroeléctrica de 1,2 MW en Panamá que producirá anualmente entorno a 14.000 MWh y conseguirá una reducción de emisiones a la atmósfera de unas 11.000 toneladas de CO₂ al año.

Por su parte, el proyecto de "Dolega" consiste en la rehabilitación y ampliación de una central hidroeléctrica de 3,12 MW en Panamá que producirá anualmente 19.000 MWh y conseguirá una reducción de emisiones a la atmósfera unas 12.000 toneladas de CO₂ al año.

Con estos proyectos, UNION FENOSA tiene registrados ante Naciones Unidas un total de tres proyectos bajo la modalidad MDL y lidera el desarrollo de este tipo de proyectos entre las empresas españolas.

La estrategia de UNION FENOSA se basa en el desarrollo de proyectos propios en países donde está presente la empresa, como son Panamá, Costa Rica, México, Colombia, y Guatemala y la identificación y análisis de oportunidades en otros países. La compañía dispone de un considerable potencial para desarrollar proyectos de este tipo, al ser un factor adicional a su actividad internacional, con la presencia en más de diez países especialmente en el entorno iberoamericano.

La obtención del registro de 3 proyectos de MDL permite confirmar que UNION FENOSA, en la práctica es pionera en iniciativas ambientales, para contribuir al cumplimiento de Kioto.

En la actualidad tiene validado y ha solicitado el registro de otro proyecto más: la Central Hidroeléctrica de La Joya en Costa Rica.

La central hidráulica de La Joya, ubicada en la parte central de Costa Rica, consta de tres grupos con una potencia total instalada de 50 MW, que aprovecha los recursos hidroeléctricos de la cuenca alta del río Reventazón a través de la captación de las aguas turbinadas a la salida de la central hidráulica de Cachí mediante un túnel de 8 kilómetros de longitud que conduce el agua hasta la cámara de carga para posteriormente, mediante una tubería de presión, alimentar a cada uno de los tres grupos.

Con este proyecto, se estima una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de 38.274 toneladas de CO₂ anuales y se calculan unas emisiones evitadas a lo largo del período de crédito, de 21 años, de 803.746 toneladas de CO₂.

3. Los pasos para conseguir el registro de un proyecto MDL y su problemática

Los primeros pasos a realizar en un proyecto MDL son los pasos normales de cualquier proyecto: realización de estudios de viabilidad económica y los estudios técnicos y ambientales necesarios.

El primer paso para presentar un proyecto ante la UNFCCC, el organismo creado en el seno de las Naciones Unidas encargado de la aprobación de proyectos MDL y AC bajo el mecanismo de flexibilidad establecido en el Protocolo de Kioto, consiste en la realización de un Documento de Diseño de Proyecto (DDP). El contenido de este documento está perfectamente determinado por la UNFCCC y se encuentra disponible a cualquier persona en la página web www.unfccc.int. Para facilitar su cumplimentación existen unas guías, disponibles en la citada página web donde se explica con más detalle el contenido y la forma de cumplimentación.

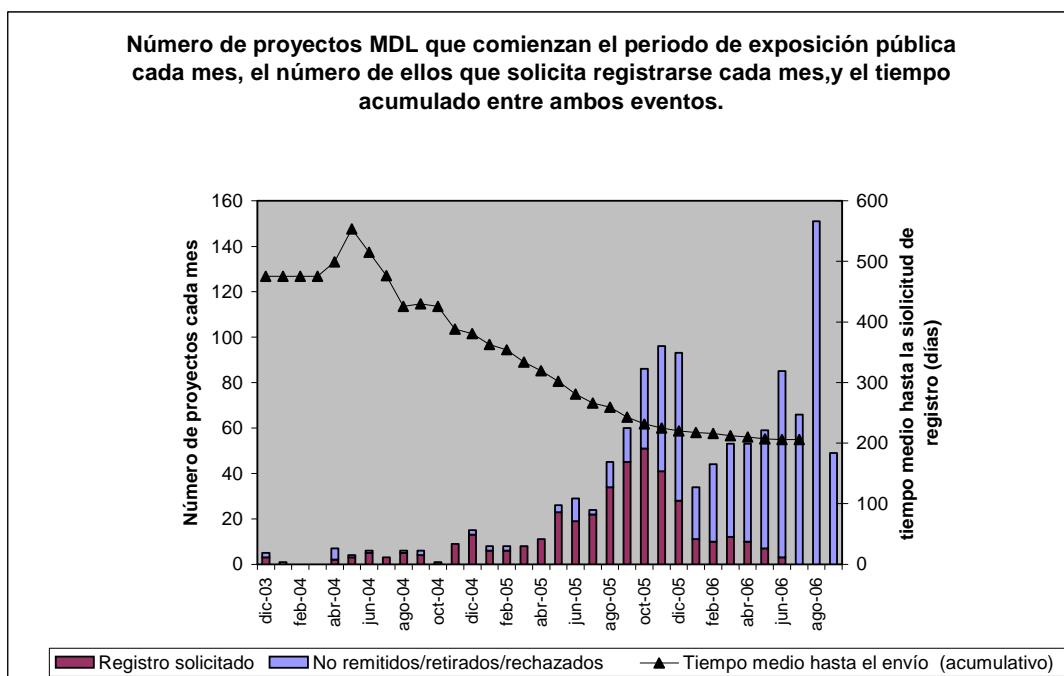
Entre los trabajos adicionales a un proyecto convencional que hay que hacer para la realización del DDP está la realización de un estudio medioambiental y social, que incluya la opinión de los grupos de interés locales sobre el proyecto, así como la forma en que el proyecto va a solucionar los problemas o inconvenientes que se hayan planteado por las partes interesadas del proyecto.

Pero los elementos clave de cualquier proyecto MDL son la demostración de la adicionalidad del proyecto y el cálculo de la reducción de emisiones que producirá el proyecto. Para ello hay que escoger una metodología, que puede ser una ya aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL de la UNFCCC o desarrollar y proponer una nueva, para su aprobación por el citado organismo.

Selección de la metodología

Lo mejor es la utilización de una metodología existente, con lo que se evita un gasto en la elaboración de la metodología y se acortan los plazos, ya que la aprobación de un proyecto con una nueva metodología exige que previamente se apruebe la metodología. El plazo de aprobación de una metodología, sin contar el tiempo que se necesita para su elaboración, es de por lo menos 3 meses, pero no es raro tardar un año. Además existe el riesgo de que la metodología sea finalmente rechazada.

Aunque para la realización de algunos tipos de proyectos la metodología empieza a estar bastante consolidada y el organismo encargado de la aprobación y registro de los mismos (UNFCCC) está adquiriendo cada vez más experiencia y se reducen considerablemente los plazos hasta el registro de un proyecto, para otros proyectos, como por ejemplo todos los relativos a reforestación, no existen apenas metodologías y el registro de los mismos es una tarea larga y complicada.



Existen dos tipos de proyectos: de gran escala y de pequeña escala. En estos últimos la tramitación y metodologías son más sencillas, requieren plazos menores hasta la aprobación y su coste es inferior. En nuestro caso hemos podido utilizar esta metodología para los proyectos de Macho de Monte, Dolega y Algarrobos, pero no así para el caso de la central de La Joya. En este último proyecto, que se encuentra en fase de registro, es en el que nos hemos encontrado un mayor número de problemas, ya que las metodologías de gran escala son más complicadas y requieren cálculos más detallados, como se verá más adelante.

A continuación se detalla el proceso de registro de dos de los proyectos registrados por UNION FENOSA: uno de pequeña escala (Los Algarrobos) y otro de gran escala (La Joya)

PROYECTO DE LOS ALGARROBOS

La central hidroeléctrica de Los Algarrobos, situada en Panamá, es una central hidroeléctrica de 9,73 MW de potencia. El proyecto permitirá obtener una producción de electricidad garantizada de forma eficiente, con el mínimo impacto ambiental y se evitará la emisión de 37.000 t CO₂/año.

El proyecto consiste en la construcción de una central minihidráulica de tipo fluyente que turbinará el caudal aportado por la quebrada Algarrobos y el río Casita de Piedra hasta el río Chiriquí en el cual descarga. La conducción de las aguas a turbinar se

lleva a cabo por medio de tres tuberías a baja presión que desembocan en una cámara de carga de donde parte una tubería forzada hasta los equipos electromecánicos. La evacuación de la energía se realizará por medio de una línea eléctrica de 11 km, a 34,5 kV, que conectará la central con la red eléctrica.

La fecha de entrada en funcionamiento se estima para el año 2008. Con una producción anual estimada de 48,25 GWh.

Los promotores en el proyecto son: Unión Fenosa Internacional, S.A. Unión Fenosa Generación, S.A, la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A.

Selección de la metodología

Como se ha indicado anteriormente, por el tamaño del proyecto se pudo seleccionar una metodología simplificada para pequeña escala aprobada. En concreto, la metodología AMS-1D, aplicable a proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables conectada a red.

El proyecto se pudo incluir en esta categoría en tanto que:

- ✓ La potencia nominal del proyecto no excede el límite de los 15 MW de capacidad impuesto al respecto por la UNFCCC.
- ✓ La electricidad generada por la Central Minihidráulica de Los Algarrobos será vertida en su totalidad al sistema de distribución eléctrica panameño.

Como se ha indicado, al poder utilizar una metodología existente, se disminuía considerablemente el riesgo de no aprobarse el proyecto ante la UNFCCC, al tiempo que el cálculo de la línea base del proyecto, como se verá a continuación, era sencillo y producía un valor de la misma que favorecía la realización del proyecto

Cálculo de la línea base:

Para el cálculo de la línea base, hay que tener en cuenta el tipo de generación existente en el país. Lógicamente, cuanto mayor sea el porcentaje de la generación realizada con fuentes fósiles (las que producen una mayor emisión específica de CO₂/kWh), mayor será la línea base, y por tanto mayor será la reducción de emisiones generada por el proyecto.

En el caso de Panamá, al ser un país cuyo parque de generación utiliza como combustible exclusivamente fuel y diesel, la metodología permite utilizar directamente como línea base unos valores contenidos en una tabla de la metodología, sin necesidad de realizar ningún cálculo adicional.

Utilizando las fórmulas contenidas en la metodología, se calcula la reducción de emisiones anual atribuible al proyecto:

Margen de expansión (Mex): 698 t CO₂/GWh

Margen de operación (Mop): 844 t CO₂/GWh

Emisiones línea base: (Mop + Mex)/2 = 771 t CO₂/GWh

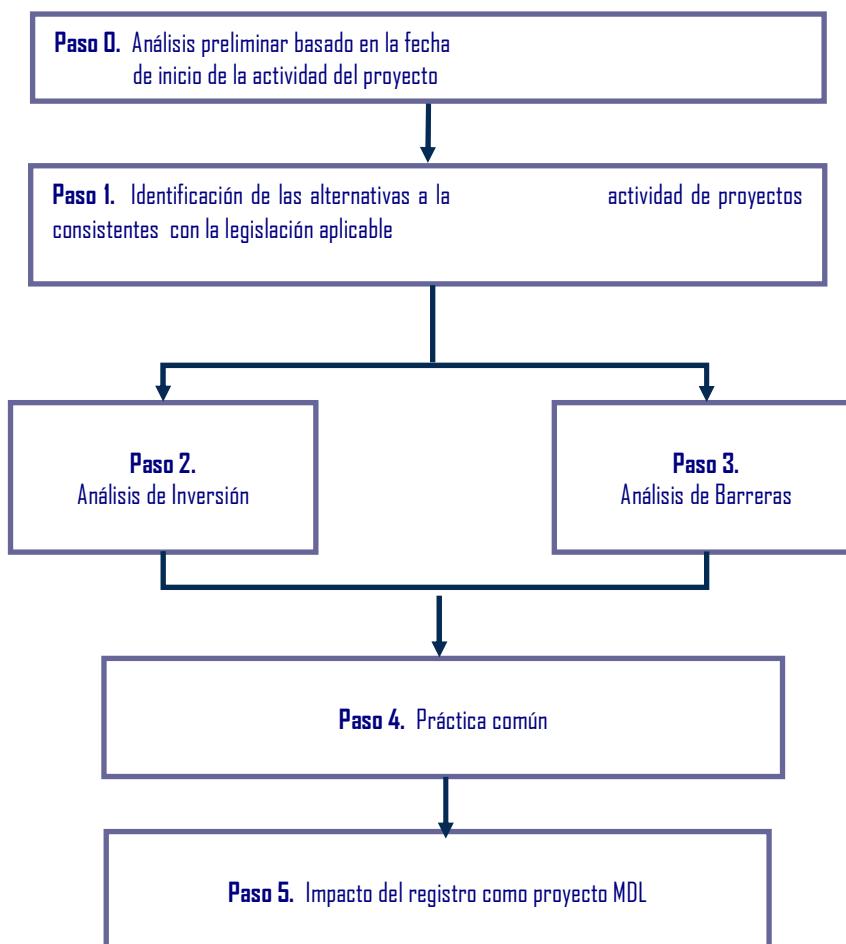
REs Los Algarrobos (ton CO₂) = Emisiones línea base (t CO₂/GWh) * producción eléctrica anual (GWh/año) = 771 t CO₂/GWh *48,25 GWh/año = 37.213 t CO₂/año

Demostración de la adicionalidad

Nos encontramos ya ante una de las tareas más delicadas para conseguir la aprobación de un proyecto MDL, y muy especialmente en el caso de los proyectos de energías renovables.

En los proyectos de energías renovables, la aportación económica de los RCEs depende lógicamente del precio de los mismos. Si se utiliza un precio del orden de 5 USD/t CO₂, que ha sido el precio de referencia utilizado en los últimos años por los fondos de carbono, la mejora de rentabilidad de los proyectos es pequeña, del orden de 1 a 3 puntos porcentuales, en función del país (línea base) y del tipo de proyecto.

Para la demostración de la adicionalidad hay que utilizar una herramienta que viene incluida en la metodología, y que está formada por una serie de etapas, como se aprecia en el gráfico siguiente.



El paso 0 es un paso que sólo debe ser utilizado por proyectos que comenzaron a operar antes del registro del proyecto, como ha sido nuestro caso. En ese caso debe demostrarse que el proyecto se realizó por haberse considerado que iba a ser un proyecto MDL.

No nos entretendremos en este punto dado que ya se ha terminado el plazo para registrar proyectos con entrada en operación antes de su fecha de registro.

El paso 1 de la herramienta de adicionalidad consiste en la identificación de alternativas al proyecto consistentes con las leyes y regulaciones existentes. Aquí se deben generar todas las alternativas posibles al proyecto, y entre ellas una debe ser el mismo proyecto pero sin ser considerado MDL.

El paso 2 o el paso 3 son pasos alternativos. Es suficiente elegir uno de los dos para demostrar la adicionalidad, bien por análisis de inversión (paso 2) o bien por análisis de barreras (paso 3), aunque en nuestro caso se demostró la adicionalidad por ambos caminos. Las barreras aludidas en nuestro caso para demostrar la adicionalidad fueron las derivadas del marco institucional y regulatorio, además de los riesgos e incertidumbres económico-financieras del proyecto.

En el paso 4 hay que justificar que el proyecto no puede ser considerado como de práctica común en el país. En el caso de Panamá, la práctica común es la construcción y/o ampliación de grandes centrales hidroeléctricas, que queda demostrado por el plan de expansión publicado por el país y por las escasas centrales minihidráulicas existentes.

Finalmente, el paso 5 consiste en señalar los impactos como consecuencia de registrar el proyecto como MDL, que es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero atribuible al sector eléctrico panameño y el beneficio económico como consecuencia de la venta de los CER producidos por el proyecto.

Proceso de validación

Una vez que se ha concluido la realización del DDP, hay que contratar a una Entidad Operacional Designada (EOD) que esté acreditada para el tipo de proyecto que queremos validar, y enviarle el DDP y toda la documentación soporte que pueda ser de utilidad para respaldar los cálculos y las afirmaciones realizadas en el mismo.

Para la presentación de un proyecto al registro de la UNFCCC, hay que realizar otra serie de gestiones que se exigen:

- Obtención de una carta de aprobación de la Autoridad Nacional Designada (AND) del país anfitrión del proyecto (Panamá en nuestro caso).
- Obtención de una carta de aprobación de la AND del país del promotor del proyecto (España en nuestro caso).

La obtención de estas cartas no está exenta de dificultades. Primero hay que conseguir la carta de la AND del país anfitrión en la que den su visto bueno al proyecto para que sea considerado como MDL ante la UNFCCC. Para la firma de la carta, suelen exigir el informe de validación de la EOD, por lo que este trámite tiene que realizarse al final del proceso. En España, la AND exige que se haya obtenido antes la carta de aprobación del país anfitrión del proyecto, por lo que para evitar tener problemas de plazos ésta debe solicitarse lo antes posible.

La EOD, después del estudio del DDP y de toda la documentación enviada, emite un informe de validación en el que refleja si la documentación entregada cumple con los requisitos de la UNFCCC y solicita documentación y aclaraciones adicionales. En

nuestra experiencia siempre hemos tenido que aportar información adicional para explicar o justificar con mayor precisión lo reflejado en el DDP, ya que estas entidades intentan que no quede ningún resquicio por donde la Junta Ejecutiva (Executive Board) del MDL la UNFCCC pueda poner objeciones al registro del proyecto.

Una vez que la EOD considera que el DDP del proyecto cumple los requisitos necesarios, la envía a la UNFCCC para que se inicie el periodo de exposición pública. Este periodo es de 30 días naturales, tanto para los proyectos de gran escala como para los de pequeña escala. Durante este plazo, cualquier persona u organización puede presentar alegaciones razonadas contra el registro del proyecto como MDL. En nuestro caso, no hemos recibido alegaciones a ninguno de nuestros proyectos hasta el momento. Aunque inicialmente se recibían bastantes comentarios durante los procesos de exposición pública, últimamente debido probablemente al mayor flujo de proyectos, al mayor conocimiento de los mismos de las personas que realizan los proyectos, de las EOD y de los que presentan alegaciones, se reciben muchas menos y concentradas en general en proyectos que producen gran cantidad de RCES (HFC23 y NOx).

Como hemos indicado anteriormente, dado que las AND de los países anfitriones exigen el informe de validación del proyecto por parte de una DOE para poder emitir la carta de aprobación del proyecto, y a su vez esta carta es uno de los requisitos para que el informe de validación esté completo, en nuestro caso la DOE tuvo que realizar el informe de validación sin contar con las cartas de validación de Panamá y de España, que quedaron como Acciones Correctivas Solicitadas y que debían resolverse antes de poder ser enviado el informe junto con la solicitud de registro a la UNFCCC.

Una vez terminada la validación del proyecto, hay que proceder al pago del importe exigido por la UNFCCC para poder enviar la solicitud de registro del proyecto. El plazo desde que se realiza el pago hasta que se procede al registro del proyecto, si no hay objeciones al informe de validación por parte de la Junta Ejecutiva del MDL, es de cuatro semanas para los proyectos de pequeña escala y de ocho semanas para los de gran escala.

En nuestro caso, el período de tiempo desde que el DDP se puso a exposición pública hasta el registro del proyecto fue sólo de 3 meses, mientras que el tiempo normal era del orden de un año. Últimamente, los plazos necesarios para conseguir el registro de proyectos, ha descendido considerablemente, gracias a la adquisición de experiencia tanto por parte de los promotores de los proyectos como del personal de las EOD y de la UNFCCC, así como el aumento de recursos de la Junta Ejecutiva del MDL.

PROYECTO DE LA JOYA

La central hidráulica de La Joya, ubicada en la parte central de Costa Rica, consta de tres grupos con una potencia total instalada de 50 MW, que aprovecha los recursos hidroeléctricos de la cuenca alta del río Reventazón a través de la captación de las aguas turbinadas a la salida de la central hidráulica de Cachí mediante un túnel de 8 kilómetros de longitud que conduce el agua hasta la cámara de carga para posteriormente, mediante una tubería de presión, alimentar a cada uno de los tres grupos de potencia.

Vamos a detallar a continuación el proceso de validación de este proyecto de gran escala.

Selección de la metodología

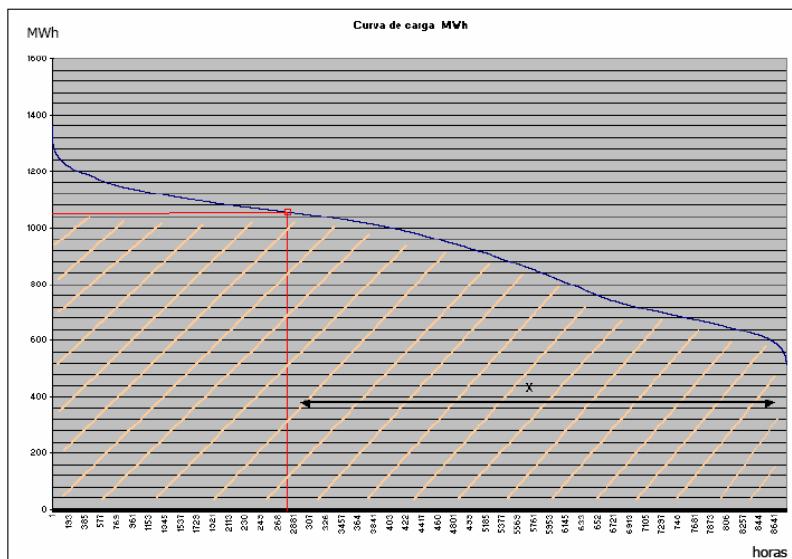
En el proyecto de La Joya, no fue posible adoptar metodología de pequeña escala por el tamaño del proyecto. La metodología de gran escala aprobada que le era de aplicación era la ACM0002, para proyectos de generación con energías renovables conectadas a la red eléctrica y que exportan a la misma.

Cálculo de la línea base:

El cálculo de la línea base fue sin duda uno de los pasos más difíciles y delicados de este proyecto. Dada la gran hidraulicidad del país, la línea base del mismo se presuponía que iba a tener un valor bastante bajo, lo que iba a repercutir negativamente sobre la rentabilidad del proyecto, ya que cuando se aprobó la realización del proyecto internamente no existían todavía metodologías y se pensaba que la línea de referencia sería elevada (del orden de 0,8 t CO₂/MWh), mientras que los primeros análisis realizados con la metodología escogida cuando se ha podido presentar el proyecto bajo el mecanismo de MDL, se obtenían valores inferiores a 0,2 t CO₂/MWh.

Según la metodología escogida, para el cálculo de la misma era necesaria información detallada de la generación del país: generación horaria de cada planta y orden del mérito. Toda esta información no está accesible y para conseguir la información más detallada posible hubo que solicitarla al organismo encargado de la administración costarricense y realizar diversas gestiones, con el consiguiente impacto en los plazos de elaboración del DDP.

La metodología utilizada implica la realización de una curva de energía horaria producida ordenada de mayor a menor, realizada con la información facilitada por las autoridades costarricenses. La gráfica realizada puede observarse en la figura siguiente.



Para determinar la línea base y poder estimar la reducción de emisiones de GEI que el proyecto supone, se calcula el factor de emisión basado en el margen combinado del

Sistema de Electricidad Interconectado Costarricense siguiendo la metodología de cálculo ACM0002, versión 4.

De tal forma, el Factor de Emisión del año y (EF_y) se calcula como la combinación del factor de emisión del margen de operación y el factor de emisión del margen de expansión.

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

Donde:

$EF_{OM,y}$ es el margen de operación el año y

$EF_{BM,y}$ es el margen de expansión el año y

w_{OM} es el coeficiente de ponderación del margen de operación

w_{BM} es el coeficiente de ponderación del margen de expansión

Los dos primeros parámetros tratan de representar por un lado el factor de emisión de la energía producida en el país y el otro el factor de emisión de las últimas centrales que se han construido. Los coeficientes de ponderación (w_{OM} y w_{BM}) los establece la metodología en 0,5, aunque se permite un cambio de los mismos si se justifica adecuadamente. La suma de ambos debe ser siempre igual a uno.

Para el cálculo del factor de emisión del margen de operación, existían 3 alternativas. Se optó por la alternativa b (Ajuste simple, OM) de la metodología y con cálculo en el año en que se produce la generación, por lo que será actualizado ex –post, es decir, que se calculará para cada año con los valores reales.

Se eligió dicha opción porque la información del despacho de energía no está disponible para el público en Costa Rica y no se conoce la orden de mérito horaria y porque la generación esperada del Proyecto La Joya no se ajusta a la curva de demanda prevista de Costa Rica.

Para calcular el margen de operación, la metodología indica la siguiente fórmula

$$FE_{OM, simple adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\text{Emisiones otras fuentes}_{om,y}}{\text{Generación otras fuentes}_{om,y}} + \lambda_y \frac{\text{Emisiones low cost}_{om,y}}{\text{Generación low cost}_{om,y}}$$

Para obtener el valor hay que dividir la generación del país en dos tipos de fuentes: La generada por las centrales que operan en base (denominadas low cost/must run) y la generada por el resto de centrales. Para el año 2004, según datos proporcionados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), esta división resultaba:

Tipo de fuente	MWh
Low cost must run	7,973,457.90
Fossil sources	193,127.89
TOTAL	8,166,585.80
<i>Datos ICE 2004</i>	

Por otra parte, el cálculo del factor λ se realiza mediante la fórmula determinada en la metodología:

$$\lambda = \frac{\text{Número horas anuales de las fuentes low cost/must run}}{\text{Número horas totales del año}}$$

En la práctica se traza una recta que conecta los puntos de menor a mayor producción. Se traza una recta sobre la curva de forma que por debajo de ella quede toda la producción low cost/must run.

El factor de emisión calculado para el año 2004 obtiene finalmente un valor de 0.298 t CO₂/MWh

En cuanto al factor de emisión del margen de expansión se optó por la opción 2 que supone asimismo un cálculo anual ex-post. Para el cálculo de este valor, la metodología dice que debe calcularse el factor de emisión medio de la energía producida por las últimas centrales que representen al menos un 20% de la energía producida que se han construido en el país, y que además estén por lo menos las cinco últimas centrales que entraron en operación.

Según los datos que nos facilitó el ICE, calculamos el margen de expansión para el año 2004, para lo cual fue necesario contar la energía generada por las siete últimas centrales que han entrado en operación en Costa Rica, cuyo valor ya supera el 20 % exigido por la metodología, como se observa en el gráfico siguiente.

CENTRAL	AÑO	GENERACIÓN 2004	F.E
Toro II	1996	272,718.35	0
Miravalles II	1998	430,717.5	0
Angostura	2000	748,295.75	0
Tejona	2002	81,301.86	0
Peñas Blancas	2002	191,183.75	0
Moin C.N.T.F	2003	13,024.15	0.88
Miravalles V	2003	139,057.8	0
TOTAL		1,876,299.16	0
TOTAL GENERACIÓN		8,166,585.80	
20%		1,633,317.16	
		FE _{em2004}	0.0061084

Dado que a excepción de Moín, todas las centrales son de origen renovable, y por tanto su factor de emisión es cero, y que la energía generada por Moín es muy pequeña, el factor de emisión del margen de expansión, calculado para el año 2004, resulta casi cero.

Finalmente, el factor de emisión de la Línea base calculado para el año 2004 aplicando la formula enunciada anteriormente resulta 0.152 t CO₂/MWh.

Demostración de la adicionalidad

La demostración de la adicionalidad en este caso se decidió afrontar por barreras, aunque también se demostró por análisis económico.

En la actualidad, y con los valores actuales de los RCE y la línea base, la aportación de la venta de los RCE al proyecto produce una escasa mejora de la rentabilidad del proyecto, por lo que sería difícilmente justificar la adicionalidad por esta vía. Sin embargo, cuando se tomó la decisión de realizar este proyecto, se pensaba que la línea base iba a ser unas 4-5 veces mayor, y por tanto la aportación de la venta de RCEs era significativa para la rentabilidad del proyecto.

El Proyecto Hidroeléctrico La Joya ha tenido que hacer frente a una serie de barreras, fundamentalmente de carácter tecnológico-financiero, tal como se detalla a continuación que justifican su adicionalidad.

En el plano tecnológico y de diseño de proyecto, se trata de un proyecto innovador ya que, si bien la tecnología hidroeléctrica está ampliamente extendida en el sector eléctrico de Costa Rica, La Joya no es una central hidráulica similar a las otras plantas existentes en tanto que no requiere la construcción de presas o embalses sino que consiste en una central fluyente que aprovecha el agua gracias a una conducción subterránea que transcurre por un túnel de 8 km de longitud desde el tanque de cabecera hasta la cámara de carga. Es por ello que, en comparación con otros proyectos hidroeléctricos que pudieran optar en su momento a la Licitación Pública 6670-E, el Proyecto Hidroeléctrico La Joya cuenta con una serie de complejidades a abordar y que suponen una barrera comparativa con respecto a las alternativas factibles al proyecto no sólo en términos tecnológicos sino también en barreras de tipo financiero y de riesgos derivados de ser el primer proyecto de su clase que se implementa.

Así, el Proyecto Hidroeléctrico La Joya se diseñó bajo el siguiente escenario:

- Debe garantizarse en la fase de diseño de proyecto la selección de una ubicación adecuada para albergar la tubería enterrada de conducción de agua, lo que implica una fase de diseño más prolongada que en el caso de proyectos alternativos.
- La parte más importante de la fase de construcción del proyecto corresponde a la obra civil necesaria para la realización del túnel de 8 km. mediante tuneladora TBM, que ha sido el primer túnel realizado por este método en el país, a pesar del gran riesgo que conllevaba por la gran complejidad geológica del terreno (elevado número de fallas y gran heterogeneidad de los materiales del subsuelo).
- Tratándose del primer proyecto de este tipo que se acomete en la región, no se ha encontrado hasta el momento financiación al proyecto, por lo que toda la inversión

está siendo afrontada con capital propio aportado por los socios de Unión Fenosa Generadora La Joya. Sin su aportación este proyecto no se habría realizado por falta de financiación

Por tanto, el Proyecto Hidroeléctrico La Joya ha tenido que hacer frente a una serie de barreras que no existirían en el caso de haber optado por las alternativas factibles de proyecto, que conllevan mayores emisiones y/o mayores impactos ambientales que la actividad de proyecto. Por tanto, fue posible concluir que se trataba de un proyecto adicional desde el punto de vista de la existencia de barreras a la realización del proyecto.

4. Problemas e incertidumbres que rodean a los proyectos MDL

La realización de un proyecto MDL conlleva actualmente enfrentarse a una serie de problemas e incertidumbres que dificultan su realización.

Entre los mismos podríamos citar:

- ✓ Periodo de validez de los RCEs
- ✓ La consideración del proyecto como no adicional por legislaciones locales
- ✓ Limitación del uso de RCEs en el cumplimiento
- ✓ Transacción de RCEs

Periodo de validez de los RCEs:

Actualmente sólo está asegurada la validez y necesidad de RCEs hasta el 2012, año en que termina el Protocolo de Kioto. Por el momento nadie sabe con certeza si a partir de esa fecha existirán, por lo que dar un valor a los mismos a partir del 2013 tiene un riesgo que hay que considerar. Si bien es cierto que la Unión Europea se muestra comprometida a continuar con el sistema actual de restricción de emisiones más allá del 2012, se desconoce cómo se verificarán y el precio que podrían tener, ya que si no existe un compromiso internacional que continúe el Protocolo de Kioto con mecanismo de mercado, todos los proyectos que existan en ese momento sólo podrían vender al mercado europeo, por lo que el precio podría ser bajo.

Por tanto, una de las necesidades más importantes que existen para que se desarrolle con todo su potencial este tipo de proyectos es el establecimiento en el menor plazo posible de un acuerdo internacional que garantice la existencia de un mercado durante un plazo suficientemente amplio.

La consideración del proyecto como no adicional por legislaciones locales

Las legislaciones locales, tales como el apoyo a las energías renovables, o la obligatoriedad de quemar un porcentaje del biogás generado por un vertedero, pueden afectar para la demostración de la adicionalidad de un proyecto.

Limitación del uso de RCEs en el cumplimiento

Actualmente, el precio de los RCEs, que determina la viabilidad de los proyectos, está en función de la escasez de derechos de emisión (UCAs). Si se limita la posibilidad de

utilización de los RCEs para el cumplimiento de los compromisos de Kioto, se limita la posible demanda para ellos, por lo que se realizarán menos proyectos.

Transacción de los RCEs

Aunque hay más certeza de que funcione a tiempo el registro internacional de la UNFCCC, el International Transaction Log (ITL), donde se verificará el cumplimiento de todos los países de sus compromisos bajo el protocolo de Kioto, en la actualidad no está operativo y no se puede realizar el traspaso de los RCEs obtenidos en proyecto a otra cuenta. La planificación prevista es que el registro esté operativo en abril de 2007, y se empiecen a conectar a él los diferentes registros nacionales. Su realización ya ha sido contratada y todo apunta que a que el registro esté operativo en las fechas previstas.