



ESTADO LIBRE ASOCIADO DE
P U E R T O R I C O
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL

**BASE LEGAL Y FÁCTICA – RENOVACIÓN DE PERMISO TÍTULO V
BACARDI CORPORATION
PFE-TV-2085-17-1206-2442**

La Junta de Calidad Ambiental (JCA) está emitiendo un permiso Título V de acuerdo con el Título 40 del Código de Regulaciones Federales (CRF), Parte 70 y Parte VI del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA) para **Bacardí Corporation (Bacardí)**. La instalación está localizada en la Carretera PR-165, Km. 2.6, Intersección 88 en Cataño, Puerto Rico. La JCA recibió una solicitud de renovación de permiso Título V el 15 de diciembre de 2006, la cual fue enmendada en varias ocasiones.

Bacardí Corporation es una compañía dedicada a la producción de espíritus destilados (ron). La producción de espíritus destilados inicia con el proceso de fermentación de la materia prima (melaza), de dicho proceso el producto pasa al proceso de destilación donde se separa y se concentra el alcohol a partir de la masa de grano fermentado. Después de la destilación, los alcoholes son bombeados a tanques de acero inoxidable y se diluyen con agua desmineralizada a la concentración de alcohol deseado antes del llenado en barriles y el envejecimiento. Las variaciones en el proceso de envejecimiento son esenciales para producir el sabor característico del ron.

Bacardí está sujeto a los requisitos aplicables del Título 40 del Código de Regulaciones Federales, Parte 60, Subparte Db – Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Industriales-Comerciales-Institucionales y por el 40 CRF, Parte 60, Subparte Dc – Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Pequeñas Industriales-Comerciales-Institucionales. **Bacardí** también está afectado por el 40 CRF, Parte 63, subparte JJJJJJ, Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales Fuentes de Área; y por el 40 CRF, Parte 63, Subparte ZZZZ, para Motores de Combustión Interna Recíprocos (RICE, en inglés); y un motor por el 40 CRF, Parte 60, Subparte IIII, para Motores de Combustion Interna de Ignición por Compresión Estacionarios (NSPS, en inglés). Además, **Bacardí** es una **fuentes mayor** de bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (COV) y monóxido de carbono (CO) por estar sobre los umbrales de 100 ton/año para contaminantes atmosféricos criterio y es una fuente menor de contaminantes atmosféricos peligrosos.

Unidades de Emisión

La sección de Unidades de Emisión lista las unidades de emisión significativas, el equipo de control asociado, si alguno, y el tipo de combustible. Esta sección es una descripción general de la instalación.

Las unidades de emisión son las siguientes:

EU-1 y EU-2: Caldera #1 y Caldera #3 para generar vapor. Cada una tiene una potencia de 3000 hp. Consumen: combustible No. 6 a razón de 833 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso; biogás a razón de 205,479 pies cúbicos por hora con un contenido de H₂S de 0.5% por volumen y combustible No. 2 (diésel) a razón de 1,011 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.

EU-66: Caldera #2A para generar vapor. Tiene una potencia de 350 hp y consume combustible No.2 (diésel) a razón de 107.3 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.

EU-67: Motores de Combustión Interna. Incluye motores para siete generadores de electricidad para emergencias y cinco bombas contra incendio. Aunque el 40 CRF Parte 63 Subparte ZZZZ no limita las horas anuales de operación en casos de emergencias, el permiso de construcción de la JCA para esta unidad limita las horas anuales de operación para cada motor.

EU-3: Tanques Fermentadores. Veinte tanques fermentadores con capacidad de 55,000 galones cada uno. Utilizados para convertir azúcar en alcohol etílico (etanol) y bióxido de carbono. Y un tanque receptor cerrado con capacidad de 50,000 galones. Los gases generados del proceso son removidos por medio de lavadores de gases con una eficiencia mínima de 95%.

EU-6, EU-7, EU-8, EU-9 y EU-65: Área de Destilación. Consiste del Sistema de Destilación C, y las columnas de destilación 1, 2, 3 y *Woodchip*, para recuperar el etanol producido a través del proceso de fermentación y de destilación primario. Conectados a un condensador con eficiencia mínima de remoción de 95.6% para compuestos orgánicos volátiles y lavador de gases con eficiencia mínima de remoción de 95%.

EU-10: Planta de Tratamiento Biológico. Consta de cuatro reactores biológicos usados para tratar agua residual del proceso de destilación. Generan biogás para ser consumido en las calderas o quemado en la antorcha. Controles: Antorcha normal (CD-2), antorcha de emergencia (CD-3) y lavador de H₂S (CD-4).

EU-11: Proceso de llenado de barriles. Consiste del llenado de barriles de madera para añejar, con una capacidad de recibir y manejar 26.5 millones de galones/año de ron con contenido de etanol igual o menor de 170° Prueba.

EU-12: Proceso de vaciado de barriles. Consiste del vaciado de barriles de ron añejo, con una capacidad de recibir y manejar 27.5 millones de galones/año de ron, con un contenido de etanol igual o menor de 170° Prueba.

Finca de Tanques de Almacenaje de Etanol. Consiste de 33 tanques de almacenaje con techo fijo conectados a *conservation vents* en línea con lavadores de gases con eficiencias mínimas de remoción de 95%. (EU-16, EU-17, EU-18, EU-19, EU-21, EU-22, EU-23, EU-24, EU-25, EU-26, EU-27, EU-28, EU-29, EU-30, EU-31, EU-32, EU-33, EU-34, EU-35, EU-36, EU-37, EU-38, EU-39, EU-40, EU-42, EU-43, EU-44, EU-46, EU-47, EU-57, EU-58, EU-61, EU-62).

EU-20: Área de Llenado de Tanques. Sistema de llenado de ron a camiones tanques.

EU-51: Planta de Recuperación de Bióxido de Carbono (CO₂).

EU-68: *New Blending Facilities.* Nuevas instalaciones que consisten de tanques para filtración, dosificación, pre-mezclado, mezclado, combinación (*blending*), y almacenaje.

Emisiones Permisibles

Las emisiones descritas en la siguiente tabla representan las emisiones permisibles al momento de la solicitud del permiso y serán utilizadas solamente para propósitos de pago. De acuerdo con la Regla 610(a) del RCCA, cuando Bacardí solicite una modificación, cambio administrativo o modificación menor a su permiso Título V, la fuente solo pagará aquellos cargos relacionados con cualquier aumento en emisiones (si alguno) por tonelada, basado en el cambio y no basado en los cargos totales pagados previamente de acuerdo con la Regla 610(a) del RCCA.

Contaminantes	Emisiones Permisibles (toneladas/año)
PM ₁₀	30.14

Contaminantes	Emisiones Permisibles (toneladas/año)
SO ₂	1,153.98
NO _x	298.69
CO	177.50
Plomo	4.84E-03
VOC	168.14
HAP's	0.380
CO _{2e}	81,483.70

De acuerdo con la Resolución de la JCA, RI-06-02¹, los cálculos de emisiones serán basados en las emisiones actuales de **Bacardí**; sin embargo se aceptarán cálculos basados en las emisiones permisibles de la instalación. Si **Bacardí** decide realizar los cálculos basados en emisiones permisibles, pagará el mismo cargo por tonelada que las instalaciones que decidan hacer los cálculos basados en emisiones actuales.

Requisitos Aplicables

Estándares de Funcionamiento para Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) para Unidades Generadoras de Vapor Industriales-Comerciales-Institucionales: 40 CRF, Parte 60, Subparte Db.

Esta fuente de emisión está sujeta a los estándares de funcionamiento de la Subparte Db porque cuenta con una caldera (EU-2) para producir vapor que inició construcción, modificación o reconstrucción después del 19 de junio de 1984, y que tiene una capacidad de entrada de calor para combustibles quemados en la unidad generatriz de vapor superior a 29 megavatios (MW) (100 millones de unidades térmicas británicas por hora (MMBtu/hr)).

Estándares de Funcionamiento para Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) para Unidades Generadoras de Vapor Pequeñas Industriales-Comerciales-Institucionales: 40 CRF, Parte 60, Subparte Dc.

Esta subparte aplica a **Bacardí** por contar con una unidad de producción de vapor (EU-66) para la que la construcción, modificación o reconstrucción se inició después del 9 de junio 1989 y que tiene una capacidad de entrada de calor máxima de 29 megavatios (MW) (100 millones de unidades térmicas británicas por hora (MMBtu/hr)) o menos, pero mayor que o igual a 2.9 MW (10 MMBtu/hr).

¹ Resolución de la JCA - Procedimiento de Pago de los cargos de operación de Título V y Cargos por renovación de permiso Título V emitida el 20 de marzo de 2006.

Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales Fuentes de Área contenidos en el Título 40, Parte 63, Subparte JJJJJJ

Esta subparte aplica al dueño u operador de una caldera industrial, comercial o institucional, como se define en la sección 63.11237 del 40 CRF que se encuentra en, o es parte de, una fuente de área de contaminantes peligrosos de aire (HAPs). **Bacardí** es una fuente menor de contaminantes atmosféricos peligrosos.

Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Motores de Combustión Interna Recíproca - 40 CRF Parte 63 Subparte ZZZZ

Esta subparte aplica a cualquier motor estacionario de combustión interna recíproca existente, nuevo o reconstruido localizado en fuentes de área o fuentes mayores de contaminantes atmosféricos peligrosos. **Bacardí** es una fuente menor de contaminantes atmosféricos peligrosos. Los motores de la unidad EU-67 se consideran existentes. Los motores de la unidad EU-67 están autorizados como motores de emergencia en sus permisos de construcción.

Estándares de Ejecucion de Nuevas Fuentes para Motores de Combustion Interna de Ignicion por Compresion Estacionarios (40 CRF Parte 60 Subparte IIII)

Esta Subparte aplica a motores estacionarios de combustión interna de ignición por compresión que fueron ordenados después del 11 de julio de 2005 y manufacturados después del 1^o de abril de 2006. Esta Subparte aplica al motor EU67-P13. El motor EU67-P13 deberá cumplir con los estándares de emisión aplicables de la Tabla 4 de la Subparte IIII, para todos los contaminantes.

Los siguientes requisitos no son aplicables a Bacardí Corporation:

- Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Generadores de Vapor que Queman-Combustible-Fósil - 40 CRF Parte 60 Subparte D. Esta subparte no le aplica a las calderas EU-1, EU-2 y EU-66 porque sus capacidades de entrada de calor son menores a 250 MMBtu/hr.
- Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Unidades Generadoras de Vapor de Utilidad Eléctricas - 40 CRF Parte 60 Subparte Da. No aplica porque las calderas (EU-1, EU-2 y EU-66) son menores de 250 MMBtu/hr.

- Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Industriales-Comerciales-Institucionales - 40 CRF Parte 60 Subparte Db. No aplica a EU-1 porque no inició construcción, modificación o reconstrucción después del 19 de junio de 1984 y no aplica a EU-66 porque no tiene una capacidad de entrada de calor para combustibles quemados en la unidad generatriz de vapor superior a 100 MMBtu/hr.

Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Pequeñas Industriales-Comerciales-Institucionales - 40 CRF Parte 60 Subparte Dc. No aplica a EU-1 porque no inició construcción, modificación o reconstrucción después del 9 de junio de 1989 y por capacidad de calor que es mayor de 100 MMBtu/hr. No le aplica a la caldera EU-2 por capacidad de entrada de calor que es mayor de 100 MMBtu/hr.

- Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Fuentes Mayores: Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales - 40 CRF Subparte DDDDD. Esta subparte no le aplica a las calderas EU-1, EU-2 y EU-66 ya que la instalación no es una fuente mayor de contaminantes atmosféricos peligrosos.
- Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Motores Estacionarios de Combustión Interna Estacionarios de Ignición por Compresión - 40 CRF Parte 60 Subparte IIII aplica a motores estacionarios de combustión interna de ignición por compresión. Esta subparte no le aplica a los motores P1 al P12 de la unidad EU-67 ya que los mismos son motores que comenzaron construcción antes de 2005.
- Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Motores Estacionarios de Combustión Interna de Ignición por Chispa - 40 CRF Parte 60 Subparte JJJJ aplica a motores estacionarios de combustión interna de ignición por chispa. Esta subparte no le aplica a los motores de la unidad EU-67 ya que los mismos son motores de ignición por compresión y no por chispa.
- Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Recipientes de Almacenaje de Líquidos Orgánicos Volátiles (incluidos los recipientes de almacenamiento de petróleo líquido) para los cuales la construcción, reconstrucción, modificación o inicio es posterior al 23 de julio 1984 - 40 CRF Parte 60 Subparte Kb. No aplica a tanques utilizados para almacenar bebidas alcohólicas. No es aplicable a tanques con capacidades mayor o igual a 151 metros cúbicos (m^3) que almacenen líquido con una presión de vapor real máxima menor de 3.5 kilo Pascal (kPa) o con una capacidad mayor o igual a 75 m^3 pero menor de 151 m^3 que almacenen líquido con una presión de vapor real máxima menor de 15 kPa.

La frecuencia de informe para la certificación de cumplimiento para esta fuente debe ser anual. A menos que se establezca específicamente, todos los términos y condiciones del permiso Título V, incluyendo las disposiciones designadas para limitar el potencial de emisión de la fuente, son ejecutables por la APA y por los ciudadanos, bajo la Ley Federal de Aire Limpio. Dichos términos y condiciones que son designados como ejecutables solo por el estado, según indicados por el permiso, son ejecutables solo por la JCA.

La JCA ha determinado que este Permiso de Operación Título V satisface los requisitos bajo la Parte VI del RCCA.





ESTADO LIBRE ASOCIADO DE
PUERTO RICO
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL

**PERMISO DE OPERACIÓN TÍTULO V
ÁREA DE CALIDAD DE AIRE
JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL**



Número de Permiso:	PFE-TV-2085-17-1206-2442
Fecha Recibo de Solicitud:	15 de diciembre de 2006
Fecha de Emisión Final o Efectividad:	31 de agosto de 2016
Fecha de Expiración:	31 de agosto de 2021

llg
my
De acuerdo con las disposiciones de la Parte VI del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA) y las disposiciones del Código de Regulaciones Federales (CRF), Tomo 40, Parte 70 se autoriza a:

**BACARDI CORPORATION
CATAÑO, PUERTO RICO**

en lo sucesivo **Bacardí Corporation, Bacardí** o el **tenedor del permiso**, a operar una fuente estacionaria de emisión de contaminantes atmosféricos que consiste de las unidades que se describen en este permiso. Hasta el momento en que este permiso expire, sea modificado o revocado, **Bacardí** podrá emitir contaminantes atmosféricos como consecuencia de aquellos procesos y actividades directamente relacionados y asociados con las fuentes de emisión, de acuerdo con los requisitos, limitaciones y condiciones de este permiso, hasta su fecha de expiración o hasta que el mismo sea modificado o revocado.

Las condiciones en el permiso serán ejecutables por el gobierno federal y estatal. Aquellos requisitos que sean ejecutables sólo por el gobierno estatal estarán identificados como tal en el permiso. Copia del permiso deberá mantenerse en la instalación antes mencionada en todo momento.

Edificio de Agencias Ambientales Cruz A. Matos
Urb. San José Industrial Park, Ave. Ponce de León 1375, San Juan, PR 00926-2604
P.O. Box 11488, San Juan, PR 00910
Tel. 787-767-8181, Fax 787-767-4861
www.jca.pr.gov

TABLA DE CONTENIDO

Sección I - Información General	1
A. Información de la Instalación.....	1
B. Descripción del Proceso	1
Sección II - Descripción de las Unidades de Emisión.....	4
Sección III - Condiciones Generales del Permiso	14
Sección IV - Emisiones Permisibles	30
Sección V - Condiciones Específicas del Permiso	31
Sección VI - Proceso de Transición	69
Sección VII - Escenarios de Operación Alterno	71
Sección VIII - Unidades de Emisión Insignificante.....	73
Sección IX - Protección por Permiso	75
Sección X - Aprobación del Permiso	77
Apéndice	79
Apéndice I - Definiciones y Abreviaciones	80
Apéndice II.....	83
(A) (1) : Metodología para calcular las emisiones provenientes de las calderas.....	84
(A) (2) : Tabla I: Especificaciones de las unidades de emisión EU-64.....	87

Sección I - Información General

A. Información de la Instalación



Nombre de la Compañía:	Bacardí Corporation
Dirección Postal	P.O. Box 363549
Ciudad:	San Juan
Estado:	Puerto Rico
Código Postal:	00936-3549
Nombre de la Instalación:	Bacardí Corporation
Localización de la Instalación:	Carretera PR-165, km 2.6 Intersección 88 Cataño, Puerto Rico
Oficial Responsable:	Jorge Marcano Vice-Presidente
Teléfono:	787-788-1500
Persona de Contacto Técnico:	Magaly Feliciano EHS Manager
Teléfono:	787-788-1500
Fax:	787-788-5075
Código Primario de SIC:	2085

B. Descripción del proceso

Bacardí Corporation está localizada la Carretera PR-165 en el kilómetro 2.6, Intersección 88 en Cataño, Puerto Rico. **Bacardí** se dedica a la producción de espíritus destilados, mejor conocido como ron.

La producción de espíritus destilados inicia con el proceso de fermentación de la materia prima (melaza), de dicho proceso el producto pasa al proceso de destilación donde se separa y se concentra el alcohol a partir de la masa de grano fermentado. Después de la destilación, los alcoholes son bombeados a tanques de

acero inoxidable y se diluyen con agua desmineralizada a la concentración de alcohol deseado antes del llenado en barriles y el envejecimiento. Las variaciones en el proceso de envejecimiento son esenciales para producir el sabor característico de una determinada marca de ron.

La compañía opera una caldera (EU-66) que quema combustible diésel, únicamente y dos calderas (EU-1 y EU-2) que queman combustible No. 6, biogás y combustible diésel. Normalmente el biogás producido en la planta de tratamiento biológico (EU-10) es consumido en las calderas. Antes de quemar el biogás en las calderas, **Bacardí** tiene una unidad de control para reducir la concentración de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y producir azufre elemental. El combustible es almacenado en dos tanques en los predios de la instalación previo a ser llevado al proceso de combustión en las calderas para producir vapor.



La planta cuenta con tanques fermentadores completamente cerrados. Durante el proceso de fermentación de la materia prima (melaza) se genera etanol y bióxido de carbono (CO₂) como producto intermedio de la producción de espíritus destilados. Estos gases son removidos por dos lavadores de gases en serie (CD-1). Los gases tratados pasan a la Unidad de Recuperación de CO₂ (EU-51), donde luego se almacenan y son presurizados para producir hielo seco. También se recupera el etanol y se envía al sistema de destilación. El etanol que no es procesado en esta unidad es removido por medio de un lavador de gases con una eficiencia de 95%.

El Área de Destilación, consta de un sistema de destilación (EU-6) y cuatro columnas de destilación (EU-7, EU-8, EU-9 y EU-65) para recuperar todo el etanol producido en el proceso de fermentación. El residuo de las columnas (materia no destilada) es enviado a la planta de tratamiento biológico para ser procesado.

La Planta de Tratamiento Biológico (EU-10) se compone de cuatro bio-reactores donde se produce metano, agua y sulfuro de hidrógeno. Esta unidad utiliza dos antorchas, de las cuales una opera normalmente como equipo de control y otra puede ser operada simultáneamente cuando aumente el flujo de biogás o puede ser operada por alguna emergencia.

El alcohol producido compuesto mayormente por etanol y agua, es almacenado en barriles de madera para ser añejado y producir ron (EU-11). Luego de pasado el tiempo necesario se vacían los barriles (EU-12) y el producto es transferido por bombas a varios tanques de almacenaje.

Varios de los tanques utilizados para almacenar productos se consideran actividades insignificantes por su potencial de emisión.

Bacardí incluye nuevas unidades de emisión (EU-68) asociadas a la operación del Proyecto *New Blending Facilities* (NBF). El propósito del NBF es aumentar la

capacidad de mezcla de los productos derivados de ron para responder a la demanda mundial de estos productos. El proyecto de NBF, consiste de unas modernas instalaciones de mezclado y manufactura de ron y un área de utilidades centralizada para estas nuevas instalaciones. Se instalarán tanques de acero inoxidable para mezclado y procesamiento, área de recibo de materia prima e ingredientes, área de recibo de camiones tanques, área de oficinas, área de laboratorio y retención de muestras, área de utilidades y sistema de protección contra incendio.

El proceso de transición de fuentes de emisión existentes a las nuevas (EU-68), se estima que será en un periodo de tres años. Durante los primeros dos años **Bacardí** estaría transfiriendo cada uno de sus procesos hasta asegurarse que el mismo se lleva a cabo en las nuevas instalaciones cumpliendo con las especificaciones de diseño y de calidad. También estarían realizando el arranque de los procesos de manufactura en las nuevas instalaciones. Al completarse esta etapa, **Bacardí** estima que en un año se estarían eliminando las unidades existentes mediante un proceso de demolición de equipos y de estructuras.

Bacardí incluye dos Escenarios de Operación Alterno (AOS1 & AOS2) para las calderas EU-1 y EU-2. Los mismos consisten en la utilización de alcoholes como combustibles. Los alcoholes aprobados por la Junta se conocen como alcoholes de esteres, de cabeza y fuseles en la industria de la destilación de espíritus. Se producen temprano en el proceso de destilación y se caracterizan por interferir en los sabores del licor y por producir jaqueca. Por lo que se descartan, teniendo un valor calórico utilizable.

Bacardí cuenta con generadores de electricidad para emergencia y bombas contra incendio (EU-67). Todos los motores están sujetos a los Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Motores Recíprocos de Combustión Interna (RICE MACT) contenidas en el Título 40 del Código de Regulaciones Federales (CRF), Parte 63, Subparte ZZZZ y en adición, aquellos especificados, están sujetos a los Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Motores de Combustión Interna de Ignición por Compresión Estacionarios contenidas en el Título 40 del Código de Regulaciones Federales (CRF), Parte 60, Subparte IIII.

Esta instalación está afectada por la reglamentación federal constituida en el 40 CRF, Parte 60, Subparte Db – Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Industriales-Comerciales-Institucionales y por el 40 CRF, Parte 60, Subparte Dc - Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Pequeñas Industriales-Comerciales-Institucionales. **Bacardí** también está afectado por el 40 CRF, Parte 63, subparte JJJJJ, Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales Fuentes de Área.

Bacardi es una fuente mayor de emisiones ya que sus emisiones permisibles exceden las 100 toneladas por año de los contaminantes criterios bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (COV) y monóxido de carbono (CO). Esta instalación es una fuente menor de emisiones de contaminante atmosférico peligroso, ya que no excede las 10 toneladas por año de ningún contaminante atmosférico peligroso o 25 toneladas por año de una combinación de éstos.

Sección II - Descripción de las Unidades de Emisión

Las unidades de emisión autorizadas por este permiso son las siguientes:

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
Equipos de Combustión		
Calderas		
EU-1	Caldera #1 para generar vapor, tiene una potencia de 3000 hp. Consume: <ul style="list-style-type: none"> • Combustible No. 6 a razón de 833 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso. • Biogás a razón de 205,479 pies cúbicos por hora con un contenido de H₂S de 0.5% por volumen. • Combustible No. 2 (diésel) a razón de 1,011 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso. Horario de operación: 8,760 hr/año	No tiene
EU-2	Caldera #3 para generar vapor, tiene una potencia de 3000 hp. Consume: <ul style="list-style-type: none"> • Combustible No. 6 a razón de 833 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso. • Biogás a razón de 205,479 pies cúbicos por hora con un contenido de H₂S de 0.5% por volumen. • Combustible No.2 (diésel) a razón de 1,011 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso. Horario de operación: 8,760 hr/año	No tiene
EU-66	Caldera #2A, para generar vapor, tiene una potencia de 350 hp. Consume: <ul style="list-style-type: none"> • Combustible No. 2 (diésel) a razón de 107.3 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso. Horario de operación: 8,760 hr/año	No tiene
Motores de Combustión Interna		
EU-67	EU67-P1 Marilyn Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 268 hp. Consume diésel a razón de 14.0 galones por hora con un contenido de azufre de 0.2% por peso.	No tiene

Unidad de Emisión	Descripción		Equipo de Control
EU67-P2 Hortensia	Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 335 hp. Consume diese a razón de 17.5 galones por hora con un contenido de azufre de 0.2% por peso.		No tiene
EU67-P3 <i>Visitor Center</i>	Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 335 hp. Consume diésel a razón de 19.1 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.		No tiene
EU67-P4 Destilería	Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 429 hp. Consume diésel a razón de 7.97 galones por hora con un contenido de azufre de 0.2% por peso.		No tiene
EU67-P5 <i>Information System</i>	Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 124 hp. Consume diésel a razón de 19.1 galones por hora, con un contenido de azufre 0.5%		No tiene
EU67-P6 Elevator	Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 124 hp. Consume diésel a razón de 5.8 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.		No tiene
EU67-P7 Palo Seco	Motor del generador de electricidad para emergencias, tiene una potencia de 335 hp. Consume diésel a razón de 18.9 galones por hora con un contenido de azufre de 0.2% por peso.		No tiene
EU67-P8	Motor de bomba contra incendio #3, tiene una potencia de 170 hp. Consume diésel a razón de 13.5 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.		No tiene
EU67-P9	Bomba contra incendio #2, tiene una potencia de 370 hp. Consume diésel a razón de 11.2 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.		No tiene
EU67-P10	Bomba contra incendio #1, tiene una potencia de 370 hp. Consume diésel a razón de 11.2 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.		No tiene
EU67-P11	Motor de bomba contra incendio Palo Seco #1, tiene una potencia de 170 hp. Consume diésel a razón de 13.5 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.		No tiene

Handwritten signature

EU-67

Unidad de Emisión	Descripción		Equipo de Control
EU-67	EU67-P12	Motor de bomba contra incendio Palo Seco #2, tiene una potencia de 170 hp. Consume diésel a razón de 13.5 galones por hora con un contenido de azufre de 0.5% por peso.	No tiene
	EU67-P13	Motor de bomba contra incendio en el terminal de ron, tiene una potencia de 575 hp. Consume diésel a razón de 29 galones por hora con un contenido máximo de azufre de 0.0015% por peso.	No tiene
Tanques Fermentadores			
EU-3	<p>Veinte tanques fermentadores con capacidad de 55,000 galones cada uno. Utilizados para convertir azúcar en alcohol etílico (etanol) y bióxido de carbono. Un tanque receptor cerrado con capacidad de 55,000 galones.</p> <p><i>Throughput: 142,000,000 gal/año</i></p>		<p>Lavador de gases CD-1 con una eficiencia mínima de remoción de COV 95%. Lavador de Gases CD-5 con una eficiencia mínima de 95%.</p>
Área de Destilación			
EU-6	<p>Sistema de Destilación C, para recuperar el etanol producido a través del proceso de fermentación, con capacidad de 45,000 PG/día con un contenido de etanol igual o menor de 191° prueba.</p>		<p><i>Conservation Vent</i> en serie con el Condensador CD-6a con una eficiencia mínima de remoción de COV de 95.6%. Lavador de gases CD-6d con una eficiencia mínima de remoción de 95%.</p>
EU-7	<p>Columna de Destilación 1, para recuperar el etanol producido a través del proceso de fermentación, con capacidad de 11,000 PG/día con un contenido de etanol igual o menor de 160° Prueba.</p>		<p>Condensador CD-6b con una eficiencia de remoción de COV de 95.6%. Lavador de gases CD-6e con una eficiencia mínima de remoción de 95%.</p>
EU-8	<p>Columna de Destilación 2, para recuperar el etano producido a través del proceso de fermentación, con capacidad de 11,000 PG/día con un contenido de etanol igual o menor de 160° Prueba.</p>		<p>Condensador CD-6b con una eficiencia mínima de remoción COV de 95.6%. Lavador de gases CD-6e con una eficiencia mínima de 95%.</p>

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
EU-9	Columna de Destilación 3, para recuperar el etano producido a través del proceso de fermentación, con capacidad de 40,000 PG/día con un contenido de etanol igual o menor de 160° P.	Condensador CD-6a con una eficiencia mínima de remoción de VOC de 95.6%. Lavador de gases CD-6d, con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-65	Columna de Destilación <i>Woodchip</i> , para recuperar el etanol producido a través del proceso de destilación primario, con capacidad de 8,000 litros por día con un contenido de etanol igual o menor de 140° Prueba.	No tiene
Planta de Tratamiento Biológico		
EU-10	Consta de cuatro reactores biológicos, usados para tratar agua residual del proceso de destilación. Generan biogás para ser consumido en las calderas o quemado en la antorcha.	Antorcha Normal CD-2. Antorcha de Emergencia CD-3. Lavador de H ₂ S CD-4.
Proceso de Llenado/Vaciado de Barriles		
EU-11	Proceso de llenado de barriles de madera para añejar, con una capacidad de recibir y manejar 26.5 millones de galones/año de ron con un contenido de etanol igual o menor de 170° Prueba.	No tiene
EU-12	Proceso de vaciado de barriles de ron añejo, con una capacidad de recibir y manejar 27.5 millones de galones/año de ron, con contenido de etanol igual o menor de 170° Prueba.	No tiene
Tanques de Almacenaje Verticales con Techo Fijo		
EU-16	Tanque 17 con capacidad nominal de 500,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. <i>Throughput: 16,333,200 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-8a en serie con lavador de gases CD-8b con una eficiencia mínima de remoción de 97.2%.
EU-17	Tanque 18 con capacidad nominal de 500,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. <i>Throughput: 10,000,000 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-8a en serie con un lavador de gases CD-8b con una eficiencia mínima de remoción de 97.2%
EU-18	Tanque 19 con capacidad nominal de 500,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. <i>Throughput: 10,000,000 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-8a en serie con un lavador de gases CD-8b con una eficiencia mínima de remoción de 97.2%

Ullt
mm

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
EU-19	Tanque 20 con capacidad nominal de 500,000 galones de etanol igual o menor de 191 ° Prueba. <i>Throughput:</i> 10,000,000 gal/año	<i>Conservation Vent</i> CD-8a en serie con un lavador de gases CD-8b con una eficiencia mínima de remoción de 97.2%
Área de Llenado de Tanques		
EU-20	Sistema de llenado de ron a camiones tanques. Se maneja un máximo de los siguientes millones de galones por año de alcohol: 7.68 millones de galones de 139° 21.26 millones de galones de 154° 4.34 millones de galones de 157° 2.53 millones de galones de 191°	No tiene
Finca de Tanques de Almacenaje Verticales con Techo Fijo		
EU-21	Tanque P-111 con capacidad nominal de 101,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput:</i> 700,000 gal/año	<i>Conservation Vent</i> CD-9A en serie con un lavador de gases CD-9b, con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-22	Tanque P-112 con capacidad nominal de 101,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput:</i> 3,856,000 gal/año	<i>Conservation Vent</i> CD-9A en serie con un lavador de gases CD-9b, con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-23	Tanque P-JACK 36 con capacidad nominal de 69,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput:</i> 4,477,612 gal/año	<i>Conservation Vent.</i> CD-10a en línea con un lavador de gases No. 3 (CD-10b), con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-24	Tanque P-JACK 37 con capacidad nominal de 69,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput:</i> 4,447,612 gal/año	<i>Conservation Vent.</i> CD-10a en línea con un lavador de gases No. 3 (CD-10b), con una eficiencia mínima de remoción de 95%.

alt
my

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
EU-25	Tanque P-JACK 38 con capacidad nominal de 80,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 5,223,881 gal/año</i>	<i>Conservation Vent.</i> CD-10a en línea con un lavador de gases No. 3 (CD-10b), con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-26	Tanque P-JACK 39 con capacidad nominal de 69,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 5,970,149 gal/año</i>	<i>Conservation Vent.</i> CD-10a en línea con un lavador de gases No. 3 (CD-10b), con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-27	Tanque P-JACK 42 con capacidad nominal de 102,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 6,716,418 gal/año</i>	<i>Conservation Vent.</i> CD-10a en línea con un lavador de gases No. 3 (CD-10b), con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-28	Tanque P-JACK 43 con capacidad nominal de 104,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 4,746,287 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-10a en línea con un lavador de gases No. 3 (CD-10b), con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-29	Tanque R-Dist con capacidad nominal de 31,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 15,000,000 gal/año</i>	<i>Vent Condenser</i> CD-11 con una eficiencia mínima de remoción de 80%.
EU-30	Tanque F-1A con capacidad nominal de 52,000 galones de etanol igual o menor de 150° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 1,800,000 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.

Ullt
mmg

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
EU-31	Tanque F-2A con capacidad nominal de 52,000 galones de etanol igual o menor de 150° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 1,800,000 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-32	Tanque F-3A con capacidad nominal de 52,000 galones de etanol igual o menor de 150° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 1,800,000 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-33	Tanque F-3R con capacidad nominal de 52,000 galones de etanol igual o menor de 150° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 1,800,000 gal/año</i>	<i>Conservation Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-34	Tanque F-4A con capacidad nominal de 52,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 4,000,000 gal/año</i>	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-35	Tanque vertical F-4R con capacidad nominal de 78,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 7,000,000 gal/año</i>	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-36	Tanque F-5A con capacidad nominal de 80,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 4,000,000 gal/año</i>	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-37	Tanque F-5R con capacidad nominal de 78,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput: 7,000,000 gal/año</i>	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-38	Tanque F-6 con capacidad nominal de 80,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería.	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con

left
my

Unidad de Emisión	Descripción	Equipo de Control
	<i>Throughput:</i> 7,000,000 gal/año	una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-39	Tanque F-6R con capacidad nominal de 80,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput:</i> 6,800,000 gal/año	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-40	Tanque F-7 con capacidad nominal de 80,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput:</i> 7,000,000 gal/año	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-42	Tanque con capacidad nominal de 700,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Recibe alcohol de los barriles de añejamiento. <i>Throughput:</i> 17,500,000 gal/año	<i>Coservation Vent</i> CD-8a. Lavador de Gases CD-8b con una eficiencia mínima de remoción de 97.2%.
EU-43	Tanque F-1R Cisterna 1 con capacidad nominal de 32,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Tanque localizado en el área de destilación. <i>Throughput:</i> 1,800,000 gal/año	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-44	Tanque F-2L Cisterna 2 con capacidad nominal de 32,000 galones de etanol igual o menor de 191° Prueba. Localizado en el área de destilería. <i>Throughput:</i> 1,800,000 gal/año	<i>Convention Vent</i> CD-7b. Lavador de gases CD-7e con una eficiencia mínima de remoción de 98.6%.
EU-46	Tanque CB-1 con capacidad nominal de 100,000 galones de etanol igual o menor de 152° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput:</i> 2,600,000 gal/año	<i>Coservation Vent</i> CD-10a. Lavador de Gases CD-10b con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-47	Tanque CB-2 con capacidad nominal de 100,000 galones de etanol igual o menor de 190° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput:</i> 1,250,000 gal/año	<i>Coservation Vent</i> CD-10a. Lavador de Gases CD-10b con una eficiencia mínima de remoción de 95%.

Handwritten signature

Unidad de Emisión	Descripción		Equipo de Control
EU-57	Tanque P-JACK 44 con capacidad nominal de 25,000 galones de etanol igual o menor de 125° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 2,790,000 gal/año</i>		<i>Coservation Vent</i> CD-10a. Lavador de Gases CD-10b con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-58	Tanque P-JACK 45 con capacidad nominal de 25,000 galones de etanol igual o menor de 125° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 2,790,000 gal/año</i>		<i>Coservation Vent</i> CD-10a. Lavador de Gases CD-10b con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-61	Tanque P-113 con capacidad nominal de 100,000 galones de de etanol igual o menor de 80° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 3,840,000 gal/año</i>		<i>Coservation Vent</i> CD-10a. Lavador de Gases CD-10b con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-62	Tanque P-114 con capacidad nominal de 100,000 galones de etanol igual o menor de 80° Prueba. Localizado en el área de proceso. <i>Throughput: 3,840,000 gal/año</i>		<i>Coservation Vent</i> CD-9a en serie con el Lavador de Gases No. 2 (CD-9b) con una eficiencia mínima de remoción de 95%.
EU-63	Cuatro tanques con capacidad nominal de 800,000 galones y un tanque con capacidad nominal de 275,000 galones de etanol 188° Prueba. Localizados en el terminal de alcohol en el puerto de Puerto Nuevo. <i>Throughput: 4,000,000 gal/año</i>		Lavador de gases con una eficiencia mínima de remoción de 90.0%.
EU-64	Cuatro tanques con capacidad nominal de 110,000 galones cada uno (Tanque 115, Tanque 116, Tanque 50 y Tanque 51). Almacenan etanol con un máximo de 140° Prueba. Localizados en el área de proceso. <i>Throughput: 2,000,000 gal/año</i>		Lavador de gases con una eficiencia mínima de remoción de 90.0%.
EU-51	Planta de recuperación de bióxido de carbono (CO₂)		No tiene.
<i>New Blending Facilities</i>			
EU-68	EU-FILT100	<i>100K Product Filtration (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 242,551,420.02 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-FILT250	<i>250K Product Filtration (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 244,699,304.82 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.

Unidad de Emisión	Descripción		Equipo de Control
	EU-FILT500	500K Product Filtration (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 245,069,755.31 lb/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-ARUMTK	A Rum Tanks. Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 44,432,784.00 lb/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-BLEOPS	Blending Operations (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 609,465,547.50 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-FLTREG	Filter Regeneration (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 7,355,090.37 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-EXTSOL	Extrac Solution (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 6,423,590.25 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-LCLFLT	LCD Filtration (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 230,815,444.08 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
EU-68	EU-PIRUM	P1 rum aged (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 83,655,872.98 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-RUMPES	Rum Residues (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 491,138,392.88 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-PREMIX	Pre-Mixes (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 622,671.55 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-PRMKUP	Procesado Make Up. Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 486,782,539.20 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-RCLWAT	Reclaim Water Tank (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 51,707,150.39 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-REMNTK	Remnant Tank (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 459,829,603.90 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-DRUMAG	D Rum Aged (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 120,830,277.10 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-RUMAFLT	Rum A Filtration (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 120,830,277.12 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-RRUMAG	R Rum Aged (1.0). Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 88,793,372.40 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.

CEP
mb

Unidad de Emisión	Descripción		Equipo de Control
EU-68	EU-RUMRFLT	<i>Rum R Filtration (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 115,154,299.66 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-SRUMTK	<i>S-Rum Tanks (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 120,830,277.12 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-TOTEFL	<i>Tote Filling Operation</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 3,240,323.80 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-LCDLDG	<i>LCD Loading (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 439,657,083.36 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-P2RUMTK	<i>P2 Rum Tank (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 385,068,439.08 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-LOAD100	<i>100k Truck Loading (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 404,464,841.12 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-LOAD250	<i>250k Truck Loading (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 388,441,048.88 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-LOAD500	<i>500K Truck Loading</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 406,396,036.71 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.
	EU-THERMAL	<i>Thermal Breathing All Tanks (1.0)</i> . Utiliza alcohol (Etanol) con un máximo de 95% a razón de 270,263,238.95 libras/año.	Lavador de gases con una eficiencia mínima de 95%.

Sección III - Condiciones Generales del Permiso

1. **Sanciones y Penalidades:** el tenedor del permiso está obligada a cumplir con todos los términos, condiciones, requisitos, limitaciones y restricciones establecidas en este permiso. Cualquier violación a los términos de este permiso estará sujeta a medidas administrativas, civiles o criminales, según establecidas en el Artículo 16 de la Ley sobre Política Pública Ambiental (Ley Número 416 del 22 de septiembre de 2004, según enmendada).
2. **Derecho de Entrada:** Según especifican las Reglas 103 y 603(c)(2) del RCCA, el tenedor del permiso deberá permitir la entrada de los representantes de la JCA a sus instalaciones, luego de éstos haberse identificado mediante la presentación de credenciales, para que realicen las siguientes actividades:

- a. Entrar o pasar a cualquier predio en donde éste localizada una fuente de emisión, o donde se conduzcan actividades relacionadas con emisiones atmosféricas, o donde se conserven expedientes según las condiciones del permiso, de acuerdo con el RCCA, o bajo la Ley Federal de Aire Limpio;
- b. Tener acceso y copia, en horas razonables, a cualquier expediente que deba conservarse según las condiciones del permiso, de acuerdo con el RCCA, o bajo la Ley Federal de Aire Limpio;
- c. Inspeccionar y examinar cualquier instalación, equipo (incluyendo equipo de muestreo y equipo de control de contaminación atmosférica), prácticas u operaciones (incluyendo métodos utilizados para el control de certeza de calidad) reguladas o requeridas bajo el permiso, así como realizar muestreos de emisiones y combustible;
- d. Según lo autoriza la Ley y el Reglamento, muestrear en horarios razonables las sustancias o los parámetros para fines de asegurar el cumplimiento con el permiso y demás requisitos aplicables.

- 
3. **Declaración Jurada:** Todos los informes requeridos de conformidad con la Regla 103(D) del RCCA (esto es, informes de monitorización semianuales y certificación anual de cumplimiento) deberán ser sometidos con una declaración jurada o affidavit por el Oficial responsable o un representante debidamente autorizado. En dicha declaración jurada se deberá dar fe de que la información registrada y los informes son ciertos y de que son correctos y están completos.
 4. **Disponibilidad de Datos:** Según se especifica en la Regla 104 del RCCA, todos los datos de emisión obtenidos por o sometidos a la JCA, incluyendo los datos informados de acuerdo con la Regla 103 del RCCA, así como aquellos obtenidos de cualquier otra manera, deberán estar disponibles para la inspección pública y deberán también hacerse accesibles al público en cualquier otra manera que la JCA considere apropiado.
 5. **Plan de Emergencia:** Según se especifica en la Regla 107 del RCCA, el tenedor del permiso tendrá disponible un Plan de Emergencia, el cual será consistente con las prácticas adecuadas de seguridad y proveerá para la reducción o retención de las emisiones de la instalación durante períodos clasificados por la JCA como alertas, avisos o emergencia. Estos planes deberán identificar las fuentes de emisión, incluir la reducción a obtenerse para cada fuente y la forma en que se obtendrá dicha reducción. Estos planes estarán disponibles en todo momento para la inspección de cualquier representante autorizado de la JCA.

6. **Equipo de Control:** El tenedor del permiso, cumplirá con la Regla 108 del RCCA de la siguiente manera:

- a. Todo equipo o medida para el control de contaminación de aire deberá proveer el control necesario para asegurar cumplimiento continuo con las reglas y reglamentaciones aplicables. Dicho equipo o medidas deberán instalarse, conservarse y operarse de acuerdo con las condiciones especificadas por el fabricante. [Regla 108(A) del RCCA].
- b. El material que se recoja del equipo para el control de la contaminación de aire deberá ser desechado de acuerdo con las reglas y reglamentos aplicables. La remoción, manejo, transportación, almacenaje, tratamiento o disposición se hará de modo que no cause degradación ambiental y en conformidad con las reglas y reglamentos aplicables. [Regla 108(B) del RCCA].
- c. La JCA podrá requerir, cuando lo considere apropiado, para salvaguardar la salud y bienestar de personas, la instalación y mantenimiento de un equipo de control de contaminación de aire adicional, completo y separado de una capacidad que pudiera ser hasta igual a la capacidad del equipo de control primario. Más aún, podrá ser requerido que dicho equipo de control de contaminación de aire adicional sea operado continuamente y en serie con el equipo de control de contaminación de aire regularmente requerido. [Regla 108(C) del RCCA].
- d. Todo equipo de control de contaminación de aire deberá ser operado en todo momento en que la fuente de emisión bajo control esté en operación. [Regla 108 (D) del RCCA].
- e. En caso de que descontinúe la operación del equipo para el control de la contaminación de aire para darle mantenimiento programado, la intención de descontinuar la operación de dicho equipo se informará a la Junta, con por lo menos tres días de antelación. Dicha notificación previa deberá incluir, pero no se limitará a lo siguiente: [Regla 108 (E) del RCCA].
 - i. Identificación de la fuente específica que será sacada de servicio, así como su localización y número de permiso.
 - ii. El tiempo que se espera que el equipo para el control de contaminación de aire esté fuera de uso.



- iii. La naturaleza y cantidad de contaminantes de aire que probablemente se emitirán durante el periodo que cese el uso del equipo de control.
 - iv. Aquellas medidas especiales que se tomarán para acortar el periodo de desuso del equipo de control, tales como el uso de personal irregular y el uso de equipo adicional.
 - v. Las razones por las que sería imposible o no recomendable cesar las operaciones de la instalación de emisión durante el periodo de reparaciones.
- f. El tenedor del permiso deberá, hasta donde sea posible, mantener y operar todo el tiempo, incluyendo los periodos de inicio de operaciones, cese de operaciones y mal funcionamientos, cualesquiera fuente afectada, incluyendo equipos asociados al control de contaminación atmosférica, de forma consistente con las especificaciones de diseño del manufacturero original y en cumplimiento con las reglas y reglamentos aplicables y condiciones de permisos [Regla 108(F) del RCCA].

7. **Certificación de Cumplimiento:** De acuerdo con la Regla 602(c)(2)(ix)(C) del RCCA, el tenedor del permiso deberá someter cada año una certificación de cumplimiento. Esta certificación deberá ser sometida tanto a la Junta como a la Agencia Federal de Protección Ambiental (EPA, en inglés)¹, no más tarde del 1^{ro} de abril de cada año, cubriendo el año natural anterior. La certificación de cumplimiento deberá incluir, pero sin limitarse a, la información requerida por la Regla 603(c) del RCCA como sigue:

- a. La identificación de cada término o condición del permiso que sea base para la certificación; y
- b. El estado de cumplimiento. Cada desviación deberá ser identificada y tomada en consideración en la certificación de cumplimiento; y
- c. Si el cumplimiento fue continuo o intermitente; y
- d. Los métodos u otros medios utilizados para determinar el estado de cumplimiento de la fuente en cada término y condición, al corriente y a

¹ La certificación a la JCA deberá ser enviada por correo a: Gerente, Área de Calidad de Aire, P.O. Box 11488, San Juan, PR, 00910. La certificación de la EPA deberá ser enviada por correo a: U.S. Environmental Protection Agency, 48 Carr. 165 Suite 7000, Guaynabo, P.R. 00968-8073.

través del periodo de informe, consistente con las secciones (a)(3) – (5) de la Regla 603 del RCCA; y

- e. Identificar las posibles excepciones al cumplimiento, cualquier periodo durante el cual el cumplimiento es requerido y en el cual una exclusión o excedencia según definida en el 40 CRF Parte 64 (CAM) haya ocurrido; y
 - f. Tales otros hechos que pueda requerir la Junta para determinar el estado de cumplimiento de la fuente.
8. **Cumplimiento Reglamentario:** Según se especifica en la Regla 115 del RCCA, en caso de infracciones al RCCA o a cualquier otra regla o reglamento aplicable, la JCA podrá suspender, modificar o revocar cualquier permiso relevante, aprobación, dispensa y cualquier otra autorización otorgada por la JCA.
9. **Aprobación de Ubicación:** Según se especifica en la Regla 201 del RCCA, nada en este permiso deberá interpretarse como que autoriza la localización o construcción de una fuente mayor estacionaria, ni la modificación mayor de una fuente estacionaria mayor, sin previa autorización de la JCA y sin que se haya demostrado el cumplimiento con las Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental (NNCAA). Este permiso no autoriza la construcción de una nueva fuente menor sin obtener previamente un permiso de construcción según se dispone en la Regla 203 del RCCA.
10. **Quema a Campo Abierto:** Según se especifica en la Regla 402 del RCCA, el tenedor del permiso no causará ni permitirá la quema a campo abierto de desecho en los predios de la instalación excepto por lo dispuesto en el inciso (E) de dicha regla que lo autoriza a realizar adiestramientos o investigaciones de técnicas de control de incendios, según previa aprobación de la Junta.
11. **Olores Objetables:** Según se especifica en la Regla 420 del RCCA, el tenedor del permiso no causará ni permitirá la emisión a la atmósfera de materia que produzca un olor *objetable* o *desagradable* que pueda percibirse en predios que no sean aquellos que han sido designados para propósitos industriales. [Esta condición es sólo ejecutable estatalmente.]
12. **Solicitudes de Renovación de Permiso:** Según se especifica en la Regla 602(a)(1)(iv) del RCCA, el tenedor del permiso deberá someter su solicitud de renovación de este permiso a la JCA al menos 12 meses antes de la fecha de expiración del mismo. El oficial responsable certificará cada uno de los formularios requeridos según el párrafo (c)(3) de la Regla 602 del RCCA.

13. Vigencia del Permiso: Según se especifica en la Regla 603 del RCCA, los siguientes términos registrarán durante la vigencia de este permiso:

- a. Vencimiento: Esta autorización tendrá un término fijo de cinco (5) años. La fecha de vencimiento se extenderá automáticamente hasta que la Junta apruebe o deniegue una solicitud de renovación (Regla 605(c)(4)(ii) del RCCA) pero sólo en los casos en los que el tenedor del permiso someta una solicitud completa de renovación, por lo menos, doce (12) meses antes de la fecha de vencimiento. [Regla 603(a)(2), Regla 605(c)(2) y Regla 605(c)(4) del RCCA]
- b. Protección por permiso: Según se especifica en la Regla 605 (c)(4)(i) del RCCA, la protección por permiso puede extenderse hasta el momento en que se renueve si se somete una solicitud de renovación completa y a tiempo.
- c. En el caso en que este permiso esté sujeto a impugnación por parte de terceros, el permiso seguirá vigente hasta el momento en que sea revocado por un tribunal de derecho con jurisdicción sobre la materia.

14. Requisito de Mantener Expedientes: Según se especifica en la Regla 603(a)(4) del RCCA, el tenedor del permiso deberá retener los expedientes de todos los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un período de 5 años a partir de la fecha del muestreo, la medición, el informe o la aplicación de muestreo. El tenedor del permiso deberá mantener disponible en la instalación, las copias de todos los registros de la información de monitoreo requerida que incluya lo siguiente:

- a. La fecha, lugar, según definidos en el permiso y la hora del muestreo o la medición;
- b. La(s) fecha(s) en que se realizaron los análisis;
- c. La compañía o entidad que llevó a cabo los análisis;
- d. Las técnicas o métodos analíticos utilizadas;
- e. Los resultados de dichos análisis; y
- f. Las condiciones de operación existentes al momento de llevar a cabo el muestreo o la medición.

15. Requisito de Informes Semianuales de Monitoreo/Muestreo: De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(i) del RCCA, el tenedor del permiso deberá presentar a la Junta los informes sobre todos los muestreos, cada seis meses o con más frecuencia si lo requiriese la JCA o cualquier otro requisito aplicable. Estos informes cubren dos elementos mayores. El primer elemento es el resumen de todos los monitoreos/muestreos periódicos requeridos en este permiso. El segundo elemento requiere que todas las desviaciones de las condiciones de permiso sean claramente identificadas, resumidas e informadas a la Junta. Todas las instancias de desviación de los requisitos del permiso deben ser identificadas claramente en dichos informes. Todos los informes requeridos deben estar certificados por un oficial responsable según lo establece la Regla 602(c)(3) del RCCA. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de abril del próximo año. Una vez desarrolladas las guías por la Junta, deberá utilizar las mismas para completar estos informes.

**16. Informe de Desviaciones Debido a Emergencias:** De acuerdo con la Regla 603(a)(5)(ii)(a) del RCCA, cualquier desviación que resulte por condiciones de trastorno (tales como, fallo o ruptura súbita) o por emergencia según definida en la Regla 603(e) del RCCA tienen que ser informados dentro de los próximos 2 días laborables desde el momento en que se excedieron los límites de emisión debido a la emergencia, si el tenedor del permiso desea utilizar la defensa afirmativa autorizada bajo la Regla 603(e) del RCCA. Si el tenedor del permiso levanta la defensa de emergencia en una acción de cumplimiento, éste tendrá el peso de la prueba de demostrar que la desviación ocurrió debido a una emergencia y que la Junta fue notificada adecuadamente. Si tal desviación por emergencia se extendiese por más de 24 horas, las unidades afectadas podrán ser operadas hasta la conclusión del ciclo o en 48 horas, lo que ocurra primero. La Junta sólo podrá extender la operación de una fuente de emisión en exceso de 48 horas, si la fuente demuestra a satisfacción de la Junta que los Estándares Nacionales para la Calidad del Aire no se excederán y no habrá riesgo a la salud pública.

17. Informe de Desviaciones (Contaminantes Atmosféricos Peligrosos): La fuente actuará según lo especificado en su Plan de Reacción a Emergencias (establecido en la Regla 107(C) del RCCA), cuando dicho plan haya demostrado que no hay impacto significativo en predios que no sean aquellos que han sido designados para propósitos industriales o cesará de operar inmediatamente si hay un impacto significativo en predios que no sean aquellos que han sido designados para propósitos industriales (Condición ejecutable sólo estatalmente). De acuerdo con la Regla 603 (a)(5)(ii)(b) del RCCA, se notificará a la Junta dentro de las próximas 24 horas si ocurre una desviación que resulte en la descarga de emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos por más de una hora en exceso del límite aplicable. Para la descarga de cualquier contaminante atmosférico regulado que continúe por más de 2 horas en exceso del límite aplicable, se notificará a la Junta

dentro de 24 horas de ocurrida la desviación. El tenedor del permiso deberá someter a la JCA además, dentro de 7 días de la desviación, un informe escrito detallado que incluirá las causas probables, tiempo y duración de la desviación, acción remediativa tomada y los pasos que están siguiendo para evitar que vuelva a ocurrir.

18. **Cláusula de Separabilidad:** Según se especifica en la Regla 603(a)(6) del RCCA, las cláusulas del permiso son separables. En caso de una impugnación válida de cualquier parte del permiso en un foro administrativo o judicial, o en el caso de que se declare inválida cualquiera de las cláusulas del permiso, dicha determinación no afectará las demás cláusulas aquí contenidas incluyendo las referentes a los límites de emisión, los términos y las condiciones ya sean específicas o generales así como los requisitos de muestreo, mantenimiento de expedientes e informes.
19. **Incumplimiento del Permiso:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(i) del RCCA, el tenedor de permiso deberá cumplir con todas las condiciones del permiso. El incumplimiento del permiso constituye una violación al RCCA y será causa para tomar la debida acción de cumplimiento, imponer sanciones, revocar, cancelar, modificar y volver a emitir el permiso o denegar la solicitud de renovación del mismo.
20. **Defensa no Permitida:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso no podrá alegar como defensa, en una acción de cumplimiento, el que hubiese sido necesario detener o reducir la actividad permitida para poder mantener el cumplimiento con las condiciones del permiso.
21. **Modificación y Revocación de Permiso:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(iii) del RCCA, el permiso podrá modificarse, revocarse, reabrirse, reexpedirse o terminarse por causa. La presentación de una petición por parte del tenedor del permiso, para la modificación, revocación y reexpedición o terminación del permiso, o de una notificación de cambios planificados o de un incumplimiento anticipado, no suspende ninguna de las condiciones del permiso.
22. **Derecho de Propiedad:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(iv) del RCCA, este permiso ni crea ni traspasa derecho de propiedad de clase alguna o derecho exclusivo alguno.
23. **Obligación de Suministrar Información:** Según se especifica en la Regla 603(a)(7)(v) del RCCA, el tenedor del permiso estará obligada a suministrar a la JCA dentro de un tiempo razonable, cualquier información que la JCA le solicite para determinar si existe causa para modificar, revocar y reexpedir, o terminar el permiso o para determinar si se está cumpliendo con el permiso. De solicitárselo, el tenedor del permiso también deberá suministrar a la JCA copia de todos los documentos requeridos por este permiso.

24. **Prohibición de emisión por inacción:** Según se especifica en la Regla 605(d) del RCCA, nunca se considerará que un permiso ha sido expedido por inacción como resultado de que la JCA no haya tomado acción final sobre una solicitud de permiso dentro de 18 meses. El hecho de que la JCA no expida un permiso final dentro de 18 meses debe considerarse como una acción final sólo para el propósito de obtener una revisión judicial en el tribunal estatal.
25. **Enmiendas Administrativas y Modificación de Permiso:** Según se especifica en la Regla 606 del RCCA, no se permitirán enmiendas ni cambios al permiso a menos que el tenedor del permiso cumpla con los requisitos de enmiendas administrativas y modificaciones de permisos establecidos en el RCCA.
26. **Reapertura de Permiso:** Según se especifica en la Regla 608(a)(1) del RCCA, el permiso deberá reabrirse y revisarse bajo cualquiera de las siguientes circunstancias:
- a. Cuando requisitos adicionales bajo cualquier ley o reglamento le sean aplicable al tenedor del permiso, siempre y cuando, al permiso le queden todavía 3 años o más de vigencia. Esta reapertura se completará 18 meses después de que se promulgue el requisito aplicable. No se requiere esta reapertura si la fecha de efectividad del requisito es posterior a la fecha de expiración del permiso, a menos que el permiso original o cualquiera de sus términos y condiciones hayan sido prorrogados según la Regla 605(c)(4)(i) o 605(c)(4) (ii) del RCCA.
 - b. Cuando la JCA o la APA determinen que el permiso contiene un error material o que se hicieron declaraciones inexactas al establecer los estándares de emisión u otros términos o condiciones del permiso.
 - c. Cuando la JCA o la APA determinen que el permiso debe revisarse o revocarse para asegurar el cumplimiento con los requisitos aplicables.
27. **Cambio de Nombre o en Oficial Responsable:** Este permiso es expedido a nombre de **Bacardí Corporation**. En el caso de que la compañía o instalación cambie de nombre, el oficial responsable deberá someter una enmienda administrativa a este permiso para reflejar el cambio en nombre. En el caso de que cambie el oficial responsable, el nuevo oficial responsable deberá someter no más tarde de 30 días después del cambio, una enmienda administrativa incluyendo una declaración jurada en la que acepte y se comprometa a cumplir con todas las condiciones establecidas en este permiso.
28. **Cambio de Dueño:** Este permiso es expedido a nombre de **Bacardí Corporation**. En el caso de que la compañía o instalación sea transferida a otro dueño o cambie su control operacional y la Junta determine que ningún otro cambio es necesario, el nuevo oficial responsable deberá someter una enmienda administrativa. La



enmienda administrativa deberá incluir una declaración jurada en la cual el nuevo oficial responsable acepte y se comprometa a cumplir con todas las condiciones establecidas en este permiso, y un acuerdo por escrito que contenga la fecha específica del traspaso de la responsabilidad, la cubierta y la responsabilidad del permiso entre el usuario actual y el nuevo usuario del permiso. Esta no es aplicable si la Junta determina que son necesarios cambios al permiso.

29. Trabajos de Renovación /Demolición: El tenedor del permiso deberá cumplir con las disposiciones publicadas en el 40 CRF §61.145 y §61.150 y la Regla 422 del RCCA y el Reglamento para el Trámite de Permisos Generales (Permiso General para el Manejo de materiales con contenido de asbesto) al realizar cualquier trabajo de renovación o demolición de materiales con contenido de asbesto en sus instalaciones.

30. Cláusula de Cumplimiento: El cumplimiento con el permiso de ningún modo exime a el tenedor del permiso de cumplir con las demás leyes, estatales y federales, reglamentos, permisos, órdenes administrativas o decretos judiciales aplicables.

31. Requisitos para Refrigerantes (Protección Climatológica y Ozono Estratosférico):

- a. De tener equipo o enseres de refrigeración en sus instalaciones, incluyendo acondicionadores de aire que utilicen sustancias refrigerantes clasificadas como Clase I o II en el 40 CRF Parte 82, Subparte A, Apéndices A y B, el tenedor del permiso deberá brindarles mantenimiento, servicio o reparación de acuerdo con las prácticas, requisitos de certificación de personal, requisitos de disposición, y requisitos de certificación de equipo de reciclaje y recobro de acuerdo con el 40 CRF Parte 82, Subparte F.
- b. Dueños u operadores de dispositivos o equipos que contengan normalmente 50 libras o más de refrigerante deberán mantener registros de las compras de refrigerante y el refrigerante añadido a esos equipos de acuerdo con la §82.166.
- c. Reparación de Vehículos de Motor: el tenedor del permiso deberá cumplir con todos los requisitos aplicables en el 40 CRF 82 Subparte B, Reparación de Acondicionadores de Aire de Vehículos de Motor, si realiza reparaciones de acondicionadores de aire de vehículos de motor que envuelvan sustancias refrigerantes (o sustancias sustitutas reguladas) que afecten la capa de ozono. El término vehículo de motor, según utilizado en la Subparte B, no incluye los sistemas de refrigeración de aire comprimido utilizados como carga refrigerada o sistemas con refrigerante HCFC-22 utilizados por autobuses de pasajeros.

32. Etiquetado de Productos que utilizan sustancias que agotan el ozono: El tenedor del permiso deberá cumplir con los estándares de etiquetado de los productos que utilicen sustancias que agotan el ozono de acuerdo con el 40 CRF parte 82, Subparte E.

- a. Todos los recipientes en los cuales una sustancia clase I o clase II sea almacenada o transportada, todos los productos que contengan una sustancia clase I y todos los productos manufacturados directamente con una sustancia clase I deberán llevar la declaración de advertencia requerida si será introducido en un comercio interestatal de acuerdo con la §82.106.
- b. La colocación de la declaración de advertencia requerida deberá cumplir con los requisitos de acuerdo con la §82.108.
- c. La forma de la etiqueta que lleva la declaración de advertencia deberá cumplir con los requisitos de acuerdo con la §82.110.
- d. Ninguna persona deberá modificar, remover o interferir con la declaración de advertencia requerida excepto como se describe en la §82.112.

33. Plan de Manejo de Riesgo (RMP, en inglés): Si durante la vigencia de este permiso, el tenedor del permiso estuviera sujeto al 40 CRF parte 68 deberá someter un Plan de Manejo de Riesgo de acuerdo con el itinerario de cumplimiento en el 40 CRF parte 68.10. Si durante la vigencia de este permiso, el tenedor del permiso está sujeto al 40 CRF parte 68, como parte de la certificación anual de cumplimiento requerida en el 40 CRF parte 70, deberá incluir una certificación de cumplimiento con los requisitos de la parte 68, incluyendo el registro y el Plan de Manejo de Riesgo.

34. Obligación General: El tenedor del permiso tendrá la obligación general de identificar los riesgos que puedan resultar de los escapes accidentales de una sustancia controlada, bajo la Sección 112(r) de la Ley Federal de Aire Limpio o cualquier otra sustancia extremadamente peligrosa en un proceso, utilizando técnicas de análisis generalmente aceptadas, diseñando, manteniendo y operando una instalación segura y minimizando las consecuencias de escapes accidentales si ocurren, tal como lo es requerido por la Sección 112(r)(1) de la Ley Federal de Aire Limpio y la Regla 107(D) del RCCA.

35. Impermeabilización de Superficies en Techos: Este es un requisito ejecutable solo estatalmente. De acuerdo con la Regla 424 del RCCA, el tenedor del permiso no causará o permitirá la aplicación de brea caliente y cualquier otro material de impermeabilización que contenga compuestos orgánicos sin previa autorización de

la Junta. El uso de aceites usados o desperdicios peligrosos para impermeabilización está prohibido.

36. **Emisiones Fugitivas de Particulado:** Según lo establecido en la Regla 404 del RCCA, el tenedor del permiso no causará o permitirá:

- a. El manejo, transporte o almacenaje de cualquier material en un edificio y sus dependencias o que una carretera se use, construya, altere, repare o demuela sin antes tomar las debidas precauciones para evitar que la materia particulada gane acceso al aire.
- b. Emisiones visibles de polvo fugitivo más allá de la colindancia de la propiedad en donde se originaron las mismas.

37. **Cálculo de Emisiones:** El tenedor del permiso deberá someter el **1^{ro} de abril de cada año**, el cálculo de las emisiones actuales o permisibles del año natural anterior. El cálculo de las emisiones deberá someterse en los formularios preparados por la Junta para este propósito y el oficial responsable tiene que certificar que toda la información es cierta, correcta y representativa de la actividad incluida en el permiso.

38. **Cargo anual:** El tenedor del permiso someterá un pago anual basado en las emisiones actuales de contaminantes regulados a razón de \$37.00 por tonelada a menos que la Junta determine otro cargo según lo dispuesto en la Regla 610(b)(2)(iv) del RCCA. El pago será hecho el **30 de junio de cada año** o antes.

39. **Enmiendas o Regulaciones Nuevas:** En caso de que se establezca alguna regulación o se enmiende alguna existente (estatal o federal) y se determine que le aplique a su instalación, deberá cumplir con los requisitos de la regulación nueva o modificada para la fecha de cumplimiento o la fecha de prórroga concedida.

40. **Informes:** Todo requisito de envío de información a la Junta debe ser dirigido a: Gerente, Área de Calidad de Aire, Apartado 11488, San Juan, P.R. 00910.

41. **Reservación de Derechos o Derechos Reservados:** Excepto como expresamente provisto en este permiso Título V:

- a. Nada de lo aquí contenido impedirá a la Junta o a la APA a tomar medidas de acción administrativa o acción legal para hacer valer los términos del permiso Título V, incluyendo, pero sin limitarse al derecho de solicitar un interdicto e imponer penalidades estatutarias y multas.

- 
- b. Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita los derechos de la Junta o la APA a emprender cualquier actividad de acción criminal en contra del tenedor del permiso o cualquier persona.
 - c. Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita la autoridad de la Junta o la APA a emprender cualquier acción en respuesta a condiciones que presenten un peligro substancial e inminente a la salud o bienestar público o del ambiente.
 - d. Nada de lo aquí contenido se interpretará como que limita los derechos de el tenedor del permiso a una vista administrativa y revisión judicial de una acción de terminación/ revocación/denegación de acuerdo con los Reglamentos y la Ley de Política Pública Ambiental.
 - e. La Junta de Calidad Ambiental y la APA se reserva el derecho de requerir pruebas de rendimiento o pruebas adicionales para cualquiera o todos los contaminantes que emita la fuente.

42. **Modificaciones de la fuente sin necesidad de revisar el permiso:** El tenedor del permiso podrá realizar cambios en la fuente de acuerdo con los incisos (a), (b) y (c) de la Regla 607 del RCCA, según se indica a continuación:

(a) Cambios en la fuente –

- (1) Las fuentes que operan bajo permiso pueden realizar cambios bajo la Sección 502(b)(10) de la Ley sin necesidad de requerir una revisión de permiso, si los cambios no son modificaciones bajo cualquiera de las disposiciones del Título I de la Ley y los cambios no exceden las emisiones permisibles bajo el permiso (ya sea que se expresen en el mismo como tasa de emisiones o en términos de total de emisiones).
 - (i) Para cada uno de dichos cambios, la facilidad debe someterle de antemano al Administrador y a la Junta una notificación escrita de los cambios propuestos, que tiene que ser de siete (7) días. La notificación escrita incluirá una breve descripción del cambio dentro de la facilidad que opera bajo permiso, la fecha en que ocurrirá el cambio, cualquier cambio en las emisiones, y cualquier término o condición del permiso que ya no será aplicable como resultado del cambio. La fuente, la Junta y la APA adjuntarán dicha notificación a su copia del permiso pertinente.
 - (ii) La cubierta protectora del permiso descrita en el párrafo (d) de la Regla 603 no aplicará a cualquier cambio efectuado según la sección (a)(1) de la Regla 607.

- (2) Las fuentes que operan bajo permiso pueden intercambiar aumentos y reducciones en las emisiones en la facilidad que opera bajo permiso, para el mismo contaminante, en caso de que el permiso disponga para dichos intercambios de emisiones sin requerir una revisión de permiso y a base de la notificación de siete días prescrita en la sección (a)(2) de la Regla 607. Esta disposición está disponible en los casos en que el permiso no disponga ya para dicho intercambio de emisiones.
- (i) Bajo el párrafo (a)(2) de la Regla 607, la notificación escrita requerida deberá incluir la información que pueda requerirse mediante disposición del Plan de Implantación Estatal de Puerto Rico (PIE-PR) que autoriza el intercambio de emisiones, incluyendo la fecha en que el cambio propuesto tendrá lugar, una descripción del cambio, cualquier cambio en las emisiones, los requisitos del permiso con los que la fuente debe cumplir utilizando las disposiciones de intercambio de emisiones del PIE-PR, y los contaminantes emitidos sujetos al intercambio de emisiones. La notificación también deberá hacer referencia a las disposiciones con las cuales la fuente debe cumplir en el PIE-PR y que proveen para el intercambio de emisiones.
- (ii) La cubierta protectora del permiso descrita en el párrafo (d) de la Regla 603 no cubrirá cualquier cambio realizado bajo la sección (a)(2) de la Regla 607. El cumplimiento con los requisitos del permiso que la fuente debe satisfacer mediante el intercambio de emisiones se determinará según los requisitos del PIE-PR que autoriza el intercambio de emisiones.
- (3) Si así lo requiere el solicitante del permiso, la Junta expedirá permisos que contengan términos y condiciones (incluyendo todos los términos requeridos bajo las secciones (a) y (c) de la Regla 603 para determinar el cumplimiento) que permitan el intercambio de aumentos y las reducciones en las emisiones de la instalación que opera bajo el permiso, solamente para fines de cumplir con el tope de emisiones federalmente ejecutable. Este tope debe establecerse en el permiso, independientemente de otros requisitos de otro modo aplicables. El solicitante de permiso debe incluir en su solicitud procedimientos propuestos que sean explícitos y términos de permiso que aseguren que los intercambios de emisiones sean cuantificables y ejecutables. La Junta no tendrá que incluir en las disposiciones sobre el intercambio de emisiones cualesquiera unidades de emisión para las cuales las emisiones no sean cuantificables o para las cuales no haya procedimientos explícitos para poner en vigor los intercambios de emisiones. El permiso también requerirá el cumplimiento con todos los requisitos aplicables.



- 
- (i) Bajo la sección (a)(3) de la Regla 607, la notificación escrita requerida deberá indicar cuándo ocurrirá el cambio y describirá los cambios resultantes en las emisiones, y cómo estos aumentos y reducciones en las emisiones cumplirán con los términos y las condiciones del permiso.
 - (ii) La cubierta protectora del permiso descrita en el párrafo (d) de la Regla 603 puede extenderse a los términos y las condiciones que permiten tales aumentos y reducciones en las emisiones.
- (b) Cambios fuera del permiso. La Junta podrá permitir cambios no mencionados o prohibidos en el permiso y/o la ley estatal.
- (1) Una facilidad que opera bajo permiso puede realizar cambios sin obtener una revisión de permiso si tales cambios no se mencionan o prohíben en el permiso, que no sean los descritos en el párrafo (c) de la Regla 607.
 - (i) Cada uno de dichos cambios deberá cumplir con todos los requisitos aplicables y no violará ningún término o condición existente en el permiso.
 - (ii) Las fuentes deben suministrar una notificación escrita contemporáneo a la Junta y a la APA sobre cada uno de dichos cambios, salvo en caso de cambios que califiquen como insignificantes según el párrafo (c)(1) de la Regla 602. Esta notificación escrita deberá describir cada uno de estos cambios, incluyendo la fecha, cualquier cambio en las emisiones, los contaminantes emitidos, y cualquier requisito aplicable que aplicaría como resultado del cambio.
 - (iii) El cambio no deberá calificar para la cubierta protectora bajo el párrafo (d) de la Regla 603.
 - (iv) El usuario del permiso deberá mantener un expediente que describa los cambios realizados a la fuente que pudieran tener como resultado de emisiones de un contaminante atmosférico regulado sujeto a un requisito aplicable, pero que no está regulado bajo el permiso, y las emisiones que resulten de dichos cambios.
- (c) Una facilidad que opera bajo permiso no puede realizar cambios sin una revisión de permiso si tales cambios constituyen modificaciones bajo las disposiciones del Título I de la Ley.

43. (a) El tenedor del permiso podrá realizar cambios bajo la Sección 502(b)(10) de la Ley sin que se requiera una revisión de permisos si dichos cambios:

- (1) no constituyen modificaciones bajo las disposiciones del Título I de la Ley,
- (2) no exceden las emisiones permisibles bajo el permiso,
- (3) no tengan como resultado la emisión de cualquier contaminante no emitido previamente,
- (4) no violan los requisitos aplicables o contradicen términos y condiciones de permiso federalmente ejecutables que son la monitoría (incluyendo los métodos de prueba), mantenimiento de expedientes, preparación de informes y requisitos de certificación de cumplimiento, no son cambios bajo el Título I de la Ley a un límite de emisión, una práctica de trabajo o un tope voluntario de emisiones.



(b) La Regla 203 del RCCA es requerida para cualquier construcción o modificación de una fuente de emisión, excepto si se exime bajo la Regla 206 del RCCA. Para propósitos de la Parte II del RCCA una modificación se define como cualquier cambio físico o cambio en el método de operación o cambio en el tipo de combustible utilizado de una fuente estacionaria existente, que pueda resultar en un aumento neto en el potencial para emitir cualquier contaminante de aire (sujeto a cualquier norma), o que tenga como resultado la emisión de cualquier contaminante (sujeto a cualquier norma), no emitido previamente. El mantenimiento rutinario, reparación, reemplazo idéntico o la sustitución de equipo que sirva para el mismo propósito, sea de la misma capacidad y rinda igual o mayor beneficio ambiental no constituye un cambio físico.

(c) La notificación escrita a que se hace alusión en la condición 42(a)(1)(i) será a los efectos de los cambios cubiertos bajo la condición 42(a)(1).

(d) Cualquier intercambio de emisiones según lo dispuesto en la condición 42(a)(2) arriba no serán autorizados si la instalación no provee la referencia a las disposiciones del PIE-PR autorizando los intercambios de emisiones.

(e) Si el tenedor del permiso, lo solicita, la Junta podrá permitir el intercambio de emisiones en la instalación exclusivamente para fines de cumplir con un tope de emisiones federalmente ejecutable. Dicha solicitud deberá estar basada en procedimientos replicables e incluirá términos de permiso que aseguren que los intercambios de emisiones sean cuantificables, explicables y ejecutables.

- (f) Los cambios fuera de permiso no estarán exentos de cumplimiento con los requisitos y procedimientos de la Regla 203 del RCCA, de ser esta aplicable.

Sección IV - Emisiones Permisibles

- A. Las emisiones descritas en la siguiente tabla representan las emisiones permisibles de la instalación y serán utilizadas solo para propósitos de pago.



Contaminante	Emisiones permisibles (ton/año)
PM ₁₀	30.14
SO ₂	1,153.98
NO _x	298.69
CO	177.50
COV	168.17
Plomo	4.84E-03
HAPs	0.380
GHGs (CO ₂ e)	81,483.70

- B. De acuerdo con la Resolución de la JCA RI-06-02², los cálculos de emisiones deberán estar basados en las emisiones actuales de **Bacardí**; sin embargo los cálculos basados en las emisiones permisibles de la instalación serán aceptados. Si **Bacardí** decide realizar los cálculos basados en emisiones permisibles, **Bacardí** deberá pagar el mismo cargo por tonelada que las instalaciones que decidan hacer el cálculo basado en emisiones actuales.
- C. De acuerdo con la Regla 610(a) del RCCA, cuando **Bacardí** solicite una modificación, cambio administrativo o modificación menor a su permiso Título V, la fuente pagara solo los cargos relacionados con los aumentos en emisiones (si alguno) por toneladas, basado en el cambio y no basado en el total de cargos pagados previamente de acuerdo con la Regla 610(a) del RCCA.

² Resolución de la JCA, Procedimiento de Pago de los cargos de operación de Título V y Cargos por renovación de permiso Título V., emitidas 20 de marzo de 2006.

- D. De acuerdo con la Resolución de la JCA R-12-17-5³, se exime del pago por Gases con Efecto de Invernadero (CO₂, N₂O, CH₄, CO_{2e}) a aquellas fuentes que tengan que incluir o se le solicite el estimado de emisiones de los mismos de acuerdo con el *Tailoring Rule*, en permisos Título V hasta tanto la Junta emita su determinación final con expresión de los cargos por emisiones o algún otro cargo de ser necesario o mediante una revocación de esta Resolución R-12-17-5, lo que ocurra primero.

Sección V - Condiciones Específicas del Permiso

I. Requisitos Aplicables a las Calderas EU-1 y EU-66

A. Límites de Emisión para Materia Particulada:

- 
1. El tenedor del permiso no causará ni permitirá la emisión de materia particulada en exceso de 0.3 libras por millón de Btu de calor suplido proveniente de cualquier equipo para la quema de combustible sólido o líquido. [Regla 406 del RCCA]
 2. El tenedor del permiso deberá llevar a cabo un muestreo dentro del primero año del permiso para determinar cumplimiento con el estándar utilizando en Método 5 del 40 CRF, Parte 60, Apéndice A. [Regla 602(c)(2)(ix)(C) del RCCA]
 3. El tenedor del permiso deberá someter ante la JCA un protocolo de muestreo 30 días antes de la fecha de comienzo de la prueba. [Regla 106 (C) del RCCA]
 4. El tenedor del permiso deberá someter una notificación por escrito indicando la fecha de muestreo 15 días antes del muestreo, de manera que la JCA pueda designar un observador. [Regla 106 (D) del RCCA]
 5. Someterá un informe final dentro de los 60 días posteriores a la fecha de finalizado el muestro. [Regla 106 (E) del RCCA]

B. Límite de Emisiones Visibles:

1. El tenedor del permiso no excederá el límite de opacidad de 20% en un promedio de 6 minutos. Sin embargo, y según la Regla 403 (A) del RCCA, podrá emitir emisiones visibles con una opacidad de hasta 60% por un periodo no mayor de 4 minutos dentro de cualquier intervalo consecutivo de 30 minutos. [Regla 403 del RCCA]

³ Resolución de la JCA, *PR Tailoring Requirements for Greenhouse Gases (GHGs) – Exención de pago emitida el 7 de septiembre de 2012.*

2. El tenedor del permiso realizará anualmente por lo menos 6 lecturas de emisiones visibles utilizando el Método 9 establecido en el 40 CRF, Parte 60, Apéndice A. El tenedor del permiso contratará un lector de opacidad independiente certificado por la JCA para realizar estas pruebas. Estas lecturas se realizarán en intervalos de aproximadamente 2 meses.
3. El tenedor del permiso deberá hacer una inspección diaria de opacidad, siempre que la fuente de emisión este en operación. Estas inspecciones consistirán en observar diariamente por un periodo de 2 minutos la chimenea para identificar si hay emisiones visibles, que no sean vapor de agua. El observador seleccionará una posición de la menos 15 pies pero no mayor de 0.25 millas de la fuente. La luz del sol no podrá dar directamente en los ojos del observador. Si se observan emisiones, el tenedor del permiso deberá hacer lo siguiente:
 - a. Verificar que el equipo o equipo de control que causa las emisiones visibles esté operando de acuerdo a las especificaciones del fabricante y a las condiciones de este permiso. Si no está operando adecuadamente deberán tomarse acciones correctivas inmediatamente para eliminar el exceso de opacidad.
 - b. Si las acciones tomadas no corrigen el problema de opacidad en 24 horas, el tenedor del permiso deberá llevar a cabo una lectura de emisiones visibles utilizando el Método 9 establecido en el 40 CRF, Parte 60, Apéndice A. El tenedor del permiso contratará dentro de 24 horas siguientes al incumplimiento, un lector de opacidad independiente debidamente certificado por la JCA para realizar estas pruebas. Las pruebas deberán hacerse en cada turno de trabajo hasta que se haya corregido el problema.
 - c. Cualquier desviación debe reportarse a la Junta en 24 horas.
4. El tenedor del permiso someterá a la JCA y a la EPA copia del informe de lecturas de emisiones visibles 60 días luego de cada lectura.
5. Deberá radicar cada 6 meses copia de los registros de las inspecciones de opacidad diarias realizadas según la condición V (B)(3).



II. Requisitos Aplicables a la Caldera EU-2:

A. Condiciones según la Parte 60, Subparte Db del 40 CRF, Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Industriales-Comerciales-Institucionales

1. La caldera #3 (EU-2), con capacidad de 3000 hp, está afectada por los Estándares de Funcionamiento para Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) bajo el 40 CRF, Parte 60, Subparte Db (*Standards of Performance for Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units*). [PFE-14-0505-0692-II-C]
2. El tenedor del permiso cumplió con los requisitos de muestreo aplicables para demostrar cumplimiento con la sección 60.8 del 40 CRF, según requerido en el permiso PFE-17-0505-0692-II-C.⁴
3. Se podrían requerir pruebas adicionales a discreción de la APA y/o la JCA. Si se requiriesen pruebas adicionales, el tenedor del permiso deberá:
 - a. Al menos 30 días antes de realizar las pruebas, someter un Protocolo de Muestreo detallando los métodos y procedimientos que serán utilizados durante las pruebas de funcionamiento. Un Protocolo de Muestreo que no tenga la aprobación de la JCA y/o la APA podría ser base para invalidar cualquier prueba y requerir realizar la prueba nuevamente.
 - b. Previo a la realización del muestreo y al menos 15 días antes deberá notificar sobre la fecha y hora en que se realizará el muestreo, de tal manera que un observador de la Junta esté presente durante las pruebas.
 - c. Todas las pruebas de funcionamiento se conducirán a una capacidad máxima de operación de la unidad que se está probando y/o otras cargas especificadas por la JCA y/o la APA.
 - d. Los resultados de pruebas que indiquen que las emisiones están por debajo de los límites de detección serán considerados que están en cumplimiento.
 - e. Para propósitos de prueba de funcionamiento, las portezuelas de muestreo, las plataformas y los accesos deberán proveerse por el tenedor del permiso en el sistema de salida de los gases de combustión de acuerdo con el 40 CRF Parte 60.8(e).
 - f. Los resultados de las pruebas de emisión deberán someterse a la JCA dentro de 30 días de completar las pruebas de funcionamiento.

⁴ Fecha o periodo de las pruebas: 12 de febrero de 2009 – 19 de marzo de 2009.

- g. Las operaciones durante periodos de encendido, apagado y malfuncionamiento no constituirán condiciones representativas para propósitos de la prueba de funcionamiento.

B. Estándares para bióxido de azufre:

- 1. El tenedor del permiso deberá demostrar que el combustible (aceite No. 6) cumple con la definición de aceite con contenido de azufre bien bajo de la siguiente manera: [PFE-17-0505-0692-II-C]
 - a. Siguiendo los procedimientos de la prueba de rendimiento según descrito en la §60.45b(c) del 40 CRF, y siguiendo los procedimientos de prueba según descrito en la §60.47b(a) o §60.47b(d) del 40 CRF, para determinar la razón de emisión de bióxido de azufre o el contenido de azufre en el combustible; o
 - b. Manteniendo los recibos de compra del combustible según descritos en el 40 CRF §60.49b(r).



C. Estándares para materia particulada y óxidos de nitrógeno

- 1. En y después de la fecha en la cual la prueba de rendimiento inicial ha sido completada o según se requiere que sea completada bajo la §60.8 del 40 CRF, cualesquiera fecha que se cumpla primero, el tenedor del permiso no permitirá la descarga a la atmósfera de ningún gas que exhiba una opacidad mayor de 20 por ciento (en un promedio de 6 minutos), excepto por un periodo de 6 minutos por hora de no más de 27 por ciento de opacidad. [§60.43b(f) del 40 CRF, PFE-17-0505-0692-II-C]
- 2. Con excepción de lo provisto bajo los párrafos (k) y (l) de la sección 60.44b del 40 CRF, en y después de la fecha en la cual se haya iniciado la prueba de rendimiento inicial y la misma sea completada o según sea requerido que sea completada bajo la §60.8 del 40 CRF, cualesquiera fecha que se cumpla primero, el tenedor del permiso no causará la descarga a la atmósfera de ningún gas que contenga óxidos de nitrógeno (expresado como NO₂) en exceso de los siguientes límites de emisión: [§60.44b(a) del 40 CRF, PFE-17-0505-0692-II-C]

Combustible/ vapor generado por tipo de unidad	Límites de Emisión de óxidos de nitrógeno ng/J (lb/MMBtu) (expresado como NO ₂) entrada de calor.
Aceite residual:	
(i) razón de liberación de calor bajo.	130 (0.30)
(ii) razón de liberación de calor alto.	170 (0.40)

3. En y después del día en el cual la prueba de rendimiento inicial haya sido completada o sea requerido que sea completada por §60.8 del 40 CRF, cualesquiera de las fechas que se cumpla primero, el dueño u operador de la caldera #3, que haya iniciado construcción o reconstrucción después del 9 de julio de 1997, no causará la descarga a la atmósfera de ningún gas que contenga óxidos de nitrógeno (expresado como NO₂) en exceso de los siguientes límites: [§60.44b(l)(1) del 40 CRF, PFE-17-0505-0692-II-C]
- a. Si la instalación quema aceite, gas natural o una mezcla de estos combustibles u cualquier otro combustible: un límite de 86 nanogramos de Julio (ng/J)(0.20 lb/MMBtu) para calor de entrada, a menos que la instalación tenga una capacidad anual basada en un factor para aceite y gas federal que limite su operación a una capacidad anual basada en un factor de 10% (0.10) o menor para aceite y gas natural.
4. Los límites de opacidad dispuestos en la Sección 60.43b del 40 CRF, aplican en todo momento excepto durante los períodos de encendido, apagado o malfuncionamiento. Los estándares de emisión de óxidos de nitrógeno dispuestos en la Sección 60.44b del 40 CRF aplican en todo momento. [§60.46b(a) del 40 CRF, PFE-17-0505-0692-II-C]
5. Para determinar cumplimiento con los límites de opacidad [cubierto bajo la Sección 60.43b del 40 CRF], el dueño u operador de la caldera #3, **condujo** una prueba inicial de rendimiento inicial según descrito en la Sección 60.8 del 40 CRF el **12 de febrero de 2009**. Se podrían requerir pruebas adicionales a discreción de la APA y/o la JCA. Si se requiriesen pruebas adicionales, el tenedor del permiso deberá utilizar el siguiente procedimiento y métodos:
- a. El Método 9 será utilizado para determinar opacidad de las emisiones de la chimenea. [§60.46b(d)(7) del 40 CFR]
- b. El tenedor del permiso realizará anualmente por lo menos 6 lecturas de emisiones visibles utilizando el Método 9 establecido en el 40 CRF, parte 60, Apéndice A. El tenedor del permiso contratará un lector de opacidad independiente certificado por la JCA para realizar estas pruebas. Estas lecturas se realizarán en intervalos de aproximadamente 2 meses.
- c. El tenedor del permiso deberá hacer una inspección diaria de opacidad, siempre que la fuente de emisión esté en operación. Estas inspecciones consistirán en observar diariamente por un periodo de 2 minutos la chimenea para identificar si hay emisiones visibles, que no sean vapor de agua. El observador seleccionará una posición de al menos 15 pies pero no mayor de 0.25 millas de la fuente. La luz del sol no podrá dar directamente en los ojos

del observador. Si se observan emisiones, el tenedor del permiso deberá hacer lo siguiente:

- 
- i. Verificar que el equipo o equipo de control que causa las emisiones visibles esté operando de acuerdo a las especificaciones del manufacturero y a las condiciones de este permiso. Si no está operando adecuadamente deberán tomarse acciones correctivas inmediatamente para eliminar el exceso de opacidad.
 - ii. Si las acciones tomadas no corrigen el problema de opacidad en 24 horas el tenedor del permiso deberá llevar a cabo una lectura de emisiones visibles utilizando el Método 9 establecido en el 40 CRF, parte 60, Apéndice A. El tenedor del permiso contratará dentro de las 24 horas siguientes al incumplimiento, un lector de opacidad independiente debidamente certificado por la JCA para realizar estas pruebas. Las pruebas deberán hacerse en cada turno de trabajo hasta que se haya corregido el problema.
 - iii. Cualquier desviación debe reportarse a la Junta en 24 horas.
- d. El tenedor del permiso someterá a la JCA y a la EPA copia del informe de lecturas de emisiones visibles 60 días luego de cada lectura.
6. Para determinar cumplimiento con los límites de emisión de óxidos de nitrógeno requeridos bajo el 40 CRF §60.44b, el tenedor del permiso **condujo** una prueba de rendimiento según requerida bajo §60.8 del 40 CRF, del **12 al 19 de marzo de 2009**. La JCA y/o APA, podrían requerir a su discreción la repetición de dicha prueba, usando el sistema continuo para la prueba de óxido de nitrógeno bajo la §60.48 (b) del 40 CRF o cualquier otro método especificado por la APA y/o la JCA.
 7. El dueño u operador de la unidad afectada por la Subparte Db del 40 CRF parte 60, que queme aceite con un contenido de azufre bien bajo no estará sujeto a los requerimientos de pruebas de rendimiento para SO₂ y PM, si el dueño u operador obtiene los recibos de compra del combustible según descrito en la §60.49b(r) del 40 CRF. [PFE-17-0505-0692-II-C]
 8. El tenedor del permiso deberá instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoria continua de opacidad (COMS, en inglés) para medir las emisiones de opacidad de las emisiones descargadas a la atmósfera y registrar el *output* del sistema para la caldera #3 (EU-2), **conforme a la §60.48b(a) del 40 CRF**. El dueño u operador de una caldera sujeta a un nivel de opacidad bajo la §60.43b del 40 CRF y que cumpla con las condiciones en los párrafos (j)(1), (2), (3), (4), (5) o

(6) de la sección 60.48b del 40 CRF, que opte por no utilizar un COMS llevará a cabo una prueba de rendimiento utilizando el Método 9 del Apéndice A-4 de la parte 60 y los procedimientos en la §60.11 para demostrar cumplimiento con el límite aplicable en la §60.43b del 40 CRF antes del 29 de abril del 2011, dentro de 45 días después de suspender el uso de un COMS existentes, o dentro de los 180 días después del encendido inicial de la instalación, lo que ocurra más tarde, y deberá cumplir con cualquiera de los párrafos (a)(1), (a)(2), o (a)(3) de la sección 60.48b del 40 CRF. El período de observación del Método 9 del Apéndice A-4 de las pruebas de rendimiento se puede reducir de 3 horas a 60 minutos, si todas las medias de 6 minutos están a menos de 10 por ciento y todas las observaciones individuales de 15 segundos son menor o igual a 20 por ciento durante los primeros 60 minutos de observación. [§60.48b(a) del 40 CRF]

a. El dueño u operador deberá conducir pruebas de rendimiento subsecuentes utilizando el Método 9 del Apéndice A-4 de la parte 60, usando los procedimientos en los párrafos (a) de la sección 60.48b de acuerdo con el itinerario aplicable en los párrafos (a)(1)(i) a (a)(1)(iv) de la sección 60.48b, según determinado por los resultados de la prueba de rendimiento más reciente utilizando el Método 9 del Apéndice A-4. [§60.48b(a)(1) del 40 CRF]

b. Si la opacidad máxima en 6 minutos es de menos de 10 por ciento durante la más reciente prueba de rendimiento utilizando el Método 9 del Apéndice A-4, el dueño u operador puede, como alternativa a la realización posterior del Método 9 del Apéndice A-4 de la prueba de rendimiento, optar por realizar el seguimiento posterior utilizando el Método 22 del Apéndice A-7 de esta parte según los procedimientos especificados en los párrafos (a) (2) (i) y (ii) de la sección 60.48b del 40 CFR. [§60.48b(a)(2) del 40 CRF]

c. Si la opacidad máxima en 6 minutos es menos de 10 por ciento durante la más reciente prueba de rendimiento utilizando el Método 9 del Apéndice A-4, el dueño u operador como una alternativa para las pruebas subsecuentes, puede elegir realizar monitoreos subsecuentes usando un sistema de cumplimiento para opacidad digital de acuerdo con el plan de monitoreo específico del lugar, según aprobado por la EPA o la JCA. [§60.48b(a)(3) del 40 CRF]

9. El tenedor del permiso deberá instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoria continua de emisiones (CEMS, en inglés), para medir las emisiones de NO_x, O₂ (o CO₂) descargadas a la atmósfera, y registrar el *output* del sistema. [§60.48b(b)(1) del 40 CRF]

10. El CEMS deberá operar y recoger datos durante todos los periodos de operación excepto durante roturas y reparaciones del CEMS. Los datos serán

grabados durante revisión de calibraciones, cero y lapso de ajuste. [§60.48b(c) del 40 CFR, PFE-17-0505-0692-II-C]

11. La razón de emisión de óxidos de nitrógeno medida en un promedio de 1-hora mediante el monitor de óxidos de nitrógeno continuo, requerido en la **condición C.9** de esta sección del permiso y en la §60.13(h), debe ser expresada en ng/J o en lb/MMBtu y deberá usarse para calcular la razón de emisión promedio según la §60.44b del 40 CRF. El promedio en 1-hora deberá ser calculado usando los datos requeridos bajo la §60.13(b) del 40 CRF. [§60.48b(d) del 40 CFR, PFE-17-0505-0692-II-C]
12. Deberá seguir los procedimientos descritos en la §60.13 del 40 CRF para la instalación, evaluación y operación de los sistemas continuos de monitoria. [§60.48b(e) del 40 CFR]
13. Para el tenedor del permiso el valor para óxidos de nitrógeno será determinado de la siguiente manera: [§60.48b(e)(2) del 40 CFR, PFE-17-0505-0692-II-C]



Combustible	Valor medido para óxidos de nitrógeno (ppm)
Aceite (residual y destilado)	500

14. De acuerdo con la sección 60.48b(g), el dueño u operador de la caldera #3 (EU-2), que tenga una capacidad de entrada de calor de 73MW (250 MMBtu) o menos, y el cual tenga el factor para aceite residual para la capacidad anual teniendo un contenido de nitrógeno de 0.30% por peso o menos, aceite destilado o cualquier mezcla de estos combustibles, mayor de 10% (0.10) deberá:
 - a. Cumplir con las disposiciones de los párrafos (b), (c), (d), (e)(2), (e)(3) y (f) de la sección 60.48b de la Subparte Db del 40 CRF.
 - b. Monitorear las condiciones de operación de la caldera y predecir la razón de emisiones de los óxidos de nitrógeno según lo especificado en el plan sometido conforme con la §60.49b(c) del 40 CRF.

D. Requisitos de reporte y mantenimiento de registros:

1. El dueño u operador de la caldera afectada por la Subparte Db del 40 CRF parte 60, deberá someter una notificación a la Junta con copia a la EPA de la fecha del encendido inicial, conforme a §60.7 del 40 CRF. Dicha notificación deberá incluir: [§60.49b(a) del 40 CFR]

- a. La capacidad de diseño del calor de entrada y la identificación de los combustibles quemados en la caldera #3 (EU-2).
 - b. El factor de la capacidad anual al cual el dueño u operador anticipa operar la unidad, basado en todos los combustibles quemados y basado en cada combustible individual quemado.
2. El dueño u operador de la caldera sujeta a los límites de emisión de SO₂, PM, y/o NO_x en las §§60.42b, 60.43b y 60.44b del 40 CRF, deberá someter a la Junta los datos de las pruebas de rendimiento, de la prueba de rendimiento inicial y de la evaluación de rendimiento de los CEMS usando las especificaciones aplicables en el Apéndice B en el 40 CRF parte 60. El dueño u operador de cada unidad afectada descrita en la §60.44b(j) o §60.44b(k) del 40 CRF deberá someter a la Junta los datos de la capacidad máxima de entrada de calor para la caldera. [§60.49b(b) del 40 CFR]
3. El tenedor del permiso deberá registrar y mantener registros según descrito en la **condición C.5** de esta sección del permiso. [§60.49b(d) del 40 CFR]
4. De acuerdo con la §60.49b(g) del 40 CRF, el tenedor del permiso deberá mantener registros para los óxidos de nitrógeno donde incluya la siguiente información para la caldera:
- a. Día calendario.
 - b. La razón de emisión de óxidos de nitrógeno promediado por hora (expresado como NO₂) (ng/J o lb/MMBtu) medido o predicho.
 - c. La razón de emisión de óxidos de nitrógeno promediado por 30-días (ng/J o lb/MMBtu) calculado al final del día para cada unidad generadora de vapor a base de la razón de emisión de óxidos de nitrógeno medido por hora para los 30 días de funcionamiento precedidos.
 - d. Identificación de los días de funcionamiento de la unidad generadora de vapor cuando la razón de emisión de óxidos de nitrógeno calculado a base de 30-días está en exceso de los estándares de emisión para óxidos de nitrógeno bajo §60.44b del 40 CRF, explicando la razón por la cual ocurre el exceso en emisiones así como una descripción de la acción correctiva tomada.
 - e. Identificación de los días de operación de la unidad generadora de vapor por los cuales los datos de los contaminantes no se obtuvieron, incluyendo las razones por las cuales no se obtuvieron datos suficientes y una descripción de las acciones correctivas tomadas.



- 
- f. Identificación de los momentos en que los datos de emisión han sido excluidos de la razón de emisión promediada y la razón de exclusión de los datos.
 - g. Identificación del factor "F" usado para realizar los cálculos, métodos de determinación y el tipo de combustible quemado.
 - h. Identificación del tiempo cuando la concentración de contaminantes excede el valor del sistema de monitoreo continuo.
 - i. Descripción de cualquier modificación al sistema de monitoreo continuo que puedan afectar la habilidad del sistema de monitoreo continuo para cumplir con las Especificaciones de Rendimiento 2 o 3 del 40 CRF parte 60.
 - j. Resultado de las desviaciones diarias de las pruebas de CEMS y los gravámenes trimestrales de precisión según lo requerido bajo el Apéndice F, Procedimiento 1 de la parte 60.
5. El tenedor del permiso deberá cumplir con todos los requisitos aplicables bajo la sección 60.49b del 40 CRF, incluyendo pero sin limitarse a, someter un informe de las emisiones en exceso para cualquier exceso que haya ocurrido durante el periodo de reporte. Dicho informe deberá cumplir con las disposiciones de la sección 60.49b(h)(2)(i), (2)(ii), (3) y (4) del 40 CRF. [§60.49b(h) del 40 CRF]
 6. El dueño u operador de la caldera #3 (EU-2) sujeta a los requisitos de monitoreo continuo para óxidos de nitrógeno bajo §60.48(b) del 40 CRF deberá someter informes que contengan la información solicitada bajo la **condición D.4** de esta sección. [§60.49b(i) del 40 CRF, PFE-17-0505-0692-II-C]
 7. El tenedor del permiso deberá mantener todos los expedientes (registros) requeridos por un periodo de 2 años después de la fecha de realizado el expediente. [§60.49b(o) del 40 CRF, PFE-17-0505-0692-II-C]
 8. Si el tenedor del permiso decide demostrar que la instalación quema sólo combustible con un contenido de azufre bien bajo, según la §60.41b del 40 CRF, deberá obtener y mantener los recibos de compra de combustible suministrados por el suplidor, el cual certificará que el aceite cumple con la definición de aceite con un contenido de azufre muy bajo igual o menor de 0.5% por peso. [§60.49b(r) del 40 CRF PFE-17-0505-0692-II-C]
 9. El dueño u operador deberá mantener registros de opacidad. Además, el dueño u operador que elija un monitor de emisiones de acuerdo con los requerimientos en la §60.48b(a) deberá mantener registros de acuerdo con los requerimientos

especificados en los párrafos (f)(1) a (3) de la sección 60.49b(f) del 40 CFR, según aplicable al método de monitoreo de emisiones visibles utilizado. [40 CFR §60.49b(f)]

10. El dueño u operador podrá someter informes electrónicos trimestrales para SO₂ y/o NO_x y/u opacidad en lugar de someter informes escritos requeridos bajo los párrafos (h), (i), (j), (k) o (l) de la sección 60.49b. El formato de cada informe electrónico trimestral deberá ser coordinado con la División de Inspecciones y Cumplimiento del Área de Calidad de Aire de la JCA. Los informes electrónicos deberán presentarse a más tardar 30 días después del final del trimestre natural y deberá ir acompañado de una declaración de certificación del dueño u operador, indicando si el cumplimiento de las normas de emisión aplicables y los requisitos mínimos de datos de la subparte Db se lograron durante el período del informe. Antes de la presentación de informes en el formato electrónico, el dueño u operador deberá coordinar con la División de Inspecciones y Cumplimiento del Área de Calidad de Aire de la JCA para obtener su acuerdo para presentar informes en este formato alternativo. [40 CFR §60.49b(v)]

11. El período de informes para los informes requeridos bajo la subparte Db es en periodos de cada 6 meses. Todos los informes se presentarán a la Junta y a la EPA y deberán tener el sello postal para el día 30 después del final del período de informes. [40 CFR §60.49b(w)]

III. Requisitos Aplicables a la Caldera EU-66:

A. Condiciones según la Parte 60, Subparte Dc del Título 40 del Código de Regulaciones Federales, Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Pequeñas Industriales-Comerciales-Institucionales

1. La caldera EU-66 de 350 hp (14.7 MMBtu/hr), está afectada por las Normas de Logro para Fuentes Nuevas (NSPS, en inglés) bajo el 40 CRF, Parte 60, Subparte Dc – *Standards of Performance for Small Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units* por lo que deberá cumplir con lo siguiente: [PFE-17-1110-0599-II-C]
2. El límite de azufre deberá ser determinado basado en una certificación del suplidor del combustible, según descrito en la sección 60.48c(f) del 40 CRF, según aplique. [40 CRF §60.42c(h)]
3. La prueba de rendimiento inicial para la caldera EU-66 consistirá de una certificación del suplidor del combustible según descrito en la sección 60.48c(f) del 40 CRF, según aplique. [40 CRF §60.44c(h)]

- 
4. El tenedor del permiso deberá someter una notificación a la EPA con copia a la Junta del día de la construcción y del encendido inicial de la caldera, según provisto en la §60.7 del 40 CRF. Esta notificación deberá incluir: [40 CRF §60.48c(a)]
 - a. La capacidad de diseño de entrada de calor de la caldera y la identificación del combustible a ser quemado en la caldera.
 - b. De ser aplicable, una copia de cualquier requisito federalmente ejecutable que limite el factor de la capacidad anual de cualquier combustible o mezcla de combustibles según la §60.42c del 40 CRF.
 - c. El factor de capacidad anual para el cual el dueño u operador anticipe operar la caldera basado en el combustible quemado.
 5. El dueño u operador de la caldera deberá someter informes mensuales a la APA con copia a la Junta de los requisitos de la certificación del suplidor del combustible para demostrar cumplimiento con el límite de azufre. Los mismos deberán incluir una declaración firmada por el dueño o el operador de la caldera certificando que los registros de las certificaciones del suplidor sometidos para el combustible representan todo el combustible quemado durante el periodo de informe. [PFE-17-1110-0599-II-C]
 6. La certificación del suplidor del combustible deberá incluir la siguiente información: [40 CRF § 60.48c(f)]
 - a. El nombre del suplidor,
 - b. Una declaración del suplidor indicando que el combustible cumple con las especificaciones bajo la definición del aceite destilado en la §60.41c del 40 CRF, y
 - c. El contenido de azufre en el combustible.
 7. El dueño u operador de la instalación afectada deberá informar y mantener registros de la cantidad del combustible quemado diariamente. [40 CRF §60.48c(g)(1)]
 8. Todos los informes requeridos deberán ser mantenidos por el dueño u operador de la instalación afectada por un periodo de dos años siguiendo el día de cada informe. [40 CRF §60.48c(i)(1)]

VI. Requisitos Aplicables a las Calderas EU-1, EU-2 y EU-66:

A. Límite de consumo de combustible:

1. Las dos calderas con capacidad de 3000 hp cada una (EU-1 y EU-2), utilizarán combustible No. 6 a razón de 883 gal/hr, con un contenido máximo de azufre de 0.5% por peso o combustible No. 2 (diésel) a razón de 1,011 gal/hr con un contenido máximo de azufre de 0.5% por peso. También podrá utilizar biogás como combustible a razón de 205,479 ft³/hr con un contenido máximo de H₂S de 0.5% por peso. Ambas calderas podrán quemar combustible N0.2 (diésel) en sustitución del combustible No.6. Entiéndase que los galones consumidos de diésel serán contabilizados bajo el mismo límite de consumo de combustible No. 6. [PFE-17-0505-0692-II-C] ⁵
2. Las calderas #1 y #3 (EU-1 y EU-2) estarán limitadas a operar bajo los siguientes escenarios de operación para evitar que la caldera #1 esté afectada por la Subparte Db de la Parte 60 del 40 CRF: [PFE-17-0505-0692-II-C]
 - a. **Escenario 1:** El consumo de la caldera #1 no excederá de 418,000 gal/año de combustible No.6 o Combustible No.2. El límite de consumo de la caldera #3 se obtendrá restándole a 6,000,000 gal/año (en base rotativa diaria) los gal/año de combustible No.6 o No. 2 consumidos por la caldera #1 hasta ese momento. Ambas calderas no excederán el consumo combinado de 1,500,000,000 ft³/año de biogás.⁶
 - b. **Escenario 2:** Cuando el consumo de la caldera #1 exceda los 418,000 gal/año de combustible No. 6 o No. 2, **Bacardí Corporation** operará bajo el escenario 2, donde la caldera #1 estará limitada a consumir 822,000,000 ft³/año de biogás o menos, y la caldera #3 estará limitada a consumir la diferencia entre 1,500,000,000 ft³/año y lo consumido de biogás por la caldera #1 hasta ese momento. Ambas calderas podrán consumir hasta 6,000,000 gal/año de combustible No.6 o No. 2.⁷
3. El tenedor del permiso deberá documentar y mantener registros de la cantidad y tipo del combustible consumido diariamente en las calderas EU-1 y EU-2 y calcular el factor de la capacidad anual para los combustibles consumidos en las calderas. El factor de la capacidad anual será determinado a base de un

⁵ Para dar cabida al consumo de alcohol como combustible en las calderas EU-1 y EU-2, refiérase a la Sección VII – Escenario de Operación Alterno.

⁶ No obstante, para dar cabida al consumo de alcohol como combustible en las calderas EU-1 y EU-2, refiérase a la Sección VII – Escenario de Operación Alterno.

⁷ No obstante, para dar cabida al consumo de alcohol como combustible en las calderas EU-1 y EU-2, refiérase a la Sección VII – Escenario de Operación Alterno.

promedio de 12 meses con un factor de la capacidad anual calculado al final de cada mes calendario. [PFE-17-0505-0692-II-C]

- 
4. Deberá preparar y mantener un registro diario del consumo, tipo y contenido de azufre de los combustibles quemados en las calderas EU-1 y EU-2. Este registro deberá llevarse en base rotativa diaria o sea al valor del día en cuestión se les sumará el consumo de los 364 días anteriores al mismo de manera tal que se cumpla con el límite de consumo establecido en esta autorización. [PFE-17-0505-0692-II-C]
 5. Deberá someter un informe mensual con el consumo, tipo y el contenido de azufre en el combustible quemado diariamente en la caldera #1 (EU-1) y la caldera #3 (EU-2). Dicho informe deberá incluir la determinación de los factores de carga y los análisis de combustible. Este deberá someterse en los formularios provistos por la Junta dentro de los primeros 15 días del próximo mes para el cual es representativo y deberá ser dirigido al Jefe de la División de Validación y Modelaje Matemático. [Regla 410 del RCCA]
 6. El consumo de combustible diésel permitido para la caldera de 350 hp (EU-66) es de 500,166.8 gal/año, con un contenido máximo de azufre de 0.5% por peso. [PFE-17-1110-0599-II-C]
 7. Deberá instalar, operar y mantener un medidor de flujo de combustible en la unidad EU-66. Calibrará el mismo cada seis meses y deberá mantener disponibles los certificados y registros de las calibraciones para la evaluación e inspección del personal técnico de la Junta. [PFE-17-1110-0599-II-C]
 8. Deberá instalar, calibrar, mantener y operará un medidor de flujo en cada línea de suministro de combustible (analizador en línea) a las calderas #1 (EU-1) y #3 (EU-2), de modo que se pueda determinar su consumo de combustible No. 6 o No. 2, biogás y alcohol como escenario de operación alterno, por separado. Dichos medidores deberán ser calibrados cada seis meses o según la recomendación del fabricante, lo que sea más frecuente. En todo momento mantendrá disponible en la instalación los resultados de las calibraciones para revisión del personal técnico de la Junta. [PFE-17-0505-0692-II-C]

B. Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales Fuentes de Área contenidos en el Título 40, Parte 63, Subparte JJJJJ

Calderas EU-1 y EU-2 (Calderas Existentes)

1. El tenedor del permiso deberá cumplir con todos los requisitos aplicables de los Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos

Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales en Fuentes de Área contenidos en la Parte 63 Subparte JJJJJ del 40 CRF. [PFE-17-0505-0692-II-C]

2. La fecha de cumplimiento con las disposiciones de la Subparte JJJJJ para las calderas de 3000 hp (EU-1 y EU-2) dependerá de los requisitos aplicables según se describe en la sección 63.11196 del 40 CRF. [PFE-17-0505-0692-II-C]
3. Deberá cumplir con cada límite de emisión y cada estándar de práctica de trabajo, medida de reducción de emisiones y práctica de manejo según se especifican en las Tablas 1 y 2, respectivamente, que apliquen a las calderas EU-1 y EU-2, descritas en este permiso. [Sección 63.11201 del 40 CRF]
4. Deberá cumplir con cada estándar de práctica de trabajo, medida de reducción de emisiones y práctica de manejo según se especifican en la Tabla 2 de la Subparte JJJJJ, respectivamente, que apliquen a las calderas EU-1 y EU-2 autorizadas e incluidas en este permiso. [Sección 63.11201(b) del 40 CRF]
 - a. Deberá realizar un *tune-up* inicial, y luego un *tune-up* **cada 2 años** según lo especificado en la sección 63.11223 del 40 CRF.
 - b. Deberá tener una evaluación de energía (*one-time energy assesment*, en inglés) realizada por un evaluador de energía cualificado. Se realizará una evaluación de energía que debe ser completada **en o después del 1º de enero de 2008**, que cumpla o que sea enmendada para cumplir con los requisitos de evaluación de energía de la Tabla 2 de la Subparte JJJJJ. Una instalación que opere bajo un programa de manejo de energía compatible con el sistema ISO 50001, que incluya las unidades afectadas, también satisface el requisito de la evaluación de energía. [Sección 63.11201(b) del 40 CRF].
5. Los estándares de la Subparte JJJJJ aplican en todo momento mientras las calderas estén en operación, excepto durante los periodos de encendido y apagado (*startup and shutdown*, en inglés) del equipo según los define la sección 63.11237 del 40 CRF. Durante los periodos de encendido y apagado del equipo la instalación solo deberá cumplir con la Tabla 2 de la Subparte JJJJJ. [Sección 63.11201(d) del 40 CRF]
6. Deberá cumplir con los **Requisitos de Cumplimiento Generales aplicables** según se describen en la sección 63.11205(a), (b) y (c) del 40 CRF.



7. Deberá cumplir con los **Requisitos de Cumplimiento Inicial** aplicables según se especifican en las secciones 63.11210, 63.11211, 63.11212, 63.11213 y 63.11214 del 40 CRF.
8. Deberá cumplir con los **Requisitos de Cumplimiento Continuo** que apliquen descritos en las secciones 63.11220, 63.11221, 63.11222, 63.11223, 63.11224, 63.11225 y 63.11226 del 40 CRF.
9. Los dueños u operadores de calderas afectadas **existentes** EU-1 y EU-2, que no operaron entre la fecha de efectividad de la regulación y las fechas de cumplimiento establecidas en la sección 63.11196 del 40 CRF, y que están sujetas al ajuste y afinación (*tune-up*, en inglés) requerido por la sección 63.11223 del 40 CRF, **deberán completar** el *tune-up* inicial de funcionamiento no más tarde de 30 días después del reinicio de la caldera afectada siguiendo los procedimientos establecidos en la sección 63.11223(b) del 40 CRF. [Sección 63.11210(j) del 40 CRF]
10. Los dueños u operadores de calderas afectadas **existentes** EU-1 y EU-2 que tengan una capacidad de calor suplido **igual o mayor de 10 MMBtu/hr**, deberán someter junto con la Notificación del Estado de Cumplimiento (NCS, en inglés) una certificación firmada que asegure que la evaluación de energía de la caldera y de los demás sistemas de energía asociados al funcionamiento de la misma fue completada de acuerdo con la Tabla 2 de la Subparte JJJJJ. [Sección 63.11214(c) del 40 CRF]
11. Todo muestreo y actividad de recolección de datos, relacionada con la Subparte JJJJJ, se realizará conforme a lo establecido en la sección 63.11221 del 40 CRF y al Plan de Muestreo Específico de la instalación requerido por la sección 63.11205(c) del 40 CRF. [Sección 63.11221 del 40 CRF]
12. Los dueños u operadores de calderas afectadas realizarán notificaciones, informes y mantendrán expedientes siguiendo los requisitos de la sección 63.11225 del 40 CRF.
 - a. Deberán someter una **Notificación Inicial** no más tarde del 20 de enero de 2014 o dentro de los 120 días después de que la fuente comience a estar sujeta a la Subparte JJJJJ. [Sección 63.11225(a)(2) del 40 CRF]
 - b. Deberán someter una **Notificación del Estado de Cumplimiento** (NCS, en inglés) no más tarde de 120 días después de la fecha de cumplimiento establecida en la sección 63.11196 del 40 CRF, a menos de que esté obligado a ejecutar una prueba de chimenea. Los dueños u operadores que tengan que realizar una prueba de chimenea someterán el NCS 60 días después de finalizar la prueba de chimenea. [Sección 63.11225(a)(4) del 40 CRF]

- c. La Notificación del Estado de Cumplimiento debe ser sometida electrónicamente utilizando la aplicación CEDRI (*Compliance and Emissions Data Reporting Interface*) bajo el programa CDX de la EPA. La aplicación se puede acceder bajo la dirección www.epa.gov/cdx. Si la aplicación no está disponible al momento de someter la notificación, entonces se deberá enviar una notificación escrita a la dirección correspondiente de la lista que aparece en la sección 63.13 del 40 CRF. [Sección 63.11225(a)(4)(vi) del 40 CRF]
- d. Para el **1^{ro} de marzo de cada año**, deberá preparar y someter a la Junta cuando sea requerido, un Informe de Certificación Anual de Cumplimiento para el año natural previo, que contenga la información que se especifica en las secciones 63.11225(b)(1) hasta la (b)(4) del 40 CRF. El tenedor del permiso deberá someter informe el 15 de marzo si tiene alguna desviación descrita en la sección 63.11225(b)(1) hasta (2) del 40 CRF. [Sección 63.11225(b) del 40 CRF]
- e. Todos los expedientes requeridos por la Subparte JJJJJJ se mantendrán accesibles y listos para ser revisados por el personal de la EPA o de la JCA. Deberá mantener los expedientes durante 5 años. Los primeros 2 años los expedientes se mantendrán de forma electrónica o física dentro de la instalación. Durante los últimos 3 años los expedientes se podrán mantener fuera de la instalación. [Sección 63.11225(d) del 40 CRF]

13. El tenedor del permiso cumplirá con las Disposiciones Generales de las secciones 63.1 hasta la sección 63.16 que le apliquen, las cuales se incluyen en la Tabla 8 de esta Subparte JJJJJJ del 40 CRF.

Caldera EU-66 (caldera nueva con una capacidad igual a 10 MMBtu/hr)

14. El tenedor del permiso deberá cumplir con todos los requisitos aplicables de los Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales en Fuentes de Área contenidos en la Parte 63 Subparte JJJJJJ del 40 CRF. [PFE-17-1110-0599-II-C]
15. La fecha de cumplimiento con las disposiciones de la Subparte JJJJJJ para la caldera EU-66 de 14.7 MMBtu es tan pronto comience a operar. [PFE-17-1110-0599-II-C]
16. El tenedor del permiso deberá cumplir con cada límite de emisión especificado en la Tabla 1 de la Subparte JJJJJJ que aplique a la caldera EU-66. [Sección 63.11201(a) del 40 CRF]
- a. El límite de materia particulada debe ser menor o igual a 0.03 lb por MMBtu de calor suplido (*heat input*).

17. El tenedor del permiso deberá cumplir con cada estándar de práctica de trabajo, medida de reducción de emisiones y práctica de manejo según se especifican en la Tabla 2 de la Subparte JJJJJ, respectivamente, que apliquen a la caldera EU-66. [Sección 63.11201(b) del 40 CRF]
 - a. El tenedor del permiso deberá minimizará los períodos de encendido o apagado del equipo siguiendo las procedimientos del fabricante. Si los procedimientos del fabricante no están disponibles, deberá seguir los procedimientos recomendados para una unidad con diseño similar para la cual los procedimientos recomendados por el fabricante estén disponibles.
 - b. El tenedor del permiso deberá realizar un *tune-up* a la caldera **cada 2 años**, según se especifica en la sección 63.11223(b) del 40 CRF.
18. El tenedor del permiso deberá cumplir con cada límite operacional especificado en la Tabla 3 de la Subparte JJJJJ que aplique la caldera EU-66. [Sección 63.11201(c) del 40 CRF]
19. Los estándares de la Subparte JJJJJ aplican en todo momento mientras la caldera EU-66 esté en operación, excepto durante los periodos de encendido y apagado (*startup and shutdown*, en inglés) del equipo según los define la sección 63.11237 del 40 CRF. Durante los periodos de encendido y apagado del equipo la instalación solo deberá cumplir con la Tabla 2 de la Subparte JJJJJ. [Sección 63.11201(d) del 40 CRF]
20. El tenedor del permiso deberá cumplir con los **Requisitos de Cumplimiento Generales aplicables** según se describen en la sección 63.11205(a), (b) y (c) del 40 CRF.
21. El tenedor del permiso deberá cumplir con los **Requisitos de Cumplimiento Inicial** aplicables según se especifican en las secciones 63.11210, 63.11211, 63.11212, 63.11213 y 63.11214 del 40 CRF.
22. El tenedor del permiso deberá cumplir con los **Requisitos de Cumplimiento Continuo** que apliquen descritos en las secciones 63.11220, 63.11221, 63.11222, 63.11223, 63.11224, 63.11225 y 63.11226 del 40 CRF.
23. El tenedor del permiso deberá demostrar cumplimiento con todos los límites de emisión aplicables mediante: pruebas de chimenea (*performance stack testing*, en inglés), análisis de combustible, o mediante un sistema de monitoreo continuo (CMS, en inglés), entienda un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS, en inglés), un sistema de monitoreo continuo de opacidad (COMS, en

inglés) o un sistema de monitoreo continuo paramétrico (CPMS, en inglés), según aplique. También deberán demostrar cumplimiento con los límites de emisión aplicables para mercurio (Hg) mediante un análisis de combustible si el flujo de emisiones calculado conforme a la sección 63.11211(c) del 40 CRF es menor que el límite de emisión aplicable. De lo contrario demostrará cumplimiento mediante una prueba de chimenea. [Sección 63.11205(b) del 40 CRF]

24. Los dueños u operadores de calderas que tengan que demostrar cumplimiento con los límites de emisión aplicables mediante pruebas de chimenea y de forma subsiguiente mediante un sistema de monitoreo continuo (CMS, en inglés), **deberán** desarrollar un **Plan de Monitoreo Específico** para la instalación siguiendo los requisitos de las secciones 63.11205(c)(1), (2) y (3) del 40 CRF. Este requisito también aplicará si el tenedor del permiso solicita a la EPA parámetros de monitoreo alternos bajo la sección 63.8(f) del 40 CRF. [Sección 63.11205(c) del 40 CRF]

a. Se desarrollará un Plan de Monitoreo Específico por cada sistema de monitoreo instalado (CEMS, COMS, o CPMS). **Solo si le es requerido por la JCA o por la EPA**, el dueño u operador someterá para su aprobación el Plan de Monitoreo, 60 días antes de comenzar la evaluación inicial de funcionamiento del CMS. Las instalaciones con sistemas de monitoreo operados bajo las disposiciones contenidas en la Parte 60 Apéndice B y que cumplan con los requisitos de la sección 63.11224 del 40 CRF **no tienen** que cumplir con el requisito de desarrollar y someter un Plan de Monitoreo Específico. [Sección 63.11205(c)(1) del 40 CRF]

b. La instalación de puerto de muestreo CMS o algún otro medio para tomar muestras en algún punto relativo de cada unidad de proceso afectada, de manera que las muestras sean representativas de las emisiones de salida luego de que éstas salgan, si existiese, del último equipo de control de emisiones. [Sección 63.11205(c)(1)(i) del 40 CRF]

25. Los dueños u operadores de calderas afectadas, **nuevas o reconstruidas**, que solo queman aceite con un contenido de azufre no mayor al 0.50 % por peso, o que queman aceite con un contenido de azufre no mayor al 0.50 % por peso que esté mezclado con otros combustibles autorizados, que no estén sujetas a los límites de emisión de material particulado (PM, en inglés) y que no utilizan tecnología post-combustión (excluyendo los lavadores de gases o "*scrubbers*", en inglés) para reducir la materia particulada o las emisiones de SO₂, **deberán monitorear y registrar mensualmente** el tipo de combustible utilizado, y **no estarán sujetas** a los límites de emisión de PM de la Tabla 1 de la Subparte JJJJJ. Cuando se planifique quemar otro tipo de combustible que no cumpla con estos requisitos, entonces, se deberá ejecutar una



prueba de chimenea dentro de los 60 días de haber comenzado a quemar el nuevo combustible⁸. [Sección 63.11210(e) del 40 CRF]

26. Los requisitos de cumplimiento inicial para calderas afectadas que demuestren cumplimiento con cualquier límite de emisión de la Subparte JJJJJJ mediante una prueba de chimenea incluyen:
- a. Realizar pruebas de funcionamiento siguiendo las medidas establecidas en la sección 63.11212 y la Tabla 4 de la Subparte JJJJJJ.
 - b. Realizar análisis de combustible por cada tipo de combustible quemado siguiendo las medidas establecidas en la sección 63.11213 y la Tabla 5 de la Subparte JJJJJJ.
 - c. Establecer límites operacionales aplicables conforme a lo establecido en la sección 63.11222 y la Tabla 6 de la Subparte JJJJJJ.
 - d. Realizar evaluaciones de funcionamiento de los CMS conforme a la sección 63.11224 del 40 CRF.

Las calderas que queman un solo tipo de combustible están exentas de realizar un análisis de combustible por cada combustible quemado. Para propósitos de la Subparte JJJJJJ, las calderas que utilizan un combustible suplementario para encender, apagar, o para mantener la estabilidad de la llama se consideran calderas afectadas que operan con un solo tipo de combustible y no tendrán que cumplir con los requisitos del análisis de combustible establecidos en la sección 63.11213 y la Tabla 5 de la Subparte JJJJJJ. [Sección 63.11211(a) del 40 CRF]

27. Cada prueba de chimenea se realizará conforme a los requisitos de la Tabla 4 de la Subparte JJJJJJ. La caldera que utilice CEMS para monitorear monóxido de carbono (CO) están exentas de realizar la prueba inicial de funcionamiento de CO de la Tabla 4 y de establecer un límite operacional para oxígeno (O₂) según lo especifica la Tabla 3 de la Subparte JJJJJJ. [Sección 63.11212(b) del 40 CRF]
28. Para determinar cumplimiento con los límites de emisión, se utilizará la metodología del factor F y las ecuaciones de las secciones 12.2 y 12.3 del Método 19 de la EPA apéndice A-7 del 40 CRF, de manera que las concentraciones medidas de PM y de mercurio (Hg) que resulten de las pruebas de funcionamiento se expresarán en libras por millones de Btu de calor suplido (lbs/MMBtu). [Sección 63.11212(e) del 40 CRF]

⁸ Para quemar un nuevo combustible deberá solicitar y obtener una modificación a su permiso de construcción para esta caldera, antes de quemarlo en la misma.

29. Los dueños u operadores de calderas afectadas que tengan una capacidad de calor suplido **igual o mayor de 10 MMBtu/hr**, deberán realizar todas las pruebas de chimenea aplicables de acuerdo con la sección 63.11212 del 40 CRF **cada 3 años**, exceptuando por lo especificado en las secciones 63.11220(b), (c) y (d) del 40 CRF. Las pruebas trianuales deberán ser completadas no más tarde de 37 meses después de la última prueba realizada. [Sección 63.11220(a) del 40 CRF]
30. Todo muestreo y actividad de recolección de datos, relacionada con la Subparte JJJJJ, se realizará conforme a lo establecido en la sección 63.11221 del 40 CRF y al Plan de Muestreo Específico de la instalación requerido por la sección 63.11205(c) del 40 CRF. [Sección 63.11221 del 40 CRF]
31. El tenedor del permiso deberá someter, junto con la Notificación del Estado de Cumplimiento (NCS, en inglés) requerida por la sección 63.11225(a)(4) del 40 CRF, una declaración firmada que asegure que siguió todos los procedimientos recomendados por el fabricante para minimizar los periodos de encendido o apagado del equipo. [Sección 63.11223(g) del 40 CRF]
32. Todos los sistemas de monitoreo continuo, relacionados con la Subparte JJJJJ, serán instalados, operados y se les ofrecerá mantenimiento siguiendo los requisitos de la sección 63.11224 del 40 CRF.
33. Los dueños u operadores de calderas afectadas realizarán notificaciones, informes y mantendrán expedientes siguiendo los requisitos de la sección 63.11225 del 40 CRF.
 - a. Deberán someter una **Notificación Inicial** no más tarde del 20 de enero de 2014 o dentro de los 120 días después de que la fuente comience a estar sujeta a la Subparte JJJJJ. [Sección 63.11225(a)(2) del 40 CRF]
 - b. Deberán someter una **Notificación del Estado de Cumplimiento** (NCS, en inglés) no más tarde de 120 días después de la fecha de cumplimiento establecida en la sección 63.11196 del 40 CRF, a menos de que esté obligado a ejecutar una prueba de chimenea. Los dueños u operadores que tengan que realizar una prueba de chimenea someterán el NCS 60 días después de finalizar la prueba de chimenea. [Sección 63.11225(a)(4) del 40 CRF]
 - c. La Notificación del Estado de Cumplimiento debe ser sometida electrónicamente utilizando la aplicación CEDRI (*Compliance and Emissions Data Reporting Interface*) bajo el programa CDX de la EPA. La aplicación se puede acceder bajo la dirección www.epa.gov/cdx. Si la aplicación no está disponible al momento de someter la notificación, entonces se deberá enviar una notificación escrita a la dirección correspondiente de la lista que aparece en la sección 63.13 del 40 CRF. [Sección 63.11225(a)(4)(vi) del 40 CRF]

- d. Para el 1^{ro} de marzo de cada año, deberá preparar un Informe de Certificación Anual de Cumplimiento que contenga la información que se especifica en las secciones 63.11225(b)(1) hasta la (b)(4) del 40 CRF. Sólo cuando se le solicite, someterá el informe ante la consideración de la JCA. Cuando la instalación experimente desviaciones con respecto a los requisitos aplicables de la Subparte JJJJJ, entonces, deberá someter el informe el día 15 de marzo. [Sección 63.11225(b) del 40 CRF]
- e. Todos los expedientes requeridos por la Subparte JJJJJ se mantendrán accesibles y listos para ser revisados por el personal de la EPA o de la JCA. Deberá mantener los expedientes durante 5 años. Los primeros 2 años los expedientes se mantendrán de forma electrónica o física dentro de la instalación. Durante los últimos 3 años los expedientes se podrán mantener fuera de la instalación. [Sección 63.11225(d) del 40 CRF]

34. El tenedor del permiso cumplirá con las Disposiciones Generales de las secciones 63.1 hasta la sección 63.16 que le apliquen, las cuales se incluyen en la Tabla 8 de esta Subparte JJJJJ.

VII. Requisitos aplicables a los motores de emergencia los Generadores de Electricidad de Emergencias y Bombas contra Incendio de la unidad EU-67:

1. El horario de operación máximo de los motores de emergencia en la unidad EU-67 no podrán exceder los límites de horario de operación establecidos en la siguiente tabla para cada motor de acuerdo con cada permiso de construcción citado. Para mantener la categoría de uso de emergencia según se especifica en el 40 CRF Parte 63 Subparte ZZZZ, cada motor está autorizado a operar por un máximo de 100 horas por año natural para cualquier combinación de los propósitos especificados en el 40 CRF §63.6640(f)(2)(i) al (iii), y hasta 50 horas de operación en situaciones que no sean de emergencia, según se especifican en el 40 CRF 63.6640(f)(4). Las 50 horas de operación en situaciones que no sean de emergencia se cuentan como parte de las 100 horas por año natural para mantenimiento y pruebas y respuesta a la demanda de emergencia que se disponen en la sección 63.6640(f)(2) del 40 CRF, mientras que las 100 horas de operación se contarán como parte de las horas de operación limitadas en el permiso de construcción, como sigue:

Motor de combustión interna	Horas de operación máxima autorizada por año	Límite establecido en:
EU67-P1 Marilyn	500	PFE-17-0198-0099-II-C
EU67-P2 Hortensia	500	PFE-17-0198-0099-II-C

Motor de combustión interna	Horas de operación máxima autorizada por año	Límite establecido en:
EU67-P3 <i>Visitor Center</i>	500	PFE-17-1005-1780-II-C
EU67-P4 Destilería	500	PFE-17-0699-0795-I-II-C
EU67-P5 <i>Information System</i>	500	PFE-17-0802-1391-I-II-C
EU67-P6 <i>Elevator</i>	500	PFE-17-1289-1078-I-II-O
EU67-P7 Palo Seco	500	PFE-17-0997-1065-II-C
EU67-P8	500	PFE-17-1289-1078-I-II-O
EU67-P9	500	PFE-17-0500-0853-I-II-III-C
EU67-P10	500	PFE-17-0500-0853-I-II-III-C
EU67-P11	500	PFE-17-1289-1078-I-II-O
EU67-P12	500	PFE-17-1289-1078-I-II-O
EU67-P13	500	PFE-65-0209-0053-I-C

UPT
mm

- Deberá operar y mantener un metro de horas no reinicialable (*non resettable*) para cada uno de los motores de combustión interna incluidos en la Sección II de este permiso de modo que se pueda verificar el horario de operación y el consumo de combustible.
- El contenido máximo de azufre en el combustible diésel a ser oxidado en los motores de combustión interna no excederá de 0.2% por peso para las unidades EU67:P1, P2 y P4; de 0.5% por peso para las unidades EU-67: P-3, P5, P6, P7, P8, P10, P11 y P12; y de 0.0015% por peso para la unidad EU67-P13.
- El tenedor del permiso, mantendrá un registro mensual del horario de operación, la razón (propósito de operación; emergencia, no-emergencia, mantenimiento, *demand response*, etc.) de operación, el consumo de combustible diario y el contenido de azufre del combustible en por ciento por peso para motor. El horario registrado en el metro de horas será utilizado para calcular el consumo acumulativo de combustible en una base mensual. El cálculo de consumo de combustible durante cualquier periodo de 12 meses consecutivos se calculará sumando los consumos de

combustible de cada mes. El mismo deberá estar disponible en todo momento en la instalación para ser revisado por personal técnico de la Junta.

5. El tenedor del permiso, enviará a la Junta un informe semianual donde se indique el consumo mensual de combustible y el contenido de azufre para cada motor. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de abril del próximo año. Una vez desarrolladas las guías por la Junta, deberá utilizar las mismas para completar estos informes. El mismo deberá ser enviado a la atención de la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático del Área de Calidad de Aire. Deberá mantener copia de estos informes en todo momento en la instalación para ser revisado por el personal técnico de la Junta.
6. En el caso de que los motores de combustión interna listados en la Sección II de esta autorización fueran reconstruidos, deberán cumplir con los requisitos aplicables del 40 CRF, Parte 60, Subparte IIII (para *CI engines*), según aplique. Esto podría implicar límites más estrictos en el contenido de azufre en el combustible.

Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Motores de Pistones de Combustión Interna Estacionarios (40 CRF Parte 63 Subparte ZZZZ)

7. Los motores de la unidad EU-67, con excepción de la unidad EU67-P13, están afectados por requisitos específicos del 40 CRF, Parte 63, Subparte ZZZZ: Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Motores de Pistones de Combustión Interna Estacionarios (RICE NESHAP, en inglés), según se define en la sección 63.6585(a) del 40 CRF, por lo que deberá cumplir con los requisitos aplicables de dicha reglamentación en o antes del **3 de mayo de 2013**.
8. Según la Tabla 2d de la Subparte ZZZZ deberá:
 - a. cambiar el aceite y el filtro del motor cada 500 horas de operación o cada año, lo que ocurra primero;
 - i. Tendrá la opción de utilizar un programa de análisis de combustible según se describe en la sección 63.6625(i) del 40 CRF para extender el requisito de cambio de aceite especificado en la Tabla 2d de la Subparte ZZZZ.
 - b. inspeccionar el filtro de aire cada 1,000 horas de uso o anualmente, y reemplazar según sea necesario lo que ocurra primero, e

- c. inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 horas de operación o cada año, lo que ocurra primero, y reemplazar según sea necesario.
9. De acuerdo con el 40 CRF §63.6625, deberá:
- a. operar y mantener el motor y el equipo de control (si alguno) de acuerdo con las instrucciones escritas del fabricante relacionadas con las emisiones o desarrollar su propio plan de mantenimiento que deberá proveer en la medida de lo posible para el mantenimiento y operación del motor de manera consistente con las buenas prácticas de control de la contaminación atmosférica para minimizar las emisiones.
 - b. instalar un medidor de horas no reajutable, si no está ya presente.
 - c. minimizar el tiempo del motor en *idle* durante el arranque y reducir al mínimo el tiempo de arranque del motor a un período necesario para la carga apropiada y segura del motor, sin exceder los 30 minutos.
10. De acuerdo con el 40 CRF §63.6605 deberá operar el motor de forma que minimice las emisiones.
11. De acuerdo con el 40 CRF §63.6640 deberá operar y demostrar el cumplimiento con las Prácticas de Manejo y Trabajo contenidas en la Tabla 6 de la Subparte.
12. Para mantener la categoría de motor de emergencia deberá cumplir con las limitaciones en usos y operación contenidas en el 40 CRF §63.6640(f). Para cualquier operación del motor que no cumpla con dichos requisitos, el motor no será considerado como uno de emergencia bajo esta Subparte y tendrá que cumplir con todos los requisitos de los motores *non-emergency*.
13. Deberá mantener los registros aplicables de acuerdo con lo establecido en el 40 CRF §63.6655(f).
- a. Deberá mantener un registro de las horas de operación del motor según se registra en el metro de horas no reajutable.
 - b. Deberá documentar las horas que se utilizan para operaciones de emergencia, incluyendo lo que calificó la operación como de emergencia y el número de horas que se operó el motor en situaciones que no eran de emergencia.
 - c. Si el motor se utiliza para los propósitos especificados en el 40 CRF §63.6640(f)(2)(ii) o (iii) o §63.6640(f)(4)(ii), deberá mantener un



registro de la notificación de la situación de emergencia, y la fecha, tiempo de inicio y tiempo de terminación de la operación para estos propósitos.

14. El tenedor del permiso cumplirá con las **Disposiciones Generales** de las secciones 63.1 hasta la sección 63.15 que le apliquen, las cuales se incluyen en la Tabla 8 de la Subparte ZZZZ del 40 CRF.

Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Motores de Combustión Interna de Ignición por Compresión Estacionarios (40 CRF Parte 60 Subparte IIII)

Para el motor EU67-P13:

- 
15. De acuerdo con la sección 63.6590 (c) del 40 CRF, el motor **EU67-P13** cumplirá con los requisitos de la Subparte ZZZZ, cumpliendo con los requisitos del 40 CRF, Parte 60 Subparte IIII (Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Motores de Combustión Interna de Ignición por Compresión Estacionarios). Deberá cumplir con todos los requisitos aplicables bajo dicha Subparte IIII.
 16. De acuerdo con la sección 60.4205(c) del 40 CRF, el motor deberá cumplir con los estándares de emisión aplicables de la Tabla 4 de la Subparte IIII, para todos los contaminantes: De acuerdo con la Tabla 4, el motor no podrá exceder las siguientes emisiones:
 - a. 7.8 g/HP-hr para NMHC + NO_x,
 - b. 2.6 g/HP-hr para CO, y
 - c. 0.40 g/HP-hr para PM.
 17. El tenedor del permiso deberá operar y mantener este motor de manera que cumpla con los estándares de emisión requeridos **en la condición 16** de esta sección durante toda la vida del motor. [40 CRF sección 60.4206]
 18. De acuerdo con la sección 60.4207 (b) del 40 CRF, el tenedor del permiso deberá utilizar diésel para este motor que cumpla los requisitos del 40 CRF sección 80.510(b). Esto es,
 - a. El contenido máximo de azufre en el combustible no excederá de 15 ppm o 0.0015% por peso.
 - b. El índice de cetano no podrá ser menor de 40 o el contenido aromático no podrá exceder de 35% por volumen.

- 
19. El tenedor del permiso deberá cumplir con los requisitos de la sección 60.4208 (h), e (i) del 40 CRF.
 20. El tenedor del permiso deberá cumplir con los requisitos de monitoreo de la sección 60.4209(a) del 40 CRF. Deberá instalar un metro de horas no reinicialable (*non resettable*) antes del inicio de operaciones (*startup*) del motor.
 21. El tenedor del permiso deberá cumplir con los requisitos de cumplimiento de la sección 60.4206 y la sección 60.4211(a), (b), (f) y (g) del 40 CRF.
 - a. El tenedor del permiso deberá operar este motor de acuerdo con los requisitos establecidos en el párrafo (f) de la sección 60.4211, para que sea considerado un motor de emergencia bajo esta Subparte. Si no opera el motor de acuerdo con los requisitos de dicho párrafo (f) de la sección 60.4211, el motor no será considerado como un motor de emergencia bajo esta Subparte y deberá cumplir con todos los requisitos aplicables bajo la misma Subparte para los motores que no son de emergencia (*non emergency*).
 22. El tenedor del permiso deberá cumplir con los métodos de prueba y otros procedimientos de la sección 60.4212 del 40 CRF, según sean aplicables.
 23. El tenedor del permiso deberá cumplir con los requisitos de notificación, informe y mantenimiento de expedientes aplicables de la sección 60.4214 (b) y con la (d) del 40 CRF, de ser aplicable.
 24. El tenedor del permiso cumplirá con las Disposiciones Generales de las secciones 60.1 hasta la sección 60.19 que le apliquen, las cuales se incluyen en la Tabla 8 de la Subparte IIII del 40 CRF.

LÍMITE DE EMISIONES VISIBLES UNIDAD EU-67:

25. El tenedor del permiso no deberá exceder el límite de opacidad de 20% en promedio de 6 minutos para los motores en esta unidad. Sin embargo, el tenedor del permiso podrá emitir a la atmósfera emisiones visibles con una opacidad hasta 60% por un periodo no mayor de cuatro (4) minutos dentro de cualquier intervalo de treinta (30) minutos. [Regla 403(A) del RCCA]
26. El tenedor del permiso contratará a un lector de opacidad independiente, certificado por una escuela aprobada o avalada por la APA o la Junta para realizar una (1) lectura de opacidad en la chimenea en cada motor de esta unidad durante el primer año de vigencia del permiso utilizando el Método 9 descrito en el Apéndice A del 40 CRF Parte 60. El motor deberá estar en operación al momento de realizársele las lecturas de opacidad.

27. El tenedor del permiso deberá someter a la Junta por lo menos treinta (30) días previos a la lectura de opacidad inicial una copia del formato a ser utilizado para registrar las lecturas de emisiones visibles.
28. Notificará por escrito a la Junta quince (15) días antes de realizar el muestreo inicial bajo el Método 9 para permitirle a la Junta la oportunidad de tener un observador presente. [Regla 106(D) del RCCA]
29. Someterá dos (2) copias del informe de los resultados del muestreo inicial bajo el Método 9 dentro de 60 días de finalizar las pruebas. Este informe tendrá la información requerida por la Regla 106(E) del RCCA.

VIII. Requisitos aplicables al Proceso de Fermentación EU-3:

A. Capacidad de diseño:

- 
1. La capacidad de diseño para los tanques fermentadores es de 55,000 galones. [PFE-17-0699-0795-I-II-C]
 2. El tenedor del permiso dará mantenimiento adecuado a los tanques fermentadores. El mantenimiento que se le dará a los tanques y a sus equipos accesorios se hará de acuerdo con las recomendaciones del fabricante o de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería.
 3. Deberá mantener documentos que establezcan las dimensiones y la capacidad de los tanques.
 4. La documentación sobre el diseño de los equipos, tanques o los equipos de control de emisiones se mantendrá en la instalación hasta que el equipo sea reemplazado o hasta que sea sacado de servicio permanentemente.

B. Horario Máximo de Operación

1. El proceso de fermentación está autorizado a operar los 365 días al año [PFE-17-0597-0558-I-C]
2. El tenedor del permiso deberá preparar y mantener un registro diario donde se documenten las horas de operación del proceso de fermentación. Los mismos deberán estar disponibles en todo momento para ser inspeccionados por personal de la Junta y de la APA. [PFE-TV-2085-17-0397-0031]
3. Mantendrá un registro mensual donde anote los galones por día y los días en que cada uno de los 20 tanques es cargado con la materia prima (melaza) a ser

fermentada. El mismo deberá estar disponible en todo momento para ser revisado por el personal técnico de la Junta. [PFE-17-0699-0795-I-II-C]

C. Prueba de Eficiencia del Equipo de Control

1. El lavador de gases modelo 24-180 deberá alcanzar una eficiencia mínima de 95% para remover emisiones de etanol [PFE-17-0597-0558-I-C]
2. El tenedor del permiso deberá realizar una prueba de eficiencia para comprobar que la misma es de 95%. La misma se llevará a cabo no más tarde de 180 días a partir de la aprobación de este permiso.
3. El tenedero del permiso deberá someter a la Junta un protocolo para la prueba de eficiencia 30 días antes de la fecha de comienzo de la prueba, según la Regla 106(C) del RCCA.
4. El tenedor del permiso enviará una notificación por escrito 15 días antes de realizar la prueba, de manera que la Junta pueda designar un observador según la Regla 106(D) del RCCA.
5. El tenedor del permiso rendirá un informe final durante los 60 días siguientes a la fecha de finalizado el muestreo, según la Regla 106(E) del RCCA.

D. Calibración de los instrumentos y mantenimiento

1. La operación del equipo de control se llevará a cabo de acuerdo con los resultados que se obtengan de la prueba de eficiencia para garantizar la eficiencia de control de etanol.
2. El tenedor del permiso deberá calibrar cada 6 meses los medidores de flujo y de temperatura que forman parte del lavador de gases.
3. Para demostrar cumplimiento, el tenedor del permiso mantendrá un registro de cada calibración. Los datos y la metodología de calibración deberán mantenerse archivados en la instalación por un periodo de 5 años.
4. El tenedor del permiso deberá mantener un registro diario de mantenimiento preventivo y condiciones de operación (razón de flujo de agua y temperatura) del lavador de gases de acuerdo con los resultados obtenidos de la prueba de eficiencia.
5. Los registros requeridos en las **condiciones 3 y 4** de esta sección deberán estar disponibles en la instalación en todo momento para ser inspeccionados por personal de la Junta y de la APA.

IX. Requisitos Aplicables a los Tanques de Almacenaje / Finca de Tanques

A. Condiciones operacionales:

1. El tenedor del permiso no podrá exceder las cantidades máximas permitidas de almacenamiento de etanol (*throughput* en galones por año), grados prueba, fracción másica de etanol y emisiones de COV, en los tanques especificados en la Sección II de este permiso. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]
2. El tenedor del permiso podrá almacenar en cualquier momento alcohol con un contenido menor de grados prueba en los tanques especificados en la Sección II de permiso. [PFE-17-0703-1082- I-II-C]
3. El tenedor del permiso mantendrá un registro mensual donde anote la identidad del etanol y cargas a los tanques (galones) entregada a cada tanque de almacenaje, el método de entrega y el tiempo de transferencia para cada líquido, características del tanque y cómputos para las emisiones mensuales. [PFE-17-0410-0250-I-C; PFE-17-0699-0795-I-II-C]
4. El tenedor del permiso inspeccionará visualmente los tanques al menos una vez al año para tratar de identificar defectos que pudieran resultar en emisiones al aire de contaminantes atmosférico. Los defectos incluyen, pero no se limitan a lo siguiente: grietas visibles, huecos o aperturas en el techo o entre el techo y las paredes del tanque, sellos o empaquetaduras en aparatos de cierre que estén rotos o agrietados, y portezuelas, puertas de acceso o cualquier aparato de cierre que este roto, agrietado o no se encuentre en el tanque. [PFE-17-0410-0250-I-C]
5. Si se encuentra algún defecto durante las inspecciones a los tanques, se hará un primer intento por repararlo dentro de cinco (5) días luego de encontrar el defecto. La reparación final deberá completarse dentro de cuarenta y cinco (45) días luego de haber encontrado el defecto, a menos que el tenedor del permiso demuestre a satisfacción de la Junta que la reparación no puede hacerse dentro de este periodo sin vaciar el tanque y no hay capacidad alterna de almacenaje en la instalación. [PFE-17-0410-0250-I-C]
6. El tenedor del permiso mantendrá registros sobre las inspecciones realizadas a los tanques, los cuales deben incluir, pero sin limitarse, la siguiente información: fecha y hora de la inspección y si encontró o no algún defecto en los tanques. Para aquellos tanques a los cuales se les encontró algún defecto, deberán registrar: identificación del tanque, fecha en que se detectó el defecto, localización de defecto, acción correctiva tomada, si hubo retraso en reparar el defecto, fecha en que se completó la reparación. [PFE-17-0410-0250-I-C]

7. El tenedor del permiso monitoreará las cantidades de etanol transferidas durante cada entrega, el método de entrega usado para transferir el etanol de la barcaza o el camión al tanque de almacenaje, y el tiempo requerido de transferencia para completar la transferencia. [PFE-17-0410-0250-I-C]
8. El tenedor del permiso no colocará, almacenará o mantendrá COV en un tanque estacionario, recipiente, u otro envase de más de 40,000 galones, a menos que este tanque, recipiente u otro envase sea un tanque capaz de mantener la suficiente presión, bajo condiciones normales de trabajo, para controlar las pérdidas de vapor o gases a la atmósfera, o por lo menos esté equipado con: un techo flotante según indica la Regla 417(A) del RCCA, un sistema de recuperación de vapor según lo indica la Regla 417(B) del RCCA, y cualquier otro requisito federal aplicable.
9. El cumplimiento con la condición anterior, está exento para lo siguiente: [PFE-TV-2085-17-0397-0031]
 - a. Almacenaje de cualquier líquido que no tenga reactividad fotoquímica (incluyendo los compuestos incluidos bajo la definición de COV) y/o cuya presión de vapor es menor de 0.75 libras por pulgada cuadrada.
 - b. Tanques que traten aguas usadas y estén permitidos bajo la Ley de Aguas Limpias y están exentos de los requisitos aplicables de la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos.
10. Las excepciones basadas en la presión de vapor se demostrarán con cálculos usando la ecuación de *Antoinnes* y la temperatura promedio de la superficie del líquido. [PFE-TV-2085-17-0397-0031]

B. Límite de carga de etanol a los tanques EU-42 y EU-64:

1. El tanque 700 con capacidad de 700,000 galones sólo será utilizado para el almacenamiento de etanol 191° prueba (95.5% de alcohol por volumen) o menor. [PFE-17-0699-0795-I-II-C]
2. La cantidad máxima permitida de almacenamiento de etanol en el EU-42 será de 13.16 millones de galones al año [PFE-17-0699-0795-I-II-C]
3. Los cuatro tanques de 110,000 galones cada uno, sólo serán utilizados para el almacenaje de etanol 140 grados prueba. La cantidad máxima permitida de almacenamiento será de 2,000,000 gal/año cada uno. El diámetro de cada tanque es de 28 pies y la altura es de 24 pies. El volumen de líquido no excederá de 105,942 galones cada uno. [PFE-17-0410-0250- I-C]

X. Requisitos Aplicables a las Columnas de Destilación, Proceso de llenado/Vaciado de Barriles, Área de Llenado de Tanques y Planta de Recuperación de CO₂:

1. Mantendrá un registro mensual donde anote los galones por día cargados a cada unidad de emisión (columnas de destilación, llenado y vaciado de barriles y llenado de camiones tanques) incluidos en este permiso. El mismo deberá estar disponible en todo momento para ser revisado por el personal técnico de la Junta. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]

A. Límite de Emisión para COV:

- 
1. Según la Regla 419 del RCCA, el tenedor del permiso no permitirá la emisión de 3 libras por hora o 15 libras diarias de etanol en cualquier artículo, máquina, equipo o cualquier otro artefacto sin que dicho equipo esté provisto de un sistema de control aceptable, programa o mecanismo de reducción y prevención de emisiones o ambos, según sea aprobado o requerido por la Junta. [Condición estatalmente ejecutable]
 2. El tenedor del permiso deberá proveer un sistema de control aceptable para estas unidades o establecer un programa de prevención y reducción de las emisiones de etanol no más tarde de 180 días después de la otorgación de este permiso.
 3. Deberá someter a la Junta un informe semianual de las emisiones de COV en libras por hora y en libras por día para demostrar cumplimiento con el límite de emisión de COV de la Regla 419 del RCCA. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de abril del próximo año.
 4. Si necesita aumentar el consumo de sustancias con COV dentro de esta unidad que pueda afectar estos valores o alguna unidad que utiliza COV, el tenedor del permiso deberá solicitar y obtener una revisión al permiso de construcción, junto con una demostración de cumplimiento con el límite de COV para dicha unidad de emisión antes de realizar el aumento.

B. Columna de Destilación EU-65:

1. El tenedor del permiso no excederá la cantidad máxima procesada de 8,000 litros por día de etanol ni los 140 grados prueba especificados en la Sección II de esta autorización. [PFE-17-0912-0667-I-C]
2. Este permiso solo autoriza las emisiones en las puestas en marcha al expulsar el aire (venteo) de la columna de destilación EU-65. Estos eventos no deberán exceder los 18.6 días por año (a razón de 5.73 lb/día de COV). [PFE-17-0912-0667-I-C]

3. Mantendrá un registro mensual donde anote los litros por día cargados en la columna de destilación EU-65 y los eventos de venteo de la columna de destilación incluida en la Sección II de este permiso. El mismo deberá estar disponible en todo momento para ser revisado por el personal técnico de la Junta. [PFE-17-0912-0667-I-C]

XI. Requisitos Aplicables a la Antorcha Normal y Antorcha de Emergencia CD-2 y CD-3:

A. Condiciones operacionales:

1. La antorcha de emergencia se utilizará cuando la antorcha normal no esté operando, en cuyo caso el aumento neto de emisiones de bióxido de azufre generado por la quema de biogás será cero. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]
2. La antorcha de emergencia podrá operar simultáneamente con la antorcha normal de forma tal que el aumento neto de emisiones generadas por la operación de la antorcha normal no exceda el potencial de emisiones de 35 toneladas al año de bióxido de azufre. Esto equivale a no oxidar más de 23.10×10^6 pies cúbicos de biogás por año. [PFE-17-0703-1082-I-II- C]

B. Límite de emisiones visibles:

1. Operará las antorchas sin emisiones visibles como se determina en el Método 22 establecido en el 40 CRF 60, Apéndice A. Sin embargo, podrá emitir emisiones visibles por un período no mayor de 5 minutos en total dentro de cualquier intervalo consecutivo de 2 horas. [PFE- 17-0703-1082-I-II-C]
2. Realizará una inspección diaria de emisiones visibles, siempre que la fuente de emisión esté en operación. Estas inspecciones consistirán en observar diariamente la antorcha o antorchas que estén operando por un periodo de 2 minutos para identificar si hay emisiones visibles que no sean vapor de agua. El observador seleccionará una posición de al menos 15 pies pero no mayor de 0.25 mullas de la fuente. La luz del sol no podrá dar directamente en los ojos del observador. Si se observan emisiones, el tenedor del permiso deberá hacer lo siguiente: [PFE-17-0703-1082-I-II-C]
 - a. Verificar que el equipo de control que causa las emisiones visibles esté operando de acuerdo a las especificaciones del fabricante y a las condiciones de este permiso. Si no está operando adecuadamente deberán tomarse acciones correctivas inmediatamente para eliminar el exceso de emisiones.

- b. Si las acciones tomadas no corrigen el problema de emisiones visibles en 24 horas, deberá llevar a cabo una lectura de emisiones visibles utilizando el Método 22 establecido en el 40 CRF 60, Apéndice A. Contratará dentro de las 48 horas siguientes al incumplimiento, un lector de opacidad independiente certificado por la JCA para realizar estas pruebas. Las pruebas deberán hacerse en cada turno de trabajo hasta que se haya corregido el problema.
 - c. Cualquier desviación debe reportarse a la Junta en 24 horas.
3. El tenedor del permiso someterá a la JCA y a la APA copia del informe de lecturas de emisiones visibles 60 días luego de cada lectura. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]
 4. Deberá someter cada 6 meses copia de los registros de las inspecciones de emisiones visibles diariamente realizadas según **la condición 2** de esta sección. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]

C. Límite de oxidación de biogás:

1. El límite de oxidación de biogás par las dos antorchas será de 6.11×10^8 pies cúbicos para cualquier periodo de 12 meses consecutivos. De aumentar la producción de biogás procedente de los bioreactores deberá modificar el permiso de construcción para reflejar el aumento en emisiones. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]

D. Límite de emisión de H₂S:

1. Según la Regla 411 del RCCA, el tenedor del permiso no causará o permitirá la quema de sulfuro de hidrógeno (H₂S), el cual ocasione concentraciones al nivel de terreno igual o mayores de 0.1 ppm en cualquier periodo de una hora o 0.03 ppm en cualquier periodo de 24 horas.
2. El tenedor del permiso deberá instalar un sistema de monitoreo continuo de concentración de H₂S al nivel de terreno no más tarde de 9 meses de la fecha de efectividad de este permiso. [PFE-TV-2085-17-0397-0031]
3. Deberá registrar las concentraciones de forma continua para verificar el cumplimiento con la limitación de una hora y 24 horas. [PFE-TV-2085-17-0397-0031]
4. El tenedor del permiso deberá someter, durante los primeros 15 días del mes siguiente al reportado, un informe mensual indicando el promedio de las concentraciones de sulfuro de hidrógeno diarias, las excedencias en las concentraciones (ppm/hora y ppm/24 horas), la razón de la excedencia, su duración y las medidas tomadas para corregir la excedencia. [PFE-TV-2085-17-0397-0031]

5. El tenedor del permiso deberá radicar cada año, junto a la certificación anual de cumplimiento, copia de los informes para ese año indicando el promedio de las medidas tomadas para corregir la excedencia. [PFE-TV-2085-17-0397-0031]
6. El tenedor del permiso tendrá la oportunidad de demostrar a satisfacción de la Junta que la concentración de H_2S no excederá las 0.1 ppm en cualquier periodo de una hora o 0.03 ppm en cualquier periodo de 24 horas. Esta demostración debe ser sometida a la Junta no más tarde de 30 días de la fecha de efectividad de este permiso.

XII. Requisitos aplicables a la Planta de Recuperación de Azufre:

A. Límite de Emisión para SO_2 :

- 
1. Según la Regla 414 del RCCA, el tenedor del permiso no causará o permitirá la emisión de óxidos de azufre, calculados como bióxido de azufre (SO_2) de una planta de recuperación de azufre, en exceso de 0.10 libras por libra de azufre procesado.
 2. El tenedor del permiso deberá someter, durante los primeros 15 días del mes siguiente al reportado, un informe mensual indicando la cantidad de azufre procesado y los cálculos de emisión de SO_2 basado en los factores de emisión del AP-42 para la recuperación de azufre (Sección 8.13).
 3. El tenedor del permiso deberá radicar semianualmente, copia de los informes para ese periodo de 6 meses, indicando la cantidad de azufre procesado en la unidad y copia de los cálculos de emisión de SO_2 en toneladas por año. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de abril del próximo año.

XIII. Requisitos aplicables a los Equipos de Control:

1. Deberá instalar, operar y mantener indicadores de temperatura en los condensadores de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Los indicadores de temperatura deberán ser calibrados cada seis meses de acuerdo con las especificaciones del fabricante. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]
2. Deberá instalar, operar y mantener medidores de flujo en todos los lavadores de gases incluidos como equipos de control en este permiso. Estos medidores de flujo deben ser calibrados cada seis meses o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, lo que sea menor. Deberá mantener los registros de calibración

disponibles en todo momento para ser revisados por personal de la Junta. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]

3. Mantendrá copia de los informes de calibración e inspecciones de los equipos de control y mantendrá registros de todos los incidentes de apagado del equipo de control si los procesos continúan operando. Los informes deberán estar disponibles al personal de la JCA de ser requerido. [PFE-17-0703-1082-I-II-C]

XIV. Proceso *New Blending*

1. La producción anual máxima permitida para el proyecto de *New Blending Facilities* será de 40,000,000 galones prueba de etanol por año. [PFE-17-0410-0250-I-C]
2. El tenedor del permiso monitoreará las cantidades de etanol transferidas durante cada entrega, el método de entrega usado para transferir el etanol de la barcaza o el camión al tanque de almacenaje, y el tiempo requerido de transferencia para completar la transferencia. [PFE-17-0410-0250-I-C]
3. El tenedor del permiso no excederá los límites de procesamiento de etanol para cada tanque (en galones/año), según establecidos en la Sección II de esta autorización. El diámetro de cada tanque, así como el volumen de líquido no excederá de lo establecido en la Tabla I (Apéndice II(A)(2)) que forma parte de esta autorización. [PFE-17-0410-0250-I-C]
4. El tenedor del permiso mantendrá un registro mensual donde anote la identidad del etanol y cargas a los tanques (galones) entregada a cada tanque de almacenaje, el método de entrega y el tiempo de transferencia para cada líquido, características del tanque y cómputos para las emisiones mensuales. El mismo deberá estar disponible en todo momento para ser inspeccionado. [PFE-17-0410-0250-I-C]
5. El tenedor del permiso inspeccionará visualmente los tanques al menos una vez al año para tratar de identificar defectos que pudieran resultar en emisiones al aire de contaminantes atmosféricos. Los defectos incluyen, pero no se limitan a lo siguiente: grietas visibles, huecos o aperturas en el techo o entre el techo y las paredes del tanque, sellos o empaquetaduras en aparatos de cierre que estén rotos o agrietados, y portezuelas, puertas de acceso o cualquier aparato de cierre que esté roto, agrietado o no se encuentre en el tanque. [PFE-17-0410-0250-I-C]
6. Si se encuentra algún defecto durante las inspecciones a los tanques, se hará un primer intento por repararlo dentro de cinco (5) días luego de encontrar el defecto. La reparación final deberá completarse dentro de cuarenta y cinco (45) días luego de haber encontrado el defecto, a menos que el tenedor del permiso demuestre a satisfacción de la Junta que la reparación no puede hacerse dentro de este período sin

vaciado el tanque y no hay capacidad alterna de almacenaje en la instalación. [PFE-17-0410-0250-I-C]

7. El tenedor del permiso mantendrá registros sobre las inspecciones realizadas a los tanques, los cuales deben incluir, pero sin limitarse, la siguiente información: fecha y hora de la inspección y si encontró o no algún defecto en los tanques. Para aquellos tanques a los cuales se les encontró algún defecto, deberán registrar: identificación del tanque, fecha en que se detectó el defecto, localización del defecto, acción correctiva tomada, si hubo retraso en reparar el defecto, y fecha en que se completó la reparación. [PFE-17-0410-0250-I-C]
8. Límite de emisión para VOC:
 - a. Según la Regla 419 del RCCA, el tenedor del permiso no permitirá la emisión de 3 libras por hora o 15 libras diarias de etanol en cualquier artículo, máquina, equipo o cualquier otro artefacto sin que dicho equipo esté provisto de un sistema de control aceptable, programa o mecanismo de reducción y prevención de emisiones o ambos, según sea aprobado o requerido por la Junta. [Condición ejecutable solo estatalmente]
 - b. Deberá someter a la Junta un informe semianual de las emisiones de COV en libras por hora y en libras por día para demostrar cumplimiento con el límite de emisión de COV de la Regla 419 del RCCA. El informe que cubre el período de enero a junio deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de octubre del mismo año y el informe que cubre el período de julio a diciembre deberá entregarse no más tarde del 1^{ro} de abril del próximo año.
 - c. Si necesita aumentar el consumo de sustancias con COV dentro de esta unidad que pueda afectar estos valores o alguna unidad que utiliza COV, el tenedor del permiso deberá solicitar y obtener una revisión al permiso de construcción, junto con una demostración de cumplimiento con el límite de COV para dicha unidad de emisión antes de realizar el aumento.
9. El tenedor del permiso deberá proveer un sistema de control aceptable para las unidades de emisión enumeradas en la Sección II de esta autorización, o establecer un programa de prevención y reducción de las emisiones de etanol no más tarde de 180 días después de la otorgación de este permiso. [PFE-17-0410-0250-I-C]
10. El tenedor del permiso no colocará, almacenará o mantendrá VOC en un tanque estacionario, recipiente u otro envase de más de 40,000 galones, a menos que este tanque, recipiente u otro envase sea un tanque capaz de mantener la suficiente presión, bajo condiciones normales de trabajo, para controlar las pérdidas de vapor o gases a la atmósfera, o por lo menos este equipado con un techo flotante según lo indica la Regla 417(A) del RCCA, un sistema de recuperación de vapor según lo

Handwritten signature in blue ink.

indica la Regla 417 (B) del RCCA y cualquier otro requisito federal aplicable. [PFE-17-0410-0250-I-C]

11. El cumplimiento con la condición anterior, está exento para lo siguiente: [PFE-17-0410-0250-I-C]
 - a. Almacenaje de cualquier líquido que no tenga reactividad fotoquímica (incluyendo los compuestos incluidos bajo la definición de VOC y/o cuya presión de vapor es menor de 0.75 libras por pulgada cuadrada.
 - b. Tanques que traten aguas usadas y estén permitidos bajo la Ley de Agua Limpia y estén exentos de los requisitos aplicables de la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos.
12. Las excepciones basadas en la presión de vapor se demostrarán con compuestos usando la ecuación de *Antoines* y la temperatura promedio de las superficies del líquido. [PFE-17- 0410-0250-I-C]
13. Deberá realizar pruebas de eficiencia a los lavadores de gases incluidos en la Tabla I (Apéndice II(A)(2)) de esta autorización. Cada lavador de gases deberá alcanzar una eficiencia mínima de 95% para remover emisiones de etanol. La misma se llevará a cabo no más tarde de 180 días de haber finalizado los procesos de transición y del comienzo de operaciones de la fuente de emisión a controlar. [PFE-17-0410-0250-I-C]
14. El tenedor del permiso deberá someter a la Junta un protocolo para la prueba de eficiencia 30 días antes de la fecha de comienzo de la prueba, según la Regla 106(c) del RCCA. [PFE- 17-0410-0250-I-C]
15. El tenedor del permio enviará una notificación por escrito 15 días antes de realizar la prueba, de manera que la Junta pueda designar un observador según la Regla 106(D) del RCCA. [PFE-17-0410-0250-I-C]
16. El tenedor del permiso rendirá un informe final durante los 60 días siguientes a la fecha de finalizado el muestreo según la Regla 106(E) del RCCA. [PFE-17-0410-0250-I-C]
17. De acuerdo con la Regla 603(a)(4)(ii) del RCCA, el tenedor del permiso retendrá los expedientes de todos los datos de muestreo requeridos y la información de apoyo por un periodo de 5 años a partir de la fecha del muestreo, la medición, el informe o la aplicación de muestreo. [PFE-17-0410-0250-I-C]

18. La operación del equipo de control se llevará a cabo de acuerdo con los resultados que se obtengan de la prueba de eficiencia para garantizar la eficiencia de control de etanol. [PFE-17-0410-0250-I-C]
19. El tenedor del permiso deberá calibrar cada 6 meses los medidores de flujo y de temperatura que forman parte del lavador de gases. [PFE-17-0410-0250-I-C]
20. Para demostrar cumplimiento, el tenedor del permiso mantendrá un registro de cada calibración, los datos y la metodología de calibración deberán mantenerse archivados en la instalación por un periodo de 5 años. [PFE-17-0410-0250-I-C]
21. El tenedor del permiso deberá mantener un registro diario de mantenimiento preventivo y condiciones de operación (razones de flujo de agua y temperatura) del lavador de gases de acuerdo con los resultados obtenidos de la prueba de eficiencia. [PFE-17-0410-0250-I-C]
22. Todos los registros requeridos en esta autorización deberán estar disponibles en la instalación en todo momento para ser inspeccionados por personal de la Junta y de la APA. [PFE-17-0410-0250-I-C]

Sección VI - Proceso de Transición

1. El Proceso de la transición de las unidades de emisión existentes a las unidades de emisión EU-68 (*New Blending Facilities*), autorizadas en la Sección II de este permiso (unidades nuevas) tendrá una duración aproximada de tres años a partir de haber dado por completada la instalación mecánica de los nuevos equipos. Durante los primeros dos años, el tenedor del permiso estará realizando la transferencia y arranque de los procesos de manufactura en las unidades nuevas. Las mismas se llevarán a cabo cumpliendo con todas las especificaciones de diseño y calidad. [PFE-17-0410-0250-I-C]
2. Durante el periodo de transición **Bacardí Corporation**, podrá operar las unidades de emisión existentes y las unidades nuevas (EU-68) simultáneamente siempre y cuando no exceda las emisiones potenciales autorizadas para las unidades existentes (44.35 toneladas al año de VOC) en cualquier periodo de doce meses consecutivos. [PFE-17-0410-0250-I-C]
3. El tenedor del permiso mantendrá un registro mensual donde anote la identificación de los tanques ya sean existentes y/o nuevos, la identidad del etanol, las cargas (en galones) entregada a cada tanque de almacenaje, el método de entrega, características del tanque y cómputos de emisión. [PFE-17-0410-0250-I-C]

4. Durante el proceso de transferencia, el tenedor del permiso inspeccionará visualmente los tanques al menos una vez al mes para tratar de identificar defectos que pudieran resultar en emisiones al aire de contaminantes atmosféricos. Los defectos incluyen, pero no se limitan a lo siguiente: grietas visibles, huecos o aperturas en el techo o entre el techo y las paredes del tanque, sellos o empaquetaduras en aparatos de cierre que estén rotos o agrietados, y portezuelas, puertas de acceso o cualquier aparato de cierre que esté roto, agrietado o no se encuentre en el tanque. [PFE-17-0410-0250-I-C]
5. Si se encuentre algún defecto durante las inspecciones a los tanques, se realizará el primer intento de reparación tan pronto sea posible, pero no más tarde de cinco (5) días calendario luego de haber encontrado el defecto. La reparación final deberá completarse en quince (15) días luego de haberse encontrado el defecto a menos que el tenedor del permiso demuestre a satisfacción de la Junta que la reparación no puede hacerse dentro de este periodo sin vaciar el tanque y no hay capacidad alterna de almacenaje en la instalación. [PFE-17-0410-0250-I-C]
6. El tenedor del permiso mantendrá registros sobre las inspecciones realizadas a los tanque, los cuales deben incluir, pero sin limitarse, la siguiente información: fecha y hora de la inspección y si encontró o no algún defecto en los tanques. Para aquellos tanques a los cuales se les encontró algún defecto, deberán registrar: identificación del tanque, fecha en que se detectó el defecto, localización del defecto, acción correctiva tomada, si hubo retraso en reparar el defecto, y fecha en que se completó la reparación. [PFE-17-0410-0250-I-C]
7. Una vez finalizada la instalación mecánica de las unidades de emisión nuevas, el tenedor del permiso notificará por escrito a la Junta, no más tarde de 30 días calendario. [PFE-17-0410-0250-I-C]
8. Una vez finalizada la transferencia y arranque de los procesos en las unidades nuevas, **Bacardí Corporatrion** notificará por escrito a la Junta, no más tarde de 30 días calendario. [PFE-17-0410-0250-I-C]
9. Una vez finalizada la transferencia y arranque de los procesos, el tenedor del permiso tendrá un año para eliminar las unidades de emisión existentes, mediante el proceso de demolición de equipos y estructuras. [PFE-17-0410-0250-I-C]
10. Durante el proceso de eliminación de las unidades existentes el tenedor del permiso deberá cumplir con lo siguiente:
 - a. El tenedor del permiso no causará o permitirá emisiones visibles de polvo fugitivo más allá de la colindancia de la propiedad en donde se originaron las mismas. [Regla 404(B) del RCCA]

- 
- b. El tenedor del permiso deberá realizar observaciones visuales diarias durante la operación de demolición para determinar cumplimiento con los límites de emisiones visibles mencionadas en el **inciso a** de esta sección.
 - c. El tenedor del permiso deberá mantener un registro de los resultados de las observaciones visibles diarias. Este registro deberá mantenerse accesible en cualquier momento en la instalación para revisión del personal técnico de la JCA y de la APA.
 - d. El tenedor del permiso deberá utilizar medidas de supresión de polvo, según sea necesario, para cumplir con los límites mencionados en el **inciso a** de esta sección.
 - e. El tenedor del permiso deberá registrar diariamente cada uso de equipos de supresión de polvo para los procesos de demolición, los cuales sean manualmente operados y sean intermitentes (por ejemplo, la operación de camiones de agua para rociar las carreteras). Este registro deberá mantenerse accesible en cualquier momento en la instalación para revisión del personal técnico de la JCA y de la APA.

11. Deberá notificar a la Junta no más tarde de 10 días calendario la finalización de los trabajos de demolición de las unidades existentes. [PFE-17-0410-0250-I-C]

Sección VII - Escenarios de Operación Alternos

AOS 1 & AOS 2 - Uso de Alcohol en las calderas EU-1 y EU-2:

- 1. Las calderas #1 (EU-1) y #3 (EU-2) estarán limitadas a operar bajo los siguientes escenarios de operación alternativo: [PFE-17-0505-0692-II-C]
 - a. **Escenario 1:** Para dar cabida al consumo de alcohol como combustible en las calderas EU-1 y EU-2, el tenedor del permiso podrá sustituir 1.786 galones de alcohol por cada galón de combustible No. 6 hasta un consumo máximo de 475,200 galones al año de alcohol.⁹
 - b. **Escenario 2:** Para dar cabida al consumo de alcohol como combustible en las calderas EU-1 y EU-2, el tenedor del permiso podrá sustituir 0.006 galones de alcohol por cada pies cúbico de biogás hasta un consumo máximo de 475,200 galones al año de alcohol.¹⁰

⁹ Refiérase al Escenario 1 (operación regular) en la Parte C – Límite de Consumo de Combustible en la Sección VI – Condiciones Específicas de Permiso.

¹⁰ Refiérase al Escenario 2 (operación regular) en la Parte C – Límite de Consumo de Combustible en la Sección VI – Condiciones Específicas de Permiso.

2. El consumo de alcoholes como combustible permitido para las calderas #1 (EU-1) y #3 (EU-2) es de 475,200 gal/año. Para ello se requerirá la sustitución de 266,011 gal/año de combustible No. 6. Por lo que, para introducir la quema del alcohol, el tenedor del permiso tendrá que dejar de quemar la cantidad antes indicada del combustible número 6. [PFE-17-0505- 0692-II-C]
3. Deberá preparar un registro y completarlo diariamente para la operación de las calderas EU-1 y EU-2 donde anotará el horario de operación, y el consumo de alcohol como combustible en cada caldera, contenido de azufre (en porciento por peso) y cualquier ajuste o mantenimiento realizado al equipo de combustión. Dicho registro deberá estar disponible en todo momento par inspección del personal técnico de la Junta. [PFE-17-0505-0692-II- C]
4. El tenedor del permiso deberá someter un informe mensual indicando en base diaria la cantidad de alcoholes quemado y el contenido de azufre en porciento por peso. Este informe será enviado a la Junta y dirigido a la atención del Jefe de la División de Inspección y Cumplimiento del Área de Calidad de Aire, no más tarde de los próximos 15 días después de finalizado el periodo del reporte. [PFE-17-0505-0692-II-C]
5. El tenedor del permiso no excederá los límites de emisión para las calderas incluidas en la siguiente tabla. El cumplimiento con estos límites de emisión será determinado diariamente. El tenedor del permiso calculará las emisiones totales de cada contaminante proveniente de la combustión de combustible No. 6 o No. 2, biogás y alcohol para cada día particular y añadiéndolo al total de las emisiones de cada contaminante de los 364 días consecutivos anteriores para demostrar que las emisiones totales para cada contaminante no exceden los límites incluidos en la tabla, en toneladas por año durante cualquier periodo consecutivo de 365-días. El tenedor del permiso utilizará la metodología de cálculos incluida en el Apéndice II(A)(1) para calcular las emisiones diarias provenientes de las calderas. [PFE-17-0505-0692-II-C]

Contaminante	Ton/año (periodo rotativo 365-días)
PM ₁₀	6
SO ₂	609.93
NO _x	102.94
CO	30.88
VOC	2.02

Sección VIII - Unidades de Emisión Insignificante

A. Solo se incluye la lista de actividades insignificantes que están exentas por tamaño o razón de producción y algunas podrían requerir un permiso de construcción bajo la Regla 203 del RCCA.

Identificación de Unidad de Emisión	Descripción (Base de la exención)
F-1 (Tanque de 7,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
F-2 (Tanque de 7,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
F-3 (Tanque de 7,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
F-4 (Tanque de 7,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
F-5 (Tanque de 7,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-1 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-2 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-3 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-4 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-5 (Tanque de 24,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-6 (Tanque de 25,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-8 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-9 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-10 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-11 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-12 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-13 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-14 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-15 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-16 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-17 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-18 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-19 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-20 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-21 (Tanque de 25,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-22 (Tanque de 6,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-23 (Tanque de 6,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-24 (Tanque de 6,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-25 (Tanque de 6,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-26 (Tanque de 6,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-27 (Tanque de 6,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-28 (Tanque de 28,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA

Identificación de Unidad de Emisión	Descripción (Base de la exención)
P-29 (Tanque de 28,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-30 (Tanque de 28,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-31 (Tanque de 26,100 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-32 (Tanque de 25,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-33 (Tanque de 25,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-34 (Tanque de 24,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-35 (Tanque de 24,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-40 (Tanque de 24,100 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-41 (Tanque de 26,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
AGRO-10 (Tanque de 8,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
AGRO-11 (Tanque de 8,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
AGRO-12 (Tanque de 8,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-1A (Tanque de 6,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-2A (Tanque de 6,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-3A (Tanque de 7,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-4A (Tanque de 7,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-5A (Tanque de 5,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-6A (Tanque de 5,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-7A (Tanque de 6,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-8A (Tanque de 6,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-9A (Tanque de 6,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-RED-A (Tanque de 12,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-RED-B (Tanque de 12,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-RED-C (Tanque de 12,400 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-79 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-80 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-81 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-82 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-86 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-87 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-88 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-89 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-95 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-96 (Tanque de 39,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-97 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-98 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-99 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-100 (Tanque 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA

Identificación de Unidad de Emisión	Descripción (Base de la exención)
P-101 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-102 (Tanque de 38,600 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-103 (Tanque de 31,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-104 (Tanque de 30,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-105 (Tanque de 30,900 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-106 (Tanque de 11,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-107 (Tanque de 11,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-108 (Tanque de 11,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-109 (Tanque de 11,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
P-110 (Tanque de 11,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
ROMANA 1 (Tanque de 3,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
ROMANA 2 (Tanque de 3,300 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
ROMANA 3 (Tanque 3,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
ROMANA 4 (Tanque 3,700 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
MERGER 1 (Tanque 18,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
MERGER (Tanque 18,000 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
TANK (Residuo) (Tanque de 6,500 gal)	Apéndice B (2) del RCCA
Cuatro torres de enfriamiento.	Apéndice B (3)(xxxiii) del RCCA.
Cuatro tanques de almacenaje de gas propano con capacidad de 1,000 galones cada uno.	Tanques de almacenaje con capacidad menor de 10,000 galones. [Apéndice B, Sección 3(ii)(N) del RCCA]
Tanque de almacenaje de combustible No.6 con una capacidad de 508,000 galones	Apéndice B (2) del RCCA.
Tanque de almacenaje de combustible No.6 con una capacidad de 126,000 galones.	Apéndice B (2) del RCCA.
Tanque de almacenaje de melaza	Apéndice B (3) (xxxiii) del RCCA.
Tanque de almacenaje de gas propano con capacidad de 500 galones.	Apéndice B (2) del RCCA.
Almacenaje de sustancias de bidones cerrados, barriles o botellas.	Apéndice B (3) (xxxxiv) del RCCA.

Sección IX - Protección por Permiso

- A. De acuerdo con la Regla 603(D) del RCCA, el cumplimiento con las condiciones del permiso se considerará como cumplimiento con cualquier requisito aplicable a la fecha de expedir el mismo, siempre y cuando dicho requisito se encuentre específicamente identificado en el permiso. Del mismo modo, se considerará como

en cumplimiento con cualquier requisito específicamente identificado como No Aplicable en el permiso.

1. Requisitos No Aplicables

Código para Determinación de No-Aplicabilidad	
Código	Fundamento
Límites de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos	No hay requisitos aplicables.
40 CRF Parte 60 Subparte D	Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Generadores de Vapor que Queman-Combustible-Fósil. No aplica porque las calderas (EU-1, EU-2 y EU-66) son menores de 250 MMBtu/hr.
40 CRF Parte 60 Subparte Da	Estándares de Ejecución de Nuevas Fuentes para Unidades Generadoras de Vapor de Utilidad Eléctricas. No aplica porque las calderas (EU-1, EU-2 y EU-66) son menores de 250 MMBtu/hr.
40 CRF Parte 60 Subparte Db	Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Industriales-Comerciales-Institucionales. No aplica a EU-1 porque no inició construcción, modificación o reconstrucción después del 19 de junio de 1984 y no aplica a EU-66 porque no tiene una capacidad de entrada de calor para combustibles quemados en la unidad generatriz de vapor superior a 100 MMBtu/hr.
40 CRF Parte 60 Subparte Dc	Estándares de Funcionamiento para Unidades Generadoras de Vapor Pequeñas Industriales-Comerciales-Institucionales. No aplica a EU-1 porque no inició construcción, modificación o reconstrucción después del 9 de junio de 1989 y por capacidad de calor que es mayor de 100 MMBtu/hr. No le aplica a la caldera EU-2 por capacidad de entrada de calor que es mayor de 100 MMBtu/hr.

Handwritten signature

Código para Determinación de No-Applicabilidad	
Código	Fundamento
40 CRF Parte 60 Subparte Kb	No aplica a tanques utilizados para almacenar bebidas alcohólicas. No es aplicable a tanques con capacidades mayor o igual a 151 m ³ que almacenen líquido con una presión de vapor real máxima menor de 3.5 kPa o con una capacidad mayor o igual a 75 m ³ pero menor de 151 m ³ que almacenen líquido con una presión de vapor real máxima menor de 15 kPa.
40 CRF Parte 63 Subparte DDDDD	Estándares Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Fuentes Mayores: Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales. La instalación no es una Fuente Mayor de CAP.
40 CRF Parte 60 Subparte IIII	Estándares de Ejecución para Motores de Combustión Interna Estacionarios de Ignición por Compresión. No aplica a unidades de combustión interna que fueron manufacturadas en o antes del año 2005. Este estándar no es aplicable a los motores del EU-67-P1 a la P12.
40CRF Parte 63, Subparte JJJJ	Estándares de Ejecución para Motores de Combustión Interna Estacionarios de Ignición por Chispa. Los motores de combustión interna autorizados no son de ignición por chispa.

Sección X - Aprobación del Permiso

En virtud de los poderes conferidos a la Junta de Calidad Ambiental por la Ley sobre Política Pública Ambiental, Ley Número 416 del 22 de septiembre de 2004, según enmendada y luego de verificado el expediente administrativo y el cumplimiento con la Ley Sobre Procedimiento Administrativo Uniforme, Ley Número 170 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, la Ley Federal de Aire Limpio, Ley Sobre Política Pública Ambiental y el Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de Puerto Rico, la Junta de Calidad Ambiental aprueba el permiso sujeto a los términos y condiciones que en el mismo se expresan.

En San Juan, Puerto Rico, hoy 29 de agosto de 2016.

JUNTA DE CALIDAD AMBIENTAL



María de los Ángeles Ortiz
Miembro Alterno



Rebeca Acosta Pérez
Vice Presidenta



Weldin F. Ortiz Franco
Presidente



APÉNDICES

Apéndice I - Definiciones y Abreviaciones

A. Definiciones:

1. Ley - Ley Federal de Aire Limpio, según enmendada, *42 U.S. 7401, et seq.*
2. Oficial Responsable - Ver definición de Oficial Responsable según se establece en el Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental (1995).
3. Reglamento - Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental.
4. Título V - Título V de la Ley Federal de Aire Limpio (*42 U.S.C. 7661*).

B. Abreviaciones:



AP-42	<i>Compilation of Air Pollutant Emission Factors</i>
APA	Agencia Federal de Protección Ambiental
Btu	Unidad Térmica Británica
CAP	Contaminantes Atmosféricos Peligrosos
CRF	Código de Regulaciones Federales
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂ e	Bióxido de Carbono equivalente
dscf	<i>Dry Standard cubic feet</i>
dscm	<i>Dry standard cubic meter</i>
°F	Grados Fahrenheit
GHGs	Gases de efecto de invernadero (<i>Greenhouse gases</i>)
HAP	Contaminantes Atmosféricos Peligrosos
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno



hp	Caballos de fuerza (<i>horsepower</i>)
JCA	Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico
kPa	Kilo Pascal
Lb	Libras
MACT	Máxima Tecnología de Control Alcanzable (en inglés <i>Maximum Achievable Control Technology</i>)
MMBtu	Millón de Btu
NNCAA	Normas Nacionales de Calidad de Aire Ambiental (NAAQS)
NO _x	Óxidos de nitrógeno
NSPS	<i>New Source Performance Standards</i>
PG	Galón Prueba (<i>Proof Gallon</i>), se refiere a un galón de espíritus o el equivalente alcohólico que contiene 50% de alcohol etílico (etanol) por volumen.
PM	Materia particulada (en inglés)
PM ₁₀	Materia particulada con partícula cuyo diámetro tiene un tamaño de masa aerodinámica igual o menor de diez (10) micrones (en inglés)
ppm	Partes por millón
PSIA	Unidad de presión, libra por pulgada cuadrada
RICE	Motor de Combustión Interna Reciproca
RCCA	Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica de la Junta de Calidad Ambiental
RMP	Plan de Manejo de Riesgo (en inglés)
SIC	Clasificación Estándar de Industrias (<i>Standard Industrial Classification</i>)

SO _x	Óxidos de azufre
SO ₂	Bióxido de azufre
VOC	Compuestos Orgánicos Volátiles (en inglés)



BACARDI CORPORATION
CATAÑO, PUERTO RICO
PFE-TV-2085-17-1206-2442
PAGINA 83 DE 90

Handwritten signature in blue ink

Apéndice II

Apéndice II (A)(1): Metodología para calcular las emisiones provenientes de las calderas

A. Emisiones provenientes de la quema de combustible número 6 en las calderas

Utilizará la siguiente ecuación para calcular las emisiones:

$$\text{Toneladas de contaminante/ unidad de tiempo} = FE \times$$

$F/1000/2000$ donde:

F = cantidad de combustible total quemado en galones por unidad de tiempo.

EF = factor de emisión del AP-42, Sección 1.3, según se incluye en la siguiente tabla:

Contaminante	Factor de emisión (lb/1000 gal)	Referencia AP-42
SO ₂	157 (S) ⁹	Tabla 1.3-1
NO _x	55	Tabla 1.3-1
CO	5	Tabla 1.3-1
TOC ¹⁰	0.28	Tabla 1.3-3
PM ₁₀	7.17A ¹¹	Tabla 1.3-5
PM filtrable ¹²	9.19(S) = 3.22	Tabla 1.3-1
PM condensable	1.5	Tabla 1.3-2

B. Emisiones provenientes de la quema de combustible núm. 2 en la caldera

Utilizará la siguiente ecuación para calcular las emisiones:

$$\text{Toneladas de contaminante / unidad de tiempo} = FE \times F / 1000 / 2000$$

donde:

F = cantidad de combustible total quemado en galones por unidad de tiempo.

EF = factor de emisión del AP-42, Sección 1.3, según se incluye en la siguiente tabla:

⁹ S = % de azufre por peso

¹⁰ No incluye metano (NMTOC)

¹¹ A = 1.12(S) + 0.37 (Para combustible #6)

¹² PM = PM filterable + PM condensable

Contaminante	Factor de emisión (lb/1000 gal)	Referencia AP-42
SO ₂	142S ¹³	Tabla 1.3-1
NO _x	20	Tabla 1.3-1
CO	5	Tabla 1.3-1
TOC	0.252	Tabla 1.3-3
PM ₁₀	1.00	Tabla 1.3-6
PM filtrable	2	Tabla 1.3-1

C. Emissiones provenientes de la quema de biogás

- Utilizará la siguiente ecuación para calcular las emisiones:

$$\text{Toneladas de contaminante / unidad de tiempo} = EF / 2000 \times F$$

x H donde:

F = combustible total quemado en pie cúbico estándar (scf) por unidad de tiempo.

H = contenido calórico del gas quemado, en MMBtu por scf.

EF = factor de emisión [lb/MMBtu]

- Utilizará la siguiente ecuación para calcular el factor de emisión para SO₂:

$$\text{Factor de Emisión SO}_2 \text{ [lb/MMBtu]} = S^{14}/100 \times (64^{15}/32^{16}) \times 10^6/4,100$$

Btu¹⁷/lb donde:

S = concentración de azufre en el biogás, en por ciento por peso.

- Para los demás contaminantes criterio, utilizará los factores de emisión provistos por contaminante, e incluido en la siguiente tabla:

Contaminante	Factor de Emisión (lbs/MMBtu)
NO _x	0.10
CO	0.25

¹³ S = % de azufre por peso

¹⁴ S = concentración de azufre en el biogás, en por ciento

¹⁵ 64 = peso molecular del SO₂

¹⁶ 32 = peso molecular del azufre

¹⁷ 4,100 = contenido calórico del biogás en Btu/lb (504.6 Btu/scf)

Contaminante	Factor de Emisión (lbs/MMBtu)
PM ₁₀	0.28
COV	0.01

D. Emisiones provenientes de la quema de alcohol

1. Utilizará la siguiente ecuación para calcular las emisiones:

$$\text{Toneladas de contaminante / unidad de tiempo} = EF / 2000 \times F \times H$$

donde:

EF = factor de emisión [lb/MMBtu]

F = combustible total quemado en galones por unidad de tiempo.

H = contenido calórico del alcohol quemado, en MMBtu por galón.

2. Utilizará la siguiente ecuación para calcular el factor de emisión para SO₂:

$$\text{Factor de Emisión SO}_2 \text{ [lb/MMBtu]} = S/100 \times (64^{18}/32^{19}) \times 10^6 / 13,056.2^{20} \text{ Btu/lb}$$

¹⁸ 64 = peso molecular del SO₂

¹⁹ 32 = peso molecular del azufre

²⁰ 13,056.2 = contenido calórico del alcohol en Btu/lb (0.08617 MMBt/gal)

Apéndice II(A)(2): Tabla I – Especificaciones de las unidades de emisión EU-64:

Unidad de emisión	Proceso realizado en los tanques	Identificación del tanque	Equipo de control / Punto de emisión	Dimensiones		Descripción del tanque	Tipo de tanque	Contenido	Capacidad			Ubicación NBF ²¹	
				Diámetro (ft)	Altura (ft)				litros	galones	pies cúbicos		
1	EU-FILT100	Filtración	TK-5111	Fume Vent / EP-5111	1.67	2.1	De Precoat Tank	DE Filter Skid	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	100	27	3.53	NBA
2	EU-FILT-250	Filtración	TK-5111	Fume Vent / EP-5111	1.67	2.1	De Precoat Tank	DE Filter Skid	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	100	27	3.53	NBA
11	EU-PREMIX	Dosificación	TK-5091	Fume Vent / EP-1K	3.5	3.70	Dosing Tank 1	Cone Bottom Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	1,000	265	35.31	NBT
11	EU-PREMIX	Pre-mezclar	TK-5090	Fume Vent / EP-2K	4.5	4.00	Pre-mix Tank		Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	2,000	529	70.63	NBA
7	EU-EXTSOL	Mezclar	TK-5140	SC-5210 / EP-SC-5210	8	8.50	Extract Mix Tank	Mix Tank	Solución 0 a 20% alcohol por volumen (ABV)	15,000	3,968	529.79	NBA

²¹ New Blending Facilities

Unidad de emisión	Proceso realizado en los tanques	Identificación del tanque	Equipo de control / Punto de emisión	Dimensiones		Descripción del tanque	Tipo de tanque	Contenido	Capacidad			Ubicación NBF ²²
				Diámetro (ft)	Altura (ft)				litros	galones	pies cúbicos	
1 5 23 26	EU-FILT100 EU-BLEOPS EU-LOAD100 EU-THERMAL	TK-5108	SC-5210 / EP-SC-5210	14	23	Blending Tank	Blending Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	100,000	26,455	3,531.47	NBT
1 5 23 26	EU-FILT100 EU-BLEOPS EU-LOAD100 EU-THERMAL	TK-5109										
2 4 5 6 9 12 17 18 24 26	EU-FILT250 EU-ARUMTK EU-BLEOPS EU-FLTREG EU-P1RUM EU-PRMKUP EU-RRUMAG EU-RUMRFLT EU-LOAD250 EU-THERMAL	TK-5105 TK-5104 TK-5106 TK-5107	SC-5210 / EP-SC-5210	20	28.50	Blending Tank	Blending Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	250,000	66,138	8,828.67	NBT
3 4 5 8 16 22 25 26	EU-FILT500 EU-ARUMTK EU-BLEOPS EU-LCDFLT EU-RUMAFLT EU-P2RUMTK EU-LOAD500 EU-THERMAL	TK-5101 TK-5100 TK-5102 TK-5103	SC-5210 / EP-SC-5210	21	51	Blending Tank	Blending Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	500,000	132,275	17,657.33	NBT

²²New Blending Facilities

Unidad de emisión		Proceso realizado en los tanques	Identificación del tanque	Equipo de control / Punto de emisión	Dimensiones		Descripción del tanque	Tipo de tanque	Contenido	Capacidad			Ubicación NBF ²³
					Diámetro (ft)	Altura (ft)				litros	galones	pies cúbicos	
6	EU-FILTREG	Almacenaje	TK-5220	HE-5220, SC5221 / EP-SC-5221	6	10	CF Regen Condensate Tank	Storage Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	10,000	2,646	353.15	NBS
13	EU-RCLWAT		TK-5208	Fume Vent /EP-5208	10	12	Water RECLAIM Tank		Solución de 0 a 10% ABV	22,713	6,009	802.102	NBS
7	EU-EXTSOL		TK-5141	Fume Vent / EP-30K	10	13.50	Extract Storage Tank		Solución 0 a 20% alcohol por volumen (ABV)	30,000	7,937	1,059.44	NBA
10	EU-RUMRES		TK-5046	SC-5210 / EP-SC-5210	12	16	Residues Tank	Storage Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	50,000	13,228	1,765.73	NBT
14	EU-REMNTK		TK-5110				Remnant Tank						
15	EU-DRUMAG		TK-5062				D Tank						
19	EU-SRUMTK		TK-5042				S1 Tank						
26	EU-THERMAL		TK-5044				S3 Tank						
			TK-5045				S4 Tank						
			TK-5043				S2 Tank						
2	EU-FILT250	TK-5061	SC-5210 / EP-SC-5210	20	28.50	T-AG-2	Storage Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	250,000	66,138	8,828.67	NBT	
4	EU-ARUMTK	TK-5021				T-Stock-4							
5	EU-BLEOPK	TK-5020				T-Stock-3							
6	EU-FLTREG	TK-5040				T-P-1A							
9	EU-P1RUM	TK-5041				T-P-1B							
12	EU-PRMKUP	TK-5032				T-Proc-1							
17	EU-RRUMAG												
18	EU-RUMRFLT												
24	EU-LOAD250												
26	EU-THERMAL												

²³ New Blending Facilities

Unidad de emisión		Proceso realizado en los tanques	Identificación del tanque	Equipo de control / Punto de emisión	Dimensiones		Descripción del tanque	Tipo de tanque	Contenido	Capacidad			Ubicación NBF ²⁴									
					Diámetro (ft)	Altura (ft)				litros	galones	pies cúbicos										
3	EU-FILT500	Almacenaje	TK-5060	SC-5210 / EP-SC-5210	21	51	T-AG-1	Storage Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	500,000	132,275	17,657.33	NBT									
4	EU-ARUMTK		TK-5011				T-Stock-2															
5	EU-BLEOPS		TK-5010				T-Stock-1															
8	EU-LCDFLT		TK-5030				T-AgD-1															
16	EU-RUMAFLT		TK-5031				T-AgD-2															
22	EU-P2RUMTK'		TK-5050				T-P-2-1															
25	EU-LOAD500		TK-5051				T-P-2															
26	EU-THERMAL																					
4	EU-ARUMTK		TF-1				TF-Scrubber Existing / EP-6							53.30	30	Stream A Storage Tank	Storage Tank	Ron hasta 95% alcohol etílico por volumen (ABV)	2,000,000	500,000	66,840.28	NBO
16	EU-RUMAFLT		TF-2													Rum-A Storage Tank						
17	EU-RRUMAG	TF-3	Rum R Post Age Storage																			
		TF-4	STREAM R Storage Tank																			
21	EU-LCDLDG	TF-5	TF-Scrubber Existing / EP-6	60	34	LCD Storage Tank		Storage Tank	Ron 60 a 90% grados prueba	2,500,000	700,000	93,576.39	NBO									

²⁴ New Blending Facilities