

# CICAAE

COMITÉ INTERSECTORIAL  
DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL Y ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS



## **INFORME SOBRE LAS MEDIDAS NECESARIAS PARA CUMPLIR CON LAS NUEVAS REGLAS DE LA EPA, COVERSIÓN DE PLANTAS Y USO DE GAS NATURAL EN LAS PLANTAS GENERADORAS DEL NORTE**

15 de junio de 2012

## TABLA DE CONTENIDO

<b>I. RESUMEN EJECUTIVO</b>	3
<b>II. COMITÉ INTERSECTORIAL DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL Y ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS</b>	5
<b>III. TRASFONDO</b>	7
A) CRISIS ENERGÉTICA Y CUMPLIMIENTO CON REGLAMENTACIÓN FEDERAL	7
B) NUEVOS REQUISITOS FEDERALES	9
1) NAAQS - Nuevas Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental para Óxidos de Azufre	9
2) MATS - Estándares de Emisión de Mercurio y Contaminantes Tóxicos	10
3) Tiempo para cumplir con MATS	11
<b>IV. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS VIABLES DE CUMPLIMIENTO</b>	12
A) EQUIPOS DE CONTROL DE EMISIÓN	12
B) MAYOR UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLES EXISTENTES	13
C) ENERGÍA RENOVABLE	14
D) SUSTITUCIÓN Y/O RENOVACIÓN DE UNIDADES GENERATRICES	14
E) GAS NATURAL	14
F) GASIFICACIÓN PLANTAS DEL SUR	15
1) Costa Sur	15
2) Aguirre	16
G) GASIFICACIÓN DE PLANTAS DEL NORTE	17
3) Suplido de gas desde Aguirre o Guayanilla a un terminal satélite al norte	17
4) Utilización de boyas con gasoducto en el norte	18
5) Gas Natural Comprimido (CNG por sus siglas en inglés)	18
6) Gasoducto de Sur a Norte con capacidad de gas añadida	19
H) GAS PROPANO (COMO MEDIDA TRANSITORIA)	20
<b>V. IMPACTO ECONÓMICO EN COSTOS ENERGÉTICOS</b>	20
<b>VI. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES</b>	22
<b>VII. APROBACIÓN</b>	25

## I. RESUMEN EJECUTIVO

La Agencia Federal de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés), promulgó el 16 de diciembre de 2011 reglamentación revisando los estándares de emisión de mercurio y contaminantes tóxicos (MATS por sus siglas en inglés). Además, modificó las normas de calidad de aire nacionales (NAAQS por sus siglas en inglés) para el parámetro de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). Ante el reto presentado a Puerto Rico por estas nuevas reglamentaciones federales, el Gobernador de Puerto Rico, Hon. Luis G. Fortuño, emitió el 15 de febrero de 2012, la Orden Ejecutiva OE-2012-06. Dicha Orden creó el Comité Intersectorial de Cumplimiento Ambiental y Alternativas Energéticas (CICAAE o Comité), cuya encomienda principal fue la realización del presente Informe, el cual incluye el resultado de un estudio comprensivo sobre las medidas identificadas como necesarias para cumplir con la antedicha reglamentación.

A fin de llevar a cabo sus encomiendas, el CICAAE se organizó en tres grupos de trabajo compuesto por: 1) el grupo legal a cargo de estudiar la reglamentación aplicable y sugerir estrategias; 2) el grupo técnico a cargo de recopilar información sobre fuentes de emisión, tecnología y cualquier otro dato para reducir las emisiones y refinar los modelos; y 3) el grupo económico, a cargo de estudiar el impacto económico que la reglamentación acarrea y sugerir modelos para atender las posibles desventajas competitivas para Puerto Rico. Entre las tareas realizadas por el CICAAE, se incluyó una actividad dirigida a grupos que pudieran verse afectados por la reglamentación y a su vez pudieran contribuir con ideas para atender los impactos de la misma y aportar en la creación de medidas. Como parte del análisis realizado se dividieron los temas entre los NAAQS, los MATS, la identificación de potenciales áreas de no logro, evaluación de modelajes, comparación con otros estados de la Nación, revisión judicial de la reglamentación de la EPA, análisis de emisiones; y, tal como lo expone la Orden Ejecutiva, evaluación de alternativas, como la conversión a gas natural de nuestra infraestructura eléctrica, entre otros. Luego de horas de deliberación, intercambio de ideas, análisis de estrategias e investigación, el CICAAE seleccionó una serie de alternativas para atender la situación creada a raíz de la reglamentación federal.

De la información recopilada por el CICAAE, surge que al 2009 la distribución por combustible de la capacidad de generación instalada en Puerto Rico era 82% combustibles líquidos provenientes de fuentes fósiles, 9% de gas natural, 8% carbón y 1% renovable. Al 2012, esta distribución es de 67.5% combustibles líquidos provenientes de fuentes fósiles, 22.8% gas natural, 8% carbón y 1.7% de energía

renovable. Los nuevos y más estrictos NAAQS promulgados por la EPA representan un serio impacto a la forma de operar en Puerto Rico, pero sobre todo en los costos que representa operar bajo esas condiciones. En vista que MATS establece estrictas metas de cumplimiento ambiental en un periodo de 36 meses, con sentido de urgencia hemos identificado, y se incluyen como parte del presente Informe, cuáles son las medidas que basadas en la mejor información disponible deben tomarse para encaminar a la isla a la obtención de los resultados requeridos. Puerto Rico tiene su mayor reto energético y potencialmente económico en la historia reciente.

En cuanto a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE), el Comité concluyó que la forma más eficiente de lograr el cumplimiento con la reglamentación federal es mediante la conversión a gas natural de las plantas eléctricas de la AEE.

De todas las alternativas presentadas para llevar el gas natural a las plantas del norte, el Comité determinó que las opciones viables son las siguientes:

**ALTERNATIVAS PARA LLEVAR GAS NATURAL AL NORTE**

Alternativas
Suplir gas en barcos pequeños desde Aguirre o Guayanilla a un Terminal Satélite en el norte
Boyas para barcazas en el norte y Gasoducto submarino o terrestre en el norte
Gasoducto de sur a norte con capacidad de gas añadida
Gas natural comprimido

Además, el Comité concluyó que la conversión a gas natural redundaría en ahorros netos por la reducción del costo de combustible (entre 5 a 6 centavos/kvh), y que su distribución al sector industrial y comercial podría impulsar la creación de 20,000 empleos en los próximos 5 años.

Para atender la encomienda asignada por el Gobernador, el Comité también produjo 6 recomendaciones.

**RECOMENDACIONES DEL COMITÉ**

Recomendaciones
Iniciar lo antes posible un proceso de consulta a las agencias federales concernidas (i.e. COE, FERC, EPA) en materia de viabilidad, permisos necesarios y tiempo requerido para la implantación de cualquiera de las alternativas.
Extender la vigencia del Comité hasta diciembre del 2012 para dar continuidad a los trabajos, y evaluar las respuestas de las agencias

Recomendaciones
federales a las alternativas recomendadas. Esto permitirá contar con la participación activa y apoyo del sector privado a materializar la o las soluciones.
Establecer un proceso de evaluación expedito en la revisión o modificación de los permisos de fuentes de emisión presentados para cumplir con la nueva reglamentación.
Que el Banco Gubernamental de Fomento y la AEE se muevan de manera ágil y responsable en la adquisición de capacidad de terminales de exportación de gas natural en los Estados Unidos mientras existan precios preferenciales.
Continuar los esfuerzos dirigidos a promover la liberalización de las leyes y reglamentación federal que restringe la variedad de buques y tripulaciones disponibles para transportar combustibles entre puertos estadounidenses dirigidos a la generación eléctrica.
Continuar los esfuerzos judiciales y administrativos por la AEE, dirigidos a que las jurisdicciones insulares con situaciones particulares, que se encuentran inmersas en esfuerzos de buena fe para cumplir con las nuevas reglamentaciones federales, cuenten con tiempo razonable para alcanzar niveles de cumplimiento.
Encaminar un proceso competitivo entre las diferentes opciones luego de recibir el insumo de las agencias federales, para que continúen siendo viables en términos de costo y tiempo.
Las alternativas viables deberán procurar la utilización de talento local en todas las facetas de su desarrollo y operación, asegurando el desarrollo del peritaje necesario en estas tecnologías. Se recomienda incluir este requisito como parte del proceso competitivo de selección.

Finalmente, el Comité desea agradecer a todas las entidades y personas que colaboraron en el estudio encomendado y en la elaboración de este Informe.

## II. COMITÉ INTERSECTORIAL DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL Y ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

El 15 de febrero de 2012, el Gobernador de Puerto Rico emitió la Orden Ejecutiva OE-2012-06,<sup>1</sup> mediante la cual creó el CICAAE, compuesto por 9 jefes de agencias y organizaciones profesionales, y presidido por el Presidente de la Junta de Calidad Ambiental.

La encomienda principal del Comité era realizar un estudio comprensivo y presentar

---

<sup>1</sup> Véase, Anejo I.

este Informe al Gobernador sobre las medidas necesarias para cumplir con la nueva reglamentación de la EPA de los NAAQS y MATS, incluyendo la conversión y el uso de gas natural en las plantas generadoras Cambalache, Palo Seco y San Juan, ubicadas en la región norte de la Isla. A su vez, el Comité se encargaría de evaluar el impacto en el sector empresarial y económico de no cumplir con las regulaciones de la EPA.

El Comité está integrado por los siguientes miembros:

Pedro J. Nieves Miranda	Presidente de la Junta de Calidad Ambiental
Kenneth D. McClintock	Secretario de Estado
Otoniel Cruz Carrillo	Director Ejecutivo de la Autoridad de Energía Eléctrica
José Ortiz Vázquez	Presidente de la Junta de Directores de la Autoridad de Energía Eléctrica
Juan M. Román Rivera	Vice-Presidente Ejecutivo y Agente Fiscal del Banco Gubernamental de Fomento
Ángel González	Presidente del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico
Pedro Watlington	Presidente de la Asociación de Industriales
Fernando Peña	Sub-Director Ejecutivo de la Administración de Asuntos Federales de Puerto Rico
Luis G. Rivera Marín	Secretario del Departamento de Asuntos del Consumidor

El 17 de febrero de 2012, se celebró la primera reunión del CICAAE. El CICAAE acordó crear 3 grupos de trabajo:

1. Grupo Técnico - Recopiló y analizó la información sobre fuentes de emisión, tecnología, alternativas y otros datos para reducir las emisiones atmosféricas, refinar los modelajes y recomendar alternativas reales de cumplimiento con MATS y NAAQS. El grupo es presidido por la Junta de Calidad Ambiental, y está compuesto por representantes de las siguientes agencias y organizaciones:

- Colegio de Ingeniero y Agrimensores de Puerto Rico
- Autoridad de Energía Eléctrica
- Banco Gubernamental de Fomento
- Junta de Calidad Ambiental

2. Grupo Económico - Analizó el impacto económico del cumplimiento de la reglamentación, el impacto económico de no cumplir con la reglamentación y evaluó el aspecto económico de las alternativas presentadas. El grupo es presidido por el Banco Gubernamental de Fomento, y está compuesto por representantes de las siguientes

agencias y organizaciones:

- Asociación de Industriales de Puerto Rico
- Junta de Directores de la Autoridad de Energía Eléctrica
- Departamento de Asuntos del Consumidor
- Banco Gubernamental de Fomento

3. Grupo Legal - Estudió la reglamentación aplicable y las acciones judiciales presentadas en Puerto Rico y en los diferentes estados de la Nación. También, sugirió estrategias para atender la situación. El grupo es presidido por la Junta de Calidad Ambiental, y está compuesto por representantes de las siguientes agencias:

- Secretario de Estado
- Administración de Asuntos Federales de Puerto Rico
- Junta de Calidad Ambiental

Durante los meses de febrero a junio de 2012, el Comité y sus grupos de trabajo se reunieron en más de veinte ocasiones, y se invirtieron miles de horas hombre para estructurar el plan de trabajo, coordinar los procedimientos, analizar y evaluar la información presentada, y considerar y seleccionar las alternativas viables. La labor realizada por los miembros del CICAAE, y el personal de apoyo designado por las agencias y organizaciones, fue parte integral e indispensable para cumplir con la tarea encomendada.

### **III. TRASFONDO**

#### **A) Crisis Energética y Cumplimiento con Reglamentación Federal**

Puerto Rico tiene una dependencia excesiva en combustibles derivados del petróleo, lo que nos ha convertido a todos en presa de la volatilidad en el precio del petróleo. Esta vulnerabilidad atenta contra la vida, la salud, la economía, el ambiente, y la seguridad de todos los puertorriqueños. Por esta razón, es imperativo encontrar otras fuentes de energía que reduzcan el costo energético en la Isla, de forma tal, que se pueda promover el desarrollo de empresas y asegurar la continuidad de las empresas existentes, a la vez que se reducen los costos de energía para todas las familias en Puerto Rico.

Además de esta necesidad de reducir los costos energéticos, es imperativo buscar opciones alternas de energía para cumplir con la nueva reglamentación que la EPA ha promulgado recientemente. La regla de MATS y NAAQS en conjunto, requieren a las centrales eléctricas y aquellas empresas que utilizan

combustibles fósiles en sus operaciones, que reduzcan sus emisiones potenciales de contaminantes atmosféricos. Los mayores emisores en Puerto Rico de estos contaminantes son las plantas generatrices de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE), y algunas empresas de generación y manufactura privadas que producen electricidad con sistemas alternos que emiten contaminantes (mayormente SO<sub>2</sub>). La conversión a gas natural como combustible sería una vía alterna que disminuiría dramáticamente los contaminantes que se emiten al aire. Ésta es una de las razones por la cual es imprescindible para la AEE convertir la mayor parte de sus operaciones a generación con gas natural. De la AEE no convertir la mayoría de sus plantas a generación con gas natural, tendría que invertir en equipos adicionales de control de emisiones para poder continuar usando petróleo y cumplir con las reglamentaciones de la EPA. En caso que la AEE no pueda cumplir a tiempo con los requerimientos de la EPA, podría terminar pagando multas por violaciones ambientales, con el consabido efecto de añadir el costo de estas multas y la inversión en equipos adicionales a sus clientes residenciales, comerciales e industriales, que constituyen el motor de nuestra economía. El Comité concurre en que este potencial efecto le imparte un sentido de urgencia mayor a la conversión a gas natural, lo antes posible.

Si la AEE no logra bajar sus costos operacionales para la generación de energía eléctrica utilizando gas natural, implicaría: (1) aumentos en los costos de capital para que la AEE pueda cumplir con los reglamentos de la EPA; y (2) un aumento en los costos de producción de las empresas por razón de la energía eléctrica producida con petróleo. El sector manufacturero podría tener que incurrir en gastos de capital para cumplir con algunas reglas de la EPA. Además, de no cumplir habría un potencial aumento en los costos de energía para todos los clientes de la AEE, incluyendo los clientes residenciales.

Como parte de los esfuerzos del Gobierno de Puerto Rico, se autorizó a la Junta de Calidad Ambiental y a otras agencias de permisos a utilizar un proceso expedito para regir la evaluación de documentos ambientales y permisos que sean presentados para acciones relacionadas al desarrollo de infraestructura de generación energética, mediante Órdenes Ejecutivas que activan las disposiciones de la Ley Núm. 76 de 5 de mayo de 2000, según enmendada.<sup>2</sup> Este proceso cobija proyectos que utilicen fuentes alternas a los combustibles derivados del petróleo, fuentes de energía renovable, alterna y gas natural. Dicho

---

<sup>2</sup> Ley para dispensar al Gobernador en proyectos que surjan como consecuencia de estados de emergencia declarados mediante Órdenes Ejecutivas. 3 L.P.R.A. §1931 *et seq.*

proceso expedito ha logrado que, a la fecha y como parte de este plan concreto del Gobierno de Puerto Rico, se hayan evaluado y aprobado sobre 20 proyectos energéticos. Tales proyectos representan y evidencian el compromiso por lograr posicionar a la isla con un futuro energético más eficiente, menos vulnerable, más económico y ambientalmente sostenible.

Como parte de las opciones consideradas para atender los criterios de diversificación de combustible y la reducción de costos de producción de energía en Puerto Rico, fue evaluado y aprobado, el proyecto energético denominado Vía Verde, el cual contempla la construcción de un sistema de transporte de gas natural para la generación de energía eléctrica mediante la instalación de una tubería desde el terminal de gas natural de Eco Eléctrica, en el Municipio de Peñuelas, hasta las centrales termoeléctricas de la AEE en el área norte de la Isla. Este proyecto energético contempla, además, realizar cambios a las unidades de centrales de la AEE para que operen utilizando una combinación de gas natural y combustibles líquidos.

## **B) Nuevos Requisitos Federales**

La Ley de Aire Limpio (CAA por sus siglas en inglés) requiere que la EPA establezca Normas Nacionales para Calidad de Aire Ambiental (NAAQS) para contaminantes atmosféricos, también conocidos como contaminantes criterio. Estos contaminantes son óxidos de azufre, ozono, plomo, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y material particulado. La ley también requiere que la EPA revise dichos estándares periódicamente y verifique si son apropiados para asegurar la protección del ambiente y la salud, y actualizar los estándares, según sea necesario.

De forma similar, la Ley de Aire Limpio establece cómo se deben regular las Unidades de Generación de Energía (EGU por sus siglas en inglés). La sección 112(n) requiere un estudio que evalúe los efectos nocivos a la salud de la población como resultado de las emisiones de generación de electricidad. Una vez se crea la lista de las unidades que deben ser reguladas, la ley requiere el desarrollo de estándares para fuentes mayores, que deben ser la tecnología de control máxima alcanzable (MACT por sus siglas en inglés).

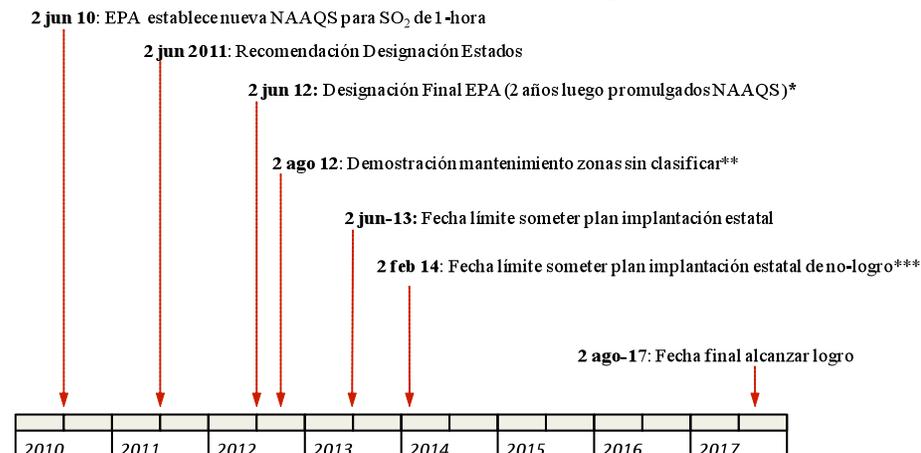
### **1) NAAQS - Nuevas Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental para Óxidos de Azufre**

El 2 de junio de 2010, la EPA promulgó el NAAQS de 1 hora para dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). La nueva norma de 75 partes por billón (196 µg/m<sup>3</sup>) se calcula

utilizando el promedio de 3 años del percentil 99 de la concentración máxima de 1 hora diaria. Junto con la nueva norma, la EPA también anunció la derogación de las normas primarias existentes de 24 horas y anuales de SO<sub>2</sub>. Este estándar es aproximadamente cinco veces más restrictivo que el anterior.

Con la publicación de la regla, la JCA realizó un estudio preliminar mediante el cual identificó cinco potenciales áreas de incumplimiento con NAAQS para SO<sub>2</sub>. Ante este panorama, la JCA determinó inicialmente que se debían realizar recomendaciones de zonas de no-logro para dichas áreas. Como parte de los trabajos del Comité, se recopilaron a través del grupo de trabajo técnico datos adicionales de emisiones que arrojaron dudas sobre las conclusiones originales de la JCA con relación a las áreas de potencial no-logro. Ante este panorama, y debido al tiempo que requieren los estudios para determinar la aplicabilidad o no de estas zonas, el 26 de marzo de 2012, la JCA retiró su recomendación de zonas de no-logro, y utilizó el mecanismo de identificar a Puerto Rico como no-clasificable (*unclasificable*).

### Fechas claves dentro del proceso de designación para el nuevo NAAQS de SO<sub>2</sub>



\* EPA se encuentra retrasada en el itinerario de implantación. La Ley Federal de Aire Limpio provee para que la EPA retrase hasta 12 meses el proceso de designación final, si no existe suficiente información (42 U.S.C. 7407(d)(1)(B)(i)).

\*\* Requerido 12 meses luego de designación final. Retrasado hasta que EPA trabaje el proceso de designación.

\*\*\* Requerido 18 meses luego de designación de no-logro.

## 2) MATS - Estándares de Emisión de Mercurio y Contaminantes Tóxicos

El 16 de diciembre de 2011, la EPA promulgó una regla para reducir las emisiones de contaminantes tóxicos de plantas de energía con capacidad mayor de 25 megavatios. La regla conocida como MATS para las EGU se espera que

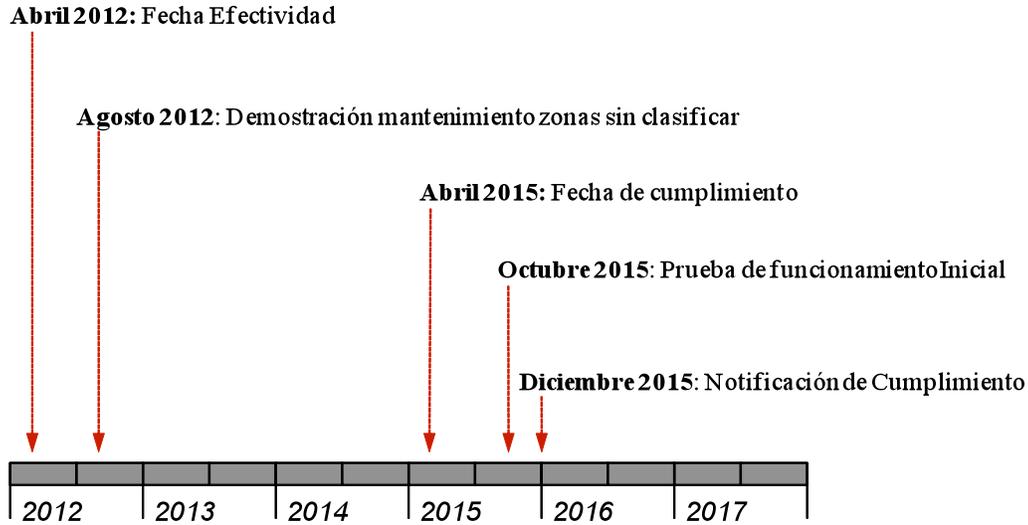
reduzca las emisiones provenientes de las unidades de generación nuevas y existentes que queman carbón y combustibles fósiles líquidos.

El nuevo estándar establece límites de emisión para los contaminantes presentados a continuación:

<b>Contaminantes regulados por MATS</b>
Material Particulado
Contaminantes Atmosféricos Peligrosos Metálicos
Cloruro de Hidrógeno
Fluoruro de Hidrógeno

La fuente afectada es el colectivo de todas las unidades que producen electricidad para la venta con una capacidad mayor de 25 megavatios eléctricos (MWe por sus siglas en inglés), y utilizan calderas de vapor mediante la quema de carbón y/o combustible fósil líquido como mecanismo para la generación de la energía.

A continuación una tabla con las fechas de cumplimiento:



### 3) Tiempo para cumplir con MATS

La regla de MATS concede a las generadoras hasta abril del 2015 para entrar en cumplimiento con el nuevo estándar. Algunas unidades serán elegibles para una prórroga de un año, abril 2016, a ser otorgada por la entidad estatal encargada de regular las emisiones. En el caso de Puerto Rico, ésta entidad es la Junta de Calidad Ambiental.

En unas guías separadas al Reglamento de MATS, la EPA ha establecido un mecanismo limitado para conceder, por excepción, prórrogas adicionales, a aquellas generatrices que usan carbón o petróleo y cuyo retiro pudiera causar potenciales problemas de confiabilidad de la red eléctrica (*system reliability*).<sup>3</sup> La EPA ya ha expresado que no anticipa tener que usar este mecanismo de manera generalizada y que sólo concederá órdenes de autorización para continuar operando en casos muy limitados, donde exista una certificación de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) o de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), estableciendo que el funcionamiento de la unidad generatriz en cuestión es esencial para mantener la confiabilidad del sistema. Las directrices le conceden a FERC solamente un rol consultivo en el proceso decisorio de la EPA. Su intervención se limita a opinar si el cumplimiento de una unidad con la reglamentación puede resultar en el incumplimiento de los criterios de confiabilidad bajo la jurisdicción de FERC.

Para poder acogerse a las prórrogas, la AEE tendría que documentar exhaustivamente que ha estado planificando y ejecutando para el cumplimiento con MATS, y que ha adelantado pasos como:

- Explorar alternativas
- Gestionar permisos
- Contratar la adquisición de equipos de control de emisiones
- Construcción de plantas nuevas

#### **IV. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS VIABLES DE CUMPLIMIENTO**

##### **A) Equipos de Control de Emisión**

Como parte de la evaluación de tecnologías y procesos para cumplir con los nuevos requisitos regulatorios se contempló la instalación de equipos adicionales de control de emisiones en las unidades generatrices de la AEE. Esta opción incluye la instalación de precipitadores electrostáticos o colectores de sacos múltiples (*Baghouses*, para remoción de materia particulada), convertidores catalíticos (para la remoción de óxidos de nitrógeno NO<sub>x</sub>) y lavadores de gases (*Scrubbers*, para la remoción de dióxido de azufre, SO<sub>2</sub>). No obstante, la instalación de estos equipos requiere de espacio dentro de las plantas de la AEE, lo que representa una dificultad para la AEE, ya que solamente la Central Termoeléctrica de Aguirre cuenta con el espacio necesario para la instalación de

---

<sup>3</sup> Véase, *Enforcement Response Policy for CAA 113*.

equipos de control de este tipo.

Otro factor influyente es el tiempo promedio para la modificación de los permisos estatales y federales asociados a la construcción y operación de estos equipos de control. Además, del tiempo de manufactura, transporte, instalación y prueba de los equipos, lo que demuestra que sería poco probable que no cumplan con la fecha en que la AEE debe cumplir con MATS. La AEE estima que la inversión capital en la compra de equipos de control de emisiones asciende a \$1.5 billones, más un aumento en costos de operación y mantenimiento que debe ser determinado.<sup>4</sup>

Esta inversión tendría el efecto de encarecer el costo de la energía eléctrica. Por tanto, basados en las consideraciones antes mencionadas, entendemos que la instalación de equipos de control de emisiones adicionales no es una alternativa viable de cumplimiento.

## **B) Mayor Utilización de Combustibles Existentes**

La AEE actualmente utiliza residual No. 6 (*bunker*) y destilado liviano No. 2 (*diesel*) como combustible en sus unidades generatrices.<sup>5</sup> Usar *bunker* con 0.3% de azufre no es una opción, ya que incrementaría significativamente los costos de energía y no cumpliría con los límites de emisión de contaminantes impuestos por la nueva reglamentación federal.

Como parte de nuestra evaluación, tanto la JCA como la AEE utilizaron modelos de dispersión para determinar la emisión máxima de las unidades de generación. Ambas agencias coincidieron en que para poder cumplir con los NAAQS, la AEE debe quemar un combustible líquido con un porcentaje de azufre de 0.1 por peso o menor. Esto implicaría que la AEE estaría quemando *diesel* en todas las unidades de combustión de la AEE. Actualmente, este combustible solamente se utiliza en las unidades de ciclo combinado más eficientes, ya que por su alto costo no es económicamente viable que sea utilizado en las otras unidades. Aumentar el uso de destilado liviano, acarrea a su vez un aumento vertiginoso en el costo por compra de combustible debido al alto precio de este combustible.

---

<sup>4</sup> SAIC Energy, Inc. estima un costo entre \$200 y \$400 por Kwh producido. Según información provista por la AEE, la capacidad máxima de generación mediante el uso de calderas asciende a 2,452 MW.

<sup>5</sup> Aclaramos que ciertas unidades de la Central Costa Sur ya comenzaron a operar parcialmente con gas natural. Además, actualmente la AEE utiliza gas propano de manera limitada, para encender sus unidades de ciclo combinado.

### **C) Energía Renovable**

La Ley 82-2012 y la Ley 83-2010 establecen los criterios a utilizar en Puerto Rico para la inclusión de energía renovable al sistema eléctrico del país. La AEE y entidades privadas se encuentran desarrollando proyectos de energía renovable alterna que a corto plazo no contribuyen significativamente al cumplimiento de la nueva reglamentación federal.

### **D) Sustitución y/o Renovación de Unidades Generatrices**

Las dos formas principales de producir energía eléctrica con gas natural en Puerto Rico son:

- Convertir unidades existentes al uso de gas natural; y/o
- Instalar unidades generatrices nuevas que utilicen gas natural

Existen propuestas para sustituir generación con tecnologías de ciclo combinado. Entre los criterios a considerarse se encuentran el tiempo para el proceso de permisos y construcción. Las localizaciones propuestas para esta nueva generación son la bahía de San Juan y *Roosevelt Roads*. No obstante, estas opciones son a largo plazo y no aseguran el cumplimiento con la nueva reglamentación. La energía renovable y la sustitución o renovación de unidades generatrices, a corto plazo, no contribuyen significativamente al cumplimiento de la nueva reglamentación federal.

### **E) Gas Natural**

Luego de evaluar las consideraciones anteriores, el Comité concluye que la mejor alternativa es la conversión de las unidades generatrices para que utilicen gas natural como combustible. Basados en la información disponible, entendemos que esta alternativa de combustible es la que mejor permitiría cumplir a la AEE con las fechas establecidas en la reglamentación federal, y mantener un sistema de generación y transmisión estable y costo efectivo.

La conversión de las unidades a gas natural tendrá el impacto de reducir las emisiones a los niveles requeridos por esta nueva reglamentación, sin la necesidad de instalar equipos adicionales de control de emisiones. Actualmente, la AEE paga entre \$19 y \$25 por millón de *British Thermal Units* (MMBtu) y se proyecta que para el 2016 se podrá adquirir gas natural entre \$6 y \$9 MMBtu. Por ejemplo, el costo del combustible contratado actualmente es de \$19.1 por

MMBtu, en contraste, con un costo de gas natural contratado hoy de \$14.34 por MMBtu,<sup>6</sup> lo que proporciona un combustible más económico para la generación de electricidad.

Para poder cumplir con los requisitos de emisión establecidos por la nueva reglamentación federal, se estima que será necesario que la AEE queme un mínimo de 80% gas natural. Se estima que los proyectos deben poder suplir en promedio 279 millones de pies cúbicos por día (MMSCFD), esto excluyendo a la Central Termoeléctrica de Aguirre.

## **F) Gasificación Plantas del Sur**

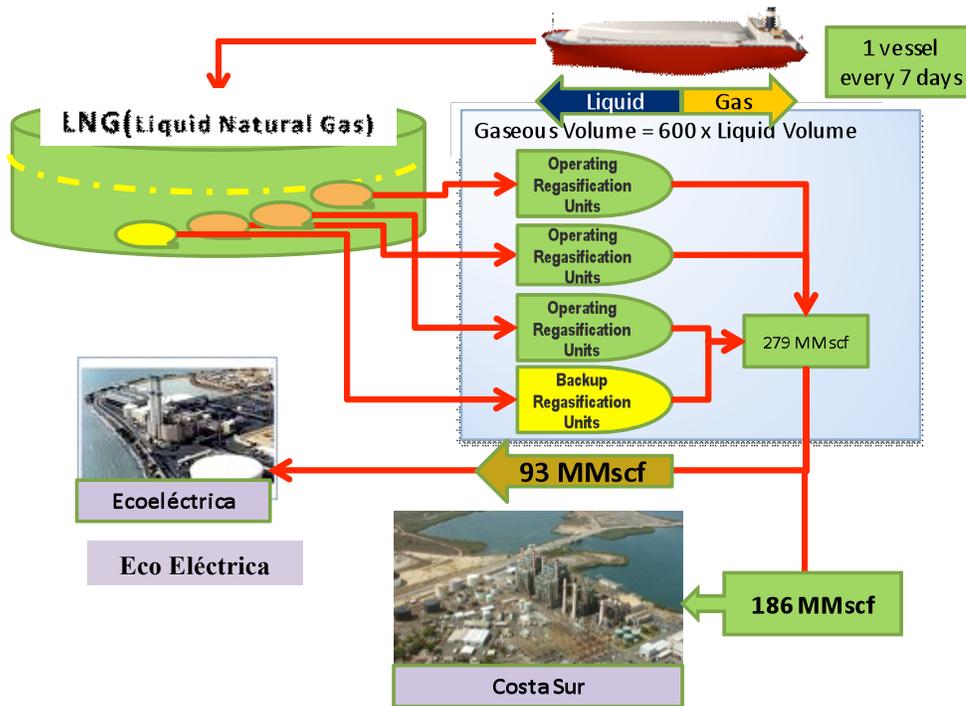
### **1) Costa Sur**

La planta Costa Sur comenzó en el mes de abril a utilizar gas natural como combustible de forma limitada en sus unidades 5 y 6. La cantidad de gas que requieren las unidades 5 y 6 de la Central Termoeléctrica de Costa Sur puede ascender hasta 186 millones de pies cúbicos por día (MMSCFD). Actualmente la cantidad de gas natural disponible para la AEE es de aproximadamente 93 MMSCFD. Para aumentar esta cantidad de gas natural despachada a 186 MMSCFD, a través del terminal marítimo de importación de gas natural de Eco Eléctrica, la AEE tendría que lograr un acuerdo comercial con Gas Natural Fenosa para incrementar la capacidad de gasificación de la facilidad Eco Eléctrica con los equipos existentes. Esa negociación, junto con el proceso de permisos asociado para poder traer barcos adicionales de gas natural licuado (GNL), requiere entre 9 a 18 meses para ser completado.

La siguiente figura muestra el proceso de suministro de gas a través del tanque existente de Eco Eléctrica.

---

<sup>6</sup> Costo basado en contrato actual con Gas Natural Fenosa. Al utilizar combustible basado en índice de *Henry Hub* se proyecta una reducción en el costo.



## 2) Aguirre

Las estaciones flotantes de almacenamiento y de regasificación (*floating storage and regasification unit* o FSRU) están diseñadas para recibir GNL de un buque metanero convencional, almacenarlo y, posteriormente, regasificar el GNL conforme se vaya requiriendo. Abajo, se muestra una foto de un terminal existente. La planta de Aguirre necesitaría contar con una capacidad promedio de gas natural de 250 MMSCFD.



Estas unidades pueden ser utilizadas en un puerto en alta mar o en la costa, o pueden ser descargados mediante boyas especializadas. Para el recibo de GNL en Aguirre se utilizaría una plataforma en alta mar, el cual espera completarse en el año 2014. Se estima una inversión de capital de aproximadamente \$173

millones para la construcción del terminal, y un costo anual de aproximadamente \$75 millones para la operación y mantenimiento de este terminal de recibo de gas natural.

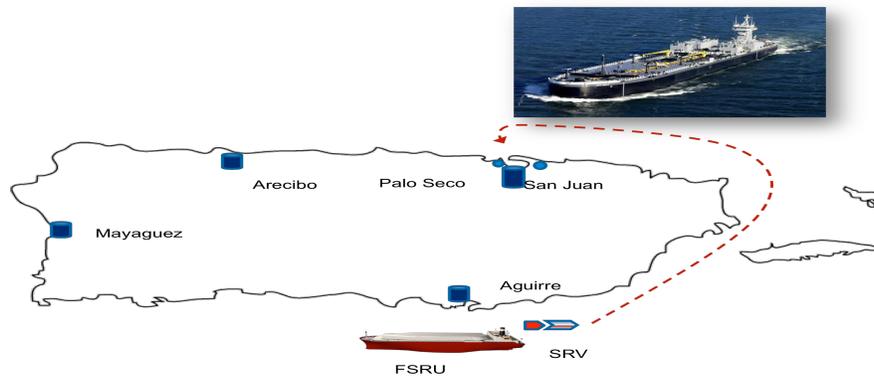
## G) Gasificación de Plantas del Norte

### 3) Suministro de gas desde Aguirre o Guayanilla a un terminal satélite al norte

Esta alternativa consiste en suministrar gas desde el terminal de gas en Aguirre (*Aguirre Gas Port*) mediante barcos pequeños a un terminal de gas satélite cercano a las plantas generatrices de San Juan y Palo Seco. El terminal satélite contará con un tanque de aproximadamente 0.75 billones de pies cúbicos. Las Centrales Termoeléctricas de Palo Seco y San Juan serían suministradas de gas utilizando el terminal.

Un reto importante que debe ser analizado en mayor detalle, es el espacio disponible para colocar este terminal satélite cerca de San Juan, que sería el punto geográfico principal para el despacho del gas natural. Basados en la información presentada por la AEE, se estima que se necesitan entre 12 a 13 cuerdas de terreno para ubicar un tanque satélite de GNL, al considerar las áreas de exclusión que FERC establece debe existir cerca de los tanques de GNL. Preliminarmente, el BGF estima que el terminal satélite puede requerir una inversión capital de aproximadamente \$175 millones, y otra inversión capital adicional de \$195 millones relacionadas a la construcción<sup>7</sup> de 2 barcos pequeños de GNL.

La siguiente figura muestra la conceptualización de la opción presentada.



<sup>7</sup> Se prevé que la AEE contrate los servicios y por lo tanto no sea responsable directo por los costos capitales relacionados a la construcción de las barcazas.

El terminal en el norte permitiría además suplir GNL mediante un conector a operaciones industriales y comerciales ubicadas en la parte norte de Puerto Rico para la co-generación de energía y/u operación de calderas. De esta forma, estaría disponible para el sector industrial y comercial este combustible más económico y limpio. A su vez, permitirá un margen adecuado para el desarrollo industrial, ya sea para la expansión de operaciones existentes y/o nuevas operaciones.

#### **4) Utilización de boyas con gasoducto en el norte**

Otra tecnología presentada por la AEE ante el Comité conlleva la construcción de una boya donde pueda anclarse una barcaza de GNL en algún punto en el norte de la Isla. Esta boya a su vez le suplirá gas natural a un gasoducto submarino y/o terrestre que conecte a las centrales termoeléctricas ubicada en el norte y en las industrias.

Debido a las condiciones del mar en el norte, para que la barcaza pueda recargar el GNL con los suplidores, tendría que desanclar de la boya y viajar al sur de la isla donde se transfiere el combustible desde el barco del suplidor al barco gasificador. Para eliminar ese tiempo de espera sin suplido, se tendría que contratar una segunda barcaza o construir un tanque de almacenaje que asegure la disponibilidad continua de GNL, mientras ocurre la recarga de la barcaza. El tiempo aproximado para la construcción de las boyas y barcasas se estima entre 5 a 6 años, con una inversión capital de \$150 millones, más \$150 millones en gastos anuales relacionados a la contratación de 2 barcasas, según estimado por BGF.

#### **5) Gas Natural Comprimido (CNG por sus siglas en inglés)**

Existe un estudio preliminar de viabilidad para un terminal en tierra de CNG. El alcance del proponente incluye, además del gas natural, la infraestructura para el transporte, tratamiento y entrega hasta las unidades generatrices con fecha de entrega estimada para el 2016. No obstante, esta tecnología está aún en desarrollo y no se ha completado un análisis detallado de los permisos requeridos.

**Las opciones de despacho de gas natural para las alternativas antes mencionadas son las siguientes:**

- a. Gasoducto o conector terrestre desde el terminal satélite hasta los usuarios. BGF estima que el gasoducto requiere una inversión capital aproximada de \$225 millones.
- b. Gasoducto submarino que conecte las Centrales de Palo Seco, San Juan y Cambalache, así como las industrias al norte que podrían estar afectadas por los NAAQS. El gasoducto submarino requiere una inversión capital aproximada de \$150 millones, según estimados de BGF, sin incluir los conectores adicionales para suplir gas a las industrias del norte.

Es importante notar que con respecto a estas opciones es necesario obtener información adicional sobre el diseño, ubicación, suplido, estimados sobre los tiempos de construcción y costos refinados.

#### **6) Gasoducto de Sur a Norte con capacidad de gas añadida**

El análisis realizado por el Comité indica que el proyecto de Vía Verde no es una opción viable, según conceptualizado, para poder cumplir con los MATS y NAAQS, debido a la cantidad de gas natural actualmente disponible para el proyecto. Según la información recopilada, el proyecto no puede suplir a tiempo la demanda de aproximadamente 279 MMSCFD que requieren las unidades de la AEE para poder cumplir con las reglamentaciones.

A fin de lograr el cumplimiento se requiere añadir capacidad de suplido de gas al gasoducto de sur a norte. Basado en la información disponible al día de hoy no es viable para el 2015. Según estimado, el costo total para la instalación del gasoducto puede oscilar entre \$450 a \$500 millones, y el tiempo estimado de construcción y finalización de permisos es de aproximadamente 2 años. El término de 2 años no incluye el tiempo que tomaría la implantación de las opciones discutidas a continuación. Este costo no incluye el tanque, boya o gasoducto adicional requerido para suplir el gas adicional que es necesario. A continuación desglosamos las opciones que serían necesarias para poder utilizar esta alternativa.

- a) Una de las opciones para añadir capacidad de suplido de gas es establecer una boya localizada cerca de Costa Sur con uno o dos FSRU, dependiendo del diseño y las necesidades, para conectarse al gasoducto. El BGF estima que la inversión de capital aproximada para la construcción del terminal es de \$173 millones con un costo anual de aproximadamente \$75 millones. El tiempo aproximado para el proyecto

es de 5 a 6 años.

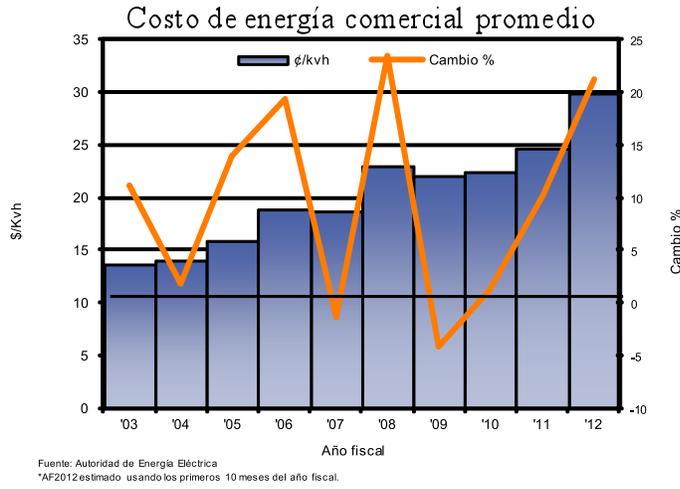
- b) Otra opción es añadir capacidad de despacho en Eco Eléctrica al instalar un tanque adicional para conectarse al gasoducto. El BGF estima una inversión capital de Eco-Eléctrica para esta expansión de \$300 millones con un tiempo aproximado de implementación de 6 a 7 años.
- c) Llevar el gas adicional del terminal de Aguirre a la facilidad de Costa Sur. El tiempo y costo de esta opción debería ser evaluado más detalladamente.

#### **H) Gas Propano (como medida transitoria)**

Como alternativa a corto plazo, la AEE se encuentra trabajando en la opción de utilizar gas propano como combustible en las unidades 5 y 6 de Central San Juan. Esto es una alternativa viable a corto plazo para lograr reducciones en los costos de combustible, ya que el propano es más económico que el combustible *diesel* que se consume en esas turbinas de combustión. Esta opción fue presentada recientemente al Comité, y es avalada por el mismo para ser utilizada de manera inmediata pero no más de 5 años, o hasta que se pueda llevar gas natural a las unidades de San Juan. Se prevé que una expansión a los terminales existentes de gas propano (LPG) pueda suplir la demanda del combustible para las unidades 5 y 6 de San Juan (ciclo combinado). La expansión incluye una barcaza de almacenaje conectada al muelle para suplir la demanda de combustible. Según la información provista se puede tener disponible el combustible de 3 a 6 meses. Actualmente, la AEE se encuentra en negociaciones para poder utilizar el combustible en las unidades 5 y 6 de San Juan.

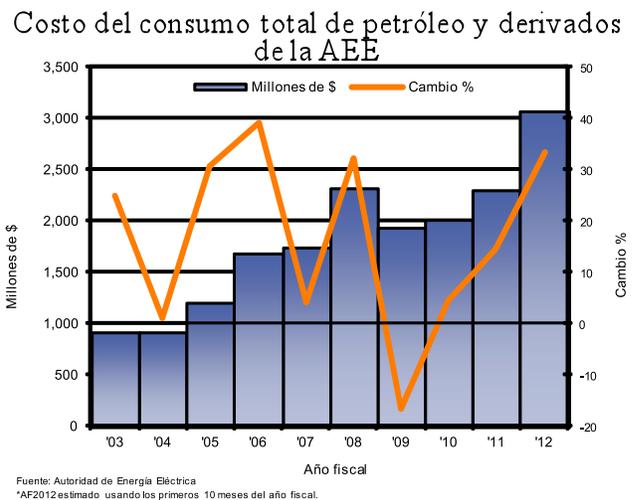
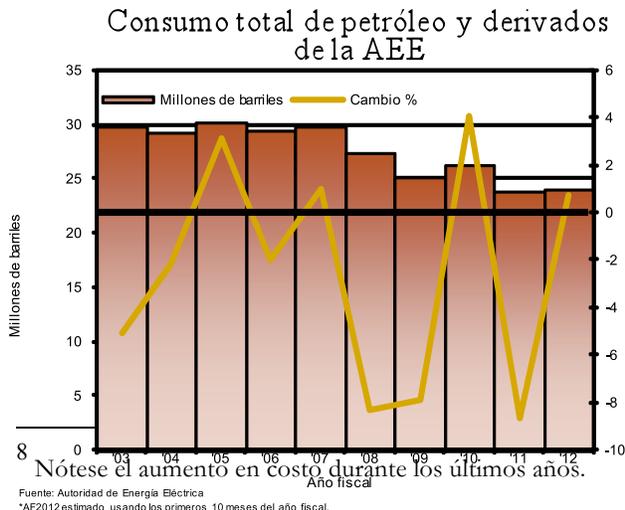
### **V. IMPACTO ECONÓMICO EN COSTOS ENERGÉTICOS**

Los costos de energía eléctrica afectan tanto a los productores como a los consumidores de este producto. Posteriormente, esos impactos se transmiten al resto de la economía. Por ejemplo, para los primeros tres trimestres del año fiscal 2012 el costo de energía comercial promedio fue de 28.8 centavos/kvh. Esto como consecuencia de los altos costos de los combustibles fósiles líquidos de los cuales depende la AEE. A continuación se presenta una gráfica con el historial de costos energéticos de dicho sector.



Como medida para reducir los costos de la energía, la AEE ha reducido el consumo total de petróleo crudo y derivados en los últimos cinco años, a una tasa anual promedio de 4.18% desde el año fiscal 2007 hasta el 2012. Sin embargo, se espera que para el año fiscal 2012 la AEE termine pagando entre \$2,800 millones a \$3,000 millones en productos de petróleo. Estas alzas en los gastos de combustible por parte de la AEE se deben mayormente a alzas en los precios de los productos de petróleo, que durante los últimos tres años se han mantenido en alza, y para el Año Fiscal 2012 se espera que sean 31.4% por encima de los observados en el año fiscal anterior. Este aumento se debe principalmente al incremento en los precios globales de petróleo, particularmente, en el petróleo bajo en azufre que compra la AEE para poder cumplir con las reglamentaciones ambientales.

A continuación una representación gráfica mostrando el costo del consumo de petróleo y sus derivados por la AEE.<sup>8</sup>



Por otra parte, si la AEE no lograra convertir sus unidades existentes a quemar gas natural (incluyendo completar la infraestructura de suministro de gas natural), tendría que incurrir en grandes inversiones de capital para controlar las emisiones a fin de cumplir con las nuevas regulaciones durante el tiempo permitido de tres años. En la actualidad, la AEE estima que las inversiones de capital requeridas podrían ascender entre \$631.6 millones a \$1.26 billones, además de otros gastos relacionados con la operación y mantenimiento de estos sistemas de control de emisiones.

Según estudios realizados por los consultores de *SAIC Energy, Inc.*, los ahorros en la compra de combustible pueden llegar hasta \$647 millones al año al quemar gas natural en combinación con combustible de 0.5% de azufre en las unidades de la AEE. Estos ahorros dependen del costo del petróleo y utilizando la fórmula de precio contratada con Gas Natural Fenosa para Costa Sur de gas natural que representa entre un 21% - 25% del costo del petróleo, con el factor de capacidad de cada una de las plantas tomando como base los años 2010-2011.

Los ahorros estimados por los consultores de *SAIC Energy, Inc.* al quemar gas natural en combinación con .5% de azufre en las plantas de la AEE incluyen las conversiones y la Central de Aguirre.

% Natural Gas	Fuel Costs \$MM/yr	Fuel Savings to 0.5% Sulfur oil, \$MM/yr
	<b>0.5%</b>	<b>0.5%</b>
<b>0</b>	2,745	-
<b>25</b>	2,669	76
<b>50</b>	2,479	266
<b>75</b>	2,288	457
<b>100</b>	<b>2,097</b>	<b>647</b>

**Fuente:** Informe de *SAIC Energy, Inc.*, 2012.

## VI. CONCLUSIÓN Y RECOME

### A. CONCLUSIÓN

La manera más rápida y económicamente viable para poder cumplir con la reglamentación de la EPA es la conversión de las plantas eléctricas a gas natural en o antes del 2016. Aunque existe la posibilidad de que la AEE pueda lograr una extensión para cumplir hasta el 2017, aún existe incertidumbre en cuáles

serán los criterios específicos para obtener esa extensión y si la AEE, según estructurada hoy, podrá cumplir los mismos. Por tanto, entendemos que el 2016 es una fecha conservadora que la AEE debe establecer como límite para comenzar a operar con gas natural en una proporción mínima del 80% de su consumo.

Además, del análisis económico se desprende que la conversión redundaría en ahorros netos por la reducción del costo de combustible, y que su distribución a al sector industrial y comercial podría impulsar la creación de 20,000 empleos en los próximos 5 años. La consecuencia potencial de no convertirse al gas natural, además de, no cumplir con la reglamentación ambiental federal, implicaría poner en riesgo un promedio entre 40,000 a 60,000 empleos (de una base de 924,000 empleos), dependiendo del impacto que el aumento en los costos energéticos tenga en los sectores de la manufactura en Puerto Rico.

El cambio al gas natural redundaría en ahorros adicionales de por lo menos 5 a 6 centavos/kvh, cuando estén implementadas todas las medidas.

## **B. RECOMENDACIONES**

1. Para asegurar que se materialice una o varias de las alternativas, recomendamos iniciar lo antes posible un proceso de consulta a las agencias federales concernidas (i.e. COE, FERC, EPA) en materia de viabilidad, permisos necesarios y tiempo requerido para la obtención de permisos e implantación de las opciones aquí presentadas.
2. Se recomienda que el Gobernador de Puerto Rico enmiende la Orden Ejecutiva OE-2012-06 para extender la vigencia de este Comité hasta diciembre del 2012. Esta continuidad permitirá que de manera estructurada se puedan evaluar las respuestas de las agencias federales a las alternativas recomendadas, una vez vayan madurando. Además, permitirá contar con la participación activa y apoyo del sector privado a materializar la o las soluciones que implantará la AEE, pero cuyos resultados nos afectarán a todos los sectores impactados por la reglamentación federal.
3. El sector de la manufactura se encuentra implantando o implantará modificaciones a sus operaciones que resultarán en la presentación de solicitudes de permisos ante la JCA. Ante el aumento previsible de estas solicitudes, y el corto tiempo para cumplir con las reglas, recomendamos

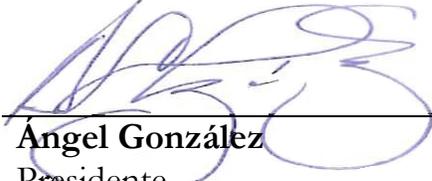
establecer un proceso de evaluación expedito en la revisión o modificación de los permisos de las fuentes de emisión para cumplir con la nueva reglamentación.

4. Las proyecciones de mercado sobre el precio del gas natural, y la disponibilidad limitada de terminales de exportación en los Estados Unidos, nos obligan a recomendar que el BGF y la AEE se muevan de manera ágil y responsable en la adquisición de capacidad en dichos terminales mientras existan precios preferenciales.
5. Se recomienda que se continúen los esfuerzos dirigidos a promover la liberalización de las leyes y reglamentación federal que restringe la variedad de buques y tripulaciones disponibles para transportar combustibles entre puertos estadounidenses dirigidos a la generación eléctrica.
6. Se recomienda que se continúen los esfuerzos judiciales y administrativos por la AEE, dirigidos a que las jurisdicciones insulares con situaciones particulares, que se encuentran inmersas en esfuerzos de buena fe para cumplir con las nuevas reglamentaciones federales, cuenten con tiempo razonable para alcanzar niveles de cumplimiento.<sup>9</sup>
7. Se sugiere que luego de que se reciba el insumo de las agencias federales se encamine un proceso competitivo entre las diferentes opciones para que continúen siendo viables en términos de costo y tiempo.
8. Las alternativas viables deberán procurar la utilización de talento local en todas las facetas de su desarrollo y operación. De esta manera, podremos desarrollar el peritaje necesario en estas tecnologías para el beneficio de nuestras generaciones futuras. Se recomienda incluir este requisito como parte del proceso competitivo de selección.

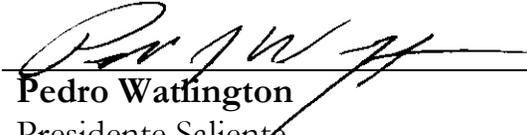
---

<sup>9</sup> El Presidente del Comité, Pedro J. Nieves Miranda, y el licenciado Fernando Peña se abstuvieron de participar de la discusión sobre esta recomendación, y se inhibieron al momento de votar sobre la misma.

## VII. APROBACIÓN



**Ángel González**  
Presidente  
Colegio de Ingenieros y  
Agrimensores de Puerto Rico



**Pedro Watfington**  
Presidente Saliente  
Asociación de Industriales de Puerto  
Rico



**Kenneth McClintock**  
Secretario de Estado



**José Ortiz Vázquez**  
Presidente, Junta de Directores  
Autoridad de Energía Eléctrica



**Otoniel Cruz Carrillo**  
Director Ejecutivo  
Autoridad de Energía Eléctrica



**Juan M. Román Rivera**  
Vicepresidente Ejecutivo  
Banco Gubernamental de Fomento



**Luis G. Rivera Marín**  
Secretario  
Departamento de Asuntos del  
Consumidor



**Fernando Peña**  
Sub-Director Ejecutivo  
Administración de Asuntos Federales



**Pedro J. Nieves Miranda**  
Presidente  
Junta de Calidad Ambiental