

RETO # 1

¿Cómo podríamos maximizar la producción de biometano a través de una tecnología que permita optimizar los costos de inversión y operativos (Capex y Opex)?

DATOS BÁSICOS DEL RETO**Descripción corta
del reto**

La industria agropecuaria del país genera volúmenes significativos de residuos líquidos concentrados asociados a las excretas de los animales y procesos agrícolas. Para el cumplimiento de la normatividad ambiental, en las plantas de procesamiento se emplean sistemas de tratamiento anaerobios para el manejo de estos efluentes, lo que permite generar biogás como producto excedente. Si bien esto ya representa un avance en la gestión de residuos, el biogás crudo tiene una composición de entre 52 - 60% de metano en promedio, y el 40% restante corresponde a CO₂ y trazas de otros gases. En ese sentido, la aplicabilidad comercial del biogás ha sido limitada, restringiendo el acceso a mercados energéticos más rentables.

Dado lo anterior, la implementación de tecnologías de purificación de biogás es crucial, ya que permite a las compañías acceder a mercados de mayor valor, como la inyección a la red de gas natural o el suministro de combustible a flotas de transporte que utilizan gas natural vehicular (GNV). Esta mejora permite un retorno de la inversión (ROI) más rápido para los proyectos con sistemas anaerobios productores de biometano, al facilitar el acceso a mercados de mayor valor —por el precio más alto del producto— y estabilidad —mediante contratos a largo plazo—, así como aumentar la rentabilidad del proyecto de bioenergía. De este modo, un subproducto se transforma en un energético de alta calidad, comercializable tanto a nivel nacional como internacional.

Valor total

Máximo \$ 221 millones de pesos colombianos (COP) como incentivo a entregar al innovador, para efectos de la ejecución del piloto en ambiente relevante.

CARACTERIZACIÓN Y PRIORIZACIÓN**DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA****Población
Afectada**

Procesos operativos de las plantas agropecuarias de la región, ingenios, avícolas y porcícolas que realizan procesos de digestión anaerobia y que desean valorizar el biogás producido.

Línea Base

Las plantas industriales producen biogás, pero ninguna realiza *upgrading* para obtener biometano de alta concentración ($\geq 94\%$). Se producen cero (0) metros cúbicos de biometano en el sector.

Según la UPME¹ en la región del pacífico colombiano el potencial técnico más alto para la producción de biogás es de 11.108 TJ/año incluyendo residuos agrícolas (23,2%) residuos pecuarios (57,3%) residuos urbanos (17,2%) y residuos industriales (1,5%). **El biogás puede ser refinado en un proceso de *upgrading* para obtener biometano (gas natural renovable)**, un combustible compuesto por metano que cumple con las normativas para ser utilizado en las mismas aplicaciones que el gas natural (GN) fósil. Esta calidad superior permite la integración del biometano en centrales eléctricas, vehículos y usos residenciales/industriales, facilitando su uso en infraestructura existente.

¹ UPME. Análisis preliminar Plan indicativo del pacífico. PIBE Pacífico 2025. Webpage:

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Analisis_preliminar_PIBE_Pacifico_22-04-2025.pdf

La matriz energética colombiana enfrenta un panorama complejo en lo referente al suministro de Gas Natural (GN). La tendencia reciente muestra un incremento sostenido en las tarifas, lo que impacta directamente la competitividad y la planificación operativa de las empresas. El principal factor detrás de esta escalada de precios es la mayor necesidad de importación. Esta dinámica traslada la volatilidad del mercado internacional directamente a la factura del consumidor colombiano. Adicionalmente, la infraestructura logística juega un papel determinante en el aumento de costos. Dado que gran parte del gas importado ingresa por la planta de regasificación en Cartagena, donde el transporte hasta los principales centros de consumo industrial en el interior del país, como el Valle del Cauca, conlleva costos de transporte y distribución elevados, que han experimentado incrementos de hasta el 49% en algunos tramos. Estos costos logísticos se suman al precio base del gas, exacerbando la presión sobre el usuario final.

Históricamente, la industria pecuaria ha priorizado la gestión de sus residuos para reducir el impacto ambiental, por encima de la generación de valor de un energético avanzado. Sin embargo, la evolución reciente muestra una tendencia creciente hacia la descarbonización y búsqueda de nuevas fuentes de ingresos, impulsada por la conciencia climática y la necesidad de mejorar la rentabilidad del sector. La industria pecuaria y agrícola genera volúmenes significativos de residuos líquidos concentrados asociados al procesamiento en las plantas, usando sistemas de tratamiento anaerobio para la gestión de los efluentes en el cumplimiento de la norma ambiental, generando como producto excedente el biogás.

Si bien esto ya representa un avance en la gestión de residuos, el biogás crudo tiene una concentración promedio del 60 % de metano; el porcentaje restante corresponde a dióxido de carbono (CO₂) y trazas de otros gases, como sulfuro de hidrógeno (H₂S). Adicionalmente, se genera un subproducto semisólido de alto valor agregado denominado digestato, el cual es crucial para la economía circular, ya que se utiliza como fertilizante orgánico o enmienda para suelos, cerrando el ciclo de nutrientes en el sector agropecuario. Sin embargo, la aplicabilidad comercial de los sistemas anaerobios ha sido limitada, lo que restringe el acceso del biogás a mercados energéticos más rentables.

El desafío para el procesamiento de residuos mediante una tecnología madura como es la digestión anaerobia radica en la baja calidad energética del biogás crudo. En Colombia, algunos años atrás, se ha enfocado el uso del biogás en la generación de electricidad para autoconsumo. Esta aplicación se basa en tecnología comercialmente disponible, logrando una eficiencia de conversión energética típicamente alrededor del 38 – 40%. El marco regulatorio ha permitido a los productores participar bajo esquemas de autogeneración o como generación menor para facilitar la entrega de los excedentes de energía producida a la red eléctrica nacional. Teniendo la capacidad técnica para la producción de biogás en distintas industrias, el biogás no cumple con las especificaciones requeridas para su inyección directa en redes de gas natural o para uso vehicular (GNV).

Actualmente, la imposibilidad de cumplir con los estrictos estándares regulatorios de calidad para el biometano —debido a los altos costos de los equipos de purificación— restringe severamente el avance de los proyectos. Como consecuencia directa, el biogás generado es subutilizado: se destina a combustión térmica de baja eficiencia para autoconsumo o, peor aún, se recurre a la quema abierta (flaring). Esta situación no solo implica una ineficiencia energética, sino que representa una pérdida directa de ingresos potenciales al impedir el acceso a mercados de alto valor energético y económico que existen en un territorio con alta demanda.

Según los datos de 2024, el sector porcícola colombiano, reportado por Porkcolombia, produjo más de 6 millones de cabezas de ganado porcino, generando un potencial de disposición superior a 3 millones 800 mil toneladas de excretas, de las cuales 586 mil toneladas provienen del beneficio de porcinos en el Valle del Cauca, que concentra el 15,25 % de la producción nacional; paralelamente, Fenavi reporta que el sector avícola crió casi 250 millones de aves, con un potencial de tratamiento de más de 7 millones 600 mil toneladas de excretas, siendo el Valle del Cauca responsable del 19,4 % de este potencial, con aproximadamente 1 millón 480 mil toneladas de excretas de aves.

El Valle del Cauca se consolida como uno de los departamentos estratégicos en la matriz productiva agroindustrial de Colombia, albergando una porción significativa de la industria pecuaria nacional, junto con Antioquia, Cundinamarca y la región cafetera. Esta concentración productiva genera volúmenes masivos y constantes de residuos orgánicos, cuya gestión ambiental y económica es crítica. La práctica extendida de implementar sistemas anaerobios para el tratamiento de estos efluentes ha logrado mitigar parcialmente el impacto ambiental, resultando en la generación de biogás.

El desafío en la región para maximizar la producción de biometano ($\text{CH}_4 > 97\%$) incluye requerimientos técnicos y económicos para los proyectos de la región. Entre ellos, se destaca la costo-eficiencia de la purificación dependiendo de tecnologías patentadas: membranas, absorción química, adsorción por cambio de presión - PSA. La elección inadecuada o sobredimensionada de la tecnología incrementa innecesariamente los costos operativos (OPEX) por consumo energético y de reactivos, o los costos de inversión (CAPEX) por equipos sobredimensionados. Para las plantas de aprovechamiento de residuos, que manejan escalas variables, la inversión inicial para alcanzar la pureza de biometano a menudo supera el umbral de rentabilidad esperado, especialmente si no se logra un volumen constante y significativo de biogás para amortizar dicha inversión.

Antecedentes

El desafío de maximizar la producción de biometano a partir de residuos orgánicos se enmarca en un contexto de transición energética y descarbonización que el Grupo Ecopetrol (GE) ha priorizado activamente en los últimos años. La problemática de la baja valorización del biogás, que resulta en costos operativos y de inversión no optimizados, encuentra un punto de comparación directo en los esfuerzos del GE por gestionar sus propias emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), particularmente el metano.

En el ámbito de las energías renovables, el GE ha invertido en proyectos solares y eólicos, además está explorando activamente el desarrollo de biocombustibles y la producción de hidrógeno verde², incluyendo el uso de electrólisis y la evaluación de mezclas de hidrógeno con gas natural³, como se ha visto en proyectos piloto en la refinería de Cartagena.

Actualmente, la gestión de residuos y la exploración de energías no convencionales en el GE se manejan a través de su Instituto Colombiano del Petróleo y Energías para la Transición (ICPET), el cual impulsa la investigación en optimización de procesos y desarrollo de productos bajos en carbono, impulsando la consolidación de una cultura de reducción de emisiones de metano y la implementación exitosa de proyectos de energías renovables tales como: sistemas solares, e hidrógeno verde en alianza con empresas del ecosistema.

A escala industrial, el país cuenta con proyectos relevantes que aprovechan residuos agrícolas, pecuarios, industriales y lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). La información consolidada para la región del Pacífico revela una participación mayoritaria de los ingenios azucareros, procesando vinaza para la producción de biogás (ejemplos en Palmira, Candelaria, La Paila/Zarzal en el Valle del Cauca, y Ortigal en el Cauca). Adicionalmente, se encuentran instalaciones clave como la PTAR Cañaveralero en Cali y la planta de Huevos Kikes en el Cauca, enfocadas en autogeneración eléctrica⁴.

A nivel nacional, los proyectos industriales destacados incluyen grandes PTARs como Salitre y Bello, y numerosas plantas extractoras de aceite de palma en el Caribe y los Llanos Orientales (Meta, Cesar, Magdalena), donde el biogás se destina mayormente a la generación de energía eléctrica (cogeneración)⁴.

La información nacional indica que, si bien existe una base instalada histórica, el aprovechamiento energético significativo se concentra en proyectos industriales a gran escala, principalmente en el sector agroindustrial (azucarero y palma), utilizando el biogás generado para autoconsumo eléctrico. La transición hacia la purificación del biogás en biometano para acceder a mercados de gas natural, aunque mencionada como posibilidad en el ecosistema, no parece ser el foco dominante en la mayoría de los proyectos industriales documentados hasta la

² Producción de hidrogeno verde, Ecoepetrol. Webpage:

https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?1dmy&page=detalleNoticias&urile=wcm%3apath%3a%2Fecopetrol_wcm_library%2Fas_es%2Fnoticias%2Fnoticias%2B2021%2Fel-grupo-ecopetrol-inicip-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-colombia

³ Webpage: [https://naturgas.com.co/con-planta-piloto-en-cartagena-promigas-produce-15-toneladas-de-hidrogeno-verde/](https://nатурgas.com.co/con-planta-piloto-en-cartagena-promigas-produce-15-toneladas-de-hidrogeno-verde/)

⁴ UPME. Oportunidades del biogás y del Biometano. PIBE Pacífico 2025. Webpage:

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Oportunidades_del_Biogas_y_del_Biometano_PIBE_Pacifico_2025.pdf

fecha, lo que refuerza la necesidad de la innovación propuesta para optimizar costos en esta nueva fase de valorización.

El Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), establecido inicialmente por la Resolución CREG 071 de 1999, es el marco legal que rige a la infraestructura de transporte de gas en Colombia. Para garantizar la seguridad y la operatividad de la red, cualquier biometano inyectado al sistema debe cumplir rigurosamente con las condiciones de calidad estipuladas en dicho reglamento. El requisito fundamental es que el biometano purificado debe ser tratado para cumplir con las especificaciones del gas natural, incluyendo límites en el contenido de metano (97%), y la eliminación de humedad y contaminantes que puedan corroer las tuberías o afectar los equipos de los usuarios finales. El cumplimiento regulatorio implica asegurar que la calidad se mantenga hasta el punto de entrega o inyección a la red de transporte, lo cual a menudo requiere la instalación de estaciones de monitoreo y tratamiento final.

Aunque existe en el país un marco legal para las energías renovables, la normativa específica para la inyección de biometano a la red de gasoductos nacionales aún presenta limitaciones en los estándares de calidad y los procesos de interconexión. Los proyectos requieren grandes inversiones para adecuar la calidad del biometano a los puntos de inyección, especialmente en regiones alejadas de los centros de consumo o de la infraestructura de transporte troncal, incrementando los costos logísticos, lo que hace necesaria la optimización de costos de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX) dado que los altos costos iniciales de la tecnología de *upgrading* (purificación) impactan en la inversión del proyecto.

ALCANCE			
Objetivo General	Contribuir a la descarbonización y eficiencia operacional por medio de una tecnología que permita purificar el biogás de los sistemas de tratamiento anaerobio para optimizar costos operativos y de inversión en nuevos mercados energéticos.	Indicador y meta	Indicador: Índice de desempeño (Upgrading Performance Index – UPI) Meta: UPI = (MR x MP) / SUC UPI = superior a 0,25 GJ/USD Recuperación de metano (MR) $MR = (\dot{m}_{CH_4 \text{ producto}}) / (\dot{m}_{CH_4 \text{ biogás}})$ MR = mayor a 95% Pureza del metano (MP) $MP = \text{U}_{CH_4 \text{ producto}}$ MP= mayor a 96% Specific Upgrading Cost (SUC) $SUC = (CAPEX_{\text{ann}} + OPEX) / E_{CH_4 \text{ producto}}$ SUC recomendado: $\leq 15 \text{ USD/GJ}^5$
Objetivos Específicos	E1. Maximizar la producción de biometano a través de una tecnología de purificación de biogás.	Indicador y meta	Indicador: tasa de recuperación de biometano mínimo para tecnologías comerciales a un menor costo de implementación (TR). Meta:

⁵ Kohlheb, N., Wluka, M., Bezama, A. *et al.* Environmental-Economic Assessment of the Pressure Swing Adsorption Biogas Upgrading Technology. *Bioenerg. Res.* **14**, 901–909 (2021). <https://doi.org/10.1007/s12155-020-10205-9>

			TR = (MR x MP) TR = mayor a 0,91 Recuperación de metano (MR) $MR = (\dot{m}_{CH_4 \text{ producto}}) / (\dot{m}_{CH_4 \text{ biogás}})$ MR = mayor a 95% $\dot{m}_{CH_4 \text{ producto}}$ = flujo másico de metano como producto $\dot{m}_{CH_4 \text{ biogás}}$ = flujo másico de metano en biogás Pureza del metano (MP) $MP = \psi_{CH_4 \text{ producto}}$ MP = mayor a 96% $\psi_{CH_4 \text{ producto}}$ = concentración de metano
Objetivos Específicos	E2. Asegurar la calidad del biometano producido a través de la tecnología de purificación.	Indicador y meta	Indicador: Composición del biometano según el RUT⁶. Meta: 100 % de cumplimiento de las especificaciones de calidad del gas natural definidas en el RUT, incluyendo como mínimo: (lista de especificaciones del RUT) 1. Poder calorífico bruto (GHV): 42.8 MJ/m³ 2. Mínimo poder calorífico bruto (GHV): 35.4 MJ/m³ 3. Contenido libre de líquido 4. Contenido total de H₂S máximo: 6 mg/m³ 5. Contenido total de azufre máximo: 23 mg/m³ 6. Contenido CO₂, máximo en % volumen: 2% 7. Contenido de N₂, máximo en % volumen: 5% 8. Contenido de inertes máximo en % volumen: 5% 9. Contenido de oxígeno máximo en % volumen: 0.1%. 10. Contenido máximo de vapor de agua: 97 mg/m³ 11. Contenido máximo de polvos y material en suspensión: 1.6 mg/m³ 12. Número de Wobbe: entre 46.6 MJ/m³ y 52.7 MJ/m³

⁶ CREG. Resolución 50 de 2018. Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas.

Objetivos Específicos	E3. Medir los costos operativos para el escalamiento favorable de la tecnología de purificación	Indicador y meta	Indicador: costos operativos de la tecnología de purificación. Meta: Specific Upgrading Cost (SUC) $SUC = (CAPEX_{ann} + OPEX) / E_{CH_4 \text{ producto}}$ SUC recomendado: $\leq 15 \text{ USD/GJ}^7$ $E_{CH_4 \text{ producto}}$ = Energía del metano producido (GJ)
Público objetivo	Plantas de procesamiento agropecuario del departamento del Valle del Cauca que cuente con sistemas de tratamiento anaerobio y producción de biogás.	Localización	Departamento del Valle del Cauca
PDS - Product Design Specifications	1. Diseñar y realizar mínimo un ejercicio de innovación abierta que permita probar y adaptar tecnologías para dar solución a retos tecnológicos. REQUERIMIENTOS EMPRESA ANFITRIONA: 2. La infraestructura disponible para el piloto debe permitir la adecuada experimentación, asegurando que el sistema de pruebas cuente con un volumen disponible suficiente de biogás del proceso de tratamiento de efluentes en la planta; dedicados para la validación de la tecnología en el pilotaje de la tecnología durante la ejecución del piloto dentro de sus instalaciones. 3. La empresa anfitriona (donde se va a desarrollar el piloto) debe garantizar la disponibilidad de un análisis de caracterización del biogás producido en el tratamiento de los efluentes antes de la ejecución del piloto. 4. La empresa anfitriona debe disponer de un área para la experimentación con disponibilidad de servicios industriales (agua limpia y electricidad) para la ejecución del piloto. Así como una ubicación estratégica para la entrada de maquinaria y personal. 5. La empresa anfitriona debe disponer mínimo de un coordinador de actividades dentro de sus instalaciones para dirigir y concertar los requerimientos institucionales para responder técnicamente durante la ejecución del piloto experimental. El anfitrión debe exigir el cumplimiento estricto de las normas para el manejo, producción y disposición de materias primas, productos y residuos. REQUERIMIENTOS SOLUCIONADOR: 6. La tecnología propuesta para el piloto debe contar con experiencia probada en un nivel de madurez tecnológica TRL 7 o superior, donde se pueda validar la experiencia del Sistema/prototipo completo demostrado en ambiente operacional⁸. 7. El innovador debe garantizar la medición de parámetros propios del pilotaje que den cuenta al seguimiento de la operación y la medición de los indicadores de los objetivos propuestos. 8. El piloto debe garantizar medición continua y control sobre las corrientes de entrada y salida: composición y calidad del biogás CH₄ (% v/v), CO₂ (% v/v), O₂ (% v/v), N₂ (% v/v), H₂S (ppm o mg/Nm³), H₂O / punto de rocío, siloxanos (si aplica), mg/Nm³, NH₃ (ppm o mg/Nm³), eficiencia de remoción de CO₂		

⁷ Kohlheb, N., Wluka, M., Bezama, A. *et al.* Environmental-Economic Assessment of the Pressure Swing Adsorption Biogas Upgrading Technology. *Bioenerg. Res.* **14**, 901–909 (2021). <https://doi.org/10.1007/s12155-020-10205-9>

⁸ Descripción de Technology Readiness Levels (TRL) de Minciencias.

https://minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/anexo5_7.pdf

(%), pérdidas de CH₄ (%), recuperación de CH₄ (%), pureza del biometano (%), caudal de gas de entrada y salida (Nm³/h), presión de operación (bar), temperatura de operación (°C).

9. El innovador debe establecer la frecuencia de la medición para cada variable en su plan de trabajo.
10. El piloto debe garantizar el venteo y/o quemado del gas producido en el proceso bajo altos estándares de seguridad.
11. El innovador debe garantizar para el piloto una operación continua de la tecnología de upgrading de por lo menos 21 días para alcanzar una operación estable, y garantizar por lo menos dos pruebas de manera consecutiva en el periodo de 6 meses del pilotaje⁹.
12. La planta de la empresa anfitriona tiene una producción de 180 m³/día de biogás disponible para el pilotaje.
13. Es relevante que el innovador cuente con experiencia comprobada en pruebas tecnológicas de upgrading del biogás para la producción de biometano, con diferentes fuentes de biogás producto del procesamiento de distintos sustratos. Es fundamental que el innovador aporte registros históricos de desempeño de procesos anteriores de upgrading.
14. La tecnología debe controlar el efecto de la radiación (en caso de que aplique) para que no se generen afectaciones a los trabajadores ni al medio ambiente.
15. El innovador debe establecer un protocolo de HSE en la operación del piloto al momento del comienzo de la operación del piloto.
16. El innovador debe contar con un manual de operación para el sistema de upgrading y todos los equipos relacionados, al momento del comienzo de la operación del piloto. Así como garantizar que todos los equipos empleados en el piloto cuentan con el mantenimiento y calibración correspondiente a los estándares para garantizar resultados precisos, confiables y con trazabilidad.
17. El piloto debe maximizar la eficiencia energética requerida para su funcionamiento. Asimismo, se considerará en los criterios de evaluación que la energía utilizada por la tecnología propuesta sea cubierta a partir de fuentes renovables.
18. El diseño del piloto debe contemplar el potencial de escalabilidad de la tecnología, asegurando que los costos Capex/Opex sean competitivos en comparación con tecnologías de referencia en el mercado.
19. El innovador debe contar con un sistema de limpieza del biogás para remover H₂S, vapor de agua u otros gases para la ejecución del piloto.
20. Es deseable que en el piloto tecnológico pueda medir y evaluar el posible contenido de otros compuestos que pueden afectar el transporte o el consumo final, y que no están regulados por la norma actual como: Siloxanos (mg Si/Nm³), NH₃ y/o Halógenos.
21. El innovador debe cumplir con los requerimientos de HSE y emergencias del aliado anfitrión para la ejecución del piloto.

⁹ Edwin G. Hoyos, Saeed Rasekhi, Rogelio Mazaeda, Raúl Muñoz, Pilot-scale optimization of a physical–chemical biogas upgrading system based on a high alkalinity absorbent at ambient pressure and temperature, Fuel, Volume 411, 2026, 138010, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.138010>.

22. El innovador debe cumplir la normatividad vigente para la ejecución del piloto: en el manejo, producción, disposición y transporte de materias primas, productos y residuos, trabajo en alturas (si requiere), manejo de gases combustibles y requerimientos ambientales.
23. El innovador debe considerar la gestión de permisos bajo la normatividad vigente para la ejecución del piloto (si se requiere).
24. El innovador debe cumplir con rigurosos estándares técnicos de calidad en la ejecución del piloto, con el fin de garantizar datos reproducibles y replicables.
25. El innovador debe garantizar la participación del personal altamente calificado para la ejecución del piloto.

REQUERIMIENTOS HSE PARA EL SOLUCIONADOR:

El personal del equipo de innovación que desarrollará el piloto en las instalaciones de la empresa anfitriona, al ingresar deben contar con los siguientes requisitos previamente validados y actualizados durante la ejecución del piloto:

1. Afiliación y pago de Administradora de Riesgos Laborales (ARL), Entidad promotora de salud (EPS) y Administradora de Fondos de Pensiones (AFP).
2. Todas las personas del equipo solucionador deben contar con los elementos de protección personal (EPP) para el ingreso a la planta. Los EPP para el desarrollo del piloto deben correr por cuenta del innovador.
3. El equipo del innovador debe contar con medio de transporte previamente registrado para la llegada a la planta.
4. El equipo del innovador debe traer su propia comida y hacer uso de las instalaciones dispuestas para tal fin dentro de la planta, incluido el uso de los baños.
5. El equipo del innovador debe establecer el horario de trabajo o jornada laboral (Acompañado por el Supervisor / coordinador del piloto desde la empresa anfitriona).
6. El equipo del innovador debe disponer el tiempo necesario el primer día para una inducción en Seguridad y Salud en el trabajo.
7. La empresa anfitriona en acuerdo con el innovador podrá hacer un seguimiento del cumplimiento de las normas de HSE pactadas junto al solucionador.
8. La empresa anfitriona opera todos los días del año desde las 6 de la mañana a 3 de la tarde, horario en el cual la coordinación del piloto dentro de la planta puede brindar soporte operativo, se evaluarán las condiciones para la operación en horarios distintos. La empresa anfitriona no cuenta con vacaciones colectivas.
9. Los equipos deben estar apagados cuando no estén en uso para evitar riesgos en horarios no hábiles.
10. La entidad externa propietaria del equipo asume la responsabilidad total por cualquier vulnerabilidad originada en su hardware o software que pudiera afectar la red de la empresa anfitriona.

11. El pilotaje debe evitar la generación de olores ofensivos a la atmósfera y emplear todos los mecanismos necesarios para mitigarlos.

REQUERIMIENTOS CIBERSEGURIDAD PARA EL SOLUCIONADOR:

1. *Gestión de Software y Licenciamiento*

- **Legalidad:** Todo el software instalado debe contar con su respectiva licencia corporativa vigente. La entidad propietaria es la única responsable del cumplimiento legal y técnico de estas.
- **Restricción de Instalación:** Se prohíbe estrictamente la instalación de ejecutables sin licencia, software "crackeado" o licencias de uso personal/doméstico en entornos empresariales.
- **Propósito del Equipo:** El hardware debe destinarse exclusivamente a las tareas técnicas del proyecto. No se permite su uso como estación de trabajo para fines administrativos, personales o ajenos a la colaboración con la empresa anfitriona.

2. *Seguridad del Sistema y Protección de Datos:*

- **Protección Antivirus:** Los equipos deben contar con una solución de antivirus/EDR corporativa, activa y con firmas actualizadas. El sistema operativo debe tener instalados los últimos parches de seguridad críticos.
- **Transferencia de Información:** Para el intercambio de datos, se priorizará el uso de protocolos seguros: APIs con autenticación, servicios en la nube (Google Drive corporativo) o correo electrónico. No se aconseja el uso de medios extraíbles (USB) para mitigar riesgos de malware.
- **Conectividad y Acceso a la Red:** La conexión se realizará a través de la red pública interna de la empresa anfitriona (WiFi o cableada), sujeta a la disponibilidad de cobertura en el área de instalación.

REQUERIMIENTOS DE BIOSEGURIDAD PARA EL SOLUCIONADOR:

La empresa anfitriona es una granja positiva a virus del síndrome reproductivo y respiratorio porcino (PRRS). Por tanto, se requiere que el innovador:

- Los miembros del equipo de solucionador no hayan ingresado a otras granjas porcinas antes de ingresar a la empresa anfitriona.
- Se debe respetar una cuarentena de al menos 4 días si han entrado a otras granjas.
- Los equipos y materiales que se usen en la granja deberían ser de uso exclusivo en las instalaciones de la agropecuaria.
- El personal debe ducharse antes del ingreso a la granja (en nuestras instalaciones),
- El personal debe portar el calzado (botas) que se les suministrarán en la granja mientras estén en nuestras instalaciones.
- Se podrán ampliar los requerimientos y protocolos de bioseguridad con protocolos precisos a seguir.

Impacto esperado

Se espera la validación de una solución tecnológica probada en un entorno real para maximizar la producción de biometano en los procesos operativos de las plantas agropecuarias de la región, avícolas y porcícolas e ingenios que realizan procesos de digestión anaerobia. Este prototipo deberá maximizar el biometano producido al menor costo. El piloto deberá garantizar eficiencia energética en el proceso, proteger la integridad de los activos y proyectar la tecnología hacia la escalabilidad por medio de una propuesta diferenciada.

Restricciones

1. No se deben usar fuentes radioactivas en intensidad y/o cantidades de manejo que presenten una afectación a la salud o al medio ambiente.
2. Para la selección de la tecnología se debe considerar un impacto ambiental mínimo ante posibles derrames o liberaciones accidentales en el medio ambiente.
3. Entre otros identificados en el proceso de experimentación.