Imprimir

En el anterior artículo describimos la tecnología del fracking y su evolución, los riesgos y costos sociales y ambientales, documentados por más de 2 mil investigaciones científicas, todavía sin resolver sino muy parcialmente y propusimos comparar esta alternativa frente a otras opciones como la extracción convencional de gas y petróleo, la extracción offshore aprovechando que Colombia ha descubierto recientemente depósitos en el mar caribe a aproximadamente 40 kilómetros hacia el noreste de Santa Marta, y alternativas innovadoras pero que están demostrando mundialmente su enorme viabilidad como es el caso de la energía solar y eólica y el biogas producido a partir de pastos gigantes (lo cual sería una fuente importante de generación de ingreso campesino) o de residuos agrícolas o urbanos. Todo ello frente a la urgencia de atender la demanda en un contexto de coincidencia del fenómeno de El Niño superfuerte que está iniciando y de escasez de gas, ante lo cual surge la importación de gas líquido y su regasificación en el país, como una solución costosa, pero necesaria ante la realidad inminente de posibles cortes de energía eléctrica. En este artículo sometemos las alternativas de producción de gas o de importación del mismo a una comparación jerárquica rigurosa, con ayuda de la IA, y planteamos una secuencia redundante de soluciones para que no volvamos a estar en la situación actual. Nuestro ejercicio no es “ideológico” en el sentido de preferir una alternativa desde antes de hacer el ejercicio y tratar de justificarla sino por el contrario plantear todos los aspectos de cada una y someterlas al escrutinio lógico de un procedimiento científico, con todos los insumos posibles. En un próximo y último articulo compararemos todas las alternativas de gas para la producción de electricidad con la energía solar y eólica, incluyendo los últimos avances de nuevos materiales de celdas solares y de baterías, que han sido inmensos, así como las estrategias de generación distribuida y redes inteligentes, así como de generación y acumulación IN SITU de electricidad como estrategia sabia ante las limitaciones actuales del sistema interconectado nacional actual.

Los criterios fundamentales para el análisis de las posibles fuentes del gas requerido son: costos de obtención de un millón de BTU, tiempo de implementación, complejidad tecnológica y operativa, daños y riesgos sociales y ambientales, duración estimada de la fuente, a lo cual añadimos otros criterios fuertes como son la localización frente a la de los

clientes principales generadores de la demanda y su potencialidad de generación de oportunidades de empleo e ingreso. Cada alternativa presenta características propias. Una vez establecidas, el ejercicio matemático que hice, -con el apoyo de la Inteligencia Artificial disponible de manera gratuita (para asegurar que cualquiera pueda revisar los resultados)-, identifica los pesos relativos de cada criterio y somete las alternativas a la comparación con cada una de las demás; estos ejercicios se hacen en la teoría de decisión frecuentemente.

Juegan también un papel muy importante en mi análisis, factores estructurales de fondo como son la geología diferente y la densidad de la biodiversidad de los territorios y regiones en los cuales se pretenda aplicar las diferentes opciones tecnológicas, lo cual está explicado en el artículo que antecede a este. No es lo mismo una geología de 4 millones de años y bastante plana que una de 100 millones de años caracterizada por la emergencia "reciente" de montañas y la mayor actividad tectónica; no es lo mismo ser el país de mayor densidad de la biodiversidad por seis veces comparado con el segundo, como es el caso de Colombia frente a Brasil, que contar con una biodiversidad más moderada como la de Texas y Vaca Muerta en Argentina. El sitio, el lugar, el territorio, juegan un papel fundamental. Las comunidades pobres, aisladas, locales, han sufrido más los efectos de muchas tecnologías que buscan satisfacer las necesidades y gustos de otros sectores de la población, ya sean hidroeléctricas, termoeléctricas o pozos petroleros o de gas, con paradojas como las del petróleo y fracking que afecta también entornos urbanos en varios estados de los Estados Unidos.

Igualmente, la evolución científica y tecnológica cuenta mucho en el análisis de cada tecnología; el fracking 4.0 es una respuesta de la industria de energía fósil para disminuir costos tanto internos como externos por los efectos y riesgos negativos que genera. Igualmente, la exploración y extracción Off Shore ha avanzado y la producción de biogas lo mismo. Por otro lado, la industria de energía renovable está logrando reducciones de costos e impactos sociales y ambientales dramáticos por la identificación, prueba y adopción de nuevos materiales gracias a la investigación y desarrollo tecnológico veloces y contundentes como son los casos recientes de nuevas baterías de estado sólido de litio y de cloruro de sodio (sal común y corriente) y las celdas solares de perovskita. Frente a estos hechos reales

y contundentes, la defensa obcecada de alguna tecnología puede esconder intereses económicos y geopolíticos innegables. En este articulo me circunscribo a la discusión de las alternativas de producción o importación de gas para atender las demandas existentes en las refinerías, termoeléctricas y demás clientes como el transporte y los sectores residencial e institucional. En un tercer artículo abordaremos la comparación de las energías renovables, los programas de ahorro y uso eficiente de energía, con las demás alternativas planteadas aquí.

Las alternativas actuales de disponibilidad de gas tanto para el sistema eléctrico como para la producción de las refinerías, el transporte y el sector industrial, domiciliario e instituciones requieren considerar las siguientes alternativas, además de la actual importación de gas. Aún en la emergencia o urgencia actual, es muy importante considerar las posibilidades internas del país.

1. Perforación Convencional (Continental/Onshore)

   Es la fuente histórica del país (ej. Campos de Cusiana, Cupiagua o Guajira), pero en franca declinación. Es la opción con la infraestructura de transporte (gasoductos de TGI y Promigas) ya construida y amortizada. Fortaleza: Costo de producción por pie cúbico muy bajo y marco regulatorio totalmente conocido. Cuello de botella: Las reservas probadas convencionales en Colombia caen año a año. Optimizar esto no depende de tecnología, sino de incentivar nuevas rondas de exploración en cuencas maduras.

2. Extracción Costa Afuera (Offshore) La gran apuesta de transición a mediano plazo en Colombia (ej. Proyectos Sirius, Copoazú, Sandía en el Mar Caribe). El potencial de volumen es masivo (puede triplicar las reservas actuales del país), pero el Time-to-Market es de 5 a 8 años debido a la necesidad de construir gasoductos submarinos y plataformas de alta complejidad. Para que sea viable antes de que se agote el gas actual, el Gobierno y las operadoras (Ecopetrol, Petrobras) deben acelerar las consultas previas con comunidades costeras, acelerar la perforación y unificar la infraestructura de transporte marítimo para reducir costos compartidos.
3. Fracking (Yacimientos No Convencionales – YNC), Centrado geográficamente en el Valle

Medio del Magdalena (Formación La Luna). [1], aunque se estima que podría haber en otras regiones. Técnicamente, podría dar soberanía energética relativamente inmediata a Colombia pero existe sería objeción política y técnica pues los daños y riesgos a la salud humana (más de 2 mil publicaciones científicas al respecto) y el manejo de los lodos resultantes asociados tanto a metales pesados y materiales radioactivos como a generación de sismicidad no han sido resueltos satisfactoriamente aunque la tecnología ha evolucionado disminuyendo los impactos inicialmente asociados.(En el primero artículo tratamos estos de manera más extensa)

4. Biodigestión y Cultivo de Pastos Gigantes (Biometano). La alternativa consiste en cultivar pastos de rápido crecimiento (como el *King Grass* o pasto de corte) y/o mezclarlo con residuos orgánicos/agroindustriales en biodigestores para generar biometano, el cual es químicamente idéntico al gas natural metano fósil. Aparece como la opción con el menor impacto ambiental y excelente aceptación social (genera empleo rural). El biometano puede ser inyectado directamente a las redes de gas existentes si se purifica (Upgrading). El costo por millón de BTU (BTU es la medida de energía del gas) es actualmente más alto que el del gas convencional y cercano a la importación de gas por los costos asociados a su transporte, licuefacción y regasificación, así como distribución nacional. Requiere grandes extensiones de tierra relativamente productiva que no compitan con la seguridad alimentaria, lo cual en Colombia está disponible.

   En un escenario en el cual no existiera una urgencia actual causada por los posibles efectos del fenómeno de El Niño y la escasez de gas, pues ya se está importando alrededor del 30% y podría llegar hasta un 60%, se podrían considerar los siguientes:

   Matriz Comparativa sin urgencia actual

Fuente de Gas	Volumen Potencial	Costo Estimado (USD/MBTU)	Tiempo para Producir	Mayor Obstáculo en Colombia
Convencional	Bajo (Agotándose)	Bajo ($3 - $5)	Inmediato	Falta de nuevos hallazgos comerciales.
Offshore (Caribe)	Altísimo	Alto ($7 - $9)	Medio-Largo (2028-2030)	Licenciamiento y logística submarina.
Fracking	Alto	Moderado ($5 - $6)	Medio (Bloqueado)	Oposición política y jurídica total.
Biometano (Pastos)	Moderado (Escalable)	Alto ($9 - $12)	Corto (1 a 2 años)	Logística de transporte rural al tubo.

Para evitar en el mediano plazo la importación masiva (que encarece las tarifas de los hogares), la combinación óptima no es elegir una sola, sino coordinarlas en el tiempo:

1. Corto Plazo (1-2 años): Maximizar el Gas Convencional remanente y apoyar la producción de Biometano en zonas agroindustriales cercanas a la demanda para consumo local e industrial descentralizado.
2. Mediano Plazo (3-5 años): Implantar y conectar urgentemente los descubrimientos de Offshore del Caribe al sistema nacional de gasoductos.
   Tanto en la exploración y extracción del gas fósil como en el caso del biogas a partir de cultivos de pastos gigantes, tendría que tenerse en cuenta la cercanía a gasoductos y a los centros de mayor demanda del gas en Colombia; en el caso del fracking la dificultad de disposición adecuada y de reinyección de los lodos de extracción del gas juegan un papel importante pues dichos lodos tienen metales pesados y materiales radiactivos. Fuera de todo lo anterior se debe tener en cuenta que Colombia tiene diferente geología que Estados Unidos y Argentina que son más antiguas en su formación y por último que Colombia es el país con mayor biodiversidad por kilómetro cuadrado en el mundo. Factores como la tasa de declinación de los pozos de fracking, la geología joven y activa de nuestro territorio, el manejo de lodos con NORM (Materiales Radiactivos de Ocurrencia Natural) y nuestra condición de país megabiodiverso cambian por completo la viabilidad teórica de estas opciones.

A continuación, algunas consideraciones que se incluyeron en un nuevo ejercicio de valoración y jerarquización:

1. Fracking (Yacimientos No Convencionales – YNC)

- Complejidad y Densidad de Pozos: A diferencia de un pozo convencional que puede producir gas por décadas, el fracking sufre de una tasa de declinación hiperbólica acelerada (pierde entre el 60% y 80% de su producción en el primer año). Para mantener estable la oferta de gas, se requiere una perforación masiva y continua de cientos de pozos, multiplicando la intervención en superficie. [1]
- Geología Diferente: La geología de las cuencas de EE. UU. (Permian) o Argentina (Vaca Muerta) es cratónica, antigua, plana y tectónicamente estable. Colombia (Valle Medio del Magdalena) posee una geología joven, fallada y sismicamente activa. Estimular fracturas hidráulicas en rocas altamente falladas incrementa exponencialmente el riesgo de sismicidad inducida y la migración descontrolada de fluidos hacia acuíferos superficiales. [1, 2, 3, 4]
- Riesgo a la Salud y Gestión de Lodos: El “agua de retorno” (flowback) no solo contiene los químicos inyectados, sino que arrastra metales pesados (arsénico, plomo) y materiales radiactivos (Uranio, Radio) del subsuelo profundo. Colombia tendría un enorme reto de disposición segura o la reinyección masiva de estos lodos tóxicos sin arriesgar las fuentes de agua de las que dependen miles de personas. [1, 2, 3]. Existen más de 2 mil publicaciones científicas sobre los daños y riesgos a la salud humana tanto de los trabajadores directos como a las comunidades aledañas a los sitios de fracking y numerosos litigios en varios estados de los Estados Unidos y en Argentina al respecto. El fracking 4.0 ha disminuido varios de estos impactos pero no logra actualmente eliminarlos de raíz.
- Amenaza a la Biodiversidad: Perforar masivamente en el país que es primero en biodiversidad en términos de especies por kilómetro cuadrado, implica alterar ecosistemas críticos, como son los de humedales (ciénagas altamente productivas) y alterar nichos biológicos sensibles que no existen o son de mucho menor dimensión en Texas o la Patagonia. El impacto ambiental del *fracking* en el Magdalena Medio (Colombia) sería drásticamente más nocivo y devastador para la biodiversidad viva que el que ocurre actualmente en la Cuenca Pérmica (Texas) o en Vaca Muerta (Argentina). [1, 2] . Esto se debe a una diferencia crítica: en Texas y Argentina se perforan desiertos y estepas con baja

densidad biológica superficial, mientras que en el Magdalena Medio se intervendría un complejo sistema de selvas, ríos y ciénagas interconectadas. [1] En la Cuenca Pérmica y Vaca Muerta al ser zonas áridas o semiáridas, el mayor reto del *fracking* es la escasez del agua requerida para la inyección (miles de metros cúbicos por pozo). Sin embargo, si ocurre una filtración química subterránea, el impacto en la fauna superficial es limitado porque la superficie ya está seca. [1, 2]; en cambio en el Magdalena Medio, que es una gigantesca esponja hídrica, el agua subterránea alimenta directamente a las ciénagas, humedales y ríos superficiales y viceversa. Cualquier fuga de fluidos químicos (que contienen benceno, plomo y arsénico) o de lodos de perforación se esparciría a la velocidad de la corriente de agua. Esto envenenaría instantáneamente el hábitat acuático de especies críticas como el manatí del Caribe, el bagre rayado y los anfípodos. [1, 2, 3, 4]

> En Texas y Argentina las plataformas y carreteras de la industria se construyen sobre matorrales y estepas planas y abiertas. Aunque afectan a especies locales (como lagartijas, guanacos o coyotes), el paisaje no impide físicamente su movilidad. [1, 2]; En el Magdalena Medio la técnica del *fracking* requiere una densidad masiva de pozos distribuidos en grandes territorios. Perforar allí implica talar y cuadricular la selva tropical densa. Esto generaría una fragmentación severa del hábitat, interrumpiendo los corredores biológicos de grandes mamíferos terrestres como el jaguar y el tapir, que no cruzan zonas deforestadas o industriales ruidosas. [1, 2, 3]
>
> Como ya mencionamos en el primer artículo, los estudios del Servicio Geológico Colombiano revelaron que las rocas profundas del Magdalena Medio contienen altas concentraciones naturales de cadmio (hasta 80 veces más de lo normal), molibdeno, vanadio y uranio.
>
> Al triturar estas rocas mediante *fracking*, toneladas de estos materiales radiactivos y metales pesados subirían a la superficie en forma de ripios y lodos de desecho. En un clima tropical lluvioso como el de Colombia, el lavado por lluvias (lixiviación) arrastraría estos metales tóxicos hacia los suelos y cuerpos de agua, desencadenando una mutación o mortalidad masiva en la fauna silvestre y la pesca local. [1, 2]; El manejo de residuos en superficie ha generado una grave crisis de acumulación de “montañas de

residuos peligrosos" y lodos que las plantas locales no dan abasto para procesar, creando "zonas de sacrificio" ambiental en la meseta patagónica en Vaca Muerta, Argentina; en Magdalena Medio: Si la acumulación de desechos petroleros tóxicos ya es difícil de manejar en la estepa seca de Argentina, en las llanuras inundables del Magdalena Medio provocaría desbordamientos de piscinas de lodos durante las temporadas de lluvias intensas (fenómenos de La Niña), vertiendo tóxicos directamente al río Magdalena. [1, 2]

Resumen de Impacto en Biodiversidad

Factor de Impacto	Cuenca Pérmica (Texas) / Vaca Muerta (Argentina)	Magdalena Medio (Colombia)
Efecto de filtraciones químicas	Confinado principalmente al subsuelo o zonas áridas delimitadas.	**Catastrófico.** Se propaga rápido por la red de ríos y ciénagas interconectadas.
Amenaza a especies críticas	Afecta a fauna común de estepa/desierto (roedores, reptiles).	**Peligro de extinción** para especies endémicas y vulnerables (manatíes, jaguares, aves).
Consecuencia de la infraestructura	Ocupación de áreas desérticas de bajo impacto biológico superficial.	**Deforestación y ruptura** de corredores selváticos vitales del Neotrópico.

2. Importación de Gas de EE. UU. (La Paradoja Ambiental)
   Ante la escasez local (donde las importaciones ya cubren cerca del 30% de la demanda en 2026), Colombia recurre al Gas Natural Licuado (GNL) proveniente principalmente del Permian, Texas. [1]; Colombia asume una "doble moral ambiental" al prohibir el fracking internamente para proteger su territorio, pero financiar y consumir el fracking estadounidense. [1, 2], aunque los países difieran de sus criterios al respecto; Adicionalmente, el proceso de licuefacción en EE. UU., el transporte marítimo criogénico y la regasificación en la planta de SPEC (Cartagena) introducen costos logísticos masivos que indexan el precio del gas colombiano a la volatilidad internacional [1] y que podrían ser aprovechados para generar ingreso interno del país como en la alternativas de los cultivos de pastos gigantes.

3. Biometano (Pastos Gigantes) y su Desafío Logístico

- El Cuello de Botella Geográfico: Los cultivos de pastos gigantes (como el *King Grass*) requieren grandes extensiones de tierra, ubicadas principalmente en la Altillanura (Meta/Vichada) o el Magdalena Medio y el caribe, pero la propiedad de las mismas es bastante inequitativa.
- Lejanía de la Demanda: Los grandes centros de consumo de gas están en el centro del país (Bogotá, Medellín) y el sector industrial, de refinerías y centrales térmicas del Caribe. Si la planta de biometano está lejos de los gasoductos troncales existentes de TGI o Promigas, el costo de transportar el gas en tanques presurizados (Gas Natural Comprimido – GNC) por la compleja geografía nacional anula la viabilidad económica del proyecto. Debe producirse estrictamente cerca del "tubo" y de los clientes naturales.
  Teniendo en cuenta estos factores adicionales, un nuevo resultado sería el siguiente:

  Matriz de Evaluación de Riesgo Multidimensional Optimizada

Fuente de Gas	Densidad de Pozos / Infraestructura	Riesgo Geológico / Sísmico	Riesgo a la Salud (Lodos/Agua)	Impacto en Biodiversidad	Cercanía a la Demanda
Fracking Local	**Muy Alto** (Requiere cientos de pozos continuos)	**Extremo** (Fallas jóvenes y activas)	**Crítico** (Metales pesados y material radiactivo NORM)	**Devastador** (Fragmentación de ecosistemas)	Alta (Cerca a red del Magdalena)
Importación GNL (EE.UU.)	Baja en Colombia (Usa puertos existentes)	Nulo en Colombia (Riesgo transferido a EE.UU.)	Bajo en Colombia (Riesgo en origen)	Bajo en Colombia (Riesgo marítimo menor)	Media-Baja (Llega a costa, requiere transporte al interior)
Biometano (Pastos)	Media (Plantas ecorregionales)	**Nulo** (Superficial)	**Nulo / Positivo** (Usa procesos biológicos naturales)	**Bajo a Moderado** (Si se usan tierras ganaderas degradadas)	**Variable** (Requiere construir conexiones al gasoducto)

La importación de GNL es un salvavidas costoso de muy corto plazo que afecta la estabilidad y ganancia para el país, pero es necesaria en las actuales circunstancias. Una vez superada esa condición de urgencia, el camino de optimización real para el país debería dirigirse hacia1]

1. Redirigir capital a la exploración Offshore (Costa Afuera) en el Caribe (que es convencional, de altísimo volumen y alejada de la biodiversidad continental).
2. Desarrollar Biometano con un enfoque clúster: únicamente en zonas agrícolas que ya estén geográficamente conectadas o colindantes con la infraestructura de gasoductos actual para abastecer la demanda industrial regional.
   Los dos sistemas no son excluyentes y brindan confiabilidad redundante. Es muy importante tener en cuenta en ese análisis que las refinerías de petróleo de Cartagena y Barrancabermeja son uno de los principales usuarios, así como las termoeléctricas del caribe. Introducir la ubicación geográfica de los grandes consumidores y ajustar la matemática de la disponibilidad del gas fósil y de la biomasa con variables del trópico altera sustancialmente las conclusiones previas.

A continuación, se presenta la optimización final del modelo integrando otros nuevos factores clave. El debate del gas en Colombia no es abstracto; tiene nombres, apellidos y coordenadas específicas. Los tres nodos de consumo industrial y eléctrico más masivos del país son:

1. La Refinería de Barrancabermeja (Santander): Ubicada en el corazón continental. Requiere volúmenes masivos de gas natural para procesos térmicos y para la producción de hidrógeno (necesario para hidrotratar los combustibles).
2. La Refinería de Cartagena (REFICAR – Bolívar): Ubicada en la Costa Caribe. Al igual que Barrancabermeja, depende del gas para operar con eficiencia. [1]
3. Las Termoeléctricas del Caribe (Tebsa, Termoflores, Termoguajira, etc.): Son las plantas que respaldan el sistema eléctrico nacional cuando hay sequías (Fenómeno de El Niño). Su consumo es intensivo y crítico para evitar apagones.
   El análisis logístico nos permite establecer las siguientes conclusiones:

- Ventaja del Gas Offshore (Costa Afuera): Los hallazgos del Caribe (*Uchuva, Sirius, Sandía*) están geográficamente alineados con REFICAR y las termoeléctricas de la costa. Su entrada al sistema requiere gasoductos marítimos cortos hacia los centros de consumo costeros, reduciendo el costo de transporte hacia el interior.
- El reto del Fracking (Valle Medio del Magdalena): Estaría al lado de la Refinería de Barrancabermeja, lo cual aliviaría su demanda interna. Sin embargo, no resolvería el déficit del Caribe sin una costosa ampliación de la capacidad de transporte bidireccional de los gasoductos hacia el norte y presenta los conflictos y riesgos ya mencionados. Tendría que ser un avance tecnológico más alto que el existente con fracking 4.0.
- El reto del Biometano (Pastos Gigantes): Para abastecer a Barrancabermeja, los cultivos de pasto deben establecerse en las llanuras del Magdalena Medio santandereano o cesarense. Para abastecer a la Costa, deben sembrarse en las sabanas de Sucre, Córdoba o Bolívar. Intentar traer biometano desde la Altillanura (Meta) hacia las refinerías o hacia el Caribe es económicamente inviable debido al costo de compresión y transporte por el sistema troncal. La comparación de rendimiento agrícola demuestra el enorme potencial que tiene el trópico húmedo frente a los climas templados europeos:

- El Modelo Europeo (Miscanthus): En Europa central, el *Miscanthus x giganteus* es un cultivo de ciclo anual condicionado por las estaciones. Produce en promedio entre 12 y 20 toneladas de Materia Seca (MS) por hectárea al año. El invierno corta por completo su ciclo de crecimiento. [1, 2]
- El Modelo Tropical Colombiano (Pasto Elefante / King Grass): En el trópico bajo de Colombia, el crecimiento de la planta nunca se detiene gracias a la radiación solar constante y las temperaturas estables. Con regímenes óptimos de corte (cada 45 a 60 días), el King Grass produce entre 300 y 400 toneladas de forraje verde por hectárea al año. Esto equivale a 60 – 80 toneladas de Materia Seca (MS) por hectárea al año. [1, 2, 3]
  Haciendo un cálculo conservador basado en los datos de rendimiento de materia seca recolectados mediante simulación significa que una hectárea de King Grass optimizada en el trópico colombiano produce hasta 3.75 veces más biomasa útil para energía que una hectárea de Miscanthus en Europa. A un rendimiento promedio de 180m3 de biogás por tonelada de pasto fresco, una sola hectárea en el Caribe o Magdalena Medio puede generar

hasta 67.500 m3 de biogás al año. Esta altísima eficiencia por área reduce drásticamente la cantidad de tierra necesaria, mitigando la presión sobre ecosistemas biodiversos y permitiendo crear “clústeres energéticos” muy compactos alrededor de las refinerías o los tubos de gasoductos principales. [1]

Matriz de Viabilidad Final con Conectividad Industrial y Eficiencia Agrícola

Fuente de Gas	Alineación con Consumidores Clave (Refinerías/Termos)	Rendimiento Energético por Hectárea	Viabilidad Logística de Conexión
Offshore (Caribe)	**Excelente**. Entrega gas directo en la puerta de REFICAR y las termoeléctricas costeras.	Alta concentración geológica.	Media (Requiere infraestructura submarina nueva hacia la costa).
Biometano (King Grass)	**Alta (Si es clúster)**. Viable si se siembra en el Magdalena Medio para Barrancabermeja o Sabanas de Bolívar para REFICAR.	**Extrema (3.75 veces superior al modelo europeo)**.	Alta (Siempre que la planta de *upgrading* esté a menos de 10-15 km de un gasoducto troncal).
Fracking Local	Buena para Barrancabermeja. Mala para el Caribe.	No aplica (Es fósil de rápida declinación).	Baja (Requiere construir cientos de líneas de flujo para conectar pozos dispersos).
Importación GNL	**Buena para el Caribe** (conecta directo en SPEC Cartagena). Pésima para el interior (Barrancabermeja).	No aplica (Gasto externo).	Inmediata en la Costa. Muy costosa para bombear hacia el interior del país.

Este análisis más refinado nos brinda respuestas diferentes:

1. La columna central de energía fósil en la transición o cambio paradigmático energético debe ser el Offshore del Caribe: Es la opción convencional con escala suficiente para alimentar simultáneamente a REFICAR y las termoeléctricas sin destruir la biodiversidad continental ni arriesgar sismicidad en fallas jóvenes, aunque el riesgo de afectación marina subsiste si hay

accidentes y fugas. Su tiempo de implantación es su condicionante principal. Esta alternativa sería cuestionada más adelanta a medida que el biometano y las energías renovables demuestren su validez, asociadas al ahorro y uso eficiente de energía.

- El Biometano tropical es el gran competidor real y silencioso hasta ahora: La productividad de nuestro Pasto Elefante multiplica casi por cuatro la eficiencia europea, Colombia puede sustituir paulatinamente el gas de refinerías e industrias del interior mediante “Distritos Biometaneros” ubicados estratégicamente a los márgenes de los ríos Magdalena y Cauca, utilizando tierras ganaderas degradadas y conectándose directamente a la red de gasoductos existente de TGI. El costo estimado de purificación (Upgrading) para llevar el biogás de King Grass al 97% de metano puro requerido por la red nacional es un factor fuerte a considerar. Los costos por millón de BTU (MBTU) y por metro cúbico[1] con base en las realidades del mercado internacional en agosto de 2026, las proyecciones para Colombia reflejan el impacto de su geografía y costos logísticos: [1]
- Gas Convencional Continental (Onshore) Costo estimado: $3.50 a $5.00 USD / MBTU (Aproximadamente $0.12 a $0.17 USD / \m3. Al ser pozos con infraestructura ya amortizada, los costos de operación en boca de pozo son bajos. Sin embargo, este valor aumenta a medida que la escasez interna obligue a las industrias a pagar primas de escasez; ser requiere más exploración y extracción que fue postpuesta.
- Importación de Gas de EE. UU. (GNL del Permian). Costo estimado: $7.50 a $9.50 USD / MBTU (Aproximadamente $0.26 a $0.33 USD / m3. Aunque el precio spot del gas en Texas (*Henry Hub*) cotiza bajo a $2.72 USD / MBTU, traerlo a Colombia requiere un proceso costoso. Sumando la licuefacción (+ $2.50 USD), el transporte marítimo criogénico (+ $1.20 USD) y la regasificación en la terminal SPEC de Cartagena (+ $1.50 USD), el costo final puesto en el tubo colombiano prácticamente triplica su valor de origen. [1, 2]; es necesario tener en cuenta también que su precio es influenciado por sucesos internacionales como el conflicto USA-Irán. Se ha convertido en un Commodity que también influye en los precios del gas extraído en Colombia
- Extracción Costa Afuera (Offshore Caribe). Costo estimado: $7.00 a $8.50 USD / MBTU (Aproximadamente $0.24 a $0.30 USD / \(m3. Perforar en aguas profundas exige un CapEx inicial gigantesco en plataformas y líneas submarinas de flujo. Su precio de equilibrio técnico global es alto, pero tiene la inmensa ventaja de no requerir fletes marítimos internacionales

continuos y de entregar el gas directamente cerca de las termoeléctricas y refinerías del Caribe. [1]

- Biometano Local (Pasto Elefante / King Grass). Costo estimado: $8.50 a $11.00 USD / MBTU (Aproximadamente $0.30 a $0.38 USD / \m3. En Europa, producir biometano promedia los $14-$16 USD / MBTU debido a la baja eficiencia del *Miscanthus*. En Colombia, gracias a que el pasto tropical rinde 75 veces más biomasa por hectárea, el costo agrícola se desploma. No obstante, el costo de purificación artificial (*upgrading* para remover CO_2 y sulfuros) y la compresión para llevarlo al tubo principal mantienen esta alternativa inicialmente por encima del gas fósil convencional.
  Resumen Tarifario Estimado para Colombia

Alternativa de Gas	Costo por MBTU (USD)	Costo por Cúbico (\(m^{3}\) USD)	Componente Mayoritario del Costo
1. Convencional Onshore	**$3.50 – $5.00**	$0.12 – $0.17	Costo de extracción puro.
2. Offshore Caribe	**$7.00 – $8.50**	$0.24 – $0.30	Amortización de plataformas marítimas.
3. Importación GNL (EE.UU.)	**$7.50 – $9.50**	$0.26 – $0.33	Logística, licuefacción y flete marítimo.
4. Biometano Tropical	**$8.50 – $11.00**	$0.30 – $0.38	Planta de limpieza (*Upgrading*) del gas.

El ejercicio de la IA (hecho con Gemini) excluye del cálculo tarifario debido a que su costo proyectado (estimado originalmente en unos $5.50 USD/MBTU) hoy acumula un costo social, ambiental y judicial incalculable bajo la geografía joven y fallada de Colombia, lo que lo vuelve financieramente inviable. El precio de equilibrio técnico promedio para extraer gas mediante fracking en cuencas norteamericanas consolidadas ronda los $2.50 – $3.50 USD/MBTU, mientras que en Vaca Muerta, debido a desafíos logísticos e infraestructura en desarrollo, se sitúa entre $3.50 – $4.50 USD/MBTU.

Para garantizar una precisión absoluta en la comparación económica, realicé los cálculos financieros utilizando la herramienta de ejecución de código. Evalué los costos internacionales reales de producción en boca de pozo (sin transporte) para el *fracking* en los

dos referentes globales actuales y los proyecté al escenario de Colombia.

Si bien los costos de Producción de Referencia (Fracking Internacional) son del orden de:

- Permian Basin (Estados Unidos): $2.50 a $3.20 USD / MBTU
  - *Razón:* Es una cuenca hipermadura con economías de escala gigantescas, miles de pozos perforados y una cadena de suministro de agua y arenas de fractura optimizadas, presentan todavía muchos reclamos sociales y ambientales, lo cual debe tomarse en cuenta porque los pasivos que deja son significativos.
- Vaca Muerta (Argentina): $3.50 a $4.50 USD / MBTU
  - *Razón:* Es geológicamente equivalente a los mejores yacimientos de EE. UU., pero sufre de costos logísticos más altos por distancias de transporte de insumos y limitaciones de infraestructura vial y ferroviaria, así como reclamos de las comunidades aledañas.

El *fracking* en Colombia podría duplicar los costos de EE. UU. debido a la complejidad de nuestra geografía, de nuestra geología y de nuestra densidad de la biodiversidad, así como la necesidad de importar toda la tecnología. Esto lo sitúa al mismo nivel de costos que el proyecto *Offshore* en aguas profundas. Se requiere tener en cuenta que el F*racking* requiere perforar de forma continua decenas de pozos al año en un solo bloque para contrarrestar la altísima declinación del yacimiento. Cada pozo horizontal con múltiples etapas de fractura cuesta millones de dólares, lo que eleva el costo de producción total a niveles muy similares a los de una plataforma fija *Offshore* en el Caribe. Los $6.50 – $8.50 USD por MBTU del *fracking* en Colombia son una estimación base de ingeniería. Si se le sumaran los costos reales de asegurar la disposición segura de lodos con metales pesados y elementos radiactivos, la descontaminación de aguas de retorno y las compensaciones por fragmentación en el país con mayor biodiversidad por kilómetro cuadrado, el costo real superaría posiblemente al biometano y al gas importado. Se debería contemplar adicionalmente la necesidad de montaje de una red de monitoreo sísmico y pozos de observación de acuíferos en el caso del fracking.

Cultivos energéticos de pastos gigantes para biogas

Para el caso del cultivo energético de pasto gigante, para sustituir por completo la demanda actual de gas natural en Colombia mediante el uso de fuentes renovables, se requeriría una superficie de 273.429 hectáreas cultivadas con pasto elefante (King Grass) bajo condiciones del trópico nacional. Esta cifra se fundamenta en un consumo promedio país de 1.000 millones de pies cúbicos diarios (mpcd). Los cálculos se basan en los rendimientos agrícolas que ofrece el trópico húmedo colombiano y la equivalencia energética calculada mediante la herramienta de ejecución: [1]

- Demanda de Gas Nacional: 1000 mpcd, aproximadamente 28,3MM3 diarios lo cual resulta en 10.335 millones de M3 al año.
- Rendimiento Agrícola Local: Un promedio optimizado de 350 toneladas de forraje fresco por hectárea al año.
- Eficiencia de Biogás: Cada tonelada de pasto genera 180 M3 de biogás bruto. Al pasar por el proceso de purificación (*upgrading*), donde se remueve el 40\%CO2, se obtienen (108 m3 de biometano puro (idéntico al gas fósil).
- Productividad Neta por Hectárea: 800 m3 de biometano/ha/año.
  10.335.632.000 m3, 37.800 M3/HA. Resultan en 273.429 hectáreas.

Esta superficie equivale aproximadamente al 7 % de las tierras actualmente dedicadas a la ganadería extensiva de baja productividad en Colombia y al 14% de las tierras con vocación agrícola, lo que significa que el país cuenta con el espacio físico disponible sin necesidad de deforestar o competir con la seguridad alimentaria y adicionalmente contribuye a solucionar el conflicto de usos del suelo por ganadería extensiva en suelos agrícolas. [1]; los costos de transporte que harían inviable el proyecto, se deben zonificar en tres grandes “Distritos Biometaneros” adyacentes a la infraestructura existente de gasoductos (Promigas y TGI) y a los nodos de consumo prioritarios:

Matriz de Distribución Estratégica del Cultivo

Distrito Energético	Hectáreas Estimadas (\(30\%\) por nodo)	Ventaja de Logística y Transporte	Principales Centros de Consumo de Destino
Clúster Norte	~91.000 ha	Terrenos planos, gasoductos de Promigas con capacidad libre.	**REFICAR** y Termoeléctricas del Caribe.
Magdalena Medio	~91.000 ha	Máxima cercanía al centro del tubo de TGI; tierras ganaderas degradadas.	**Refinería de Barrancabermeja** e industria del interior.
Valle del Cauca	~91.000 ha	Infraestructura vial excelente y alta tradición agrícola.	Industrias manufactureras de Cali y Yumbo.

La estrategia de usar pasto elefante en Colombia es viable porque el país no requiere un único cultivo masivo en un solo lugar. Dividir las 273.429 hectáreas en tres o más distritos regionales elimina por completo la necesidad de construir nuevos gasoductos de larga distancia. Al inyectar el biometano purificado a pocos kilómetros de donde están REFICAR, Barrancabermeja y las termoeléctricas, se logra una verdadera soberanía energética regional, protegiendo al mismo tiempo la megabiodiversidad del resto del país.

Dicho esto, la comparación entre las cinco alternativas: importación de gas, fracking, offshore (recordar que se descubrió recientemente Sandía además de Sirius y Copoazú), explotación convencional y producción con cultivos de pastos gigantes. Para resolver esta compleja decisión de política energética para Colombia, usamos el Método de Selección por Proceso Jerárquico Analítico (AHP). Este modelo matemático evalúa múltiples alternativas frente a criterios en conflicto (costos vs. riesgos ecológicos y de salud). [1, 2]. Para el criterio *Offshore*, incorporamos los descubrimientos históricos en aguas profundas del mar Caribe liderados por Ecopetrol y Petrobras: Sirius (con más de 6 Tcf), Copoazú y el reciente pozo anunciado Sandía-1 (perforado con éxito en julio de 2026 en el bloque GUA-OFF-0). [1, 2, 3]. El problema se descompone en tres niveles:

1. Meta (Objetivo Principal): Seleccionar la mejor alternativa de suministro de gas para Colombia que equilibre soberanía, economía y protección al patrimonio megabiodiverso.

2. Criterios de Evaluación:
   - Viabilidad Económica y Logística (CapEx, OpEx, cercanía a refinerías/termoeléctricas).
   - Riesgo a la Salud Humana y Seguridad Social (Contaminación de agua, sismicidad, toxicidad de lodos).
   - Impacto a la Biodiversidad y el Medio Ambiente (Huella de carbono, fragmentación de ecosistemas, afectación a fauna/flora).
3. Alternativas (A): Explotación Convencional Onshore, Offshore Caribe (Sirius, Sandía, Copoazú), Fracking Local, Importación de GNL y Biometano Tropical (Pasto Elefante). [1]
   Mediante comparaciones pareadas basadas en la realidad colombiana (un país megabiodiverso por kilómetro cuadrado, con geología joven, fallada y con una crisis de reservas de gas a corto plazo), la ponderación matemática de los criterios arroja los siguientes pesos de importancia: [1, 2]

- Impacto a la Biodiversidad y Medio Ambiente: 45% (0.45) -> Criterio prioritario debido a la estricta legislación, las consultas previas y la fragilidad de los ecosistemas locales. [1]
- Viabilidad Económica y Logística: 35% (0.35) -> Crucial debido a la necesidad de abastecer de forma competitiva a Barrancabermeja, REFICAR y las termoeléctricas sin disparar las tarifas del usuario final.
- Riesgo a la Salud Humana: 20% (0.20) -> Factor condicionante que evalúa la exposición a metales pesados o pasivos ambientales urbanos/rurales.
  Matriz de Desempeño y Evaluación Cualitativa/Cuantitativa

  Cada alternativa es calificada en una escala AHP estandarizada de 1 (Pésimo/Riesgo Extremo) a 10 (Excelente/Riesgo Mínimo) frente a cada uno de los criterios:

Alternativa	C1. Viabilidad Económica (Peso: 0.35)	C2. Riesgo a la Salud (Peso: 0.20)	C3. Impacto Biodiversidad (Peso: 0.45)	Descripción Cualitativa de Riesgos Especiales
A1. Convencional Onshore	**9 / 10** *(Precio bajo, red de tubos existente)*	**8 / 10** *(Riesgo bajo, marco regulado maduro)*	**7 / 10** *(Intervención en superficie localizada)*	Reservas limitadas. Bajo impacto relativo pero en declive físico severo.
A2. Offshore Caribe *(Sirius, Sandía, Copoazú)*	**6 / 10** *(CapEx alto, pero entrega directa a REFICAR termos)*	**9 / 10** *(Alejado de poblaciones humanas y continentales)*	**8 / 10** *(Impacto marino focalizado, evita fragmentación terrestre)*	Alta complejidad por líneas submarinas. Cero afectación a acuíferos de agua dulce continental.
A3. Fracking Local	**4 / 10** *(Complejo, alta declinación, requiere cientos de pozos)*	**1 / 10** *(Lodos NORM radiactivos, metales pesados)*	**1 / 10** *(Geología fallada inestable, sismicidad, daño a ecosistemas)*	**Riesgo Crítico:** Perforación masiva en zonas con fallas geológicas jóvenes y destrucción de hábitats megabiodiversos.
A4. Importación GNL *(EE.UU.)*	**5 / 10** *(Indexado a precios externos, costo de SPEC y fletes)*	**9 / 10** *(Riesgos de producción transferidos al exterior)*	**7 / 10** *(Bajo impacto local en Colombia, excepto por regasificación)*	Dependencia geopolítica severa. Pérdida absoluta de soberanía financiera.
A5. Biometano Tropical *(Pasto Elefante)*	**6 / 10** *(Requiere clústeres a menos de 15km del gasoducto)*	**10 / 10** *(Cero químicos tóxicos, proceso biológico limpio)*	**8 / 10** *(Usa tierras ganaderas degradadas, no deforesta)*	Alta eficiencia fotosintética tropical (3.75x superior a Europa), pero requiere una estricta planificación logística regional.

Se calculó el Vector de Prioridad Final (Puntaje Compuesto AHP) y la selección Final según el Método AHP resultó en lo siguiente:

1. □ Explotación Convencional Onshore (7.90): Sigue siendo la opción óptima a nivel país por costos e infraestructura instalada, pero está limitada estrictamente por la escasez física de nuevas moléculas de gas. [1]
2. □ Biometano Tropical con Pasto Elefante (7.70): Se consolida como la gran alternativa de diversificación debido a que el rendimiento biológico en el trópico minimiza los riesgos ambientales y de salud, convirtiéndose en el reemplazo perfecto para el interior del país (ej. Barrancabermeja).
3. □ Offshore Caribe – Bloque Sirius/Sandía (7.50): Gracias a los megadescubrimientos confirmados de Sirius y la ratificación del pozo Sandía-1, esta es la única alternativa a gran escala capaz de asegurar el volumen que exigen las refinerías y el parque termoeléctrico de

la costa sin comprometer ecosistemas terrestres continentales. [1, 2]

4. □ Importación de GNL (6.70): Un mecanismo de transición costoso y logísticamente vulnerable. [1]
5. □ Fracking Local (2.05): Rechazado de forma contundente por el modelo. La acumulación de pasivos en salud (radón, metales pesados en lodos) y el riesgo sísmico en fallas tectónicas geológicamente jóvenes colombianas anulan cualquier beneficio del volumen de gas extraído.
   Para integrar el tiempo de puesta en marcha (Time-to-Market) y los factores de riesgo climático y de mercado internacional en el modelo jerárquico analítico (AHP), debemos tener en cuenta otros factores tales como que la alternativa *Offshore* en el Caribe colombiano (campos Sirius, Sandía, Glaucus) enfrenta hoy dos cuellos de botella globales: la escasez crítica y altísimos costos de arrendamiento de plataformas de perforación en aguas profundas (*drillships* o semi-sumergibles) y la ventana operativa restringida por la temporada de huracanes en el Caribe (que obliga a suspender o asegurar operaciones entre junio y noviembre). incorporando estas variables temporales y logísticas mediante el recálculo del modelo AHP.

1. Reajuste por urgencia de disponibilidad del gas
   Para reflejar la urgencia del déficit de gas en Colombia (proyectado críticamente para el periodo 2026-2028), el factor tiempo adquiere una relevancia máxima:

- Tiempo de Puesta en Marcha (Time-to-Market): 30% (0.30) -> Peso muy alto. Si una opción tarda 7 años en aportar gas, no resuelve la crisis energética inmediata.
- Viabilidad Económica, Logística y Climatológica: 30% (0.30) -> Evalúa el costo de producción, la infraestructura de transporte y los riesgos operacionales (como la temporada de ciclones tropicales y la falta de taladros marítimos).
- Impacto a la Biodiversidad y Medio Ambiente: 25% (0.25) -> Mantiene la protección del patrimonio megabiodiverso del país como factor restrictivo legal y social.
- Riesgo a la Salud Humana: 15% (0.15) -> Evaluación de impactos directos y pasivos ambientales tóxicos.
  Evaluamos cada alternativa en la escala AHP estándar (1: Muy Lento/Alto Riesgo a 10:

Excelente/Inmediato/Seguro):

Alternativa	Tiempo Estimado de Puesta en Marcha	C1. Tiempo (Peso: 0.30)	C2. Viabilidad Económica/Clima (Peso: 0.30)	C3. Ambiente (Peso: 0.25)	C4. Salud (Peso: 0.15)
A1. Convencional Onshore	**Inmediato (0 a 1 año)**	**10 / 10**	**9 / 10** *(Infraestructura lista)*	**7 / 10**	**8 / 10**
A2. Offshore Caribe *(Sirius/Sandía)*	**Largo Plazo (5 a 8 años)**	**3 / 10**	**4 / 10** *(Cuello de botella de plataformas + Huracanes)*	**8 / 10**	**9 / 10**
A3. Biometano Tropical *(Pasto)*	**Corto Plazo (1.5 a 3 años)**	**8 / 10**	**6 / 10** *(Cerca a tubos, sin riesgo climático marítimo)*	**8 / 10**	**10 / 10**
A4. Importación GNL	**Inmediato (0.5 a 1 año)**	**9 / 10**	**5 / 10** *(Dependencia externa y volatilidad de fletes)*	**7 / 10**	**9 / 10**
A5. Fracking Local	**Bloqueado (Indefinido)**	**1 / 10**	**3 / 10** *(Alta declinación, requiere perforación masiva)*	**1 / 10**	**1 / 10**

Se introdujeron Riesgos Específicos para el Offshore Caribe (A2), como son:

- Limitación de Plataformas: La demanda global de unidades de perforación flotantes (*Ultra-Deepwater Rigs*) mantiene las tarifas diarias sobre los $450.000 a $500.000 USD, con listas de espera que retrasan cronogramas de exploración por años.
- Riesgo por Ciclones: La ubicación en el mar Caribe expone la infraestructura flotante y los buques de tendido de tuberías submarinas a tormentas tropicales. Esto reduce la eficiencia operativa anual, incrementa los costos de seguros y exige diseños de ingeniería estructural extremadamente costosos para resistir vientos y oleajes extremos.

Un nuevo resultado de la jerarquización fue el siguiente:

1. □ Explotación Convencional Onshore (8.65): Es la mejor opción en el papel por inmediatez y costos bajos, pero sufre de una limitación geológica insalvable: las reservas se están agotando físicamente y no conocemos nuevos posibles campos; la exploración puede resultar exitosa o no.
2. □ Biometano Tropical con Pasto Elefante (7.70): Al incorporar el factor tiempo, pasa al

segundo lugar. Desarrollar cultivos y biodigestores clúster en el Magdalena Medio o Sabanas de Bolívar toma solo entre 1.5 y 3 años. No depende de taladros marinos internacionales ni detiene su producción por huracanes en el Caribe, blindando el suministro continental a corto plazo.

3. Importación de GNL (7.30): Es una solución costosa y de alta dependencia del exterior, pero al contar con la infraestructura de la terminal SPEC en Cartagena lista, se convierte en el "puente obligatorio" para evitar el desabastecimiento eléctrico mientras maduran las otras opciones.
4. Offshore Caribe (5.45): Cae drásticamente en el ranking. Aunque el volumen de Sirius y Sandía-1 es monumental, su *Time-to-Market* (5-8 años) debido a la bajísima disponibilidad global de plataformas flotantes y las ventanas operativas limitadas por huracanes impiden que sea una solución para la crisis de los próximos tres años. Sigue siendo vital, pero como estrategia de largo plazo (post-2030).
5. Fracking Local (1.60): Descartado debido a sus riesgos acumulados en salud humana tanto para sus propios trabajadores como para las comunidades de su entorno, sismicidad inducida en geología joven y un tiempo de desarrollo inviable bajo el escenario político nacional.
   Dado que el Biometano Tropical escaló a una mejor posibilidad, se consideró la implantación de un clúster inicial de 10.000 hectáreas en el Magdalena Medio (para alimentar la refinería de Barrancabermeja) requeriría:

- CapEx Agrícola (Establecimiento de Pasto Elefante): Cerca de $15 a $18 millones de USD (Adecuación de tierras ganaderas degradadas, material vegetal, sistemas de riego y mecanización de corte).
- CapEx Industrial (Biodigestores + Planta de Upgrading): Aproximadamente $60 a $75 millones de USD para la construcción de una batería de biodigestores continuos de gran escala y la tecnología de membranas para separar el CO_2 y elevar la pureza del metano al 97%.
- Incentivos Tributarios (Ley 2099 de Transición Energética): Este proyecto calificaría para la exclusión de IVA, exención de aranceles para maquinaria importada y la deducción del 50% del impuesto de renta de la inversión realizada, reduciendo el periodo de recuperación de capital a menos de 5.5 años.

El proyecto requiere una inversión total estimada (CapEx) de $85 millones de USD, la cual se desembolsará en un horizonte de 36 meses utilizando la regla del trópico colombiano (el pasto elefante está listo para su primer corte a los 4 a 6 meses de sembrado).

Fase 1: Ingeniería, Tierras y Piloto Agrícola (Meses 1 a 12)

- Hitos: Licenciamiento ambiental, negociación de derechos de superficie (arriendo a largo plazo de 10.000 ha de tierras ganaderas degradadas) y siembra de las primeras 000 hectáreas de pasto elefante.
- Inversión Requerida: $15 millones de USD (Capital propio o *Equity* de los desarrolladores).

Fase 2: Construcción Industrial y Escalado Agrícola (Meses 13 a 24)

- Hitos: Construcción de la primera batería de 4 biodigestores industriales de flujo continuo, instalación de la planta de limpieza (*Upgrading* de membranas) y siembra de 000 hectáreas adicionales.
- Inversión Requerida: $45 millones de USD (Financiación mediante Project Finance bancario).

Fase 3: Operación Comercial Parcial y Cierre (Meses 25 a 36)

- Hitos: Inyección de las primeras moléculas de biometano al tubo de TGI, finalización de las últimas 000 hectáreas de cultivo y estabilización de la planta industrial a máxima capacidad.
- Inversión Requerida: $25 millones de USD (Deuda y reinversión de flujos tempranos). se requiere firmar un contrato Take-or-Pay (Toma o Paga) con la refinería.

El contrato con la Refinería podría ser:

- Duración: 15 a 20 años (Alineado con la vida útil de los biodigestores).
- Obligación de Compra: La Refinería de Barrancabermeja se compromete a pagar por un volumen mínimo contratado (ej. el 80% de la producción proyectada del clúster), incluso si por razones operativas internas no llega a consumir el gas. Esto blinda los ingresos del proyecto contra fluctuaciones de demanda.
- Indexación de Precios: El precio por millón de BTU (MBTU) se pacta en dólares (USD), pero se liquida en pesos colombianos (COP). Se establece una fórmula base que indexa el precio al

IPP (Índice de Precios al Productor) de EE. UU. o a una canasta energética local, protegiendo al clúster de la devaluación y garantizando un precio competitivo estable frente al gas importado de EE. UU. (el cual ronda los $8.50 – $9.50 USD/MBTU puesto en el interior). Asumiendo una productividad estable de 37.800 m³ de biometano purificado por hectárea al año en las 10.000 hectáreas del Magdalena Medio, la planta producirá un total de 378 millones de m³ anuales (aproximadamente 13.3 millones de MBTU al año). Utilizando un precio de venta preferencial contractual de $8.50 USD / MBTU (más económico que el GNL importado de corto plazo), El gráfico muestra claramente el periodo de transición agrícola e industrial durante los Años 1 y 2 (fase de establecimiento de cultivos, estabilización de biodigestores e inversiones iniciales en CapEx), alcanzando su punto máximo de operación comercial a partir del Año 3, donde los ingresos brutos se estabilizan en $113M USD, soportando un OpEx constante de $40M USD y consolidando un EBITDA Neto de $73M USD anuales. En el Año 3 (Hito Clave), porque es el momento en el que todo el pasto elefante alcanza su tasa de corte madura y los biodigestores inyectan el flujo constante contratado por la Refinería de Barrancabermeja, la proyección muestra un margen de EBITDA muy saludable (cercano al 64.6%), impulsado por la ventaja competitiva de la fotosíntesis tropical, la cual reduce drásticamente el costo variable de la materia prima en comparación con modelos energéticos de zonas templadas. El análisis financiero sería:

- Ingresos Brutos Anuales (A partir del Año 3): $113.7 millones de USD.
- Costos Operativos (OpEx + Arriendos de Tierra + Mantenimiento): $40 millones de USD Esto demuestra la alta eficiencia de los costos fijos una vez el pasto elefante se cosecha mecánicamente en ciclos continuos.
- EBITDA Neto Anual: $73.7 millones de USD, entregando un margen operativo superior al 60%.
- Retorno de la Inversión (TIR y Payback): Gracias a los incentivos de la Ley de Transición Energética de Colombia (depreciación acelerada y deducción de renta), el proyecto recupera la inversión total de $85 millones de USD en solo 8 años de operación comercial.

El Clúster Biometanero del Magdalena Medio demuestra que sustituir el gas fósil en el interior de Colombia es un negocio rentable y logísticamente viable. Un contrato *Take-or-Pay* estructurado con un consumidor de la escala de la Refinería de Barrancabermeja elimina el

riesgo de mercado. Al mismo tiempo, la alta productividad biológica del pasto elefante en el trópico genera un flujo de caja predecible que blinda la soberanía energética del país, protegiendo su biodiversidad y su geografía joven de los riesgos del fracking o la dependencia externa.

Si concedemos la importancia que merece al potencial de generación de ingreso y oportunidades a comunidades o asociaciones campesinas, el modelo de inclusión social para el Clúster Biometanero del Magdalena Medio encuentra su mejor referente histórico en las "Alianzas Estratégicas" del sector de la palma de aceite en Colombia, específicamente el modelo de Lowe-Murgas (Grupo Oleoflores) en el cual se demostró que es posible integrar a pequeños y medianos productores campesinos como socios de un gran complejo industrial, transformándolos de jornaleros a empresarios del campo. Adaptar este modelo al pasto elefante (King Grass) para la producción de biometano es aún más equitativo y rápido, ya que, a diferencia de la palma de aceite que tarda entre 3 y 4 años en generar sus primeros ingresos, el pasto de corte entrega su primera cosecha y flujo de caja en solo 4 a 6 meses. [1] La estructura del clúster se divide en dos componentes bajo un contrato de asociación a largo plazo (20 años):

1. El Núcleo Industrial (La Planta): Actúa como la "Extractora". Es la encargada de la inversión de alta complejidad (CapEx industrial de los biodigestores, la planta de *upgrading* de membranas y la estación de inyección al tubo de TGI).
2. Las Asociaciones Campesinas: Son las dueñas de la tierra (unidades de 5 a 15 hectáreas por familia, priorizando tierras ganaderas degradadas). El Núcleo Industrial les provee el material vegetal inicial (semilla de pasto elefante), asistencia técnica y avala créditos blandos ante Finagro y el Banco Agrario para la adecuación del cultivo.
   El modelo va más allá de la venta del pasto genera tres oportunidades adicionales de altísimo valor para las asociaciones:

- Devolución de Digestato (Biofertilizante Gratuito): El residuo que queda en los biodigestores después de extraer el metano es un fertilizante orgánico líquido y sólido de altísima calidad (rico en nitrógeno, fósforo y potasio). La planta central devuelve este "digestato" de forma

gratuita a los campesinos asociados. Esto reduce a cero el costo de fertilizantes químicos para sus fincas y mejora de forma drástica la estructura biológica de los suelos del Magdalena Medio.

- Generación de Empleo Conexo Local: La cosecha del pasto elefante en 10.000 hectáreas no se puede mecanizar al 100% en zonas de ladera o minifundios. Esto activaría cooperativas locales de corte, transporte (fletes para camiones y tractores de la región) y mantenimiento de maquinaria agrícola.
- Participación Accionaria en la Planta (El Factor Lowe-Murgas): Siguiendo el esquema de Oleoflores, un porcentaje de las acciones de la planta de biometano (por ejemplo, el 10% o 15%) se puede estructurar en un fondo fiduciario para las asociaciones de productores. Así, además de recibir el pago mensual por su pasto, las familias reciben dividendos anuales por la venta del gas natural limpio a la Refinería de Barrancabermeja.
- Capacitación Técnica Comunitaria. El éxito del modelo Lowe-Murgas biometanero no depende solo del dinero, sino de la transferencia de conocimiento, de la apropiación colectiva del saber hacer. Se podrían ofrecer 3 módulos ejecutados en alianza con el SENA y las universidades de la región:
  Módulo 1: Microbiología de Suelos y Manejo de Digestato: Capacitación práctica en la aplicación del biofertilizante líquido (*fertirriego*) y sólido que devuelve la planta. El objetivo es enseñar al campesino a regenerar la tierra degradada por la ganadería extensiva, manteniendo el suelo vivo y reduciendo a cero la dependencia de agroquímicos importados (urea).

- Módulo 2: Cosecha de Precisión y Curvas de Madurez: Entrenamiento en la programación de los cortes del pasto elefante (punto óptimo de fibra y humedad entre los 45 y 55 días). Una cosecha a tiempo garantiza la máxima producción de gas por tonelada en el biodigestor.
- Módulo 3: Finanzas del Hogar y Gobernanza Asociativa: Acompañamiento en la administración del nuevo flujo de caja mensual y el fortalecimiento de la junta directiva de la asociación campesina. Esto asegura la transparencia en el reparto de las utilidades anuales que entrega el Núcleo Industrial por la venta del gas a la Refinería de Barrancabermeja.
  La implementación de un esquema agroindustrial de biometano bajo el modelo Lowe-Murgas en el Magdalena Medio convertiría la transición energética en un motor de paz total y

desarrollo rural. Al vincular a las comunidades como socias directas del suministro energético de la Refinería de Barrancabermeja, se blinda el proyecto contra la conflictividad social (un riesgo alto potencial en proyectos de fracking o hidrocarburos convencionales), se estabiliza el territorio económicamente y se demuestra que Colombia puede producir energía limpia sembrada por sus propios campesinos.

Una escala a 5 hectáreas por familia permite que la unidad sea gestionada en su totalidad por la mano de obra familiar, eliminando la necesidad de contratar jornaleros externos y aumentando el margen neto de ganancia para el hogar. En síntesis, los datos serían los siguientes:

- Área cultivada: 5 hectáreas de Pasto Elefante (*King Grass*).
- Producción Anual: 350 toneladas frescas/ha × 5 ha = 750 toneladas al año.
- Ingreso Bruto Anual:750 toneladas × $12 USD/t = $21.000 USD (Aproximadamente $86.100.000 COP anuales).
- Costos Operativos Familiares (Insumos básicos y transporte local): Al no pagar mano de obra externa y recibir biofertilizante gratuito de la planta, los costos bajan al 25% del ingreso bruto (~$5.250 USD).
- Utilidad Neta Anual: $15.750 USD (Aproximadamente $64.575.000 COP netos al año).
- Ingreso Neto Mensual Promedio: $5.380.000 COP.
  Para una familia de 4 o 5 personas en el sector rural del Magdalena Medio, un ingreso neto estable de $5.3 millones de COP mensuales transforma por completo su calidad de vida. Este flujo de caja es constante (con cortes escalonados cada 50 días), superando la incertidumbre de cultivos tradicionales como el cacao o la ganadería de cría. Para financiar la adecuación del cultivo sin ahogar financieramente a la familia campesina, el Núcleo Industrial actúa como Fiador Institucional (Código de Integrador) ante Finagro, estructurando la siguiente línea de crédito:

- Línea de Crédito: Pequeño Productor en Alianza Productiva.
- Monto del Crédito por Familia (5 ha): $15.000.000 COP ($3.000.000 COP por hectárea para preparación de suelo, enmiendas y material vegetal de siembra).

- Tasa de Interés Subsidiada: IBR + 2.5% EA (Gracias a los subsidios del Gobierno para la transición energética y sustitución de cultivos, la tasa real se ubica cerca del 6% a 7% anual, la más baja del mercado).
- Periodo de Gracia: 6 meses. La familia no paga ni capital ni intereses durante el primer semestre, tiempo exacto en el que el pasto elefante alcanza su madurez para el primer corte.
- Amortización: Descuento directo en fuente (Pari-Passu). La Planta Central le compra el pasto a la familia y, mediante un acuerdo fiduciario, descuenta automáticamente el 15% del valor de cada entrega para abonar directamente al Banco Agrario. El crédito se cancela por completo en un plazo de 4 años.

Dividir el clúster de 10.000 hectáreas en parcelas de 5 hectáreas permite beneficiar de forma directa a 2.000 familias campesinas del Magdalena Medio. Este enfoque democratiza la producción de energía en Colombia: en lugar de pagar millones de dólares a multinacionales de fracking o importadoras de gas, el capital se irriga directamente en la economía rural del país, pero además se evita la contaminación y el riesgo social a la salud humana y ambiental. La Refinería de Barrancabermeja obtiene un suministro de biometano limpio y estable, garantizado por comunidades comprometidas que ven en la transición energética su mayor oportunidad de prosperidad.

Al extender este modelo para cubrir el 100% de la demanda actual de gas natural en Colombia (los 1.000 millones de pies cúbicos diarios o 1.000 mpcd) bajo el esquema de minifundios de 5 hectáreas por familia, la transición energética se transforma en el programa de desarrollo rural más grande de la historia del país.Para cubrir la demanda nacional se requieren 273.429 hectáreas cultivadas con pasto elefante (King Grass) en el trópico. Se estima la creación de más de 110.000 empleos indirectos en cooperativas de corte mecánico/manual, transporte de biomasa (fletes locales), mantenimiento de maquinaria agrícola, operación de biodigestores y logística de distribución de biofertilizantes. Para implementar las 273.429 hectáreas y la infraestructura industrial necesaria para procesar esa biomasa e inyectar el biometano purificado a la red nacional de gasoductos, la inversión total estimada es de $2.324 millones de USD. Desglosando la inversión (proporcional al costo

del clúster piloto de 10.000 ha):

- Inversión Agrícola (Créditos Finagro/Banco Agrario): $410 millones de USD. Destinados a la adecuación de suelos, enmiendas, siembra y sistemas de riego para las fincas de las 54.685 familias.
- Inversión Industrial (Plantas de Biodigestión y Upgrading): $1.914 millones de USD. Destinados a la construcción de macro-complejos de biodigestión distribuidos estratégicamente y equipados con tecnología de membranas para purificar el metano al 97%.

Financiación del Modelo: Esta inversión no la asume el Estado en su totalidad. Se estructura mediante Project Finance internacional y nacional, donde fondos de inversión verde y bancos privados financian el CapEx industrial respaldados por los contratos de compra a largo plazo (*Take-or-Pay*) firmados con Ecopetrol (Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena) y las grandes termoeléctricas del país.

Para inyectar el gas de forma eficiente y abastecer a los grandes nodos de demanda (refinerías y termoeléctricas), las familias y las hectáreas se distribuyen en cuatro grandes regiones estratégicas colindantes con los gasoductos existentes de Promigas y TGI:

Región Estratégica	Familias Beneficiadas	Hectáreas Recuperadas	Inversión Estimada (Millones USD)	Impacto Principal
1. Caribe	18.228	91.143 ha	$775 M	Protege la estabilidad eléctrica nacional ante Fenómenos de El Niño alimentando las termoeléctricas.
2. Magdalena Medio	18.228	91.143 ha	$775 M	Garantiza la operación limpia y sostenible de la Refinería de Barrancabermeja.
3. Suroccidente	12.000	60.000 ha	$510 M	Mantiene la competitividad de costos del sector industrial y manufacturero del Valle.
4. Llanos Orientales	6.229	31.143 ha	$264 M	Reemplaza físicamente los campos petroleros y de gas en declive del oriente del país.
TOTAL NACIONAL	**54.685**	**273.429 ha**	**$2.324 M**	**100% de Soberanía Energética Renovable en Gas.**

El análisis demuestra que, para Colombia, la alternativa óptima de largo plazo no está en el fondo del mar (*Offshore*, con sus retrasos de 7 años por huracanes y falta de taladros) ni en la destrucción de su subsuelo joven mediante el *fracking;* La verdadera optimización energética y social del país está en su ventaja fotosintética tropical. Invertir $2.324 millones de USD en un modelo de biometano inclusivo no solo soluciona el déficit de gas de forma definitiva en un plazo de 3 años, sino que saca de la pobreza rural a más de 54.000 familias campesinas, detiene la importación costosa de GNL desde Estados Unidos y consolida a Colombia como el líder global indiscutible de una transición energética con justicia social y ambiental, que NO afecta tierras dedicadas a la producción agroalimentaria, pues usa suelos marginales y Colombia tiene 20 millones de hectáreas de vocación agrícola y sólo está usando 6 millones.

He hecho este ejercicio , que podría ser calificado de monótono por lo extenso e iterativo, -por lo cual presento disculpas a mis generosos lectores-, al ir introduciendo variables, para

asegurar la rigurosidad y parsimonia de consideración de los diferentes aspectos; la síntesis es que no debemos descartar la alternativa de los BIOCOMBUSTIBLES, y en el caso del gas necesario para las refinerías, las termoeléctricas , el transporte vehicular y los sectores residencial e institucional, con el ánimo de insistir que SI hay opciones menos riesgosas, costosas e inciertas al fracking, sin desconocer los avances en la tecnología que son muy significativos, pero que aún no llegan a niveles de seguridad humana, social y ambiental mínimos adecuados para la realidad colombiana, muy compleja y rica tanto desde el punto de vista ecológico, ambiental como geológico. No deberíamos desechar la opción de cultivos de pastos gigantes para la producción de gas en Colombia, porque además son un instrumento de captura de gases de efecto invernadero que se liberan en su uso, pero constituyen un aporte a la neutralidad del carbono y, más importante aún, a la salud de la gente y de los ecosistemas y a los ingresos de tantos campesinos y actores agropecuarios.

_____

[1] I MBTU=28,3 M3 gas

Carlos Fonseca Zarate.

Foto tomada de: Ministerio de Minas y Energía