

## **RESPUESTA NOTA ACLARATORIA DEIA-DEEIA-AC-0138-0209-2021**

A continuación, se presenta la respuesta aclaratoria de las observaciones al Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), Categoría II, del Proyecto de Expansión de la Capacidad de Regasificación y Distribución de Gas Natural de Costa Norte LNG Terminal, remitidas por el Ministerio de Ambiente mediante nota DEIA-DEEIA-AC-0138-0209-2021, del 2 de septiembre de 2021.

### **Observación No. 1**

**El punto 2.6 Descripción de las Medidas de Mitigación Seguimiento Vigilancia y Control previstas para cada tipo de impacto ambiental identificado, página 35 del EsIA, Niveles de Ruido, enuncia lo siguiente: "...Implementar controles administrativos o de ingeniería adecuados para reducir los niveles de ruido, en caso de ser requerido, según los resultados de monitoreo de ruido ambiental... "; sin embargo, no se describe en qué consisten dichos controles. Por lo que debe ampliar la información señalada y describir los controles a los que se hace referencia.**

### **Respuesta**

Como se indica en la medida la misma se implementará **en caso de ser requerida, según los resultados de monitoreo de ruido ambiental durante la etapa de construcción**. En estos momentos el proyecto está diseñado para controlar y evitar ruidos excesivos, si en algún momento los resultados de los monitoreos previstos durante la etapa de construcción exceden los valores de la normativa, y dependiendo del lugar del proyecto donde esto ocurra, se tomarán las medidas correspondientes, que incluirían lo siguiente:

1. Realizar un mapeo de ruido en cada frente de trabajo para identificar los equipos con mayor generación de ruido y evaluar su redistribución en el frente de trabajo, para favorecer la dispersión del ruido generado y lograr reducir el nivel de ruido registrado en el punto de monitoreo donde se excede los límites de la normativa aplicable.
2. Identificar los equipos con mayor generación de ruido de cada frente de trabajo, para procurar la sustitución de piezas o del equipo completo, para procurar el uso de equipos en mejores condiciones o con características de diseño que reduzcan el nivel de ruido generado, siempre y cuando no se afecte el desarrollo de las

actividades de construcción del proyecto, ni las condiciones de seguridad y calidad requeridas.

3. Reducción, dentro de lo posible, del tiempo de operación continuo de los equipos que no puedan ser sustituidos y cuyo funcionamiento esté relacionado directamente con el exceso de ruido detectado en los puntos de monitoreo.
4. Los equipos fijos relacionados con el exceso de ruido detectado en los monitoreos y que no puedan ser sustituidos, serán instalados dentro de estructuras que permitan su confinamiento y la contención del ruido generado, siempre y cuando su funcionamiento no se vea afectado por esta medida. En caso contrario se reducirá, dentro de lo posible, el tiempo de operación continua de dichos equipos.
5. Finalmente, de ser necesario se considerará reducir el tiempo de exposición de los operadores en el sector donde se detecte esta situación y no se haya podido controlar con la implementación de las medidas anteriores.

### **Observación No. 2**

**El punto 2.6 Descripción de las Medidas de Mitigación Seguimiento Vigilancia y Control previstas para cada tipo de impacto ambiental identificado, página 35 del EsIA, Modificación de la Calidad de Aire, enuncia lo siguiente: "...Durante las condiciones de viento fuerte, que generen niveles excesivos de polvo, se tomarán medidas preventivas temporalmente..." sin embargo, no se describe en qué consisten dichas medidas. Por lo que debe ampliar la información señalada y describir los controles a los que se hace referencia.**

### **Respuesta**

En caso de que las condiciones climáticas sean extremadamente fuertes que no permitan controlar los niveles excesivos de polvo con las medidas descritas en el estudio se procederá a aplicar las siguientes medidas de manera temporal mientras se normalicen las condiciones climáticas.

1. Aumentar la frecuencia de riego para humedecer las rutas de circulación temporales e interiores que sean de tierra, para evitar que con el paso de los vehículos se levante el polvo.
2. En las áreas de trabajo se aumentará la frecuencia en que se humedezca el suelo para evitar la dispersión del polvo.

3. De ser posible, reorganizar los trabajos de tal manera que se ejecuten actividades que minimicen la generación de polvo, mientras mejora el clima.
4. Reforzar las cubiertas utilizadas en los materiales almacenados en las áreas de acopio, en caso de identificarse su arrastre por el viento, e incluir el uso de esas cubiertas en los materiales que bajo condiciones normales no son arrastrados.
5. Durante las actividades de excavación, de ser necesario, utilizar mallas protectoras para limitar el entorno en la dirección predominante del viento, para así evitar la generación de polvo fugitivo.

### **Observación No. 3**

**El punto 5. Descripción del Proyecto, Obra o Actividad, señala en su componente (b) Aumento en la capacidad de bombeo de agua marina, página 69 del EsIA, se enuncia lo siguiente: "...Se consideran 2 bombas que actuarán como soporte de las bombas actualmente instaladas en la terminal. La capacidad de cada bomba se instalará como equipo principal y la otra como respaldo... ", es de importancia mencionar que el proyecto referente a la construcción y operación de una Central de Generación de Energía, denominada COSTA NORTE, cuenta con un EsIA cat.III aprobado, donde uno de sus componentes es el uso de agua marina para sus procesos de operación, por lo que debe aclarar lo siguiente:**

- a) El proyecto de expansión del sistema de regasificación mantendrá el mismo consumo de agua marina o requerirá un aumento en el volumen de esta.**

### **Respuesta**

Tal como se indica en el comentario de la pregunta, el proyecto de Terminal de Regasificación se surte actualmente de los valores autorizados en el estudio de Impacto Ambiental Categoría III del proyecto AES Colón que incluye las necesidades de agua de la Terminal de Regasificación Costa Norte LNG Terminal S. de R.L. y las necesidades de agua para el proceso de generación de la Central Gas Natural Atlántico S. de R.L. (381 MW) así como la de una potencial expansión de la capacidad (381 MW adicionales).

Sin embargo, el valor más reciente utilizado para el contrato permanente de concesión de agua incluye un total anual de **211,597,800 m<sup>3</sup>** que asume el funcionamiento de la facilidad de generación al 100% de capacidad (las tres turbinas de gas y la de vapor 100%

despachadas) y la terminal a máxima operación. Este régimen teórico en realidad no se ejecuta de forma frecuente, como lo demuestran las estadísticas reales de consumo de agua del complejo en el año 2019 (total de consumo 197,576,125 m<sup>3</sup>, ver Tabla 1) y en el 2020 (124,697,547 m<sup>3</sup>, ver Tabla 2). Considerando que el volumen regular para los trabajos de expansión es de **8,444,640 m<sup>3</sup>**, se observa que al sumar dicho requerimiento de agua al total anual señalado en las estadísticas reales, el nuevo consumo estaría cubierto en el volumen actual de la concesión permanente de agua y por lo tanto **no sería necesario incrementar el volumen de la concesión de agua**, más aún que, de acuerdo a las perspectivas de despacho futuras, se espera que el despacho de Gas Natural Atlántico S. de R.L. tienda a disminuir en el tiempo y por lo tanto el volumen de agua que requeriría esta planta.

**Tabla 1. Consumo de agua del complejo en el año 2019**

2019	Horas Servicio CWPA (h)	Horas Servicio CWPB (h)	Horas Servicio ACWP (h)	Flujo Real CWPA (m <sup>3</sup> /h)	Flujo Real CWPB (m <sup>3</sup> /h)	Volumen Agua Mar CWPA (m <sup>3</sup> )	Volumen Agua Mar CWPB (m <sup>3</sup> )	Volumen Agua Mar ACWP (m <sup>3</sup> )	Volumen Agua Mar MTD (m <sup>3</sup> )
Enero	714.20	714.20	0.00	11,823.00	11,182.00	8,443,986.60	7,986,184.40	0.00	16,430,171.00
Febrero	672.00	672.00	0.00	11,823.00	11,182.00	7,945,056.00	7,514,304.00	0.00	15,459,360.00
Marzo	738.72	738.72	0.00	11,823.00	11,182.00	8,733,847.15	8,260,329.77	0.00	16,994,176.92
Abril	720.00	720.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,512,560.00	8,051,040.00	0.00	16,563,600.00
Mayo	744.00	744.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,796,312.00	8,319,408.00	0.00	17,115,720.00
Junio	720.00	720.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,512,560.00	8,051,040.00	0.00	16,563,600.00
Julio	744.00	744.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,796,312.00	8,319,408.00	0.00	17,115,720.00
Agosto	744.00	744.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,796,312.00	8,319,408.00	0.00	17,115,720.00
Septiembre	719.40	720.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,505,466.20	8,051,040.00	0.00	16,556,506.20
Octubre	744.00	744.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,796,312.00	8,319,408.00	0.00	17,115,720.00
Noviembre	711.63	720.00	0.00	11,823.00	11,182.00	8,413,640.90	8,051,040.00	0.00	16,464,680.90
Diciembre	487.33	744.00	0.00	11,823.00	11,182.00	5,761,742.00	8,319,408.00	0.00	14,081,150.00
Total	8,459.28	8,724.92	0.00			100,014,106.85	97,562,018.17	0.00	197,576,125.02
Horas YTD	17,184.20						Volumen Real YTD	197,576,125.02	

**Tabla 2. Consumo de agua del complejo en el año 2020**

Volumen de Agua	
Mes	m3
Enero	16,994,074
Febrero	15,915,714
Marzo	17,115,720
Q-1	50,025,507.33
Abril	16,250,359
Mayo	17,115,720
Junio	8,831,659
Q-2	42,197,738.50
Julio	2,864,759
Agosto	6,828,438
Septiembre	2,899,851
Q-3	12,593,047.68
Octubre	2,390,774
Noviembre	6,184,330
Diciembre	11,306,149
Q-4	19881253.31
TOTAL:	124,697,546.82

- b) De ser afirmativo el aumento en el volumen de agua a utilizar, indicar volúmenes aproximados a utilizar y la variación respecto a los caudales aprobados en el cat. III.

#### **Respuesta**

Conforme a lo indicado en la pregunta anterior, el volumen requerido para el proyecto de expansión sería de **8,444,640 m<sup>3</sup>**, el cual no sería un volumen adicional al aprobado como parte de la concesión permanente de agua solicitada por el proyecto AES Colón.

**Aunado a lo anterior el punto 5.4 Descripción de las Fases del Proyecto, Obra o Actividad, subpunto (8) Limpieza, calibración, prueba hidrostática y secado de línea, página 118 del EsIA, enuncia lo siguiente: "... Una vez liberado el tramo se procede a colocar las cabezas de pruebas, se llena con agua la tubería y se ejecuta la prueba de presión o hidrostática. El procedimiento para la prueba hidrostática se hará conforme a la Norma ASME B31.8 y API 1110 y se determinará con base en el diseño mecánico de la tubería. Las pruebas se harán con agua en lo posible, que se captará de zonas aledañas al trazado de la tubería...", por lo que debe indicar:**

- a) **Volumen aproximado de agua requerido para la ejecución de dicha prueba y lugar de captación.**

#### **Respuesta**

El consumo durante las pruebas será de **1656 m<sup>3</sup>/h**, el período de prueba tendrá una **duración de 60 días, correspondiendo a un valor total esperado de 99,360 m<sup>3</sup>**. El agua será tomada a través de la estructura de captación regular de agua de mar del proyecto AES Colón (incluida y permisada en el correspondiente estudio de Impacto Ambiental Categoría III). Es importante tener en cuenta que las actividades de prueba no involucran un aumento en el consumo de agua, que actualmente tiene aprobado el proyecto AES Colón.

Tomando en cuenta lo anterior, el proyecto de expansión no implica la construcción de una estructura nueva de captación.

**b) En caso de utilizarse otro fluido indicar cuál sería.**

**Respuesta**

No se utilizará otro fluido ya que por el tipo de vaporizador utilizado (Open rack vaporizer – ORV, en español Vaporizador de carcasa abierta) se usa agua como fluido para la realización de las pruebas.

**Observación No. 4**

**El punto 5.2. Ubicación Geográfica Incluyendo Mapa en Escala 1:50,000 y Coordenadas UTM del Polígono del Proyecto, páginas 77 y 78 del EsIA, describe las coordenadas de ubicación del proyecto; no obstante, una vez verificada la información contenida en el EsIA, no se evidencian las coordenadas del alineamiento del gasoducto que transportará el gas natural licuado desde Costa Norte hacia la Central Térmica de Generadora Gatún. Por lo que, debe indicar la longitud del mismo y presentar las coordenadas UTM (datum) de su alineamiento.**

**Respuesta**

Como parte del estudio de impacto ambiental se consignaron coordenadas UTM (Datum WGS 84) del área de influencia directa e indirecta del proyecto, así como los archivos digitales de los shape files correspondientes. Atendiendo la solicitud relacionada con el gasoducto que transportará el gas licuado, se confirma que la longitud de dicha tubería es de aproximadamente 1016 metros y estará localizada dentro del área de influencia directa descrita en el estudio de impacto ambiental, siendo sus coordenadas UTM (Datum WGS84) las siguientes:

**Tabla 3. Coordenadas UTM del gasoducto**

<b>Vértice</b>	<b>Coordenadas UTM (Datum WGS84)</b>	
	<b>Este</b>	<b>Norte</b>
1	619738.5327	1031665.785
2	619769.2732	1031708.713
3	619875.1338	1031871.172
4	619936.0610	1031965.422
5	619975.3759	1032031.856
6	619936.6880	1032065.827
7	619900.3288	1032086.919
8	619895.2920	1032089.841
9	619967.2111	1032178.465

Vértice	Coordenadas UTM (Datum WGS84)	
	Este	Norte
10	620043.1552	1032269.889
11	620070.6572	1032312.457
12	620004.6049	1032362.957
13	620004.1212	1032362.952
14	619918.7471	1032438.164

Adicionalmente, se anexa a este documento en forma digital las coordenadas en formato Excel y los shape files correspondientes (Anexo 1).

### **Observación No. 5**

**El punto 5.6.1 Necesidades de Servicios Básicos (agua, energía, aguas servidas, vías de acceso, transporte público, otros), vías de acceso, página 125 del EsIA, señala lo siguiente:** *"...El proyecto no requerirá la construcción de vías de acceso, ya que los trabajos se realizarán principalmente en las áreas de la Terminal Costa Norte y áreas continuas a la vía principal de Telfer que conduce al área de Muelle 16.... Como adecuaciones, se planean hacer ajustes a ciertas vías internas de la Terminal Costa Norte y un camino de acceso para mantenimiento y monitoreo a lo largo del gasoducto..."*. Por lo antes señalado debe indicar lo siguiente:

- a) Descripción de los trabajos a realizar y dimensión del camino a rehabilitar para el mantenimiento del gaseoducto.
- b) Presentar coordenadas y datum de referencia de dicho camino.

**De encontrarse fuera de las superficies identificadas como área de influencia directa del proyecto, presentar:**

- Línea base del área, impactos generados por los trabajos de adecuación y medidas de mitigación.
- En caso que las superficies donde se sitúa el camino de acceso sean de propietarios ajenos al promotor, presentar las debidas autorizaciones (copias de cédula notariada de los propietarios, conjuntamente con la autorización de uso del predio, registro público del predio y en caso que el propietario sea persona jurídica debe presentar registro público de la misma y autorización firmada por el Representante Legal).

## Respuesta

El camino de mantenimiento y monitoreo de la tubería a construir corresponderá a una vía de tierra de ocho metros de ancho y aproximadamente 462 metros de largo, y estará ubicado contiguo al tramo de tubería que se localiza fuera de la Terminal Costa Norte y sin acceso actualmente, como se muestra en la Figura 1 (ver Anexo 2). El resto de la tubería se ubica en áreas que ya cuentan con accesos que pueden ser utilizados en actividades de mantenimiento y monitoreo, por lo cual no se requiere la construcción de un camino de acceso en dichas áreas.

El camino estará ubicado dentro del área de influencia directa del proyecto, la cual fue descrita y caracterizada en el estudio de impacto ambiental, siendo sus coordenadas UTM (Datum WGS84) las siguientes:

**Tabla 4. Coordenadas UTM del camino de mantenimiento y monitoreo**

Vértice	Coordenadas UTM (Datum WGS84)	
	Este	Norte
1	619945.3801	1032047.548
2	619950.1526	1032054.004
3	619975.3759	1032031.856
4	619936.0611	1031965.422
5	619875.1339	1031871.172
6	619769.2733	1031708.713
7	619738.5327	1031665.785
8	619732.1789	1031670.653
9	619762.6679	1031713.230
10	619811.9959	1031788.931
11	619812.0821	1031789.063
12	619868.4233	1031875.527
13	619929.2583	1031969.635
14	619965.1127	1032030.221

Adicionalmente, se anexa a este documento y de forma digital las coordenadas del camino de mantenimiento y monitoreo en formato Excel y los shape files correspondientes (Anexo 2).

La construcción del camino de mantenimiento y monitoreo se realizará de forma integrada con el desarrollo del proyecto, aunque iniciará una vez culminada la colocación de la tubería, señalizaciones, cierre de la zanja y pruebas de funcionamiento. Los trabajos



a ser desarrollados coinciden con aquellos descritos en el estudio de impacto ambiental, abarcando las siguientes actividades:

1. Remoción de residuos de excavación a lo largo del alineamiento del camino, los cuales serán manejados y dispuestos acorde a lo señalado en el estudio de impacto ambiental para los residuos sólidos no peligrosos.
2. Nivelación y perfilamiento del camino de manera tal de asegurar una pendiente adecuada que asegure el desplazamiento adecuado de vehículos de mantenimiento y monitoreo, así como la circulación del agua de lluvia siguiendo el patrón de escurrimiento general existente en el área.
3. Compactación del suelo durante su nivelación y perfilamiento para garantizar la estabilidad a largo plazo del camino.
4. En caso de requerirse, se colocará material selecto para mejorar las condiciones de circulación a lo largo del camino. Este material selecto provendrá de fuentes autorizadas con permisos vigentes de explotación.
5. Mantenimiento periódico durante la etapa de operación, lo cual consistirá en el desmalezado de la vegetación y, en caso de presentarse deformaciones superficiales, la restauración de la pendiente, nivelación y, de ser requerido, la colocación de material selecto proveniente de fuentes autorizadas.

#### **Observación No. 6**

La nota de ampliación **DEIA-DEEIA-AC-0138-0209-2021** no incluyó una pregunta con el número 6.

#### **Observación No. 7**

El punto **5.8 Concordancia con el Plan de Uso de Suelo, página 130 del EsIA "...El uso de suelo en el área designada para la construcción del proyecto Costa Norte, se encuentra regido por las normativas de ordenamiento territorial establecidas en el Plan Regional para el Desarrollo de la Región Interoceánica y el Plan de Uso, Conservación y Desarrollo del Área del Canal (Ley 21 del 2 de julio de 1997)..."**. Por lo que, debe presentar **permiso de Compatibilidad del Canal de Panamá, emitido por la Autoridad del Canal de Panamá.**

## **Respuesta**

En efecto el proyecto está anuente de que el Plan de Uso de Suelo de la zona establece la necesidad de solicitar el permiso de Compatibilidad con el Canal de Panamá lo cual ya ha sido preparado y entregado a la Autoridad del Canal de Panamá en fecha 03 de mayo de 2021. Como parte de ese proceso, en fecha 12 de julio de 2021, la Autoridad del Canal de Panamá emitió la comunicación indicando que dicha solicitud se encuentra en fase de evaluación (se adjunta comunicación en Anexo 3). Considerando que se han realizado trámites anteriores y que el proceso de aprobación en la Autoridad del Canal de Panamá implica que el permiso sea debidamente agendado para su presentación ante Junta Directiva, se solicita que se mantenga el proceso de evaluación del trámite ambiental y que la presentación del permiso se establezca como una condición para poder iniciar obras en sitio, tal como ha ocurrido con permisos solicitados anteriormente.

## **Observación No. 8**

**El punto 10.6.9 Protección y Prevención Contra Incendios y Explosión, página 396 del EsIA, señala lo siguiente: " *...Es importante tener en consideración que hacia la parte sur del proyecto a aproximadamente 0.5 km, se ubica el vertedero de Monte Esperanza que es a cielo abierto y eventualmente se enciende, lo cual merece especial atención por la presencia de fuego en la cercanía del gaseoducto...*". Por lo antes descrito se debe presentar:**

- a) Plan de acción y el perímetro de seguridad establecido (zona de exclusión para dispersión del GNL y zona de exclusión por Radiación Térmica), en casos de que fortuitamente ocurra una explosión, tomando en cuenta que se manejan fluidos utilizados como combustibles y que en cercanías al proyecto se encuentran otros sitios de almacenamiento de combustible de empresas ajenas al promotor; además presentar plano en donde se establezca las zonas de seguridad antes descritas y las distancias existentes entre los patios de almacenamiento de combustibles que se encuentran circundante al proyecto.**

## **Respuesta**

Como parte de la ingeniería preliminar del proyecto, AES Colón ha actualizado el estudio de riesgos de su facilidad existente considerando los cambios generados en condiciones de riesgo de la facilidad, derivados de un incremento en el volumen de GNL a ser

manejado en el área al incrementar la capacidad de regasificación, la incorporación de áreas nuevas de compresores y la construcción del gaseoducto.

A los fines de poder realizar la actualización, se actualizaron los siguientes elementos:

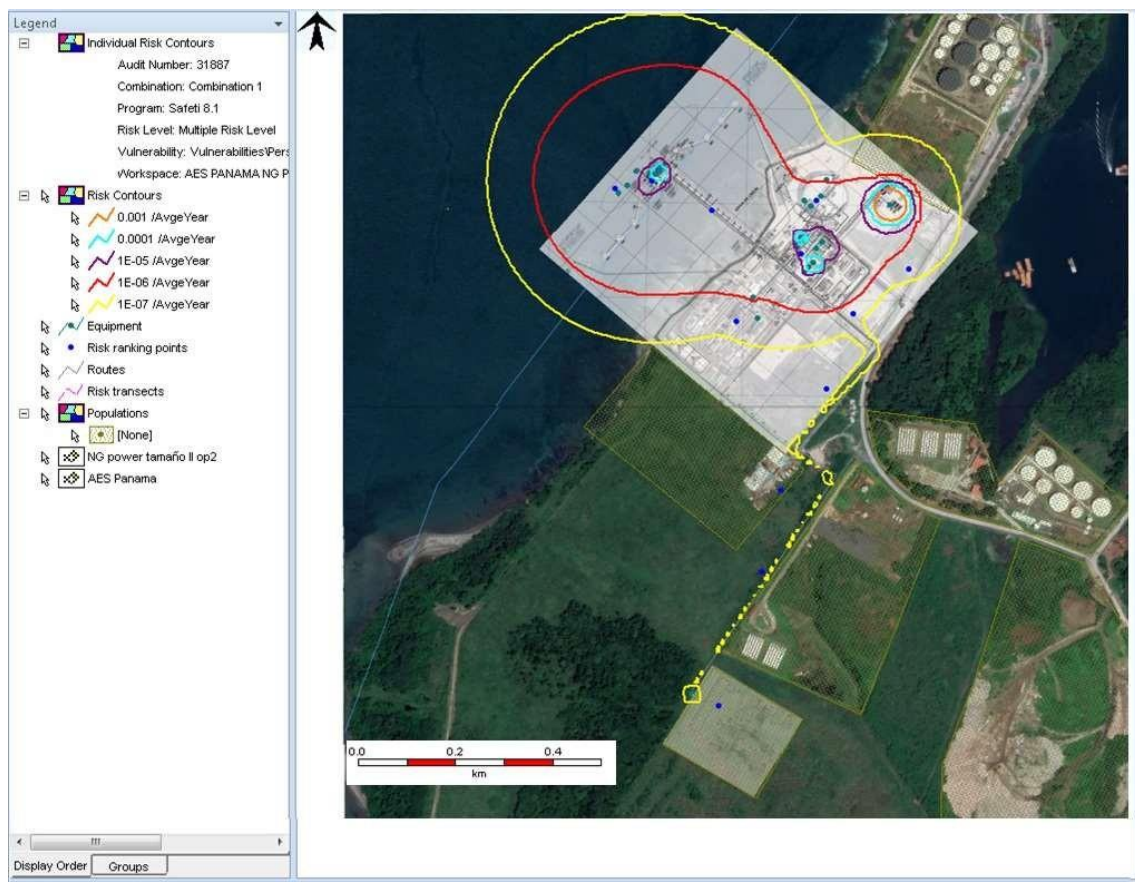
***Curva Isoriesgo.*** El riesgo individual representa la frecuencia de una muerte individual debido a la pérdida de eventos de contención. Se supone que el individuo no está protegido y está presente durante el tiempo total de exposición. El riesgo individual se presenta como líneas de contorno en un mapa topográfico (Figura 2).

Como primer resultado de este análisis (QRA), la Figura 2 presenta las curvas de isoriesgo en una vista de planta de la terminal de GNL de AES Colón Panamá. Se puede observar que la curva de isoriesgo  $1,0E-05$  (línea color morado) sale de los límites de la propiedad en un sector reducido en el límite Noreste hacia un terreno sin uso actual, lo cual es aceptado bajo ciertas condiciones en la norma NFPA 59A 2016.

Se puede apreciar adicionalmente que existe un nuevo punto de alto riesgo asociado al sitio donde se instalan las nuevas bombas, compresores y vaporizadores (línea morada en el sector central de la Figura 2), ubicado dentro de la propiedad de la terminal. Esta instalación debe mantener el mismo estándar existente, de la otra unidad de compresores para evitar los peligros que esta nueva instalación pueda generar. Aunque clasifica como una zona 2 para el rango de riesgo individual entre  $1.0E-05$  a  $1E-06$ , es recomendable revisar esta condición en caso de que a futuro se considere la instalación de oficinas en este sector.

Para el caso del trazado de la tubería considerada en el proyecto, se observa que, como resultado del análisis, le corresponde un nivel de bajo riesgo (frecuencia  $1.0E-07$ , líneas de color amarillo continua y línea punteada en Figura 2). Como se aprecia, el aumento del nivel de riesgo y los niveles altos de riesgo se encuentra dentro de los terrenos de la terminal de gas.

**Figura 2. Curvas de isoriesgo**



Asimismo, se evaluaron los riesgos al interior de la planta en los lugares específicos que se citan en la siguiente tabla.

**Tabla 5. Nivel de riesgo por sectores**

Sector	Riesgo Individual
Centro del Muelle	2,83 E-04
Plataforma de descarga	4,55E-06
Tanque T2001	4,17E-06
Carga de Camiones TLS	1,44E-03
Bombas de alta presión Compresores, evaporadores	1,05E-05
Oficinas Administrativas	1,83E-06
Acceso a las instalaciones	3,17E-07
Unidades de generación	1,49E-07
Cabezo carga/descarga Carrier	2,64E-05
Unidad de generación	3,17E-07
PSV en Carrier	1,65E-06

Sector	Riesgo Individual
Brazos de Carga	2,41E-05
Zona Incinerador	2,37E-11
Costado Línea Soterrada	6,28E-08

La curva naranja mostrada en la Figura 2, refleja la zona de mayor riesgo asociado a la curva de isoriesgo  $10^{-3}$ , que se ubica en la zona de carga de camiones. Otro sector de riesgo para las instalaciones de AES Colón está definido para la zona que es delimitada por la curva o línea celeste en dicha figura, cuya frecuencia de eventos es superior a  $10^{-4}$ .

Como se muestra en la Figura 2, riesgos mayores a  $10^{-5}$  se observan en la zona del muelle por la condición de recirculación de la línea de 32" a 12 bar, la zona de los vaporizadores por las altas presiones de bombeo, bombas alta presión, fundamentalmente previo al vaporizador, pérdidas en las líneas de baja presión, fundamentalmente por la extensión de la línea, y escapes por el venteo de un vaporizador por mala operación. Potencialmente pudiesen ocurrir eventos asociados a pérdidas de contención en los Carrier en procesos de carga y/o enfriamiento, los que deben ser tratados con precaución (errores de alineamiento de tanques en el Carrier, sobrepresiones en tanques que envíen gases de GN a la atmósfera, etc.).

Respecto al manejo de los riesgos, cabe señalar que el riesgo ubicado por sobre los  $10^{-5}$  (línea color morado en Figura 2) se considera que debe ser manejado por personal entrenado. El riesgo ubicado entre  $10^{-5}$  (curva morada) y  $10^{-6}$  (curva roja), debe ser gestionado por la organización para que cualquier evento que se produzca, sea controlado por ésta, contando con sistemas de mitigación de sus consecuencias. Dado los requerimientos establecidos (no se permiten centros comerciales, outlets o retail de gran envergadura, restaurantes, etc. Se permiten, lugares de trabajo, servicios de retail menores y servicios auxiliares, residencias en áreas con densidad de personas de 28 a 90 personas/hectárea) se observa que las operaciones en esta instalación cumplen con los requerimientos definidos en la norma NFPA 59A.

Bajo la curva de  $10^{-6}$  (curva roja) y la curva amarilla ( $10^{-7}$ ), se espera que los daños o lesiones a personas del público no sean factibles, dado que se trata de una zona industrial y por ello no se congrega público de manera masiva

***Actualización de escenarios y cálculo de niveles de radiación y sobrepresión ajustados al proyecto de expansión:***

En función a los nuevos componentes incorporados a la planta producto del proyecto de expansión, se evaluaron los escenarios que se indican a continuación (Figura 3) y que luego se detallan sus valores de radiación.

**Figura 3. Escenarios de evaluación. Radiación**



Los resultados calculados para cada escenario incluyen los siguientes parámetros:

- Distancia para los niveles de radiaciones térmicas se establecen en 5, 9, 15, 30 y 32 kW/m<sup>2</sup> (Tablas 6 y 7).
  - Distancias para la concentración de nubes inflamables: 50% del Límite inferior de Inflamabilidad (1/2 LFL) o aproximadamente 2500 ppm.

**Tabla 6. Estimación de distancias para niveles de radiación y nubes inflamables. Sectores 44 y 45.**

Escenario	Descripción	Frecuencia por año)	Probabilidad de Ignición inmediata (conforme a norma NFPA59a)	Frecuencia de Incendio tipo “Piscina de Fuego” por año	Frecuencia de explosión (por año)	Frecuencia de Fuga (por año)	Distancia en metros a niveles de radiación en kW/m2			Distancia en metros concentración de nubes inflamables
							5	9	30	
S.44.A	Fuga de gran magnitud en gaseoducto con tiempo de detección superior a 120 s	8,0E-05	0,7	0,5	0,3	5,6E-05	16.8	10	5.8	12.1
S.44.B	Fuga de gran magnitud en gaseoducto con tiempo de detección hasta 600 s	8,0E-07	0,7	0,5	0,3	5,6E-07	16.8	10	5.8	12.1
S.45.A	Fuga en controladores de flujo con tiempo de detección de falla de 120 s	7,9E-06	0,7	0,5	0,3	5,5E-06	18.7	17.1	14.2	14.0
S.45.B	Fuga en controladores de flujo con tiempo de detección de falla de 600 s	8,0E-08	0,7	0,5	0,3	5,6E-08	18.7	17.1	14.2	14.0

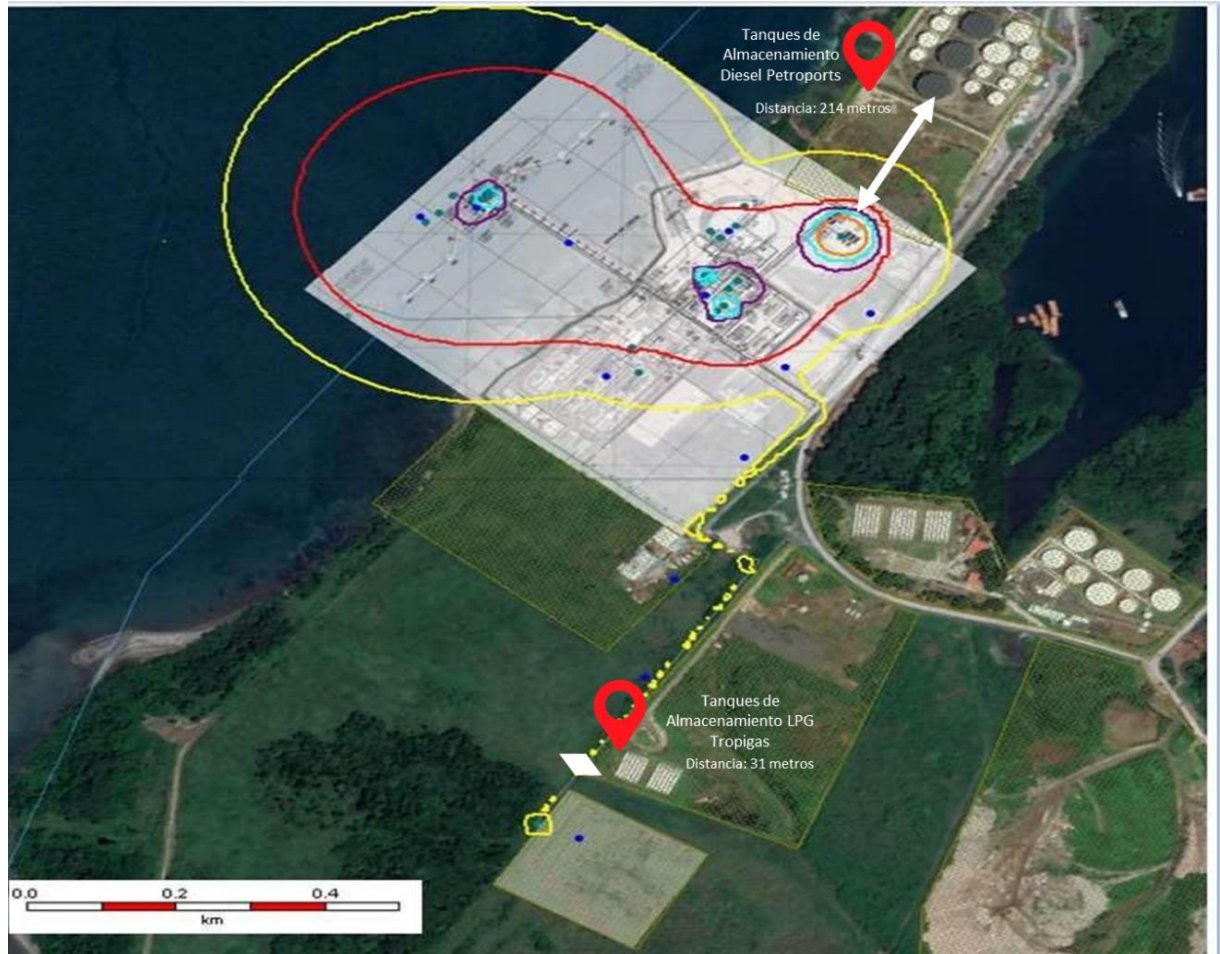
**Tabla 7. Estimación de distancias para niveles de radiación y nubes inflamables. Sectores 46, 47, 48 y 49**

Escenario	Descripción	Frecuencia por año)	Probabilidad de Ignición inmediata (conforme a norma NFPA59a)	Frecuencia de Incendio tipo "Piscina de Fuego" por año	Frecuencia de explosión (por año)	Frecuencia de Fuga (por año)	Distancia a niveles de radiación (mts)			Distancia en metros concentración de nubes inflamables
							5	9	30	
S.46.A	Rompimiento del compresor de alta presión asignado a Generadora Gatún aislado automáticamente en menos de 120 s	8,3E-03	0,7	5,8E-03	3,7E-04	1,2E-03	18.7	17.1	14.2	19.2
S.46.B	Rompimiento del compresor de alta presión asignado a Generadora Gatún aislado automáticamente en menos de 600 s	8,4E-05	0,7	5,8E-05	3,8E-06	1,3E-05	18.7	17.1	14.2	19.2
S.47.A	Fuga en la línea de GNL desde el T-2001 a la succión de la bomba de alta presión (incluye absorbedor y bombas baja presión) para Generadora Gatún aislado en menos de 120 s.	2,9E-05	0,7	2,0E-05	1,3E-06	4,3E-06	16.6	9.9	5.8	14.0
S.47.B	Fuga en la línea de GNL desde el T-2001 a la succión de la bomba de alta presión (incluye absorbedor y bombas baja presión) para Generadora Gatún aislado en menos de 600s.	3,2E-06	0,7	2,2E-06	1,4E-07	4,8E-07	16.6	9.9	5.8	12.9
S.48.A	Pérdida de GNL en la bomba de alta presión y línea de salida. Aislado automáticamente Generadora Gatún aislado en menos de 120 s	9,9E-05	0,7	6,9E-05	4,5E-06	1,5E-05	18.7	17.1	14.2	19.1
S.48.B	Pérdida de GNL en la bomba de alta presión y línea de salida aislado por operador luego de 600 s.	1,0E-06	0,7	7,0E-07	4,5E-08	1,5E-07	18.7	17.1	14.2	19.1
S.49.A	Gran pérdida en el nuevo vaporizador. Aislado automáticamente luego de 120 s	2,6E-05	0,7	1,8E-05	1,2E-06	3,9E-06	16.6	9.9	5.8	17.3
S.49.B	Gran pérdida en el vaporizador aislado por el operador manualmente luego de 600 s	2,6E-07	0,7	1,8E-07	1,2E-08	3,9E-08	16.6	9.9	5.8	18.3



Finalmente, la Figura 4 indica la distancia respecto a los cuerpos de almacenamiento de combustible cercanos a las áreas de proyecto, donde se observa que se encuentran fuera de las áreas de incidencia de los riesgos planteados en las Tablas 6 y 7.

**Figura 4. Distancia de zonas de riesgo y áreas de almacenamiento cercanas**



En líneas generales, la información presentada anteriormente, dirigida a atender la solicitud de información solicitada, permite visualizar lo siguiente:

- a) Se delimitaron de las áreas donde se presenta un nuevo nivel de riesgos asociado al proyecto de expansión. Estas áreas se mostraron en la Figura 2 con un código de colores basado en el nivel de peligrosidad. Se observa que los mayores niveles de riesgo se localizan dentro de las instalaciones de la Terminal Costa Norte.

- b) Se evaluaron y definieron las distancias de seguridad o perímetros de seguridad en cuanto a la zona de exclusión de radiación térmica en base a un análisis de escenarios (Figura 3) y los resultados se muestran en las Tablas 6 y 7.
- c) Se evaluaron y definieron las distancias de seguridad o perímetros de seguridad en cuanto a la zona de exclusión por dispersión de gas o nubes inflamables en base a un análisis de escenarios (Figura 3) y los resultados se muestran en las Tablas 6 y 7.
- d) Se precisa la distancia existente entre las zonas de riesgos asociadas al proyecto de expansión y las áreas con almacenamiento de combustible existentes actualmente en el entorno del proyecto, donde se evidenció que dichas áreas se localizan fuera de las zonas de riesgo (Figura 4).

Por último, se incorpora en el Anexo 6 el Plan de Contingencia y respuesta ante emergencias de AES Colon que incorpora el manejo de contingencias ante los diferentes escenarios.

#### **Observación No. 9**

**En seguimiento a las observaciones emitidas por la Unidad Ambiental de la Autoridad Marítima de Panamá se solicita:**

- a) *“...Explicar cómo se adecuaron las bombas de refuerzos y de retorno de agua marina que utilizarán los vaporizadores. En la página 18, Párrafo 5 dice: El proyecto utilizará agua de mar directamente en los vaporizadores, para ello se propone el mismo sistema de recolección y retorno de agua de mar existente en la terminal, se adecuarán bombas de refuerzo y de retorno de agua marina.*

#### **Respuesta**

Actualmente el sistema de suministro de agua salada hacia la Terminal LNG cuenta con dos bombas auxiliares (de recolección y retorno) con una capacidad de 692 m<sup>3</sup>/h (2x100%). Para los requerimientos de la expansión se instalarán 3 bombas de recolección y retorno con una capacidad de 850 m<sup>3</sup>/h (se reemplazan las existentes), de las cuales se requerirá la operación continua de dos bombas y siendo la tercera una provisión para fallas o en ocasiones particulares. Considerando que el espacio actual donde se encuentra el sistema de bombeo permite la ubicación de dichas bombas no se realizarán obras civiles adicionales.

*b) La temperatura del agua será retornada al mar después de toda su utilización en el proceso debe ser establecida y justificada, (química y física y posibles causas de contaminación al lecho marino).*

### **Respuesta**

Tal como se explicó en el Comentario #3, el proyecto de Expansión de la Terminal de Regasificación no conlleva la construcción de ningún tipo de infraestructura marina nueva, ni para la captación, ni para la descarga de agua. Asimismo, el proyecto no involucra la implementación de nuevos procesos industriales, de tal manera que las aguas de descarga generadas por las actividades relacionadas a este proyecto mantendrán las mismas características fisicoquímicas de la descarga actual, excepto en cuanto a su temperatura, como se describe a continuación.

Respecto al fluido de descarga, una vez construida la Expansión de la Terminal se generará un flujo de agua permanente de aproximadamente 1720 m<sup>3</sup>/h a una temperatura de aproximadamente 15 °C que se mezclará, previa entrada a la tubería de descarga del proyecto, con el agua que proviene del área de la Planta de Generación (Gas Natural Atlántico S. de R.L) que normalmente descarga a una temperatura alrededor de los 29 o 30°C.

Considerando que en las condiciones actuales (donde no existe el flujo permanente de agua a baja temperatura con aproximadamente 15°C que ingresa desde la terminal, y donde este flujo sólo ocurre de forma eventual en condiciones de arranque de la planta), la temperatura de descarga mantiene una diferencia que oscila alrededor de 1°C por encima de la temperatura del cuerpo de agua de la Bahía Limón (cumpliendo así con el diferencial de 3°C permitido por la Norma COPANIT 35-2019), se espera que una vez entre en funcionamiento el proyecto de Expansión, el caudal de agua de baja temperatura (15°C), significativamente más bajo que el caudal de la planta de generación, no contribuirá a modificar la temperatura actual de la descarga, por lo cual se mantendrá muy cercana a la temperatura existente en la bahía Limón en el punto de toma de agua.

En el Anexo 4 de este documento se presenta el reporte de monitoreo de la calidad de la descarga para el mes de Julio 2021, que muestra no solamente los resultados de las mediciones de

temperatura en el punto de toma de agua y del agua de descarga, descritos anteriormente, sino además muestra la caracterización física y química de la descarga y su cumplimiento con el Reglamento de la Norma COPANIT 35-2019 vigente. Estas características no se prevé que sean modificadas al momento de entrar en operación el presente proyecto de expansión, debido a que, como se mencionó anteriormente, no se contempla la introducción de nuevos procesos industriales o modificaciones a los existentes que pudieran ocasionar alteración a la calidad de las aguas de descarga.

*c) Se debe establecer que aumento tendrán la capacidad de los tanques de almacenamiento que se instalarán para el manejo de los residuos peligrosos debido a que la operación será expandida la capacidad debe ser expandida por regla general.”*

### **Respuesta**

Actualmente, la terminal sólo mantiene como tanques de almacenamiento de sustancias peligrosas el almacenamiento de Glicol. Considerando que el tipo de vaporizadores que maneja el proyecto de expansión de la terminal serán Vaporizadores de Carcaza Abierta (Open Rack Vaporizer – ORV por sus siglas en inglés), que operan con agua, no se requerirá el uso de sustancias peligrosas asociadas al proceso de regasificación, adicionales al Glicol.

Cabe señalar que las sustancias químicas y residuos peligrosos de operaciones puntuales se manejan a través del área destinada a este propósito existente dentro de la terminal y que mantiene un procedimiento detallado de control que se especifica en el Anexo 5 de este documento.

### **Observación No. 10**

En seguimiento a las observaciones emitidas por la Dirección Costas y Mares del Ministerio de Ambiente:

*a) "...Proporcionar una mayor información del agua de mar utilizada en el proceso con los vaporizadores, donde se indique a que temperatura el agua será retornada al medio*

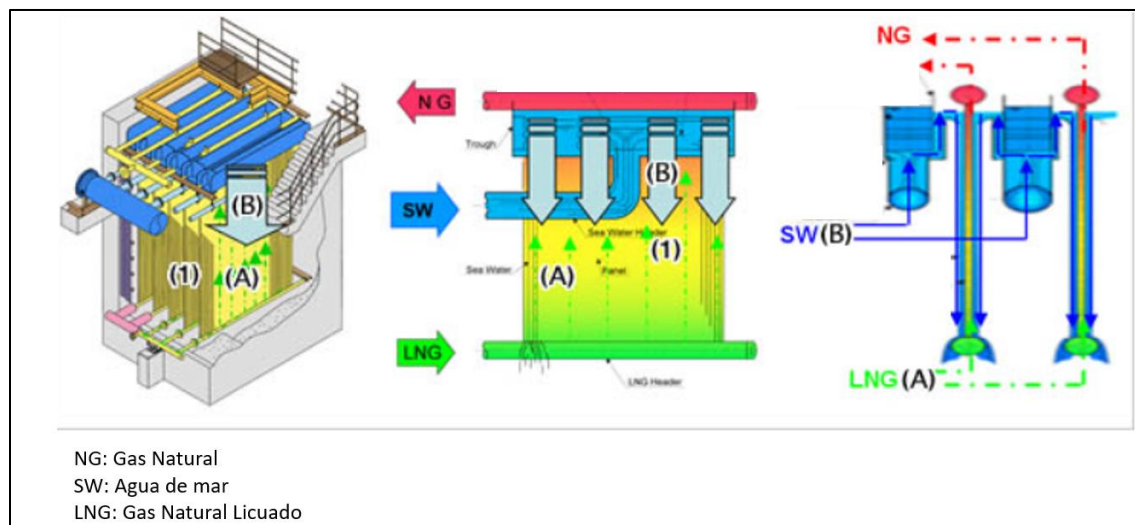
*marino y si se requiere algún proceso adicional para lograr el límite permisible de la temperatura mencionada en el reglamento técnico de DGNTI-COPANIT 35-2019..."*

### Respuesta

El vaporizador de GNL de tipo rack abierto (ORV) a ser utilizado por la terminal, como se mencionó anteriormente en la Observación No 9 numeral c, utiliza agua de mar como fuente de calor. La parte principal del ORV son los paneles de transferencia de calor (identificados con el número 1 en la Figura 5), que consisten en tubos de transferencia de calor de alto rendimiento hechos de aleación de aluminio.

A medida que el GNL fluye de forma ascendente dentro de los paneles (flujo identificado con la letra A en la Figura 5), el agua de mar fluye en dirección opuesta sobre la superficie del panel (flujo identificado con la letra B en la Figura 5), ocasionando que el GNL incremente su temperatura y se convierta en gas.

**Figura 5. Esquema del proceso de intercambio de calor en el vaporizador**



Este es un proceso de vaporización simple y rentable que es fácil de operar y mantener. Es una tecnología muy segura y confiable. El beneficio de utilizar el calor del agua de mar es que se evita el uso de otras sustancias (Glicol por ejemplo) y no hay emisiones de CO<sub>2</sub> por regasificar el GNL. De esta manera a través del proceso de expansión de la terminal se ha hecho una optimización del

proceso permitiendo que esta nueva etapa no requiera de Glicol adicional, provocando que los requerimientos de almacenamiento y manejo de sustancias peligrosas queden acotados al alcance del proyecto original.

El agua una vez finalizada la transferencia de calor se recoge en el recipiente ubicado en el fondo de los tubos del vaporizador y se conduce a la tubería de descarga con un caudal estimado de 1720 m<sup>3</sup>/h, este caudal se integra con el agua de salida de la planta generadora de AES Colón previo a su descarga al mar.

Tal como se explicó anteriormente en la Observación No 9 numeral b, la descarga existente actualmente se encuentra en cumplimiento del reglamento técnico ***DGNTI-COPANIT 35-2019***, y el flujo asociado a este proyecto es considerablemente inferior al generado bajo la operación actual de la terminal, por lo cual no se esperan modificaciones a la calidad de dicha descarga al momento de entrar en operación los componentes del proyecto de expansión de la terminal.

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

### **COORDENADAS EXCEL Y SHAPE FILES TUBERÍA**

**(SE INCLUYE ARCHIVO EXCEL Y SHAPE FILES DE FORMA DIGITAL)**



## **ANEXO 2**

### **FIGURA DE UBICACIÓN CAMINO DE MANTENIMIENTO Y MONITOREO**

#### **COORDENADAS EXCEL Y SHAPE FILES CAMINO DE MANTENIMIENTO Y MONITOREO**

**(SE INCLUYE ARCHIVO EXCEL Y SHAPE FILES DE FORMA DIGITAL)**

## **ANEXO 3**

### **NOTA ACP. SOLICITUD DE COMPATIBILIDAD**

## **ANEXO 4**

### **INFORME COMPENDIO DE MONITOREOS DE CALIDAD DEL AGUA Y DESCARGA. JULIO 2021**

**ANEXO 5**

**PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE SUSTANCIAS  
PELIGROSAS**

**ANEXO 6**

**PLAN DE CONTINGENCIAS Y RESPUESTA ANTE**

**EMERGENCIAS DE AES COLON**