

PROTOCOLO DE EFICIENCIA DE CALDERAS EN MEXICO

Comentarios de PEMEX

Comentarios generales:

- Preferimos que la clasificación de las calderas sea de acuerdo a toneladas de vapor de alta generado

3.3- Periodo acreditación

Parece ser contradictorio que se dé más años de crédito a una mejora de eficiencia que al remplazo por una nueva. Recomendamos que sea igual el periodo de crédito.

3.4.1. El límite de edad de que calderas puedan participar en el protocolo

En muchos casos no es claro cuál es la edad de la caldera que se va a remplazar. Nos parece que más que la edad absoluta de la caldera, se considere ya sea su fecha de inicio de operación como caldera nueva o la fecha de inicio de operación de caldera después de una rehabilitación a punto cero. En Calderas del dimensionamiento en PEMEX se acostumbra que a partir de estudios de integridad mecánica se rehabiliten a punto cero las calderas. Otro elemento a considerar son los estudios de integridad mecánica. Se podría incluir en la discusión la posibilidad específica de las calderas que el dueño del proyecto opere con más de la mediana de edad de las calderas siempre y cuando se tenga algún estudio de integridad mecánica que avale las condiciones de operación.

3.4.1. Para incentivar la eficiencia en calderas y el uso del protocolo se podría tener al inicio del protocolo una eficiencia más holgada y a lo largo de los años ser más estrictos. Siempre hay un periodo en que los usuarios se dan cuenta de los beneficios de este tipo de protocolos que en México han sido muy poco utilizados.

5. Cuantificación.

Se recomienda utilizar los factores de emisión de electricidad para autogeneración.

6. Requisitos de Monitoreo.

Las calibraciones deberían realizarse por personal interno de acuerdo al fabricante u algún método estandarizado reconocido nacional o internacionalmente. Eso con objeto de no incrementar los costos del proyecto. El verificador será quien determine la valides de esto.

8. Verificación

Es importante acelerar el que puedan ser verificadores mexicanos para bajar el costo de esta. Se debería poner un límite al costo de la verificación. Por ejemplo, que no represente más del 5 a 10% del costo de los certificados generados.

Fuel Switching:

Primero que nada el uso de gas natural no es “business as usual” y no lo será por varios años. El país tiene mayor demanda que oferta y no existen ductos para su transporte y traerlo de USA. En Estados Unidos es “business as usual” pero NO en México. Tan es así, que muchas instalaciones lo quisieran utilizar pero no hay disponibilidad. Si es un combustible que no está disponible no es “business as usual.”

In this respect let me make some comments (*submitted in English*):

- You can decide to leave as an option to follow CDM additionality test.
- First of its kind within the type of activity or a geography area is clearly additional and should be considered in the protocol.
- It is always important to ensure regulations do not constrain the facility from using the fossil fuel with higher carbon content.
- Considering the barrier analysis: the company had to sort it out several barriers due to natural gas shortage and how the lack of infrastructure has been a fundamental barrier.
- It could be included in the protocol that if you need to construct infrastructure to bring the gas (pipeline) then the project is additional for the first two or three fuel switching events.
- Switching to natural gas is not a common practice and is not going to be a common practice for a long time. You could argue that once it becomes a common practice you will not give the incentive anymore.
- It is not clear why do you restrict the performance standard test for the same type of fuel. It is the same to add an additive to the fuel than to switch to another fuel.
- While you cannot always argue that the *carbon credit incentive* was which ensures the switching to take place you could argue that the interest in mitigation was the main drive in the decision both at the company as at the national level.
- In general projects compete for resources in the company and while a project may be economically viable when you compare its cost benefit analysis with other production projects they never receive the budget for its execution.
- Without knowing the carbon price of the credit it is difficult to argue that a carbon credit incentive will make the difference in taking an action. It is more related to the barriers you have to sort it out.

2.2.2 2. Instalación de calderas nuevas de alta eficiencia. Sobre la declaración de que no se puede utilizar el proyecto para facilitar la expansión de capacidad del sitio del proyecto o de la facilidad: muchas de las inversiones en calderas se suelen dar durante la expansión de la capacidad de las instalaciones ya que es un periodo en que se pueden realizar las reparaciones porque se para la planta. Se propone lo siguiente:

Si una mejora en eficiencia de una caldera sucede durante la expansión de capacidad de la instalación, se considerará únicamente la capacidad instalada con anterioridad a la expansión.

5. Cuantificación de reducción de Emisiones GEI

Se sugiere:

En casos de que la generación de reducción de emisiones sea menor a 25,000 ton CO₂eq/año la verificación se podrá realizar cada 2 o 3 años. Esto debido a que la verificación puede ser muy cara.