



ESPECIAL

Journal

Boliviano de Ciencias



- VOL. 19 -
NÚMERO ESPECIAL
"ENERGÍAS"
ENERO A JUNIO 2023
ISSN Digital: 2075-8944
ISSN Impreso: 2075-8936

Artículo científico

Evaluación de la eficiencia energética del lado de la oferta en la integración energética Brasil – Bolivia

Evaluation of the energy efficiency of the supply side in the Brazil – Bolivia energy integration

Renán Orellana Lafuente (1) <http://orcid.org/0009-0004-7761-1536>, Ianca da Silveira de Oliveira(2) <http://orcid.org/0000-0003-4370-4705>, Dorel Soares Ramos(3), Miguel Edgar Morales Udaeta(4), Viviane Tavares Nascimento (5)

- (1) Ingeniero Eléctrico. Profesor de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS) y de la Universidad Privada Boliviana (UPB). Cochabamba – Bolivia. Email: renanorellana@gmx.com.
- (2) Ingeniería Energética. Analista Senior de Estudios y Gestión de Riesgos Energéticos de EDP do Brasil. Sao Paulo – Brasil. Email: ianca.oliveira@usp.br
- (3) Doctor en Ingeniería Eléctrica. Profesor del Departamento de Ingeniería y Automatización de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica de la USP. Sao Paulo – Brasil. Email: dorelram@usp.br
- (4) Doctor en Ingeniería Eléctrica. Profesor de posgrado e investigador del GEPEA/EPUSP. São Paulo – Brasil. Email: udaeta@pea.usp.br
- (5) Ingeniera Eléctrica. Investigadora en GEPEA-EPUSP. São Paulo – Brasil. Email: viviane.tavares@usp.br

Cómo citar: Orellana Lafuente, R., da Silveira de Oliveira, I., Soares Ramos, D., Morales Udaeta, M. E., & Tavares Nascimento, V. Evaluación de la eficiencia energética del lado de la oferta en la integración energética Brasil – Bolivia: Evaluation of the energy efficiency of the supply side in the Brazil – Bolivia energy integration. Journal Boliviano De Ciencias, 19(Especial). <https://doi.org/10.52428/20758944.v19iEspecial.340>

Recepción: 13/06/2023
Aprobación: 22/06/2023
Publicación: 29/06/2023

Declaración: Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses en la publicación de este documento. Este es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de la Creative Commons. Licencia de atribución (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

RESUMEN

Este artículo tiene como objetivo presentar metodologías para satisfacer la creciente demanda de energía con un enfoque en la integración Bolivia-Brasil en América Latina. A través de un análisis de las posibilidades de sinergia entre Brasil y Bolivia, este estudio se centra en la optimización de las matrices energéticas para satisfacer la demanda futura y reducir los costos ambientales y de producción de energía para ambos participantes en el proceso. Para ello, se analiza inicialmente la caracterización de los países foco de estudio con el fin de comprender la evolución histórica de la gestión energética de cada uno, además de las potencialidades a abordar dada la matriz energética analizada en cuestión. Con la intención de equiparar posibles formas de integración entre los dos países, se realizó un análisis en torno a las integraciones energéticas en América del Sur, principalmente en la dinámica de las relaciones existentes, planteando casos de éxito y el enfoque adoptado para las mismas. La metodología de análisis fue creada para comparar los costos técnicos y ambientales de la ampliación de la matriz energética, para atender la demanda esperada en el 2040. La ampliación

de la matriz considerando el escenario base, con solo recursos nacionales y consecuentemente las limitaciones de expansión que existen por restricciones en Brasil, y considerando la integración con Bolivia, ya sumado al costo de expansión de la transmisión representó una reducción del 12% en el costo esperado para atender la demanda. Con base en las técnicas de reducción de costos ambientales de la ampliación, el mismo análisis resulta en la optimización del uso de gas natural, con la reducción del costo total del proyecto del 11% en comparación con el escenario sin integración. De esta manera, hay una optimización de recursos que se puede aplicar al servicio nacional y que se puede escalar al tener en cuenta integraciones con otros países. Finalmente, también se discute la importancia de la integración energética como forma de desarrollo socioeconómico y como forma de protección frente al cambio climático, dada la complementariedad energética entre ambos participantes del proceso. Se espera, por tanto, la posibilidad de presentar una optimización frente al uso de los recursos ambientales para la generación de energía, combinando un equilibrio técnico-socio-ambiental para atender las necesidades de ambos países.

PALABRAS CLAVE: Electricidad, generación, integración, América Latina, Bolivia, Brasil.

ABSTRACT

This article aims to present methodologies to meet the growing energy demand with a focus on Bolivia-Brazil integration in Latin America. Through an analysis of the possibilities of synergy between Brazil and Bolivia, this study focuses on the optimization of energy matrices in order to meet future demand and reduce environmental and energy production costs for both participants in the process. For this, the characterization of the focus countries of the study is initially analyzed in order to understand the historical evolution of energy management of each one, in addition to the potentials to be addressed given the energy matrix analyzed in question. With the intention of equating possible forms of integration between the two countries, an analysis was carried out regarding energy integrations in South America, mainly in the dynamics of existing relationships, raising cases of success and the approach taken for them. The analysis methodology was created to compare the technical and environmental costs of expanding the energy matrix, to meet the expected demand in 2040. The expansion of the matrix considering the base scenario, with only national resources and consequently the expansion limitations that exist due to physical restrictions in Brazil, and considering the integration with Bolivia, already added to the cost of expansion of transmission represented a reduction of 12% in the expected cost to meet the demand. Based on the techniques

of environmental cost reduction of the expansion, the same analysis results in the optimization of the use of natural gas, with the reduction of the total cost of the project of 11% compared to the scenario without integration. In this way, there is an optimization of resources that can be applied to national service and that can be scaled when taking into account integrations with other countries. Finally, the importance of energy integration as a form of socioeconomic development and as a form of protection against climate change is also discussed, given the energy complementarity between both participants in the process. It is expected, therefore, the possibility of presenting an optimization in the face of the use of environmental resources for energy generation, combining a technical-socio-environmental balance to meet the needs of both countries.

KEY WORDS: Electricity, generation, integration, Latin America, Bolivia, Brazil.

1. INTRODUCCIÓN

En el contexto de las discusiones ambientales que han cobrado relevancia en las políticas internacionales desde mediados de la década de 1970, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) juega un papel central en los acuerdos firmados en las conferencias ambientales que se han realizado desde entonces. A partir de la 21^a Conferencia de las Partes (COP 21) –cuyo resultado se conoció como el Acuerdo de París y estableció la meta de limitar el calentamiento global a 2°C–, la Unión Europea ya ha aprobado objetivos de reducción de emisiones de hasta 55 % para 2030, en comparación con los niveles de 1990, y neutralidad del dióxido de carbono para 2050 (1).

Para lograr este objetivo, el aumento de tecnologías más eficientes y el uso de energías renovables deben ser parámetros clave, con el fin de reducir el consumo de combustibles fósiles (2).

Sin embargo, el acuerdo no era exclusivo de la Unión Europea. Brasil se compromete a reducir sus emisiones de GEI en un 37% para 2025 en comparación con 2005. El compromiso implica restaurar áreas forestales degradadas y aumentar la participación de la bioenergía en la matriz energética (3). En el ámbito energético, la generación de electricidad y calefacción residencial ha representado en torno al 42% de las emisiones de CO₂ en el mundo en los últimos 15 años, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (4).

Si bien los países europeos están buscando una mayor participación de las fuentes variables en su matriz energética, mientras no se avance en las tecnologías de

almacenamiento de energía, hay dos posibles desarrollos: el primero, en el que las inversiones no serán viables (aun instalando mayor potencia que el consumo real) y un segundo, en el que la seguridad energética se verá comprometida por la ausencia de fuentes que puedan realizar la modulación de la carga y la reserva de funcionamiento del sistema.

En estos escenarios, surgen dos posibilidades como estrategias para el logro de las metas de la COP 21: la eficiencia energética, que implica el desarrollo de tecnologías que incrementen la eficiencia de los equipos y el consumo final de energía, y la integración entre sistemas, que permite el uso de diferentes formas de generación complementarias entre sí. Esta última opción será el tema abordado en este artículo, centrándose en la integración Bolivia-Brasil en América Latina.

De acuerdo con la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), la integración energética en América Latina no solo aumenta la seguridad energética y los beneficios ambientales, dada la complementariedad de las fuentes, sino que también tiene impactos sociales y de desarrollo socioeconómico en la región, favoreciendo los precios al aumentar la competitividad y la escala de las ganancias y creando sinergia con otros proyectos estratégicos en la región, como hidrovías y plantas de procesamiento de minerales (5).

Con estos beneficios, el desafío pasa por construir una dinámica entre países con diferentes culturas, dispuestos a realizar un proyecto de grandes proporciones y con una interdependencia por un período prolongado. El proyecto más famoso de Brasil, Itaipú, tuvo por ejemplo, un contrato por 50 años, lo que representa un caso de éxito en este proceso de integración, manteniendo la estabilidad y la conexión entre los países. Sin embargo, a pesar de ser un proyecto que difícilmente se repetiría, dada la escala que representaba, aún quedan otros proyectos más pequeños que aún pueden ser modelo para otros casos de integración energética a realizar.

El trabajo está organizado como se describe a continuación. Para comprender mejor las posibilidades de integración, la sección 2 presenta una caracterización de los dos países, y la historia de las relaciones ya cultivadas entre ellos. En secuencia, la sección 3 presenta los supuestos y el modelo de optimización utilizado, así como los escenarios analizados para este estudio. Los resultados y análisis además de la conclusión se presentan en la sección 4.

2. CARACTERIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA BRASIL-BOLIVIA

Brasil tiene aproximadamente 210 millones de habitantes y representa la sexta población más grande y la 22ª economía más grande (PIB) en el ranking mundial. Esta población fue responsable del consumo de 2295 kWh per cápita en 2019, equivalente a 482 TWh de energía. De estos, 35% fueron consumidos por la categoría industrial y 29% por la categoría residencial. También es relevante aclarar que el 34% del mercado consumidor nacional está formado, hoy, por consumidores libres, con libre acceso a la compra de energía, lo que demuestra un avance en la madurez del sistema eléctrico nacional (6).

Como se puede observar en la Figura 1, las conexiones internacionales provienen no solo del medio eléctrico, cuyo flujo de energía es mayoritariamente importado de Argentina y Uruguay, y exportado a Paraguay y Venezuela, sino que también muestra los gasoductos de Bolivia y de Argentina.



Figura 1. Mapa de integración energética en América del Sur (7).

La complejidad de un país de la escala del Brasil representa una necesidad logística complicada. Para su operación, las responsabilidades del sistema fueron asignadas al Operador Nacional del Sistema (ONS), entidad responsable de definir el despacho de las centrales, buscando siempre la seguridad en la entrega de energía y el menor costo de operación. La operación se realiza, por tanto, a través de un sistema de optimización estocástica dual que analiza las variables de entrada (lluvia, potencia instalada, generación eólica y solar) y considera el consumo esperado para el

período. Después de igualar el balance energético, la operación será responsable de asegurar que los demás agentes estén informados de la necesidad de despacho y de cualquier cambio en relación con su operación productiva.

El precio de liquidación de diferencias (PLD) termina siendo un resultado importante de este modelo de optimización, que apunta siempre al mejor costo-beneficio de la operación del sistema. El valor representa el costo mínimo de operación presente y futura de los embalses hidráulicos del país y se utiliza para valorar todos los pagos a corto plazo, también conocidos como “*spot*”.

La complejidad del sistema eléctrico nacional se presenta como una barrera a la entrada de nuevos agentes del mercado. Actualmente, los flujos de importación se dan entre Argentina y Brasil, y entre Uruguay y Brasil. Los países cuentan con infraestructura de interconexión eléctrica en sus fronteras, las cuales son consideradas para modelos de optimización de los sistemas, y representan objetivos importantes de seguridad energética, además de modelos exitosos de integración entre países. Además, Brasil todavía tiene Itaipu que, como empresa binacional, también representa una forma de integración energética entre Brasil y Paraguay, así como una subestación que interconecta Boa Vista, en Roraima, con Macáguá, en Venezuela.

En el largo plazo, Brasil presenta un perfil de importador de energía. Esto significa que en un escenario futuro, la necesidad interna de energía no podrá ser cubierta por la propia matriz energética nacional. Ya sea por el agotamiento de los recursos naturales que pueden ser utilizados como fuentes, o por la imposibilidad económica de utilizarlos. Un tercer escenario es la reducción de los costos conjuntos entre los países de integración, ya que históricamente esta opción representa una ventaja para los participantes del proceso.

La Figura 2 muestra la complementariedad energética de generación entre las distintas regiones de América del Sur, una de las características que posibilitan la integración y garantizan el aumento de la seguridad energética del país.



Figura 2. Complementariedad entre países sudamericanos (5).

Históricamente, las primeras medidas encaminadas a la integración en América del Sur se llevaron a cabo a través de acuerdos y tratados económicos. A partir de la década de 1960, sin embargo, la importancia de ampliar la infraestructura física entre países comenzó a tomar mayores dimensiones, convirtiendo al sur de América Latina en escenario de grandes proyectos de integración energética.

La central de Itaipú, con capacidad instalada de 14 GW, comenzó a construirse en 1974 y se convirtió en un hito en la interconexión de países al unir Brasil y Paraguay. El uso de la tecnología pionera de HVDC (High Voltage Direct Current), un sistema de transmisión de corriente continua y alta tensión utilizado normalmente para largas distancias, también fue un hecho interesante en la ejecución de este proyecto. La construcción de la usina se viabilizó a través de la firma del Tratado de Itaipu, que, entre otras cosas, definió los administradores para cada país, además de la compensación económica a ser utilizada por los próximos 50 años. Además, en el mismo período, Brasil y Paraguay posibilitaron la interconexión energética de la central de Acaray. Sin embargo, la interconexión no entró realmente en operación comercial hasta 1999.

Con la creación del Mercosur en 1991, los países se animaron más a definir estrategias en conjunto (8). Se logró culminar la construcción de Gasbol, en 1996, la conexión entre Boa Vista y Venezuela, en 1997, la construcción del gasoducto Paraná-Uruguaiense entre Argentina y Brasil, la conexión con Garabi, en Argentina, en 2000, la conexión de Rivera, con Uruguay, en 2001 y, recientemente, la expansión con Uruguay y Argentina, a través de los convertidores Melo y Garabi II, en 2018.

La EPE es responsable de los estudios y estrategias para la expansión y consolidación energética en el país y ha analizado proyectos futuros para ampliar la integración entre Brasil y otros países vecinos. Entre las opciones de parques de generación, la empresa identifica una nueva central binacional con Paraguay -la central de Cachoeira- aún sin perspectivas de desarrollo, las centrales Garabi y Panambi, entre Argentina y Brasil y las centrales en el río Madera entre Bolivia y Brasil.

Un punto relevante para viabilizar estas centrales hidroeléctricas es la necesidad de reforzar los sistemas de transmisión, no solo para la interconexión transfronteriza, sino también para realizar flujos entre los submercados internos del país, evitando así pérdidas innecesarias de las centrales al transportar la energía al sur y sureste del Brasil, que son los mayores centros de consumo.

2.1 Bolivia

Con 1,1 millones de km² y 11,3 millones de habitantes, Bolivia emerge hoy como un prometedor socio energético nacional, con una ubicación estratégica para el mejoramiento de la integración física regional. El país tiene un PIB de 40.300 millones de dólares y la última proyección del Fondo Monetario Internacional (FMI), publicada en 2019, apuntaba a un crecimiento esperado del 4%. Además, el potencial hidráulico del país es de 40GW. De estos, solo se utilizan 3,5 GW (9).

Bolivia actualmente representa la segunda mayor reserva de gas natural de América Latina, solo por detrás de Venezuela y en relación a otros aspectos del sector energético, Bolivia es un país que tiene un perfil exportador de energía. La matriz energética del país, en 2019, estuvo representada en un 62% por gas natural y un 32% por generación hidráulica, como se muestra en la Figura 3. De estos, el 40% es consumido por la zona residencial y el 24,5% por la zona industrial (9). Además, el mercado eléctrico boliviano está integrado por 12 generadores, 4 empresas de transmisión, 10 distribuidoras y 4 clientes libres.

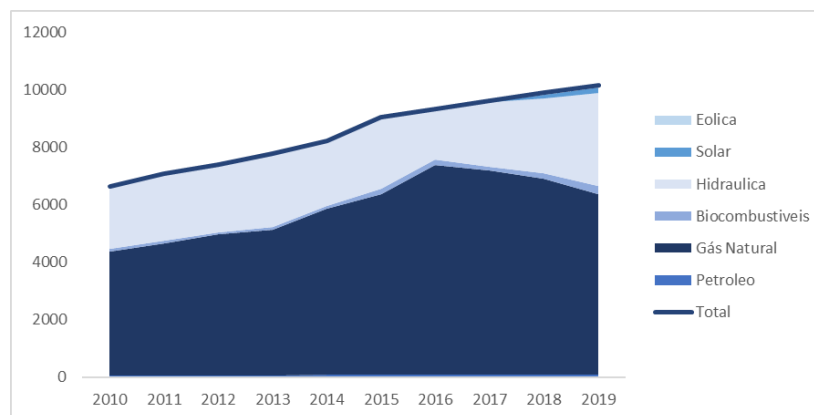


Figura 3. Matriz Energética en Bolivia (9).

Bolivia se presenta hoy como un gran exportador de Gas Natural. No sólo a Brasil, a través de Gasbol y del Gasoducto Lateral-Cuiabá, sino que también es hoy una de las principales fuentes de gas natural de Argentina, a través de dos gasoductos: el GSCY y el GIJA. Actualmente, aún se estudia la creación de nuevos gasoductos hacia el noreste argentino, uniendo Uruguay-Argentina-Bolivia, Bolivia-Paraguay-Uruguay e interconexiones a través de terminales de Gas Natural Licuado (GNL).

Entre las razones que justificarían la integración entre Bolivia y Brasil, Castro cita tres principales (10), como la experiencia positiva ya existente entre los dos países, a través de la cual Brasil ganó seguridad energética y Bolivia pudo aprovechar el financiamiento para el desarrollo económico y social del país; la complementariedad energética entre los dos países, en la que no solo hay integración de escenarios energéticos, ya que los ríos entre Bolivia y el norte del país están interconectados entre sí y la inminente necesidad de aprovechamiento hidráulico por parte de Bolivia, que hoy representa alrededor del 1% de la capacidad interna. Estas razones representan criterios que permitirían un acuerdo de mutuo beneficio entre los países, no sólo financiero, sino también para el desarrollo de las regiones involucradas en los acuerdos y de la política internacional entre ellos, fortaleciendo lazos estratégicos dentro de América Latina.

2.2 Historia de la integración energética Brasil - Bolivia

La historia de la integración energética entre Brasil y Bolivia se remonta a los Acuerdos de Roboré y el Tratado de Cochabamba. El primero, firmado en el contexto del Estado Novo Brasileiro (1939) que buscaba la expansión económica, definía la exploración conjunta del petróleo boliviano y el acceso del país a los puertos brasileños. La asociación entre los países también representó, según Meira,

una ventaja político-económica con la disputa entre Brasil y Argentina por la influencia en América Latina (11).

En los años 70s, a pesar de los criterios en contra, se iniciaron negociaciones para la venta de gas natural de Bolivia a Brasil. Sin embargo, el acuerdo se fragilizó ante las exigencias de Bolivia, fortalecido por la participación de Argentina en las negociaciones, y terminó sin éxito.

La interconexión binacional comenzó, de hecho, con la construcción del gasoducto Brasil-Bolivia, el Gasbol, en 1996. En 1999, año de finalización, el gasoducto pasó por cinco estados brasileños responsables del 82% de la producción industrial nacional. (11). El gasoducto, como se puede apreciar en la Figura 4, tiene una longitud de más de 3000 km, conectando siete estados nacionales.



Figura 4. Trazo del Gasbol (12).

Para Brasil, el período posterior a la firma del tratado de La Paz, responsable del acuerdo para la construcción de Gasbol, estuvo caracterizado por el Proyecto de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño (RE-SEB), responsable de la reestructuración del sector eléctrico nacional y la desverticalización de las empresas, y por los apagones de principios del siglo XXI. Según Nogueira, el gas natural también fue señalado como una forma de remediar la crisis energética que azotaba al país en ese momento (13). El Plan Decenal, en 1997, también planteó, desde el punto de vista nacional, la incorporación de 7GW de centrales termoeléctricas, de las cuales el 70% sería alimentado con combustibles de Gasbol.

A partir de la década de 2000, los escenarios de inestabilidad política en los países de América del Sur comenzaron a plantear riesgos para la integración, la ya firmada y los planes de nuevas estrategias. En 2005, se inició un proceso de nacionalización de la explotación de los recursos naturales. Las regalías sobre los hidrocarburos bolivianos saltaron del 18% al 50% y el decreto que definió estos cambios aplicó la transferencia de activos de todas las empresas que producían petróleo y gas a la estatal boliviana, y también que el Estado asumiera el control y la dirección de todo el tratamiento de hidrocarburos.

Durante todo el período de cambio de dirección del gobierno –desde la política neoliberal de los años 90 que se casó con la política brasileña y dio origen a Gasbol– hasta la evolución del llamado gobierno indigenista, encabezado por el ascenso de Evo Morales, la estructura y variación de los precios del gas recursos naturales representó un riesgo constante para el suministro brasileño.

El desarrollo político de las instalaciones energéticas bolivianas no representó riesgos de desabastecimiento en los polos nacionales. A partir de 2008, manifestaciones de la oposición de Morales comenzaron a impactar el suministro de gas natural, con el bloqueo del gasoducto e invasión de las refinerías. Durante esta crisis, el gobierno brasileño se vio afectado con el 50% del consumo diario nacional. Después de todos estos conflictos, hoy, con el descubrimiento del Presal, la integración energética atañe más a las interconexiones eléctricas que a la comercialización de gas natural o derivados del petróleo por países.

Sin embargo, así como la interconexión a través de la hidroeléctrica Guajará-Mirim en el río Mamoré, en el norte del país, actualmente forma parte del análisis de expansión del sistema, varias centrales hidroeléctricas dentro de Bolivia podrían beneficiar a Brasil a través de dos corredores principales de interconexión eléctrica, denominados Corredores del Norte. y Corredor central, e ilustrado en la Figura 5.



Figura 5. Interconexiones Propuestas en América Latina. Destaque para el corredor Norte y Centro entre Bolivia-Brasil (15).

El Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) elaboró un estudio que mapeó 216 posibles proyectos hidroeléctricos en Bolivia. De los 10 priorizados, el potencial estimado fue de 1,5 GW de energía (1). Sin embargo, trabajar en la integración energética entre dos países requiere construir lazos de confianza y compromiso. Siendo América Latina escenario de múltiples manifestaciones políticas y crisis socioeconómicas, el riesgo de la integración debe sustentarse en un sólido aparato jurídico y político. Itaipu representa un ejemplo de integración exitosa, ya que definió un enfoque beneficioso para los dos países que participan en el proyecto.

3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN

Como eje de un análisis de integración eléctrica entre países, el objetivo debe ser garantizar el suministro al menor costo financiero y ambiental para ambos integrantes.

Entonces, para asegurar el cumplimiento del balance energético, se utilizó un horizonte de análisis de 20 años. Además se utilizó la demanda proyectada con base en un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo –BID- cuyo crecimiento del consumo de energía en Brasil aumentaría a una tasa de 2,5% anual, mientras que Bolivia presentaría un aumento a una tasa de 0,6% por año [17]. Los valores para Brasil están en línea con los presentados en el plan energético decenal 2019, de la

EPE. El análisis de la evolución de la demanda en ambos países tiene en cuenta el crecimiento de la población, el nivel de desarrollo económico esperado para la región y los avances en eficiencia energética.

Esto haría que Brasil pasara de una demanda de 565 TWh en 2019 a 950 TWh en 2040. A su vez, Bolivia pasaría de 8,8 TWh en 2019 a 10 TWh en 2040, como se muestra en las Figuras 6 y 7.

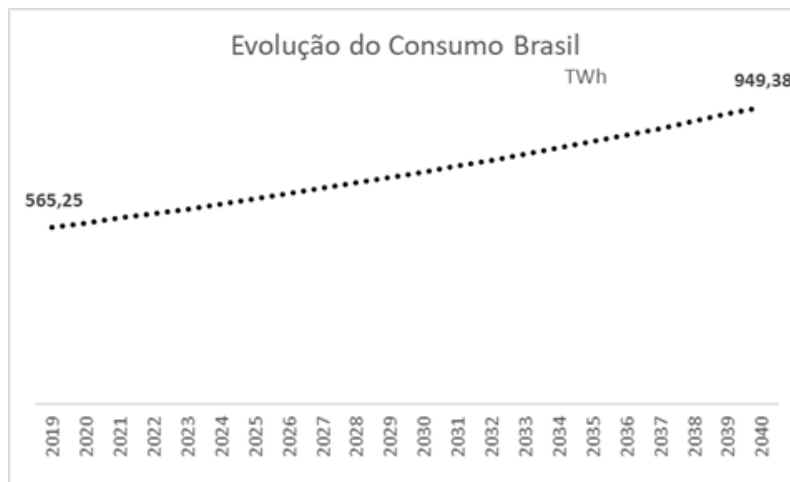


Figura 6. Proyección de consumo de Brasil para los próximos 20 años.

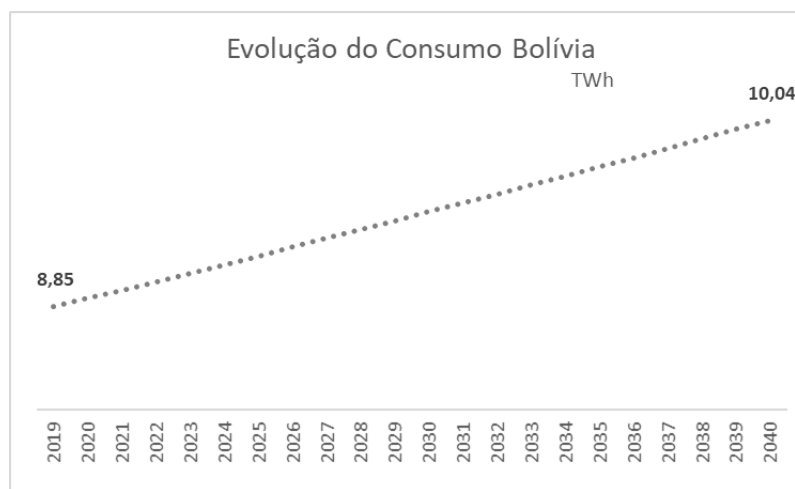


Figura 7. Proyección de consumo de Bolivia para los próximos 20 años.

Considerando, por tanto, que existirá la necesidad de ampliar la oferta para satisfacer esta necesidad futura, se desarrolló un modelo de optimización para determinar el mix energético óptimo para satisfacer la demanda. El modelo se basó en un balance energético para el servicio futuro, en función de cada tipo de fuente que se pudiera

ampliar. Para la optimización se consideró la minimización del costo asociado a cada uno, a través del complemento *Solver* de Microsoft Excel®. Como restricción del modelo, se insertó para atender la demanda y las limitaciones de la expansión hidráulica, en función del potencial inexplorado de cada país. El ejemplo de modelado se puede ver en la Figura 8. El objetivo final fue analizar los costos financieros y ambientales de esta expansión. El *solver* es un software que resuelve problemas de optimización lineal, que trabaja con la correlación de celdas, realizando iteraciones de las variables previamente definidas y, en consecuencia, variando la función objetivo, también previamente definida. A la hora de definir, por tanto, la función objetivo, las restricciones a cumplir y las variables del problema, el software ejecuta una serie de iteraciones hasta llegar al punto máximo o mínimo de la función, según el tipo de problema a resolver.

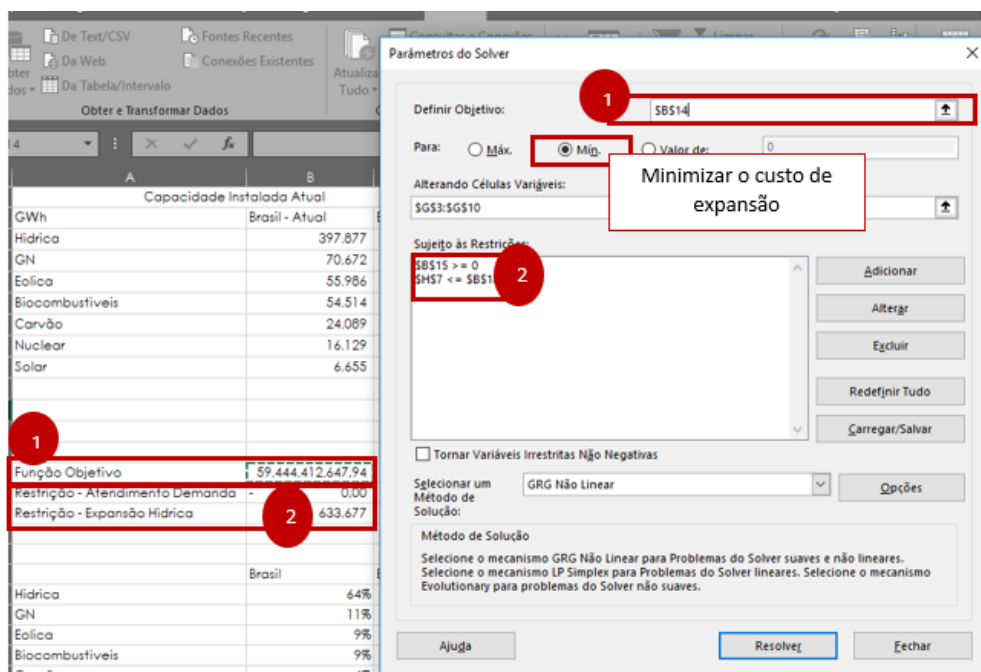


Figura 8. Modelo de optimización usando Solver.

En cuanto a los datos, actualmente, según un informe de la AIE, la matriz eléctrica brasileña está compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas (64 %), seguidas de centrales térmicas de gas natural (11 %), eólicas (9 %), biomasa (9 %), térmicas de carbón (4%), nucleares (2%) y, finalmente, plantas fotovoltaicas (1%). Por su parte, Bolivia tiene gran parte de su parque energético abastecido por Gas Natural (62%), seguido de hidroeléctricas (32%), biocombustibles (3%), solar (2%) y eólica (1%). Esta distribución se puede observar en la Figura 9, que muestra la comparación porcentual entre la matriz energética de los dos países.

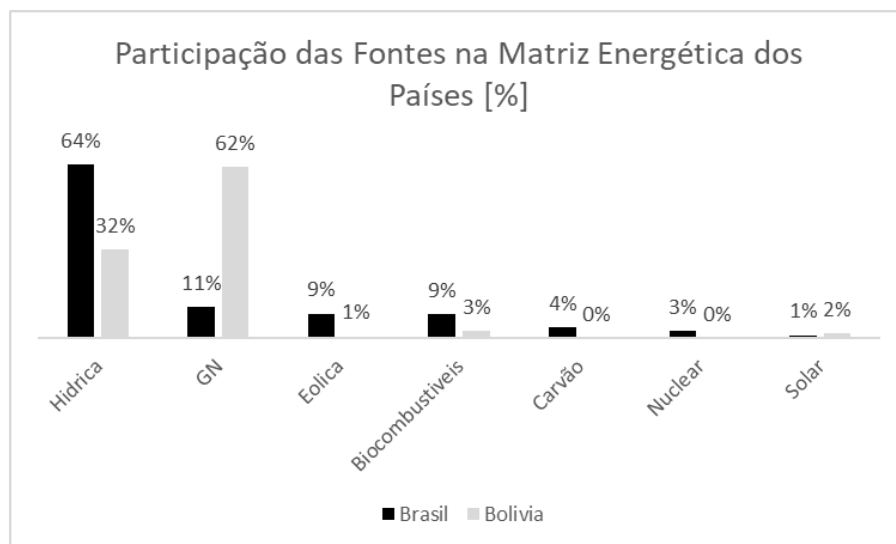


Figura 9. Participación de Fuentes en la Matriz Energética de Brasil y Bolivia (9).

La integración entre estos dos países presenta algunas posibilidades, enumeradas por Rigolin (18), de transportar gas natural a Brasil a través de electricidad, aún generada en territorio boliviano. De esta manera, es posible aumentar la eficiencia en las conversiones de energía y garantizar la diversidad en la satisfacción de la demanda energética interna. Es importante señalar que este tipo de medidas requiere una logística de conversión de energía, ya que los países operan en diferentes frecuencias, con Bolivia en 50 Hz y Brasil en 60 Hz.

Para la composición del costo de expansión se consideraron los costos promedio presentados en el estudio de la Energy Information Administration (EIA) 2020 (17), cuyos resultados por fuente se presentan en la Tabla 1. Estos valores representan el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE). Este estudio, además de presentar un rango de costos para cada tipo de fuente, también presenta una segregación por tipos de combustibles, como carbón o centrales térmicas de biomasa, por ejemplo. También es interesante señalar que las fuentes eólicas y fotovoltaicas ya tienen costos de expansión competitivos, en línea con el avance tecnológico de estas fuentes.

Tabla 1. Costos de instalación de plantas de energía (LCOE) por fuente – US\$/MWh (9).

Fuente	Míni mo	Méd ia	Máxi mo
Carbón	65,10	76,4 4	91,27
Ciclo combinado	33,35	38,0 7	45,31
Turbina de combustión	58,48	66,6 2	81,37
Nuclear	71,90	81,6 5	92,04
Geotermia	35,13	37,4 7	39,60
Biomasa	86,19	94,8 3	139,96
Eólica, On- Shore	28,72	39,9 5	62,72
Eólica, Off- Shore	102,68	122, 25	155,55
Fotovoltaica	29,75	35,7 4	48,0
Hidroeléctri ca	35,37	52,7 9	63,24

Para efectos de analizar la combinación de fuentes, se consideró que la capacidad máxima para la expansión hidroeléctrica nacional es de 172 GWh por año. Esta cifra fue tomada del análisis de la expansión hidroeléctrica de la EPE en la planificación energética de largo plazo y no considera la instalación de nuevos proyectos en áreas indígenas (20). El análisis se realizó desde el punto de vista brasileño, dada la escasez de datos bolivianos. Así, sólo se consideró la limitación del potencial hidráulico de los dos países para satisfacer la demanda futura. Se supone que también habrá expansión de la matriz boliviana para atender la demanda interna de este país y que, como importador, Brasil no representaría un impacto en esta expansión.

A pesar de que los costos financieros hayan sido presentados con base en estudios recientes, el costo ambiental, a su vez, presentó alta subjetividad. La encuesta fue retratada por más de un autor, considerando varios factores diferentes en cada análisis. Amaral y Silva (21) hacen un análisis resumido de algunas de las formas de cálculo de estos costos, que se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Metodologías para la definición de costos ambientales según algunos autores, consolidada por Amaral e Silva (12).

Autor	Definición
Hansen e Mowen (2001)	Costos incurridos porque hubo o puede haber mala calidad ambiental
Eagan e Joeres (2002)	Costos pagados por la empresa debido a los impactos ambientales derivados de la fabricación de sus productos
Jasch (2003)	Comprende los costos internos y externos que surgen debido al daño al medio ambiente o su protección
Ragatschnig e Schnitzer (1998)	Costos que aparecen como resultado de las actividades ambientales de la empresa, es decir, costos de reducción, tratamiento y disposición de relaves y emisiones.

Además de estas formas, Serôa da Motta (22) también menciona que la valoración se puede hacer a través de análisis de costo-beneficio (ACB), análisis de costo-utilidad (ACU) y análisis de costo-eficiencia (ACE). El análisis costo-beneficio tiene como objetivo comparar los costos y beneficios asociados a los impactos que cada estrategia tiene, en el tiempo, sobre la operacionalización de los recursos ambientales, a través del Valor Actual Neto (VAN). El análisis de costo-utilidad integra parámetros económicos y ecológicos. Así, además del parámetro financiero, se analizan conjuntamente indicadores de insustituibilidad, vulnerabilidad, grado de amenaza, representatividad y criticidad. El análisis de costo-eficiencia, a su vez, clasifica solo criterios ecológicos y, entre las opciones que cumplen con los criterios definidos, clasifica por el costo más bajo.

Para definir el valor de cada recurso ambiental, Motta (22) todavía lo separa en Valor de Uso, dividido en uso directo, atribuido al recurso según el bienestar proporcionado por el uso directo, por ejemplo, uso de medicamentos, alimentos, turismo, en uso indirecto, cuando el valor se deriva de las funciones que se han apropiado y utilizado a lo largo del tiempo de manera indirecta, como, por ejemplo, la protección de cuerpos de agua, el reciclaje de desechos, el control de la erosión del suelo, el mantenimiento de la biodiversidad local. Además del valor de uso, el

valor de opción representa cuánto están dispuestos a pagar los individuos para garantizar la posibilidad de usar un determinado recurso y el valor de no uso, que está disociado del uso del recurso y se basa en criterios culturales y morales de preservación de los recursos naturales, tales como campañas para la preservación de las especies y el mantenimiento de los valores culturales, religiosos e históricos.

A su vez, Sundqvist y Söderholm (23) realizaron una revisión de varios estudios de tarificación de los costos ambientales de generar energía a partir de diferentes fuentes, los cuales fueron calculados con base en las metodologías presentadas. Los valores más actuales encontrados para este costo ambiental datan de 1998, y fueron actualizados vía inflación a 2020. Estos valores, por lo tanto, no consideran la evolución del costo de las tecnologías, cuyo impacto puede ser significativo en el análisis de la expansión. de estas fuentes.

Tabla 3. Costos ambientales de la generación de electricidad, por fuente (23).

Fuente	Precio [US\$/k Wh]	Precio actualizado [US\$/kWh]
Carbón	3,62- 8,86	5,83-14,26
Petróleo	3,87- 10,36	6,23-16,68
Gasolina	1,00- 1,62	1,61-2,61
Hidro	3,81	6,13
Eólica	1,43- 1,62	2,30-2,61
Solar	3,81	6,13
Biomasa	0-0,87	0-1,4
Residuos Sólidos Urbanos	5	8,05

No se utilizaron supuestos de costos que involucran subsidios, ni supuestos de programas de incentivos a las fuentes incentivadas, como fue el caso de PROINFA (Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía), por ejemplo, que podrían tener un impacto en el costo de estas fuentes.

La metodología de comparación se basó, por lo tanto, en el uso de dos escenarios: la minimización del costo financiero de ampliar las fuentes para atender la demanda brasileña, considerando sólo las posibilidades nacionales comparadas con el uso del

potencial boliviano y también la minimización del costo ambiental para la misma comparación: considerando solo fuentes energéticas nacionales y apoyándose en el uso de la matriz boliviana.

3.1. Operación del Sistema Uruguayo y Mercado de Energía

En resumen, el análisis realizado se basó en la simplificación de la metodología utilizada por Santos y Legey (24), que trata de minimizar el costo de cumplimiento del balance energético, restringido al servicio brasileño:

Minimizar: $F(i)$

s. a. $Atencion_{demanda} = 100\%$

$$\Delta_{hidrica} \leq 172 \frac{GWh}{ano}$$

Por tanto, $F(i)$ corresponde a la siguiente expresión:

$$\sum_{i=1}^7 C_i \Delta_i,$$

Donde:

C_i es el costo de expansión de cada fuente, mostrado en la Tabla 1,

Δ_i es la variación de energía de esa fuente, en GWh/año, y una variable de cálculo.

De $i = 1$ a 7, respectivamente, hay variación de fuentes: Hidroeléctrica, Gas Natural, Eólica, Biocombustibles, Carbón, Nuclear y Solar. Para el Gas Natural se consideraron costos por ciclos de turbinas de combustión.

Para ambos escenarios (potencial interno nacional y aprovechamiento de la integración energética), el modelo minimizó el costo de la matriz energética para atender la demanda total estimada al 2040. El primero, denominado Escenario 1, considera el aprovechamiento únicamente del potencial interno nacional. . El costo, por lo tanto, de ampliar las fuentes de generación en Brasil. El Escenario 2 incluye el potencial hidráulico de Bolivia, como fuente de abastecimiento a Brasil. En la Figura 10, se presenta la matriz de resultados del optimizador para el escenario 1. Es posible inferir, sin embargo, que este costo no presenta componentes de seguridad energética. La inclusión, por ejemplo, de baterías para garantizar la entrega del 100% de la energía generada supondría un incremento significativo de este valor. Según un análisis de Bloomberg New Energy Finance (25), el costo de

las baterías hoy ronda los 150 US\$/MWh (23), lo que representa cerca de 4,5 veces el costo de la fuente. A su vez, la no utilización de formas de almacenamiento sigue siendo en la actualidad la principal debilidad de las fuentes intermitentes, que dependen de otras fuentes para complementar la generación y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

Otra opción para realizar la modulación de carga sería el uso de plantas termoeléctricas o hidroeléctricas con embalses de regulación, que también tienen costos adicionales. El modelo redujo la solar, dando preferencia a la eólica, debido a los costes de la tecnología. Por su parte, la carga de Brasil se complementó con la fuente hidráulica, hasta el límite de expansión, que fue de 570 GWh/año, utilizando gas natural para abastecer la demanda restante. El costo de expansión optimizado para este modelo fue de \$ 12,7 mil millones.

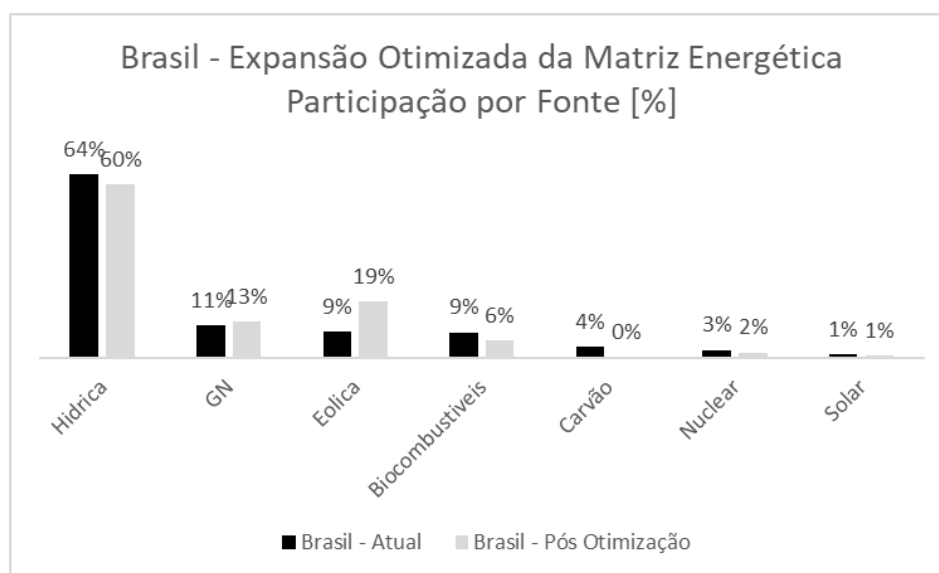


Figura 10. Resultado del optimizador en el escenario 1 - Expansión de la oferta considerando solo productos internos.

Para el escenario 2, consideré la integración Brasil-Bolivia. Para ello se utilizó un costo de transmisión de 150US\$/kW (26). Nuevamente, como se muestra en la Figura 11, el modelo asignó la mayor cantidad de energía posible a la fuente eólica. Sin embargo, con mayor disponibilidad hidráulica, la conversión se hizo enfocándose en esta fuente en detrimento del Gas Natural. Aún con el costo adicional de la cantidad de energía importada, se le dio factibilidad a la integración. Esto se debe a que el costo de transmisión utilizado representó alrededor del 0,01% del costo total de la ampliación de las sedes de los dos países. Al optimizar la integración, el costo total de inversión fue de US\$ 11,2 mil millones, una reducción

del 12% con relación al Escenario 1. Otro punto a tener en cuenta es que en ambos escenarios no hubo restricción por parte del avance de la energía nuclear. Aún así, los valores actuales se mantuvieron, y la expansión en relación a las otras fuentes era financieramente inviable.

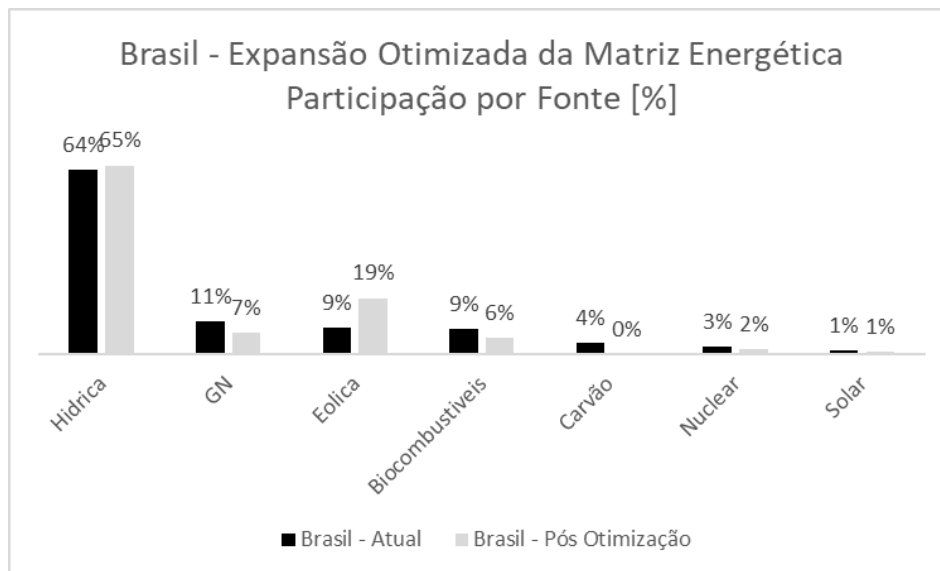


Figura 11. Resultados del modelo de optimización para el Escenario 2: Integración Brasil-Bolivia.

Sin embargo, al incluir el parámetro ambiental en el análisis, los resultados mostraron una diferencia significativa. En la Figura 12, es posible ver que cuando se incluye este costo, la hidroelectricidad deja de ser la prioridad del modelo y el gas natural recibe una ventaja en el desarrollo. En un análisis de integración como el realizado, este incremento en la oferta de gas natural puede ser reforzado aún más por la oferta de combustible bajo el acuerdo internacional. Al considerar la optimización del costo ambiental, el modelo pasó de un costo de US\$ 47 mil millones a US\$ 42 mil millones, una reducción del 11% en relación a no considerar los impactos.

4. CONCLUSIONES

Para llevar a cabo el análisis contenido en este estudio, se hicieron varias suposiciones, las cuales impactan el resultado de varias maneras. Sin embargo, es innegable que aún realizando diagnósticos simplificados, la integración energética entre Brasil y Bolivia es económicamente viable para Brasil, además de todas las ventajas ya mencionadas a lo largo de este artículo. La complementariedad de las regiones presenta además no solo una ventaja generacional, sino también una

ventaja frente a los cambios climáticos que se están produciendo, los cuales pueden impactar cada localidad de manera diferente. La posibilidad de poder contar con diferentes regiones es una ventaja ante esta incertidumbre.

Además, la reducción de costos financieros y ambientales en más de un 10% representa una optimización de recursos aplicable a la atención nacional, escalable al considerar integraciones con otros países. Desarrollando la infraestructura necesaria para estas transacciones de energía, se pueden optimizar aún más los costos futuros, dada la amortización de las obras necesarias para la integración. Esa reducción de costos, que consecuentemente impacta en el costo final de la energía para los brasileños, puede representar mayores inversiones en otros sectores, además de aumentar el desarrollo socioeconómico y tecnológico nacional.

La construcción de centrales hidráulicas es solo una de las formas de oferta energética que se pueden presentar en los escenarios de integración. La evolución y consecuente reducción de los precios de las fuentes renovables puede permitir aumentar su representatividad en la matriz energética boliviana, aquí utilizada como ejemplo. Además, el propio uso de centrales térmicas a gas natural directamente en Bolivia puede reducir el costo de la logística del combustible, actualmente transportado por gasoductos, siendo responsable de la reserva de potencia operativa del sistema nacional, y entregando únicamente el producto eléctrico.

Por otro lado, la inversión de los países en el desarrollo de la integración tiene el potencial de generar empleos, llevar el desarrollo al interior de ambos países, garantizar el cumplimiento de la demanda energética total de los lugares y estimular el desarrollo social y económico de las regiones, objetivos en cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), con los que también ambos países están comprometidos.

Como forma de continuar con este trabajo, sería interesante analizar la evolución de las tecnologías, cuyo precio tiende a volverse más atractivo para las inversiones y, en consecuencia, aumentar la viabilidad económica del uso de nuevas fuentes de energía. Además, el impacto social y el aumento de las inversiones de las empresas en ESG (Environmental, social and Corporate Governance, en portugués, Social, Environmental and Corporate Governance) pueden acelerar aún más este proceso de descarbonización y, en consecuencia, utilizar en mayor escala las energías renovables. fuentes para la generación de energía, otro punto interesante a abordar en el tema de la integración energética como forma de reducir los impactos ambientales, uniendo temas técnicos y revoluciones sociales importantes alrededor del mundo.

REFERENCIAS

- (1) P. Europeu, “UE e Acordo de Paris: a caminho da neutralidade carbônica,” 28 11 2019. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20191115STO66603/ue-e-acordo-de-paris-a-caminho-da-neutralidade-carbonica>. [Acesso em 07 11 2020].
- (2) F. Marques, “O começo da transição - Acordo em Paris sobre mudanças climáticas prevê compromisso global para limitar aumento de temperatura e mira uma economia de baixo carbono,” Pesquisa FAPESP, nº 239, 2016.
- (3) Ministério de Minas e Energia, “Acordo de Paris,” [Online]. Available: <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>. [Acesso em 7 11 2020].
- (4) IEA, “CO2 emissions by sector,” 2020.
- (5) EPE, “Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional,” Rio de Janeiro, 2018.
- (6) EPE, “Anuário Interativo,” 2020. [Online]. Available: http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/anuario/AnuarioEE_2020.pdf. [Acesso em 08 11 2020].
- (7) M. E. M. Udaeta, G. F. Burani, M. T. W. Fagá e C. R. R. Oliva, “Ponderação Analítica para da Integração Energética na América do Sul,” Congresso Brasileiro de Planejamento Energetico, Brasília, 2006.
- (8) H. Pergher, “A integração energética na América do Sul: Uma análise das Políticas de Integração Energética Promovidas no Mercosul e na Unasul,” RICRI, vol. 3, nº 5, pp. 55-82.
- (9) IEA, “Total Energy Supply by source,” IEA, 2020.
- (10) N. Castro e R. Rosental, “O setor elétrico da Bolívia e as perspectivas de integração com Brasil,” GESEL , 2017.
- (11) R. S. Meira, “Brasil, Bolívia, Hidrocarbonetos e o Processo de Integração Energética na América do Sul,” Universidade de Brasília, Brasília, 2009.
- (12) M. d. F. S. A. Passos, “Gasoduto Bolívia-Brasil,” ECEN, 10 09 1998. [Online]. Available: <http://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>. [Acesso em 08 11 2020].
- (13) D. Nogueira, “Diplomacia do Gás: A Petrobras na política externa de Cardoso para a integração energética com a Bolívia (1995-2002),” Dissertação - Mestrado - PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2007.
- (14) S. Binato, “Integração Energética na América Latina,” PSR, 2016.
- (15) Banco de Desenvolvimento da América Latina, “Dez novos projetos hidrelétricos poderiam gerar 1.500 MW na Bolívia,” 02 07 2018. [Online]. Available: <https://www.caf.com/pt/presente/noticias/2018/07/dez-novos-projetos-hidreletricos-poderiam-gerar-1500-mw-na-bolivia-de-acordo-com-um-estudo-do-caf/>. [Acesso em 04 03 2021].
- (16) I.-A. D. Bank, “Lights on? Energy Needs in Latin American and the Caribbean to 2040,” 2014.

- (17) P. H. d. C. Rigolin, “Avaliação Global dos Modelos Energéticos de Transporte do Gás Natural Inclusive como Energia Secundária,” São Pauli, 2007.
- (18) U. E. I. Administration, “Annual Energy Outlook 2020,” 2020.
- (19) EPE, “Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo,” Rio de Janeiro, 2018.
- (20) F. G. Amaral e P. R. S. d. Silva, “Análise de Custos Ambientais em Processos Industriais,” 2008.
- (21) R. S. d. Motta, R. A. Ortiz e S. d. F. Ferreira, “Avaliação Econômica dos Impactos Causados pela Poluição Atmosférica na Saúde Humana,” III Encontro da Sociedade Brasileira de Economia Ecologica, Recife, 1999.
- (22) T. Sundqvist e P. Söderholm, “Valuing the Environmental Impacts of Electricity Generation: A critical survey,” Lulea University of Technology, Lulea, Sweden, 2003.
- (23) H. L. Santos e L. F. L. Legey, “A model for long-term electricity expansion planning with endogenous environmental costs,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Rio de Janeiro, 2013.
- (24) Bloomberg New Energy Finance, “Solar and Wind Cheapest Sources of Power in Most of the World,” 28 04 2020. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-04-28/solar-and-wind-cheapest-sources-of-power-in-most-of-the-world>. [Acesso em 2021].
- (25) R. W. K. P. Andrew Mills, “The Cost of Transmission for Wind Energy: A review of Transmission Planning Studies,” Berkeley National Laboratory, 2009.
- (26) A. M. Consulting, “Zero Carbon Roadmap,” [Online]. Available: <https://afry.com/en/zero-carbon-roadmap>. [Acesso em 07 11 2020].
- (27) C. Energia, “BNEF: Eólica, solar e baterias ficaram mais competitivas desde o 2º semestre de 2019,” 2020.
- (28) J. M. Amaro Pereira, “Análise das Emissões de Gases de Efeito Estufa do Setor Elétrico Brasileiro e Papel das Termelétricas a Carvão Mineral,” [Online]. Available: https://www.carvaomineral.com.br/arquivos/Relatorio_ABCM_V4_final_amaro.pdf. [Acesso em 08 11 2020].

Modelización del sector energético boliviano para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, en el marco de la Transición Energética en Bolivia

Modelling of the Bolivian energy sector to achieve carbon neutrality by 2050, within the framework of the Energy Transition in Bolivia

Miguel Fernández Fuentes 1

miguel.fernandez.fuentes@gmail.com

Este artículo es una versión adaptada al español de la investigación presentada en la conferencia 2022 LA SDEWES en Sao Paulo titulada “Energy Transition in Bolivia. Modelling of the Bolivian energy sector to achieve carbon neutrality by 2050”

RESUMEN

El informe especial del Panel Internacional de Cambio Climático (IPCC por su sigla en inglés) de 2018 sobre el calentamiento global indica que, para 2050, todas las emisiones de CO₂ en el planeta deben ser neutralizadas, a efecto de no incrementar la temperatura global en 1.5° C. En este contexto, Bolivia está haciendo varios esfuerzos en el sector eléctrico, como aumentar la participación de la energía renovable y sacar de servicio a centrales eléctricas ineficientes. Sin embargo, estos esfuerzos siguen siendo limitados en comparación con la demanda nacional total de energía. Actualmente, más del 80% del consumo interno de energía en Bolivia es de origen fósil.

En estas condiciones y ante la emergencia climática global, ¿cómo debe responder Bolivia al desafío de descarbonizar su sector energético?

Para responder mejor a esta pregunta, se desarrolló un modelo de optimización a largo plazo del sector energético boliviano con OSeMOSYS, considerando las demandas energéticas nacionales, desagregadas por combustible y tipo de consumidor. El modelo tiene un enfoque ascendente centrado en variables técnicas y económicas y tiene como objetivo determinar la solución más rentable para cubrir las demandas de energía proyectadas hasta 2050.

Los resultados muestran que, en un escenario Business as Usual (BAU), para 2040, las emisiones de CO₂equivalente el sector energético prácticamente se duplicarán en comparación con 2020 y el 96% de las fuentes de energía serán combustibles fósiles. Para analizar las posibles desviaciones de esta tendencia, se modelan cuatro escenarios basados en políticas: 1) electrificación de las demandas de energía

Cómo citar

Fernández Fuentes, M. Modelización del sector energético boliviano para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, en el marco de la Transición Energética en Bolivia: Modelling of the Bolivian energy sector to achieve carbon neutrality by 2050, in the framework of energy transition in Bolivian. Journal Boliviano De Ciencias, 19(Especial).

<https://doi.org/10.52428/20758944.v19iEspecial.450>

Recepción: 13/06/2023

Aprobación: 22/06/2023

Publicación: 29/06/2023

Declaración: Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses en la publicación de este documento.

Este es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de la Creative Commons. Licencia de atribución (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

(EED); 2) introducción de impuestos al carbono (CTI); 3) reducción gradual de los subsidios a los combustibles fósiles (NSR); 4) implementación de medidas de eficiencia energética (EEM).

Si bien cada uno de estos escenarios tiene efectos limitados sobre el sistema energético, se logra un efecto sinérgico cuando se analiza una implementación simultánea de sus medidas (MP). En este escenario, la participación de la electricidad en el consumo de energía en Bolivia alcanza el 87% en 2050, de los cuales más del 96% es producido por fuentes renovables, y las emisiones se reducen en un 74% en 2050 en comparación con el escenario BAU. Sin embargo, si bien este escenario constituye un proceso de transición en el sector energético, aún no estaría libre de emisiones para 2050.

Lograr la carbono neutralidad en el sector energético para 2050 (CN) requeriría una gran inversión solo para cubrir los costos de capital de las nuevas centrales eléctricas, cerca de una inversión anual entre 2020 y 2050 del 10% del PIB nacional actual de Bolivia. Dado que este valor representaría 22 veces las inversiones requeridas en un escenario BAU, es necesario explorar medidas complementarias con otros sectores o tecnologías para encontrar soluciones factibles y rentables.

PALABRAS CLAVE: Modelización energética, Sistemas energéticos, Bolivia, Transición energética, Emisiones de GEI, Política energética, Carbono neutralidad.

ABSTRACT

The 2018 IPCC special report on global warming indicates that by 2050 all CO₂ emissions on the planet must be neutralized, not to not exceed the 1.5°C global warming. In this context, Bolivia is making efforts in its electric sector, such as increasing the share of renewable energy and decommissioning inefficient power plants. However, these efforts remain limited when compared to the total national energy demand. Currently, more than 80% of internal energy consumption in Bolivia is of fossil origin.

Under these conditions and in the face of the global climate emergency, how should Bolivia respond to the challenge of decarbonizing its energy sector?

To better answer this question, a long-term optimization model of the Bolivian energy sector was developed with OSeMOSYS, considering the national energy demands, disaggregated by fuel and type of consumer. The model has a bottom-up approach focusing on techno-economic variables and aims to determine the most cost-efficient solution to cover the projected energy demands until 2050.

Results show that, in a Business as Usual scenario (BAU), by 2040, CO_{2e} emissions from the energy sector will practically double compared to 2020 and 96% of energy sources will be fossil fuels. To analyse potential deviations from this trend, four policy-based scenarios are modelled: 1) electrification of energy demands (EED);

2) introduction of carbon taxation (CTI); 3) gradual reduction of fossil fuel subsidies (NSR); 4) implementation energy efficiency measures (EEM).

While each of these scenarios have limited effects over the energy system, a synergistic effect is achieved when a simultaneous implementation of their measures is analysed (MP). In this scenario the participation of the electricity in the Bolivian energy consumption reaches 87% by 2050, of which over 96% is produced by renewable sources, and emissions are reduced by 74% in 2050 compared to the BAU scenario. However, while this scenario starts a transition process in the energy sector, it would still not become emission-free by 2050.

Achieving carbon neutrality in the energy sector by 2050 (CN) would require a large investment just to cover capital costs of new powerplants, close to a yearly investment between 2020 and 2050 of 10% of the current national GDP of Bolivia. Given that this value would represent 22 times the investments required in a BAU scenario, complementary measures with other sectors or technologies need to be explored to find more feasible and cost-effective solutions.

KEYWORDS: Energy modelling, Energy systems, Bolivia, Energy Transition, GHG Emissions, Energy policy, Carbon neutrality.

INTRODUCCIÓN

El calentamiento global es el principal problema a resolver por la humanidad en el plazo de una generación. La relevancia de este problema viene dada por dos factores clave: (1) la fuente del problema son las actividades humanas que liberan un excedente de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera [1]; (2) El impacto directo de este problema es global y representará la alteración de los patrones climáticos en todo el mundo [2].

El informe del IPCC "Calentamiento global de 1,5 °C, 2018" expone la situación actual y la necesidad imperiosa de limitar las emisiones de GEI lo antes posible para evitar una situación en la que los impactos tengan efectos irreversibles sobre el planeta [3]. A pesar de múltiples escenarios, la vía más aceptada para limitar el aumento de la temperatura global se basa en lograr la "neutralidad de carbono" para 2050 [4]. En tal escenario, todas las naciones deberían eliminar gradualmente sus emisiones de GEI para 2050 o poder compensar sus emisiones con tecnologías alternativas [5].

Como se muestra en el informe especial del IPCC, la mayoría de las emisiones se derivan del uso de combustibles fósiles, que a su vez se utilizan principalmente en el sector energético [3]. En 2018, el sector energético fue responsable de más del 76% de las emisiones globales de GEI en el mundo, lo que corresponde a 48,9 GtCO₂e [6]. Por lo tanto, es imperativo que cada país tome las medidas adecuadas

para garantizar la descarbonización de sus sistemas energéticos. Este desafío, el lograr la transición energética de fuentes de combustibles fósiles a tecnologías renovables, ha ganado atención y se está estudiando tanto en los países desarrollados [7] como en los países en desarrollo [8].

Si bien los enfoques utilizados para estudiar el tema pueden variar ampliamente, el punto de vista técnico [9], los impactos económicos [10] y los aspectos políticos [11] tienden a ser los más discutidos. Estos 3 aspectos deben estudiarse en cada país para garantizar la viabilidad del proceso de transición y a menudo tenderán a encontrar y comprender: 1) la combinación óptima de tecnologías requerida para llegar a cero emisiones netas; 2) las condiciones y políticas locales necesarias para facilitar el proceso de transición [12]; 3) y los costos esperados de implementación [13].

Para el caso de Bolivia, dependiendo del enfoque, se han utilizado diferentes modelos para estudiar su sector energético. Modelos de despacho a corto plazo como el desarrollado por Rojas et. al. en 2018 (Dispa-Set) que analiza, desde un punto de vista técnico, las capacidades del sistema eléctrico para hacer frente a los crecientes niveles de energías renovables intermitentes [9]. Los modelos de contabilidad a largo plazo como el propuesto por Peña et. al. en 2017 (LEAP) exploran cómo las demandas nacionales de energía pueden desarrollarse con el tiempo mediante la implementación de políticas de ahorro de energía y sustitución de combustibles [14].

Por otro lado, los modelos de optimización, como OSeMOSYS, se basan en una optimización tecno-económica que minimiza los costes totales del sistema. Para el caso particular de Bolivia, se han utilizado para analizar las oportunidades de exportar electricidad a los países limítrofes [15]; para simular escenarios de transición energética a mediano plazo para Bolivia [16]; o para evaluar la implementación de políticas y sus impactos en la reducción de emisiones derivadas de la producción de electricidad [17].

Este documento se basa en estos estudios previos al extender el alcance del modelo de optimización a otros sectores no eléctricos que requerirían su electrificación. Incluye las demandas energéticas de diversos combustibles, además de la electricidad, y analiza las implicaciones de incluir políticas de gestión del lado de la demanda y del lado de la generación para reducir las emisiones de GEI hasta 2050 [17].

MÉTODO

El sector energético boliviano

Bolivia, ubicada en el centro de América Latina, tiene una población de aproximadamente once millones de habitantes y es un exportador neto de energía a nivel regional, principalmente debido a sus grandes reservas de gas natural [18]. Según datos del último inventario nacional de emisiones de carbono [19] y la tercera comunicación nacional [20], el sector energético es el segundo mayor contribuyente a las emisiones totales de gases de efecto invernadero en Bolivia después del sector

de Agricultura, Ganadería, Forestación, y otros Usos del Suelo (AFOLU por su sigla en inglés).

La producción máxima de energía primaria alcanzó los 150 millones de barriles de petróleo equivalente (MMbep) en 2014, año en el que las exportaciones de Gas Natural (GN) fueron más altas. Estas exportaciones están disminuyendo actualmente debido al agotamiento de las reservas de gas natural [21]. En 2020, las exportaciones de GN representan el 60% de la producción nacional de energía y el GN, en general, representa un total del 80,2% de la producción nacional de energía primaria. El resto de la producción de energía primaria se atribuye a derivados del petróleo (12,4%) y energías renovables (7,4%) [18].

El consumo total de energía en 2020 en Bolivia fue de 43 MMbep, de los cuales 24,2% corresponden al Diesel (DS), 22,0% al GN, 29,4% a la gasolina y otros combustibles pesados (HF), 12,4% a la Biomasa (BM) y finalmente, 12% a la electricidad (EL) [18]. Cuando se expresa por sectores, el sector transporte es el principal consumidor de energía en Bolivia con una participación del 49,0%, seguido de la industria 25,3%, residencial 17,3%, comercio y servicios 3,8% [18].

En 2020, el sistema de generación de energía en Bolivia (Sistema Interconectado Nacional o SIN) tenía una capacidad instalada total de 3318,8 MW. Esta capacidad estaba compuesta en un 72,8% por centrales térmicas, principalmente GN de ciclo simple (vapor) y de ciclo combinado, y el 27,2% por plantas renovables, principalmente hidráulicas con pequeñas cantidades de energía eólica y solar [22]. Para el mismo año se generó un total de 8897,3 MWh, de los cuales el 63,3% fue provisto por plantas de GN convencionales, el 32,3% fue proporcionado por centrales hidroeléctricas y el resto por una mezcla de plantas de energía solar, eólica y de biomasa [23].

Hasta la fecha, el sector eléctrico ha sido el que más esfuerzos ha realizado para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Estos esfuerzos fueron incorporados en planes nacionales de desarrollo, como el "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022" [24] y el "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025" [25] y ratificados por documentos internacionales como el plan de "Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia" [26] presentado a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) con el fin de cumplir con el Acuerdo de París [27]. Sin embargo, la mayoría de estos planes actualmente requieren revisiones que tengan en cuenta los cambios recientes en el sector energético.

En este sentido, se ha desarrollado una actualización de las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC, por su sigla en inglés) que se presentó en 2022, y se está avanzando en un nuevo plan de expansión para el sector eléctrico. El último documento de planificación disponible para el desarrollo del sector es el "Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025" [28]. Aunque este documento

presenta un horizonte de planificación a corto plazo, contiene objetivos interesantes para el sector energético que se espera que continúen con el tiempo:

- Industrialización de plantas de producción de aceite vegetal hidrotratado (HVO), biodiesel y diésel sintético para reemplazar hasta el 43% de las importaciones de diésel (meta 2.1.2.1);
- Implementación de trenes eléctricos y otros sistemas de transporte eléctrico (teleféricos) para mejorar el transporte de pasajeros y cargas comerciales (metas 3.3.3.1, 3.3.5.1, 3.3.5.2) en toda Bolivia;
- Exploración y explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburos para satisfacer las demandas internas y externas (metas 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.1.2.1);
- Aumentar hasta un 75% la participación de las energías renovables en la producción de electricidad (objetivo 4.3.1.1).

Estos objetivos de futuro son altamente positivos en perspectiva de la transición energética, pero deben estar respaldados por esfuerzos de planificación a más largo plazo y por análisis cuantitativos que garanticen un equilibrio energético adecuado en todos los sectores. Este trabajo es un intento inicial en esa dirección.

Características generales del modelo

El sistema de modelado de energía de código abierto (OSeMOSYS) [29] se utiliza como herramienta de modelado. Para este análisis se basa en trabajos anteriores más centrados en el sector eléctrico [17]. En este estudio, se utilizó el Modelo de Gestión de Infraestructura (MoManI) y el solucionador de código abierto GLPK para desarrollar la estructura modelo, resolver el problema de programación lineal en cada escenario y visualizar los resultados [30].

El modelo se expresa como un problema de programación lineal, con su función objetivo, parámetros, restricciones y variables. La ecuación de código corto utilizada como función objetivo en el modelo (OFD) se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize } OFS_{Cost}: \\
 & \sum_{y,r,t}^{YEAR,REG,TECH} \left(\frac{((\sum_{YY}^{YEAR} NC[r,t,yy] + RC[r,t,y]) * FC[r,t,y])}{((1 + DR[r])^{(y - \min(yy) + 0.5)})} + \right. \\
 & \left. \frac{(\sum_{l,m}^{TS,MO} RA[r,l,t,m,y] * YS[l,y] * VC[r,t,m,y])}{((1 + DR[r])^{(y - \min(yy) + 0.5)})} + \right. \\
 & \left. CC[r,t,y] * \frac{NC[r,t,y]}{((1 + DR[r])^{(y - \min(yy))})} + \right. \\
 & \left. DEP[r,t,y] - DSV[r,t,y] \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

OperationalLife = OL

NewCapacity = NC

ResidualCapacity = RC

FixedCost = FC

RateOfActivity =
RA

YearSplit = YS

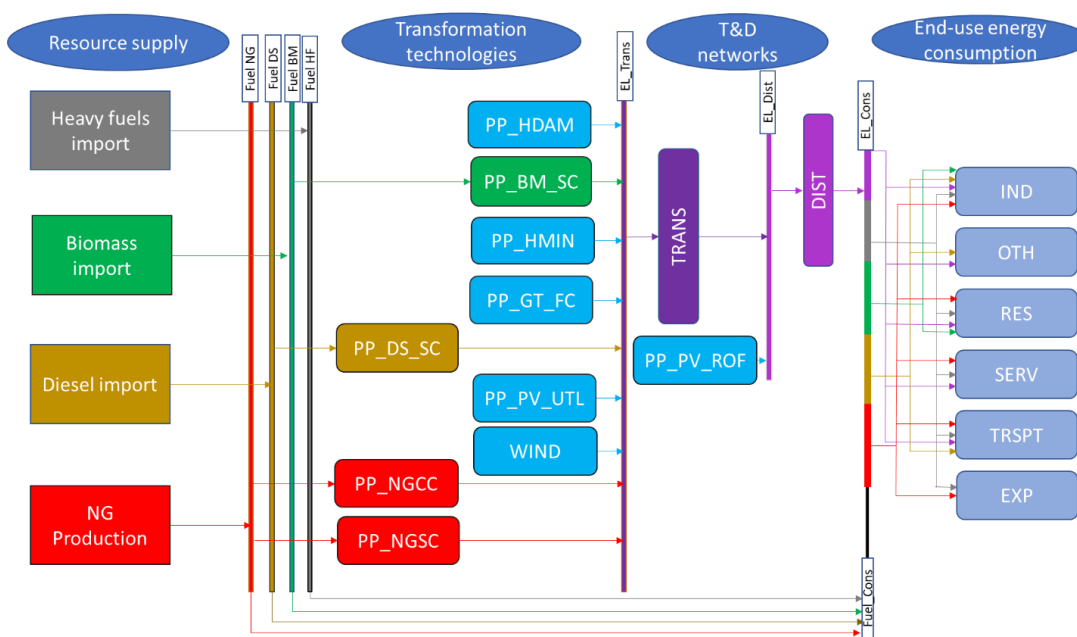
VariableCost = VC
ModeOfOperation =
MO
TimeSlice =
TS

La función objetivo es el costo acumulado total requerido para satisfacer las demandas de energía exógena en cada período de tiempo definido. Los costos de la función objetivo incluyen los costos de capital vinculados a nuevas inversiones, los costos fijos y variables de funcionamiento de las tecnologías y los costos relacionados con las penalidades por emisiones. Para lograr transparencia y la reproducibilidad, el modelo y los datos de entrada se publican bajo licencias abiertas y están en Zenodo (doi: 10.5281/zenodo.6419675).

Estructura del modelo y sistema energético referencial

El modelo desarrollado considera a Bolivia como un nodo simple, aislado de otros países en términos de conexiones eléctricas, como es el caso actualmente. Un análisis a largo plazo (hasta 2055) se ejecuta con intervalos de tiempo de un año. Además, cada año se subdivide en 6 segmentos de tiempo correspondientes a las estaciones (verano e invierno, 3 meses cada uno, y temporadas intermedias, 6 meses); y ciclos diurnos (6:00-17:59) y nocturnos (18:00-5:59). Esta configuración de resolución temporal se define en base a los resultados obtenidos en trabajos previos [16] con el fin de representar cambios en la disponibilidad de recursos, como la hidráulica (estacional) y la fotovoltaica o la eólica (diaria), y así limitar el tiempo de resolución del modelo, ahora que se incluyen tecnologías y combustibles adicionales.

El modelo de línea base para Bolivia considera las características de las demandas energéticas nacionales [18] y el sistema actual de generación de energía [31] (relaciones entre combustibles (líneas) y tecnologías (cajas) consideradas en el modelo).



Tecnologías de generación de energía			
PP_N G_SC	Ciclo simple de gas natural	PP_PV _UTL	Plantas fotovoltaicas
PP_N G_CC	Ciclo combinado de gas natural	PP_PV _ROF	Techos fotovoltaicos
PP_DS _SC	Ciclo simple diesel	VIENT O	Parques eólicos
PP_B M_SC	Biomasa	PP_HD AM	Hidroeléctrica de presas
PP_GT _FC	Ciclo simple de flash geotérmico	PP_HM IN	Hidroeléctrica pasada

Figura 1. Sistema energético referencial para Bolivia - Relaciones entre combustibles y tecnologías.

En la primera fase "Resource supply" se definen 4 tecnologías que proporcionan la disponibilidad de combustibles en el sistema. Todas estas tecnologías producen combustibles específicos y están conectadas a los sectores de uso final o a las tecnologías de conversión de energía. La segunda etapa "Transformation technologies" considera las tecnologías (centrales eléctricas) utilizadas para producir energía en forma de electricidad, dividida en tecnologías convencionales y renovables. La electricidad se transmite y distribuye en la tercera etapa "T & D networks". Finalmente, la etapa de "End-uses energy consumption" representa todos los sectores consumidores en el sistema energético y sus demandas de energía.

Para cada una de estas tecnologías se define un conjunto de parámetros para describir sus características operativas y competitividad de costes. Los parámetros técnicos incluyen eficiencias de la planta de energía, vida útil operativa, factores de capacidad y factores de disponibilidad. Las variables económicas consideran el costo de capital de las nuevas inversiones y los costos operativos (fijos o variables) para cada tecnología. Estos valores se estiman con base en datos históricos de proyectos, ejecutados [32], en desarrollo [33] o en estudio [34]; estos costos provienen de ENDE, la Empresa Nacional de Electricidad, responsable de la generación y transmisión de electricidad. En el caso de las tecnologías de suministro de combustibles fósiles, la producción de GN se define por el proceso de explotación y producción presentado por Chávez et al. [21] y los valores utilizados en modelos anteriores [17]. Para DS y HF, que son en su mayoría importados [18], y BM, que no tiene una producción formal a gran escala, los costos se reflejan directamente en sus precios al nivel de consumo de uso final.

Además de estas variables, el modelo también considera las emisiones de GEI en forma de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) de las diferentes tecnologías de generación, las que son calculadas sobre su ciclo de vida, tanto para aquellas que

emiten GEI durante su operación, como para las tecnologías que indirectamente producen un excedente de emisiones de GEI, como la energía hidroeléctrica [35]. Para las tecnologías basadas en combustibles fósiles, las relaciones de actividad de emisión se basan en los factores de emisiones de carbono de las guías del IPCC [36]. Para las centrales hidroeléctricas, se realizó una revisión bibliográfica para definir valores de emisiones de GEI vinculadas a estas tecnologías [37] especialmente en embalses tropicales [38], donde se espera que las emisiones sean mayores [39]. Los valores encontrados muestran que pueden variar en un rango desde 0,5 a 152 gCO_{2e}/kWh, hasta 1300 - 3000 gCO_{2e}/kWh [40]. Para este estudio, con el fin de ser conservadores, se utilizaron valores en el rango inferior.

Proyecciones de demanda de energía

El modelo considera los consumos de uso final para los sectores Transporte, Residencial, Industrial, Comercial y Otros. Para cada sector, se definen 5 combustibles principales en función de su representatividad: Electricidad, Biomasa, Gas Natural, Diesel y Combustibles Pesados (combustibles líquidos a base de hidrocarburos como Gasolina, GLP, Queroseno, etc.).

Las proyecciones del consumo de energía en Bolivia utilizaron la información contenida en los informes del Balance Energético Nacional 2000 a 2020 [41], [18]. Se seleccionó como método el cálculo de media móvil simple aplicado sobre los incrementos anuales, aplicado a un periodo de 20 años, para proyectar las demandas de energía para cada combustible en cada sector de 2021 a 2055. Estas proyecciones son consistentes con las bases de datos internacionales [42], sobre demandas energéticas prospectivas para América Latina hasta 2040 [43], las proyecciones a corto plazo de Bolivia [44], y las proyecciones de trabajos anteriores [16].

Se espera una tendencia incremental en todas las demandas de energía, sin embargo, las tasas de crecimiento serán ligeramente diferentes para cada sector y combustible en función de los datos históricos. Estas demandas energéticas se introducen en el modelo como el principal insumo exógeno y caracterizan el desarrollo del sistema energético en un escenario Business-as-Usual (BAU) donde no se realizan cambios adicionales después de 2020.

Para el modelo se considera un horizonte temporal desde 2014 hasta 2055 con 3 períodos específicos: 1) Un período histórico correspondiente a las observaciones disponibles, entre 2014 y 2020. 2) El período de análisis de 30 años, entre 2021 y 2050 3) Un período de anticipación que corresponde a una proyección adicional de 5 años, entre 2051 y 2055, incluida en el modelo para evitar efectos de fin de horizonte.

BAU y escenarios alternativos

El escenario BAU se construye en base a las condiciones actuales del sistema [22], se espera que se desarrolle a lo largo del tiempo sin cambios adicionales [16] y que se implementen los planes de desarrollo actuales [28].

Para examinar las desviaciones del escenario BAU, se define una combinación de escenarios basados en políticas centradas en medidas de gestión del lado de la generación y del lado de la demanda [17], así como escenarios basados en objetivos para lograr la neutralidad de carbono [16], los cuales son comparados de acuerdo al siguiente detalle:

- Se analizan dos escenarios de gestión del lado de la generación asumiendo políticas para las reducciones de subsidios al GN (NSR) y la implementación del impuesto al carbono (CTI).
- Se definen dos escenarios de gestión de la demanda, uno asumiendo la implementación de Medidas de Eficiencia Energética (EEM) y el otro logrando una Electrificación completa de las Demandas de Energía (EED) en Bolivia.
- Un escenario con Políticas Mixtas (MP), basado en la implementación de políticas tanto de generación como de demanda.
- Un escenario basado en objetivos del escenario MP y los límites de emisión para lograr la neutralidad de carbono (CN) en 2050.

Escenario de EEM. Basado en experiencias internacionales, este escenario considera cambios en la intensidad energética en diferentes sectores. Esta se considera la primera medida que debe implementarse en cualquier sistema energético, y tiene como objetivo lograr una reducción general de la demanda de energía. En Ecuador, se llevó a cabo un programa de eficiencia energética [45] proponiendo cambios en los sectores residencial, industrial y público logrando resultados bastante alentadores [46]. En los países europeos, el informe de la Comisión Económica Europea de las Naciones Unidas [47] presenta un resumen de las principales prácticas y medidas relacionadas con la eficiencia energética y sus resultados, en los hogares, el transporte y las empresas. En los países asiáticos, existe una lista y agenda de políticas de eficiencia energética que proponen tanto la reducción del consumo como la inclusión de estándares mínimos de operación en los diferentes sectores de consumo [48].

El estudio realizado por Peña et.al. en 2014 evalúa el desarrollo de las demandas energéticas en el sistema energético boliviano a lo largo del tiempo en LEAP [14]. Sus resultados muestran que podría esperarse que, en un "escenario de ahorro energético" el sistema pudiera reducir su consumo global en un 8,5% en relación con una proyección de escenario de referencia, entre 2012 y 2035. Sin embargo, también propone que esta reducción lograda no representa todo el potencial de las medidas de eficiencia energética y que hay una amplia gama de tecnologías y procesos adicionales que pueden explotarse. Sobre la base de estos resultados, se establecen objetivos de implementación de eficiencia para lograr una reducción del 20% del consumo de energía en todos los sectores hasta 2050.

Escenario EED. Este escenario supone un rápido proceso de electrificación para todos los sectores, teniendo en cuenta que, en muchos casos, ya existen alternativas eléctricas disponibles. En la mayoría de los casos, el cambio de combustibles a electricidad es una cuestión de reducción de costos y/o aplicación de incentivos que

hacen que los electrodomésticos sean más atractivos que las alternativas convencionales [49]. Tal es el caso de Noruega y sus políticas para implementar vehículos eléctricos[50], que los posicionaron como líderes en la electrificación del sector del transporte [51].

Sin embargo, es importante señalar que este escenario es un caso muy optimista ya que algunos sectores, como la industria del acero o el cemento o el transporte aéreo, siguen siendo difíciles de electrificar. Para simular la electrificación de las demandas energéticas, dada la complejidad y variabilidad de las tecnologías de uso final, se considera una sustitución simplificada de las demandas de combustibles fósiles por electricidad basada en tasas de consumo. Se espera que hasta 2050 todas las demandas de combustibles fósiles sean reemplazadas por electricidad. Para representar cada demanda en los sectores y estimar las tasas de reemplazo, se considera la tecnología con mayor participación en la demanda general:

- Para el sector Transporte en Bolivia, los automóviles privados basados en GN, DS y HF y sus eficiencias respectivas, son consideradas como los principales consumidores [52] y son reemplazados por vehículos eléctricos [53].
- Para el sector industrial, las demandas energéticas están relacionadas principalmente con los requisitos de calefacción sustituidos por sus tecnologías eléctricas equivalentes (bombas de calor, calderas, hornos eléctricos, etc.) [54].
- Para las demandas residenciales, cocinar representa la principal demanda energética tanto en GN como en HF, que serían reemplazadas por cocinas eléctricas en función de sus eficiencias de consumo de energía [55].
- Para el sector Comercio y Servicios, la principal demanda de energía de GN y HF son los sistemas de calefacción, y serían reemplazados por calefacción eléctrica en función de sus eficiencias de consumo de energía [56].
- Para el sector de otros, las demandas de DS se definen principalmente por su uso en vehículos utilizados para procesos productivos o transporte pesado y se considera reemplazarlos por su equivalente eléctrico [57].

Escenario NSR. El gas natural actualmente está fuertemente subsidiado en Bolivia. El sector eléctrico se beneficia de un precio diferenciado definido en la ley de electricidad [58] de 1,3 USD/Mbtu [24], muy por debajo de los precios internacionales [59]. Esta diferencia de precios representó una pérdida de hasta 216,4 millones de USD en subsidios para el año 2018 [60] y una alta competitividad forzada de las centrales eléctricas basadas en GN [17]. En otros países, tecnologías como las centrales eléctricas de carbón o las centrales hidroeléctricas pueden competir con el gas natural y en la mayoría de las regiones, las energías renovables como la solar o la eólica ya son más competitivas [61].

Este escenario evalúa el impacto de eliminar los subsidios a los combustibles fósiles en el país, aumentando gradualmente los precios del GN hasta llegar a los precios de los mercados internacionales. Para simular la reducción de los subsidios al GN en el modelo, se modificaron los costos variables de las tecnologías NGSC y NGCC en función de los cambios proyectados de los precios del GN. El modelo supone un

aumento lineal de los precios y alcanzar los precios internacionales esperados en 2040 [62].

Escenario CTI. Este escenario supone la inclusión de un impuesto sobre las emisiones de GEI como incentivo para descarbonizar el sistema energético [63]. Esta medida está ampliamente justificada en la literatura, hasta el punto de los manuales existentes sobre el tema [64], y suele recomendarse como una de las medidas más efectivas a la hora de regular y penalizar el impacto ambiental de los grandes emisores [65]. Un caso de referencia es Suecia, que tiene un impuesto de carbono alto y sostenido a lo largo del tiempo [66] y logrando 137 USD/ tCO₂eq en 2021 [67].

Aunque los mecanismos de mercado, como las cuotas de emisiones, pueden ser preferidos en muchos países [68], la implementación de tales políticas actualmente muestra que los precios del carbono varían entre 1 y 150 USD/toneladaCO₂eq. [69]. En este escenario, se propone establecer un impuesto al carbono de 10 USD/tCO₂eq a partir de 2026, con un aumento anual de 10 USD/tCO₂eq.

Escenario de MP. El escenario MP se basa en todos los casos mencionados, y supone la implementación simultánea de todas las medidas simuladas individualmente: implementar medidas de eficiencia energética, lograr la electrificación de las demandas de combustibles fósiles, eliminar el subsidio actual al GN e incluir un impuesto al carbono.

Escenario CN. Este escenario se basa en el escenario MP y asume un límite máximo para las emisiones en el sistema en lugar de un impuesto al carbono. Los límites de emisiones se introducen en 2025 y se reducen cada año siguiendo una tendencia lineal para alcanzar las emisiones 0 en 2050 y continuar así en adelante.

RESULTADOS

Simulación BAU

El BAU considera el desarrollo del sistema energético en las condiciones actuales del sector, con una cobertura de las demandas esperadas de energía bajo un principio de costo óptimo. Para caracterizar los resultados del escenario BAU, se analizan tres parámetros clave: la evolución del consumo total de energía por combustible; el mix de generación de energía eléctrica; las emisiones totales anuales en el sector energético.

PJ

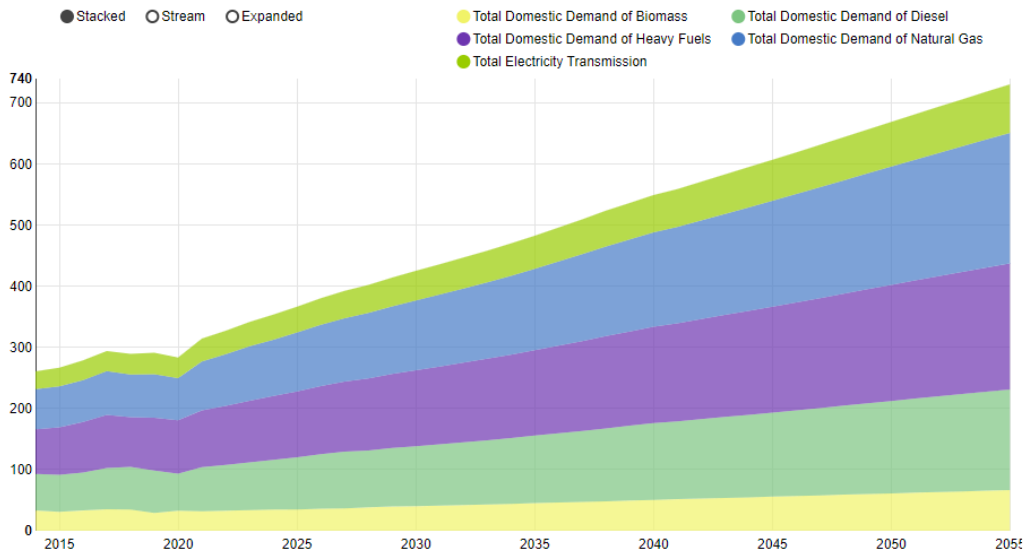


Figura 2. Consumo total de energía en Bolivia por combustible en el período 2014-2055 (expresado en PJ).

Año

0 muestra un crecimiento estable a lo largo de los años como resultado de las tasas de crecimiento utilizadas para pronosticar la demanda de energía y la falta de eventos inesperados como la caída económica causada por la crisis sanitaria en 2020. También vale la pena señalar que la demanda de energía en el sector energético se duplica en 20 años y alcanza un valor de 669 PJ en 2050. De la demanda energética acumulada, la electricidad representa el 12% en 2020 y el 14% en 2050.

PJ

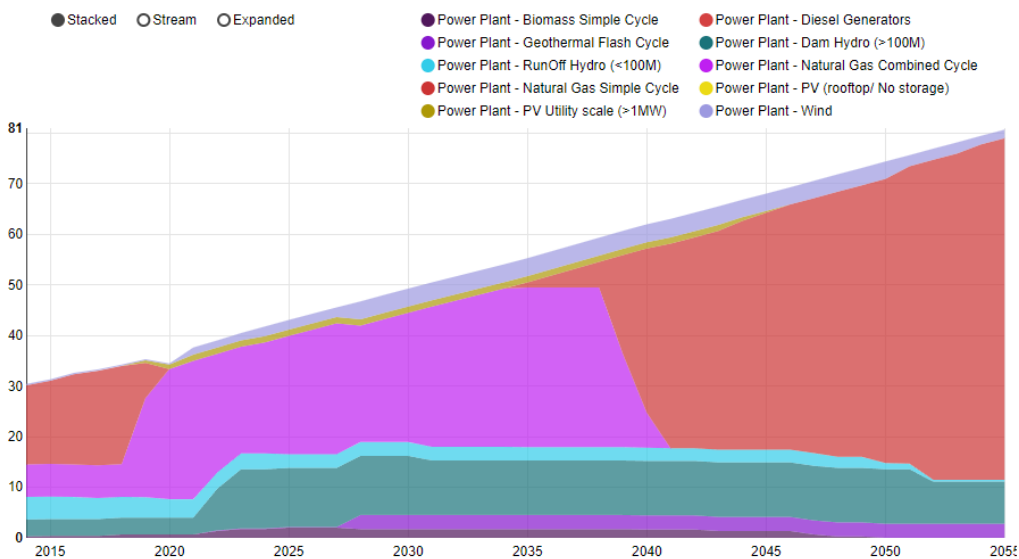


Figura 3. Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología en el período 2014-2055 (expresado en PJ).

Ocomportamiento refleja la situación actual del sistema, al considerar los precios subsidiados de los combustibles locales para su uso en la generación de electricidad.

Las tecnologías renovables que están planificadas o ya disponibles en la combinación de generación de energía se utilizan a plena capacidad, pero no se consideran nuevas inversiones a lo largo del tiempo debido a su baja competitividad en comparación con el gas subsidiado. Entre las centrales termoeléctricas, el modelo tiene preferencia de uso para las centrales de ciclo combinado disponibles y planificadas, dada su mayor eficiencia y menores costos de operación. Sin embargo, tan pronto como estas centrales eléctricas se desmantelan (antes de 2040), las centrales eléctricas de ciclo simple son preferidas como nuevas inversiones y se hacen cargo de la combinación de generación. Esto muestra que los subsidios actuales son lo suficientemente altos como para que los costos variables acumulados sean menos relevantes que los costos de inversión en tecnologías convencionales.

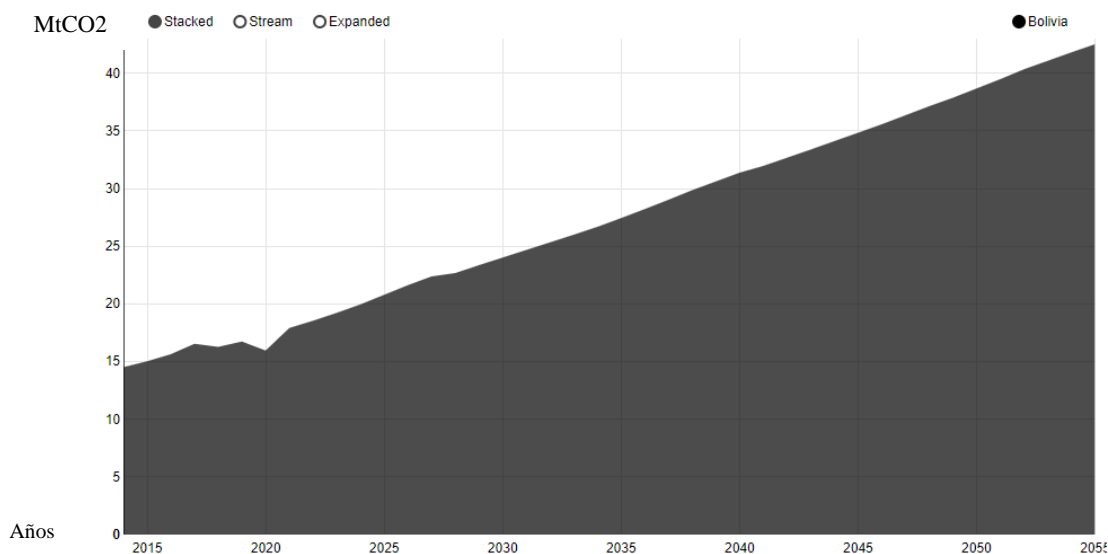


Figura 4. Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia en el período 2014-2055 (expresadas en MtCO₂e).

Operíodo analizado, con un total de 15 MtCO₂ e en 2020 y casi 39 MtCO₂e en 2050, consistente con la tendencia de uso sostenido de combustibles fósiles. Para estimar estos valores, se consideraron los factores de emisión asociados con el consumo de combustibles disponibles en las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de GEI de 2006[36].

Escenarios alternativos

Cada uno de los escenarios propuestos se basa en un conjunto particular de medidas o condiciones que modifican las características del escenario BAU. Analizando modificaciones específicas en cada caso (demandas energéticas, combustibles utilizados, costes variables o penalizaciones adicionales), es posible presentarlas

como "políticas implementadas", comprender sus efectos sobre el sistema y cuantificar sus impactos.

En todos los escenarios, se supone que los cambios se implementan, solo después del año 2025, para considerar el período de amortiguación entre el desarrollo, la promoción y la adopción de medidas/políticas en el sistema. Debido a esto, también se espera que los efectos de las políticas tengan un crecimiento gradual en el sistema. La Tabla 1 muestra una versión compilada de los resultados para cada escenario al final del período analizado.

Tabla 1. Resultados de simulación de escenarios para 2050 en comparación con los valores de referencia en 2020.

	2020			2050				
	Linea base	BAU	EEM	EED	NSR	CTI	MP	CN
Demanda total de energía [PJ]	283.7	669.3	535.4	463.3	669.3	669.3	450.1	450.1
Cuota de electricidad [%]	12.0%	10.9%	10.9%	87.1%	10.9%	10.9%	86.8%	86.8%
Cuota de electricidad renovable [%]	24.1%	23.3%	28.7%	3.0%	74.8%	60.6%	96.4%	100%
Emisiones [MtCO₂e]	15.0	38.7	30.6	22.2	37.0	37.3	7.8	0.0

Las medidas de eficiencia energética (EEM) implementadas darán como resultado una reducción directa del consumo de energía y una reducción proporcional de las emisiones de carbono, y tendrán un impacto proporcional a los objetivos de eficiencia asumidos. En el caso del sistema eléctrico, al reducir el consumo de energía, serán necesarias menos centrales convencionales y la participación de las energías renovables será mayor debido a sus menores costos de operación.

En el escenario de electrificación (EED) los resultados proporcionan una magnitud referencial de los cambios requeridos en el sistema energético. Dada la sustitución de otras demandas energéticas por electricidad, el sistema eléctrico tuvo que sufrir un drástico aumento de generación, superior al 550% respecto al escenario BAU. El consumo total de energía también se reduce debido a la sustitución de las tecnologías convencionales por aparatos eléctricos, que tienen mayores eficiencias en la etapa de uso final. Por último, el mix energético utilizado sigue priorizando las inversiones en centrales NGSC sobre el resto de tecnologías, lo que resulta en porcentajes traza de renovables en 2050. Si bien las emisiones aún crecen con el tiempo, se logra una reducción mediante el cambio práctico de las demandas de DS y HF hacia el GN (utilizado en las centrales térmicas que generan la electricidad utilizada).

En el caso de los escenarios de tributación del carbono (CTI) y reducción de subsidios (NSR), ambos casos tienen impactos similares sobre el sistema: ambos tienen un impacto nulo sobre la demanda de energía en comparación con el BAU, pero tendrán efectos sobre el mix de producción de energía. En ambos casos, la

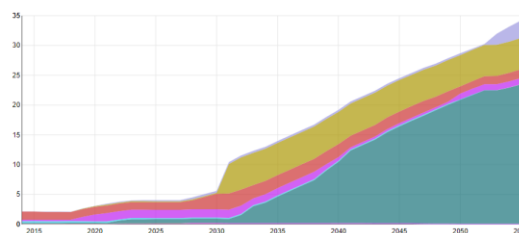
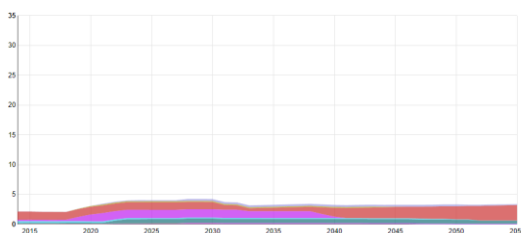
generación de energía cambia y gradualmente incluye tecnologías renovables. Sin embargo, el escenario NSR muestra un impacto directo sobre la competitividad de las tecnologías convencionales, permitiendo su sustitución por energía hidroeléctrica. El CTI impactará, aunque en diferentes proporciones, tanto a las tecnologías convencionales como a las hidroeléctricas considerando solo las plantas fotovoltaicas para reemplazar una parte de la energía producida. En ambos casos la introducción de energías renovables permite reducciones representativas de emisiones de GEI en el sistema eléctrico. Sin embargo, dada la baja participación del consumo eléctrico en la demanda global, ambas medidas no logran reducciones representativas de emisiones en el sistema energético.

En el escenario MP, la combinación de medidas EEM y EED tienen un efecto agregado, logrando demandas más bajas que las esperadas individualmente en cualquiera de ellas. Al analizar el sistema eléctrico, las medidas CTI y NSR proporcionan condiciones más restrictivas para las tecnologías contaminantes y permiten implementar una mayor proporción de energías renovables. Sin embargo, la verdadera sinergia se puede ver en la reducción de las emisiones de GEI. En 2050 una reducción de 79.8% en comparación con las emisiones en el BAU o una reducción del 48% en comparación con la línea de base, lo que representa un cambio en la tendencia de las emisiones.

Finalmente, si bien el escenario MP inicia el proceso de transición hacia una matriz energética más sostenible con emisiones decrecientes, el sistema aún no podría eliminarlas por completo. Esta condición solo se cumple en el escenario NC, donde se fija un límite para las emisiones anuales. En este escenario, tanto las tecnologías convencionales como las centrales hidroeléctricas se retirarán por completo del mix de generación. Si se requiere una neutralidad total de carbono, las tecnologías emisoras deberán ser reemplazadas, independientemente de cuán grandes o pequeñas puedan ser sus emisiones.

Viabilidad de la transición

Los resultados del escenario MP, encarnan un conjunto de condiciones que permitirían al sistema energético en Bolivia iniciar un proceso de transición de las tecnologías convencionales hacia un sistema energético más renovable, sostenible y libre de carbono. Sin embargo, este proceso de transición representaría cambios importantes en la estructura del sistema energético y la combinación de generación de energía, especialmente cuando se considera cómo proporcionar las nuevas demandas de energía. 0 muestra los cambios que debe experimentar el sistema eléctrico en los escenarios BAU y MP.



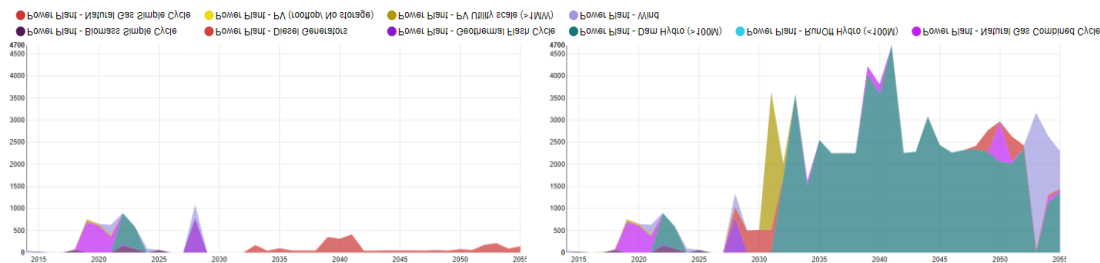


Figura 5. Resultados de modelado del escenario MP (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055. Capacidad instalada total en Bolivia por tecnología [GW] (Arriba); Inversión de capital anual total en Bolivia por tecnología [MM\$US] (Abajo).

Como referencia, en el BAU la potencia instalada disponible sufre un descenso en el tiempo debido al desmantelamiento de antiguas centrales y al bajo índice de incremento de la demanda de energía eléctrica, alcanzando un valor de 3,3 GW en 2050. Debido a esto, serían necesarias pequeñas inversiones, en comparación con los valores históricos entre 2014 y 2020, a lo largo del tiempo, sumando un total de 4.900 MM\$US para inversiones en nuevas centrales eléctricas entre 2020 y 2050, sin considerar los gastos operativos (costos fijos o variables).

El escenario MP muestra un caso completamente diferente, donde la capacidad instalada aumenta a un total de 28,6 GW para 2050 y las inversiones acumuladas entre 2020 y 2050 se sumarían a 57.100 MM\$US. Este aumento en las inversiones, 11 veces mayor que el escenario BAU, ejemplifica el impacto económico que tendría el proceso de transición en Bolivia y proporciona una magnitud a considerar en futuros planes nacionales de desarrollo donde se analice el proceso de transición. Las medidas complementarias como los sumideros de carbono, la captura de carbono u otras también deben considerarse fuera del sector energético para compensar las emisiones residuales [70].

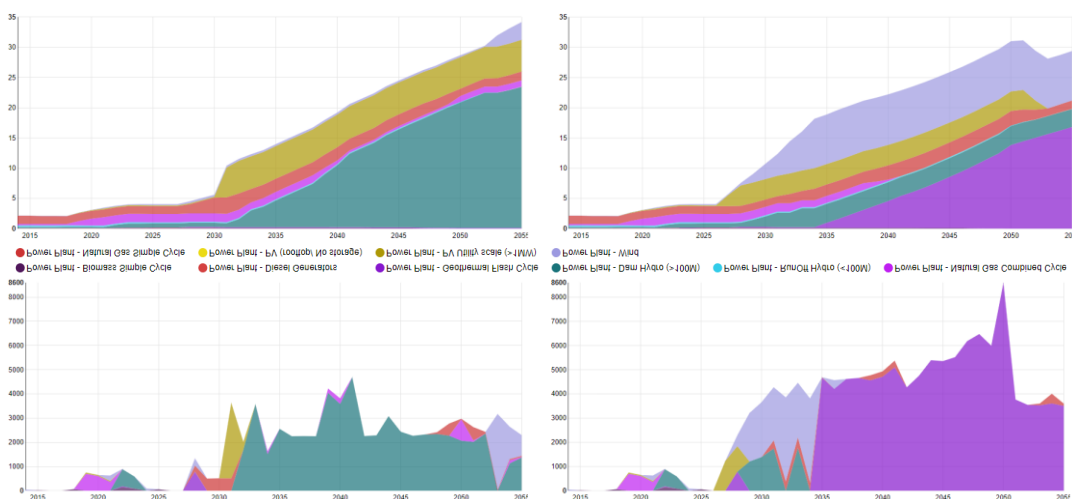


Figura 6. Resultados de modelización del escenario NC (derecha) en comparación con los resultados del MP (izquierda) para el período 2014-2055. Capacidad instalada total en Bolivia por

tecnología [GW] (Arriba); Inversión de capital anual total en Bolivia por tecnología [MM\$US] (Abajo).

Otecnologías vinculadas a la generación de emisiones, grandes (NGSC y NGCC) o pequeñas (HDAM y HMIN). Estas tecnologías son sustituidas por plantas geotérmicas dada su alta disponibilidad y las plantas fotovoltaicas reducen su participación en el mix, siendo sustituidas por parques eólicos dada su mayor disponibilidad.

Este cambio de tecnologías viene con un aumento significativo de las inversiones dados los mayores costos de la geotermia, en comparación con las turbinas hidroeléctricas y eólicas, en comparación con la energía fotovoltaica. El escenario CN requiere una inversión acumulada de 110.600 MM\$US entre 2020 y 2050, duplicando la inversión necesaria para el escenario MP o requiriendo 22 veces los montos del escenario BAU.

Sin considerar los costos operacionales (variables o fijos), el escenario CN requeriría inversiones anuales superiores al 10% del PIB nacional en 2020 [71] y, en comparación con las inversiones públicas que Bolivia realizó en 2018, este valor representa casi la totalidad de las inversiones públicas utilizadas para el desarrollo de infraestructura, servicios sociales y el sector productivo (producción de energía, industria y procesos agrícolas) [72].

DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos por el modelo muestran una mezcla de alternativas futuras del sistema energético en Bolivia. Estos son útiles para entender, desde una perspectiva amplia, qué se puede esperar del sector energético y su desarrollo bajo las condiciones nacionales actuales (BAU) y la inclusión de medidas populares para descarbonizar el sector [73], definidas como objetivos (EEM y EED), restricciones (CTI y NSR) o una mezcla de ambos (MP y CN). Sin embargo, es importante mencionar que estos resultados tienen limitaciones inherentes derivadas de las características y simplificaciones consideradas en el modelo.

Si bien estudios similares pueden usar una resolución de tiempo más alta para representar cambios en las demandas de energía o la disponibilidad de recursos para ciertas tecnologías, estos se centran solo en el sector eléctrico [15]. Para este modelo se utiliza una cantidad menor de periodos de tiempo para compensar la introducción de variables adicionales (combustibles y tecnologías)[16]. Esta simplificación permitió que el modelo mantuviera un tiempo de proceso similar al de otros estudios, al tiempo que presentaba algunas restricciones clave sobre la disponibilidad de recursos vinculados a los ciclos estacionales y día/noche [17]. Debido a la resolución temporal de trabajo anual que se utiliza en los modelos a largo plazo, los resultados podrían no representar adecuadamente cómo deben cubrirse las demandas de energía día a día. Para abordar este problema, se recomienda verificar y complementar estos resultados con herramientas de modelado adicionales que analicen las características de los sistemas de energía en

plazos más pequeños. Modelos como Dispa-SET pueden confirmar la viabilidad técnica a nivel de despacho mediante el análisis de más detalles de la demanda específica y las tecnologías de producción [74].

Una limitación similar se puede encontrar al analizar las proyecciones de demanda de energía en los escenarios. En este estudio se utilizaron regresiones simples para simular el crecimiento de las demandas de energía basadas en datos históricos [75], sin embargo, se podrían considerar modelos econométricos alternativos basados en análisis de series temporales [76]. El uso de estos modelos econométricos (VAR, SARIMA, VECM, etc.) podría permitir la inclusión de variaciones estacionales o variables explicativas como el PIB [77] para representar las demandas energéticas a largo plazo. Si bien estos modelos podrían proporcionar una proyección de línea de base más sólida, también requerirían esfuerzos adicionales de modelado y datos más específicos o detallados.

A nivel estructural, el modelo permite simular escenarios con cambios agregados en los consumos de combustible para los sectores más relevantes en Bolivia, aunque la representación adecuada de las actividades y servicios, las tecnologías utilizadas y sus necesidades energéticas a nivel del usuario final es limitada. Los modelos contables como LEAP podrían utilizarse conjuntamente para caracterizar adecuadamente las demandas nacionales a nivel de servicio, con una serie de alternativas tecnológicas, costos y eficiencias, proporcionando insumos más detallados para el modelo [14].

Adicionalmente, dependiendo del tipo de medidas simuladas, las nuevas tecnologías y combustibles, como el hidrógeno y los biocombustibles, deben incluirse en el modelo para permitir la competencia interna entre ellos. Esto es especialmente importante si es necesario representar consumos muy particulares, como los combustibles de aviación en el transporte o los hornos de cemento en las industrias, que no pueden reemplazarse fácilmente con electricidad [78].

CONCLUSIONES

Este estudio presenta una visión general del sistema energético boliviano y una serie de posibles escenarios de desarrollo basados en una combinación de medidas de gestión basadas en objetivos. El escenario referencial (BAU), construido en base a las condiciones y planes actuales del sector energético, muestra que las demandas energéticas presentarían un aumento generalizado dadas las tendencias históricas, duplicando las demandas energéticas proyectadas en cada sector en un período de 20 años, entre 2020 y 2040. Esta tendencia se replica en las emisiones esperadas de GEI, comenzando en un valor de 16 [GgCO₂e] en 2020 y alcanzando un valor de 38.7 [GgCO₂e] en 2050. Adicionalmente, para el sector eléctrico, se percibe una clara preferencia hacia el uso de tecnologías convencionales para cubrir cualquier demanda futura, lo que puede explicarse por los subsidios vigentes para el uso de GN en centrales de generación eléctrica que las hacen artificialmente más competitivas.

Se construyen cuatro escenarios basados en políticas para simular los impactos de las medidas de gestión de la demanda, como los objetivos de eficiencia energética o la electrificación de las demandas de energía (EEM y EED), y las medidas del lado de la generación, como la imposición del carbono o la reducción de los subsidios nacionales (CTI y NSR). Si bien cada escenario simulado puede lograr algunos efectos sobre las demandas energéticas, la combinación de tecnologías utilizadas para la generación eléctrica o las reducciones de emisiones esperadas, solo cuando se implementan simultáneamente se pueden percibir cambios estructurales en el sistema energético. En este sentido, el escenario de Políticas Mixtas (PM) representa un escenario de desarrollo en el que el sistema inicia un proceso de transición hacia un sistema más sostenible, donde las emisiones esperadas caen a 7,8 [GgCO₂e] en 2050, lo que representa una reducción del 48% en relación con el año 2020 o una reducción del 80% respecto a las emisiones esperadas en 2050 en condiciones BAU.

Sin embargo, si bien el escenario MP logra cambiar las tendencias de consumo de energía y emisiones, aún se queda corto para lograr los resultados esperados por el IPCC para convertirse en carbono neutral en 2050. Para lograr este objetivo, se considera un escenario adicional en el que se fija un límite anual de emisiones de carbono y alcanza 0 para 2050 (CN). Si bien ambos escenarios son técnicamente factibles, están vinculados a enormes costos de inversión adicionales para eliminar gradualmente las emisiones de carbono.

Mientras que el escenario MP representaría un aumento de las inversiones de 11 veces en comparación con el BAU, el CN representaría un aumento de las inversiones de 22 veces en comparación con el escenario BAU. Lograr la neutralidad de carbono requeriría inversiones anuales de más de 3.700 MM\$US o el 10% del PIB actual en Bolivia. De esta manera, el considerar la reducción de emisiones a través de sumideros de carbono en otros sectores podrían compensar algunas de las emisiones residuales, representando una solución mucho más viable y rentable.

Finalmente, es importante entender que el modelo actual y sus resultados presentan una versión simplificada del sector energético y cómo opera. Si bien los valores presentados pueden proporcionar una comprensión amplia de la condición actual del sistema y los efectos o costos vinculados a diferentes escenarios, se requieren estudios y modelos complementarios. Los modelos econométricos se pueden acoplar para proyecciones más precisas de las demandas de energía, los modelos de despacho se pueden utilizar para evaluar la viabilidad técnica en los escenarios y los modelos contables se pueden utilizar para representar mejor las tecnologías de uso final y los consumos en el sistema. Las investigaciones futuras en el área deben centrarse en abordar las limitaciones y la complementariedad de los modelos adicionales, al tiempo que se proporcionan vínculos entre ellos.

RECONOCIMIENTO

La cooperación flamenca VLIR-UOS es reconocida por el apoyo financiero para este trabajo, en el marco del Proyecto de Iniciativa BO2020SIN270 Sur.

NOMENCLATURA

Todas las siglas son expresadas por sus términos en inglés.

BAU	Business as Usual
BM	Biomasa
CN	Neutralidad de carbono
CTI	Implementación de impuestos al carbono
DS	Diesel
EED	Electrificación de las demandas energéticas
EEM	Medidas de eficiencia energética
GEI	Gases de efecto invernadero
HF	Combustibles pesados
IPCC	Panel Intergubernamental en Cambio Climático
MP	Políticas mixtas
BEN	Balance energético nacional
NG	Gas natural
NSR	Reducciones de subsidios al gas natural
SIN	Sistema Interconectado Nacional

REFERENCIAS

- [1] J. Houghton, "Global warming," *Reports on Progress in Physics*, p. 1343–1403, 2005.
- [2] IPCC, "Climate Change 2007: Synthesis report," *Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, 2007.
- [3] IPCC, "Calentamiento global de 1.5°C", IPCC, Suiza, 2018.
- [4] J. Chen, "Carbono neutrality: Towards a sustainable future", *The Innovation*, 2021.
- [5] F. Wang, J. Harindintwali, Z. Yuan, M. Wang, F. Wang y S. Li, "Technologies and perspectives for achieving carbon neutrality", *The Innovation*, vol. 2, p. 100180, 2021.
- [6] Instituto de Recursos Mundiales, "Emisiones históricas de GEI", 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>.
- [7] G. Resch, A. Held, T. Faber, C. Panzer, F. Toro y R. Haas, "Potentials and prospects for renewable energies at global scale," *Energy Policy*, pp. 4048-4056, 2008.
- [8] M. Venegas, "Of renewable energy, energydemocracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries", *Energy Research & Social Science*, p. 101716, 2020.
- [9] R. Rojas, A. Araoz, S. Balderrama, J. Peña, V. Senosiain y S. Quolin, "Techno-economic assessment of high renewable energy source penetration in the Bolivian interconnected electric system", *Actas de la 31ª Conferencia ECOS*, 2018.
- [10] T. Stringer y M. Joanis, "Evaluación de los costos de transición energética: desafíos subnacionales en Canadá", *Política energética*, 2022.
- [11] A. Carvalho, M. Rquito y V. Ferreira, «Sociotechnical imaginaries of energy transition: The case of the Portuguese Roadmap for Carbon Neutrality 2050», *Energy Reports*, vol. 8, pp. 2413-2423, 2022.
- [12] T. Schmidt y S. Sewerin, "Technology as a driver of climate and energy politics", *Nat Energy*, 2017.
- [13] A. Sadiqa, A. Gulagi y C. Breyer, "Energy transition roadmap towards 100% renewable energy and role of storage technologies for Pakistan by 2050", *Energy*, pp. 518-533, 2018.
- [14] J. Peña, O. Broad, C. Sevillano, L. Alejo y M. Howells, "Techno-economic demand projections and scenarios for the Bolivian energy system", *Energy Strategy Reviews*, vol. 16, pp. 96-109, 2017.
- [15] G. Pinto de Moura, L. Loureiro, G. Peña y M. Howells, "South America power integration, Bolivian electricity export potential and bargaining power: An OSeMOSYS SAMBA approach", *Energy Strategy Reviews*, vol. 17, pp. 27-36, 2017.
- [16] WWF & ENERGETICA, "Modelamiento del sistema energetico Boliviano al 2040 segun metas del IPCC," Cochabamba, 2020.
- [17] C. Fernández, R. Brecha y M. Fernández, "Análisis de las políticas de emisiones de carbono para el sector eléctrico boliviano", *Transición energética renovable y sostenible*, vol. 2, 2022.

- [18]Ministerio de Hidrocarburos y Energia, "Balance Energetico Nacional 2006-2020," La Paz, 2022.
- [19]Ministerio de Medio Ambiente y Agua, "Inventario de emisiones de Bolivia: 2002 y 2004," La Paz, 2004.
- [20]Ministerio de Medio Ambiente y Agua, "Tercera Comunicacion Nacional del Estado Plurinacional de Bolivia," La Paz, 2020.
- [21]M. Chávez Rodríguez y et. al., "¿Puede Bolivia mantener su papel como un importante exportador de gas natural en América del Sur?", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, pp. 717-730, 2016.
- [22]AETN, "Anuario Estadístico 2020," La Paz, 2021.
- [23]AETN, "Memoria Anual 2020," La Paz, 2021.
- [24]Ministerio de Hidrocarburos y Energia, "Plan Optimo de Expansion del Sistema Interconectado Nacional," La Paz, 2012.
- [25]Ministerio de Hidrocarburos y Energia, "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025," Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, La Paz, 2014.
- [26]Bolivia, "Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia," 2016. [Online]. Available: [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Bolivia%20\(Plurinacional%20State%20of\)%20First/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Bolivia%20(Plurinacional%20State%20of)%20First/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf).
- [27] CMNUCC, "Registro NDC", 2016. [En línea]. Disponible: <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=BOL>.
- [28]Ministerio de Planificacion y Desarrollo, "Plan de Desarrollo Economico y Social 2021-2025," La Paz, 2021.
- [29]M. Howells, H. Rogner, N. Strachan, C. Heaps, H. Huntington, S. Kypreos, A. Hughes, S. Silveira, J. DeCarolis, M. Bazilian y A. Roehrl, "OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development," *Energy Policy*, vol. 39, pp. 5850-5870, 2011.
- [30]F. Gardumi, A. Shivakumar, R. Morrison, C. Taliotis, O. Broad, A. Beltramo y M. Howells, "From the development of an open-source energy modelling tool to its application and the creation of communities of practice: The example of OSeMOSYS", *Energy Strategy Reviews*, vol. 20, pp. 209-228, 2018.
- [31]CNDC, "Memoria Anual 2020," Cochabamba, 2021.
- [32]ENDE, "Proyectos ejecutados," 10 January 2022. [Online]. Available: <https://www.ende.bo/proyectos/ejecutados>.
- [33]ENDE, "Proyectos en ejecucion," 10 January 2022. [Online]. Available: <https://www.ende.bo/proyectos/ejecucion>.
- [34]ENDE, "Proyectos en estudio," 10 January 2022. [Online]. Available: <https://www.ende.bo/proyectos/estudio>.
- [35]L. P. Rosa y R. Schaeffer, "Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs," *Ambio*, vol. 23, pp. 164-165, 1994.
- [36] IPCC, "2006 IPCC guide lines for National Greenhouse Gas Inventories", Institute for Global Environmental Strategies (IGES), 2006.
- [37]L. Gagnon y J. van der Vate, "Greenhouse gas emissions from hydropower: The state of research in 1996," *Energy Policy*, vol. 25, pp. 7-13, 1997.

- [38]R. Almeida y et. al., "Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la energía hidroeléctrica amazónica con planificación estratégica de represas", NATURE COMMUNICATIONS, 2019.
- [39]J. Rudd, R. Hecky y R. Harris, "Are hydroelectric reservoirs significant sources of greenhouse gases?", *Ambio*, vol. 22, pp. 246-248, 1993.
- [40]W. Steinhurst, P. Knight y M. Schultz, "Hydropower Greenhouse Gas Emissions", Synapse, Cambridge, 2012.
- [41]Ministerio de Hidrocarburos y Energía, "Balance Energetico Nacional 2000-2014," La Paz, 2015.
- [42]Organización Latinoamericana de Energía, "Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe," 2019. [Online]. Available: <http://sielac.olade.org/default.aspx>. [Accessed 01 Agosto 2019].
- [43]Organización Latinoamericana de Energía, "Prospectiva energética de América Latina y el Caribe," in *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2019*, Quito, OLADE, 2019.
- [44]R. Landaveri, *Modelización y Prospectiva del Sistema Energético Boliviano 2007 – 2025. Escenarios tendencial y de mitigación*, Fundación Bariloche, 2009.
- [45]N. Jara and C. Isaza, "Programas de Eficiencia Energética y Etiquetado en el Ecuador – Revisión del Estado Actual," in *II ENCUENTRO DE TECNOLOGÍA E INGENIERIA & X SIMPOSIO INTERNACIONAL EN ENERGIAS*, Medellín, 2014.
- [46]R. Plaza, E. Escobar and D. Aguirre, "ANÁLISIS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE COCINAS DE INDUCCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO," ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, Guayaquil, 2015.
- [47] UNECE, "BEST POLICY PRACTICES FOR PROMOTING ENERGY EFFICIENCY", Naciones Unidas, Ginebra, 2015.
- [48] APEC, "COMPENDIO DE POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS ECONOMÍAS DE APEC", CENTRO DE INVESTIGACIÓN ENERGÉTICA DE ASIA PACÍFICO, Tokio, 2016.
- [49] AIE, "Nordic EV Outlook 2018: Insights from leaders in electric mobility", OCDE / AIE, 2018.
- [50] Ecofys, "Incentivos para vehículos eléctricos en Noruega", UKI, 2018.
- [51]P. Haugneland, E. Lorentzen, C. Bu y E. Hauge, "Put a price on carbon to fund EV incentives – Norwegian EV policy success", EVS30 Symposium, 2017.
- [52]S. Marañón, "Análisis de escenarios potenciales de desarrollo para el parque automotor de Bolivia y sus emisiones de gases efecto invernadero en el software LEAP para el periodo 2020-2030," Cochabamba, 2022.
- [53]W. Sweeting, A. Hutchinson y S. Savage, "Factores que afectan el consumo de energía de vehículos eléctricos", *International Journal of Sustainable Engineering*, 2011.
- [54]F. Bühler, F. Müller y B. Elmegaard, "Potencialidades para la electrificación de los procesos industriales en Dinamarca", ECOS 2019, 2019.
- [55]S. Malla y G. Timilsina, "Household Cooking Fuel Choice and Adoption of Improved Cookstoves in Developing Countries", Policy Research Working Paper Series, 2014.

- [56]J. Brenn y C. Bach, "Comparison of natural gas driven heat pumps and electrically driven heat pumps with conventional systems for building heating purposes," *Energy and Buildings*, pp. 904-908, 2010.
- [57]J. Valero, "El camión eléctrico comienza a hacer su aparición en el mercado," 11 Mayo 2016. [Online]. Available: <https://hipertextual.com/2016/05/camion-electrico-mercado>.
- [58]Ministerio de Energías, "Ley de Electricidad N 1604," 21 Diciembre 1994. [Online]. Available: https://www.cndc.bo/normativa/ley_electricidad.php.
- [59]Index Mundi, "Gas natural Precio Mensual - Dólares americanos por millón de BTU," 16 Diciembre 2019. [Online]. Available: <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=gas-natural&meses=120>.
- [60]L. Manzaneda, "Bolivia pierde casi \$us 500 millones anuales por los precios bajos de gas y electricidad," *Los Tiempos*, 9 Septiembre 2018.
- [61] AIE, "World Energy Outlook 2021", París, 2021.
- [62] AIE, "World Energy Outlook", Agencia Internacional de Energía, 2017.
- [63]J. Sumner, L. Bird y H. Smith, "Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2009.
- [64] Banco Mundial, "CARBON TAX GUIDE - A Handbook for Policy Makers", Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento / Banco Mundial, Washington DC, 2017.
- [65]J. Horowitz y et. al., "Metodología para analizar un impuesto al carbono", Oficina de Análisis Fiscal, 2017.
- [66] Statista, "Precios de los impuestos al carbono implementados en todo el mundo 2021, por país seleccionado", 1 de diciembre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.statista.com/statistics/483590/prices-of-implemented-carbon-pricing-instruments-worldwide-by-select-country/#:~:text=As%20of%20April%202021%2C%20Sweden,carbon%20tax%20back%20in%201990..>
- [67]E. Asen, «Looking Back on 30 Years of Carbon Taxes in Sweden», 23 de septiembre de 2020. [En línea]. Disponible: <https://taxfoundation.org/sweden-carbon-tax-revenue-greenhouse-gas-emissions/>.
- [68] CTC, "Where Carbon Is Taxed", 12 de marzo de 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.carbontax.org/where-carbon-is-taxed/>.
- [69] Banco Mundial, "Poner un precio al carbono con un impuesto", 12 de marzo de 2018. [En línea]. Disponible: https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/SDN/background-note_carbon-tax.pdf.
- [70] IPCC, "Calentamiento global de 1.5°C. Resumen para responsables políticos", IPCC, Suiza, 2018.
- [71] Banco Mundial, "GDP (Current US\$) - Bolivia," [en línea]. Disponible: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=BO>. [Consultado el 5 de febrero de 2022].
- [72]P. Cachaga, J. Romero and J. Acho, "Evaluación de la inversión pública en Bolivia: Un análisis mediante fronteras de eficiencia," *Revista de Análisis*, vol. 32, pp. 169-200, 2020.

- [73] Jacobson y et. al., "100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World", *Joule*, vol. 1, pp. 108-121, 2017.
- [74] M. Navia, R. Orellana, S. Zárate, M. Villazon, S. Balderrama y S. Quolin, "Energy Transition Planning with High Penetration of Variable Renewable Energy in Developing Countries: The Case of the Bolivian Interconnected Power System", *Energies*, vol. 15, 2022.
- [75] J. Hamilton, *Time Series Analysis*, Princeton University Press, 1994.
- [76] D. Gujarati y D. Porter, *Econometría*, México D. F.: McGraw-Hill, 2010.
- [77] E. Foster, M. Contestabile, J. Blazquez, B. Manzano, M. Workman y N. Shah, "The unstudy barriers to widespread renewable energy deployment: Fossil fuel price responses", *Energy Policy*, vol. 103, pp. 258-264, 2017.
- [78] G. López, A. Aghahosseini y D. Bogdanov, "Pathway to a fully sustainable energy system for Bolivia across power, heat, and transport sectors by 2050", *Journal of Cleaner Production*, 2021.
- [79] F. Kern y A. Smith, "Restructuring energy systems for sustainability? Política de transición energética en los Países Bajos", *Energy Policy*, pp. 4093-4103, 2008.
- [80] J. Dixon, K. Bell y S. Brush, "Which way to net zero? un análisis comparativo de siete vías de descarbonización del Reino Unido 2050", *Transición de energía renovable y sostenible*, vol. 2, 2021.
- [81] K. Gillingham, A. Keyes y K. Palmer, "Avances en la evaluación de políticas y programas de eficiencia energética", *Recursos para el futuro*, Washington, 2017.
- [82] BYD, 16 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible: <https://en.byd.com/>.
- [83] ICCT, "Vehículos eléctricos", 16 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible: sites/default/files/BYD%20EV%20SEDEMA.pdf.
- [84] ATUC, "Asociación de Transportes públicos urbanos y metropolitanos," 16 Diciembre 2019. [Online]. Available: <https://www.atuc.es/pdf/253.pdf>.
- [85] D. Connolly, H. Hund y B. Mathiesen, «Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [86] K. Kavvadias, I. Hidalgo, A. Zucker y S. Quolin, «Integrated modelling of future EU power and heat systems: The Dispa-SET v2.2 open-source model», informe técnico del JRC, 2018.
- [87] H. Lütkepohl, *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Berlín: Springer, 2005.

ANEXOS

Anexo 1 – Consumo total de energía histórico (2000-2020) y proyectado (2021-2055) en Bolivia

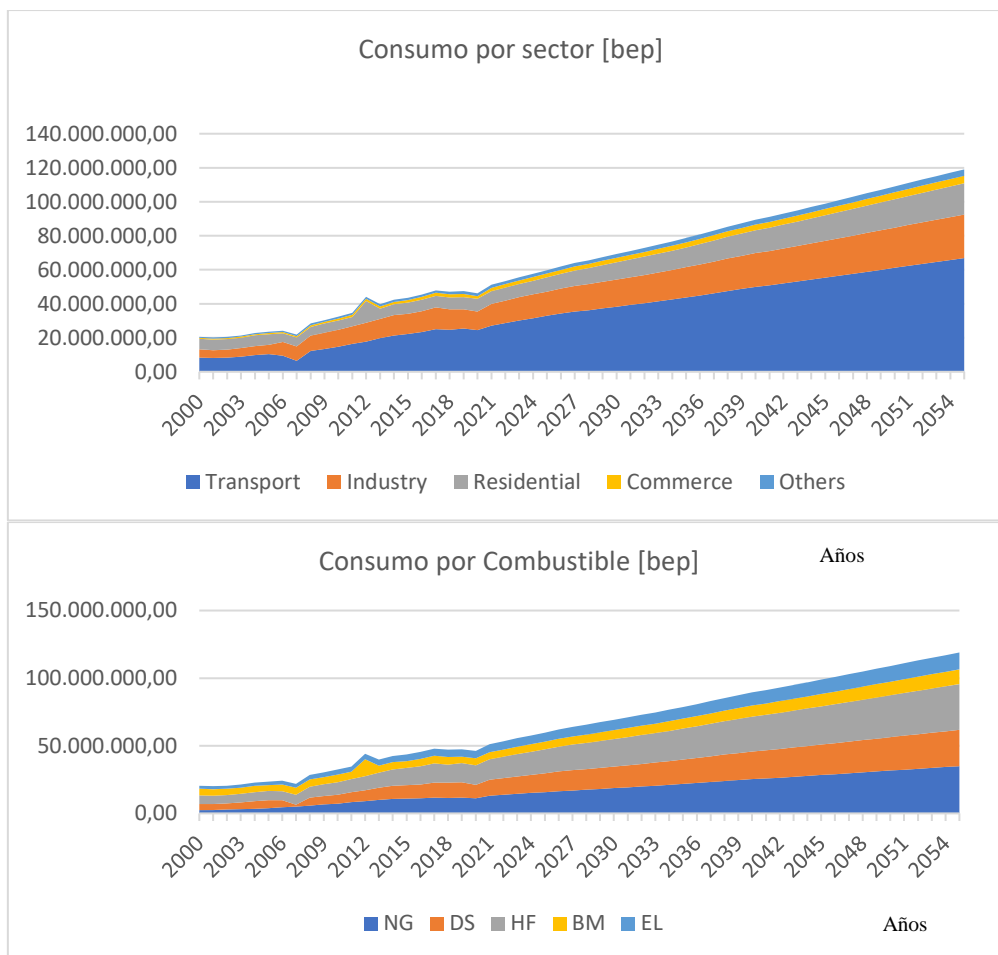


Figura 1. Consumo total de energía histórico (2000-2020) y proyectado (2021-2055) en Bolivia por sector (arriba) y combustible (abajo), expresado en barriles equivalentes de petróleo (bep).

Anexo 2 – Resultados de simulación del escenario EEM (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

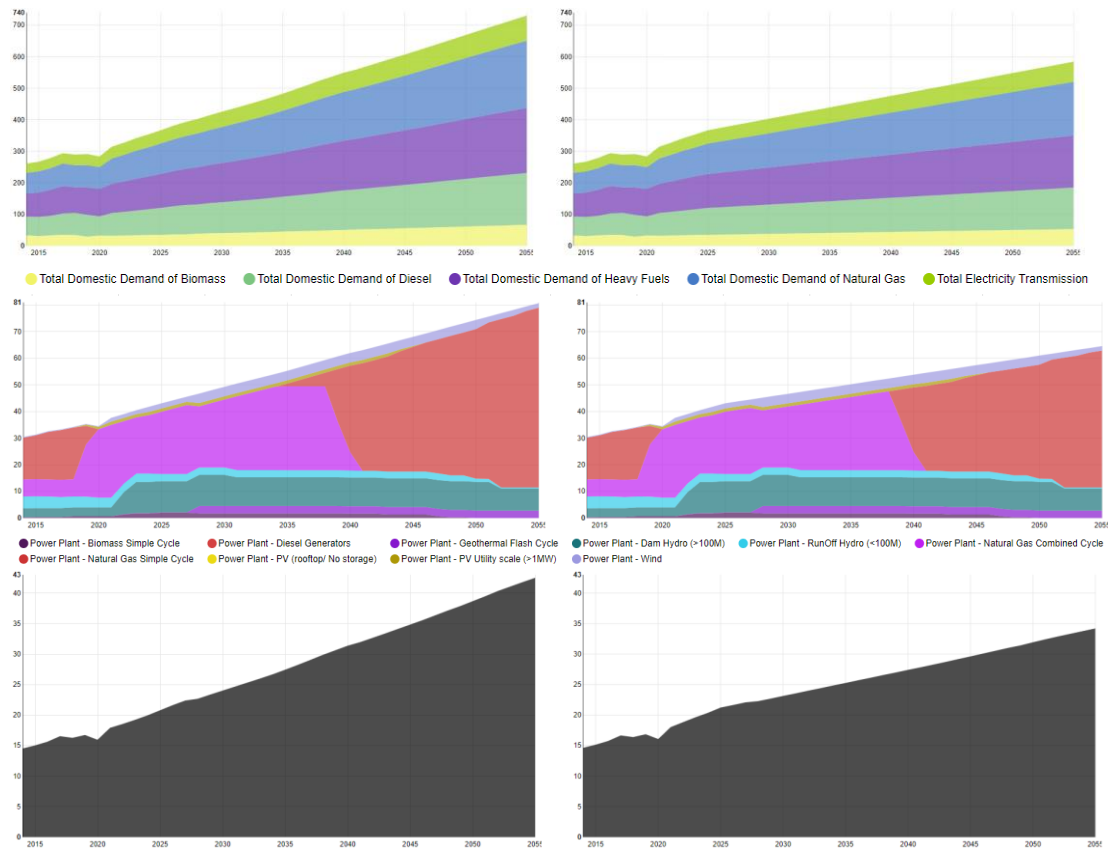


Figura 2. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 3 – Resultados de simulación del escenario EED (derecha) comparados con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

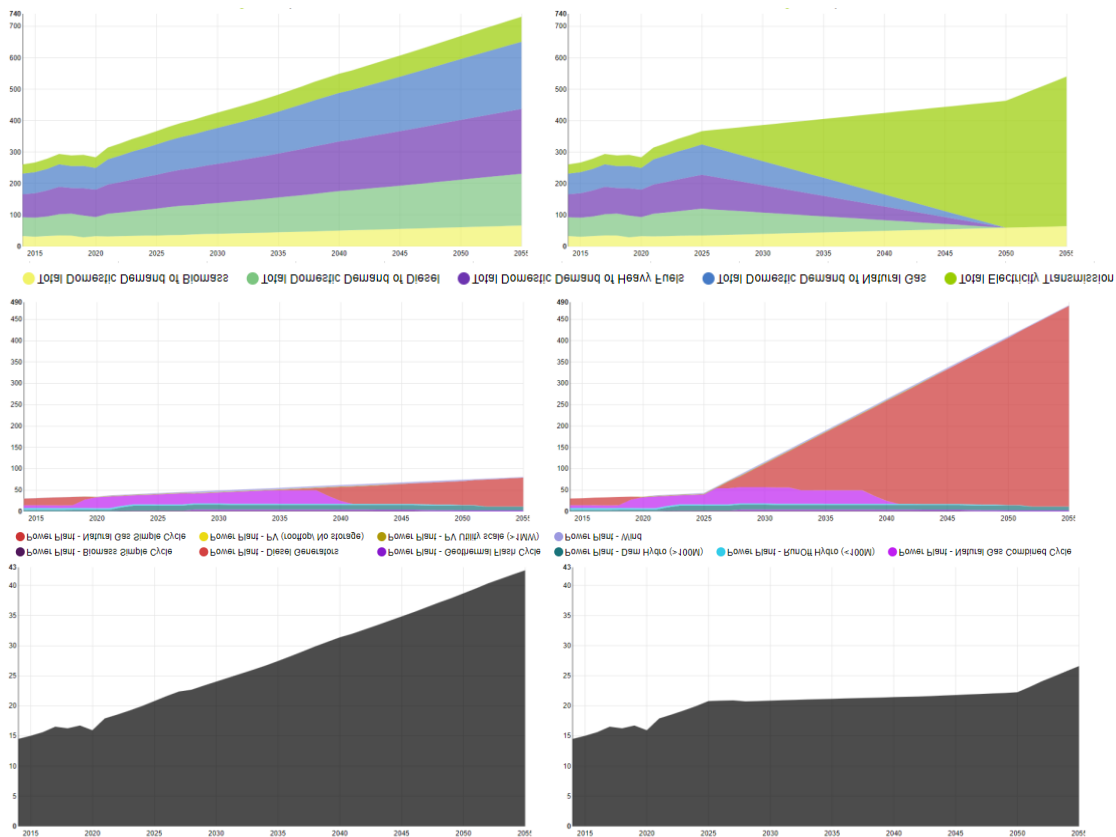


Figura 3. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO_{2e}] (Abajo).

Anexo 4 – Resultados de simulación del escenario NSR (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

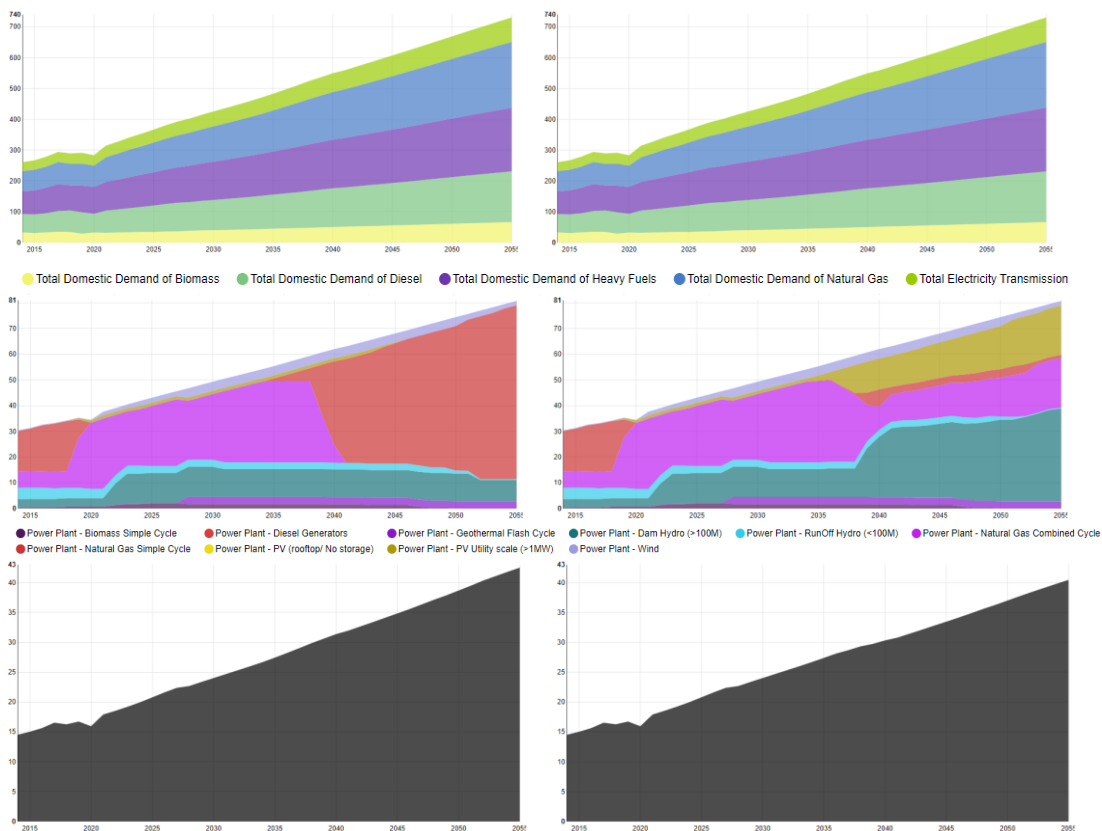


Figura 4. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 5 – Resultados de simulación del escenario CTI (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

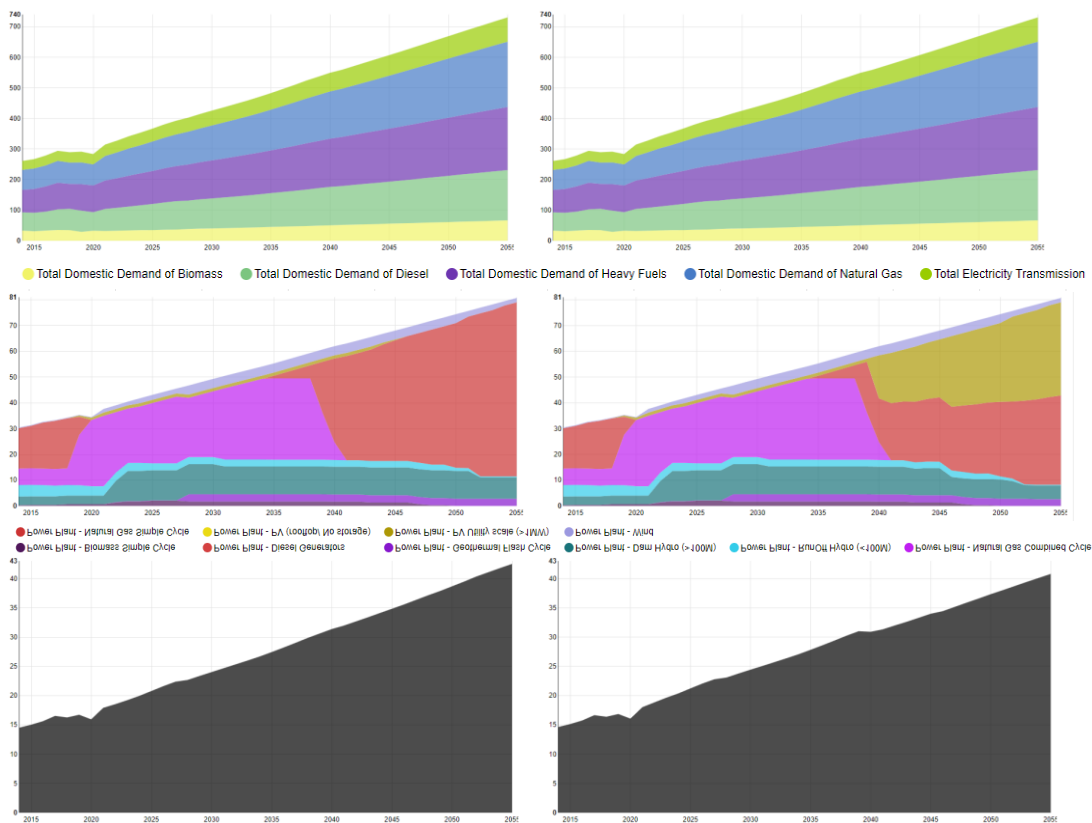


Figura 5. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 6 – Resultados de simulación del escenario MP (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

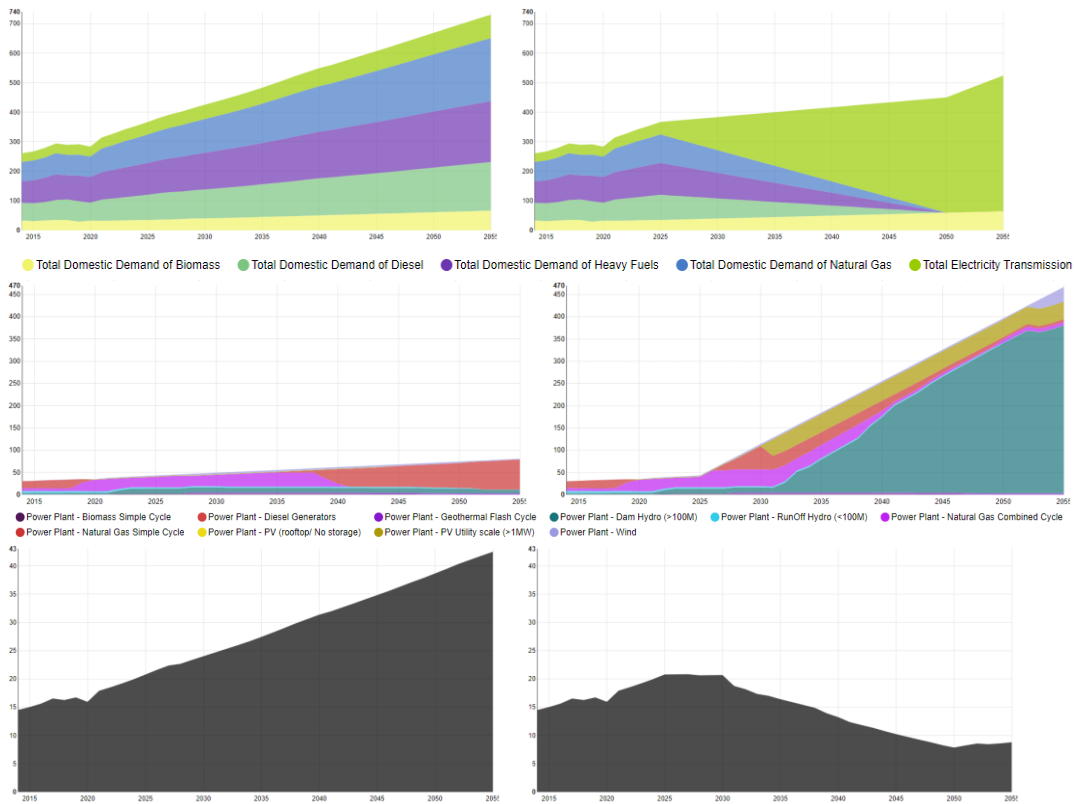


Figura 6. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO2e] (Abajo).

Anexo 7 – Resultados de simulación del escenario NC (derecha) comparados con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

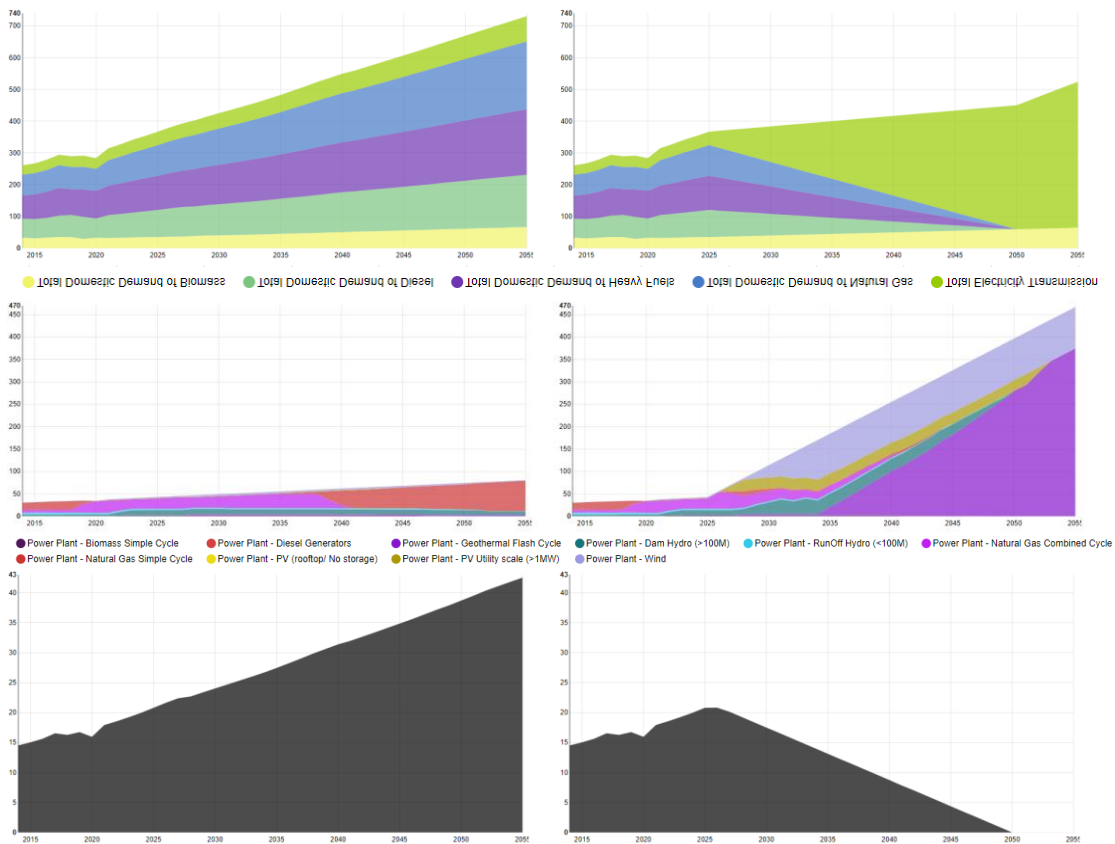


Figura 7. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Fecha de Recepción: 09/02/2023

Fecha de Aprobación: 28/06/2023

Fecha de publicación:

Artículo de revisión bibliográfica

“REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO MEDIANTE EL BLENDING DE GAS NATURAL/HIDRÓGENO EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE BOLIVIA”

“Reduction of carbon emissions through the blending of natural gas/ hydrogen in the natural gas distribution networks of Bolivia”

Henry Panozo Villca ¹ 0000-0001-9691-8198. Edgar Canelas Jaimes ² 0000-0002-8944-0832

Departamento de Petróleo, Gas y Energías, Universidad Privada del Valle, Cochabamba, Bolivia. Correo Electrónico: (pvh2014956@est.univalle.edu, ecanelasj@univalle.edu)

RESUMEN

El alto consumo de combustibles fósiles en la generación eléctrica y procesos industriales, representan más de un tercio de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), son prioritarios en la búsqueda de la descarbonización. Por otro lado, el hidrógeno es un combustible limpio, sostenible y con un bajo índice de contaminación, además de ser un vector energético, es también materia prima para contribuir en la descarbonización del planeta mediante el blending de gas natural con hidrógeno. Sin embargo, está sujeta a las limitaciones de diseño y transporte por la red de distribución de gas natural. Por lo que un análisis de las investigaciones para el sistema de transporte y todos los equipos secundarios permitirá dar un panorama sobre su factibilidad de uso. Este artículo presenta una revisión bibliográfica sobre diferentes fuentes de producción de hidrógeno y parámetros de blending de hidrógeno en la red de gas natural como alternativa para reducir las emisiones de carbono en Bolivia, en función de 5 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

Palabras Clave: Blending. Hidrógeno. Gas natural. Descarbonización. Inyección de hidrógeno en tuberías de gas natural. Reducción de emisiones de carbono.

Abreviaturas: Hidrógeno (H_2), dióxido de carbono (CO_2), inyección de hidrógeno en las redes de gas natural (HIGG), reformado de metano con vapor (SMR); reformado autotérmico (ATR); Captura y almacenamiento de carbono (CCS), gas natural licuado (GNL).

ABSTRACT

The high consumption of fossil fuels in electricity generation and industrial processes, representing more than a third of global greenhouse gas (GHG) emissions, are a priority in the search for decarbonization. On the other hand, hydrogen is a clean, sustainable fuel with a low pollution rate, in addition to being an energy vector, it is also a raw material to contribute to the decarbonization of the planet by blending natural gas with hydrogen. However, it is subject to design and transportation limitations through the natural gas distribution network. Therefore, an analysis of the investigations for the transport system and all secondary equipment will allow an overview of its feasibility of use. This article presents a bibliographic review on different sources of hydrogen production and hydrogen blending parameters in the natural gas network as an alternative to reduce carbon emissions in Bolivia, based on 5 of the 17 Sustainable Development Goals established by the United Nations Organization (UN).

Keywords: Blending. Hydrogen. Natural gas. Decarbonization. Hydrogen injection in natural gas pipelines. Reduction of carbon emissions.

Abbreviations: Hydrogen (H_2), carbon dioxide (CO_2), hydrogen injection into natural gas grids (HIGG), Steam methane reforming (SMR); Autothermal reforming (ATR); Carbon capture and storage (CCS), liquefied natural gas (LNG).

1 INTRODUCCIÓN

El hidrógeno (H_2) es el elemento más simple; un átomo consta de un núcleo formado por un solo protón alrededor del cual orbita un electrón (Rudolf, 1977); (Wylie-Interscience., 2005), es el elemento más extendido mismo que constituye aproximadamente el 75% de la materia del universo, pero prácticamente no hay forma libre en la tierra, debido a que se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos (Romilio Tambutti, Hector Muñoz, 2002); (Zhiliang Cao, Henry Gu Cao., 2014).

Por otro lado, dado que el hidrógeno es una sustancia gaseosa incolora, inodoro e inflamable en condiciones estándar, al combustionar produce una llama azul claro y su vapor es más ligero que el aire (Ram B. Gupta, 2015). Sin embargo, a temperaturas muy bajas o presiones muy altas, el gas se vuelve líquido o sólido respectivamente (Ghimire y otros, 2015), con puntos de fusión y ebullición bajos, que es evidencia de una atracción débil entre las moléculas de hidrógeno (House & House, 2016), además se considera como un gas no tóxico (Pearson, 2018).

Es importante considerar que el hidrógeno no es una fuente de energía, sino un vector de energía (E.M.do Sacramento, Paulo C.M.Carvalho, L.C.de Lima, T.N.Veziroglu., 2013); (Duarte, 2016), de este modo durante el consumo de hidrógeno para producir energía, se libera agua, sin producir ningún tipo de emisión al medio ambiente. Por ello, se considera al hidrógeno como vector energético del futuro y su aplicación es una opción factible para reducir las emisiones medio ambientales (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021).

Este combustible puede ser utilizado tanto para el sector del transporte terrestre o aéreo así como para la generación de energía en el área industrial o doméstica, ya que posee un muy alto poder calorífico por unidad de masa comparado con otros combustibles (Vargas, 2016), sus propiedades fisicoquímicas se resumen en la **Tabla N° 1** (Tabkhi y otros, 2008); (Emsley, 2001); (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021).

Tabla N° 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y metano molecular.

Propiedades	Unidad	Hidrógeno	Metano
Propiedades Físicas			
Densidad	<i>kg/m³</i>	0.09	0.68
Poder calorífico	<i>Mj/kg</i>	120	50
Índice de Wobbe	<i>Mj/Nm³</i>	40 – 48	47 – 53
Propiedades De Combustión			
Rango de inflamabilidad	<i>% vol</i>	4 -75	4.4 – 17
Límite de oxígeno para combustión	<i>% vol</i>	5	12
Velocidad de combustión	<i>m/s</i>	3.1	0.4
Tamaño de celda de detonación	<i>mm</i>	~10	~300
Energía mínima para ignición	<i>mj</i>	0.016	0.21
Temperatura de autoignición	<i>°C</i>	560	600

Nota: Cuanto más elevado sea el poder calorífico de un combustible, mayor será la cantidad de energía que será capaz de producir (Castells, 2013). **Fuente:** Elaboración propia en base a (Tabkhi y otros, 2008); (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021).

No obstante, para producir hidrógeno a partir de hidrocarburos, es necesario el aporte energético para romper dichas moléculas (Duarte, 2016). En efecto en 1800 los ingleses Nicholson y Carlisle utilizaron por primera vez la electrólisis del agua para producir hidrógeno (Romilio Tambutti, Hector Muñoz, 2002); (McMurry E., John Y Fay C., Robert, 2009), es decir, la conversión a hidrógeno y oxígeno por consiguiente de allí proviene el nombre Power-to-Gas (P2G) (Boudellal, 2018).

P2G es una tecnología denominada Power-to-X. En este contexto, el Power se refiere al exceso temporal de electricidad y la X a la forma de energía o el propósito en el que se convierte la energía eléctrica (Lund y otros, 2015). P2G es un enfoque reciente del transporte de hidrógeno que propone obtener hidrógeno a partir de recursos renovables y transportarlo a través de redes de gas natural. Se trata de obtener hidrógeno mediante electrólisis sin emisiones contaminantes, y aprovechar la electricidad sobrante cuando exista un excedente de electricidad generada por instalaciones basadas en fuentes de energía renovables como la eólica o la fotovoltaica. Una vez obtenido el hidrógeno, el siguiente paso es transportarlo y llevarlo a diferentes puntos de consumo, introduciéndolo en la red de gas natural. Con esta tecnología no hay necesidad de la construcción de nuevas líneas diseñadas para ello, y no hay necesidad de modificar la red existente, y se puede utilizar sin restricciones (Sternberg & Bardow, 2015).

De esta manera, Power-to-Gas (P2G), o energía de gas, es un área importante para la descarbonización (proceso de reducción de emisiones de carbono, especialmente dióxido de carbono, a la atmósfera), así como para aumentar la flexibilidad en el futuro sistema

energético por su alto poder calorífico, como se muestra en la **Tabla N° 1**. Por otro lado, combinar el P2G con la red de distribución de gas natural mediante la inyección directa de hidrógeno es una de las varias aplicaciones posibles (Quarton & Samsatli, 2018).

Según los datos publicados por la Agencia Internacional de Energía (IEA), la producción global total de hidrógeno en 2021 fue de 94 millones de toneladas (MtH₂), en consecuencia, las emisiones relacionadas son más de 900 toneladas de dióxido de carbono (TCO₂) (IEA, Hydrogen, 2022). Sin embargo, el 96 % de la producción mundial de hidrógeno se obtiene a partir de materias primas fósiles; el reformado de metano con vapor (SMR), el reformado de petróleo y la gasificación del carbón son los métodos más comunes (Levalley y otros, 2014).

En relación a los expuesto anteriormente, muchos países en Europa, como Alemania, Francia, Australia, Reino Unido y los Países Bajos, cuentan con extensas redes de gas natural, estos países están interesados en continuar utilizando estas redes de gas con un futuro bajo en carbono para evitar abandonar por completo estos valiosos activos y aportar a la reducción de emisiones de carbono (Quarton & Samsatli, 2018), debido a que las redes de gas natural pueden operar con una variedad de presiones y una flexibilidad incorporada se puede aprovechar mediante el blending de gas natural con hidrógeno (Stephen Clegg, Mancarella, Pierluigi., 2016).

Dentro de este orden de ideas el presente trabajo tiene como objetivo realizar una revisión bibliográfica analizando la situación de la política energética en Bolivia, aspectos prácticos y/o técnicos, parámetros de operación, aceptabilidad de diferentes tipos de material, análisis de fuentes de obtención de hidrógeno, uso y efecto para el aporte a la descarbonización mediante el blending de hidrógeno en las redes de gas natural de Bolivia.

2 DESARROLLO

Cuando se realiza el blending de hidrógeno con gas natural la normativa técnica DVGW-Arbeitsblatt G-260 y las normativas europeas (DIN EN 16723-1), (DIN EN 16726), indican las propiedades fisicoquímicas y parámetros de calidad mínimas del gas natural que son requeridos para el blending de hidrógeno con metano (CH₄), algunas de las principales propiedades se comparan en la **Tabla N° 1** (Götz Thilo Müller von der Grün, Steven Hotopp, Joachim Müller-Kirchenbauer, 2013).

De este modo es necesario determinar el impacto en el sistema de transporte y posibles cambios de propiedades en los diferentes equipos y accesorios (Messaoudani y otros, 2016). Por consiguiente, es importante conocer las tecnologías de producción de hidrógeno, tipos de hidrógeno, porcentajes de blending adecuados para el uso en equipos de operación, impacto medio ambiental y al ser un caso de estudio para Bolivia es importante conocer las características de las redes de distribución de gas natural asimismo las posibles fuentes de obtención de hidrógeno.

2.1 Producción de hidrógeno

El consumo mundial de hidrógeno en 2021 fue de 90 Millones de toneladas (IEA, Hydrogen, 2022), de los cuales el 96% provienen de recursos no renovables (gas natural 50%, hidrocarburos líquidos 30% y carbón o subproductos de la industria química 16%) y el 4% restante provenientes de recursos renovables (Duarte, 2016).

Una descripción general de la clasificación de tecnologías de producción de hidrógeno se muestran en la . **Fuente:**

. Las tecnologías de producción de hidrógeno se clasifican en cuatro categorías de procesos: termoquímicos, electrolíticos, fotolíticos y termolíticos según (Energy, 2021) y (Aguado Molina y otros, 2021).

- a) **El proceso termoquímico (termólisis).** Implica la disociación de las moléculas de agua mediante el suministro de calor de una fuente externa a alta temperatura.
- b) **Los procesos de termolíticos (pirolisis) y los electrolíticos (electrolisis).** Pueden utilizar energía fósil y renovable.
- c) **El proceso de fotólisis.** Utiliza la radiación solar para provocar la hidrólisis del agua, se distinguen dos métodos:
 - **Biofotólisis.** El hidrógeno se extrae del agua mediante la luz solar y microorganismos especiales como las algas verdes y las cianobacterias.
 - **Fotoelectrólisis.** Es la electrólisis del agua provocada por la diferencia de potencial provocada por la incidencia de la radiación solar sobre electrodos fabricados con determinados materiales semiconductores.

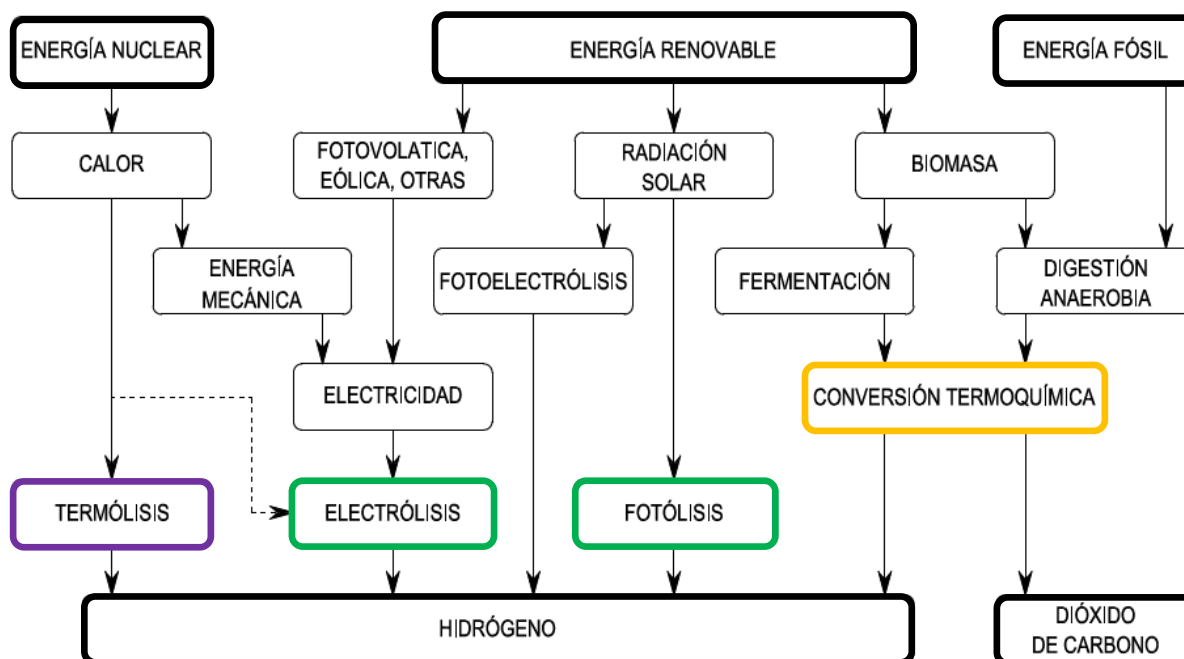


Figura N° 1. Clasificación de las tecnologías de producción de hidrógeno. **Fuente:** (M.^a Llera Sastresa & Zabalza Bibrián, 2011)

El proceso más promisorio para la producción de hidrógeno a gran escala es la electrólisis del agua, que actualmente representa el 1% de la producción mundial del hidrógeno. Este proceso es el más adecuado desde un punto de vista medio ambiental ya que no produce emisiones de CO₂, y los productos generados se convierten en agua y son emitidos al medio ambiente (Aguado Molina y otros, 2021); (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021); (Lucena, 2010).

Los costos de producción de hidrógeno de los procesos ya mencionados varían ampliamente, los métodos más económicos de producción de hidrógeno están asociados al reformado de combustibles fósiles, que a su vez son los más contaminantes. En cambio, la electrólisis con energía renovable es una de las formas más limpias de obtener hidrógeno, aunque también es la más cara (Aguado Molina y otros, 2021). El reformado de biomasa y los ciclos termoquímicos están en medio debido al costo y el impacto en la atmósfera, como se observa en la **Figura N° 2**.

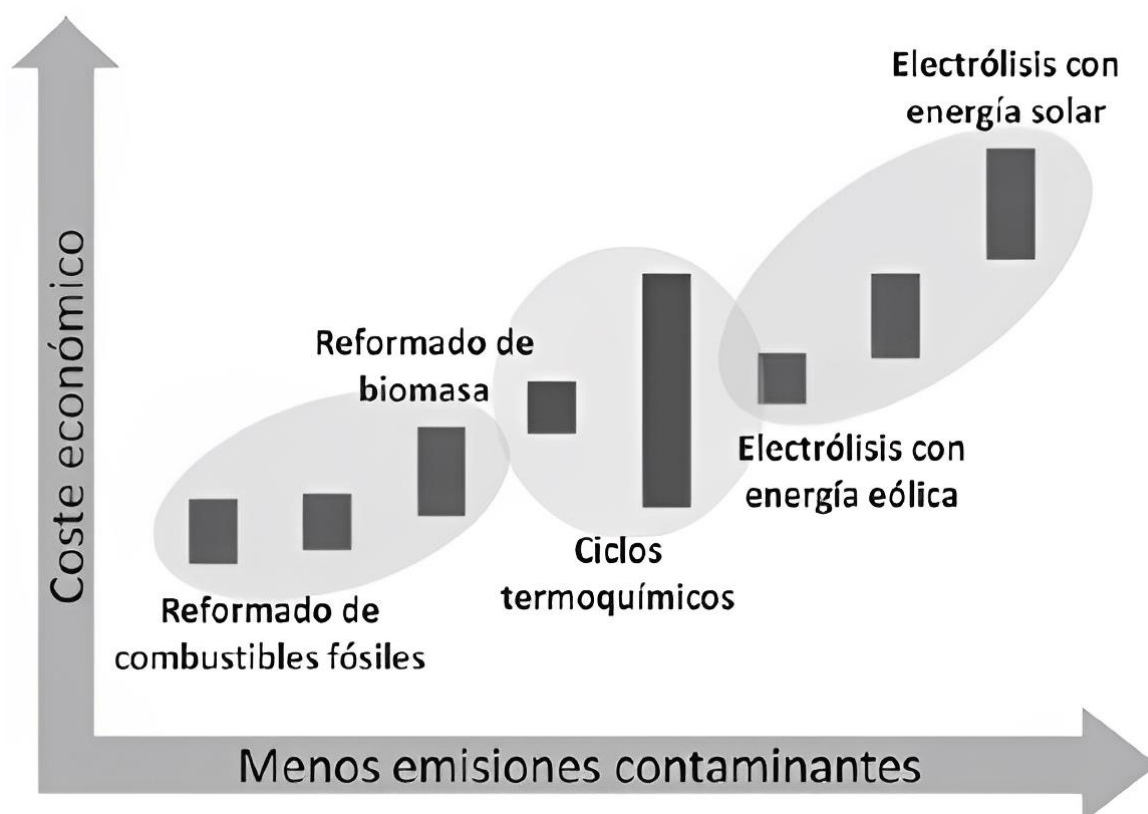



Figura N° 2. Comparación del coste de los principales métodos para obtener hidrógeno y de su impacto en la atmósfera. **Fuente:** (Piqué, 2010).

Es así como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estableció en 2019 una clasificación de colores del hidrógeno para facilitar la difusión de la información. Con nuevos descubrimientos e investigaciones, este sistema se ha ampliado de modo que existen diferentes tipos de hidrógeno, que se pueden clasificar según a la fuente de obtención, procesos mediante los cuales se obtuvieron y la cantidad de emisiones de dióxido de carbono que cada uno produce. cómo se muestra en la **Tabla N° 2**.

Tabla N° 2. Esquema conceptual de los colores del hidrógeno con las distintas fuentes, procesos, postprocesos y emisiones.

Hidrógeno	Fuente de obtención	Proceso	Post – proceso	Emisiones directas	Emisiones de CO ₂
Negro/Marrón	Carbón	Gasificación	-	CO ₂	
	Gas natural	SMR, ATR, oxidación parcial	-	CO ₂	
Gris	Petróleo	SMR, ATR, oxidación parcial	-	CH ₄ fugitivo	
	Electricidad	Electrolisis	-	Propias del mix de la red	
Azul	Carbón	Gasificación	CCS	CO ₂ (CCS no es 100% eficiente)	
	Gas natural	SMR, ATR, oxidación parcial	CCS	CH ₄ fugitivo	
	Petróleo	SMR, ATR, oxidación parcial	CCS	CH ₄ fugitivo	
Turquesa	Gas natural	Pirolisis	-	CH ₄ fugitivo	
Rosa/Morado	Nuclear	Electrolisis	-	Residuos radioactivos	
	Renovable	Electrolisis	-	Nulas	
Verde	Biogás	SMR, ART, oxidación parcial	CCS	Nulas (considerando el ciclo completo)	
	Biomasa	Gasificación	CCS	Nulas	

Nota: Steam methane reforming (SMR); Autothermal reforming (ATR); Carbon capture and storage (CCS).

Fuente: Elaboración propia en base a (Gupta R. B., 2009).

En resumen, la **Tabla N° 2** indica que el hidrógeno obtenido por combustibles fósiles es mucho más contaminante al medio ambiente en comparación al hidrógeno obtenido de las centrales nucleares que no emiten GEI, pero si residuos radioactivos. Por tanto, el hidrógeno más limpio es el hidrógeno verde con nulas emisiones de dióxido de carbono. La **Tabla N° 3** muestra las definiciones según esta clasificación:

Tabla N° 3. Definiciones según el tipo de hidrógeno

Hidrógeno Marrón/Negro	Producido a partir de carbón, negro en el caso de ser un carbón bituminoso y marrón en el caso de emplearse lignito, típicamente mediante un proceso de gasificación
Hidrógeno Gris	Producido a partir de gas natural o petróleo mediante procesos de reformado de metano con vapor, reformado autotérmico del gas natural u oxidación parcial de crudo, principalmente, pero sin capturar las emisiones contaminantes, que llegan a la atmósfera, emite CO ₂ al medio ambiente.
Hidrógeno Amarillo.	Producido mediante electrólisis del agua, proceso que mediante el aporte de energía permite dissociar el agua en hidrógeno y oxígeno, empleando directamente la electricidad de la red eléctrica. Consecuentemente, este hidrógeno será tan limpio como lo sea el mix eléctrico del país en el que se produzca.
Hidrógeno Azul.	El proceso de producción del hidrógeno azul discurre por la misma ruta que el hidrógeno gris, pero en lugar de emitir la atmósfera el CO ₂ derivado de la producción, este pasa por un sistema de captura de carbono para su posterior almacenamiento
Hidrógeno	Es un proceso más simple que el reformado del gas natural del que se derivan el hidrógeno

Turquesa	gris y azul. Además, el mayor contenido en hidrógeno de la corriente saliente hace que se requiera un menor post-procesado del hidrógeno producido para lograr un grado comercial, lo cual también podría suponer una ventaja competitiva frente al hidrógeno gris y azul
Hidrógeno Rosa/Morado	Se denomina hidrógeno rosa/morado a aquel producido mediante electrólisis del agua, como en el caso del hidrógeno amarillo, pero empleando para ello únicamente electricidad procedente de una central nuclear.
Hidrógeno Verde	El hidrógeno verde puede obtenerse a partir de una amplia gama de procesos, siendo el mayoritario aquel que permite obtener hidrógeno mediante la electrólisis del agua utilizando para ello electricidad procedente de fuente renovables, fundamentalmente eólica, solar y biomasa, pero también podría incluirse la hidroeléctrica, mareomotriz o undimotriz.

Fuente: Elaboración propia en base a (Gupta R. B., 2009); (CNH2, 2021).

En el ámbito de producción de hidrógeno verde, se están desarrollando varios proyectos relacionados con plantas de biogás a partir del biometano y otros contemplan la producción in situ de hidrógeno para suministrar biometano a los reformadores a través de la red de gas natural. Aunque existe una amplia variedad de procesos de conversión química (reformado, pirólisis y gasificación). La tecnología más avanzada en este ámbito es el reformado, misma consta de diferentes procesos; el más común es el reformado con vapor de agua o SMR, por su nombre en inglés “Steam Methane Reforming”; procesos de reformado autotérmico, ATR (“Autothermal Reformer or Catalytic Processes) y procesos de oxidación, POx (“PartialOxidation Processes”). De este modo la tecnología con vapor utiliza altas temperatura (700 °C - 1000 °C) para producir hidrógeno a partir de fuentes de metano como el biogás o el biometano, esta es una alternativa interesante en comparación de la electrólisis del agua, ya que este hidrógeno verde se puede producir en su punto de consumo: en puertos, puntos de suministro, refinerías o plantas de fertilizantes, a costos muy competitivos y con una huella de carbono inigualable si su materia prima es biogás procedente de estiércol bovino o porcino (Puchades, 2021), (Morante y otros, 2020), (Speirs J, Balcombe P, Johnson E, Martin J, Brandon N, Hawkes A., 2017).

Hazer Group ha desarrollado una tecnología innovadora que convierte el biometano en hidrógeno y grafito renovables utilizando un catalizador de mineral de hierro, creando una vía de hidrógeno alternativa a los enfoques tradicionales de reformado de metano con vapor y electrólisis. es una alternativa de bajo costo y bajas emisiones a los métodos comerciales existentes; utiliza metano como materia prima para producir hidrógeno y grafito, sin la producción de dióxido de carbono en el proceso de reacción y capturando el carbono como grafito sólido. A finales del 2019 la compañía Hazer Group, tiene previsto producir cien toneladas anuales de hidrógeno a partir del biogás proveniente del tratamiento de aguas residuales (ARENA, 2019).

Del mismo modo investigadores de la Universidad de Melbourne han creado un nuevo dispositivo alimentado por energía solar para producir hidrógeno de la atmósfera. Puede convertir la humedad del aire en gas hidrógeno con una pureza del 99% y funciona hasta con una humedad relativa del 4% como se muestra en la **Figura N° 3**. Es decir, que puede producir H2 en zonas donde el agua es escasa, esta investigación concluye indicando que el hidrógeno verde producido por la división del agua utilizando energía renovable es el portador de energía más prometedor de la economía baja en carbono. Sin embargo, el

desajuste geográfico entre la distribución de energías renovables y la disponibilidad de agua dulce plantea un desafío importante para su producción (Guo y otros, 2022).

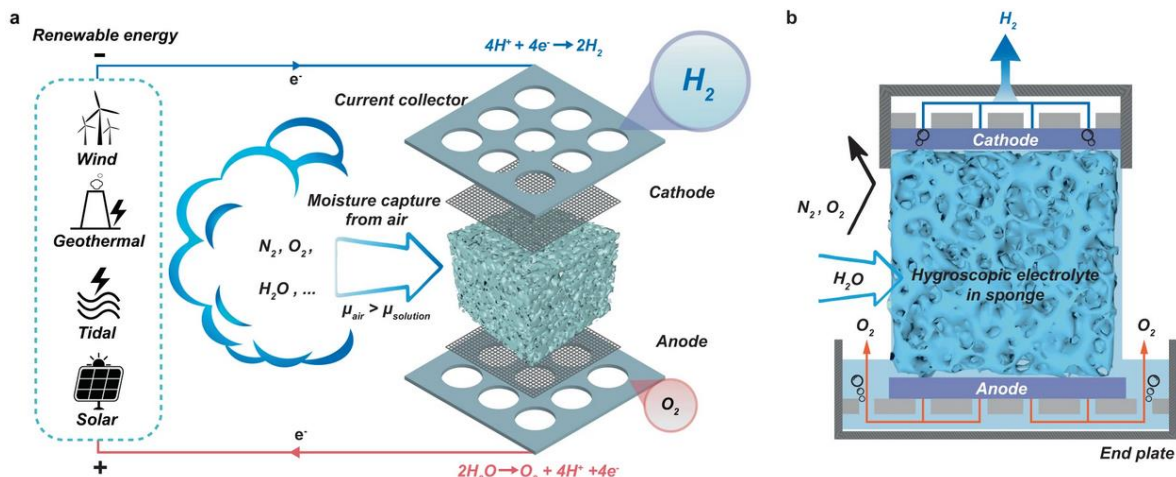
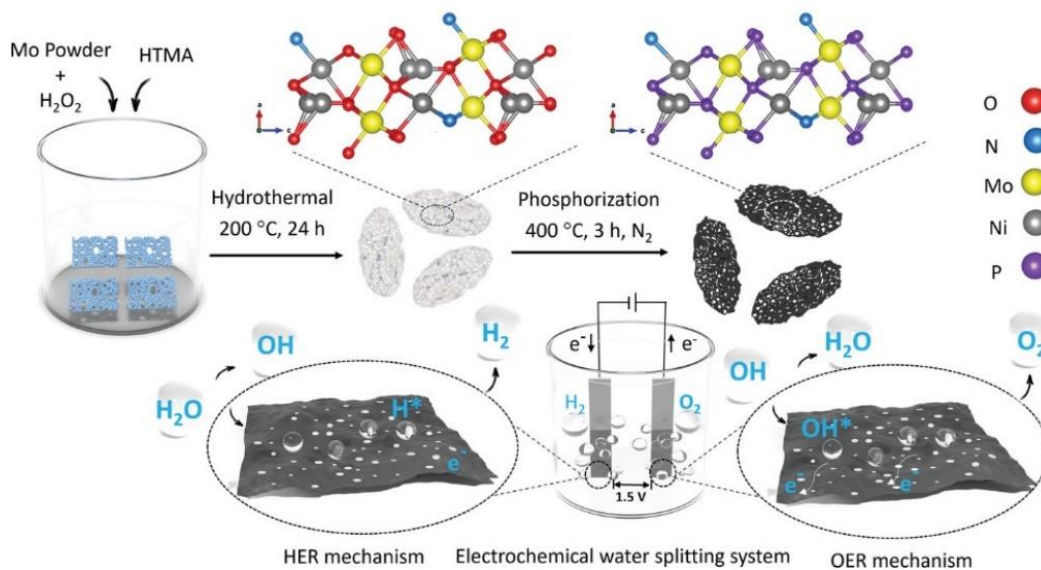


Figura N° 3. El concepto de electrólisis directa del aire (DAE) para la producción de hidrógeno. **Fuente:** (Guo y otros, 2022)

Así mismo, investigadores de la Universidad RMIT de Australia han desarrollado un método más barato y eficiente desde el punto de vista energético para producir hidrógeno directamente del agua de mar, usando láminas de fosforo de molibdeno y níquel poroso dopado con nitrógeno para una división eficiente del agua de mar como se muestra en la **Nota: Las** características morfológicas y la textura de láminas recocidas como N-NiMoO3 y N-NiMo3P poseen características ultrafinas y grandes dimensiones laterales de hasta varias micras. Además, muestran claramente la presencia de poros distribuidos homogéneamente, lo que indica la formación de láminas altamente porosas. La existencia de enlaces colgantes en los poros crea nuevos sitios activos y proporciona un fácil acceso a través de vías abiertas para la transferencia de masa. **Figura N° 4.** El nuevo método descompone el agua de mar directamente en hidrógeno y oxígeno, evitando así la necesidad de desalación, los costos, consumo de energía y emisiones de carbono que ello conlleva (iAgua, 2023); (Loomba y otros, 2023).



2.2 Almacenamiento de hidrógeno

Así como el apartado de la producción de hidrógeno, es esencial familiarizarse con los métodos de almacenamiento, ya que, durante mucho tiempo, la existencia de un sistema adecuado para el almacenamiento fue uno de los obstáculos más grandes para el uso a gran escala, especialmente en el sector de transportes. Dado que el hidrógeno es un combustible que tiene una elevada densidad energética por unidad de masa, tanto en estado líquido como gaseoso, por lo tanto, debemos examinar y conocer los tipos de almacenamiento y la opción más adecuada.

La baja densidad del hidrógeno hace que sea un gas muy volumétrico, lo que quiere decir que, por unidad de volumen, la cantidad de masa que se puede almacenar es muy baja comparada con la de otros combustibles. Por este motivo se analizan diferentes opciones de almacenamiento. Más allá de la capacidad de almacenamiento inherente en las redes de gas natural, existen muchas opciones para el almacenamiento de energía de hidrógeno, en diferentes estados como gas, líquido o ligado a otros productos químicos, según (Gupta R.

Nota: Las características morfológicas y la textura de láminas recocidas como N-NiMoO₃ y N-NiMo₃P poseen características ultrafinas y grandes dimensiones laterales de hasta varias micras. Además, muestran claramente la presencia de poros distribuidos homogéneamente, lo que indica la formación de láminas altamente porosas. La existencia de enlaces colgantes en los poros crea nuevos sitios activos y proporciona un fácil acceso a través de vías abiertas para la transferencia de masa. **Figura N° 4.** Síntesis de láminas de fosforo de molibdeno y níquel poroso dopado con nitrógeno y el proceso de división electroquímica del agua de mar. **Fuente:** (Loomba y otros, 2023)

B., 2009) y (Piqué, 2010), se tienen los siguientes estados para el almacenamiento:

- **Gas.** En tanques de alta presión (350–700 bar) o en formaciones geológicas. Esto es similar al almacenamiento de gas natural como gas natural comprimido y en depósitos subterráneos de almacenamiento de gas.
- **Líquido.** Se requiere enfriar el gas por debajo de su punto de ebullición $-252,8$ [°C] usando procesos similares a la producción de gas natural licuado (GNL). Entonces, el hidrógeno se puede manejar de manera similar al GNL.
- **Químico.** almacenado en las superficies de los sólidos como ser las estructuras metalorgánicas o dentro de los sólidos de los hidruros complejos unido a productos químicos (tolueno, amoníaco).

El almacenamiento de hidrógeno líquido requiere de un alto costo de inversión, el beneficio que posee al ser más denso que el hidrógeno gaseoso, permite almacenarlo en grandes cantidades y en espacios más reducidos, alcanzando proporciones de 1:15 en un espacio de iguales dimensiones y así maximizar su capacidad. Por otra parte, para evitar la criogenización, se ha estudiado la posibilidad de almacenar y transportar el hidrógeno, mediante amoníaco líquido (NH_3 Liq), ya que este compuesto a temperatura ambiente se mantiene líquido y podría reducir los costos de almacenamiento y transporte. El único detalle que presenta, serían los costos adicionales por la regasificación en cada planta para la separación del hidrógeno con nitrógeno.

De este modo, debido a los volúmenes de almacenamiento que requiere la red de gas natural, la opción de almacenamiento más atractiva sería en estructuras geológicas. A nivel mundial, actualmente se están llevando a cabo muchos proyectos para probar la viabilidad del almacenamiento de hidrógeno en reservorios de hidrocarburos agotados y otras formaciones geológicas (International Energy Agency, 2006); (Piqué, 2010).

2.3 Transporte de gas natural con hidrógeno

La Asociación Europea de Gases Industriales (EIGA) ha desarrollado una directriz (IGC 121/14) sobre la redirección de tuberías de transmisión para operar con mezclas de hidrógeno superiores al 10%. El documento concluye que los grados comunes de tubería de acero al carbono como API 5L X52, como también la ASTM-A 106 Grado B, se utilizan ampliamente en el servicio de hidrógeno, la evaluación de tuberías de la **Tabla N°4**. nos muestra que los grados de acero X56, X60 y X65, se debe realizar pruebas para la evaluación de impacto medio y verificar el potencial de aumentar los niveles de oxígeno para mitigar la fragilización por hidrógeno. Si esto no tiene éxito, es posible que se requieran modificaciones en los regímenes operativos.

Tabla N°4. Evaluación de tuberías del sistema de transmisión

Material de tubería	Materiales	Actuación	Seguridad	Operaciones
	Fragilización por hidrógeno/integridad de la soldadura	capacidad	Riesgo de rotura importante	Actividades de mantenimiento
API 5L GrB	[Green]	[Green]	[Green]	Cambios en los procedimientos operativos
Grado de acero X 42				
Grado de acero X 46				
Grado de acero X 52				
Grado de acero X 56				
Grado de acero X 60				
Grado de acero X 65	[Yellow]	[Yellow]	[Yellow]	
	Bajo / Sin Impacto	Impacto medio/potencial	Alto / No técnicamente factible	

Fuente: elaboración propia en base a (Aqua Consultants, Element Energy, 2021); (MarcoGaz, 2019).

Así también los últimos hallazgos de Aqua Consultants & Element Energy, muestran que el hidrógeno afectará negativamente a partes de la red de transmisión construidas con grados de acero superiores a X56, y las opciones de mitigación pueden incluir:

- Operar la sección del oleoducto a una presión operativa máxima permitida (MAOP) reducido.
- Aplicación de revestimientos / revestimientos internos.
- Introducir niveles ligeramente elevados de oxígeno.

Las tuberías de transmisión de gas natural pueden operar de manera segura durante más de 60 años si se operan y mantienen dentro los parámetros permitidos como indica la [normativa de distribución por redes](#) de la (ANH, 2009), (Andarcia Garcia & Molina Robles, 2013) y (Aqua Consultants, Element Energy, 2021). Por tal motivo, para mezclas

de hidrógeno en gasoductos o redes de distribución de gas natural, adicionalmente se deben considerar aspectos técnicos de seguridad resumidos en la **Tabla N°5**.

Tabla N°5. Consideraciones de seguridad del material

Fragilización por hidrógeno	Proceso por el cual el hidrógeno molecular se disipa en grietas o micro fisuras en una tubería, reduciendo la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas.
Filtraciones	La filtración de hidrógeno por las paredes de la tubería es mayor que el gas natural. Debido a su tamaño molecular y al coeficiente de difusión el cual depende de la materialidad de las tuberías (0.005-0.001).
Punto de inflamación	Rango inflamable más amplio (CH ₄ : 4,4-17 %/H ₂ : 4-75 %), límite inferior de combustión de oxígeno (CH ₄ : 12 % vol/H ₂ : 5 % vol), velocidad de combustión (CH ₄ : 0,4 m/s) /H ₂ : 3,1 m/s), energía mínima de ignición (CH ₄ :0,21 mj/H ₂ :0,016 mj).
Temperatura de Autoignición	Las temperaturas de autoignición del metano y el hidrógeno son muy similares, entre 540°C y 585°C, respectivamente. No hubo efecto significativo en la mezcla debido a la mayor concentración de metano. Pero si a considerar a mayores volúmenes de hidrógeno.
Energía de ignición	Aunque el hidrógeno tiene una temperatura de autoignición superior a la del metano, su energía de ignición es un orden de magnitud menor y, por tanto, incluso más fácil de encender. El hidrógeno tiene además una baja conductividad eléctrica, que ocasiona que el flujo o agitación pueda generar cargas electrostáticas que produzcan chispas. Por esta razón, cualquier equipo de almacenamiento de hidrógeno deber ser convenientemente puesto a tierra.
Odorante del hidrógeno	Dado que el hidrógeno en sí es inodoro, es necesario agregar un odorante por seguridad, al igual que el gas natural. En el estudio de caso de Hy4heat, se determinó que el odorante NB era una mezcla de Terc-butyl mercaptano y Sulfuro de dimetilo, adecuada para el gas hidrógeno.
Colorante del hidrógeno	El hidrógeno es incoloro al ojo humano, al momento de su combustión este no puede ser visto a simple vista, dificultando su manipulación y aumentando el riesgo tanto para las personas como para los operarios. Los aditivos aún están en investigación.
Fuente: Elaboración propia en base a (U.S. Department Of Energy, 2001), (Aguado Molina y otros, 2021).	

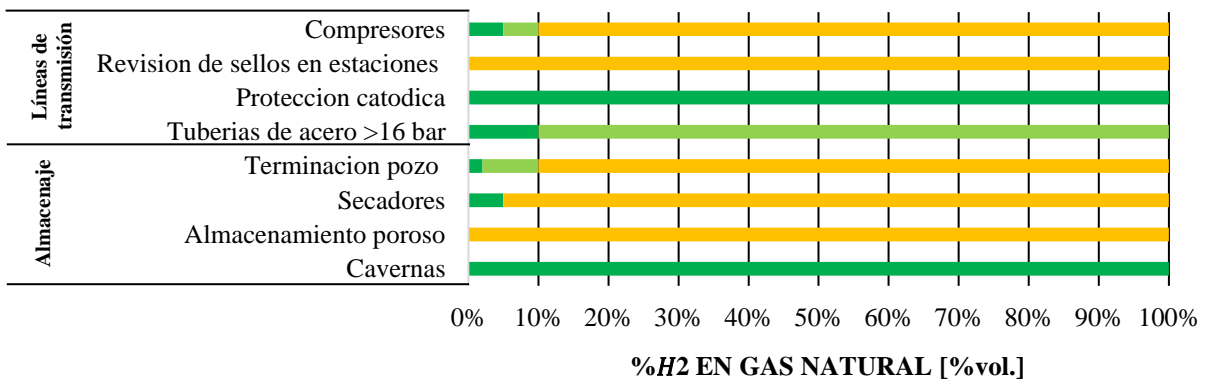
La interacción del hidrógeno con el material modifica propiedades que deben ser considerados:

- En un ambiente rico en hidrógeno, este puede ser absorbido o adsorbido por el material de la tubería y causar fragilización. Las posibles razones son la distribución desigual del hidrógeno en el material, la escasa fuerza de unión del material o la precipitación de moléculas de hidrógeno. Este efecto se produce a temperatura ambiente (Lucena, 2010).
- La reacción química entre el hidrógeno gaseoso y el material puede conducir a la formación de burbujas de gas o hidratos, mismo puede ocasionar que el material falle. La reacción entre el hidrógeno y el carbono, conocida como "ataque de hidrógeno", crea una alta presión al crear moléculas de metano. Como solo ocurre a temperaturas superiores a 196 [°C] ya presiones parciales de hidrógeno elevadas, no

afecta al acero de la tubería. Aun así, juega un papel en las turbinas de gas. (Lucena, 2010).

El blending de gas natural/hidrógeno en las redes de distribución, deben medirse y comprimirse antes de ingresar la mezcla para verificar su interacción con la tubería, compresores y turbinas de gas (Ghimire y otros, 2015), La

Figura N° 5 muestra un análisis de los porcentajes admisibles probados en diferentes equipos de almacenaje y líneas de transmisión según lo indicado por MarcoGaz.



- Nulas o pequeñas modificaciones
- Estudios positivos / modificaciones intermedias
- Grandes modificaciones
- Se requiere investigacion

Figura N° 5. Tolerancias por segmento para el transporte y almacenaje del blending de hidrógeno en gas natural. **Fuente:** Elaboración propia en base a (MarcoGaz, 2019).

Es necesario profundizar investigaciones en sellos de las estaciones de llegada de blending de gas natural/hidrógeno, almacenaje en lugares de alta porosidad y por otro lado las tuberías que cuentan con protección catódica en el transporte y el almacenaje en cavernas pueden operar hasta con 100% de hidrógeno.

Cabe considerar por otra parte, el análisis precedente de MarcoGaz, también realizó el estudio de la tolerancia por segmento de la red de distribución, regulación de presión, sistema de medición y red de servicios de acuerdo al porcentaje en volumen [%vol.] de la aceptabilidad de inyección de hidrógeno, mismas ejemplificadas en la **Figura N° 6**.

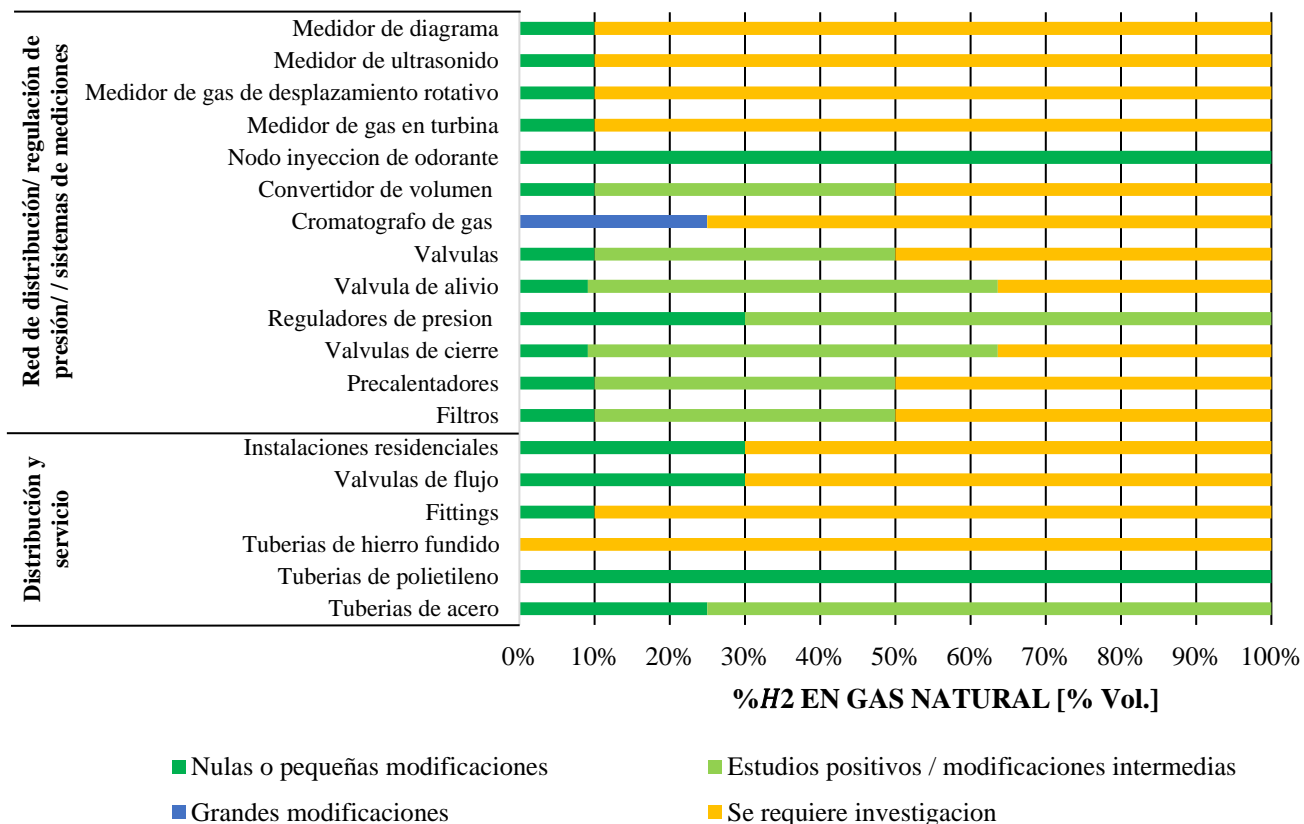


Figura N° 6. Tolerancia por segmento de la red de distribución. **Fuente:** Elaboración propia en base a (MarcoGaz, 2019).

Según el estudio de MarcoGaz, se observa que las tuberías de acero pueden soportar hasta un 25% [%vol.] de H2 en gas natural, asimismo podemos indicar que las tuberías de polietileno pueden transportar hasta el 100% [%vol.] de H2 en las redes de distribución de gas natural.

En relación al problema expuesto, MarcoGaz resume el impacto y la aplicación del hidrógeno en equipos de transporte en los campos doméstico, comercial, industrial y vehicular, donde podemos ver que en el campo doméstico, el uso de hidrógeno en cocinas o quemadores puede llegar al 10 %, 10% en calderas de condensación, 2% en turbinas, y finalmente en el campo automotriz hay investigaciones activas que permiten una mezcla del 5%, el 35% requiere modificaciones intermedias y el 65% requiere modificaciones mayores, demostrados en la **Figura N° 7**.

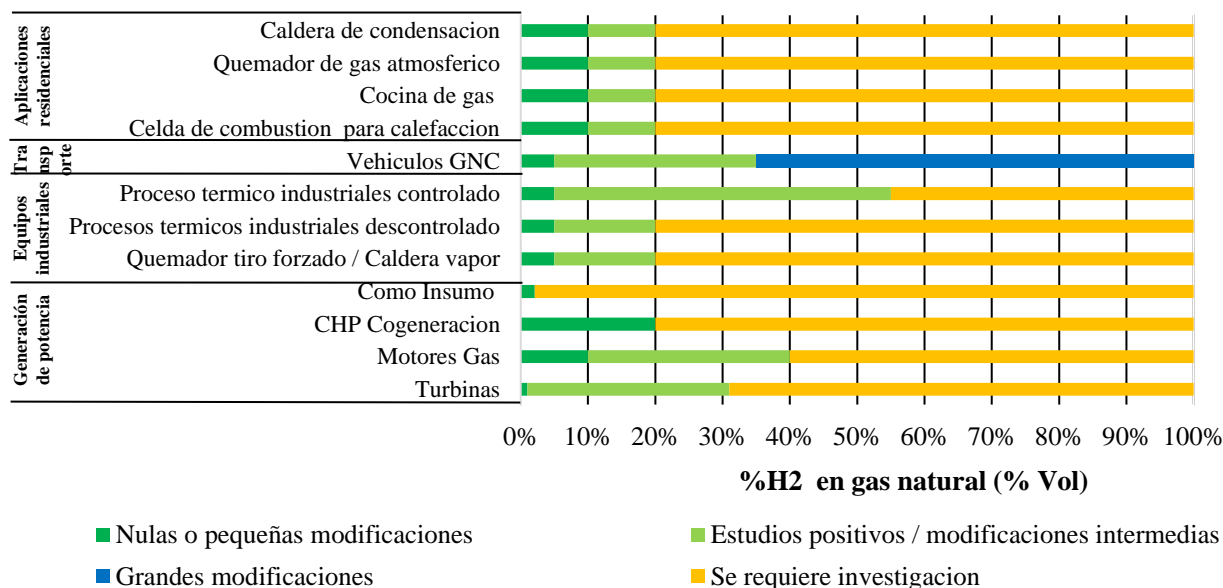


Figura N° 7. Tolerancias por segmento en la red de distribución, regulación depresión, sistemas de medición y red de servicios. **Fuente:** Elaboración propia en base a (MarcoGaz, 2019).

El blending de hidrógeno en los gasoductos de gas natural continua en investigación, actualmente se tienen proyectos potenciales en Europa y Sudamérica, ambos continentes tienen países referentes en el estudio del blending de hidrógeno en los gasoductos de gas natural. Europa tiene como país referente en el uso y aplicación del hidrógeno a Alemania, sin dejar de lado a Francia, Reino Unido y Australia, que del mismo modo tienen avances tecnológicos. A continuación, se muestra la **Tabla N°6** con los proyectos más destacados en esta región.

Tabla N°6. Proyectos destacados en Europa.

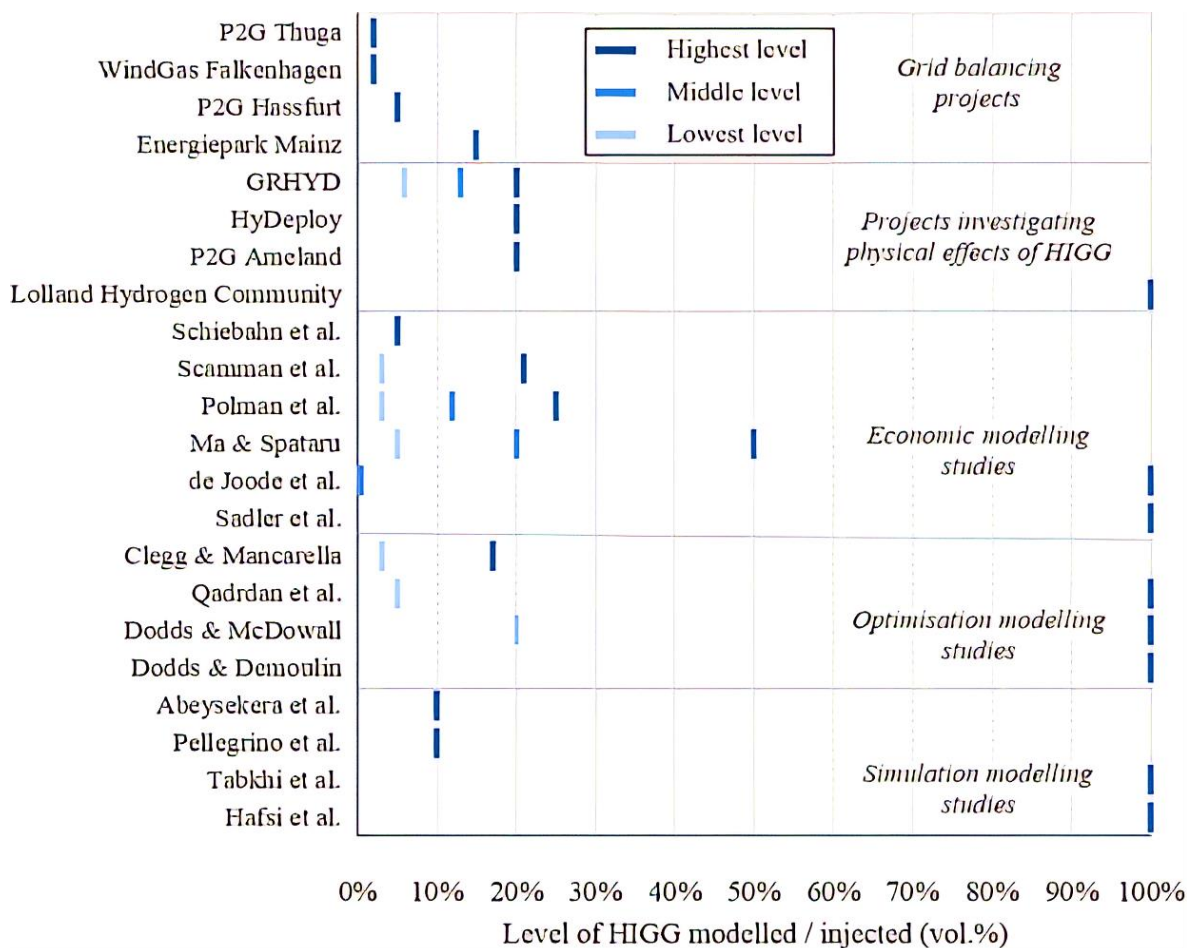
País	Proyecto	Tipo de selección de fuente	Porcentaje de inyección de H ₂
Alemania	P2G Frankfurt	Electrolisis	2% [Vol.]
Francia	GRHYD	Electrolisis	6% [Vol.]
Reino Unido	Hydeploy	Electrolisis	15% [Vol.]
	Hydrogen park south	H ₂ verde	5% [Vol.]
Australia	Hydrogen park gladstone	H ₂ verde usando electrolizador	10% [Vol.]

Fuente: elaboración propia en base a (IEA, 2019); (Quarton & Samsatli, 2018).

Todos los proyectos de la vida real, estudios económicos y estudios de optimización que se han revisado se refieren al uso de P2G y HIGG para el equilibrio de la red o la descarbonización del calor. Muchos proyectos de la vida real y estudios económicos evaluaron el potencial de HIGG para el equilibrio de la red desde la perspectiva del operador de la planta.

La **Nota:** Se investigó más de un nivel de inyección, esto se muestra utilizando los marcadores de nivel "más bajo", "medio" y "más alto". **Figura N° 8** muestra los niveles máximos de inyección de hidrógeno permitidos en los proyectos de la vida real, además del nivel máximo de

inyección asumido en los estudios de modelización. El nivel asumido en los estudios de modelización varía ampliamente. Muchos estudios consideraron múltiples niveles de inyección máximos discretos, hasta 20 vol% o incluso más, lo que parece apropiado en función de los proyectos de la vida real como el proyecto Ameland que han demostrado que se pueden lograr mezclas alrededor de este nivel. Esos estudios, como (Schiebahn y otros, 2015) y (de Joode y otros, 2014), y de hecho los proyectos de equilibrio de la red de la vida real, que permiten niveles mucho más bajos de inyección de hidrógeno son posiblemente demasiado pesimistas. Muchos de los estudios que se muestran en la **Nota: Se** investigó más de un nivel de inyección, esto se muestra utilizando los marcadores de nivel "más bajo", "medio" y "más alto". **Figura N° 8** han investigado los niveles de inyección de 100 vol% modelaron esto como un caso independiente de "hidrógeno puro", en lugar de modelar un nivel de inyección sin restricciones hasta un máximo de 100 vol% (Quarton & Samsatli, 2018).



Nota: Se investigó más de un nivel de inyección, esto se muestra utilizando los marcadores de nivel "más bajo", "medio" y "más alto". **Figura N° 8.** Niveles máximos de inyección de hidrógeno utilizados en proyectos de la vida real y asumidos en estudios de modelización. **Fuente:** (Quarton & Samsatli, 2018).

En Sudamérica el mayor referente en cuanto al estudio, uso y aplicación del hidrógeno es Chile que el año 2019 junto a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) realizaron el estudio del blending para la aplicación en sus gasoductos norte, centro y sur (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020). De este modo, Chile considera en su

estudio “Inyección de hidrógeno en redes de gas natural” los años de operación del gasoducto y tipo de material del gasoducto (API 5L X-42, API 5L X-52) aptos para el blending. Por ello Chile tiene planificado hasta el año 2025 realizar el blending de hidrógeno en el total de los gasoductos chilenos (Norte, centro, sur), llegar al 2030 con emisiones bajas de CO_2 y el 2050 convertirse en el primer país sudamericano reconocido como un país referente en la aplicación de energías verdes (Vasquez Torres y otros, 2021); (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020).

2.4 Consideraciones del blending de hidrógeno en Bolivia

El ministerio de Hidrocarburos y Energías, impulsa un plan estratégico para la producción de hidrógeno verde con el objetivo de subir el potencial energético de Bolivia y contribuir a la descarbonización (Ministerio De Hidrocarburos Y Energías, 2021) ya que no se cuenta con una planta y una tecnología específica para la producción de hidrógeno.

Bolivia cuenta con una longitud total de distribución de gas natural de 606,358.00 [Km], y una longitud total de 3977.35 [Km] en redes de gasoducto según lo reportado por Yacimientos petrolíferos Fiscales (YPFB) demostradas en la **Tabla N°7**.

Tabla N°7. Sistema de transporte por gasoductos en Bolivia

Gasoducto	Siglas	Empresa Operadora	Longitud [Km]	Material
Carraco - Cochabamba	GCC	YPFB Transporte S.A.	251.3	
Gasoducto al Altiplano	GAA	YPFB Transporte S.A.	779.3	
Taquiiperenda – Cochabamba	GTC	YPFB Transporte S.A.	585.2	
Tarabuco - Sucre	GTS	YPFB Transporte S.A.	39.1	
Sucre – Potosí	GSP	YPFB Transporte S.A.	103.1	En promedio se tienen en mayor porcentaje tuberías del tipo:
Yacuiba – Rio Grande	GSCY	YPFB Transporte S.A.	441.0	
Carrasco – Yapacaní	GCY	YPFB Transporte S.A.	76.3	
Yapacaní – Colpa	GYC	YPFB Transporte S.A.	115.0	
Villamontes – Tarija – El Puente	GVT	YPFB Transporte S.A.	174.3	
Gasoducto integridad Juana Azurduy	GIJA	YPFB Transporte S.A.	14.6	
Rio Grande – Santa Cruz	GRSZ	YPFB Transporte S.A.	46.4	
Rio Grande – Mutún	GTB	YPFB Transporte S.A.	556.7	API 5L X52
Est. Chiquitos (gtb) – San Matías	GOB	Gas Oriente Boliviano LTSA.	363.0	
Ducto menos línea 12 plg.		YPFB Andina S.A.	0.05	
Yacuiba – Rio Grande	GASYRG	YPFB Transierra S.A.	432.0	
Total			3977.35 [Km]	

Fuente: Elaboración propia, en base a (YPFB,2018).

El material de las tuberías actuales de red de transporte API 5L X42 y X52 se encuentran dentro los materiales aptos para el blending de hidrógeno en los gasoductos, sin embargo, en necesario realizar un estudio del estado de los mismos de acuerdo a los mantenimientos realizados desde su implementación. Considerando otros parámetros para el transporte no se tienen análisis y/o estudios en equipos secundarios de operación, transporte, porcentaje de admisibilidad del blending de gas natural/hidrógeno. Por ello es necesario considerar diferentes escenarios y tecnología para la producción o adquisición de hidrógeno en Bolivia

a fin de realizar el blending de gas natural con hidrógeno en las redes de distribución de gas natural como se muestra en la **Tabla N°8**.

Tabla N°8. Posibles fuentes de obtención de hidrógeno en Bolivia

Fuente de obtención	Tipo de hidrógeno	Propuesta de obtención
Refinerías	Hidrógeno gris	Procesos petroquímicos
Planta de Urea y Amoniaco	Hidrógeno gris	Proceso petroquímico
Parques Fotovoltaicos	Hidrógeno verde	Mediante electrolisis
Parques Eólicos	Hidrógeno verde	Mediante electrolisis
Hidroeléctricas	Hidrógeno verde	Mediante electrolisis
Termoeléctricas	Hidrógeno verde	Mediante electrolisis
Biogás/ aire/ aguas residuales	Hidrógeno verde	Mediante electrolisis

Nota: La termoeléctrica Guaracachi actualmente produce hidrógeno mediante su planta de electrolisis para autoproducción de hidrógeno, que es usado para el enfriamiento del generador de la turbina a vapor del Ciclo Combinado (ENDE, 2022). **Fuente:** Elaboración Propia, 2022.

Evidentemente, la alternativa medioambiental más favorable para Bolivia es la obtención de hidrógeno a través de parques fotovoltaicos y eólicos, ya que el hidrógeno producido en las refinerías de petróleo y a través de la planta de urea y amoníaco sería altamente contaminante para el medio ambiente.

De este modo, el hidrógeno de origen fotovoltaico es muy ventajosa mediante electrolisis, ya que el recurso solar es el más deslocalizado de todos los recursos renovables (Linares Hurtado & Moratillas Soria, 2007). Desde el punto de vista económico y medioambiental, la energía solar fotovoltaica se considera el método de producción más eficaz para la producción de hidrógeno verde, de acuerdo a esta tecnología el rendimiento global de producción de hidrógeno es de casi un 16% usando los rendimientos de los fotoconvertidores y electrolizadores modernos de aproximadamente un 20% y un 80 %, respectivamente (Aguado Molina y otros, 2021).

Por otra parte la tecnología en los parques eólicos tiene como objetivo utilizar el hidrógeno como elemento de almacenamiento de energía química, lo que permite el acoplamiento entre la producción de energía química cuando se genera más energía eléctrica que la demanda de la red o más de lo previsto, este exceso de electricidad se envía a la celda de electrolisis, donde se produce la electrolisis del agua (reacción electroquímica para formar hidrógeno y oxígeno) (Llera Sastresa & Zabalza Bribián, 2011).

Comparando ambas tecnologías, podemos indicar que el proceso de producción fotovoltaico es similar al eólico, siendo la principal diferencia que los electrolizadores se alimentan directamente con la electricidad en corriente continua que se produce en los paneles fotovoltaicos (Aguado Molina y otros, 2021).

2.5 Impacto medio ambiental

las Naciones Unidas establecieron un sistema de límites sobre los derechos de emisiones de dióxido de carbono. (ONU, 2018), con esta medida, el carbono tiene un precio y, a medida que el límite de emisión aumenta cada año, se vuelve más costoso mismo se puede apreciar en la **Tabla N°9** .

Tabla N°9. Valores medios anuales de las emisiones de CO2.

Año	€ Ton/CO2	Año	€ Ton/CO2	Año	€ Ton/CO2	Año	€ Ton/CO2
2008	22,02	2012	7,33	2016	5,35	2020	24,75
2009	13,06	2013	4,45	2017	5,83	2021	53,55
2010	14,32	2014	5,96	2018	15,88	2022	80,87
2011	12,89	2015	7,68	2019	24,84	2023	86,96

Nota: El dato del año 2023 fue tomado de la media anual hasta el mes de mayo. **Fuente:** Elaboración propia en base a (SEDECO2, 2023).

Es así como SEDECO2 realiza evaluaciones anuales y mensuales sobre los derechos de emisión de CO2. El precio para 2022 fue de 80,87 € por tonelada de CO2 emitida. En 2023 la media anual actual se sitúa en 86,96 € por tonelada de CO2 (SEDECO2, 2023). Como puede verse en la **Figura N° 9**, esta tendencia al alza ha hecho que las tecnologías renovables sean cada vez más competitivas frente a las tecnologías convencionales y, además, las inversiones en energía limpia tienen una perspectiva a largo plazo más amplia que otras fuentes de energía.

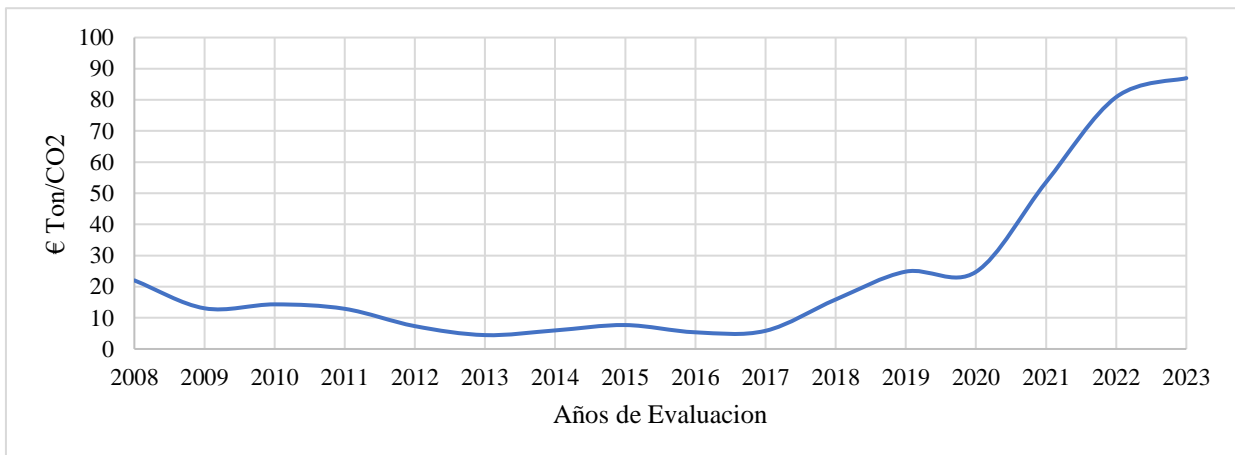
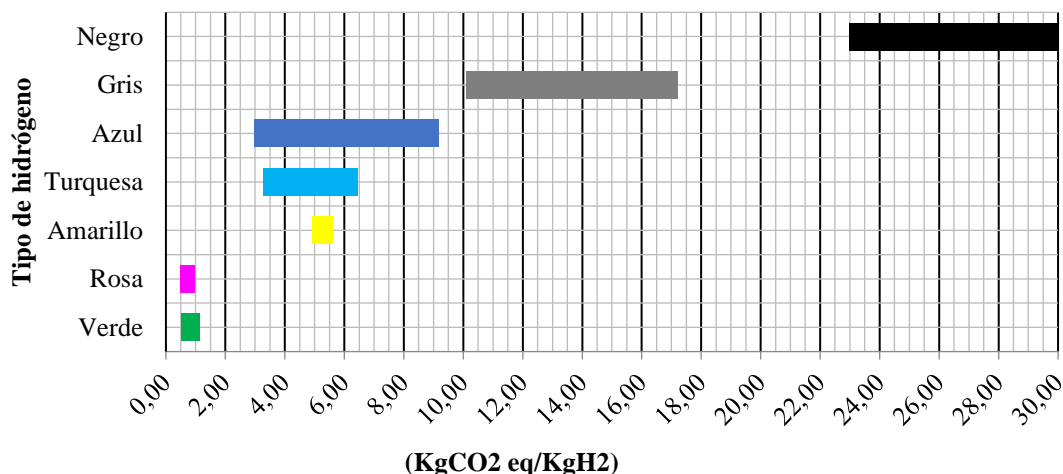


Figura N° 9. Valores medios anuales de los derechos de emisión de CO2. **Fuente:** Elaboración propia en base a (SEDECO2, 2023).

Como se mencionó anteriormente, las materias primas para la producción de hidrógeno no renovable pueden ser gas natural, petróleo y carbón. Los combustibles derivados del gas natural emiten 10,1-17,2 kilogramos de CO2 por kilogramos de hidrógeno obtenido [KgCO₂/KgH₂], mientras que el carbón emite 23-30 [KgCO₂/KgH₂]. Tal y como aprecio en la producción del hidrógeno, se podría aplicar tecnología de captura de CO₂ a estos métodos para reducir en un 90% las emisiones de este contaminante, aunque el uso de la tecnología encarecería el producto. Por tanto el hidrógeno azul emite 2,97-9,16 [KgCO₂/KgH₂], el hidrógeno turquesa emite 3,26-6,44 [KgCO₂/KgH₂], el hidrógeno amarillo emite 4,9-5,6 [KgCO₂/KgH₂], y el hidrógeno rosa emite 4,9-5,6 [KgCO₂/KgH₂], el hidrógeno rosa emite 0,47-0,96 [KgCO₂/KgH₂], y el hidrógeno verde emite 0,52-1,14 [KgCO₂/KgH₂] (Carretero, 2022); (IEA, 2019); (Gobierno de España, 2022). A continuación, se presenta la

Nota: Cuando hablamos de gases de efecto invernadero (GEI) nos referimos a CO2 equivalente (CO2 eq),

que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido de nitrógeno (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). **Figura N° 10** que compara las principales tecnologías de producción de hidrógeno en términos de emisiones equivalentes de CO₂ de acuerdo a los datos del



Nota: Cuando hablamos de gases de efecto invernadero (GEI) nos referimos a CO₂ equivalente (CO₂ eq), que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido de nitrógeno (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). **Figura N° 10.** Diagrama comparativo de las principales tecnologías de producción de hidrógeno en términos de emisiones equivalentes de CO₂ incluyendo su ciclo de vida del hidrógeno producido. **Fuente:** Elaborado en base a (Gupta R. B., 2009). párrafo anterior.

Desde la perspectiva ambiental de Chile para realizar el blending de gas natural/hidrógeno verde producido mediante la electrolisis, se reportó que el consumo total nacional de gas natural en 2019 fue de 4.699.252.920 [m³], y la inyección de 5%, 10% o 20% de hidrógeno a la red evitará que se liberen a la atmósfera 132 kilotoneladas [kt], 277 [kt] y 599 [kt] de dióxido de carbono, respectivamente. En este sentido, para producir esta cantidad de hidrógeno, siempre que los electrolizadores estén funcionando en torno al 90 %, la potencia necesaria sería de 627 megavatios [MW] (Vasquez Torres y otros, 2021).

En 2021, las emisiones de CO₂ en Bolivia han crecido 2,175 megatoneladas, un 10,74% respecto a 2020, dando como resultado 22,428 megatoneladas de CO₂, en consecuencia, Bolivia es el país número 99 del ranking de países por emisiones de CO₂, formado por 184 países, en el que se ordenan los países de menos a más contaminantes. Actualmente, en Bolivia el transporte, el uso de hidrocarburos en los procesos de industrialización, las emisiones fugitivas y otros, representan el 12,61% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de Bolivia (EXPANSION, 2021).

En este orden de ideas realizando una estimación para Bolivia, tomando como referencia a las tres principales termoeléctricas (Entre Ríos, Warnes y Del Sur) que consumen grandes cantidades de gas natural, y de acuerdo con el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entre enero y marzo de 2022 estas tres generadoras de energía eléctrica consumieron 10.235 millones de pies cúbicos (MPC) de gas natural, y la inyección de

hidrógeno al 5%. 10% o 20% evitarían que se libere aproximadamente 0.008141 [kt], 0.01708 [kt], 0.03694 [kt] de dióxido de carbono, respectivamente.

3 CONCLUSIONES

El hidrógeno al ser un vector de energía, y revisando sus propiedades fisicoquímicas es potencialmente una fuente de energía alternativa, ya que, al combustionar con el oxígeno, no libera dióxido de carbono, más al contrario la reacción nos da como producto agua. Siempre que el hidrógeno se produzca de una manera baja en carbono, ya sea a través del reformado de metano a vapor (SMR), captura y almacenamiento de carbono (CCS) o a través de la electrólisis podemos considerar con un mayor impacto para realizar el blending de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural.

En los estudios discutidos, se caracterizaron rutas bioquímicas utilizando microorganismos para la bioconversión de biomasa, principalmente a través de procesos de fermentación oscura por sus ventajas (condiciones de reacción suaves). Asimismo, existen desventajas que están directamente relacionadas con la lenta tasa de conversión para la producción de hidrógeno y el costo de los reactores y cepas requeridas para desarrollar el proceso. Por tanto, en futuras mejoras se deberían desarrollar sistemas de producción más eficientes, incluyendo nuevas cepas bacterianas más económicas.

los procesos de ruta bioquímica se han distinguido por utilizar microorganismos con el fin de convertir biomasa en productos biológicos, en particular, mediante procedimientos de fermentación oscura. De igual manera, también se han demostrado desventajas, las cuales están asociadas directamente con el índice de transformación de hidrógeno lento y con el precio de los reactores y clases, que son necesarios para poner en marcha estos procesos. En consecuencia, en las mejoras venideras, es necesario desarrollar sistemas de producción que sean más efectivos, que impliquen nuevas variedades de bacterias más económicas.

Las vías termo químicas se han reconocido por utilizar procesos catalíticos heterogéneos, en particular orientados a utilizar fuentes sedimentarias. Estos procedimientos tienen el provecho de ser fácil de adecuar a las necesidades de la industria, pese a que se requiere de componentes químicos de elevadas tarifas. Por esta razón, dentro del ámbito de los procesos que no son catalíticos como tampoco lo son, en un futuro es necesario desarrollar métodos que promuevan la utilización de fuentes sustentables y desarrollar nuevos materiales que sean beneficiosos en las áreas de operación, economía y medio ambiente. Además, los métodos foto químicos han sido igualmente efectivos como métodos para conseguir hidrógeno. Dentro de los últimos estudios, se han involucrado procedimientos que se ejecutan en su mayoría a manos de la foto descompensación del agua, de modo que, sería factible en un futuro que se potenciara el uso de la biomasa dentro de estos desarrollos, con el fin de delimitar métodos más económicos y eficientes.

las principales rutas de producción de hidrógeno asociándolas a sus colores correspondientes, como se muestra en la **Tabla N° 2** son de vital importancia para determinar el origen del hidrógeno que se utilice en las diversas aplicaciones, tanto desde

un punto de vista económico como medioambiental. En el punto de consumo final todos los tipos de hidrógeno presentarán las mismas emisiones, nulas, pero si se tiene en cuenta todo el ciclo de producción y consumo, unos claramente tendrán emisiones de gases de efecto invernadero muy superiores a otros como se observa en la **Nota: Cuando** hablamos de gases de efecto invernadero (GEI) nos referimos a CO2 equivalente (CO2 eq), que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO2), metano (CH4), óxido de nitrógeno (N2O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF6). **Figura N° 10.**

Realmente tan solo las emisiones directas del hidrógeno turquesa, rosa y verde son nulas, y en algunos países, según su mix energético, lo podría ser también el hidrógeno amarillo. En el caso del hidrógeno turquesa, las causas de las emisiones asociadas a la cadena de suministro del gas natural hacen que, si se tiene en cuenta la totalidad del ciclo de vida, sus emisiones se incrementen notablemente y quedan como alternativa ecológica el hidrógeno rosado y el verde. El hidrógeno de color rosa, por otro lado, requiere de energía nuclear y presenta una problemática social en el momento en que los intervalos para la creación de nuevas centrales nucleares son mayores a diez años. De esta manera, el hidrógeno verde parece ser la principal alternativa para el futuro, sus emisiones directas son nulas y las emisiones indirectas pueden ser drásticamente reducidas.

La producción de hidrógeno por electrólisis del agua no producirá contaminantes en principio, pero consume mucha electricidad, por lo que el impacto de este método de producción de hidrógeno en el medio ambiente depende fundamentalmente de la fuente de la electricidad consumida. Usar electricidad de fuentes renovables es la solución más sostenible para esta ruta de producción de hidrógeno. El impacto ambiental de la electrolización del agua para producir hidrógeno depende en gran medida de la fuente de entrada de electricidad al proceso. El reformado de hidrocarburos (principalmente metano) es actualmente el proceso más utilizado y económico, teniendo como principal desventaja las elevadas emisiones de CO2. El reformado de productos obtenidos a partir de biomasa como el biometano es, por tanto, una alternativa atractiva, beneficiándose de la madurez de la tecnología y su neutralidad en términos de emisiones de CO2.

Tomando una conclusión general en este aspecto, podemos indicar que las tecnologías que presentan menores costes son realmente contaminantes, mientras que las que presentan unas mejores características medioambientales todavía cuentan con un costo elevado. Esta es la única limitante que le resta al hidrógeno verde para ser la mejor alternativa en cualquiera de las dos opciones mencionadas, económica y medioambiental. Actualmente es sin duda la mejor solución a nivel medioambiental, resta únicamente lograr equiparar sus costes con los del hidrógeno producido a partir del gas natural.

Uno de los principales objetivos de este artículo es estudiar la producción y el transporte de gas natural/hidrógeno, por ello como se demuestra en la **Tabla N°5** uno de los principales problemas que tiene el hidrógeno es la fragilización por las paredes de la tubería, Aqua consultants & element energy, realizaron el estudio correspondiente a los grados de acero permitidos para la aceptabilidad del hidrógeno, mismo concluye indicando que existen 4 tipos de tuberías de aceros que ya fueron probados, entre estos grados de acero se encuentran API 5L X42, API 5L X46, API 5L X52, La fragilización por hidrógeno afecta la

integridad estructural de la línea de transmisión y los componentes metálicos asociados, no obstante puede infiltrar y difundir moléculas de hidrógeno en la red de tuberías a través de la presión interna ejercida sobre las paredes de la tubería. Esto da como resultado una menor ductilidad de la pared de la tubería y fallas mecánicas de la tubería.

Alternativamente a nivel mundial, se evaluó el potencial de HIGG desde la perspectiva de todo el sistema. Varios proyectos de la vida real están investigando los aspectos prácticos de HIGG para niveles de inyección más altos. Algunos estudios económicos también han intentado adoptar una perspectiva de todo el sistema; sin embargo, los estudios de optimización son los más adecuados para esto, ya que pueden modelar el funcionamiento del sistema y tomar decisiones operativas y de inversión. Sin embargo, hasta la fecha, relativamente pocos estudios de optimización han incluido HIGG.

En el contexto actual, Bolivia no cuenta campos nuevos de explotación de yacimiento de gas natural o petróleo, de este modo el hidrógeno puede ser un gran potencial de estudio para sustituir el gas natural mediante el blending de gas natural/hidrógeno, pero la producción y el almacenaje de hidrógeno juegan un papel muy importante a la hora de plantear escenarios de implementación de esta tecnología como también la edición a las redes de distribución de gas natural, así también Bolivia apunta a la transición energética con parques fotovoltaicos y parques eólicos es así que actualmente en Bolivia existe una sobre oferta de energía eléctrica, de este modo una propuesta alterna es producir hidrógeno en los parques fotovoltaicos y los parques eólicos.

Actualmente se puede obtener hidrógeno a partir de varias tecnologías en el país, ya sea mediante parques fotovoltaicos o eólicos, pero el principal tema a tratar es el almacenamiento del hidrógeno, ya que el mismo tiene elevados costos de inversión, es por ello que lo más conveniente sería producirlo e inmediatamente aplicarlo a plantas que operen con gas como son las termoeléctricas, hidroeléctricas y equipos secundarios que usan el gas natural como principal combustible.

En el país se tienen gasoductos aun operando desde el año 1974 , algunos de estos gasoductos y redes de distribución son de grado API 5L X42 y API 5L X52, pero no se cuentan con datos publicados con exactitud para una correcta determinación de su operabilidad con hidrógeno. Para saber esto con mayor exactitud se deben realizar pruebas del estado actual y niveles de corrosión para demostrar si el blending de gas natural/hidrógeno es aceptado, como también conocer el porcentaje de mezcla y condiciones de operabilidad.

Por ahora, se ha trabajado poco para aplicar el blending de gas natural con hidrógeno en las redes de transporte bolivianas, sin embargo, se requiere mucha más investigación académica e industrial y trabajo, especialmente por parte de los formuladores de políticas, ya que no se tienen las mismas, ni tampoco regulaciones para el blending de hidrógeno en los gasoductos y las redes de distribución del gas natural.

4 BIBLIOGRAFÍA

- Andarcia Garcia, O. A., & Molina Robles, Z. C. (2013). *Estudio de los aceros empleados para el transporte de gas por tuberías*. Universidad de Oriente Nucleo de Manogas, Maturín. https://handbook.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/71.pdf
- Aguado Molina, R., Casteleiro Roca, J. L., Jove Pérez, E., Zayas Gato, F., Quintián Pardo, H., & Calvo Rolle, J. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. *Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións*, XII, 154. <https://doi.org/https://doi.org/10.17979/spudc.9788497497985>
- Aguado Molina, R., Casteleiro Roca, J. L., Jove Pérez, E., Zayas Gato, F., Quintián Pardo, H., & Calvo Rolle, J. L. (2021). *Hidrógeno y su almacenamiento*. Coruña, España: Universidade da Coruña. <https://doi.org/https://doi.org/10.17979/spudc.9788497497985>
- ANH. (2009). ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos : <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=41&R=66&D=1>
- Aqua Consultants, Element Energy. (2021). *New Zealand Hydrogen Pipeline Feasibility*. Nueva Zelanda: Provincial Development Unit.
- ARENA. (2 de Septiembre de 2019). *Agency, Australian Renewable Energy*. Retrieved 5 de Mayo de 2023, from <https://arena.gov.au/news/world-first-project-to-turn-biogas-from-sewage-into-hydrogen-and-graphite/>
- Boudellal, M. (2018). *Power-to-Gas*. Alemania: DE GRUYTER. <https://doi.org/10.1515/9783110559811-001>
- Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. . (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *INGENIERÍA Y COMPETITIVIDAD*, 23(2). <https://doi.org/https://doi.org/10.25100/iyc.v23i2.11155>
- Carretero, Ó. S. (2022). *Apilados*. Retrieved 15 de Diciembre de 2022, from <https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/>
- Castells, X. E. (2013). Reciclaje De Residuos Industriales. En X. E. Castells, *Reciclaje De Residuos Industriales* (pág. 92). Madrid, España.
- CNH2. (2021). Centro Nacional del Hidrógeno: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>

- de Joode, J., Daniëls, B., Smekens, K., van Stralen, J., Dalla Longa, F., Schoots, K., . . . Holstein, J. (2014). *Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system*. Report, ECN & DNV GL, The Netherlands. <https://www.ecn.nl/docs/library/report/2014/e14026.pdf>
- Duarte, H. A. (16 de Marzo de 2016). Producción de Hidrógeno a partir de materias primas renovables derivadas de biomasa. *Universidad Nacional del Litoral. Facultad de Ingeniería Química; Argentina*. <http://hdl.handle.net/11185/983>
- E.M.do Sacramento, Paulo C.M.Carvalho, L.C.de Lima, T.N.Veziroglu. (Noviembre de 2013). Energy Policy - Feasibility study for the transition towards a hydrogen economy: A case study in Brazil. *ELSEVIER*, 62, 3-9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.071>
- Emsley, J. (2001). *Nature's Building Blocks* (First Edition ed.). October 12, 2011: Oxford: Oxford University Press.
- ENDE. (22 de Julio de 2022). *Ende Guaracachi*. <https://guaracachi.com.bo/index.php/publicaciones/noticias/249-ende-guaracachi-instala-planta-de-hidrogeno-para-ciclo-combinado>
- Energy, U. D. (2021). *ENERGY.GOV*. Retrieved Agosto de 2022, from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>
- EXPANSION. (2021). *EXPANSION*. (Unidad Editorial Información Económica, S.L.U.) Retrieved 12 de Agosto de 2022, from <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/bolivia>
- Ghimire, A., Frunzo, L., Pirozzi, F., Trably, E., Escudie, R., Lens, P. N., & Esposito, G. (15 de April de 2015). A review on dark fermentative biohydrogen production from organic biomass: Process parameters and use of by-products. *Applied Energy*, 144, 73-95.
- Gobierno de España. (2022). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>
- Götz Thilo Müller von der Grün, Steven Hotopp, Joachim Müller-Kirchenbauer. (2013). Transport and Usage of Hydrogen via Natural Gas Pipeline Systems. (M. H. al., Ed.) *Springer*, 421–436. https://doi.org/10.1007/978-3-642-37849-2_33

- Guo, J., Zhang, Y., Zavabeti, A., Chen, K., Guo, Y., Hu, G., . . . Li, G. K. (6 de Septiembre de 2022). Hydrogen production from the air. *Nature Communications*, 13(5046 (2022)). <https://doi.org/https://doi.org/10.1038/s41467-022-32652-y>
- Gupta, R. B. (2009). *Hydrogen fuel : production, transport, and storage*. United States of America: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business.
- Gupta, R. B. (2009). *Hydrogen fuel : production, transport, and storage*. United States of America: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business.
- House, J. E., & House, K. A. (2016). Chapter 7 - Hydrogen. *Academic Press*, 111 - 121. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804697-5.00007-5>
- iAguá. (20 de Febrero de 2023). Retrieved 15 de Mayo de 2023, from <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/como-producir-hidrógeno-directamente-agua-mar-necesidad-desalacion>
- IEA. (2019). *International Energy Agency*. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>
- IEA. (Septiembre de 2022). Hydrogen. *IEA*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>, License: CC BY 4.0
- International Energy Agency, I. (Enero de 2006). *Hydrogen Production and Storage R&D*. (I. Publications, Ed.) Paris, Francia: Head of Publications. Retrieved 12 de Julio de 2021, from books@iea.org
- J. P. Hodges, W. Geary, S. Graham, Philip Hooker, R. Goff. (01 de January de 2015). Injecting Hydrogen into the Gas Network- A Literature Search. *Institution of Gas Engineers and Managers (IGEM)*. <https://www.h2knowledgecentre.com/content/policypaper1193>
- Levalley, T. L., Richard, A. R., & Fan, M. (13 de Octubre de 2014). The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(30), 16983 - 17000. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.08.041>
- Linares Hurtado, J. I., & Moratillas Soria, B. Y. (2007). *El Hidrógeno y la Energía*. España.
- Llera Sastresa, E. M., & Zabalza Bribián, I. (2011). Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos.

- Loomba, S., Waqas Khan, M., Haris, M., Mousavi, e., Zavabeti, A., Xu, K., . . . Mahmood, N. (8 de Febrero de 2023). Nitrogen-Doped Porous Nickel Molybdenum Phosphide Sheets for Efficient Seawater Splitting. *Small*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/sml.20220731>
- Lucena, F. J. (Mayo de 2010). análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica aportaciones al modelo dinámico de sistemas. Sevilla.
- Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., & Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *45*, 785-807. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
- M.^a Llera Sastresa, E., & Zabalza Bibrián, I. (2011). Producción, almacenamiento y usos energéticos. En *Hidrógeno : producción, almacenamiento y usos energéticos* (1.^a edición ed.). Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- MarcoGaz. (01 de Octubre de 2019). *Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use - TF_H2-427*. <https://www.MARCOGAZ.org/publications-1/documents/>
- McMurry E., John Y Fay C., Robert. (2009). *Química General*. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Messaoudani, Z. I., Rigas, F., Binti Hamid, M. D., & Che Hassan, C. (19 de October de 2016). Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: A critical review. *International Journal of Hydrogen Energy*, *41*, 17511-17525. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.171>.
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (Noviembre de 2020). *Ministerio de Energía*. (M. Correa A, C. Barría Q, & B. Maluenda P, Edits.)
- Ministerio De Hidrocarburos Y Energías, M. (27 de Febrero de 2021). *Ministerio De Hidrocarburos Y Energías*. <https://www.mhe.gob.bo/2021/02/27/bolivia-impulsa-un-plan-para-la-generacion-de-hidrogeno-verde-rumbo-a-la-transicion-energetica/>
- Morante, J. R., Andreu, T., Garcia, G., Guilera, J., Tarancon, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. (Vol. 35). Madrid, España: Naturgy. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>

- ONU. (2018). *La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe (LC/G.2681-P/Rev.3)*. Naciones Unidas, Santiago.
- Pearson, M. (12 de Julio de 2018). Dispelling Common Hydrogen Safety Myths. *Ballard*. <https://blog.ballard.com/hydrogen-safety-myths>
- Pino Morales, F. (2006). *Geotecnia*. Maturin, Monagas, Venezuela. Retrieved 12 de Diciembre de 2022, from <https://dokumen.tips/documents/pino-f-curso-de-gasotecnia.html?page=689>
- Piqué, J. L. (2010). *El Hidrógeno Y Nuestro Futuro Energético* (Primera ed.). (S. Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, Ed.) Catalunya, España: UPC. Retrieved 18 de Julio de 2021, from www.edicionsupc.es
- Polman EA, de Laat JC, Crowther M. (2003). *Reduction of CO2 emissions by adding hydrogen*. Report. International Energy Agency. https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf.
- Puchades, L. (Marzo de 2021). *BIOVIC*. <https://www.dropbox.com/s/11d4qfsabs6uztb/134-137%20RETEMA229.pdf?dl=0>
- Quarton, C. J., & Samsatli, S. (December de 2018). Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? *ELSEVIER*, 98, 302 - 316. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>
- Ram B. Gupta, A. B. (Ed.). (2015). Compendium of Hydrogen Energy. *Woodhead Publishing Series in Energy*, 2, 438. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/C2014-0-02673-1>
- Relaciones Externas Bolivia, M. (2 de Junio de 2017). *Ministerio De Relaciones Externas*. <https://www.cancilleria.gob.bo/webmre/node/2057>
- Romilio Tambutti, Hector Muñoz. (2002). *Física/ Physics*. Mexico, D.F.: LIMUSA, S.A.
- Rudolf, C. H. (1977). *Química General*. Barcelona, España: Reverte, S.A. Retrieved 1 de Julio de 2022, from <https://books.google.es/books?id=CrMTtgiB2wcC&pg=PA15&dq=masa+atomica+hidr\u00f3geno+1,007&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwiov6au4trcAhWkyIUKHZzPApQ>

Q6AEIJzAA#v=onepage&q=masa%20atomica%20hidrógeno%201%2C007&f=false

- Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., & Stolten, D. (6 de Abril de 2015). Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12), 4285-4294. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>.
- SEDECO2. (2023). *SEDECO2*. Retrieved 29 de Mayo de 2023, from <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- Speirs J, Balcombe P, Johnson E, Martin J, Brandon N, Hawkes A. (2017). *A greener gas grid: what are the options?* Report. <https://www.sustainablegasinstitute.org/a-greener-gas-grid>.
- Stephen Clegg, Mancarella, Pierluigi. (01 de February de 2016). Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems. *IET - The Institution of Engineering and Technology*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0439>
- Sternberg, A., & Bardow, A. (20 de Enero de 2015). Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. *Energy & Environmental Science*, 8, 389-400. <https://doi.org/https://doi.org/10.1039/C4EE03051F>
- Tabkhi, F., Azzaro-Pantel, C., Pibouleau, L., & Domenech, S. (2008). A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.103>
- U.S. Department Of Energy. (2001). *Office of the Assistant Secretary Energy Efficiency & Renewable Energy*. Retrieved 2022, from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>
- Vargas, G. A. (2016). El Hidrógeno Como Fuente Alterna de Energía. *CINVESTAV*.
- Vasquez Torres, R., Tello Guerra, P., Fuster Justiniano, J., Farias Hermosilla, R., Espinoza Caceres, E., & Machuca Lazo, N. (2021). *Inyeccion de hidrógeno en redes de gas natural*. Santiago de Chile. www.energia.gob.cl
- Wylie-Interscience. (2005). “Hydrogen”. *Van Nostrand's Encyclopedia of Chemistry*., 797-799.

Zhiliang Cao, Henry Gu Cao. (2014). Unified Field Theory and Topology of Nuclei.
International Journal of Physics, 2(1), 15-22. <https://doi.org/10.12691/ijp-2-1-4>

Fecha de Recepción: 16/06/2023

Fecha de Aprobación: 16/06/2023

Fecha de Publicación: 16/06/2023

Artículo científico.

Reducción de emisiones de CO₂ en la ciudad de Cochabamba, por la sustitución de minibuses a diésel por minibuses eléctricos en el transporte urbano

Reduction of CO₂ emissions in the city of Cochabamba, due to the substitution of diesel minibuses for electric minibuses in urban transport

Abigail Lupe Aguilar Yapura¹ORCID 0009-0007-6931-8235. PhD. Miguel Fernández Fuentes²
ORCID 0000-0003-4562-9972

1. Ing. Petróleo, Gas y Energías. Univalle. Cochabamba. Bolivia. Correo electrónico corporativo. abita9820@gmail.com.
2. Aseror en energía y descarbonización. Cochabamba. Bolivia. mfernandezfu@univalle.edu.

RESUMEN

El presente estudio analiza la posibilidad de reducir las emisiones de CO₂ proveniente del transporte público de la ciudad de Cochabamba, a través de la sustitución parcial de los microbuses a diésel por minibuses eléctricos, debido a que en 2018 un estudio del Programa Municipal de Transporte Cochabamba determinó que el parque automotor es el responsable del 86% de la contaminación ambiental en la ciudad. A través de la revisión bibliográfica se obtuvieron datos actualizados de la matriz energética, del parque automotor en el departamento, de las diferentes tecnologías de electromovilidad que puedan ser fácilmente adaptables a la topografía de Cochabamba y finalmente de los costos operativos de estas movilidades.

Si existiera una política de incentivos y mecanismo de financiamiento para la sustitución de la muestra seleccionada, en función a modelos de microbuses y minibuses del transporte público anteriores al año 2.000 y que utilizan diésel, es decir, 1.766 vehículos, por unidades de electromovilidad, la reducción de emisiones en relación a la totalidad de vehículos del parque

automotor público de Cochabamba -17.526 motorizados- sería aproximadamente el 7.36%; la ejecución del proyecto apuntaría al desarrollo sostenible del autotransporte. Se espera que en los siguientes años el Estado boliviano apoye la sustitución de vehículos a combustión, pues cada día aumenta la contaminación atmosférica, disminuyen las reservas de hidrocarburos y se incrementa la importación de diésel. Las ventajas adicionales para Bolivia son que tiene reservas importantes de Litio a nivel mundial, y a su vez también está impulsando su industrialización para la construcción de sistemas de almacenamiento de energía que son importantes para el desarrollo de la electromovilidad; de esta manera se aportará al cumplimiento de los objetivos del IPCC (Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático), de reducir las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero en el planeta.

Palabras clave: Gases de Efecto Invernadero. Electromovilidad. transporte urbano. emisión de CO₂. baterías de litio. IPCC. minibuses eléctricos. transición energética.

ABSTRACT

This study analyzes the possibility of reducing CO₂ emissions from public transport in the city of Cochabamba, through the partial replacement of diesel minibuses with electric minibuses, because in 2018 a study by the Cochabamba Municipal Transport Program depletion that the vehicle fleet is responsible for 86% of the environmental pollution in the city. Through the bibliographic review, updated data was obtained on the energy matrix, the vehicle fleet in the department, the different electromobility technologies that can easily adapt to the topography of Cochabamba, and the operating costs of these mobilities.

If there were an incentive policy and financing mechanism for the replacement of the selected sample (minibus models less than the year 2,000 and that use diesel, 1,766 vehicles) for electric minibus, the reduction of CO₂ emissions calculated over the total of cars in the public transport of Cochabamba (17,526 motorized vehicles), it is approximately 7.36%.

The execution of the project would underpin the sustainable development of motor transport. It is expected that in the following years, the State will recover the substitution of combustion vehicles since air pollution increases daily and hydrocarbon reserves decrease. An additional advantage for Bolivia is that it has significant lithium reserves at the level, and is promoting its industrialization of lithium for the construction of storage systems, contributing at the same time to the global

objectives of the IPCC (Intergovernmental Panel of Experts on Climate Change), emitting less polluting gases and the greenhouse effect.

Keywords: Greenhouse Gases. Electromobility. vehicle fleet. CO2 emission. lithium-ion batteries. IPCC. electric minibuses. energy transition

1. INTRODUCCIÓN

El calentamiento de la Tierra está relacionado con el aumento de la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI) como consecuencia de la revolución industrial (Nature, 2016). Asimismo, el IPCC (Panel Internacional de Cambio Climático) advirtió que para no sobrepasar el incremento de temperatura en 1.5 grados Celsius, que afectaría de manera irreversible el clima, el sector energético debería bajar al 45% sus emisiones de CO₂ al 2030 y ser completamente neutros en carbono al año 2050.

Para el caso de Bolivia, Fernández F., Fernández V. y Rodríguez C. (2020) mostraron que la transformación de la matriz energética nacional en otra más responsable con el medio ambiente es imprescindible lograr las metas de descarbonización del sector y cumplir las metas del IPCC. El cambio de la matriz energética también responde a los lineamientos establecidos en la Constitución Política del Estado. Si bien no establecieron metas periódicas para esta transformación, en 2016 Bolivia se adhirió al Acuerdo de París, comprometiéndose a reducir las emisiones del sector eléctrico de 0,45 kg/kWh a 0,04 kg/kWh hasta el 2030.

Actualmente, la generación de electricidad proviene 71% del gas natural, 29% de energía hidroeléctrica, 1% de diésel y 1% de otras fuentes renovables (Ministerio de Energías, 2017). La mayor potencia instalada corresponde a las centrales termoeléctricas de gas de ciclo abierto con el 55%, seguida por centrales hidroeléctricas que tienen el 26%, termoeléctricas de gas de ciclo combinado con el 16% y generadores de biomasa, energía eólica con un 2% y 1% de participación respectivamente. En este contexto el Gobierno Nacional prevé realizar cambios en la matriz eléctrica del país, para llegar al 2025 generando electricidad en un 74% con base en hidroelectricidad, un 4% fuentes renovables (solar, eólica, geotermia, biomasa, etc.) y solo un 22% de combustibles fósiles (Ministerio de Energías, 2017). Finalmente, las emisiones del sector eléctrico y su proyección en un escenario de descarbonización fueron estudiadas por Fernández C.

et al (2022) mostrando la necesidad de incorporar energías renovables en la matriz energética boliviana.

Al analizar el consumo de combustibles fósiles en Bolivia, se obtiene que el sector del transporte es el mayor consumidor representando hasta el 58% del consumo total de energía del país. Si bien Bolivia es un gran productor de Gas Natural, no produce diésel en cantidades suficientes, por lo que importa grandes volúmenes de este combustible para satisfacer la demanda interna. El Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE) en su edición N° 910 del Boletín CIFRAS, 2020 titulado "Bolivia: Importaciones de Diésel" muestra que, entre 2006 y 2019, las importaciones de diésel sumaron 8.677 millones de dólares por la compra de casi 11 millones de toneladas métricas de diésel. En 2019, las compras externas de diésel tuvieron un crecimiento en el valor y el volumen, en términos porcentuales 2% y 3% respectivamente, comparado con el 2018 (IBCE, 2020).

Los motores de combustión interna son la principal fuente de energía mecánica, sin embargo, la combustión de combustibles fósiles genera productos nocivos para la salud, como el dióxido y monóxido de carbono (CO_2 y CO respectivamente), dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) y diversos materiales particulados (Flores, 2014), y en Bolivia se estima que la quema de 1 litro de diésel emite 2,65 kg de CO_2 y, 2,37 kg de CO_2 por litro de gasolina quemada. En 2015, los vehículos que circulan en Bolivia, según datos de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), consumieron un aproximado diario de 5'014.141 litros de diésel y 3'891.128 litros de gasolina año en que se registraron un total aproximado de 7'695.781,010 Tn de CO_2 de emisiones de ambos combustibles (ANH, 2015).

En todo caso, el parque automotor continúa creciendo, como se aprecia en la figura 1, donde al 2019 el parque automotor está conformado por 2'013.400 unidades de las cuales en el eje troncal (La Paz, Cochabamba, y Santa Cruz) se encuentran el 79% de todos los vehículos.

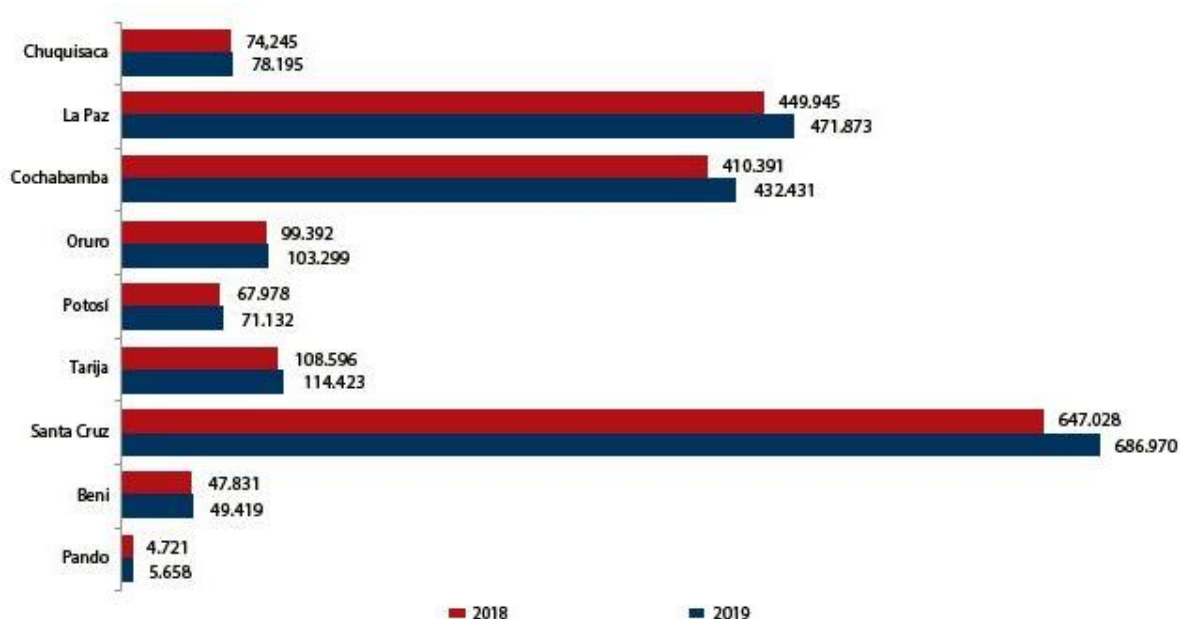


Figura N° 1. Bolivia: Parque Automotor, Según Departamento, 2018- 2019 (En Número de Vehículos) Fuente: Registro Único para la Administración Tributaria Municipal (RUAT)

En el caso concreto de Cochabamba, el parque automotor es responsable del 86% de la contaminación ambiental y de la mala calidad del aire local en la ciudad (“Estadísticas del Parque Automotor 2005 – 2019”, PROMUT, 2018 del Instituto Nacional de Estadística, 2019). Para la gestión 2019, el parque automotor de Cochabamba estaba compuesto por 378.347 vehículos particulares y 48.963 motorizados del sector público, los cuales generaron alrededor de 1,3 millones de toneladas de CO₂ ese mismo año (Opinión, 2019).

En la Figura 2, se aprecia que, en el transporte público de Cochabamba, de 1.885 microbuses (vehículos del sector público de Cochabamba cuyas dimensiones aproximadas son Longitud = 7 m, Ancho = 2,1 m y la capacidad de pasajeros sentados es de 30), solamente 144 son modelos entre el año 2000 y 2020, es decir que más del 92% de los microbuses tienen una antigüedad de más de 20 años (entre 1969 y 2000). Para el caso de los minibuses (vehículos del sector público de Cochabamba con dimensiones aproximadas de Longitud = 5,5 m, Ancho = 1,9 m y la capacidad de pasajeros sentados es de 18), existen 9.547, de los cuales 2.014 son modelos de 1991 a 2000, 3.344 entre 2000 y 2016 y, 4.189 entre 2016 y 2020. Finalmente, en el caso de los taxitrufis (vehículos del sector público de Cochabamba con dimensiones aproximadas de Longitud = 3,5 m, Ancho =

1,8 m y la capacidad de pasajeros sentados es de 9), operan 6.094 unidades de las cuales el 87% son modelos anteriores al año 2000

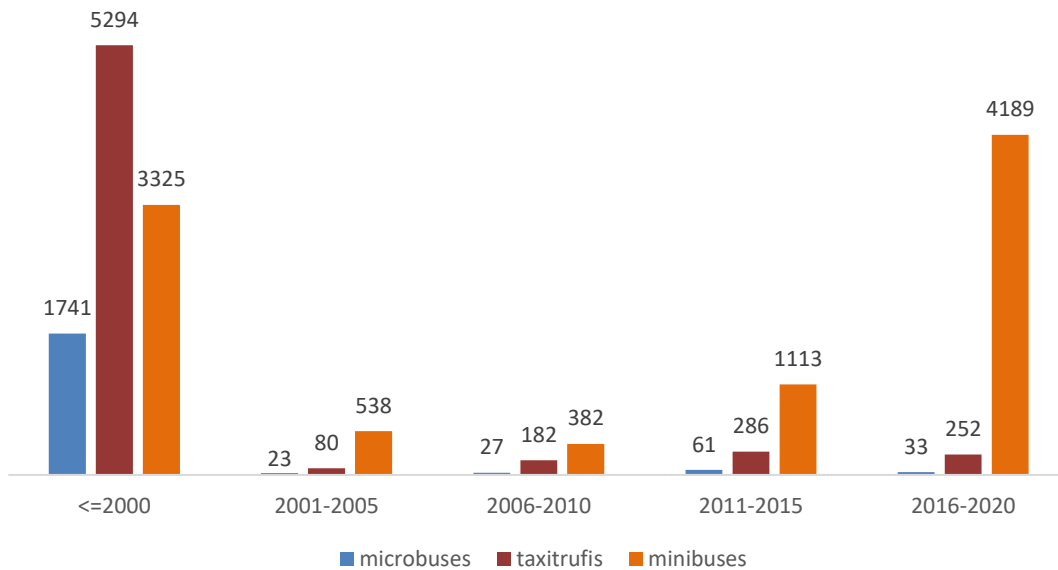


Figura N° 2. Cochabamba: Parque Automotor público por año de modelo, 2019. Fuente: Elaboración propia en base a datos del INE, 2019.

Respecto al consumo de combustible del parque automotor de transporte público, se muestra que, si bien el principal combustible es la gasolina, la demanda de diésel tiene su origen en los microbuses y minibuses de Cochabamba (INE, 2019) como se muestra en la Figura 3.

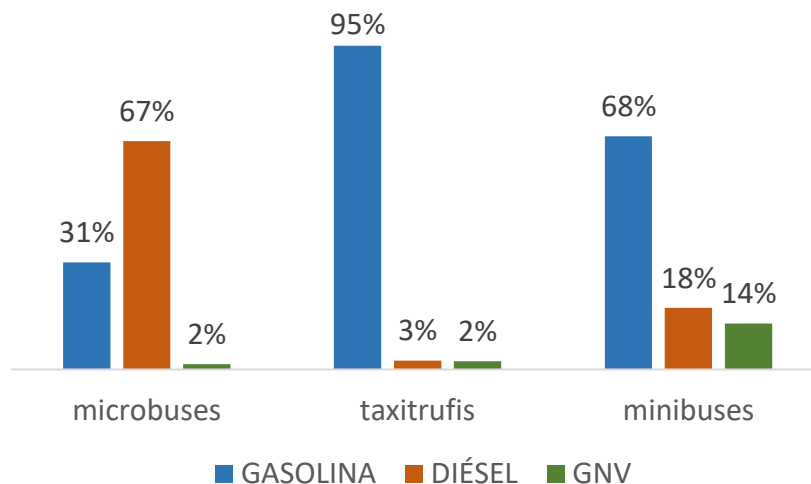


Figura N° 3. Cochabamba: Parque automotor público por tipo de combustible, 2019 Fuente: Elaboración propia, 2021, en base a datos del INE, 2019.

En ese sentido, el reemplazo de combustibles fósiles en el sector transporte público incorporando electricidad sería una contribución efectiva a la reducción de emisiones del sector energético boliviano, además reduciría la importación de diésel y el desequilibrio de la balanza comercial. Adicionalmente, la incorporación de transporte eléctrico sería factible económicamente, pues la electricidad tiene un menor costo respecto al diésel, y por otro lado existen menores costos de mantenimiento en un coche eléctrico, reduciéndose este en alrededor del 30% del costo del mantenimiento convencional según Peugeot. (Aragón, 2021). La electromovilidad es una tendencia global hacia la cual los países de la región de Latinoamérica están apuntando y que más allá del impacto en la disminución de emisiones, presenta el desafío de replantear el uso de la matriz energética (Isla, 2019, p.8).

Respecto a la disponibilidad de electricidad para apoyar esta transformación del parque automotor, un informe elaborado por ENERGETICA y WWF (2017), señala que en Bolivia existiría un excedente de capacidad de generación de energía eléctrica de aproximadamente 1.086 MW considerando que el consumo máximo en el país es de 1.400 MW y la potencia total instalada es de 2.486 MW. Con esta información, es posible inferir que el aprovechamiento del excedente de potencia de generación instalada podría emplearse en el impulso a los vehículos eléctricos, como alternativa al consumo de combustible diésel, sin causar una presión al sector de generación de electricidad.

Por otra parte, existe una acelerada diversificación de desarrollos tecnológicos y una redefinición del ecosistema de empresas que movilizan este mercado, en particular aquellas relacionadas con la investigación y desarrollo de baterías de iones de litio de alto rendimiento que habilitaron el desarrollo de los vehículos eléctricos. (Isla, 2019, p.15). El Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) reportó en febrero de 2019, en su informe anual "Resumen de productos minerales" (Mineral Commodity Summaries), que Bolivia es el mayor poseedor de litio en el mundo, con 21 millones de toneladas métricas de este mineral (Miranda, 2020). La administración de este recurso mineral se realiza a través de la empresa estatal Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB). Actualmente, el país ya produce y exporta cloruro de potasio y carbonato del litio extraídos del Salar de Uyuni, además tiene en operaciones una planta piloto para la producción de baterías que se proponía producir 6.000 unidades (Miranda, 2020).

Dadas las actuales condiciones en Bolivia, referidas al incipiente desarrollo de la electromovilidad aplicada al uso público, se plantea realizar el estudio del transporte público en rutas cortas al interior de la ciudad, lo que sugiere utilizar minibuses eléctricos, pues son más compactos, menos pesados y por tanto más veloces, de carga más rápida, por este motivo se considera este tipo de minibuses que ofrece el mercado internacional, descartando de momento el transporte interprovincial. Así, el objetivo de la investigación es examinar y evaluar las proyecciones de disminución de emisiones de CO₂, haciendo la comparación entre un minibús a diésel y un minibús eléctrico, determinando una muestra en base a los vehículos motores diésel, modelos inferiores al 2000, del sector público de la ciudad de Cochabamba, para analizar y visualizar el impacto ambiental, así como económico. Por otra parte, también se valorará la reducción económica y volumétrica que representaría la sustitución de la muestra seleccionada por electromovilidad y así, obtener un análisis cuantitativo sobre el ahorro que generaría el Estado Boliviano, si invirtiese en la adquisición de transporte eléctrico masivo, para las ciudades con mayores índices de contaminación.

2. METODOLOGÍA

De acuerdo con Hernández, Fernández y Baptista, la metodología de la investigación son los diferentes pasos o etapas que son realizados para llevar a cabo una investigación social y científica. En este estudio, la metodología aplicada inicia con una revisión de información secundaria referida al parque automotor, el consumo de combustibles y los posibles modelos de minibuses eléctricos a utilizar en reemplazo a los vehículos a diésel.

Como parte del trabajo de campo, se realizó una selección de la muestra, la recolección de datos, el análisis e interpretación de resultados. Estos resultados iniciales permitirán seleccionar con mayor especificidad el modelo de minibús eléctrico a utilizar como ejemplo de reemplazo.

El análisis se realiza considerando el transporte público en general de Cochabamba, y se toma como sector de estudio los microbuses y minibuses que consumen diésel.

La población muestra se detalla en la Tabla 1.

Tabla N° 1. Determinación de población muestra

Tipo de Vehículos	N° Vehículos Iniciales	Modelos \leq 2000	Diésel	N° Vehículos Finales
Microbús	1.885	92,36%	66,98%	1.166
Minibús	9.547	34,83%	18,05%	600
			Total	1.766

Fuente: Elaboración propia, basado en datos del INE, 2019.

Para realizar las encuestas y obtener datos se identificaron las rutas de Nor-Oeste a Sur-Este de la ciudad y, entre estas se seleccionaron las líneas de minibuses: 3v, A y 1 que suman 145 vehículos. Se eligieron estas rutas, debido al conocimiento de algunos informantes claves que viabilizan el acceso a información primaria, ya que los transportistas son muy reservados en cuanto a la entrega de información sobre su actividad.

El tipo de muestreo seleccionado es: MUESTREO NO PROBABILÍSTICO, por CONVENIENCIA o INTENCIONAL, donde la muestra de la población está convenientemente disponible, es fácil de reclutar y no necesita representar a toda la población. Para la selección de la muestra primeramente se delimitó el universo de estudio:

- **Universo:** se tomó en cuenta los principales vehículos públicos que ingresan al centro de la ciudad de Cochabamba que son: microbuses, taxitrufis y minibuses, que en general representan 17.526 vehículos.

Para la selección de la población se consideró los siguientes parámetros:

- Del universo delimitado, se tiene que: el 32,1% de los microbuses son modelos anteriores al año 2000, igualmente el 16,8% minibuses y el 51,1% taxitrufis. Los vehículos de transporte masivo son: microbuses y minibuses, por lo que, por conveniencia para este estudio, la población se representa por este tipo de vehículos con modelos inferiores al 2000.
- Se seleccionan vehículos cuyo combustible automotor sea el diésel, debido a que éste combustible genera mayores índices de contaminación atmosférica, su importación se

realiza en grandes cantidades a precios internacionales y su venta a un precio inferior, provocando fuga de divisas.

Una vez obtenida y procesada la información primaria se realizaron las evaluaciones y comparaciones correspondientes entre tecnologías en términos de inversiones, costos de operación y mantenimiento, consumo de combustibles e impactos considerando precios locales y también los precios internacionales del diésel importado.

Para el cálculo de las emisiones se utilizaron los factores que se detallan en la Tabla 2, la que muestra las emisiones de CO₂ generadas por tipo de combustible según la NORMA BOLIVIANA 62002: Calidad de Aire-Emisiones de Fuentes Móviles basada en la normativa de la DIRECTIVA EUROPEA 91/441/EC EURO 1. (NB. 62002, 2006, pg. 6)

Tabla N° 2. Factor de Emisiones de CO₂ generadas por tipo de combustible

Tipo de combustible	Emisión de CO ₂	Recopilado
Diesel	2,65 kg CO ₂ /l	NB 62002
Gasolina	2,37 kg CO ₂ /l	NB 62002
GNV	1,45 kg CO ₂ /m ³	NB 62002
Electricidad	0,42 kg CO ₂ /kWh	Fernández Vázquez

Fuente: Elaboración propia, en base a la NB 62002.

Las emisiones de CO₂ que se producen por el uso de electricidad se debe a que, en Bolivia el 70% de la generación de energía es por las termoeléctricas que funcionan con gas natural y diésel.

El 91% de la potencia instalada de las termoeléctricas está conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que alcanza a 2.600,8 MW y el otro 9% (254 MW) se encuentra en los sistemas aislados y los autoprodutores. Las termoeléctricas conectadas al SIN funcionan a gas natural con la excepción de la central de Moxos y algunas turbinas de la central de Aranjuez, las cuales funcionan con diésel (Fundación Solón, 2020). En los sistemas aislados, el consumo de diésel se da sobre todo en las termoeléctricas de la CRE R.L., ENDE del Beni, CER, El Sena Guayaramerín, Cobija, Rosario del Yata y Cachuela Esperanza (Fundación Solón, 2020).

3. RESULTADOS

3.1.Resultados del trabajo de campo

Las encuestas realizadas en las rutas de Nor-Oeste a Sur-Este de las líneas seleccionadas: 3v, A y 1, derivan que la selección de la muestra quede de la siguiente manera:

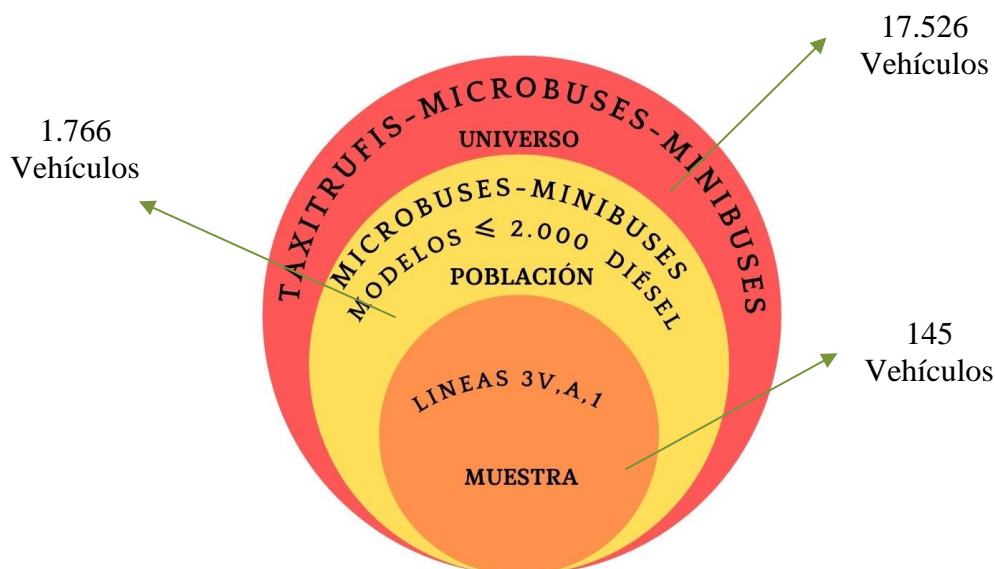


Figura N° 4. Universo, población y muestra

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Los resultados de la encuesta aplicada muestran que un chofer gana en promedio 105 Bs/día de trabajo; los modelos de movibilidades son inferiores a 1995, lo que de alguna manera indica su baja eficiencia en la combustión; realizan 8 vueltas al día, cada una entre 14,7 y 18,5 km; los vehículos tienen una capacidad de 20 a 30 pasajeros (sentados). Un detalle de los resultados se muestra en la Tabla 3.

Tabla N°3. Resultados de las encuestas aplicadas a 3 líneas de microbuses de transporte urbano, seleccionadas

	Micro 3v	Micro A	Micro 1
Cantidad de Vehículos	45	50	50
N° de vueltas recorridas/día	8	8	8
km Recorridos/Vuelta	14,7	18,5	17
km Recorridos/Día	117,6	148	136

Cantidad de pasajeros (sentados)	30	30	30
Tiempo de salida (min)	5	5	5
Tiempo de descanso (min)/por vuelta	15	15	15
Velocidad promedio (km/h)	30	35	30
Modelo de los vehículos	<1995	<1995	<1995
Tipo de combustible	Diésel	GNV	Diésel
Volumen de carga diaria de combustible	35 l	48 m ³	27 l
Gasto aprox. en combustible (Bs/día)	130	80	100
Costo de mantenimiento (Bs/mes)	600	500	500
Costo del vehículo año 1980 (USD)	15.000	15.000	15.000
Costo del vehículo año 2020 (USD)	70.000	70.000	70.000
Pendiente máxima en recorrido	20%	20%	20%
Ganancia neta diaria (Bs)	150	150	120
Ancho x Largo (m)	2,08x6,9	2,08x6,5	2,05x6,5

Nota. En el caso de la línea Micro A, a pesar de que utilizan GNV mayoritariamente, se levantaron datos para corroborar el resto de las variables. Fuente: Elaboración propia, 2021.

3.2. Elección de modelos de minibuses eléctricos para el estudio

Los resultados de las encuestas son base para identificar minibuses eléctricos que podrían reemplazar a las unidades a diésel. Al realizar la revisión bibliográfica y de estudios de caso, se identificaron dos tipos de buses que podrían ser compatibles con las demandas identificadas, lo que se describen a continuación.

El primer tipo de minibús eléctrico identificado corresponde al Hyundai County Electric, de 7,71 m de longitud, que está equipado con una batería de polímero de iones de litio de 128 kWh de alta eficiencia la que proporciona una autonomía de 250 km con carga completa, este modelo es accesible en configuraciones de 15 a 33 asientos.



Figura N°5. County-Electric Hyundai. Fuente: Hyundai, 2020.

La batería de 128 kWh, puede ser cargada completamente en 72 minutos usando un sistema estándar Combo 1 DC (basado en una carga de 150 kW), que asegura su fiabilidad, también puede cargarse utilizando un enchufe doméstico de 220 V (en CA), aunque tardaría 17 horas para una carga completa desde cero (Hyundai News, 2020).

El Country Electric no sólo es económico y ecológico, sino que también es potente. Dentro del rango de 50 a 80 km/h, Country Electric proporciona una aceleración un 30 por ciento más rápida en comparación con los modelos diésel. Además, está equipado con un sistema de frenos de control electrónico, aire sobre hidráulico (AOH) con discos de freno más robustos para manejar el aumento de peso del vehículo debido a la batería (Hyundai News, 2020).

El segundo modelo identificado es el Jest Electric – KARSAN fabricado en Turquía. Obtiene su potencia de un motor BMW 100 % eléctrico que ofrece un elevado rendimiento en la aceleración, diseñado para trabajar en las principales líneas de transporte urbano, es capaz de maniobrar fácilmente en calles estrechas gracias a sus dimensiones compactas. Esto permite crear una red de transporte que se puede ampliar para llegar a todos los puntos de la ciudad. Tiene una longitud de 5,8 m cuenta con batería de ion litio BMW y la tecnología de carga BMW (KARSAN, 2019).



Figura N°6. Jest- Electric Karsan. Fuente: Karsan, 2019.

El Jest electric, se puede equipar con baterías de 44 u 88 kWh de BMW, ofrece una autonomía de hasta 210 km. Se puede cargar por completo en 8 horas con cargadores CA convencionales o en tan solo 1 hora en puntos de carga rápida. Por otra parte, el sistema de frenado regenerativo recupera energía, lo que permite que las baterías se recarguen hasta en un 25% (KARSAN, 2019).

Un resumen comparativo de las especificaciones de ambos minibuses se muestra en la Tabla 4, de las cuales es importante resaltar, la autonomía del vehículo con una carga completa de batería, el tiempo de recarga, la cantidad de pasajeros, las pendientes máximas que pueden subir estas movilidades y los ciclos de vida de la batería.

Tabla N°4. Comparación minibuses eléctricos

	Jest-Electric	County-Electric
Potencia máxima (kW)	135	140
Autonomía (km)	210	250
Velocidad máxima (km/h)	70	80
Cargador CA (KW)	22	-
Cargador CC (KW)	80	150
Batería (tipo-capacidad)	Li-ion 88 kWh	Li-ion 128 kWh
Batería (Voltaje)	12 V	24V
Cantidad de pasajeros (sentados)	25	30
Tiempo de carga rápida (hora)	1 h	1,2 h
Tiempo de carga normal (hora)	8 h	17 h
Horas de trabajo/día	8 h	8 h
Pendiente máxima	25%	25%
Longitud total (m)	5,85	7,71

Ancho total (m)	2,05	2,03
Motor	BMW	Hyundai D4AF
Ciclos de vida batería	4.000	4.000

Fuente: Elaboración propia, en base a fichas técnicas, 2020

En función a las distancias recorridas por las líneas en estudio, así como las exigencias de recarga, se opta por la opción de Hyundai, como modelo sujeto de evaluación, puesto que tiene una mayor autonomía, pero también es posible de recargarlo con un cargador de 220 V AC directamente, lo que facilita de manera absoluta el cargado del vehículo por ejemplo en las noches en los domicilios de los conductores, sin necesidad de incurrir en gastos de instalación de cargadores especiales. Para el caso de las baterías de litio el modelo de Hyundai tiene 4000 ciclos de vida útil, lo que considerando una operativa de 20 días al mes y una recarga cada día, permite una vida útil estimada de al menos 33 años. Es decir, el componente más crítico del minibús eléctrico no sería objeto de reemplazo durante todo ese tiempo. La capacidad de estos minibuses eléctricos es igual a la de los microbuses que trabajan en la ciudad de Cochabamba-Bolivia.

3.3. Costos de combustible por tipo de vehículos

Según datos de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), los precios tanto al mercado interno como internacional son los siguientes (Tabla 5):

Tabla N°5. Precio del combustible

Combustible	Precio Interno	Precio Internacional
Diésel	3,72 Bs/l	8,88 Bs/l

Fuente: Elaboración propia, 2021, en base a datos de la ANH, 2021.

Para efecto de cálculo se asume un costo promedio en combustible de 115 Bs/día y 20 días de trabajo al mes. Esto arroja un total de 27.600 Bs/año de gasto en diésel solamente.

Para el caso de la electricidad, las tarifas por consumo de energía son aprobadas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) cada cuatro años de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente. En Cochabamba, un consumo en la categoría domiciliaria de 121-300 kWh, tiene una tarifa es de 0,98 Bs/kWh. (Los Tiempos, 2019).

Considerando que un minibús eléctrico Hyundai trabajará 20 días/mes, se estima que en un mes se realizarán 10 cargas al vehículo, porque su autonomía de 250 km permitiendo realizar la recarga cada 2 días; en este caso el consumo de electricidad sería de 1.280 kWh/mes (Tabla 6).

Tabla N°6. Consumo de energía/mes

1 Minibús eléctrico Hyundai	
N° cargas/mes	10
Energía kWh/carga	128
Energía kWh/mes	1.280

Fuente: Elaboración propia, 2021

Por tanto, considerando las tarifas proporcionadas por ELFEC (2021) para valores de energía que incluyan 1.280 kWh en un mes son las siguientes:

Tabla N°7. Precio Bs/mes para 1280 kWh

	Precio Bs/kWh	Precio Bs/mes para 1.280 kWh
Tarifa domiciliaria	1,22	1.561,6
Tarifa comercial	2,01	2.572,8
Tarifa Industrial	0,49	627,2

Fuente: Elaboración propia, 2021

Con la tarifa domiciliaria se pagaría Bs. 1.561,6 y con la tarifa industrial considerando potencias fijas se pagaría Bs. 627,2 por mes para cargas normales. El Gobierno podría beneficiar a los usuarios de vehículos eléctricos con tarifas de energía bajas como la industrial, para de esta forma incentivar al aprovechamiento de la energía eléctrica del país.

4. DISCUSIÓN

4.1. Costos de combustible

La diferencia entre usar diésel como combustible y electricidad en su reemplazo se puede ver en la tabla siguiente, donde adicionalmente se incluye una columna que calcula el costo del diésel,

considerando precios internacionales. Se utiliza como comparación los microbuses diésel debido a que tienen semejantes dimensiones a los minibuses eléctricos Hyundai.

Tabla N°8. Comparación de precios de combustible microbus a diésel y minibús eléctrico

	Consumo/100km	Precio al mercado interno		Precio al mercado internacional	
		Precio Bs/km	Precio Bs/año	Precio Bs/km	Precio Bs/año
Microbús diésel	30 L.	1,116	40.176	2,664	95.904
Minibús eléctrico Hyundai	51 KWh	0,499	17.964	0,499	17.964

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Considerando que el precio del diésel en el mercado internacional, representa casi el doble del precio en el mercado interno y comparando los precios por kilómetro recorrido, el vehículo eléctrico incrementa su competitividad pues sería 5 veces más económico usar electricidad que diésel a precio internacional.

A manera de comparación, si un usuario cargase su minibús con electricidad a una tarifa domiciliaria, ahorraría aproximadamente 22.212 Bs/año (equivalentes a 3.191,3 USD/año). En el caso que los transportistas pagarían el diésel a precio internacional, la diferencia sería aún más grande, alcanzaría a 77.940 Bs/año (11.198,3 USD/año).

4.2. Costos operativos

Si se calcula la diferencia de los costos operativos (que implica los costos de combustibles, más los costos de mantenimiento), la situación sería la siguiente.

Costos operativos para microbús Coaster (uno de los modelos más utilizados):

$$\text{costo op.} = \text{precio comb.} \frac{Bs}{\text{año}} + 530 \frac{Bs}{\text{mes}} * 12 \text{ meses (mantenimiento)}$$

Los precios del combustible varían si se refiere al mercado interno o internacional.

$$\text{costo op. microbus diésel} = 40.176 \frac{Bs}{\text{año}} + 530 \frac{Bs}{\text{mes}} * 12 = 46.536 \frac{Bs}{\text{año}}$$

Costos operativos para minibús eléctrico Hyundai:

Considerando que los costos en mantenimiento de un vehículo eléctrico según los datos revelados por Peugeot (2021) son el 30% de los del convencional, se tiene el siguiente cálculo:

$$\text{costo op. minibús Hyundai} = 17.964 \frac{\text{bs}}{\text{año}} + 530 * 30\% \frac{\text{bs}}{\text{mes}} * \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = 19.872 \frac{\text{bs}}{\text{año}}$$

La Tabla 9 muestra las diferencias obtenidas en los costos operativos a diésel y electricidad, considerando que el costo de mantenimiento de los vehículos a diésel es más alto y que el costo del diésel es mayor al costo de la electricidad.

Tabla N°9. Comparación de costos de operativos (combustible + mantenimiento)

	Precio al mercado interno	Precio al mercado internacional
	Costos Operativos Bs./año	Costos Operativos Bs./año
Microbus Toyota Coaster 2020	46.536	102.264
County Electric-Hyundai 2020	19.872	19.872

Fuente: Elaboración propia, 2021

4.3. Comparación de costos de inversión, operación y mantenimiento

A efecto de tener una visión completa de las diferencias entre ambos tipos de transporte bajo un mismo horizonte de tiempo, en la Tabla 10 se resume la estructura de costos de inversión, operación y mantenimiento.

Los microbuses encuestados son modelos Dodge D700 (1980), actualmente no existen este tipo de vehículos nuevos en el mercado, por lo que para calcular el precio de uno nuevo se realizará la estimación usando como base modelos como Toyota Coaster y Nissan Civilian, que tienen dimensiones de 2.08 m. de ancho y 6.9 m. de longitud, la capacidad es para 30 pasajeros (Toyota, 2020), similar a la tecnología de electromovilidad de Hyundai. Los precios actuales se encuentran en sus respectivos catálogos.

Costos de inversión:

$$\text{costo inversión microbús Coaster} = \text{USD } 70.000 * 6.97 = \text{Bs } 487.900$$

$$\text{costo inversión minibús Hyundai} = \text{USD } 130.000 * 6.97 = \text{Bs } 906.100$$

Tabla N°10. Comparación de costos de inversión y costos operativos

CLASE DE VEHÍCULO (nuevo)	COSTOS DE INVERSIÓN Bs	Precio al	Precio al
		Mercado Interno	Mercado Internacional
		COSTOS OPERATIVOS Bs/año	COSTOS OPERATIVOS Bs/año
Microbus Toyota Coaster 2020	487.900	46.536	102.264
County electric-Hyundai 2020	906.100	19.872	19.872

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Para realizar esta comparación se considera que ambos tipos de vehículos son nuevos. Adicionalmente se considera como vida útil de la inversión 20 años que es el tiempo de vida útil de las baterías de litio. Las movilidades recorren 36.000 km/año, y trabajan 20 días al mes.

Al realizar un cálculo del flujo acumulado, en el cual se comparan los gastos totales que son la inversión inicial más los gastos de operación y mantenimiento, en la figura 7 se observa que la inversión inicial es mayor para un vehículo eléctrico que uno convencional, sin embargo, los costos operativos en el tiempo hacen que exista al final una clara ventaja de la electromovilidad.

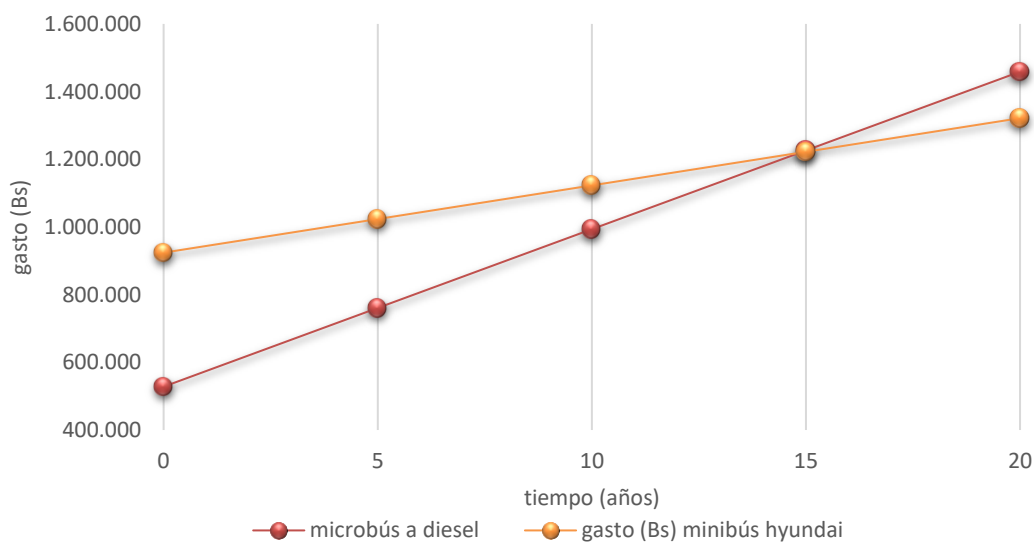


Figura N° 7. Comparación de flujo de costos acumulados de una movilidad a diésel (a precio nacional de diésel) vs. Minibús eléctrico. Fuente: Elaboración propia, 2021.

Hasta el año 15 los costos del minibús eléctrico son mayores, pero a partir de ahí, se generan ahorros respecto al microbús a diésel.

Cuando se hace el mismo análisis, pero tomando en cuenta los precios internacionales del diésel, la situación es mucho más favorable al minibús eléctrico. La Figura 8 muestra esta situación, donde se ve que, antes del año 5 ya un minibús eléctrico es mucho más conveniente que una movilidad a diésel.

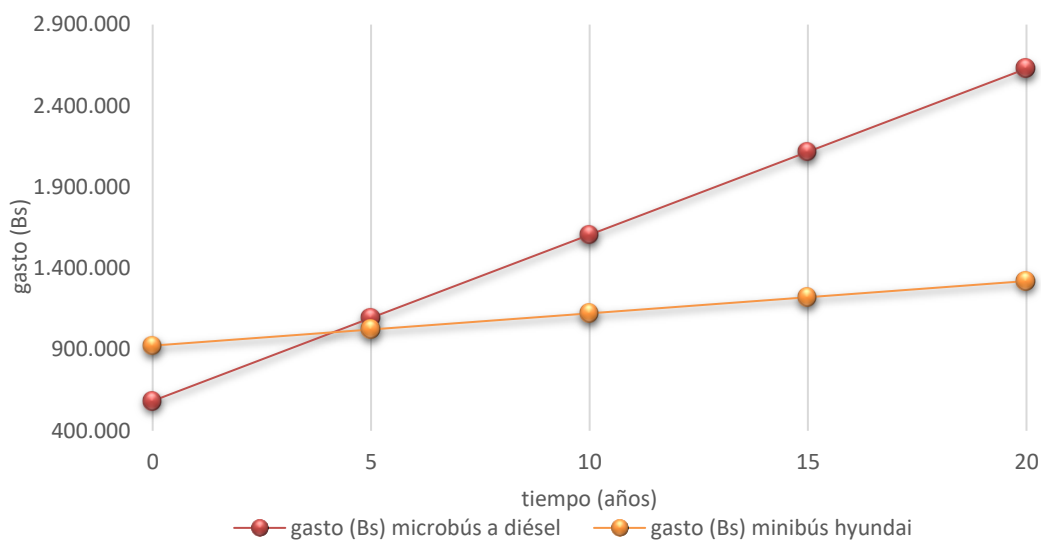


Figura N° 8. Comparación de flujo de costos acumulados de una movilidad a diésel (a precio internacional de diésel) vs. Minibús eléctrico. Fuente: Elaboración propia, 2021.

La figura anterior, muestra claramente que en menos de 5 años de la compra del vehículo eléctrico se recuperaría su inversión, el beneficiado tendría 15 años para disfrutar del ahorro económico que el vehículo eléctrico representaría para él antes de que se cumpla la vida útil de la batería, por otro lado, el Gobierno reduciría la importación de diésel y disminuirían la fuga de divisas.

4.4. Disminución de Emisiones de CO₂ para un minibús eléctrico

Proyectando a 20 años las emisiones de CO₂ de un vehículo a diésel de transporte público alcanza a 572 TCO₂, mientras que para un minibús eléctrico *Hyundai* las emisiones son 154 TCO₂, la relación es de aproximadamente 5 a 1, situación que representa un gran aporte en la lucha contra el cambio climático, si expandiéramos estos resultados a todos los microbuses y minibuses de transporte público.

Las emisiones que se atribuyen a los minibuses eléctricos se deben a que una parte de la electricidad utilizada es generada con Gas Natural; de lograrse una provisión de energía producida con fuentes alternativas como: sol, viento o hidroelectricidad, las emisiones serían prácticamente nulas.

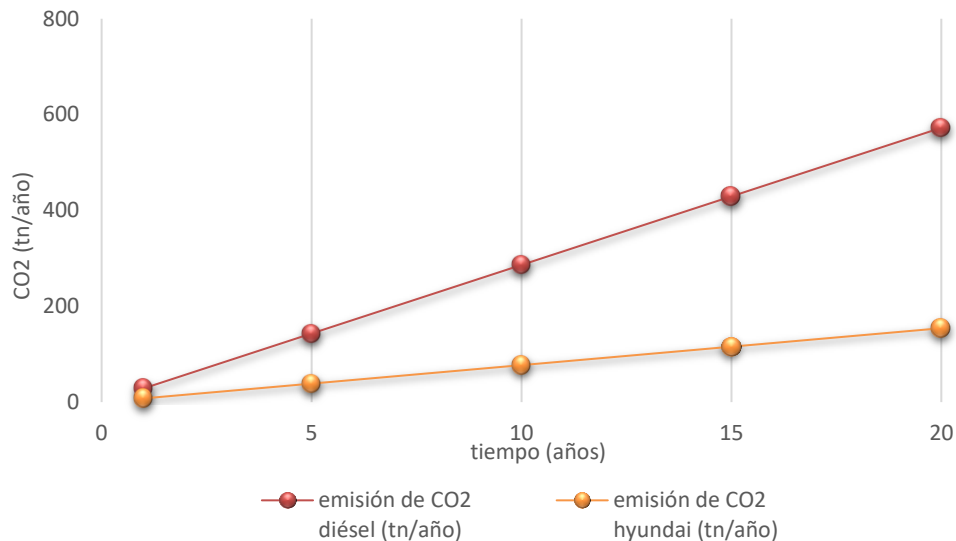


Figura N°9. Proyección de disminución de Emisiones de CO₂ por vehículo. Fuente: Elaboración propia, 2021.

En la figura 9, se aprecia de mejor manera que las emisiones producidas de CO₂ son mayores en un microbús convencional que para un minibús eléctrico, esto debido a que la quema de combustibles para producir energía mecánica en un vehículo genera mayores gases de efecto invernadero que la energía proveniente de la generación termoeléctrica.

4.5. Impactos de la sustitución de 1.766 microbuses a diésel que son modelos anteriores al año 2000

a) Emisiones de CO₂

Utilizando los factores de emisiones de CO₂ de la tabla 2 y considerando que se realice una sustitución de los 1.766 microbuses a diésel, a una tasa del 20% anual, cuando se alcance la sustitución total, los minibuses eléctricos emitirán 13.616 toneladas de CO₂ en un año comparada con 50.543 toneladas de CO₂ que se producen con los minibuses y microbuses a diésel, logrando una reducción de emisiones del 73%.

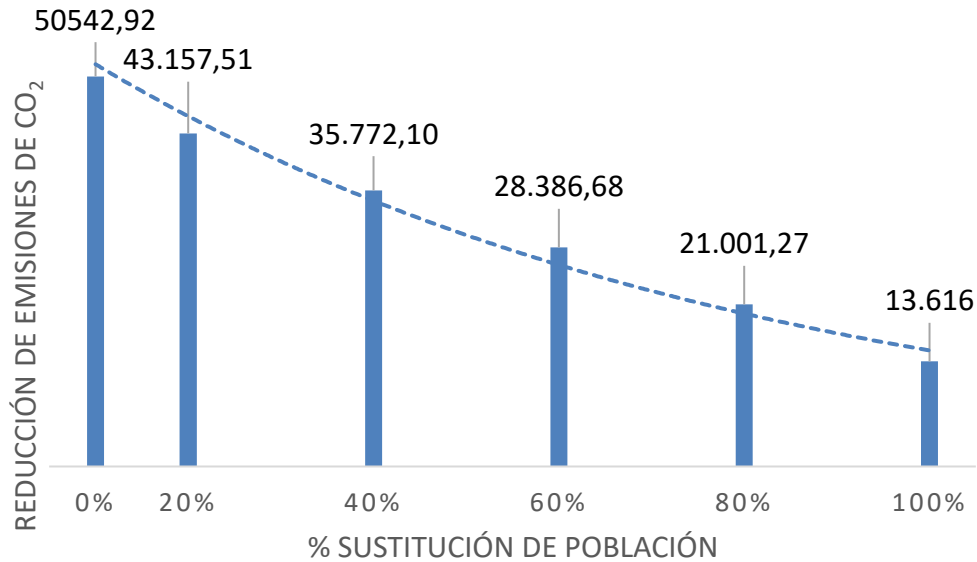


Figura N°10. Reducción de emisión de CO₂ con la sustitución de 1.766 minibuses a una tasa anual del 20%. Fuente: Elaboración propia, 2021.

La incorporación de estos 1.766 minibuses eléctricos sobre el total del parque automotor de servicio público de Cochabamba, estimado en 17.526 unidades que incluyen microbuses, minibuses y taxi trufis, representa una reducción del 7,36% de las emisiones anuales de CO₂ como se aprecia en la Tabla 11.

Tabla N°11. Balance de emisiones para el parque automotor público

	N° Vehículos sin Sustitución	Emisión de CO ₂ /año	N° Vehículos con Sustitución	Emisión de CO ₂ /año	Emisiones Totales tn.CO ₂ /año	Reducción de Emisiones CO ₂	% Reducción de Emisiones
Parque Automotor Público Cochabamba	17.526	501.594,12	-	-	501.594,12	0,00	0,00
Sustitución de Población al 20%.	17.173	491.485,54	353,20	2.723,17	494.208,71	7.385,41	1,47
Sustitución de Población al 40%.	16.820	481.376,95	706,40	5.446,34	486.823,30	14.770,82	2,94

	N° Vehículos sin Sustitución	Emisión de CO ₂ /año	N° Vehículos con Sustitución	Emisión de CO ₂ /año	Emisiones Totales tn.CO ₂ /año	Reducción de Emisiones CO ₂	% Reducción de Emisiones
Sustitución de Población al 60%.	16.466	471.268,37	1.059,60	8.169,52	479.437,88	22.156,24	4,42
Sustitución de Población al 80%.	16.113	461.159,78	1.412,80	10.892,69	472.052,47	29.541,65	5,89
Sustitución de Población al 100%.	15.760	451.051,20	1.766,00	13.615,86	464.667,06	36.927,06	7,36

Fuente: Elaboración propia, 2021, en base a datos del INE, 2019.

b) Inversiones necesarias para la adquisición de 1.766 minibuses eléctricos

Bajo el D.S. 4539 que cuenta con posibles incentivos financieros para electromovilidad, se propone sustituir el 20% de la población determinada anualmente, es decir, 354 buses por año, hasta llegar a 1.766 vehículos. Esta sustitución necesitaría una inversión de:

$$\begin{aligned}
 (\text{Inversión necesaria})/\text{año} &= 354 (\text{minibuses eléctricos})/\text{año} * 130.000 \text{ USD}/(\text{minibús eléctrico}) \\
 &= 46' 020.000 \text{ USD}/\text{año}
 \end{aligned}$$

Una revisión de la cartera de créditos bancarios, al 30 de junio de 2019 muestra que los créditos colocados por el sistema financiero fueron de Bs 177.742 millones (ASFI, 2019), este valor significa 25.537 millones de USD. La inversión necesaria para la compra de 354 minibuses eléctricos por año sólo representaría el 0.18% del total de créditos otorgados por la banca para ese año, por lo que no sería una carga adicional al sistema financiero. Este volumen de inversiones corresponde solamente al capital necesario, las tasas de interés deberían ser preferenciales, enmarcadas en el propósito de lucha contra el cambio climático, como ya algunos bancos están promoviendo como el Banco BISA (línea de crédito consciente, destinado para autos eléctricos o

híbridos), Banco de Desarrollo Productivo (línea de crédito Ecoeficiencia-BDP, con tasas de 5% al 10% para productos que reduzcan emisiones de CO₂).

Por otro lado, en 2019 el INE registró que en Cochabamba ingresaron 23.568 vehículos al parque automotor; esto significa que inclusive incorporar 354 unidades de minibuses eléctricos por año, que representan el 1,5%, no sería un problema.

c) Ahorro Económico y Volumétrico de Combustible

En base a los datos de la tabla 8 que indica el volumen y precio de combustible para un microbús a diésel y un minibús eléctrico, se puede calcular el ahorro en base a la fórmula siguiente:

$$\text{ahorro} \frac{\text{Bs}}{\text{año}} = \text{microbús diésel} \left(\frac{\text{Bs}}{\text{año}} \right) - \text{minibús eléctrico Hyundai} \left(\frac{\text{Bs}}{\text{año}} \right)$$

El ahorro en volumen de combustible por año para un microbús a diésel es de 10.800 litros por año, este ahorro valorado sería de Bs. 22.212 si utilizaran tecnología *Hyundai*. Para un conductor de cualquier vehículo del sector público ese ahorro representaría un apoyo económico a su familia pues representa casi 4.000 USD por año

Ahora bien, desde el punto de vista del Estado, que subvenciona el precio de combustible para la población boliviana, el ahorro económico sería el siguiente (Tabla 12).

Tabla N°12. Ahorro en volumen y precio de combustible por año (precios internacionales)

	Consumo Combustible en 36.000 km/año	Precio Bs/km	Precio Bs/año	ahorro Bs/año
Microbús diésel	10.800 l	2,664	95.904	77.940
Minibús eléctrico Hyundai	17.280 kWh	0,499	17.964	-

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Con los precios internacionales de combustible, si el Estado no subvencionará el diésel, el conductor ahorraría Bs.77.940 por año, para el país esto significaría una reducción en la fuga de divisas y en volúmenes importados de diésel. El impacto anual para 354 microbuses a diésel se muestra en la tabla 13.

Tabla N°13. Ahorro anual en volumen y costos de combustible a precios internacionales para 354 microbuses a diésel

	Consumo Combustible en 36.000 km/año	Precio Bs/año	Ahorro en 354 vehículos Bs/año	Ahorro comb. en 354 vehículos l/año
Microbús diésel	10.800 l	95.904	Bs 27'590.760	3'823.200
Minibús eléctrico Hyundai	17.280 kWh	17.964	-	-

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Como ya se mencionó en las figuras anteriores, si se sustituye a la población muestra automotor en 20% por año, es decir 354 vehículos, el Estado ahorraría 3'823.200 litros de diésel en importación por año, lo que a precios internacionales representa Bs. 27'590.760 (3,96 millones de dólares por año). Este monto sería un ahorro para el Estado, porque ya no tendría que importar esa cantidad de diésel y, el monto podría ser destinado a fondo financiero para sustituir las 1.766 unidades por electromovilidad en menor tiempo de lo proyectado.

5. CONCLUSIONES

En Latinoamérica, varias ciudades de Colombia como Bogotá, Medellín y Cali han optado por la electromovilidad en el transporte público y ahora pasa lo mismo en Santiago de Chile. Para el caso de Cochabamba en Bolivia, se evaluaron las diferentes tecnologías de minibuses eléctricos, analizando la calidad y reconocimiento mundial de los fabricantes y su performance adecuado para la geografía de la ciudad, por motivos de comparación se seleccionaron las empresas Hyundai y Karsan, reconocidas en Europa, por sus modelos actuales en minibuses eléctricos.

Los modelos seleccionados son compatibles con la geografía de Cochabamba, son compactos y pueden subir pendientes de hasta 25% sin dificultad, en las rutas estudiadas la pendiente máxima es de 20% por ejemplo la avenida Libertador o la Simón López. Su autonomía permite que los conductores tengan mayor tiempo de trabajo sin recargar energía a los vehículos lo que cual les permite optimizar sus tiempos.

La comparación de costos acumulados muestra que la diferencia de inversión entre un microbús a diésel y un minibús eléctrico es prácticamente el doble, sin embargo, en el tiempo se puede ver que una movilidad eléctrica es más conveniente, considerando los costos de mantenimiento y combustible. A precios nacionales del diésel, a partir de los 15 años de uso la movilidad eléctrica resulta más económica que el microbús a diésel. Si se considera el precio internacional del diésel, en solo 5 años el minibús eléctrico ya recupera los costos de inversión inicial y tiene una operación mucho más barata que el microbús a diésel.

Una situación ideal sería que el Estado decida importar minibuses eléctricos y cambiarlos por los microbuses a diésel, en ese caso hipotético, el Estado recuperaría su inversión en un plazo menor a 5 años porque ya no tendría que importar diésel a precio internacional. Considerando que la vida útil de estas tecnologías es de 20 años, los transportistas se beneficiarían obteniendo mayores ganancias en su trabajo.

Aunque inicialmente el cargado de los minibuses no es un problema, pues debido al tipo de trabajo, estas movilidades se recargarían en horario nocturno y en los domicilios de los transportistas, a futuro debería estudiarse la necesidad de establecer una red de cargadores eléctricos en los extremos de las rutas, para ofrecer recargas parciales y de emergencia. Las inversiones en aspectos de la red de cargadores no han sido estimadas en este estudio.

La proyección realizada de la disminución de emisiones de CO₂ en 20 años para un vehículo eléctrico en comparación a uno convencional, nos muestra que un transportista que usa un microbús a diésel, que genera 28 toneladas de CO₂ por año, con la sustitución por un minibús eléctrico solo generará 7 toneladas de CO₂ por año, y esta situación puede mejorar sustancialmente en la medida que la matriz de generación eléctrica incorpore cada vez más energías renovables. Por esta razón, la transición energética en el transporte público significará un gran aporte para cumplir con los objetivos del IPCC, siempre y cuando se establezcan políticas de incentivos para estas tecnologías en el país.

Si la sustitución de estas 1.766 unidades muestrales a diésel fuesen un proyecto piloto, para el balance de emisiones de CO₂ en la ciudad de Cochabamba debido al transporte público (con un

universo de 17.526 vehículos) que generan cerca de 501.594 toneladas de CO₂/año, significaría una reducción del 7.36% de las emisiones anuales.

Una propuesta de política pública para el Gobierno nacional, consistiría en un paquete de medidas que contemple: la prohibición de circulación de vehículos públicos a diésel con más de 20 años de antigüedad, aplicar una escala inversa de impuestos donde las movilidades a combustibles fósiles más antiguas paguen mayores impuestos, impulsar una reducción de impuestos para movilidades eléctricas, promover la creación de un fondo de apoyo / subvenciones para movilidades eléctricas que disminuya la inversión inicial, la principal barrera para el usuario final; alentar a la banca que dispongan de líneas de crédito especiales para la electromovilidad; finalmente, promover la creación de una red de cargadores eléctricos de carga rápida, para movilidades en la medida que se incremente el parque de autos eléctricos en las ciudades y en el país.

El cambio paulatino de movilidades a diésel por eléctricos permitiría reducir la importación de combustibles líquidos y con ese ahorro se podría generar un fondo para los créditos o incentivos ampliado así la presencia de electromovilidad en todo el país, cumpliendo con las metas globales planteadas por el IPCC.

6. REFERENCIAS

ANH (2015). *La venta de gasolina aumentó en 2014 en 8,55% y de diésel, en 6,41%*. Recuperado de: <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=5&O=736>

Aragon, E. (1 de julio 2021). *¿Por qué el mantenimiento de un coche eléctrico es un 30% menor que el de uno de combustión?*. Movilidad Eléctrica. Recuperado de: <https://movilidadelectrica.com/mantenimiento-de-un-coche-electrico/#:~:text=El%20coste%20energ%C3%A9tico%2C%20junto%20al,a%20trav%C3%A9s%20del%20e%2D208>.

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (2017). *Informe de Cambio Climático y Emisiones de CO₂*. Recuperado de: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-convention/que-es-la-convencion-marco-de-las-naciones-unidas-sobre-el-cambio-climatico>

El Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE). (2020). *Bolivia: Importaciones de diésel*. Recuperado de: <https://ibce.org.bo/publicaciones-ibcecifras-pdf.php?id=859>

Fernandez V. C., Brecha RJ, Fernandez F M (2022). *Analyzing Carbon Emissions Policies for the Bolivian Electric Sector*. Renewable and Sustainable Energy Transition.

Fernández F., Fernández V. y Rodríguez C. (2020). *Situación Energética Bolivia*. WWF – Bolivia, *ENERGETICA*. Recuperado de: https://wwflac.awsassets.panda.org/downloads/1_situacion_energetica_bolivia_25_02_optimized.pdf

Fernández F. y Fernández V. (28 de agosto de 2017). *Inventario, evaluación y proyección de las emisiones de carbono provenientes del sector eléctrico nacional-Bolivia 2025*. Acta Nova, 8 (3), pp. 354 – 375

Fernández Fuentes, M. (2019). *Buses Eléctricos para La Paz: PumaKatari Solar*. Recuperado de: <http://www.energetica.org.bo/energetica/noticias.asp>

Flores O., Fabela M., Blake C., Vázquez D. Y Hernández R. (agosto, 2014). *Regulación de emisiones contaminantes de los motores de combustión interna*. Instituto Mexicano del Transporte. Recuperado de: <https://imt.mx/resumen-boletines.html?IdArticulo=396&IdBoletin=149#:~:text=Desde%20su%20inveni%C3%B3n%2C%20los%20motores,ejemplifica%20en%20la%20Figura%201.>

Hyundai Motor lanza el minibús 'County electric'. (2020). *Hyundai News*. Recuperado de: <https://www.um.es/documents/378246/2964900/Normas+APA+Sexta+Edici%C3%B3n.pdf/27f8511d-95b6-4096-8d3e-f8492f61c6dc>

Instituto Nacional de Estadística. (2019). *Boletín de Parque automotor 2018*. Recuperado de: <https://www.ine.gob.bo/index.php/boletin-estadistico-parque-automotor-2019/>

Jest electric-Karsan. (2019). *Karsan*. Recuperado de: <https://www.Karsan.com/es/jest-electric-aspectos-destacados>

Lorena, I. (2019). *Análisis de Tecnología, Industria, y Mercado para Vehículos Eléctricos en América Latina y el Caribe*. Recuperado de: /An%C3%A1lisis_de_tecnolog%C3%ADa_industria_y_mercado_para_veh%C3%ADculos_el%C3%A9ctricos_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_es_es.pdf

Miranda, B. (19 de mayo de 2020). *Litio en Bolivia: por qué el país con las mayores reservas de este valioso recurso tiene tantos problemas para explotarlo*. BBC NEWS MUNDO. Recuperado de: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-51666362>

Opinión (27 de agosto de 2019). *86 por ciento de contaminación del aire en Cochabamba es provocado por parque automotor*. Opinión. Recuperado de: <https://www.opinion.com.bo/articulo/cochabamba/86-ciento-contaminaci-oacute-n-aire-cochabamba-es-provocado-parque-automotor/20190827090900658711.html>

Unidad de Comunicación del Gobierno Nacional (26 de marzo de 2021). *Yacimientos de Litio Bolivianos firma convenio de cooperación interinstitucional con la Empresa Tecnologías de Ecomovilidad Urbana*. UNICOM. Recuperado de: https://www.ylb.gob.bo/archivos/notas_archivos/ucylb26032021.pdf

Fecha de Recepción: 16/06/2023

Fecha de Aprobación: 28/06/2023

Fecha de Publicación: 30/06/2023

Artículo científico

Diseño de un sistema híbrido fotovoltaico – eólico de suministro de energía eléctrica a la biblioteca del campus Tiquipaya de la Universidad privada del Valle

Dising of a hybrid photovoltaic - wind system to supply electricity to the library of the Tiquipaya campus of the private University of Valle.

Daneyba Teran Aguirre 1.

1. Ing. Petróleo Gas y Energías. Univalle. Cochabamba. Bolivia.

danitateran13@gmail.com

RESUMEN

El propósito del proyecto es generar energía eléctrica a partir de la evaluación de la aplicabilidad de dos fuentes de energías renovables tales como la energía fotovoltaica y eólica, para el uso en la biblioteca del Campus de la Universidad Privada del Valle, de forma total o parcial por lo tanto crear un ahorro económico y contribución al medio ambiente.

El análisis de la radiación solar, velocidad de viento y condiciones climáticas, de la Biblioteca fueron monitoreadas a una altura de 2648msnm, latitud de -17.3346, longitud de -66.2159, temperatura 25 C, se presentó una radiación promedio de 5.1 Kwh/m² y una velocidad promedio de viento de 3 m/s, a una altura de 18 m, siendo esta velocidad baja debido a la presencia de los árboles que se tiene alrededor de la biblioteca. Estos valores permitieron combinaciones que llegan a cubrir las dos energías renovables de acuerdo con el comportamiento de cada una respecto a la demanda 39847 Kwh de la biblioteca llevando a determinar el tipo de sistema que presenta mayor factibilidad para su aplicación.

La energía fotovoltaica la más adecuada para su implementación debido al costo que presenta producirla siendo este de 0.55 Bs/Kwh, la energía eólica teniendo un costo de 1.17 Bs/Kwh lo que representa un valor muy por encima del costo actual que se cancela de 0.91

Bs/Kwh por lo que posterior a esta fue desestimado. Con estos resultados el software PVsyst, mostró como resultado una cobertura del 82 % de la demanda total de 39847 Kwh con un costo de 0.55 Bs/kwh en plano inclinado. La vida útil del sistema es de 25 años basados en las especificaciones que indican los proveedores de los equipos en sus fichas técnicas. La inversión total del sistema es de US \$ 38278 con una recuperación de 6 años. Demostrando que el proyecto es factible para su implementación.

Palabras clave: Energías renovables, generación, energía fotovoltaica, energía eólica.

ABSTRACT

The purpose of the project is to generate electrical energy from the evaluation of the applicability of two renewable energy sources such as photovoltaic and wind energy, for use in the library of the Campus of the Universidad Privada del Valle, thus partially creating economic savings and contribution to the environment.

The analysis of solar radiation, wind speed and weather conditions of the library were monitored at an altitude of 2648msnm, latitude of -17.3346, longitude of -66.2159, temperature 25 C, presented an average radiation of 5.1 Kwh / m² and an average wind speed of 4 m / s, at a height of 18 meters. These values allowed combinations that cover the two renewable energies according to the demand 39847 Kwh of the library, leading to determining the type of system that presents greater feasibility for its application.

The photovoltaic energy is the most suitable for its implementation due to the cost of producing it being this of 0.55 Bs / Kwh, wind energy having a cost of 1.17 Bs / Kwh which represents a value well above the current cost that is canceled of 0.91 Bs / Kwh so after this was dismissed the wind resource was dismissed. With these results the PVsyst software, showed as a result a coverage of 82% of the total demand of 39847 Kwh with a cost of 0.55 Bs / kwh, the useful life of the system is 25 years based on the specifications indicated by the suppliers of the equipment in their technical sheets. The total investment of the system is US\$ 38278 with a recovery of 6 years. Demonstrating that the project is feasible for implementation.

Keywords: Renewable energies, generation, photovoltaic energy, wind energy.

1. Introducción

Bolivia cuenta con un potencial elevado solar por su posición entre los paralelos 11 ° y 22°, de acuerdo al Atlas de Distribución de la Energía Solar en Bolivia (Lucano & Fuentes, 2010), la radiación solar existente en las tierras bajas del país (Santa Cruz, Beni, Pando y norte de La Paz) puede llegar a generar un máximo de 5,1 kWh/m²/día de electricidad por medios fotovoltaicos, en la región de los valles (Cochabamba, Chuquisaca y Tarija) el potencial de radiación puede generar entre 5,1 y 6,7 kWh/m²/día, en cambio en el Altiplano (la Paz, Oruro y Potosí) el potencial de energía solar puede llegar a generar entre 6,7 y 9,5 kWh/m²/día (ENERGÉTICA,2020).

La Universidad Privada del Valle, ubicada en el departamento de Cochabamba, provincia de Quillacollo, en el municipio de Tiquipaya como se puede apreciar en la Figura 1, cuenta con un clima adecuado para la implementación de la energía solar, yendo desde los 17 °C hasta los 32 °C (Globalsolaratlas, 2019) y en la energía eólica presentando vientos de Este a Oeste con una velocidad del viento desde 1.5 m/s hasta los 6.3 m/s (Globalwindatlas, 2019).

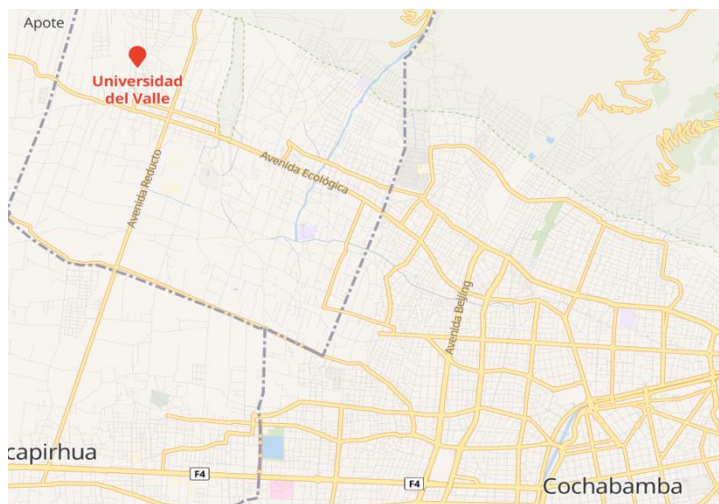


Figura N° 1: Ubicación Universidad Privada del Valle. Fuente: Google Earth, 2019

Por otra parte, un aspecto importante es el incremento de la población estudiantil en el campus universitario que utilizan los ambientes de la biblioteca (Figura 2). El estudio de la

población universitaria fue considerado en las gestiones 2012 – 2019, presenta un incremento 14 % por gestión (Dirección de Marketing Univalle, 2019).

El estudio de consumo eléctrico inició con la gestión presente en ese momento fue 2018. Por lo tanto, el crecimiento de la población universitaria esta intrínsecamente asociado al consumo eléctrico que presenta un incremento alrededor del 6.5 % (Dirección económica Univalle, 2019). En este contexto, el proyecto tiene la finalidad de realizar un estudio de diseño de un sistema híbrido fotovoltaico – eólico. Actualmente Bolivia cuenta con el Decreto Supremo 4477 promulgada el 24 de marzo de 2021 que tiene por objeto:

- a) Establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica.
- b) Determinar la retribución por energía eléctrica inyectada a la Red de distribución por la actividad de Generación Distribuida.



Figura N° 2: Biblioteca del Campus de la Universidad Privada del Valle. Fuente: Google Earth, 2019

El diseño del sistema pretende cubrir la energía demandada de la biblioteca del campus Tiquipaya de la universidad, ya que este ambiente, cuenta: Con una edificación libre de sombras, techo amplio de un de área de 185 m² (Figura 3) y una altura de 15 m. Por las características del lugar se puede aprovechar para desarrollar energías alternativas incentivando a su aplicación y contribución al medio ambiente, brindando una disminución

de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, es apta para su implementación aspecto que amerita el desarrollo de energías alternativas.



Figura N° 3: Techo de la Biblioteca del Campus de la Universidad Privada del Valle.

Fuente: Elaboracion propia, 2019.

Considerando que la biblioteca paga 0.92 Bs/kwh, dato promedio de acuerdo con los pagos realizados por la universidad, parámetro esencial para ver la utilidad de la implementación de energías alternativas, para generar un ahorro económico y disminución de dióxido de carbono.

2. Metodología

2.1. Obtención de datos

Los datos de irradiación solar, la velocidad de viento, temperatura, humedad fueron obtenidos por medio de software libres como Altas solares, Atlas wind. (Globalsolaratlas,2019), (Windatlas,2019), (NASA,2019) todos estos datos junto con la latitud y longitud in situ donde se localiza la Biblioteca, son datos esenciales para evaluar el comportamiento de las variables, ya que de acuerdo con dicho comportamiento se realizará el cálculo del aporte de cada una de las energías. No se consideró trabajar con los datos de recopilados de velocidad de viento por la universidad debido a que estos eran muy escasos, pero si se pudo corroborar las horas sol por medio de un heliógrafo, el cual traza la ruta del sol.

2.2. Análisis de perfil de consumo eléctrico de la biblioteca

Se realizaron dos análisis del consumo eléctrico de lunes a domingo durante las 24 horas cada día en distintos semestres con el objeto de analizar el comportamiento semanal, este fue por medio de un analizador de red, marca FLUKE 1732 como se observa en la Figura 4.



Figura N° 4: Analizador de red FLUKE. Fuente: Elaboración propia, 2019

Este primer monitoreo de red se observa en la Figura 5, fue llevado a cabo en el segundo semestre del 2018, este mantiene un comportamiento uniforme, en él se muestra un consumo entre las 5:00 am hasta las 17:00 pm de lunes a viernes, mientras que los fines de semana.

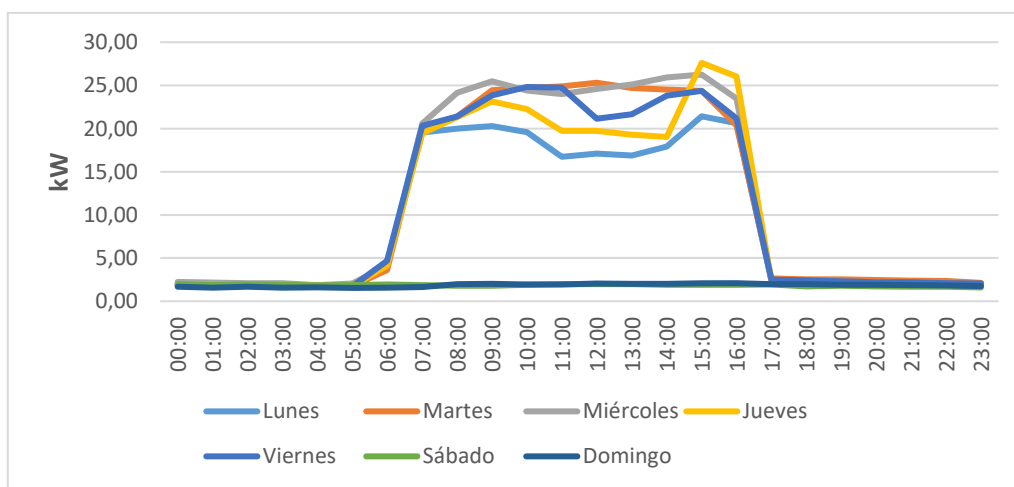


Figura N° 5: Primer monitoreo de potencia eléctrica. Fuente: Elaboración propia, 2018

En la Figura 6 se evidencia una disminución de la potencia eléctrica, monitoreada durante el primer semestre de la gestión del 2019, esto debido a que realizaron el cambio de focos

fluorescentes por focos Led, en algunos ambientes de la biblioteca, como podemos ver en la figura 6 su consumo empieza a las 6:00 am hasta las 18:00 pm.

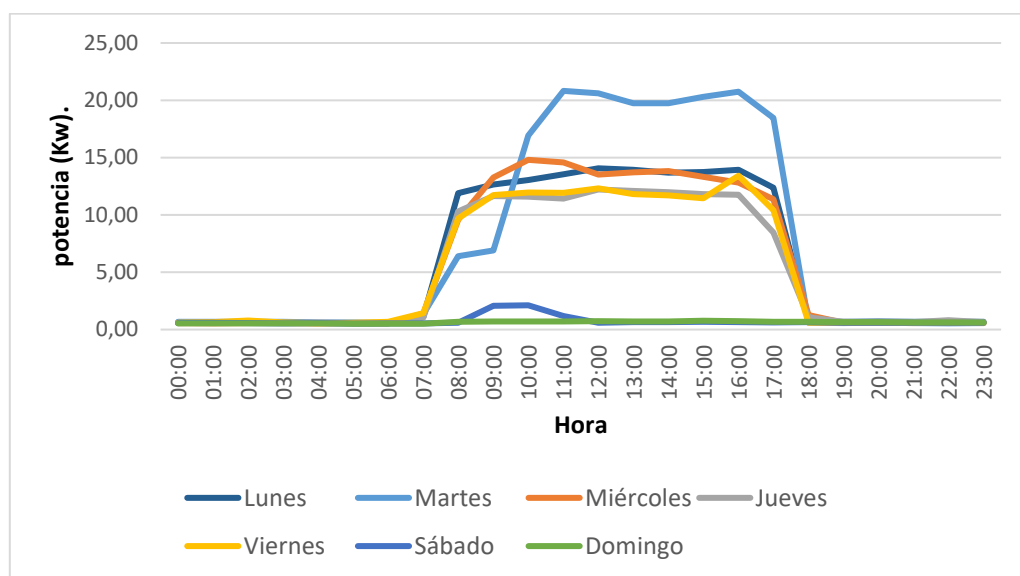


Figura N° 6: Segundo monitoreo de potencia eléctrica. elaboración propia, 2019.

La demanda energética ha sido calculada con facturas de consumo eléctrico de toda la gestión 2018, más los meses de enero, febrero, marzo de la gestión 2019 como se observa en la Tabla 1 por lo que se realizó una extrapolación de valores de los meses siguientes para tener datos de la gestión completa y proyectar el consumo mensual y anual de la Biblioteca.

Tabla N° 1: Consumo eléctrico de la biblioteca de la universidad Privada del Valle

PROYECCIÓN			
CONSUMO 2018		CONSUMO 2019	
MESES	kWh	MESES	KWh
Enero	2,284	Enero	2,554
Febrero	2,471	Febrero	2,871
Marzo	3,574	Marzo	3,296
Abril	3,651	Abril	3,451
Mayo	3,587	Mayo	3,719
Junio	3,580	Junio	3,713
Julio	3,000	Julio	3,111
Agosto	3,483	Agosto	3,612
Septiembre	3,187	Septiembre	3,305

Octubre	3,554	Octubre	3,686
Noviembre	3,638	Noviembre	3,773
Diciembre	2,658	Diciembre	2,756
Total anual	38,665		39,847

Fuente: elaboración propia, 2020.

2.3. Análisis del comportamiento de las variables

Los datos de radiación solar por hora en un día como se ve en la (Figura 7), y la irradiación en plano horizontal e inclinado en un año (Tabla 2), fueron obtenidos mediante la aplicación de ecuaciones para calcular la altura, azimut del sol, declinación, ángulo horario, índice de claridad y correlaciones que muestran el comportamiento de la energía solar, pudiendo así percibir que meses hay con mejor irradiación.

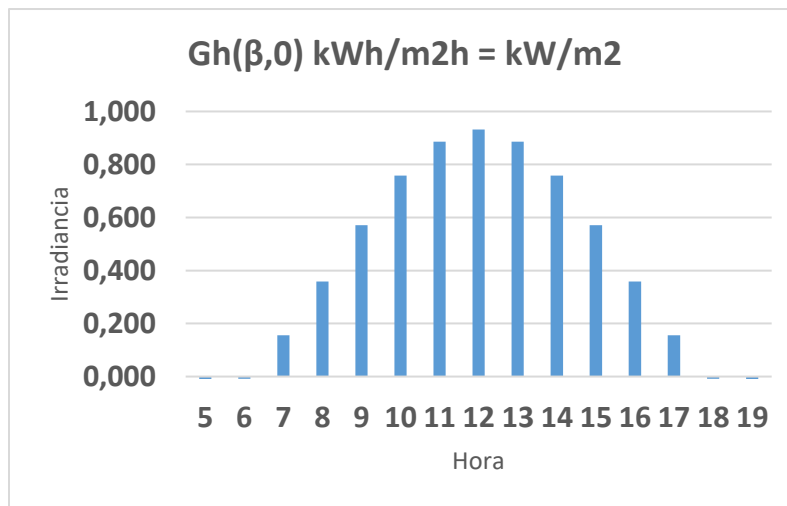


Figura N° 7. Irradiancia solar. Fuente: elaboración propia 2019

De igual forma se han observado que los valores de irradiación solar presentan valores más elevados en plano inclinado que en un plano horizontal, por lo que los paneles fotovoltaicos presentan una inclinación ante el sol.

Tabla N°2: Irradiación global en plano horizontal e inclinado

irradiación plano horizontal kWH/m2	irradiación plano inclinado kWH/m2
5.74	6.35
5.70	6.41
5.70	6.60

5.60	6.65
5.23	6.51
5.00	6.33
5.05	6.39
5.00	6.02
5.79	6.74
6.15	6.94
6.50	6.94
6.18	6.64

Fuente: Elaboración propia, 2020

Por otro lado, el comportamiento anual del viento oscila entre los 1,5 m/s y 6,3 m/s, teniendo una media de 3 m/s, la dirección del viento en este lugar es de NE (noreste) y SW (suroeste), como se puede ver en la figura 8 es bastante fluctuante, presentando valores bajos.

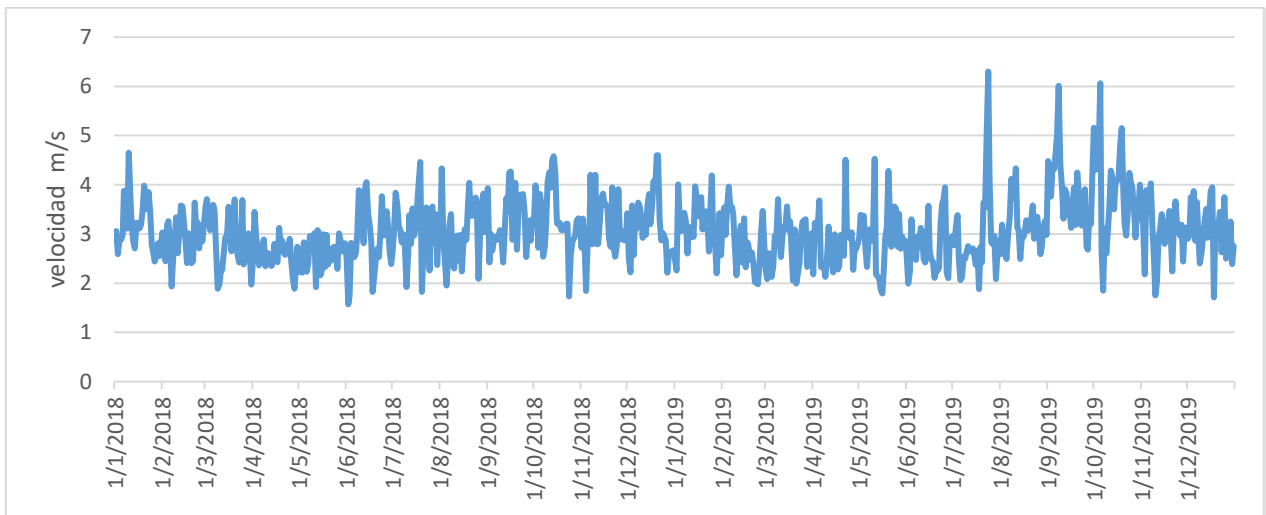


Figura N° 8: Comportamiento del viento en Tiquipaya. Fuente: Elaboración propia. 2019

2.4. Cálculo del Sistema híbrido

Después del análisis de los datos, el cálculo por potencia para el sistema fotovoltaico y sistema eólico, basado en el consumo eléctrico se puede observar en la figura 9, en el cual se escogió un día hábil de la semana que tenga mayor demanda, por lo que fue el miércoles, respecto a los fines de semana debido a que presentan una mínima demanda eléctrica.

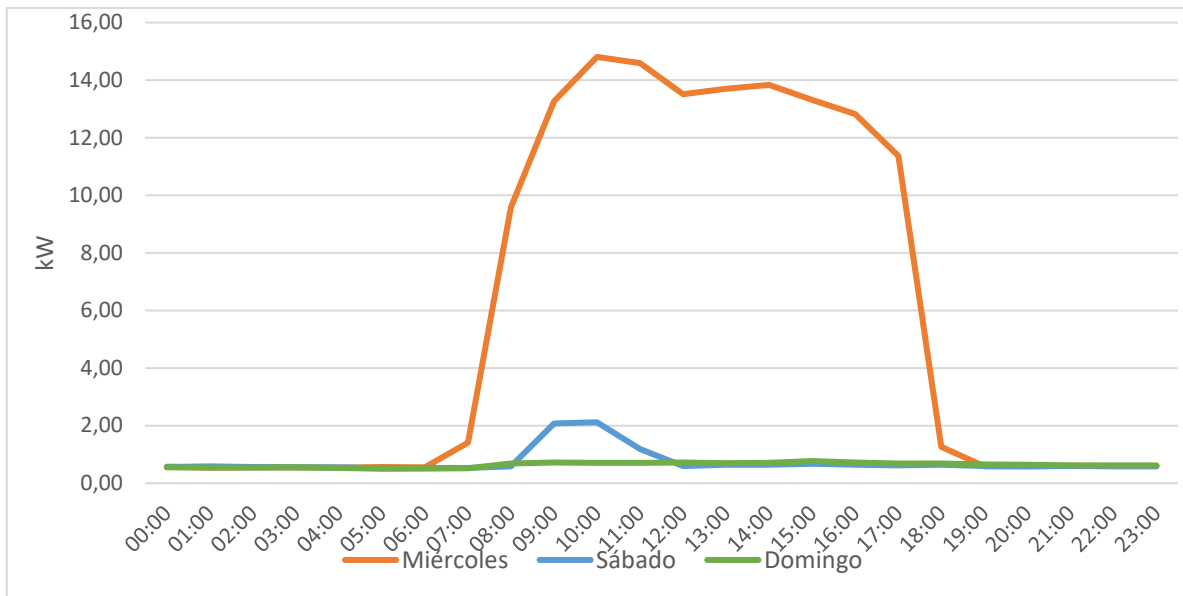


Figura N°9: Día de mayor demanda vs comportamiento fin de semana del consumo eléctrico de la biblioteca. Fuente: Elaboracion propia, 2020

El cálculo se realizó en base a la Figura 9, esta curva tiene un consumo diario promedio de 14.8 kW de potencia. En el caso del sistema eólico se trabajó con los datos extraídos (Atlaswind), ya que no se cuenta con una estación meteorológica in situ, factor que influye en el dimensionamiento, debido a que el comportamiento del viento es fluctuante. Se utilizó software para el sistema fotovoltaico que es el PVsyst, por lo tanto, teniendo todos estos datos se tiene los siguientes pasos para su cálculo:

- Como primer paso determinar la demanda eléctrica de la biblioteca
- Analizar el aporte de la irradiación solar en plano inclinado para el sistema fotovoltaico,
- Así como los datos de la velocidad del viento para el sistema eólico
- Disponibilidad de superficie para instalación de paneles
- Disponibilidad de capital

Cumpliendo estos pasos mencionados, se evaluó el mes con menos consumo eléctrico (Tabla 1), se consideró un factor de simultaneidad de 0.9 con el que se calculó la potencia del arreglo de los paneles fotovoltaicos obteniendo un 14.51 kWp, dando lugar al cálculo de la potencia del inversor con lo que se obtiene un 13.43 kW, valor con el que se realizó el

dimensionamiento del sistema, por lo tanto se trabajó con una potencia mayor y menor al valor y estas son de 10 kW y 15 kW ya que en el mercado se encuentra inversores con estas potencias.

- Factor de productividad específica = 1900 Valor referencial, SIE S.A.

$$E_{prod} = 2554 * 0.9 = 2298.6 \text{ Kwh}$$

$$P_{pfv} = \frac{2298.6 * 12}{1900} = 14.51 \text{ Kwp}$$

Rangos sobredimensionamiento de panel respecto a inversor = 1.08 – 1.2

$$P_{inv} = \frac{14.51}{1.08} = 13.43 \text{ Kw}$$

Para el sistema eólico se calculó el área, para saber el tipo de aerogenerador que se necesita.

$$A = \frac{5 * 2}{3^3 * 0.92} = 0.40 \text{ m}^2$$

Teniendo un área de barrido de 0.40 m², se seleccionó aerogeneradores de pequeña potencia conocidos también como mini turbinas eólicas, de acuerdo con sus especificaciones, como los aerogeneradores Smartwister ST – 2000, ST - 3500 turbina de eje vertical, por los siguientes factores:

- Datos de velocidades bajas
- Tamaño
- Mejor comportamiento ante flujo turbulento
- No precisa sistema de orientación, se adaptan a cualquier dirección de viento
- Utilización en entorno urbano, edificios
- Menor nivel sonoro
- Área de barrido

Por lo que se plantea entonces la realización del análisis gráfico de la combinación de las dos fuentes de energía y así obtener un sistema que cumpla con la demanda eléctrica de la biblioteca.

2.5. Energía producida por los sistemas

En la Tabla 3 se aprecia la energía producida por ambos sistemas considerando que se ha calculado para distintas potencias, de acuerdo con la evaluación de la irradiación solar, se trabajó con potencias de 10 kWp y 15 kWp de acuerdo al cálculo de potencia del inversor y velocidad de viento, con potencias de 2 kWp y 3.5 kWp, estas potencias obtenidas para el estudio fueron calculadas considerando los datos de irradiación, velocidad de viento los cuales son bajos, demanda eléctrica y las características de los equipos.

Tabla N°3: Energía producida por sistema fotovoltaico y sistema eólico respecto a la potencia nominal seleccionada.

MESES	CONSUMO ELÉCTRICO	ENERGÍA EÓLICA 2000W eje vertical	ENERGÍA EÓLICA 3500 W eje vertical	ENERGÍA SOLAR 10 KWp	ENERGÍA SOLAR 15 KWp
	kWh	Kwh	Kwh	kWh	kWh
ENERO	2554	420	655	1269.91	1695
FEBRERO	2871	380	592	1124.65	1622
MARZO	3296	420	655	1462.12	2110
ABRIL	3451	407	634	1611.78	2327
MAYO	3719	420	655	1586.83	2291
JUNIO	3713	407	634	1483.39	2142
JULIO	3111	420	655	1588.30	2292
AGOSTO	3612	420	655	1654.33	2388
SEPTIEMBRE	3305	407	634	1655.06	2149
OCTUBRE	3686	420	655	1533.28	2213
NOVIEMBRE	3773	407	634	1435.71	1873
DICIEMBRE	2756	420	655	1330.07	1918

Fuente: Elaboracion propia, 2020

2.6. Energía demandada respecto a la energía generada por los sistemas híbridos

Se realizaron distintas combinaciones entre el sistema fotovoltaico y sistema eólico, de acuerdo con la energía producida respecto a sus potencias Tabla 2. Para poder apreciar la generación entre ambos sistemas respecto a la demanda de la biblioteca, en la Figura 10 se puede observar la primera combinación que consta de un sistema fotovoltaico de 10 kWp y un sistema eólico de 2 kW. En la Figura 11 se aprecia una segunda combinación que consta de un sistema fotovoltaico de 15 kWp y un sistema eólico de 3.5 kW y la Figura 12 una tercera combinación que muestra un sistema fotovoltaico de 15 kWp y un sistema eólico de 2 kW.

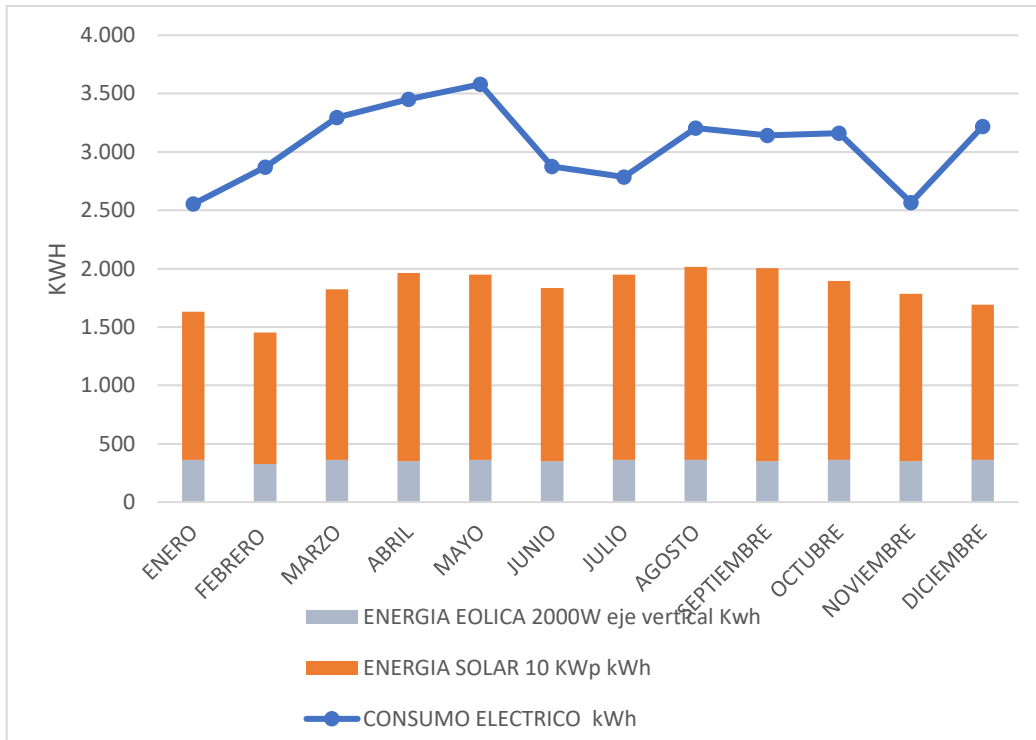


Figura N°10 Primera combinación, energía generada por sistema híbrido. Fuente:
Elaboración propia 2019

Ambas energías dependen del análisis de sus variables, condiciones climáticas del lugar, para saber la cantidad de energía con la que pueden aportar, siendo un factor esencial el costo por Bs/kWH producido para que sea factible en su implementación.

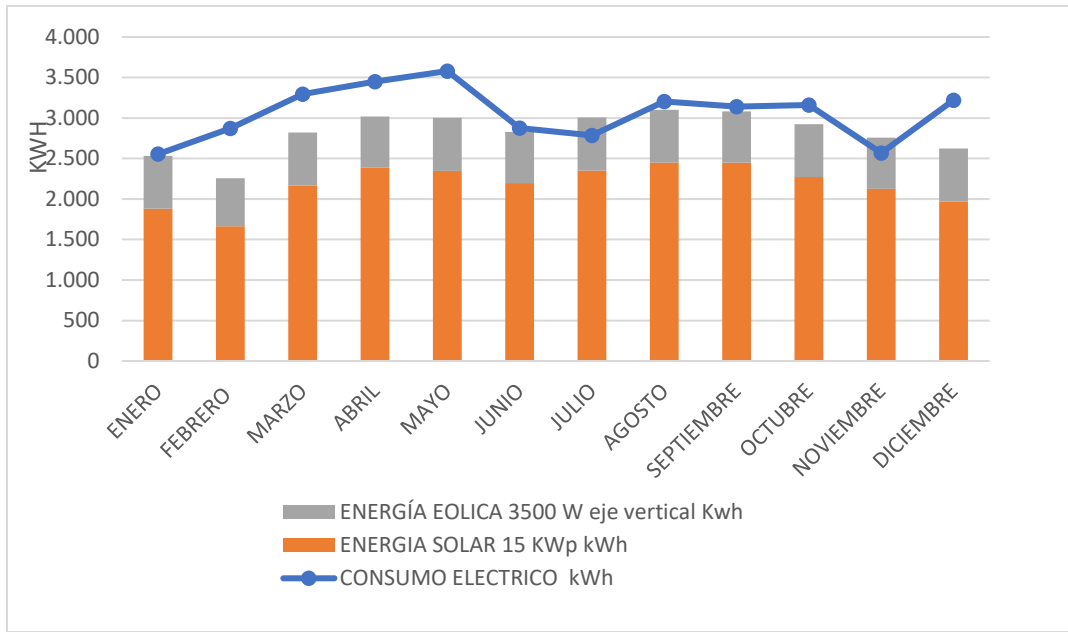


Figura N°11: Segunda combinación, energía generada por sistema híbrido. Fuente:
Elaboración propia, 2019

Se puede apreciar que la mejor combinación de estas energías es la tercera respecto a las 2 anteriores debido a su producción generada respecto a la demanda eléctrica. Si bien las energías renovables pueden aportarnos con su generación, pero para su implementación necesariamente se necesita saber el costo de inversión.

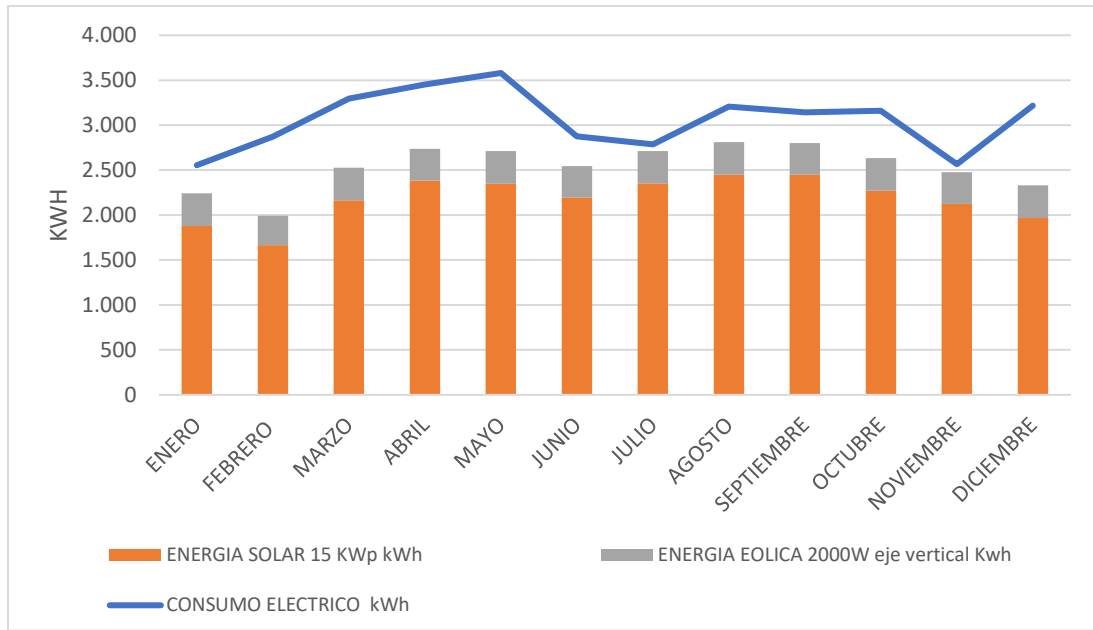


Figura N°12: Tercera combinación, energía generada por sistema híbrido. Fuente: Elaboración propia 2019

Para ello se calculó el presupuesto de instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación de ambos sistemas. Teniendo como punto de partida la cantidad de energía eléctrica que se generaría en los años de operación de los equipos tanto de la energía eólica como la energía fotovoltaica, así como los valores por mantenimiento, reposición de equipo en el caso del sistema fotovoltaico un inversor a los 10 años y las tasas, en ambos sistemas se consideró una vida útil de 20 años. El flujo de caja se puede apreciar en la tabla 4.

Tabla N 4. Flujo de caja

Tipo de cambio bs a USD	6,91
Incremento en tarifa	2%
Incremento consumo KWH	2%
Incremento mantenimiento	5%
Tarifa energía Bs/KWH	0,92
Tarifa energía USD/KWH	0,13
Mantenimiento USD	350
Tasa de descuento	10%

Fuente: Elaboración propia 2020

Obteniendo como resultado los costos por kilovatio producido en los distintos sistemas como se aprecia en la tabla 5.

Tabla 5. Costos de energía y tiempo de recuperación de inversión

	Bs/Kwh	Tiempo de recuperación inversión
Costo energía solar 10 KW	0.90	10
Costo energía solar 15 KW	0.70	8
Costo energía eólica 2 KW	1.17	15
Costo energía eólica 3.5 KW	0.96	12

Fuente: Elaboración propia 2020

Como se puede estimar en los costos Bs/kwh y el tiempo de recuperación el sistema que muestra mejor resultado es el sistema fotovoltaico de 15 kW. Por lo tanto, la energía eólica es desestimada por los siguientes aspectos:

- Presenta un costo de 1.17 Bs/kWH, esto con aerogenerador de eje vertical de 2000 W, inclusive aumentando la potencia del aerogenerador llega a tener un costo de 0.96 Bs/kWH,
- Presenta menor participación en su generación ante la energía fotovoltaica como se aprecia en las figuras 10, 11 y 12, aun considerando sus potencias de 2 kW y 3.5 kW.

3. Resultados

3.1. Simulación sistema fotovoltaico

El software PVsyst es una herramienta para diseñar por simulación instalaciones de sistemas fotovoltaicos, el cual puede ser aislado, conectado a la red, consta de una base de datos de irradiación, clima, bases de datos de equipos fotovoltaicos y componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, generadores, etc.), así como su análisis y verificación de archivos de datos por hora, con el fin de proporcionar un cálculo de la producción del sistema fotovoltaico, comportamiento eléctrico del generador con sus diversas variantes de la simulación.

Para la realización de la simulación en el PVsyst se introduce la latitud, longitud del lugar donde quiere implementar, inclinación del panel, proporcionándonos los datos meteorológicos seguido de un almacén de los distintos tipos de módulos fotovoltaicos de

acuerdo con las empresas fabricantes de dicho material, al seleccionar en el sistema un modelo de modulo fotovoltaico proporciona las características de este como su potencia, tensión, voltaje, etc. Por lo tanto, se realizaron varias simulaciones con distintas potencias de panel, en dicha pantalla mediante se va simulando muestra si esta fuera o dentro de los rangos mostrando si la simulación esta correcta.

En la Tabla 5 se muestra el resultado de los valores que se llegarían a producir de la simulación, indicando los datos más importantes. Como son las irradiaciones globales, tanto difusa, directa y albedo, como la producción de energía tanto de los generadores como la energía que sale del inversor. Siendo la más relevante la energía reinyectada en la red E-GRID que es 34.57 MWH debido a que es la energía que llega a producir el sistema fotovoltaico.

Tabla N°6: Producción y resultados del simulador PVsyst

MESES	GlobHor kWh/m ³	DiffHor kWh/m ³	T Amb °C	GlobInc kWh/m ³	EArray MWh	EGrid MWh	PR
ENERO	192.6	91.92	26.60	176.9	2596	2341	0.74
FEBRERO	161.5	87.59	26.05	156.0	2300	2241	0.81
MARZO	196.3	75.51	25.73	203.5	2990	2915	0.80
ABRIL	196.2	31.58	24.19	224.1	3296	3215	0.81
MAYO	176.0	25.65	21.44	217.2	3245	3165	0.82
JUNIO	157.5	23.51	20.42	201.8	3033	2959	0.82
JULIO	170.9	24.38	20.47	216.8	3247	3167	0.82
AGOSTO	194.0	26.96	23.14	229.6	3382	3299	0.81
SEPTIEMBRE	3305	31.57	24.08	231.5	3384	2969	0.72
OCTUBRE	3686	70.09	26.23	215.3	3136	3057	0.79
NOVIEMBRE	3773	80.46	25.83	200.6	2935	2588	0.72
DICIEMBRE	2756	95.33	26.19	185.0	2719	2649	0.80
TOTAL	2299	664.56	24.19	2458.4	36262	34566	0.78

Fuente: PVsyst, 2020.

Leyendas:

GlobHor: Irradiación global horizontal

DiffHor: Irradiación difusa horizontal

TAmb: Temperatura ambiente

GlobInc: Global incidente plano receptor

EArray: Energía efectiva en la salida del generador

EGrid: Energía reinyectada en la red

PR: Factor rendimiento

Se puede apreciar en la tabla 7, los principales parámetros de la simulación, teniendo en cuenta la suma de las pérdidas que llegan a producirse durante este proceso de producción

de energía eléctrica. Se aprecia los meses en los cuales se produce más y menos energía por medio de la radiación solar.

Tabla 7: Resumen de resultados del simulador PVsyst

Variante de simulación: Variante de simulación 15KW – estructura 330	
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema: Conectado a red Pnom: 330Wp Inclinación: 20° Modelo. JKM 330PP-72(plus) N de módulos: 54 Modelo Piko 15 Acimut: 0° Pnom total: 17.82 KWp
Resultados principales de la simulación	
Producción del sistema: energía producida 34.57 MWh/año Produc. Especifico: 1940 KWh/KWp/año Factor de rendimiento: 78.9	

Fuente: PVsyst, 2020

3.2. Propuesta del diseño

La propuesta para la implementación del sistema fotovoltaico consiste en contar con la energía renovable como primer generador de energía eléctrica y como segundo la energía eléctrica convencional (respaldo de la red). Esto debido a que la energía renovable es dependiente del aspecto climatológico por lo tanto el contar con la red convencional brinda seguridad, llegando a ser un sistema fotovoltaico.

El diseño del sistema fotovoltaico en la biblioteca del Campus de la Universidad Privada del Valle sería por medio de una estructura para el generador como se observa en la Figura 14 y teniendo un ángulo de 20 grados dirección norte, este ángulo óptimo se obtuvo en las simulaciones al probar distintos grados. Esto debido a que al implementar una estructura de soporte para los paneles solares aporta mayor producción de energía a diferencia de optar por la inclinación del techo de la biblioteca, como se observa esta parte del techo no presenta sombras por lo árboles a su alrededor ya que estos están más alejados de la biblioteca.



Figura 14: Vista de techo y lateral de la biblioteca de la Universidad con arreglo de paneles Solares. Fuente: elaboración propia, 2020

En la Figura 15 se muestra la potencia media (demandada), generada, auto consumida y la no aprovechada. En esta figura muestra el comportamiento de la potencia respecto al consumo que permite analizar los horarios los cuales se consume energía eléctrica en la biblioteca, lo que se va generar con el sistema fotovoltaico, lo que se auto consume de esta producción, así como lo que no se aprovecha en especial los fines de semana

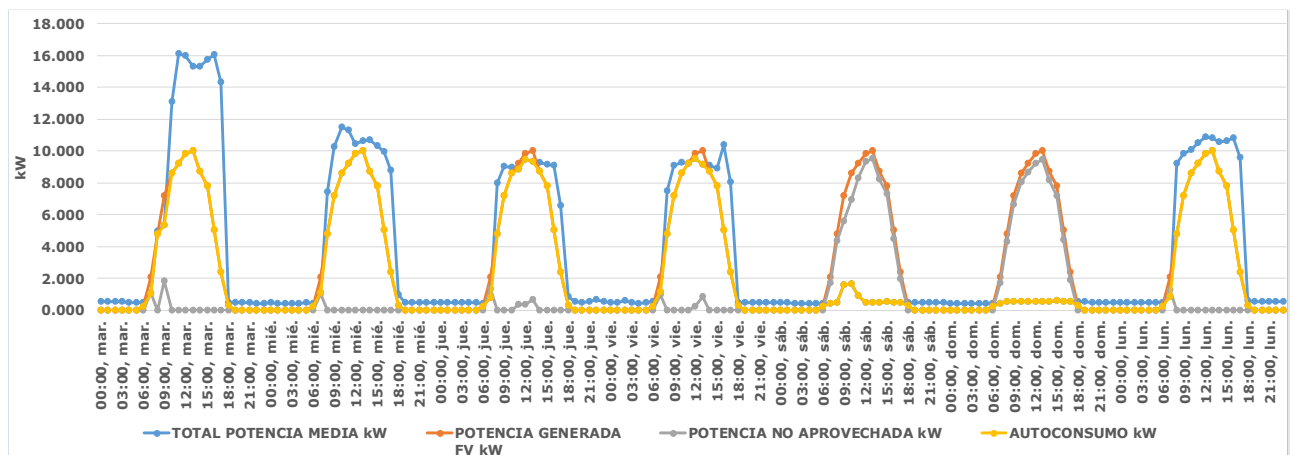


Figura 15 Potencia demandada, generación fotovoltaica, autoconsumo instantáneo y potencia no aprovechada. Fuente: elaboración propia, 2019

3.3. Análisis económico

Se realizó un análisis económico de acuerdo al costo de inversión del sistema como muestra en la Tabla 8 en el que se utilizó un horizonte de 20 años que conlleva indicadores como el costo de la energía fotovoltaica Bs/KWH, TIR (tasa interna de retorno), VAN (valor actual

neto) indicando si es viable o no invertir en el proyecto, año de recuperación., como se aprecia en la Tabla 9, los cuales indican la rentabilidad del proyecto, este es en un escenario regular por lo que se ha considerado criterios poco favorables, como: no limpiar los paneles, no monitorear la producción de energía, no realizar un mantenimiento preventivo del sistema, no inyección a la red. En la Tabla 10 se muestra un escenario optimo, considerando el monitoreo del sistema, la limpieza de paneles, verificación semestral del sistema y con inyección a la red, mostrando así un escenario favorable ya que baja el costo de energía fotovoltaica.

Tabla 8. Costo de instalación sistema fotovoltaico

ítem	concepto	unidad	cantidad	Valor unitario Bs	Valor total Bs
1	módulo policristalino 330 W	pieza	54	1610.00	86940.0
2	inversor costal 15 kW	pieza	1	37528.32	37528.32
3	juegos de conductores más accesorios de montaje	juegos	-	28743.62	28743.62
4	estructura de soporte	-	-	44445.9	44445.9
5	instalación y transporte	-	-	20394	20394

Por lo tanto, en ambos escenarios el proyecto es factible como se aprecia en sus indicadores, en especial a que económicamente el costo por kilovatio producido (Bs/Kwh) por energía fotovoltaica es menor respecto a lo que paga la Biblioteca.

Tabla 9: Indicadores financieros obtenidos (escenario regular)

Inversión inicial	Costo de energía fotovoltaica	VAN	TIR	Vida útil de equipo	Año de recuperación de inversión	Emisión evitada de co2
38278 \$	0.101 \$/KWH - 0.70 Bs/KWH	50138.76 \$	10%	20 años	8	8673.6 Tn/CO2

Fuente: elaboración propia, 2020.

Tabla 10: Indicadores financieros obtenidos (escenario optimo)

Inversión inicial	Costo de energía fotovoltaica	VAN	TIR	Vida útil de equipo	Año de recuperación de inversión	Emisión evitada de co2
38278 \$	0.08 \$/KWH - 0.55 Bs/KWH	70693.63 \$	14%	25 años	6	10842 Tn/CO2

Fuente: elaboración propia, 2020.

4. Discusión

Como se pudo apreciar para diseñar un sistema a partir de energía renovable el factor económico es esencial para su implementación, es una variable imprescindible al momento de generar un ahorro económico por medio de la disminución del consumo eléctrico convencional, por lo tanto, se tiene que evaluar todos estos factores para tomar la decisión de qué tipo de energía es la mejor para implementar, que es lo que se pretende con el sistema.

Siendo así que, al analizar la producción de energía, costo por kW, tiempo de recuperación. Se propone el sistema fotovoltaico como el más viable para su implementación en la biblioteca.

La inversión para el sistema fotovoltaico es USD \$ 38278, considerando el cambio de inversor a los 10 años, el mantenimiento, por lo que esta energía producida tiene un costo de Bs./kWH 0.70, considerando el cambio de inversor a los 10 años, la inversión del sistema se llega a recuperar en el año 8, y se tiene un promedio del ahorro energético anual alrededor del 72%, porcentaje para los primeros años de vida de los paneles fotovoltaicos, inclusive podría llegar a tener un incremento siempre y cuando la energía que se pierde los fines de semana sea inyectada a la red del Campus Universitario y así aprovechar en su totalidad la energía producida por el sistema, ya que como todo equipo nuevo sus primeros años llega a producir con su máxima eficiencia, tiene que tomar en cuenta que al ser una energía renovable que depende del clima esta puede presentar caídas de producción por tal razón cuando se presente alguna baja, esta será subsanada por la energía de la red.

5. Conclusiones

Se contará con la energía fotovoltaica como primer generador de energía eléctrica y como segundo la energía eléctrica convencional (respaldo de la red) en caso de que exista un día fortuito tal como un día lluvioso, un día nublado. El sistema fotovoltaico está diseñado con una potencia de 15 kWp, emplazado sobre una estructura para obtener mayor generación.

La Biblioteca abre solo hasta el mediodía lo que respecta al sábado y el domingo está cerrada, por lo que esta energía producida por el sistema podrá ser distribuida dentro del Campus ya que hay otros ambientes como la morgue, salas de monitoreo, redes que consumen energía.

Por lo que la realización de este tipo de proyecto fomenta al desarrollo de las energías renovables, al cuidado y respeto al medio ambiente, así como el beneficio al usuario, ya que son proyectos que provocan daños mínimos a diferencia de la forma convencional. Por lo que se tiene que exhortar a la población a la utilización de estas energías renovables y más aún al ser Bolivia un país privilegiado, contando ahora con el Decreto Supremo N-4477, 25 de marzo de 2021.

6. Referencia bibliográfica

1. Alcor, E. (2008). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. (3ª Ed.) España
2. Birhuett, E., (2016). *Aprovechamiento de la energía solar entre los trópicos – energía fotovoltaica para ingenieros*. Cochabamba., Bolivia: Energética
3. Campos, A., (2019). *El mercado de las energías renovables en Bolivia*. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en La Paz.
4. Censolar. (2009). *La energía solar y sus aplicaciones*. (5ª Edición) Sevilla., España: Promotora General de Estudios S.A.
5. CUCÓ PARDILLOS, S., (2017). *Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia., España: Universitat Politècnica de València
6. Domínguez, J.(2008). *Energías alternativas*. (3ª Ed.) Madrid., España: Equipo Sirius Eds. S.A.

7. ENERGÉTICA. (2020). *Situación energética de Bolivia y desafíos*. Bolivia: WWF-Bolivia
8. Fernández, P., (2000). *Energía eólica*. 2000
9. TDE. Transportadora de Electricidad S.A., (2008). *Mapa Eólico República de Bolivia*.
10. Salvador Escoda S.A., (2017). *Libro blanco de las energías renovables*. (18.1 Ed.) Barcelona., España
11. Villarrubia, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona., España: MARCOMBO, S.A.

Páginas de internet

1. Energía solar. Obtenido de <https://www.laenergiasolar.org/energia-fotovoltaica/inversor-solar/>
2. Altas solares. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/?c=-16.256867,-63.213481,6&s=-14.094668,-66.402774>
3. Atlas wind. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/>
4. Ceroco 2 recuperado 18 de enero de 2020, <https://www.ceroco2.org/calculadoras/electrico>
5. Nasa. Obtenido de www.power.larc.nasa.gov
6. <https://earth.google.com/web/@-17.33104716,-66.22552958,2664.39596827a,934.02267322d,35y,0h,0t,0r>
7. Milla, L., (2002). Evolución de la energía convencional y no convencional. Recuperado de: sisbib.unmsm.edu.pe
8. *Plan de desarrollo de energías alternativas 2025* [PDF]. [Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Bolivia] noviembre 2014.

Fecha de Recepción: 29/06/2023

Fecha de Aprobación: 29/06/2023

Fecha de Publicación:

Artículo Científico.

Síntesis experimental de una solución de Urea grado Automotriz para vehículos de motor de combustión a Diesel aplicado como aditivo para la reducción de emisiones de Óxido de Nitrógeno según normativa EURO

Experimental synthesis of an automotive grade urea solution for Diesel combustion engine vehicles applied as an additive for the reduction of nitrogen oxide emissions according to EURO regulations

Sergio Weimar Lazarte Mercado¹ ORCID 0000-0002-5415-2056. Carla Alejandra Apaza Rojas² ORCID 0000-0002-6712-7546. Jaime Hamel Fonseca³ 0009-0007-7128-1945

1. Ing. Petróleo, Gas y Energías. Univalle. Cochabamba. Bolivia. sergiolazarte1@hotmail.com
2. Ing. Química. Univalle. Cochabamba. Bolivia. capazar@univalle.edu
3. Lic. Química. Univalle. Cochabamba. Bolivia. jhamelf@univalle.edu

RESUMEN

El presente estudio, muestra la síntesis del aditivo de solución de urea grado automotriz o AdBlue, a partir de la urea granulada proveniente de la planta petroquímica de amoniaco y urea (PAU), como propuesta de aplicación secundaria a esta materia prima. El análisis de caracterización de urea YPFB mostró los siguientes resultados: contenido de nitrógeno de 46,2%, densidad aparente 719,33 kg/m³, contenido Biuret 0,93% w/w y Formaldehído 0,61% w/w. Se caracterizó el aditivo conforme a la normativa ISO 22241:2019, obteniendo los siguientes resultados: concentración de urea 32,5%, densidad 1092 g/ml, índice de refracción 1,3836, Biuret 0,31% w/w, aldehídos 2816,80 mg/kg, pH 9,4 a 20 °C y alcalinidad 0,007% w/w, que a excepción del contenido de Biuret y Aldehídos, el aditivo se encuentra enmarcado dentro especificaciones de dicha normativa. Se verificó el desempeño del aditivo sintetizado en laboratorios de química y petróleo de la Univalle bajo el nombre de Blue Truck frente a otras marcas comerciales importadas AdBlue y BlueDEF, certificadas por la Verband der Automobilindustrie (VDA). Estos aditivos fueron probados en un camión con especificación EURO V, mostrando una reducción de gases de NOx por debajo del valor especificado de la normativa EURO V, que es de 2 g/kWh para NOx.

Palabras Cable: AdBlue, Urea, Diesel, Óxidos de Nitrógeno (NOx), SCR.

ABSTRACT

This study shows the synthesis of the automotive grade urea solution additive or AdBlue, from granulated urea from the ammonia and urea petrochemical plant (PAU), as a proposed secondary application to this raw material. The YPFB urea characterization analysis showed the following results: nitrogen content of 46.2%, apparent density 719.33 kg/m³, Biuret content 0.93% w/w and Formaldehyde content 0.61% w/w. The additive was characterized according to ISO 22241:2019, obtaining the following results: urea concentration 32.5%, density 1092 g/ml, refractive index 1.3836, Biuret 0.31% w/w, aldehydes 2816.80 mg/kg, pH 9.4 at 20 °C and alkalinity 0.007% w/w, that except for the Biuret and Aldehydes content, the additive is framed within specifications of said standard. The performance of the additive synthesized in Univalles's chemistry and petroleum laboratories under the name Blue Truck was verified against other imported commercial brands AdBlue and BlueDEF, certified by the Verband der Automobilindustrie (VDA). These additives were tested in a

truck with EURO V specification, showing a reduction of NOx gases below the specified value of the EURO V regulation, which is 2 g/kWh for NOx.

Key words: AdBlue, Urea, Diesel, Nitrogen Oxides (NOx), SCR.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo señalado por Usame Demir (2021), la producción de vehículos Diesel de 2000 a 2019 aumentó en un 54% y persiste la demanda debido a que los motores Diesel ofrecen alta eficiencia, durabilidad y confiabilidad, así como bajos costos operativos. Estas importantes características lo convierten en el motor elegido, especialmente para vehículos pesados (Ibrahim Aslan, 2015). Sin embargo, las emisiones de los vehículos pesados Diesel (HDV, acrónimo en inglés) contienen hidrocarburos no quemados (Hcs), monóxido de carbono (CO), material particulado (PM) y óxidos de nitrógeno (NOx) (Ante Kozina, 2020), que son los principales y más dañinos contaminantes ambientales emitidos por el sector del transporte (Ming-Feng Hsieh, 2012).

Las partículas de los gases de escape de los motores Diesel, conforme lo señalado por Kegl (2020), pueden clasificarse, debido a la distribución típica del tamaño de las partículas, en cinco tamaños de diámetro aerodinámico: grandes ($>10 \mu\text{m}$), gruesas ($2,5-10 \mu\text{m}$ o PM_{10}), finas ($0,1-2,5 \mu\text{m}$ o $\text{PM}_{2,5}$), ultrafinas ($50-100 \text{ nm}$) y nanométricas ($<50 \text{ nm}$). Las emisiones de partículas de los motores Diesel son peligrosas, entre las cuales las partículas nucleares de tamaño de partícula $<50 \text{ nm}$ constituyen la mayoría del material particulado total, dado que pueden ingresar a los pulmones y la sangre a través del tracto respiratorio (Yunhua Zhang, 2024), también ocasiona la contaminación del aire por partículas urbanas y regionales (Louise Gren, 2021).

En este sentido, los métodos más adecuados son los sistemas de postratamiento de gases de escape y los sistemas de inyección de combustible. Las principales emisiones contaminantes son el PM y los NOx de los motores de combustión interna. Por lo tanto, existen límites en las emisiones de los motores Diesel, como los motores Diesel móviles de servicio pesado (Hakan Caliskan, 2017).

En consecuencia, de acuerdo con lo señalado por Selleri (2022), el Parlamento de la Unión Europea emitió una serie de directivas y reglamentos, denominadas EURO para vehículos pesados Diesel (HDV, acrónimo en inglés), cada norma de emisiones conduce a tecnologías de control de emisiones más avanzadas y eficientes. La actual norma de emisiones EURO VI reduce aproximadamente un 95% de los principales contaminantes ambientales de los vehículos pesados a Diesel, siendo material particulado ($\text{PM}_{2,5}$) y (NOx) respecto a valores de referencia de la norma EURO II (Yihao Xie, 2020). Estas normas de emisiones se han revisado cada cierto tiempo, en vista de la amenaza que supone para la atmósfera, tal como se ilustra en la Tabla 1 (EUR-Lex, 2022), (Tommaso Selleri A. D., 2021).

Tabla 1 Evolución de la norma EURO

Emisión (g/kWh)	EURO I	EURO II	EURO III	EURO IV	EURO V	EURO VI	EURO VI (*)
Año	1992	1998	2000	2005	2008	2013	2022
NOx	8	7	5	3,5	2	0,4	0,35

Nota: La fecha propuesta para la entrada en vigor de la norma EURO VII es el 01 de julio de 2025 (DieselNET, 2022).

Para cumplir con las exigencias de reducción de gases de escape emitidos por vehículos pesados Diesel, se incorporaron tecnologías de postratamiento de gases de escape como recirculación de gases de escape (EGR), sistema de inyección de combustible controlado electrónicamente y sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR), tecnología aplicada para reducir los NOx mediante el amoníaco (NH_3) como agente reductor (Filip Kuternowski, 2020). Adicionalmente, de acuerdo con

lo señalado por Kegl (2020) otras de las tecnologías más prometedoras que pueden reducir la liberación de emisiones nocivas al medio ambiente son combinaciones de: catalizador de oxidación Diesel (DOC), trampa de NOx pobre (LNT) y filtros de partículas Diesel (DPF). La tecnología de reducción catalítica selectiva (SCR) para aliviar las emisiones de NOx en el tubo de escape, es combinada con filtros de partículas Diesel (DPF) para la reducción de PM y catalizadores de oxidación Diesel (DOC) para la oxidación de productos de combustión incompletos. Asimismo, la adopción de SCR reduce significativamente las emisiones de NOx y, como algunos investigadores afirman, los NOx de los HDV podrían ser en algunos casos inferiores a los de los vehículos ligeros (LDV, acrónimo en inglés), según Grigoratos (2019).

SCR es un sistema avanzado de tecnología y activo de control de emisiones que reduce las emisiones NOx del tubo de escape hasta niveles cercanos a cero en los vehículos y equipos de nueva generación con motor Diesel. Los gases de escape calientes salen del motor y entran en el sistema SCR, donde se rocía urea acuosa o Líquido de Escape Diesel (DEF, acrónimo en inglés) sobre un catalizador especial (Diesel Technology Forum, 2023).

Como señala B. Ashok (2022), normalmente, los sistemas SCR convencionales, que utilizan urea como agente reductor, son capaces de controlar entre el 70% y el 90% de las emisiones de NOx y la eficacia del control de dichas emisiones depende del tipo de catalizador y agente reductor utilizado frente al volumen de gases emitidos.

De acuerdo con lo señalado por Ligang Tan (2017), la tecnología SCR aplicada a vehículos pesados Diesel es la tecnología urea-SCR, siendo la más favorable para la reducción de NOx. Esta tecnología requiere de una solución de urea en agua, que actúa como agente reductor de NOx y es inyectado en los gases de escape calientes (Boxi Shen, 2017). La solución de urea-agua es el precursor del amoníaco (NH₃), este reacciona con los NOx convirtiéndolo en nitrógeno gaseoso (N₂) y vapor de agua (H₂O), ambos compuestos inertes para el medio ambiente (Shahariar, 2018).

Las emisiones de NOx, que incluyen óxido nítrico (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂), óxido nitroso (N₂O), pentóxido de di nitrógeno (N₂O₅), entre otros, y generalmente se refieren a NO y NO₂, no son constantes, por los cambios de carga y velocidad y producen diferentes composiciones de gases de escape. En consecuencia, varían las condiciones termodinámicas, y el sistema de inyección del agente reductor se ajusta continuamente para mantener bajos niveles de emisiones de NOx (Guevara-Zavala, 2018).

Para que la reducción de NOx funcione de manera eficaz dentro del sistema SCR, la urea debe descomponerse en amoníaco (M. Börnhorst, 2021). Las principales reacciones químicas que ocurren en el catalizador SCR se detallan a continuación en la Tabla 2 (Guevara-Zavala, 2018).

Tabla 2 Reacción dentro el sistema SCR

Reacción de Hidrólisis	$(NH_2) * 2 CO_{(l)} \rightarrow HNC O_{(g)} + NH_3_{(g)}$ $HNC O_{(g)} + H_2O_{(v)} \rightarrow NH_3_{(g)} + CO_{2(g)}$
Reacción en SCR	$8NH_3_{(g)} + 6NO_{2(g)} \rightarrow 7N_{2(g)} + 12H_2O_{(g)}$ $4NH_3_{(g)} + 4NO_{(g)} + O_{2(g)} \rightarrow 4N_{2(g)} + 6H_2O_{(g)}$ $2NH_3_{(g)} + NO_{(g)} + NO_{2(g)} \rightarrow 2N_{2(g)} + 3H_2O_{(g)}$
Reacción de Oxidación	$4NH_3_{(g)} + 3O_{2(g)} \rightarrow 2N_{2(g)} + 6H_2O_{(g)}$

Los NOx son producto de la reacción entre el nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂), los motores Diesel para quemar el combustible utilizan aire caliente altamente comprimido. Normalmente, en este proceso, el nitrógeno del aire no reacciona con el oxígeno de la cámara de combustión. Sin embargo, a temperaturas superiores a 1600 °C el nitrógeno reacciona con el oxígeno y produce NOx. Por lo tanto,

las principales fuentes de generación de NO_x son la temperatura y la concentración de oxígeno durante la combustión (Ibrahim Aslan, 2015).

Las emisiones de NO_x como monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (N₂O), son considerados perjudiciales para el medio ambiente, debido a que provocan lluvia ácida, destruyen el equilibrio de la formación natural de ozono (O₃) provocando un aumento en la incidencia de enfermedades humanas, como el cáncer de piel. Un análisis de la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) informó que un tercio de las emisiones totales de NO_x son por parte del transporte (Hoon Lee, 2016).

Por tanto, la solución de urea grado automotriz o AdBlue al ser una solución acuosa de urea compuesta por 32,5% de urea de alta pureza y 67,5% de agua desionizada, tiene como propósito la reducción de gases NO_x en vehículos Diesel. AdBlue es una marca registrada de Verband der Automobilindustrie (VDA) y la norma ISO 22241 describe los límites de composición, análisis de los métodos, almacenamiento y transporte. Cumpliendo con dicha normativa se logra la certificación para la fabricación y comercialización del aditivo (Verband der Automobilindustrie, 2020).

El aditivo AdBlue debe cumplir con la concentración de urea determinada por la ISO 22241, debido a que los catalizadores de SCR están diseñados para trabajar a una determinada concentración de urea, precisamente de 32,5% w/w, debido a que la eficiencia del sistema SCR en la reducción de NO_x depende principalmente de este parámetro, la concentración debe mantenerse con un límite permisible de $\pm 1,5\%$ que puede verse afectado durante el almacenaje en los vehículos Diesel (PalaniKumar Gurusamy, 2017).

Otras metodologías para la determinación de la concentración de urea en el aditivo, son el análisis de regresión multidimensional (Adam Polcar, 2016), y de acuerdo con lo señalado por Fojtíková, el método de titulación potenciométrica y la cromatografía líquida de alta resolución (HPLC, acrónimo en inglés).

Un punto importante en el aditivo es el contenido de Biuret, debido a que la reacción de hidrólisis sucede lentamente, ocasionando que el ácido isocianico HNCO reaccione con la urea sin descomponerse, dando origen a compuestos no deseados como Melamina, Biuret, Amelina, Triuret, Ácido Cianúrico y Ammelide (Shahariar, 2018). De acuerdo con lo señalado por Gierth (2022), el subproducto Biuret se descompone solo por encima de los 180 °C y el Ácido Cianúrico por encima de los 300 °C, que influye en mayor producción de estos subproductos. Por otro lado, estos compuestos se acumulan en las paredes del tubo de escape, en el inyector y en la superficie del catalizador, provocando un aumento en la contrapresión del motor, impidiendo el flujo de los gases de escape y reduciendo la conversión de NO_x, problema que se origina principalmente a temperaturas menores de 100 °C.

Stamicarbon es una marca líder mundial en el diseño y desarrollo de plantas de urea y licencias de tecnologías para la industria de la nutrición y plantas fertilizantes. Actualmente, existen tres métodos diferentes para producir AdBlue (Stamicarbon, 2017):

- a) Dilución de Gránulos de urea en agua desionizada
- b) Dilución de Polvo de urea evaporado en seco en agua desionizada
- c) Directamente de una solución acuosa de urea

En Bolivia la tecnología aplicada en la planta petroquímica de amoníaco y urea (PAU) operada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para producir urea granulada es TOYO Engineering, que por medio de la reacción de amoníaco y dióxido de carbono y un proceso de deshidratación obtiene la síntesis de urea, para luego pasar al proceso de concentración, evaporación y granulación (Toyo Engineering Corporation, 2012).

De acuerdo con lo señalado por Meessen (2014), dentro de las reacciones de obtención de la síntesis de urea, sucede una reacción no deseada que por acción de la temperatura se produce el compuesto Biuret, causado por la unión de dos moléculas de urea y la liberación de una molécula de amoníaco. Por tanto, superando el punto de fusión de la urea, de 132 °C se produce el Biuret afectando la composición final del producto (Denghui Wang, 2019).

El contenido de Biuret es un indicador de la calidad de la urea para la venta. Una especificación estándar mundial de Biuret en urea fertilizante es 1% w/w. Para aplicaciones como solución de urea, este parámetro debe ser mucho menor. Una forma de reducirlo en la composición de la urea es la adición de un exceso de amoníaco en la corriente de la síntesis de urea (United States Patente n° US 10,526,281 B2, 2020).

Otro componente de la urea granulada es el contenido de Formaldehído. La presencia de este componente es atribuible a la finalidad que se le da a la materia prima, debido a que el Formaldehído favorece en la dureza del grano y mantiene el contenido de nitrógeno en su almacenamiento. La urea presenta un contenido de nitrógeno de 46%.

Como Bolivia incursionó en la producción de urea para el sector agrícola, el presente estudio pretende dar una aplicación secundaria a la materia prima producida en la PAU y que se encuentra disponible en el país, sintetizando un aditivo para los vehículos fabricados bajo normativa EURO que circulan dentro de su parque automotor.

METODOLOGÍA Y RESULTADOS

1.1. Especificaciones de Materias Primas Utilizadas

La urea granulada para la síntesis del aditivo presenta las especificaciones descritas en la Tabla 3. Asimismo, las especificaciones de materias primas de diferente procedencia se detallan, para evidenciar las diferencias de pureza. Por otro lado, se consideraron lotes diferentes de urea YPFB de la gestión 2019 y 2021.

Tabla 3 Especificaciones de Materias Primas

Especificación	Urea granulada Bolivia (PAU, YPFB) 2019	Urea granulada Bolivia (PAU, YPFB) 2021	Urea p.a. Scharlau	Urea granulada Perú (Romero Fertilizantes)
Nitrógeno Total	46,4%	46,3%	46%	46%
Fósforo	-	-	-	0%
Potasio	-	-	-	0%
Amoníaco Libre	55 ppm	4,49 ppm	-	-
Contenido de Biuret	0,70%	0,75%	-	-
Contenido de Humedad	0,30%	0,27%	-	-
Contenido de Formaldehído	0,53%	0,75%	-	-
Densidad a granel Esperada	723 kg/m ³	697 kg/m ³	750 kg/m ³	-

Fuente: YPFB Refinación (2019, 2021), Scharlau (2021), Romero Fertilizantes (2021).

1.1.1. Caracterización de Materias Primas

Los parámetros de las materias primas señaladas en la Tabla 3, fueron analizadas bajo técnicas y normativas internacionales descritas en la Tabla 4.

Tabla 4 Parámetros analizados de Urea YPFB, Urea Perú y Urea p.a.

Variables	Normativa
Densidad Aparente	Norma Venezolana NTE INEN – ISO 7837:2014
Contenido de Nitrógeno	Norma Venezolana COVENIN 1138-2018
Contenido de Biuret	ISO 22241-2; Anexo E.
Contenido de Formaldehído	ISO 22241-2; Anexo F.
Contenido de Humedad	Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 222:2013

De acuerdo con los métodos aplicados para la caracterización de materia prima, se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 5 Caracterización de Materia Prima

Parámetros	Unidad	Urea YPFB	Urea Perú	Urea p.a.
Densidad Aparente	Kg/m ³	719,33	713,77	750
Contenido de Biuret	% w/w	0,934	0,846	0,0183
Contenido de Humedad	%	0,14	0,23	0,07
Contenido de Nitrógeno	%	46,19	46,12	46,0
Contenido de Formaldehído	mg/kg	6218,62	3839,30	0,03

Considerando los resultados de la urea YPFB obtenidos en laboratorio, se procedió a la síntesis del aditivo.

1.2. Síntesis del Aditivo

1.2.1. Demanda del Aditivo en el Departamento de Cochabamba

Hoy en día los camiones EURO del departamento buscan formas de anular los sistemas (SCR), debido al costo del aditivo AdBlue, lo que implica un mayor costo operacional del vehículo.

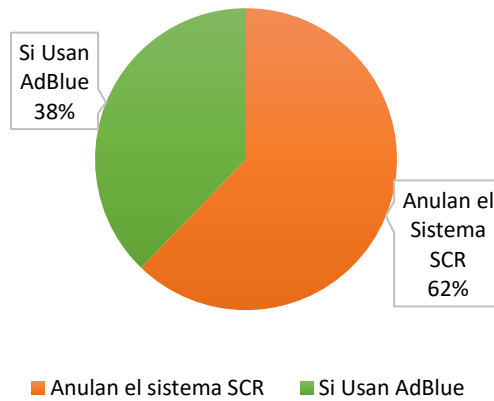
Para determinar el tamaño de muestra, se recurrió a la fórmula estadística de Murray y Larry para una población finita, con la que se obtuvo el número de encuestas a realizar para determinar la demanda del aditivo y las marcas comerciales en el departamento. En la Tabla 6 se muestra la fórmula aplicada.

Tabla 6 Sondeo de demanda del aditivo en el departamento de Cochabamba

Técnica Aplicada	Fórmula
Método Murray y Larry	$n = \frac{N * Z^2 * \sigma^2}{(N - 1) * e^2 + Z^2 * \sigma^2}$

Del total de 90 encuestas, se identificó que 34 camiones utilizan el aditivo AdBlue y los restantes 56 ya no lo utilizan. Además de que los aditivos más consumidos por los usuarios son AdBlue y BlueDEF.

Figura 1 Demanda del Aditivo



1.2.2. Parámetros de Sintetización del Aditivo

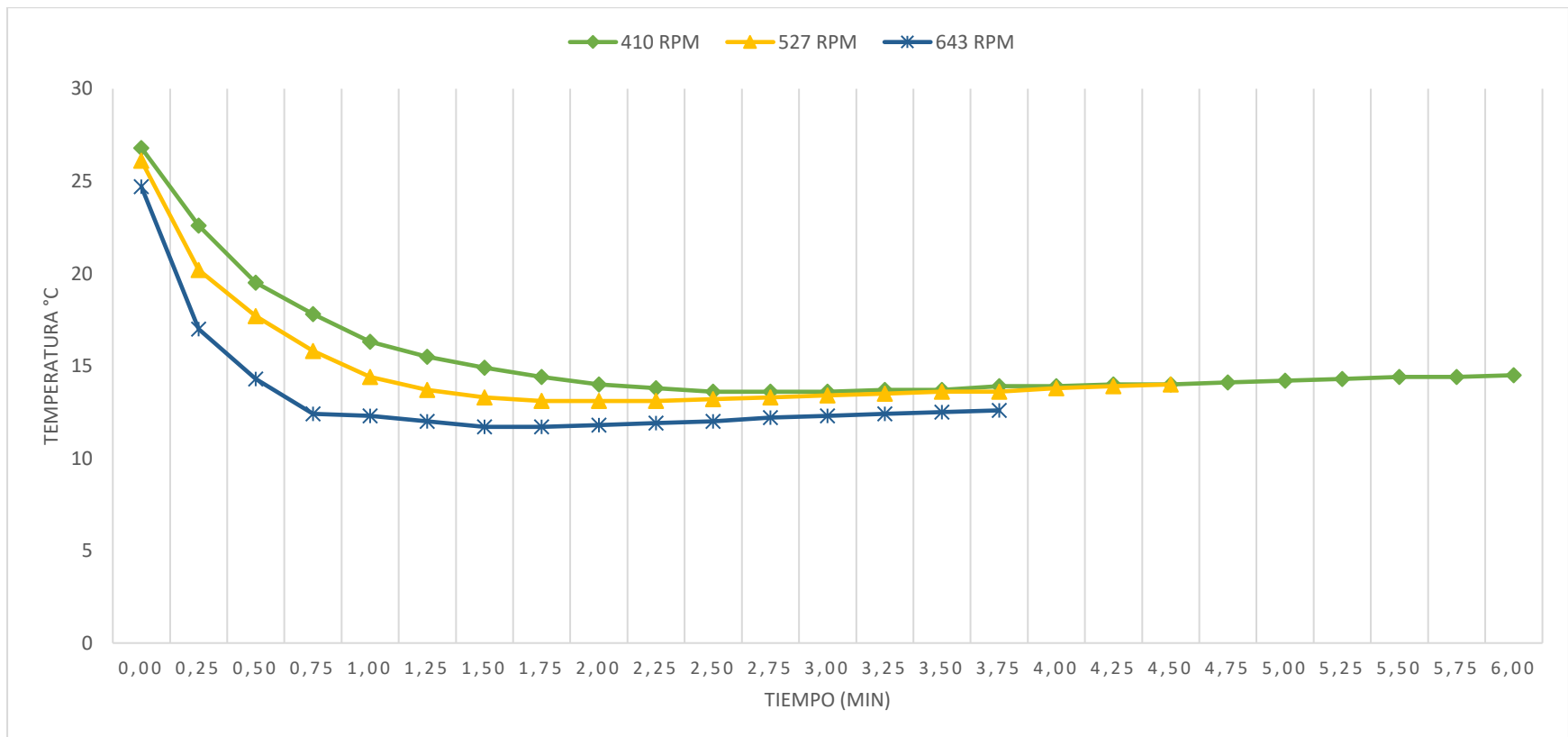
Durante el proceso de síntesis del aditivo, se observó una dependencia de la temperatura en función de la velocidad de agitación. Por lo que se analizó este parámetro de producción, con el fin de determinar la velocidad de agitación adecuada para el proceso, en la Tabla 7 se describe el equipo utilizado.

Tabla 7 Parámetros de análisis de velocidad de agitación

Unidad de Observación	Variables	Técnicas Aplicada
Blue Truck	Velocidad de agitación	Agitador Magnético MSH 420 Termocupla Tipo T

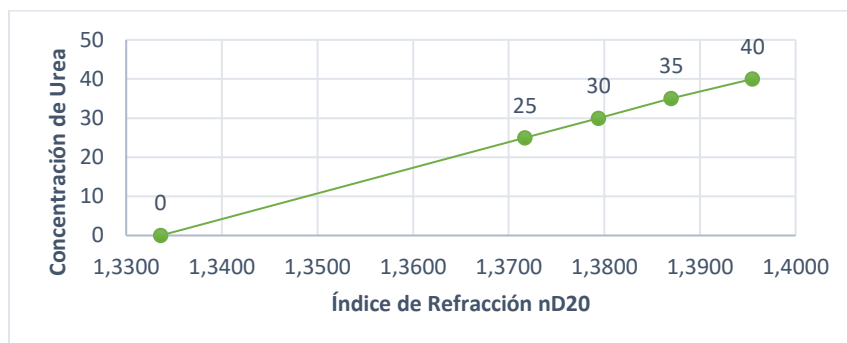
En la Figura 2 se aprecia la incidencia de la temperatura en la velocidad de agitación.

Figura 2 Efecto de la temperatura en la velocidad de agitación



El método para determinar la concentración de la urea propuesto por la norma ISO 22241-2 (2019) Anexo C, es determinado por fórmula por medio del índice de refracción. Se realizó una curva de calibración de índice de refracción respecto a la concentración de urea, obtenido con urea p.a.

Figura 3 Curva de Calibración



1.2.3. Caracterización del aditivo según normativa ISO 22241

El aditivo Blue Truck sintetizado, requiere de agua de alta pureza, por lo que se utilizó agua de osmosis inversa con las especificaciones descritas en la Tabla 8.

Tabla 8 Especificaciones de Agua de Osmosis Inversa

Especificación	Valor
pH	6,09
Sólidos Totales Disueltos (TDS)	0,92 ppm
Conductividad	0,46 μ S/cm
Metales Pesados	0 ppm

El aditivo sintetizado en laboratorio bajo el nombre Blue Truck fue analizado con el aditivo AdBlue y BlueDEF. Estos aditivos fueron analizados bajo la normativa ISO 22241-2:2019 Diesel Engines, NOx reduction agent AUS32 - Part 2: Test Methods, descritos en la Tabla 9.

Tabla 9 Parámetros Analizados de los aditivos

Variables a Analizar	Normativa
Concentración de urea	ISO 22241-2; Anexo B.
Índice de Refracción	Norma ASTM D1747 y ISO 22241-2; Anexo C.
Contenido de Biuret	ISO 22241-2; Anexo E.
Contenido de Aldehídos	ISO 22241-2; Anexo F.
Alcalinidad como NH ₃	ISO 22241-2; Anexo D.
Densidad	ISO 386
pH	Método Potenciométrico

Los reactivos utilizados para las pruebas de análisis y caracterización de las diferentes materias primas y aditivos son descritos en la Tabla 10.

Tabla 10 Especificaciones de Reactivos

Reactivo	Concentración	Industria
Ácido Sulfúrico	95-97%	Merck
Ácido Clorhídrico	37%	Merck
Hidróxido de Sodio	99%	Merck
Carbonato de Sodio Anhidro	99%	Merck
Ácido Cromo trópico	-	Scharlau
Urea p.a.	99,80%	Scharlau
Tartrato de Sodio y Potasio	99-102%	Scharlau
Sulfato de Sodio Anhidro	99,0-100,5%	Sigma Aldrich
Solución de Biuret p.a.	97%	Acros Organics
Indicador Verde de Bromocresol	-	Hach
Indicador Rojo de Metilo	-	Hach
Solución Tampón estándar pH 4	-	Cicarelli
Solución Tampón estándar pH 7	-	Cicarelli
Solución Tampón estándar pH 10	-	Cicarelli
Alcohol Etílico	96%	Grado Analítico
Ácido Bórico	-	Grado Analítico
Sulfato de Cobre	-	Grado Analítico
Formaldehído	37%	Grado Analítico

Los resultados del análisis de calidad al aditivo Blue Truck, AdBlue y BlueDEF se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11 Caracterización de diferentes aditivos AdBlue

Parámetros	Unidad	Límites ISO 22241	AdBlue Alemania	BlueDEF U.S.A	Blue Truck
Contenido de urea	% w/w	31,8-33,2	32,5	32,5	32,5
Densidad a 20 °C	kg/m ³	1087 – 1093	1089	1088	1092
Índice de Refracción a 20 °C	-	1,3814 -1,3843	1,3835	1,3836	1,3836
Alcalinidad como NH ₃	% w/w	0,20 máx.	0,04	0,01	0,007
Biuret	% w/w	0,30 máx.	0,03	0,26	0,31
Aldehídos	mg/kg	5 máx.	1,32	1,74	>5
pH	-	10	9,35	9,26	9,38

Nota: El aditivo Blue Truck se produjo con el lote de producción de urea del 2021.

En la Tabla 12 se aprecia los resultados de análisis al aditivo Blue Truck almacenado por 5 meses bajo condiciones ambiente de la ciudad de Tiquipaya del departamento de Cochabamba.

Tabla 12 Caracterización de diferentes aditivos AdBlue

Parámetros	Unidad	Límites	Aditivo Blue Truck Fresco	Aditivo Blue Truck 5 meses
Contenido de urea	% w/w	31,8-33,2	32,50	32,53
Densidad a 20 °C	kg/m ³	1087-1093	1091	1093
Índice de refracción a 20 °C	-	1,3814-1,3843	1,3838	1,3842
Alcalinidad como NH ₃	% w/w	0,20 máx.	0,07	0,12
Biuret	% w/w	0,30 máx.	0,270	0,274

Nota: Este aditivo fue sintetizado con un lote de producción de urea del 2019.

1.3. Efectividad del Aditivo en la Reducción de NOX

La prueba de efectividad de reducción de NOx se desarrolló para el aditivo Blue Truck y el aditivo comercializado BlueDEF, poniéndolos a prueba en diferentes semanas en un camión volvo FM 410 modelo 2011, regido a la norma EURO V.

Adicionalmente, se realizó una medición de gases de combustión a un camión Volvo FH Samuray modelo 2017 fabricado bajo normativa EURO VI, dicho camión contaba con combustible Diesel y el aditivo AdBlue de su país de origen Holanda.

El análisis de gases de escape se realizó por medio de un analizador de gases de combustión KANE Auto plus 5-2.

Los resultados de los análisis de gases de escape del aditivo Blue Truck, el aditivo BlueDEF y un aditivo de industria Neerlandesa, se muestran a continuación:

Tabla 13 Análisis de Gases de Escape a Vehículos pesados Diesel EURO con SCR

Gases de Combustión	Limite EURO VI	Camión EURO VI AdBlue Holanda	Limite EURO V	Camión EURO V AdBlue U.S.A.	Camión EURO V AdBlue Blue Truck
CO (g/kWh)	1,5	0,00	1,5	35,91	143,64
HC (g/kWh)	0,13	0,00	0,46	0,00	0,00
NOx (g/kWh)	0,4	0,02	2	1,49	1,88
PM (g/kWh)	0,01	-	0,02	-	-

En la Tabla 14 se aprecia los valores obtenidos de los análisis de gases de escape a vehículos pesados Diesel que no requiere el aditivo AdBlue y un vehículo pesado Diesel con el sistema SCR anulado.

Tabla 14 Análisis de gases de escape a vehículos Diesel EURO sin SCR

Camión Volvo sin sistema SCR		Camión Americano sin sistema SCR		Camión con sistema SCR anulado EURO V	
Gases De Escape	Valor Emitido	Gases De Escape	Valor Emitido	Gases De Escape	Valor Emitido
CO ₂ (g/kWh)	0,11	CO ₂ (g/kWh)	0,11	CO ₂ (g/kWh)	0,17
CO (g/kWh)	538,65	CO (g/kWh)	323,19	CO (g/kWh)	754,11
O ₂ (g/kWh)	572,28	O ₂ (g/kWh)	635,87	O ₂ (g/kWh)	506,24
HC (g/kWh)	0.06	HC (g/kWh)	0.00	HC (g/kWh)	0.07
NO (g/kWh)	4,43	NO (g/kWh)	3,99	NO (g/kWh)	8,14

DISCUSIÓN

De la caracterización de la materia prima podemos indicar:

- La densidad aparente de la urea puede variar dependiendo de su procedencia, es decir, no todas presentan el mismo tamaño de grano, por lo que presentan una variabilidad en los resultados.
- La urea YPF y urea Perú presentan un contenido de Biuret cerca al límite permisible de 1% w/w para urea granulada fertilizante, pero cumplen con este parámetro.

- El límite establecido para contenido de nitrógeno en un fertilizante es de 46%, por tanto, todos presentan un 46% de nitrógeno total.
- El contenido de Formaldehído en la urea YPFB y urea Perú son elevados, atribuible a la finalidad que se le da a la materia prima.

La demanda del aditivo permitió determinar la demanda real del aditivo, así como el impacto ambiental que genera el sector de camiones que anulaban el sistema SCR.

Durante la etapa de disolución de urea en agua se observó una variable operativa en el proceso de agitación, una velocidad de agitación >600 RPM induce una caída de la temperatura brusca, esta caída de temperatura origina la formación de cristales de urea en las paredes del recipiente, al igual que la disminución de la solubilidad de la urea provocando un mayor tiempo de disolución, al mismo tiempo la formación de cristales de urea influye directamente en la concentración de urea, reduciendo la concentración de urea preparada. La Figura 2 muestra el descenso de la temperatura a distintas velocidades de agitación. La velocidad de agitación óptima para la dilución de la urea en agua es de 410 RPM, con el fin de evitar la formación de cristales de urea.

La curva de calibración a diferentes concentraciones de urea, medida a $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, permite determinar la concentración de urea de un aditivo de acuerdo al índice de refracción, siendo un método importante para identificar la calidad del aditivo de forma rápida y confiable.

Los resultados del análisis de laboratorio realizado a los distintos aditivos se contrastaron con la norma ISO 22241:2019.

- Para la densidad, los aditivos analizados se encuentran dentro especificación, la variación de densidades de los 3 aditivos es debido a la materia prima utilizada para la síntesis de cada aditivo. Esta variabilidad podemos contrastar con el aditivo exhibido por Terzis (2018), presentando un AdBlue comercial con una densidad de 1083 kg/m^3 , y por Palanikumar (2017), presentando un AdBlue con una densidad de 1093 kg/m^3 a $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, frente al Blue Truck con 1092 kg/m^3 que difiere de una unidad respecto a Palanikumar (2017). Por otro lado, los valores de densidad en los aditivos pueden variar por el almacenaje en los vehículos Diesel con el paso del tiempo, según Fojtíková.
- En especificaciones de índice de refracción todos los aditivos presentan el mismo valor. Este parámetro nos determina la concentración de urea, por tanto, la calidad del aditivo, tal como se especificó en la Figura 3.
- En especificaciones de alcalinidad todos los aditivos presentan un valor por debajo de lo establecido, sin embargo, el aditivo Blue Truck puede verse afectado por el pH del agua de osmosis inversa utilizada para su síntesis.
- El aditivo Blue Truck superó el límite de contenido de Biuret, en $0,01\%$ w/w del valor establecido, debido a que la materia prima utilizada partió con un contenido de Biuret de $0,934\%$ w/w.
- El límite de aldehídos establecido por la norma es de 5 mg/kg , el aditivo Blue Truck presenta un valor muy elevado de aldehídos, debido a que se partió de una materia prima con contenido de Formaldehído de, $6218,62\text{ mg/kg}$.
- La prueba de pH se encuentra dentro los límites establecidos y de valores similares con las marcas comerciales analizadas, al ser de un valor elevado pH 9 presenta también cierto grado de corrosividad.

Aunque las propiedades del aditivo almacenado por 5 meses a condiciones ambiente presentan leves variaciones en todos los parámetros, se encuentran dentro de los límites establecidos por la ISO 22241. Asimismo, se verifica que las propiedades del aditivo pueden cambiar con el paso del tiempo, por lo que el límite del tiempo máximo de almacenamiento es de 12 meses, según dicha norma.

Los resultados de los análisis de gases de escape nos indican que:

- Para el análisis de un vehículo pesado Diesel sujeto a la EURO VI, los resultados de análisis de emisión de gases de escape es casi cero para todos los compuestos, a excepción de los NOx emitiéndose un 5% del límite establecido por la norma EURO VI, siendo el límite 0,4 g/kWh, esto puede ser influenciado por el combustible Diesel, debido a que en Europa los combustibles comercializados son biocombustibles, por ende son combustibles limpios y tienen una menor emisión de gases de escape (Fernando Daniel Ramos, 2016). De acuerdo con lo señalado por Panoutsou (2021), la mezcla más utilizada de biodiesel en Europa es B7 o B10, es decir, para un B7 la mezcla es 7 partes de biodiesel y 93 partes de Diesel.
- Los análisis de gases de escape realizados a un vehículo pesado Diesel sujeto a un EURO V, indican que el aditivo de industria U.S.A. y el Blue Truck cumplen con su objetivo, reduciendo los NOx.

Los resultados de la Tabla 14 contrastados con los resultados de la Tabla 13, permiten indicar que:

En el camión EURO V con sistema SCR anulado, se evidencia que los valores de emisión con respecto a los NOx exceden 4 veces lo permitido por la norma EURO V, demostrando que el uso del aditivo contribuye a la reducción y emisión de gases NOx.

CONCLUSIONES

El proyecto de investigación permitió obtener los resultados de la urea grado agrícola proveniente de la PAU para estudiar su aplicación como materia prima en la síntesis de urea grado automotriz.

- Los análisis de laboratorio realizado a la urea YPFB, evidenciaron un contenido de Biuret de 0,934% w/w y un contenido de Formaldehído de, 6218,62 mg/kg, lo que influye directamente en parámetros de Biuret y Aldehídos en el aditivo sintetizado. Un alto contenido de Biuret se produce cuando las temperaturas sobrepasan el punto de fusión de la urea, específicamente en el proceso de granulación, provocando una reacción secundaria de formación de Biuret, por otra parte, para que el grano de urea no se rompa al tacto y mantenga el contenido de nitrógeno en el almacenamiento se le añade Formaldehído, afectando la composición final de la urea granulada.
- El aditivo Blue Truck sintetizado a partir de urea agrícola YPFB cumple con las normativas internacionales con excepción del contenido de Biuret y Formaldehído, siendo directamente influenciado por la materia prima.
- Determinar la concentración de urea en función del índice de refracción por método gráfico, afirma que es un método adecuado y preciso para determinar la calidad del aditivo, siendo un método alternativo al propuesto por la normativa ISO 22241-2.
- Para evitar la cristalización resultante del descenso de temperatura exhibido en el proceso de disolución de urea, el proceso debe partir de temperaturas entre los 20 a 26 °C a una velocidad de agitación de 400 RPM.
- El parámetro más importante para el almacenamiento del aditivo es la temperatura, en un rango de -11 °C a 30 °C, según lo indicado por la norma ISO 22241-3 *Manejo, Transporte y Almacenaje*. El aditivo Blue Truck se almacenó por 5 meses a temperaturas de 20 a 30 °C, mostrando un incremento del contenido de Biuret en un 0,04% w/w del valor inicial.
- Las pruebas de efectividad de reducción de emisión de NOx del aditivo sintetizado Blue Truck cumple con su función, dado que los resultados indican que este aditivo puede ser utilizado en camiones EURO como cualquier otro producto comercial, aunque podría influir en la degradación del catalizador.
- El sondeo realizado nos permitió identificar que el 23% del transporte pesado utiliza el aditivo, con un consumo estimado de 236 m³ mensuales para este año y, con una proyección de 301 m³ para el año 2027. Si el parque automotor del departamento de Cochabamba consumiría en su totalidad el aditivo, la demanda sería de, 7013 m³ mensuales.

- Para lograr una producción industrial y mejorar la calidad del aditivo propuesto, es necesario partir de urea con mayor pureza. Los parámetros de mayor incidencia en el desempeño del aditivo son el Biuret y el Formaldehído, los cuales deben presentarse en un contenido no mayor a 0,40% y 3 mg/kg respectivamente, de esta manera poder producir y certificar un aditivo AdBlue Premium Quality.
- Considerando que, en Bolivia, la Planta de Amoniaco y Urea (PAU) se considera potencial productor de este aditivo, se recomienda que se realicen estudios de investigación posteriores y complementarios dentro de las líneas de proceso de la PAU, antes del proceso de granulación, con el fin de asegurar la pureza de la materia prima, tal como propone Stamicarbon.
- La producción del aditivo AdBlue bajo la norma ISO 22241 (2019) en cumplimiento con las especificaciones establecidas, puede lograr una certificación de fabricación y comercialización, avalada por la Asociación Alemana de la Industria del Automóvil (VDA).

AGRADECIMIENTO

A la dirección nacional de investigación de la Universidad Privada del Valle por apoyar con el financiamiento para la ejecución del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- A. Fendri, P. B. (2015). AdBlue Quality Control using Impedance Spectroscopy. *Proceedings SENSOR*, 830-832. doi:10.5162/sensor2015/P7.3
- A. Terzis, M. K. (2018). Splashing characteristics of diesel exhaust fluid (AdBlue) droplets impacting on urea-water solution films. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 102, 152-162. doi:10.1016/j.expthermflusci.2018.11.002
- Adam Polcar, J. Č. (05 de 2016). Influence of Urea Concentration on Refractive Index of AdBlue Fluid Evaluated by Regression Analysis. *64(2)*, 509-516. doi:10.11118/actaun201664020509
- Ante Kozina, G. R. (12 de Marzo de 2020). Analysis of methods towards reduction of harmful pollutants from diesel engines. (C. M. Almeida, Ed.) *Cleaner Production*, 262. doi:10.1016/j.jclepro.2020.121105
- ASTM D1747. (2009). *Standard Test Method for Refractive Index of Viscous Materials*. Estados Unidos : ASTM.
- B. Ashok, A. J. (2022). Chapter 3 - NOx and PM trade-off in IC engines. *NOx Emission Control Technologies in Stationary and Automotive Internal Combustion Engines*, 69-93. doi:10.1016/B978-0-12-823955-1.00003-6
- Boxi Shen, Z. L. (Diciembre de 2017). Development of a 1D Urea-SCR system model coupling with wall film decomposition mechanism based on engine bench test data. *Energy Procedia*, 142, 3492-3497. doi:10.1016/j.egypro.2017.12.235
- Calliope Panoutsou, S. G. (3 de 03 de 2021). Advanced biofuels to decarbonise European transport by 2030: Markets, challenges, and policies that impact their successful market uptake. *Energy Strategy Reviews*, 34. doi:10.1016/j.esr.2021.100633
- COVENIN 1138. (2018). *Fertilizantes. Determinación del Nitrógeno Total (Metodo Kjeldahl)*. Venezuela: FODENORCA. Obtenido de <http://www.sencamer.gob.ve/sencamer/normas/1138-2018.pdf>

- Denghui Wang, N. D. (15 de 04 de 2019). Analysis of urea pyrolysis in 132.5–190 °C. *Fuel*, 242, 62-67. doi:10.1016/j.fuel.2019.01.011
- Diesel Technology Forum. (2023). *Diesel Technology Forum*. Obtenido de <https://dieselforum.org/selective-catalytic-reduction-scr>
- DieselNET. (11 de 11 de 2022). *DieselNET*. Obtenido de <https://dieselnet.com/news/2022/11eu.php>
- Eelco Mostert, H. (. (07 de 01 de 2020). *United States Patente n° US 10,526,281 B2*. Obtenido de <https://patents.google.com/patent/US10526281B2/en>
- EUR-Lex. (06 de 09 de 2022). *EUR-Lex Access to European Union Law*. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32009R0595>
- Fernando Daniel Ramos, M. S. (01 de 01 de 2016). Biocombustibles. *Ciencia Hoy*, 25(147), 69-73. Obtenido de <http://cienciahoy.org.ar/2016/01/biocombustibles/>
- Filip Kuternowski, M. S. (6 de 07 de 2020). Modeling of Urea Decomposition in Selective Catalytic Reduction (SCR) for Systems of Diesel Exhaust Gases Aftertreatment by Finite Volume Method. *Computational Catalysis*, 749. doi:10.3390/catal10070749
- Guevara-Zavala, R. (2018). *Desarrollo de un sistema de control y monitoreo en un banco de pruebas Urea-SCR*. Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME), Mexico.
- Hakan Caliskan, K. M. (01 de 06 de 2017). Environmental, enviroeconomic and enhanced thermodynamic analyses of a diesel engine with diesel oxidation catalyst (DOC) and diesel particulate filter (DPF) after treatment systems. *Energy*, 128, 128-144. doi:10.1016/j.energy.2017.04.014
- Hoon Lee, T. H. (10 de 02 de 2016). Experimental verification of optimized NOX reduction strategies in a decrepit Euro-3 diesel engine retrofitted with a cooled EGR system. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 30, 2873-2880. doi:10.1007/s12206-016-0546-2
- Ibrahim Aslan, R. A. (2015). The pollutant emissions from diesel-engine vehicles and exhaust aftertreatment systems. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 17, 15-27. doi:10.1007/s10098-014-0793-9
- Instituto Nacional de Estadísticas (INE). (29 de Mayo de 2020). *Instituto Nacional de Estadísticas (INE)*. Obtenido de Instituto Nacional de Estadísticas (INE): <https://www.ine.gob.bo/index.php/publicaciones/estadisticas-del-parque-automotor-2005-2019/>
- ISO 22241-2. (2019). *Diesel Engines, NOx reduction agent AUS32 - Part 2: Test Methods*. Alemania: ISO.
- Louise Gren, V. B. (08 de 2021). Effects of renewable fuel and exhaust aftertreatment on primary and secondary emissions from a modern heavy-duty diesel engine. *Journal of Aerosol Science*, 156. doi:10.1016/j.jaerosci.2021.105781

- M. Börnhorst, O. D. (21 de 07 de 2021). Advances and challenges of ammonia delivery by urea-water sprays in SCR systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, 87. doi:10.1016/j.peccs.2021.100949
- Meessen, J. (10 de 11 de 2014). Urea Synthesis. *Chemie Ingenieur Technik*, 86(12), 2180-2189. doi:10.1002/cite.201400064
- Ming-Feng Hsieh, J. W. (Enero de 2012). Adaptive and Efficient Ammonia Storage Distribution Control for a Two-Catalyst Selective Catalytic Reduction System. *Dynamic Systems, Measurement, and Control*, 134, 1. doi:10.1115/1.4005372
- NTE INEN 222. (2013). *Fertilizantes. Determinación del contenido de Humedad*. Ecuador: Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN. Obtenido de <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/222-1R.pdf>
- NTE INEN ISO 7837. (2014). *Fertilizantes. Determinación de la densidad aparente sin compactar en fertilizantes de grano fino*. Ecuador: Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN. Obtenido de https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/nte_inen_iso_7837.pdf
- Official Journal of the European Union, Regulation (EC). (18 de 06 de 2009). *EUR-Lex*.
- PalaniKumar Gurusamy, U. G. (17 de 04 de 2017). Measurement of Diesel Exhaust Fluid Concentration in Urea-SCR after-Treatment System. *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing*, 18(8), 1085–1092. doi:10.1007/s12541-017-0127-z
- Pavla Fojtíková, D. K. (19 de 09 de 2019). Tracking AdBlue properties during tests of selective. *International Journal of Energy Research*, 1-11. doi:10.1002/er.4921
- Samsung Engineering. (2013). *Business Portfolio Petrochemicals*. Obtenido de <https://www.samsungengineering.com/business/unit/common/buView>
- Sandro Gierth, S. H. (19 de 01 de 2022). Urea Conversion for Low-Temperature Selective Catalytic Reduction in a Swirled Diesel Exhaust Gas Configuration. *Chemical Engineering Technology*, 45(4), 610-619. doi: 10.1002/ceat.202100571
- Shahariar, G. M. (Marzo de 2018). Investigation of urea aqueous solution injection, droplet breakup and urea decomposition of selective catalytic reduction systems. *Mechanical Science and Technology*, 32, 3473–3481. doi:10.1007/s12206-018-0651-5
- Stamicarbon. (11 de 2017). *STAMI AdBlue Technologies*. Obtenido de https://www.stamicarbon.com/sc_files/142/download?token=vn2qF-Fq
- Tan, L. (Noviembre de 2017). CFD studies on effects of SCR mixers on the performance of urea conversion and mixing of the reducing agent. *Chemical Engineering & Processing: Process Intensification*, 123, 82-88. doi:10.1016/j.cep.2017.11.003
- Theodoros Grigoratos, G. F. (15 de Marzo de 2019). Real world emissions performance of heavy-duty Euro VI diesel vehicles. *Atmospheric Environment*, 201, 348-359. doi:10.1016/j.atmosenv.2018.12.042
- Tina Kegl, A. K. (2020). Chapter 2 Diesel Engines. *Nanomaterials for Environmental Application Fuel Additives for Diesel Engines*, 5-28. doi:10.1007/978-3-030-54708-0_2

- Tommaso Selleri, A. D. (23 de 03 de 2021). An Overview of Lean Exhaust deNO_x Aftertreatment Technologies and NO_x Emission Regulations in the European Union. *Catalysts*, 11(3). doi:10.3390/catal11030404
- Tommaso Selleri, R. G. (27 de Enero de 2022). Measuring Emissions from a Demonstrator Heavy-Duty Diesel Vehicle under Real-World Conditions - Moving Forward to Euro VII. *Catalysts*, 12(2), 184. doi:10.3390/catal12020184
- Toyo Engineering Corporation. (2012). ACES21 Urea Process by Toyo. *Toyo Engineering*. Obtenido de https://www.toyo-eng.com/jp/ja/products/petrochemical/urea/technical_paper/pdf/ACES21_Brochure.pdf
- Usame Demir, A. K. (24 de Agosto de 2021). Experimental investigation of the effect of urea addition to fuel on engine performance and emissions in diesel engines. *FUEL*, 331, 1. doi:10.1016/j.fuel.2021.122578
- Verband der Automobilindustrie. (2020). *Verband der Automobilindustrie*. Obtenido de Verband der Automobilindustrie: <https://en.vda.de/en/topics/innovation-and-technology/ad-blue/AdBlue-brand-list-and-licensees-list.html>
- Yihao Xie, F. P. (Abril de 2020). Diesel sulfur content impacts on Euro VI soot-free vehicles: Considerations for emerging markets. *The International Council on Clean Transportation*, 11, 1-15.
- Yunhua Zhang, A. L. (2024). Effect of catalyst diesel particulate filter aging and catalyst loadings on particulate emission characteristics from a diesel vehicle. *Journal of Environmental Sciences*, 136, 35-44. doi:10.1016/j.jes.2022.10.014

Fecha de Recepción: 01/02/2023

Fecha de Aprobación: 29/06/2023

Fecha de Publicación:

ESTUDIO DEL MECANISMO DE REACCION DE LA GENERACION DE HIDRÓGENO A PARTIR DE BOROHIDRURO DE SODIO (CALCULO TEORICO)

Valerio Choque Flores^{1*}, Saúl Cabrera¹⁺

¹ Grupo de Química Teórica y del Estado Sólido, Instituto de Investigaciones Químicas (IIQ), UMSA, La Paz-Bolivia,

[*valerioreschoqueflores@gmail.com](mailto:valerioreschoqueflores@gmail.com)

RESUMEN

En el presente artículo, usando el software HYPERCHEM PROFESSIONAL versión 8.0, para calculo teórico con el método semiempírico de ZINDO/1, se estudió el mecanismo de reacción de generación de hidrógeno a partir de borohidruro de sodio tanto en medio neutro como en medio ácido.

PALABRAS CLAVE: Hyperchem, Generación de hidrógeno, reducción, catálisis, pH

ABSTRACT

In the present paper we have using HYPERCHEM PROFESSIONAL 8.0 software ZINDO/1 semiempiric method to theoretical calculation, we have studied the mechanism hydrogen generation using sodium borohydride in the acide and neutral environment.

KEYWORDS: Hyperchem, hydrogen generation, reduction, catalyst, pH

INTRODUCCIÓN

Si bien el hidrógeno puede ser generado desde gas natural u otros hidrocarburos, o por procesos electroquímicos desde el agua, su síntesis química es relativamente costosa. Entre las principales fuentes de hidrógeno para una producción química está el borohidruro de

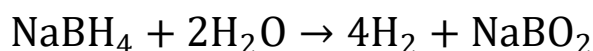
sodio, el cual está en la actualidad siendo considerado como la matriz para la generación de celdas de combustible vehicular. A la fecha muchos prototipos de celdas de DISCUSIÓN han sido diseñadas, no obstante, en todas se propone la extracción del hidrógeno desde el borohidruro de sodio, este hidrógeno suele ser combinado con oxígeno en las celdas, reacción que permite producir electricidad base de los motores eléctricos. Por otro lado, en las celdas de reacción, el borohidruro de sodio (BHS) es almacenado en condiciones ambientales en un líquido de combustible (una solución acuosa) ¹⁻². El bórax, puede ser encontrado en grandes depósitos naturales, como en el salar de Uyuni de Potosí-Bolivia ³ donde la tabla 1, muestra el potencial de minerales presentes en el salar de Uyuni ⁴:

Tabla 1. Potencial de minerales presentes en el salar de Uyuni-Bolivia

ELEMENTO	RESERVAS (T.M.)	% RECUP	VALOR RECUP (T.M.)	CONVERSION T.M. ELEM.	ESTIQUIOM T.M. COMP	COMPUESTO	PRECIO (\$us/T.M.)	VALOR "IN SITUS" (\$us)
LITIO	890000	70	6.230.000	13.878	73.878	Li ₂ O	490	16.250.711.241
POTASIO	194000000	70	135.800.000	39.1	74.545	KCl	155	40.079.233.981
BORO	7700000	70	5.390.000	10.8	618	H ₃ BO ₃	400	12.337.111.106
MAGNESIO	211000000	70	147.700.000			Mg. Met	1900	280.630.000.00
VALOR "INSITUS" ESTIMADO DE LITIO, POTASIO, BORO Y MAGNESIO								349.297.056.329

⁴ Flores, 2007

Por otro lado, el NaBH₄ es preparado a partir de Bórax, donde la liberación de hidrógeno desde su fuente, el borohidruro de sodio en solución acuosa, es dada por la reacción:



A 25°C, la entalpía estándar de reacción de -273 kJ/mol, es exotérmica. No obstante, cuando el borohidruro de sodio es utilizado para la generación de hidrógeno en celdas de combustible la reacción debe ser acelerada, los procesos de aceleración pueden ser dados por catalizadores que generan el medio ácido ⁵⁻⁸ como: haluros metálicos de transición que en medio acuoso ⁹, platino coloidal ¹⁰, carbón activado ¹¹, Ru soportado ¹², o por el incremento de la temperatura de reacción ¹³⁻¹⁴. El único producto de la reacción es el metaborato de sodio (análogo al bórax) que es soluble en agua y no contaminante del medio ambiente. Por esta reacción el hidrógeno es generado en medio controlable, a temperatura ambiente, no existiendo subproductos volátiles, donde el H₂ generado es de alta pureza sin CO o S, como ocurre con otras fuentes como los hidrocarburos. La reacción necesita

trasferir cuatro electrones, almacenados inicialmente en los enlaces B-H que son utilizados para reducir el H₂O y formar H₂. La complejidad del sistema sugiere un estudio del proceso por pasos o etapas de reacción.

En 1953 Schlesinger et al ¹⁵⁻¹⁶ observaron que a temperatura ambiente en un medio sin solución buffer o en la ausencia de ácidos la hidrólisis es extremadamente lenta, y solo un pequeño porcentaje del hidrógeno disponible es liberado, demostrándose que el pH en la solución es un parámetro limitante, así mismo probaron diferentes ácidos : ácidos próticos inorgánicos, ácido oxálico, ácido succínico, pentóxido de fosforo, cloruro de aluminio, y trióxido de boro, encontrando que los ácidos orgánicos son bastante eficientes. Posteriormente Kaufman y Sen ¹⁷⁻¹⁹ desarrollaron un estudio para evaluar la importancia de varios ácidos, utilizando fundamentalmente ácido perclórico, hidrogenofalato de potasio, y ácido oxálico, demostraron con gráficos de pNaBH₄ vs. %molar del ácido, que el ácido oxálico es el doble de eficiente como catalizador que los ácidos monopróticos. A partir de los resultados experimentales encontraron una relación lineal para la aceleración en medio ácida sin buffer (utilizada en celdas de combustibles):

$$p[\text{NaBH}_4] = E + F[\text{H}^+] + G[\text{H}^+]t$$

donde: E=1.065±0.003, F=11.3±0.2 dm³ mol⁻¹, y G= 0.59±0.03 dm³ mol⁻¹ min⁻¹.

Por otro lado, la diferencial con respecto al tiempo les ha permitido encontrar la ecuación:

$$-\frac{d[\text{NaBH}_4]}{dt} = \left(\frac{G}{2,3020}\right)[\text{H}^+][\text{NaBH}_4]$$

Ecuación consistente con un mecanismo biomolecular, propuesto por Gardiner y Collar ^[15-19] (Figura 1), quienes plantean que la formación del intermediario H₃BH-HOH₂ es lenta, hasta la formación del B(OH)₃ + 3H₂ la cual es violenta.

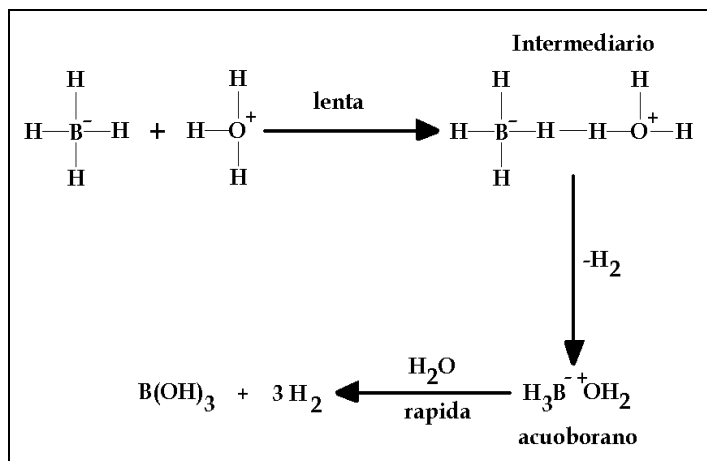


Figura 1. Mecanismo de formación del ácido bórico propuesto por Gardiner y Collar

En este sentido el presente artículo propone un estudio teórico de la reacción de hidrólisis del ion borohidruro en medio acuoso y en medio ácido durante la etapa de avance de la reacción y su influencia en el mecanismo de reacción por la catálisis ácida.

MÉTODO DE CÁLCULO

El método de cálculo se realizó mediante el programa Hyperchem 8.0, usando el método semiempírico ZINDO/1 con simulaciones en medio gaseoso y obteniéndose configuraciones estructurales de mínima energía y cargas netas por átomo, cuyos resultados, permiten obtener un valor de energía mínima en este medio y con un cálculo semiempírico, obtener las cargas netas por átomo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De los cálculos realizados teóricamente, se puede plantear los siguientes mecanismos propuestos:

MEDIO NEUTRO

El mecanismo de reacción de la generación de hidrógeno para una reacción en medio neutro se muestra a en la Figura 2. De acuerdo a este mecanismo se puede observar que la formación de hidrógeno ocurre en una etapa lenta. Esto se debe a que primero debe ocurrir la disociación de una molécula de agua para generar H^+ y OH^- la cual se asocia al equilibrio

del agua ($K_w=10^{-14}$), y el H^+ generado durante la disociación, actúa como catalizador lo cual permite la generación de hidrógeno.

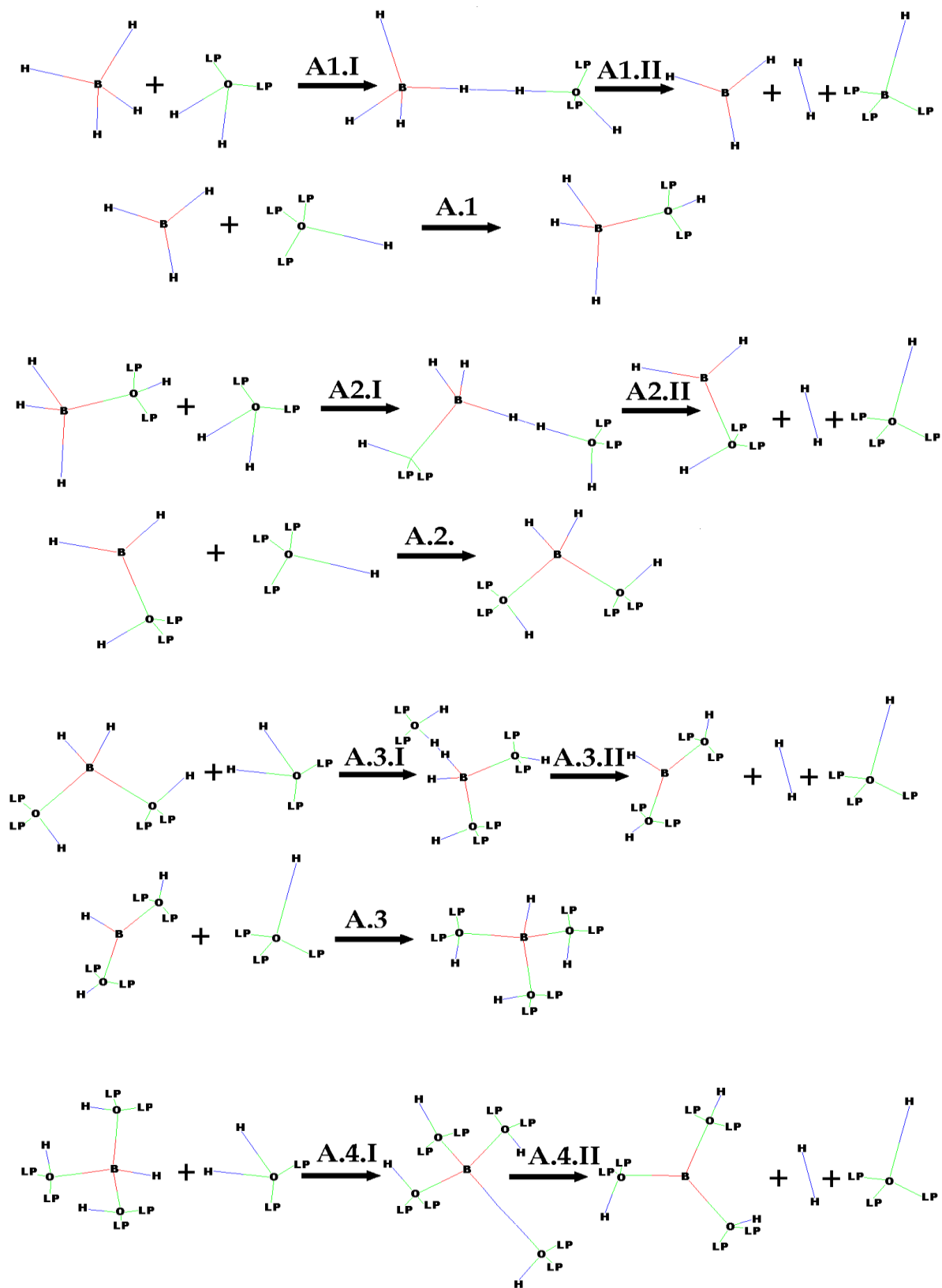


Figura 2. Mecanismo de reacción de la generación de hidrógeno, en medio neutro

Considerando los resultados de la Tabla 2, se puede observar en el anterior mecanismo, una generación de hidrógeno previa formación de un producto intermedio a partir de los pasos de reacción (A1_I, A1_{II}, A2_I, A2_{II}, A3_I y A3_{II}), la cual es lenta tal como se observa en la transferencia de carga del B cuya magnitud es un número decimal, dentro de la totalidad de la carga de la molécula y cuya unidad de carga es adimensional.

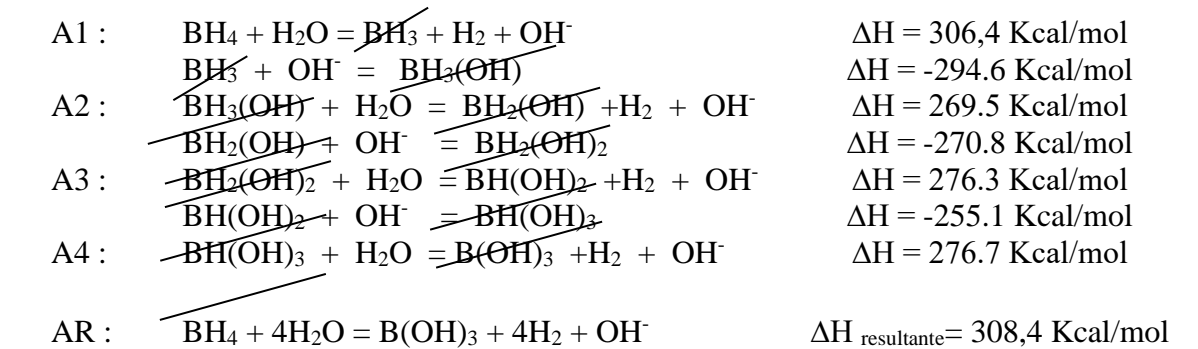
Tabla 2. Resultados de ΔH y carga del Boro para las Reacciones en medio neutro

No.	REACCIONES MEDIO NEUTRO	ΔH Kcal/mol	Carga Boro B
	BH ₄	-634,35	-0,691
A1 _I	BH ₄ + H ₂ O = <u>B</u> H ₄ ---H ₂ O	41,4	-0,683
A1 _{II}	BH ₄ ---H ₂ O = <u>B</u> H ₃ + H ₂ + OH	265,0	-0,084
A1	BH ₄ + H ₂ O = <u>B</u> H ₃ + H ₂ + OH	306,4	-0,084
	BH ₃ + ⁻ OH = <u>B</u> H ₃ (OH)	-294,6	-0,345
A2 _I	BH ₃ (OH) + H ₂ O = <u>B</u> H ₃ (OH)--H ₂ O	67,4	-0,324
A2 _{II}	BH ₃ (OH)--H ₂ O = <u>B</u> H ₂ (OH) + H ₂ + OH	202,1	0,053
A2	BH ₃ (OH) + H ₂ O = <u>B</u> H ₂ (OH) +H ₂ + OH	269,5	0,053
	BH ₂ (OH) + ⁻ OH = <u>B</u> H ₂ (OH) ₂	-270,8	-0,0453
A3 _I	BH ₂ (OH) ₂ + H ₂ O = <u>B</u> H ₂ (OH) ₂ --H ₂ O	97,7	-0,0244
A3 _{II}	BH ₂ (OH) ₂ --H ₂ O = <u>B</u> H(OH) ₂ + H ₂ + OH	178,6	0,272
A3	BH ₂ (OH) ₂ + H ₂ O = <u>B</u> H(OH) ₂ +H ₂ + OH	276,3	0,272
	BH(OH) ₂ + OH = <u>B</u> H(OH) ₃	-255,1	0,196
A4 _I	BH(OH) ₃ + H ₂ O = <u>B</u> H(OH) ₃ --H ₂ O	75,0	0,186
A4 _{II}	BH(OH) ₃ --H ₂ O = <u>B</u> (OH) ₃ + H ₂ + OH	201,8	0,441
A4	BH(OH) ₃ + H ₂ O = <u>B</u> (OH) ₃ +H ₂ + OH	276,7	0,441

Para el cálculo de la entalpía de reacción, se utilizó la ley de Hess para calores a presión constante cuya ecuación se indica a continuación:

$$\Delta H_{\text{reaccion}} = \sum n_{\text{productos}} \cdot \Delta H_{\text{formacion productos}} - \sum n_{\text{reactivos}} \cdot \Delta H_{\text{formacion reactivos}}$$

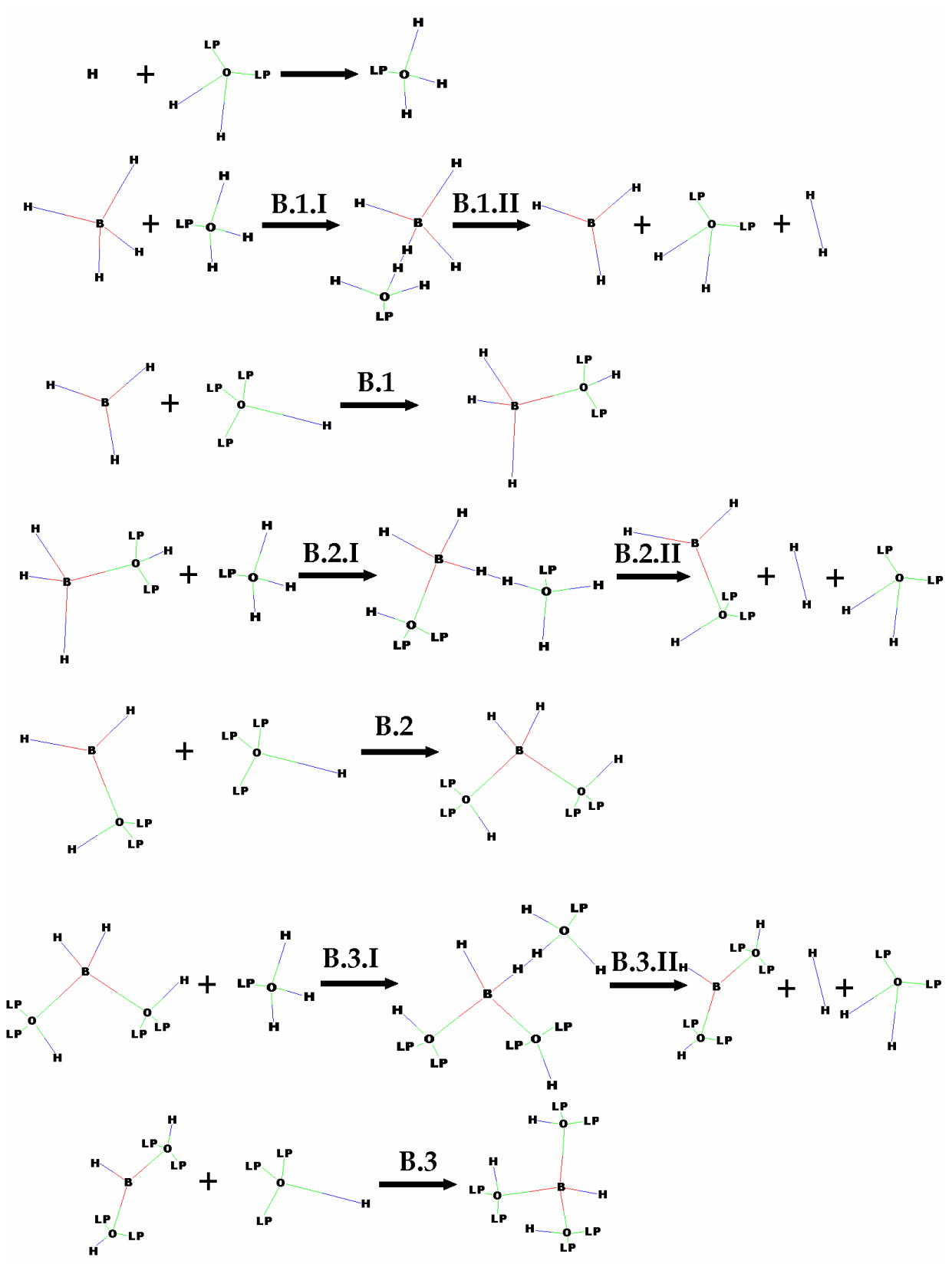
De la tabla 1 y usando la ley de Hess, se calcula el calor para generar hidrógeno, la cual se indica a continuación:



El resultado indica un valor de 308,4 Kcal/mol la cual está asociado a un proceso endotérmico cuya generación de hidrógeno ocurre en un proceso lento. Esto concuerda con los resultados experimentales de preparar una solución 0,5M de NaBH₄ que al dejarlo a condiciones ambientales hay una producción lenta de burbujas de H₂ con una reducción del volumen de partida.

MEDIO ÁCIDO

La figura 3, muestra el mecanismo de reacción en medio ácido. Los resultados, en este caso, indican que el proceso de generación de hidrógeno ocurre en una etapa rápida. Esto se relaciona con la presencia del medio ácido previa formación del hidronio a partir de la reacción de una molécula de agua con un H⁺ que se origina de un medio externo que actúa como catalizador en esta reacción, lo cual hace que la generación de hidrógeno en este tipo de mecanismo sea rápida.



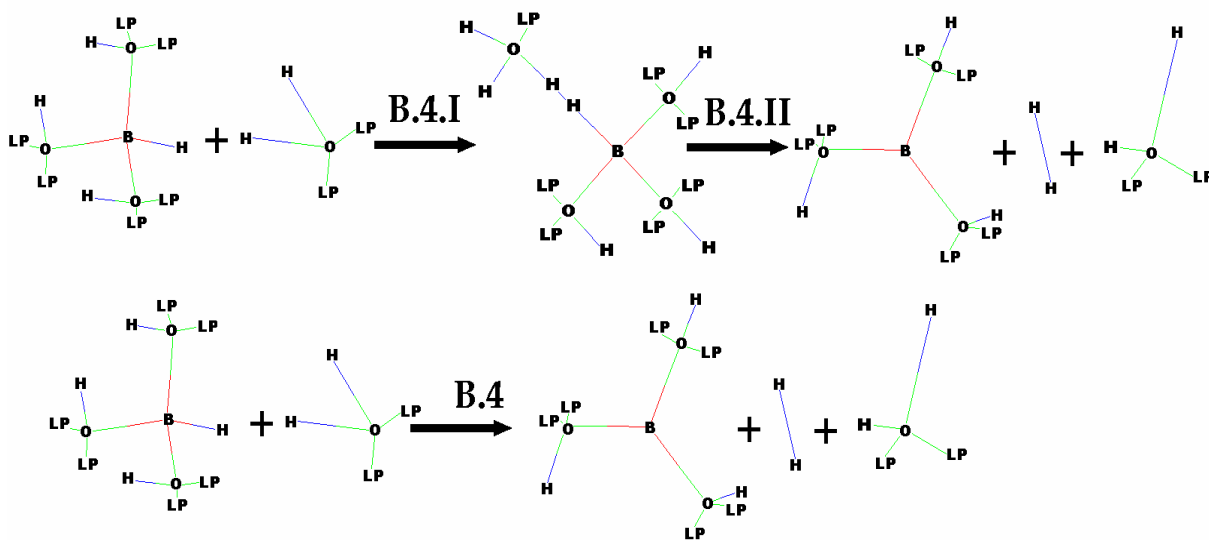


Figura 3. Mecanismo de reacción de generación de hidrógeno en medio ácido

En el mecanismo, se puede observar la formación de hidrógeno, a cuál se relaciona con la transferencia de carga del B de acuerdo con la Tabla 3, sin embargo, dicha transferencia ocurre previa formación del ion hidronio durante el mecanismo de reacción cuyo valor de entalpía de formación del hidronio de acuerdo a la Tabla 4, es de -253,2 Kcal/mol.

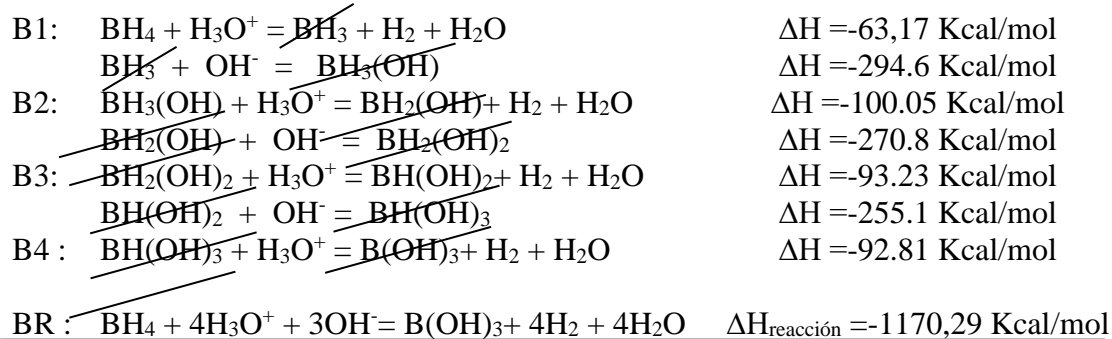
Tabla 3. Resultados de ΔH y carga del Boro para las reacciones en medio ácido

No.	REACCIONES MEDIO ÁCIDO	ΔH (reacción) Kcal/mol	Carga del Boro (B)
	BH_4	-634,35	-0,960
B1 _I	$BH_4 + H_3O = \underline{BH_4}---H_3O$	-108,63	-0,608
B1 _{II}	$BH_4---H_3O = \underline{BH_3} + H_2 + H_2O$	45,46	-0,084
B1	$BH_4 + H_3O = \underline{BH_3} + H_2 + H_2O$	-63,17	-0,084
	$BH_3 + ^-OH = \underline{BH_3(OH)}$	-294.6	-0,345
B2 _I	$BH_3(OH) + H_3O = \underline{BH_3(OH)}---H_3O$	-97.34	-0,236
B2 _{II}	$BH_3(OH)---H_3O = \underline{BH_2(OH)} + H_2 + H_2O$	-2.71	0,053
B2	$BH_3(OH) + H_3O = \underline{BH_2(OH)} + H_2 + H_2O$	-100.05	0,053
	$BH_2(OH) + ^-OH = \underline{BH_2(OH)_2}$	-270.8	-0,0453
B3 _I	$BH_2(OH)_2 + H_3O = \underline{BH_2(OH)_2}---H_3O$	-75.25	0,0202
B3 _{II}	$BH_2(OH)_2---H_3O = \underline{BH(OH)_2} + H_2 + H_2O$	-17.98	0,272
B3	$BH_2(OH)_2 + H_3O = \underline{BH(OH)_2} + H_2 + H_2O$	-93.23	0,272
	$BH(OH)_2 + OH = \underline{BH(OH)_3}$	-255.1	0,196
B4 _I	$BH(OH)_3 + H_3O = \underline{BH(OH)_3}---H_3O$	-96.605	0,269
B4 _{II}	$BH(OH)_3---H_3O = \underline{B(OH)_3} + H_2 + H_2O$	3.79	0,441
B4	$BH(OH)_3 + H_3O = \underline{B(OH)_3} + H_2 + H_2O$	-92.81	0,441

Tabla 4. Reacciones adicionales para las reacciones en medio neutro y medio ácido

No.	REACCIONES ADICIONALES	$\Delta H(\text{reacción})$ Kcal/mol
X ₁	$2\text{H}_2\text{O} = \text{H}_3\text{O} + \text{OH}^-$	369.56
X ₂	$\text{H}_2\text{O} + \text{H} = \text{H}_3\text{O}^+$	-253.2
X ₃	$\text{H}_2\text{O} + \text{OH} = \text{OH}^- + \text{H}_2\text{O}$	-622.1
X ₄	$\text{H} + \text{OH} = \text{H}_2\text{O}$	0
X ₅	$\text{H}_3\text{O}^+ + \text{OH} = 2\text{H}_2\text{O}$	-369.56

Similar procedimiento del cálculo se realiza en medio ácido. De la tabla 3 y usando la ley de Hess, se calcula la entalpía de reacción para generar hidrógeno, la cual se indica a continuación:

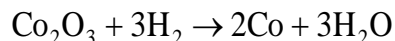


El resultado indica un valor de -1170,29 Kcal/mol la cual está asociado a un proceso exotérmico cuya generación de hidrógeno ocurre en un proceso rápido.

La reacción en medio ácido, de acuerdo al mecanismo de reacción y la Tabla 3, se ve favorecida por una catálisis acida, con generación rápida de hidrógeno (H_2), la cual, de acuerdo a los resultados de la entalpía de reacción, es exotérmica.

Para comprobar los resultados teóricos, se realizó un estudio adicional con el uso del NaBH_4 para la reducción de catalizadores. En este caso se sintetizó un catalizador basado en Co y soportado en SiO_2 en la cual se preparó una microemulsión de NaBH_4 en aceite-agua y otra microemulsión de una sal de cobalto en aceite-agua y se mezclaron ambas. Los

resultados de difracción de rayos X (DRX) confirmaron la reducción del Co^{+3} a Co^0 metálico de acuerdo a la siguiente reacción:



En los resultados del estudio adicional, el pH de la solución mezclada indica un valor de 1,6, la cual favorece el mecanismo de reacción en medio ácido siendo óptimo para la reducción de catalizadores, cuyo mecanismo de generación de hidrógeno permite obtener catalizadores reducidos con una posible formación de microdominios dentro del catalizador. Este catalizador reducido, es adecuado para reacciones del tipo Fischer-Tropsch (FT). Por otro lado, el hecho de que teóricamente se genere hidrógeno se relaciona con la transferencia de carga que sufre el B, en función de la etapa de reacción de acuerdo a la Figura 2:

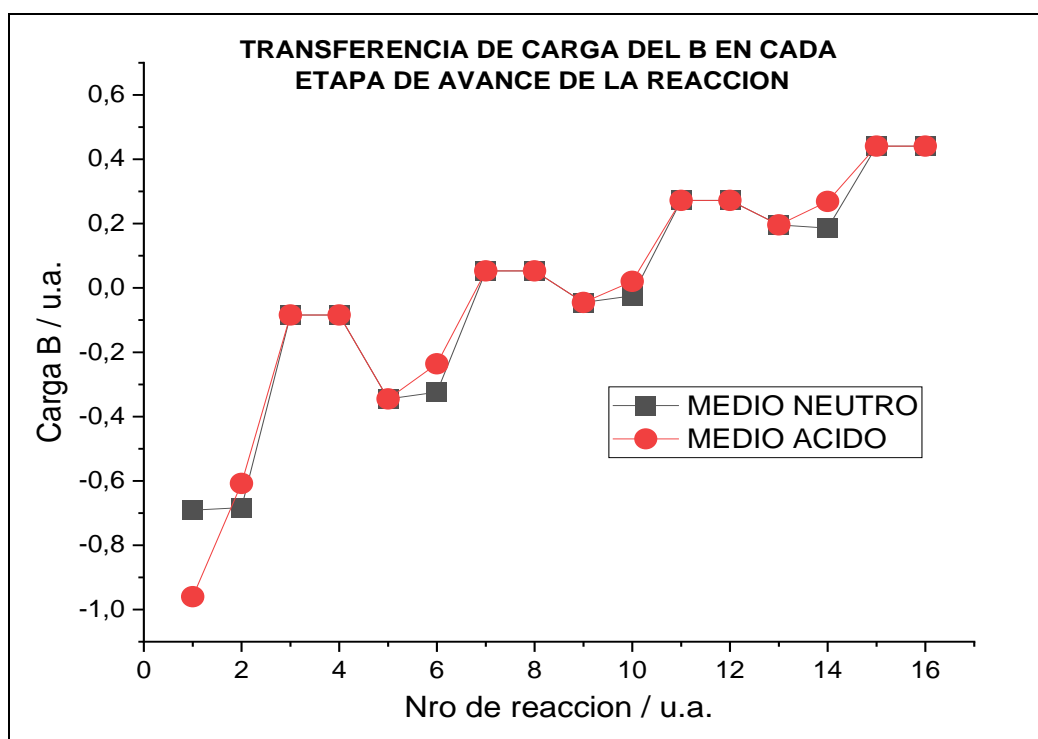


Figura 4. Transferencia de carga del B en función de la etapa de reacción

En la Figura 4, se puede observar que la transferencia de carga del B en medio neutro y en medio ácido poseen el mismo comportamiento durante el avance de la reacción. Sin embargo, en las etapas 6 y 14, hay una leve diferencia de la carga del B, esto se asocia con

la formación de un compuesto intermedio entre los reactivos y productos, en el caso del medio neutro: la etapa 6 con formación del $\text{BH}_3(\text{OH})\text{---H}_2\text{O}$ y la etapa 14 con formación del $\text{BH}(\text{OH})_3\text{---H}_2\text{O}$, y el medio ácido: la etapa 6 con formación del $\text{BH}_3(\text{OH})\text{---H}_3\text{O}^+$ y la etapa 14 con formación del $\text{BH}(\text{OH})_3\text{---H}_3\text{O}^+$.

CONCLUSIONES

- La generación de hidrógeno en medio neutro, de acuerdo al mecanismo de reacción, muestra una etapa lenta, la cual se asocia con un proceso endotérmico ($\Delta H = 308,4$ Kcal/mol) que, comparado con la generación de hidrógeno en medio ácido, éste representa un proceso exotérmico rápido con un valor de $\Delta H = -1170,29$ Kcal/mol.
- La transferencia de carga del B en medio neutro y en medio ácido poseen el mismo comportamiento durante el avance del mecanismo de reacción. Por otro lado, las etapas 6 y 14, presentan una leve diferencia de la carga del B que se relaciona con la formación de un compuesto intermedio entre los reactivos y productos, en el caso del medio neutro: la etapa 6 con formación del $\text{BH}_3(\text{OH})\text{---H}_2\text{O}$ y la etapa 14 con formación del $\text{BH}(\text{OH})_3\text{---H}_2\text{O}$, y el medio ácido: la etapa 6 con formación del $\text{BH}_3(\text{OH})\text{---H}_3\text{O}^+$ y la etapa 14 con formación del $\text{BH}(\text{OH})_3\text{---H}_3\text{O}^+$.
- De acuerdo a los cálculos teóricos, la reacción en medio ácido es óptimo para la reducción de catalizadores. Usando el método de las microemulsiones combinado con la generación de hidrógeno permite obtener catalizadores reducidos con una posible formación de microdominios dentro del catalizador. Este catalizador reducido, es adecuado para reacciones del tipo Fischer-Tropsch (FT) y/o otros procesos catalíticos.
- El medio ácido actúa como un catalizador, lo cual favorece la generación de hidrógeno a partir del borohidruro de sodio, permitiendo obtener hidrógeno (H_2) como energía del futuro.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto de IDH-UMSA: “Investigación de nuevos catalizadores para craqueo catalítico que favorezca la producción de diésel en Bolivia”.

REFERENCIAS

1. J. Leu, A. Su, J. Kang, Z. Ming huan, *Catalysis* 10 (2020) 451
2. J. Manna, B. Roy, D. Pareck, P. Sharma, *Catalysis, Structure Reactivity*, 3 (4) (2017) 157
3. Montes de Oca, I., 1989 « *Geografía y Recursos Naturales de Bolivia* »-Editorial Educacional del M.E.C. La Paz, 574.
4. Alejandro Flores, Eliana Thelma, “*reactivación económica del departamento de potosí en base al aprovechamiento de los recursos evaporíticos del salar de Uyuni*”, *Tesis de Grado*, (2008) UMSA, La Paz-Bolivia.
5. Zhai, S.; Jiang, S.; Liu, C.; Li, Z.; Yu, T.; Sun, L.; Ren, G.; Deng, W. *Journal Physical and Chemical Letter*, 13 (2022) 8586.
6. Ra, E.C.; Kim, K.Y.; Kim, E.H.; Lee, H.; An, K.; Lee, J.S. *ACS Catalysis*. 10 (2020) 11318
7. Piazza, V.; Junior, R.B.S.; Gazzoli, D.; Groppi, G.; Beretta, A., *Chemical Engineering Research and Design*, 181 (2022) 458–472.
8. Arzac, G.M.; Fernández, A.; Godinho, V.; Hufschmidt, D.; de Haro, M.C.J.; Medrán, B.; Montes, O., *Nanomaterials*, 11 (2021) 2326
9. Kojima Y. Et. Al. *International Journal of Hydrogen Energy*, 27 (2002) 1029
10. R. sachse, D. Bernsmeier, R. Schmack, I. Hausler, A. Hertwing, K. Kraffert, J. Nissen, R. Kraehnert, *Catalysis Science Technology*, 2057 (2020) 10. DOI:10.1039/c9cy02285f.
11. Q. Zaib, D. Kyung, *Scientific Reports*, 8845 (2022) 12, doi.org/10.1038/s41598-022-12787-0
12. E. Ruiz-Lopez, M. Ribota Pelaez, M. Blasco Ruz, M. Dominguez, M. Martinez Tejada, S. Ivanova, M. A. Centeno, *Materials*, 472 (2023) 16, doi.org/10.3390/ma16020472.
13. Xu, R.; Lu, W.; Toan, S.; Zhou, Z.; Russell, C.K.; Sun, Z.; Sun, Z. *Journal Materials Chemical A*, 9 (2021) 24241–24260.
14. Gonçalves, L.P.L.; Christensen, D.B.; Meledina, M.; Salonen, L.M.; Petrovykh, D.Y.; Carbó-Argibay, E.; Sousa, J.P.S.; Soares, O.S.G.P.; Pereira, M.F.R.; Kegnaes, S.; et al. *Catalysis Science & Technology*, 10 (2020) 1991–1995.

15. H. I. Schlesinger, *Journal American Chemical Society* 5 (1953) 215
16. Aiello, R. Et. al. Production of hydrogen from chemical hydride via hydrolysis with steam. *International Journal Hydrogen Energy*, 24 (1999) 1123
17. J. A. Gardiner and J. W. Collat, *Journal American Chemical Society*, 87 (1965) 1692
18. Clifford M. Kaufman and Buddhadev Sen, *Journal Chemical Society Dalton trans* (1985) 306
19. D.A. Lyttle, E. H. Jensen, and W. A. Struck, *Journal American Chemical Society*, 87 (1965) 1692

Fecha de Recepción: 01/02/2023

Fecha de Aprobación: 29/06/2023

Fecha de Publicación:

Artículo científico.

Evaluación experimental de métodos de purificación de biogás producido a partir de estiércol de cerdo en biodigestores rurales

Experimental evaluation of purification methods for biogas produced from pig manure in rural biodigesters

Salazar Del Pozo Luis Fernando¹ <https://orcid.org/0000-0002-1279-4229> . Apaza Rojas Carla² <https://orcid.org/0000-0002-6712-7546> . Hamel Fonseca Jaime³ <https://orcid.org/0009-0007-7128-1945> . Sandoval Rojas Ariel⁴ <https://orcid.org/0009-0008-7940-3043> .

1. Ing. Petróleo, Gas y Energías. Univalle. Cochabamba. Bolivia. sdl0023992@est.univalle.edu
2. Ing. Química. Univalle. Cochabamba. Bolivia. capazar@univalle.edu
3. Lic. Química. Univalle. Cochabamba. Bolivia. jhamelf@univalle.edu
4. Ing. Petróleo, Gas y Energías. Univalle. Cochabamba. Bolivia. asandovalr@univalle.edu

RESUMEN

El biogás es una mezcla de gases, de los cuales el metano es de mayor interés, no obstante, este contiene otros gases contaminantes derivados del proceso de biodigestión anaerobia. Estos contaminantes gaseosos pueden generar corrosión en los equipos que usen biogás como combustible, por lo que la búsqueda de tecnologías alternativas para reducir el contenido de estos o eliminarlos por completo es de gran interés para promover el uso de esta fuente de energía renovable. Los métodos usados en procesos químicos y físicos generan desechos contaminantes que deben ser adecuadamente manejados. Por otra parte, la remoción de CO₂ requiere de equipos con costos altos de adquisición y operación, limitándolos a niveles

industriales de producción. Esta situación dificulta el uso del biogás en pequeñas instalaciones rurales por la falta de infraestructura adecuada.

El carbón activado es empleado en la industria por su efectividad en la remoción de diferentes gases contaminantes, pero a niveles de producción doméstico es poco accesible debido a su alto costo. A pesar de la generación de desechos sólidos, la absorción de sulfuro de hidrógeno con lana de hierro es el método comúnmente utilizado en instalaciones pequeñas por su accesibilidad y bajo costo. El sulfato de cobre comercial en solución acuosa es una alternativa efectiva y accesible para la remoción de sulfuro de hidrógeno.

Palabras clave: Biogás. Purificación de biogás. Sulfuro de hidrógeno. Dióxido de carbono. Contaminantes de Biogás.

ABSTRACT

Biogas contains a mixture of gases, of whom methane is of the most interest, the rest of the contaminant gases are the product of the activity of microorganisms involved in the anaerobic digestion process. These contaminants limit the use of biogas as a fuel, especially in the generation of electrical energy. The search for alternative technologies for the treatment of biogas is of great interest to promote the use of this renewable energy source. Biogas purification methods make use of chemical and physical processes that generate polluting waste, which must be effectively managed, and the removal of CO₂ often requires specialized equipment, limiting this process to industrial scale productions. Activated carbon is effective in removing contaminants but is inaccessible to rural farms due to its cost. Iron sponge is often used in domestic facilities due to the low cost and ease of access, nonetheless this method generates solid wastes that are difficult to dispose of. Commercial copper sulfate can remove hydrogen sulfate but requires adequate pressure conditions to be effective.

Keywords: Biogas. Biogas treatment. Hydrogen sulfide. Carbon dioxide. Biogas contaminants.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, apenas un 18% del consumo energético global proviene de fuentes de energía renovables como hidroeléctrica, solar y biomasa (WBA, 2020). En Bolivia, el consumo de energías primarias conforma un 92.6% de combustibles fósiles, principalmente gas natural, un 1.5% de la demanda es cubierta por energía hidroeléctrica y 5.71% por biomasa (MHE, 2021). Aproximadamente 85% del suministro de energía a partir de biomasa proviene de fuentes sólidas como pellets de madera, residuos forestales y agrícolas, el 7% es cubierto por biocombustibles líquidos, el 5% por desechos industriales y 3% por biogás (WBA, 2020).

La biomasa es el uso de materia orgánica de origen vegetal, para la obtención de energía como en el biogás (Varnero, Caru, Galleguillos, & Achondo, 2012); a partir de la degradación de materia orgánica por acción de microorganismos y está compuesto mayoritariamente de metano (CH_4) (55% y 70%), dióxido de carbono (CO_2) (30-45%) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) (1-3%) (Ortega, Bárcenas, Fernández, & Rodríguez, 2015). Ya que el biogás se producido a partir de materia orgánica, es una fuente de energía renovable con alto potencial para reemplazar a los combustibles no renovables convencionales en países en vías de desarrollo (Hassan, Maher, Janna, Kholoud, & Eldon, 2020).

De todos los componentes del biogás, el metano es el único componente significativo que es convertido en energía durante el proceso de combustión, tiene una capacidad calorífica considerable (9.97 kW/m³). Por el contrario, el dióxido de carbono no es combustible (Ponce, 2016), por consiguiente, la capacidad calorífica del biogás está determinada principalmente por el porcentaje de metano presente (Morero, Gropelli, & Campanella, 2010). Dado que el dióxido de carbono se encuentra frecuentemente y en altas concentraciones, su contenido de afecta directamente al poder calorífico del biogás y debe ser eliminado (Marín De Jesus, 2021). Así también, la presencia del sulfuro de hidrogeno disminuye la vida útil de los equipos que intervienen en la producción, transferencia y suministro de energía eléctrica (Tornero & Ramírez, 2015). Por lo tanto, la remoción del sulfuro de hidrogeno del biogás también resulta ser de gran importancia para su uso en la generación de energía. (Hassan, Maher, Janna, Kholoud, & Eldon, 2020).

A pesar de diversos esfuerzos por parte de organizaciones internacionales por promover el uso de biodigestores en el área rural de Bolivia, estos proyectos fueron rápidamente abandonados porque no se proporcionó el entrenamiento adecuado para su operación (Garfí, 2016). Actualmente algunas granjas de cerdo pequeñas utilizan biodigestores principalmente para el manejo de sus desechos y uso energético doméstico, estas instalaciones suelen encontrarse en lugares alejados y no cuentan con la infraestructura ni recursos económicos para operar a escalas industriales (Rivero, 2009).

En los últimos años, la búsqueda de tecnologías de remoción de contaminantes del biogás dio como resultado varios procesos de mejora basados en tecnologías físicas/químicas capaces de proporcionar purezas de metano de 88% a 98%. No obstante, el consumo de energía e insumos limita la sostenibilidad ambiental y económica de las tecnologías de mejoramiento de biogás convencionales (Figueroa, Alegría, Meza, & Quipuzco, 2019). Por tanto, la presente investigación pretende evaluar la tecnología de purificación y adecuación de biogás, mediante la evaluación local de distintos materiales como polvo de hierro, lana de hierro, hidróxido de sodio, zeolita, sílica gel, acetato de plomo y sulfato de cobre, en el biodigestor de la Unidad Experimental de Producción de Biogás (UEPB) de la Universidad Del Valle en su Campus Tiquipaya, para optimizar el sistema de filtración, reducir los desechos contaminantes generados y permitir un funcionamiento continuo óptimo para la generación de energía eléctrica.

2. METODOLOGÍA

2.1. Materiales

Carbón activado (Clarimex) granulometría malla 8x30 de 1,5 a 2,5 mm, zeolita clinoptilolita, sulfato de cobre (CuSO_4) grado analítico, sulfato de cobre al 96,7%, hidróxido de sodio (NaOH) al 87,5%, perlas de sílica gel azul, lana de hierro, hierro en polvo, acetato de plomo p.a., insumos de plomería en general.

2.2. Metodología

El proyecto de investigación tomo como base los resultados de un historio y monitoreo anual de producción de biogás del la Unidad Experimental de Producción de Biogás (UEPB) de la Universidad Privada Del Valle, Campus Tiquipaya.

2.2.1. Descripción de la materia prima e insumos para la producción de biogás

La materia prima se recolectó de la granja Escobar ubicada en el municipio de Tiquipaya, perteneciente al departamento de Cochabamba – Bolivia. con una humedad cercana al 40% como se puede observar en la tabla 1, el cual ingresó al biodigestor mezclado con agua de pozo, en una relación 3:1. Para todos los lotes de producción se realizaron cargas de 1 m³ de estiércol. De acuerdo con el análisis del pH de estiércol de cerdo se obtuvo como resultado el valor promedio de pH=6, este es ligeramente ácido y puede variar en función de distintos factores como la dieta del animal, edad y el manejo de las granjas como lo mencionan Romat, Fernandez, Iorio y Bargiela (2021).

La medición del pH del estiércol mezclado con agua que ingresó al biodigestor dio como resultado un valor de 6,0, es decir que el interior del biodigestor se encuentra cerca de los valores ideales para la producción de metano óptimos para la metanogénesis (Nuntón, 2018).

Tabla 1: Resultados del análisis del estiércol de cerdo

Parámetros	Unidad	Resultado
pH	Adimensional	6,0
Nitrógeno Kjeldahl	%	0,63
Materia Orgánica	%	31,1
Cenizas	%	4,40
Humedad	%	39,97

Los resultados encontrados para el valor de nitrógeno Kjeldahl (NKj) son mayores a los valores reportados en otras publicaciones mencionadas anteriormente (Romat, Fernandez, Fabrizio, & Bargiela, 2021).

Tabla 2: Resultados del análisis del agua

Parámetros	Unidad	Resultado	Norma Boliviana NB 512
pH	Adimensional	6,75	6,5 – 9,0
Conductividad	μS/cm	241	1500 μS/cm
Cloro Residual	mg/l	<0.1	0,2 – 1,0 mg/l
Manganeso	mg/l	<0.002	0,1 mg/l
Alcalinidad	mg/l	134	370,0 mg/l
Dureza Total	mg/l	104	500 mg/l
Hierro Total	mg/l	<0.005	0,3 mg/l

Los resultados del análisis del agua (Tabla 2) muestran un pH=6,75 el cual es prácticamente neutro, así mismo se observan valores de alcalinidad y dureza bajos, por lo que no tendrá un efecto negativo en la producción de biogás al mezclarse con el estiércol de cerdo.

2.2.2. Seguimiento a la producción de biogás

En la tabla 3 se muestran los resultados del seguimiento de la producción de biogás en la Unidad Experimental de Producción de Biogás (UEPB) de la Universidad Del Valle. Se puede notar que los lotes iniciales de cada cronograma de producción (L-2101 y L-2201) tienden a tener una producción baja. Los lotes L-2101 hasta L-2107 se realizaron de forma discontinua y los lotes L-2201 a L-2204 en régimen semicontinuo. Ambos cronogramas se iniciaron tras un periodo de tiempo de varios meses desde la última carga.

Tabla 3: Producción de Biogás

Lote	Tiempo de retención (días)	Volumen producido (m3)
L-2101	22	6.700
L-2102	37	85.016
L-2103	23	69.041
L-2104	25	87.380
L-2105	10	63.616

L-2106	16	42.094
L-2107	10	41.977
L-2201	11	28.305
L-2202	13	57.140
L-2203	13	63.518
L-2204	13	83.936

Se determinó un promedio de producción de aproximadamente 66 m³ con una proyección de hasta 100 m³ medidos a temperaturas promedio de 28 °C y presión atmosférica para una producción semicontinua a lo largo del año.

2.2.3. Determinación del contenido de H₂S en el biogás

Para determinar el contenido inicial de sulfuro de hidrógeno del biodigestor, se utilizó un muestreador de gases de vidrio de 800 ml adaptadas con llaves teflón en ambos extremos, el mismo se llenó completamente de biogás, se inyectó una solución de sulfato de Cobre, el contenido fue filtrado y recolectado en un papel y secado por 1 hora a 120 °C.

Para realizar la medición del biogás tras los filtros de prueba se adaptaron puntos de muestreo antes y después de cada uno en la línea; se dejó pasar el biogás por estos y en la toma de muestra ubicada a la salida se colocó el sensor de medición de H₂S del equipo ToxiRAE Pro PGM-1860.

También se utilizaron tiras de papel humedecido en acetato de plomo de acuerdo con lo establecido en la norma NTE INEN 679, las cuales ayudaron a la toma de mediciones rápidas permitiendo la detección de sulfuro de hidrógeno en el biogás de forma cualitativa en diferentes puntos de la línea de gas y detectar también posibles fugas. Se colocaron las caras humedecidas de estas contra las boquillas de muestreo de la línea y se abrieron estas durante 10 a 15 segundos, tras cerrar las válvulas se observó si existieron o no cambios en la coloración de la tira, donde un color marrón oscuro significa que existe H₂S en el biogás.

2.2.4. Determinación del contenido de CO₂ en el biogás

Para la determinación del contenido de dióxido de carbono tanto antes como después de los filtros, se utilizó un equipo medidor de gases portátil Kane. Se introdujo la boquilla del equipo en el punto de toma de muestras de la UEPB y se dejó salir el gas, se esperó a que el gas reemplace todo el aire en la toma de muestra y se tomaron los valores en la pantalla del equipo después de estabilizarse.

2.2.5. Determinación de la humedad relativa del biogás

La humedad relativa se determinó utilizando un termo-hidrómetro digital PCE-555, cuyo sensor se acercó a la toma de muestra de la unidad se dejó salir biogás y anotó el resultado observado en la pantalla del equipo.

2.2.6. Determinación de la presión manométrica

La presión fue medida utilizando un manómetro en “u”, a la entrada y salida de los diferentes filtros que fueron evaluados. Se determinó la presión en milibares por cada cm de cambio en la altura del líquido en el equipo.

2.2.7. Evaluación del material filtrante

De acuerdo a los datos de producción y características del biogás producido (tabla 4) en la Unidad Experimental de Producción de Biogás (UEPB) de Univalle, se seleccionaron varios materiales para ser puestos a prueba a diferentes escalas, estos fueron: Polvo de hierro, Lana de hierro, Hidróxido de sodio comercial (Soda Caustica), Zeolita, Carbón activado, Silica gel, Acetato de plomo y Sulfato de cobre. Inicialmente se utilizaron vasos de burbujeo para poner a prueba soluciones de hidróxido de sodio, acetato de plomo y sulfato de cobre. Se realizaron pruebas para evaluar las siguientes variables: capacidad de remoción de sulfuro de hidrogeno, capacidad de remoción de dióxido de carbono y caída de presión manométrica del gas al pasar por el filtro.

Se construyeron prototipos de prueba utilizando material de plomería en PVC. Para la evaluación de cada filtro se instalaron también tomas de muestra antes y después de cada uno en la línea de gas de la unidad.

2.2.7.1.Filtro de Polvo de Hierro

Para la evaluación de este material, se humedeció polvo de hierro con agua potable proveniente de la red local y se dejó oxidar por 2 días hasta que se observó la formación de óxido, este se colocó en un la parte inferior de un burbujeador y se agregó agua. Se utilizó tela para evitar que el polvo pueda salir por alguna de las boquillas del filtro. Se hizo burbujear el biogás en el óxido colocando una manguera entre la boquilla del vaso y una toma de muestra.

2.2.7.2.Filtro de Lana de Hierro

Para la prueba inicial, se colocó la lana de hierro en un recipiente cerrado con agua, y se dejó burbujear el biogás durante 2 días. Posteriormente se construyeron 2 filtros cilíndricos de 1m de largo interconectados en forma de “u” utilizando tubería PVC de 4” los cuales se rellenaron con un total de 1,5 kg de lana de hierro humedecida y se instalaron en la línea de gas de la UEPB.

2.2.7.3.Filtro de Hidróxido de Sodio

Este filtro de prueba se construyó utilizando tubería PVC de 4” de 0,8 m de longitud sellado en ambos extremos. El biogás ingresó por una tubería vertical de ¾” conectada a otra horizontal de ½” perforada en el interior del tubo, esto permitió el burbujeo del gas en una solución saturada de hidróxido de sodio comercial y agua. El gas purificado es extraído por la parte superior del filtro donde se instalaron tomas de muestra.

2.2.7.4.Filtro de Zeolita

Se utilizó zeolita clinoptilolita, la cual fue térmicamente tratada en un horno de calcinación a una temperatura de 450 °C con el fin de eliminar la materia orgánica presente del interior de sus poros y así incrementar la superficie de contacto del material. Se fabricó un filtro de prueba con tubería de PVC de 4”. El ingreso y salida del biogás se hizo mediante tuberías de ¾” en ambos extremos del filtro, se rellenó el interior de la tubería con zeolita sujeta por anillos de PVC cubiertos de malla milimétrica, que sirvió para compactar el material y evitar su deformación.

2.2.7.5.Filtro de Carbón Activado

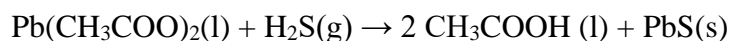
Se fabricaron dos filtros y se unió estos mediante una tubería en sus extremos. Cada filtro de carbón activado se fabricó con 2 tuberías de PVC de 4" de 1m de longitud selladas con tapas del mismo material, estas se rellenaron con 3,5 kilogramos carbón activado. Los filtros se instalaron en serie con un recorrido en forma de "u". La toma de muestra se realizó antes y después de ambos filtros.

2.2.7.6.Filtro de Sílica Gel

El filtro de sílica gel se construyó con tubería PVC de 3" de 0.5m de longitud cerrada en ambos extremos, se rellenó con sílica gel soportada por anillos de PVC y malla milimétrica con tomas de muestra antes y después del filtro.

2.2.7.7.Filtro de Acetato de Plomo

El acetato de plomo ($\text{Pb}(\text{CH}_3\text{COO})_2$) reacciona con el sulfuro de hidrógeno para formar un precipitado solido poco soluble en agua (K_{ps} de 3×10^{-28} (Skoog & West, 2015)), como se muestra en la reacción siguiente:

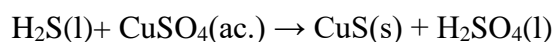


Para la evaluación de este material en el tratamiento de biogás, se preparó una solución de acetato de plomo y agua, y se hizo burbujear en un vaso una corriente de biogás en esta solución conectando el extremo de la tubería del vaso de burbujeo a una toma de muestra del biodigestor.

2.2.7.8.Filtro de Sulfato de cobre

El sulfato de cobre reacciona con el sulfuro de hidrogeno para formar sulfuro de cobre CuS , esta sustancia tiene una bajasolubilidad en agua (K_{ps} de 8×10^{-37}) (Skoog & West, 2015) por

lo que es de interés como posible método de tratamiento de biogás. La reacción que ocurre entre el sulfuro de hidrógeno y el sulfato de cobre es la siguiente:



Se preparó una solución saturada de sulfato de cobre pentahidratado de grado comercial con una pureza de 96.7% en agua proveniente de la red local. Inicialmente las pruebas preliminares se realizaron en un vaso de burbujeo conectado a la toma de muestra del biodigestor.

Posteriormente, se fabricó un filtro de prueba con tubería PVC de 4" de diámetro y 1m de longitud sellada en ambos extremos con tapas de PVC. Se llenó hasta una altura de 4 cm con la solución de sulfato de cobre. El biogás ingresa por la parte superior mediante una tubería de ¾", la cual se conecta a un codo y posteriormente a una tubería perforada para burbujeo de ½", colocada horizontalmente por dentro del tubo. Se colocaron tomas de muestra antes y después del filtro.

3. RESULTADOS

3.1. Composición inicial del biogás

3.1.1. Contenido de H₂S previo al tratamiento

Se encontraron valores de sulfuro de hidrogeno entre 1596 y 1832 ppm, de acuerdo con la bibliografía revisada el biogás contiene típicamente concentraciones de entre 1000 y 20000 ppm, en este caso, se encontraron valores cercanos al límite inferior del rango esperado (Turco, Ausielo, & Micoli, 2016). Como se observa en la tabla 4.

Tabla 4: Contenido de sulfuro de hidrogeno en el biogás previo al tratamiento

Prueba	H ₂ S [ppm]
1	1832.62
2	1596.16
3	1773.51
4	1655.27

Según lo indicado por Morero, la exposición prolongada a más de 100 ppm o 0.01% de sulfuro de hidrógeno puede producir desde dolor de cabeza hasta la pérdida de consciencia y que valores de más de 10 ppm generan corrosión tanto en líneas de gas como en equipos por lo que este gas contaminante debe ser removido de 100 a 10 ppm para ser utilizado en la generación de energía (Morero, Gropelli, & Campanella, 2010).

3.1.2. Contenido de CO₂ previo al tratamiento

El contenido de CO₂ encontrado fue bajo, variando entre el 31% al 38% en diferentes lotes, valores que concuerdan con la bibliografía revisada. En base a estos datos se determinó que el contenido promedio de dióxido de carbono en el biogás producido es 32.5%, por lo que la composición en promedio de metano será 67.5%. Los resultados obtenidos concuerdan con los presentados por Suntikunaporn, Echaroj y Rimpikul (2014) y Huertas (2019), quienes destacaron estos resultados como menores a los de otras publicaciones. Comparativamente se puede resaltar que se obtuvieron cantidades menores de dióxido de carbono que en el caso de Herout, que utilizó materia orgánica en base a plantas.

Tabla 5: Contenido de dióxido de carbono en el biogás previo al tratamiento

Prueba	%CO ₂
1	30.8
2	31.9
3	29.0
4	38.4
5	30.0
6	36.8
7	30.5

De acuerdo a la bibliografía, el valor del poder calorífico inferior del metano puro es de 35.8 MJ/m³ (Engineering ToolBox, 2003), con este dato se determinó que el poder calorífico inferior promedio del biogás producido es de aproximadamente 24 MJ/m³.

3.2. Capacidad de remoción de contaminantes de los métodos evaluados

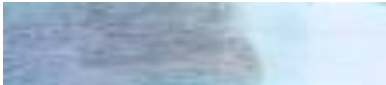
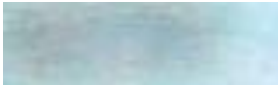
De acuerdo a las características del biodigestor y los datos históricos obtenidos de la producción de biogás como volúmenes de producción, presión y concentraciones de gases contaminantes en el biogás, se seleccionaron métodos de eliminación de contaminantes y se

construyeron sistemas de filtración experimentales. Se instalaron en el biodigestor modificando la línea de salida del digestor hacia el medidor, lo que facilitó hacer las mediciones correspondientes y mantener la línea de necesidad. Para cada uno de estos métodos se obtuvieron los siguientes resultados:

3.2.1. *Absorción de H₂S con polvo de hierro humedecido*

Se determinó el contenido de sulfuro de hidrógeno después de pasar por el filtro con dos métodos de análisis (Tabla 6). El primero corresponde al método cualitativo de detección de sulfuro de hidrógeno correspondiente a la norma NTE INEN 679, este método denotó una coloración café intensa en el papel filtro lo que mostró la presencia de una concentración alta de sulfuro de hidrógeno tras el filtro. Los resultados de la medición instrumental superaron el rango de funcionamiento del equipo (0 – 100 ppm).

Tabla 6: Resultados del filtro de polvo de hierro

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	5	3
Contenido de H ₂ S [Cualitativo]		
Contenido de H ₂ S [ppm]	>100	>100
Contenido de CO ₂ %	31 - 38	31 - 38

Por su parte el contenido de CO₂ permaneció igual en ambas pruebas con valores de aproximadamente 38%. Debido a que es difícil determinar con seguridad el óxido producido por el hierro al humedecerse y otro factor como el costo del polvo de hierro de grado analítico, además de los resultados preliminares de esta prueba, no se construyeron filtros consiguientes para pruebas a mayor escala.

3.2.2. *Absorción de H₂S con lana de hierro humedecida*

Como se muestra en la tabla 7, la lana de hierro fue capaz de reducir el contenido de sulfuro hasta valores menores a 10 ppm, alcanzando 1 ppm durante las etapas de producción de biogás con caudales menores a 0,3 m³/h, y para el caso de caudales mayores a 0,6 m³/h los valores de estos contaminantes se mantuvieron por debajo de 100 ppm.

Tabla 7: Resultados del filtro de limadura de hierro

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	5	3 - 4
Contenido de H₂S [ppm]	1500 - 1900	1 -10 (Caudal bajo) >100 (Caudal alto)
Contenido de CO₂ %	31 - 38	31 - 38
Volumen de saturación [m³]	60 - 70	

Nota: Se consideró como caudales bajos valores menores a 0,3 m³/h y caudales altos a valores por encima.

Los filtros mostraron un descenso en su capacidad de remoción tras volúmenes de biogás de entre 60 m³ y 70 m³.

3.2.3. *Absorción de CO₂ con hidróxido de sodio*

En la tabla 8 se observó que no hubo unas variaciones en la concentración de sulfuro de hidrógeno, pero sí tuvo una reducción en la concentración del CO₂ hasta valores de entre 15% y 20%.

Tabla 8: Resultados del filtro de hidróxido de sodio

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	5	2
Contenido de H₂S [ppm]	1500 - 1900	1500 - 1900
Contenido de CO₂ %	31 - 38	15 - 20

Adicionalmente, la formación de cristales de carbonato de sodio alrededor de la tubería de burbujeo del gas generó su taponamiento posterior a un volumen de producción de entre 20 y 30 m³.

3.2.4. Adsorción con zeolitas

No se detectaron cambios en la concentración del dióxido de carbono ni del H₂S, esto puede deberse a que no se alcanzaron temperaturas altas en activación del material por la liberación de los poros o a una posible saturación de los estos con la humedad contenida en el biogás producido.

Tabla 9: Resultados del filtro de zeolita

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	5	<1
Contenido de H ₂ S [ppm]	1500 - 1900	1500 - 1900
Contenido de CO ₂ %	31 - 38	31 - 38

Si bien no se observaron cambios en la composición del biogás al pasar por el relleno del filtro de zeolita, se observaron caídas de presión que alcanzaron valores inferiores a 1 mbar.

3.2.5. Adsorción con carbón activado

El filtro de adsorción relleno de carbón activado logró reducir los valores de sulfuro de hidrógeno por debajo de los 100 ppm durante la primera etapa de la producción cuando el caudal de biogás superó los 0,6 m³/h y hasta 1 ppm en caudales menores a 0,3 m³/h. Se observó también una disminución del contenido de dióxido de carbono hasta alcanzar el 25%.

Tabla 10: Resultados del filtro de carbón activado

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	5	<1
Contenido de H ₂ S [ppm]	1500 - 1900	1 – 10 (Caudal bajo) 20 – 100 (Caudal alto)

Contenido de CO₂ %	31 - 38	25 - 30
Volumen de saturación [m³]		80 - 100

Se evidencia una caída de presión que ocasionó que el biogás a la salida del filtro reduzca su presión manométrica por debajo de 1 mbar. Por otra parte, el material del filtro mostró una disminución significativa en su capacidad de remoción tras volúmenes de producción de entre 80 y 100 m³, tras los cuales el contenido de H₂S en el biogás superó los 100 ppm.

3.2.6. Adsorción con sílica gel

El filtro relleno de sílica gel azul logró la reducción de la humedad del biogás desde valores superiores a 80% hasta menos del 50% como se puede observar en la tabla 11. El filtro quedó saturado completamente tras 2 días de funcionamiento, por lo que no alcanzó a remover humedad durante todo el tiempo de producción.

Tabla 11: Resultados del filtro de sílica gel

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	3	2
Contenido de H₂S [ppm]	1500 - 1900	No
Contenido de CO₂ %	31 - 38	No
Humedad Relativa %	81 - 85	81 – 85 (Caudal alto) 40 – 50 (Caudal bajo)

No se observaron cambios en el contenido de otros gases contaminantes como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono.

3.2.7. Precipitación de H₂S con acetato de plomo

Se observó tras el burbujeo una coloración café oscura en la solución de acetato como se muestra en la figura 1. Utilizando tiras de papel filtro humedecidas con esta solución se

verificó la presencia de sulfuro de hidrógeno en la corriente de gas dando como resultado una coloración intensa antes y después del filtro.

Figura 1: Pruebas con acetato de plomo



Si bien se demostró que existe una reacción entre el acetato y el biogás que demuestra una remoción de H_2S , dado que esta sustancia no fue detectable de forma visual, su alto riesgo de manipulación y su poca accesibilidad en el mercado no se continuó con pruebas adicionales. En este caso no se realizaron mediciones cuantitativas para la detección de este gas contaminante.

3.2.8. *Precipitación de H_2S con sulfato de cobre*

El filtro de solución saturada de sulfato de cobre redujo el contenido de H_2S por debajo de los 100 ppm (tabla 12); No se observaron cambios en el contenido de dióxido de carbono en las mediciones.

Tabla 12: Resultados del filtro sulfato de cobre

	ENTRADA	SALIDA
Presión [mbar]	5	1
Contenido de H_2S [ppm]	1500 - 1900	50 - 80
Contenido de CO_2 %	31 - 38	31 - 38

El filtro logró remover H₂S del biogás mientras la corriente se mantuvo por encima de los 0,3 m³, tras un descenso en el caudal y por consiguiente en la presión manométrica del biogás, la remoción se detuvo y el gas no fue capaz de vencer la presión de la solución para burbujear. Se observó también que ocurrieron caídas de presión de hasta 4 mbar en el biogás de salida del filtro

3.2.9. *Tabla comparativa de resultados*

La tabla siguiente muestra un resumen de los resultados obtenidos donde se pueden observar los contrastes entre cada uno de los métodos probados durante a lo largo de la investigación.

Tabla 13: Capacidad de remoción de diferentes métodos probados

PARÁMETRO	POLVO DE HIERRO	LIMADURA DE HIERRO	HIDRÓXIDO DE SODIO	ZEOLITA	CARBÓN ACTIVADO	SÍLICA GEL	ACETATO DE PLOMO	SULFATO DE COBRE
Concentración mínima de H₂S a la salida	>100 ppm*	1 ppm	Sin remoción	Sin remoción	1 ppm	Sin remoción	>100 ppm	50 ppm
Concentración mínima de CO₂ a la salida	Sin remoción	Sin remoción	15%	Sin remoción	25%	Sin remoción	Sin remoción	Sin remoción
Concentración de humedad	Sin remoción	Sin remoción	Sin remoción	Sin remoción	Sin remoción	40%	Sin remoción	Sin remoción
Caída de presión mbar	2	1 - 2	3	4	4	1	-	4
Volumen de saturación / Kg de material	-	100 m ³	-	-	30 m ³	-	-	-**

*Valores >100 ppm superan el rango de medición del equipo

**El volumen de saturación se calcula estequiométricamente para la solución.

4. DISCUSIÓN

En cuanto a la remoción de sulfuro de hidrogeno, la tabla 13 muestra que los mejores resultados se obtuvieron utilizando el carbón activado, la limadura de hierro y el sulfato de cobre; estos métodos lograron disminuir el contenido de sulfuro inicial de más de 1500 ppm al final de menos de 10 ppm para las producciones de gas con una presión de 1 mbar y 100 ppm para presiones de 5 mbar. No obstante, ambos métodos tienen la desventaja de generar residuos sólidos, en el caso del carbón activado pueden ser reutilizados tras un tratamiento térmico, para el cual se requieren un equipo capaz de alcanzar temperaturas cercanas a los 600 °C (Giraldo & Moreno-Piraján, 2008), lo que es difícil de lograr en un medio doméstico.

Solo se observó una disminución significativa de dióxido de carbono en el filtro de burbujeo en hidróxido, que redujo la cantidad de CO₂ en casi un 50%; lamentablemente, la formación de carbonato de sodio por la reacción en el filtro genero cristales que taponearon el filtro antes de los 10 días.

5. CONCLUSIONES

El biogás producido a partir de estiércol de cerdo en el biodigestor de la UEPB tiene un alto contenido de ácido sulfhídrico (entre 1600 y 1900 ppm) lo que limita su aplicación en la generación de energía eléctrica. La remoción de sus contaminantes es imperativa para su uso como combustible.

El carbón activado tiene un alto potencial como método de remoción de gases contaminantes, este además tiene la ventaja de poder ser reactivado en hornos de calcinación a altas temperaturas, no obstante, estos equipos son poco accesibles para instalaciones en el área rural.

La remoción de dióxido de carbono por precipitación utilizando hidróxido de sodio es accesible pero el riesgo que conlleva la manipulación de esta sustancia y la formación de cristales de carbonato de sodio dificultan la operación de este método.

Los filtros de limadura de hierro siguen siendo económicamente accesibles y de fácil mantenimiento pese a los desechos sólidos generados, este método resulta ideal para instalaciones rurales y de pequeña escala.

La solución saturada de sulfato de cobre demostró ventajas como su alta capacidad de remoción de sulfuro de hidrogeno, disponibilidad entre otros; la desventaja principal que se pudo observar de esta solución es el requerimiento de presión para garantizar su efectividad.

6. AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Privada Del Valle, por el financiamiento otorgado para la realización de este proyecto a través de su Dirección de Investigación. Al departamento y laboratorio de Petróleo, Gas y Energías por su colaboración en el proyecto y prestar sus instalaciones para el desarrollo del mismo.

7. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

- Engineering ToolBox. (2003). *Engineering ToolBox*. Obtenido de Fuels - Higher and Lower Calorific Values: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html
- Figuroa, C., Alegría, C., Meza, V., & Quipuzco, L. (2019). *Eficiencia de la desulfuración del biogás mediante biofiltración empleando soportes orgánicos*. Escuela de Ingeniería Agroindustrial, Universidad Nacional de Trujillo.
- Garfí, M. M.-H. (2016). Household anaerobic digesters for biogas production in Latin America: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 60, 599-614.
- Giraldo, L., & Moreno-Piraján, J. (2008). *Monolitos de carbón activado a partir de cáscara de coco e impregnación con níquel y cobre*. *Revista Colombiana De Química*.
- Hassan, S., Maher, M., Janna, Q., Kholoud, J., & Eldon. (2020). *Removal of hydrogen sulfide from biogas using activated carbon synthesized from different locally available biomass wastes - a case study from Palestine*.

- Herout, M., Malat'ák, J., Kučera, L., & Dlabaja, T. (2011). Biogas composition depending on the type of plant biomass used. *Research in Agricultural Engineering*, 57(4), 137-143.
- Huertas, J., Quipuzco, L., Hassanein, A., & Lansing, S. (2020). Comparing hydrogen sulfide removal efficiency in a field-scale digester using microaeration and iron filters. *Energies*, 13(18), 4793.
- Marín De Jesus, D. F. (2021). *Innovative technologies for biogas upgrading*. Universidad de Valladolid.
- MHE. (2021). *Balance Energetico Nacional*. Bolivia: Ministerio de Hidrocarburos y Energia.
- Morero, B., Gropelli, E., & Campanella, E. (2010). *Revisión de las principales tecnologías de purificación de biogás*. Obtenido de Repositorio Digital de la Universidad de Palermo: <https://dspace.palermo.edu/dspace/handle/10226/1377>
- Nuntón, S. (2018). *Influencia de la temperatura y Ph en el rendimiento de obtención de biogás a partir de bagazo de caña y estiercol de equino mediante un Digestor Batch*. Lambayeque, Peru: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
- Ortega, L., Bárcenas, L., Fernández, E., & Rodríguez, S. (2015). Principales métodos para la desulfuración del biogás. *Ingeniería Hidraulica y Ambiental*; ISSN 1680-0338, p. 45 - 56.
- Ponce, E. (2016). *Métodos sencillos en obtención de biogás rural y su conversión en electricidad*. Chile: IDESIA.
- Rivero, O. (2009). Biogás en Bolivia, programa "viviendas autoenergéticas" una nueva forma de ver el futuro energético ambiental del país en el área rural. *Revista Desarrollo Local Sostenible*, 3.

- Romat, L., Fernandez, G., Fabrizio, A., & Bargiela, M. (2021). Obtención de biogás a partir de efluentes porcinos como alternativa de mitigación de emisiones. *Revista RedBioLAC*, 5(1), 55-59.
- Skoog, D., & West, D. (2015). *Química Analítica*. Santa Fé, México: Cengage Learning.
- Suntikunaporn, Echaroj, & Rimpikul. (2014). *Evaluation of Agricultural Wastes for Biogas Production*. Thammasat International Journal of Science and Technology.
- Tornero, A. G., & Ramírez, J. A. (2015). *Técnicas para la disminución en la concentración de ácido sulfhídrico en el biogás*.
- Turco, M., Ausielo, A., & Micoli, L. (2016). *Treatment of Biogas for Feeding High Temperature Fuel Cells*. Suiza: Springer.
- Varnero, M. T. (2011). *Manual de Biogás*. Santiago de Chile: FAO.
- Varnero, M., Caru, M., Galleguillos, K., & Achondo, P. (2012). *Tecnologías disponibles para la Purificación de Biogás usado en la Generación Eléctrica*.
- WBA. (2020). *Global Bioenergy Statistics 2020*. WBA.