

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe



Huella de carbono del hidrógeno exportado via amoníaco desde Argentina

'Antifragile' regulators for developing countries? Lessons from Latin America

Revisión de la situación actual del sector eólico en Uruguay - encuesta a profesionales del sector

Implementación de Mercados de Flexibilidad con Redes Inteligentes: Análisis de sus impactos con el uso de indicadores.

Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la introducción de generación distribuida

Análisis econométrico de la calidad del servicio eléctrico de distribución: Un enfoque en SAIDI y SAIFI

Eficiencia y emisiones del motor de combustión interna de encendido por compresión impulsado por aceites vegetales

Desarrollo de proyectos comunitarios de energía mediante esquemas de generación



## **COMITÉ EDITORIAL**

---

Andrés Rebolledo Smitmans  
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Pablo Garcés  
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Marcelo Vega  
Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM). Uruguay.

## **COMITÉ AD-HONOREM**

Andrés Romero C.  
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.  
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.  
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.  
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.  
Investigador independiente. Brasil.

## **COORDINADORES DE LA EDICIÓN**

### **DIRECTOR GENERAL**

Andrés Rebolledo Smitmans

### **DIRECTORES EJECUTIVOS**

Pablo Garcés

Marcelo Vega

### **COORDINADORA DE PRODUCCIÓN**

Ana María Arroyo

### **CONSULTORES INDEPENDIENTES**

Octavio Medina

Kerly Cueva

## REVISORES

---

Dr. Carlos Ramiro Rodríguez, CRR  
Universidad Nacional de Córdoba, Argentina

Mariana Corengia  
Facultad de Ingeniería, Udelar, Uruguay

Analia Patricia Fazzini  
TECPETROL

Fernando Salinas Herrera  
Université Laval, Canadá

José Cataldo  
Universidad de la República, Uruguay

Alfredo José Caguo Yagua  
Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda, Venezuela

Luis Felipe Gomez Fernandez  
Colegio de Ingenieros del Perú, Perú

Edwar Rafael Díaz Villanueva  
Osinergmin, Perú

José Medardo Cadena Mosquera  
OLADE, Ecuador.

Alejandro Andrés Navarro Espinosa  
Universidad de Chile, Chile

Marco Daniel Silva Ramos  
Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

## INDICE

---

- 5 Editorial
- 7 Huella de carbono del hidrógeno exportado via amoniaco desde Argentina
- 27 'Antifragile' regulators for developing countries? Lessons from Latin America
- 45 Revisión de la situación actual del sector eólico en Uruguay - encuesta a profesionales del sector
- 59 Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la introducción de generación distribuida
- 75 Análisis econométrico de la calidad del servicio eléctrico de distribución: Un enfoque en SAIDI y SAIFI
- 91 Eficiencia y emisiones del motor de combustión interna de encendido por compresión impulsado por aceites vegetales



Desde este espacio de la revista energética para América Latina y el Caribe, seguimos comprometidos en apoyar los procesos de descarbonización de las matrices energéticas de los Países Miembros de OLADE con acciones concretas que, entre otras, en esta revista latinoamericana y caribeña, permiten la difusión del conocimiento y brindan un espacio a los investigadores regionales poner en conocimiento público el resultado de sus trabajos.

La región latinoamericana y caribeña es la más verde del planeta en términos de su matriz de oferta de energía, con una tercera parte proveniente de fuentes renovables, en comparación con un 13% del promedio mundial.

Esta posición regional ventajosa, marca el camino hacia la profundización de los procesos de transición, las llamadas transiciones energéticas 2.0, caracterizadas por una mayor complejidad, integración tecnológica y enfoque en la sostenibilidad. Este concepto va más allá de la simple sustitución de fuentes de energía fósiles por renovables, abarcando una transformación integral del sistema energético.

Los temas que se discuten respecto a las transiciones energéticas 2.0 están relacionados, entre otros, con:

- Tecnología que permita la gestión de la demanda, convertir los consumidores en “prosumidores”
- Descentralización de la generación
- Migrar el transporte hacia fuentes sostenibles (electromovilidad, biocombustibles, etc.).
- Desarrollo e integración de sistemas de almacenamiento de energía
- Eficiencia energética extendida a todos los sectores de la economía
- I+D local

Es necesario considerar que estos procesos deben tener un contenido social importante. Un proceso de transición 2.0 es inconcebible sin pensar en la justicia y equidad, priorizando el acceso universal, reconversión laboral en sectores afectados, atención a impactos sociales y ambientales de nuevos proyectos, así como, equidad de género en todo el proceso.

Cabe en esta oportunidad invitarlos a profundizar este y otros temas que serán desarrollados en la IX Semana de la Energía, evento a desarrollarse en la ciudad de Asunción, Paraguay, del 28 de octubre al 1 de noviembre.

Para más detalles dirigirse a: <https://semanadelaenergia.olade.org/>

Pablo Garcés  
Editor

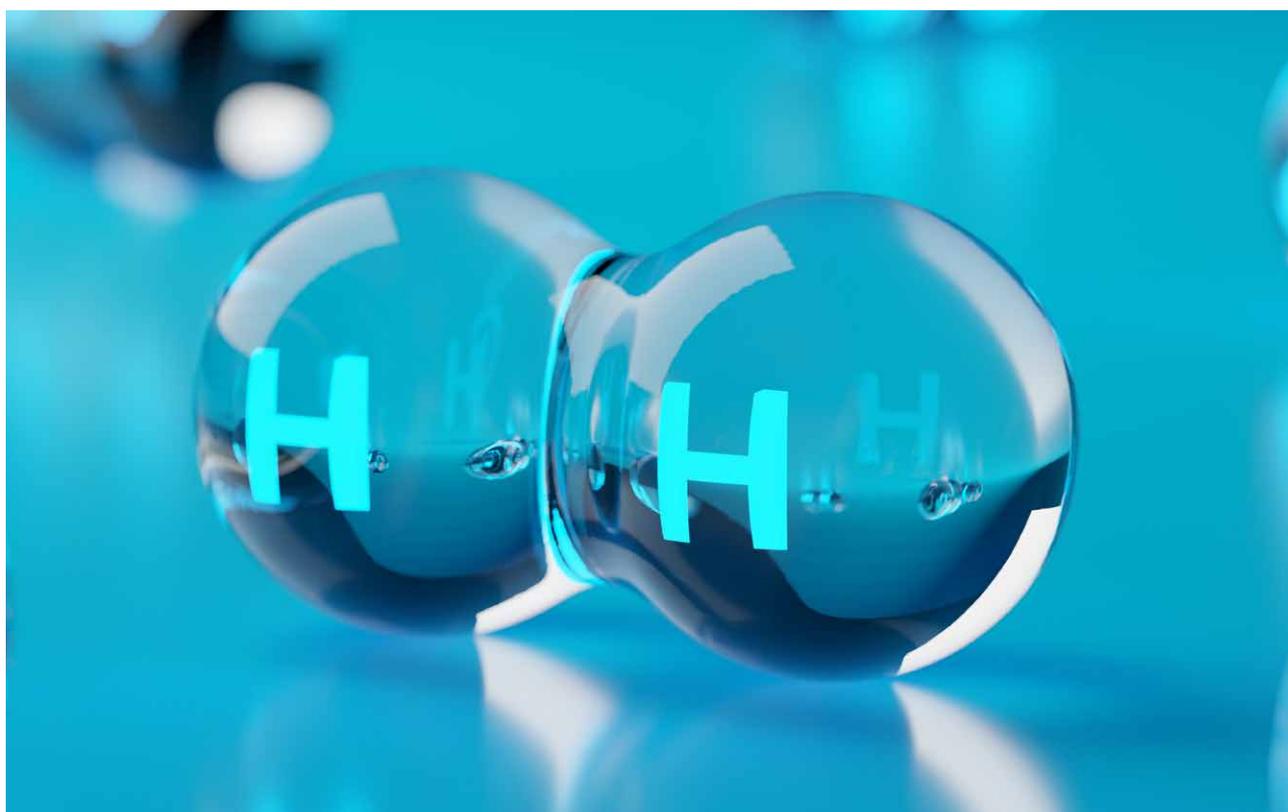


# Huella de carbono del hidrógeno exportado via amoniaco desde Argentina

Carbon footprint of hydrogen exported as amonia from Argentina

Adrien Sergent<sup>1</sup>

Recibido: 12/02/2024 y Aceptado: 9/05/2024  
ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2023  
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



7

---

1.- Comisión de Energía, Recursos Naturales y Sostenibilidad de la Fundación Meridiano, Argentina.  
Coordinador  
adrien.sergent@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-1900-8155>



$H_2$

## Resumen

Este trabajo busca estimar la huella de carbono de la cadena logística para exportar hidrógeno bajo la forma de amoníaco desde Argentina hacia Europa, Corea del Sur y Japón. Estos países, referidos como mercados potenciales en la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina, tienen o están discutiendo umbrales de emisiones de CO<sub>2</sub> para fomentar localmente el consumo de hidrógeno o de amoníaco de bajas emisiones de carbono.

Se muestra que es imprescindible disponer de una electricidad descarbonizada, incluso para las opciones donde el gas natural es un insumo en el proceso de síntesis de amoníaco, para tener una huella de carbono por debajo de los umbrales considerados en los tres destinos analizados. Se determinaron también valores máximos de emisiones fugitivas de metano para distintos casos de exportaciones de amoníaco de bajas emisiones de carbono que usan gas natural.

**PALABRAS CLAVE:** Hidrógeno, Amoníaco, Huella de carbono.

## Abstract

*This work seeks to estimate the carbon footprint of the logistics chain for exporting hydrogen in the form of ammonia from Argentina to Europe, South Korea and Japan. These countries, referred as potential markets in the National Strategy for the Development of the Hydrogen Economy in Argentina, have or are discussing CO<sub>2</sub> emission thresholds to encourage local consumption of low-carbon hydrogen or ammonia.*

*It shows that it is essential to have decarbonized electricity, even for options where natural gas is an input in the ammonia synthesis process, in order to have a carbon footprint below the thresholds considered in the three destinations analyzed. Maximum values for fugitive methane emissions were also determined for different cases of low-carbon ammonia exports based on natural gas.*

**KEYWORDS:** Hydrogen, Ammonia, Carbon footprint.

# 1. INTRODUCCIÓN

Con la publicación de la “Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina” (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023), Argentina apunta a un nuevo mercado clave para la transición energética a nivel global. Es que el uso de hidrógeno de bajas emisiones de carbono luce como la principal alternativa a los combustibles fósiles para los sectores cuya electrificación directa es de difícil implementación. Este es el caso de la industria pesada, particularmente donde existen procesos con altas temperaturas, y del transporte de larga distancia. Varios países plantean también usar hidrógeno de bajas emisiones de carbono para la generación de electricidad, aunque persisten las dudas sobre la rentabilidad económica de tal fin.

10 Basándose en sus ventajas competitivas, Argentina proyecta una participación sustancial en el comercio internacional de hidrógeno de bajas emisiones con la exportación de 0.3 millones de toneladas anuales desde 2030 hasta llegar a 4 millones para 2050, equivalentes a 5% del mercado global proyectado para esta fecha (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023, p. 24). Europa, Corea del Sur y Japón son los potenciales destinos de exportación explícitamente citados para Argentina en su Estrategia Nacional.

La baja densidad volumétrica del hidrógeno (0.083 kg/m<sup>3</sup>) en condiciones normales de temperatura y presión y su muy baja temperatura de licuefacción (-253°C) representan un desafío técnico-económico para plantear exportaciones a escalas intercontinentales. Así, este último proceso requiere el equivalente al 30% del contenido energético del hidrógeno producido (Agencia Internacional de Energía, 2023, p. 310). Hay que sumar además las pérdidas por evaporación durante la carga, descarga y transporte por buques, que para un viaje de 30 días pueden llegar a más del 8% (Al-Breiki y Bicer, 2020, p. 2).

Parece, por lo tanto, más conveniente, tal como lo identifica la Estrategia Nacional de Argentina, apostar a derivados del hidrógeno como el

amoniaco o el metanol para su despacho (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023, p. 23). Sin embargo, producir metanol de bajas emisiones de carbono implica no solamente que el hidrógeno usado en el proceso también lo sea, sino que el dióxido de carbono, que es otro insumo necesario, sea de origen biogénico o provisto con tecnologías todavía incipientes de captura directa en el aire (Agencia Internacional de Energía, 2023, p. 102). Por otro lado, la existencia de capacidades e infraestructuras para la producción y despacho de amoniaco en la zona de Bahía Blanca (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023, p. 47) hacen más factible a corto plazo el uso del amoniaco como vector energético para exportaciones intercontinentales de derivados del hidrógeno desde Argentina.

El amoniaco de bajas emisiones de carbono también puede ser buscado para su consumo directo, sin necesitar su reconversión en hidrógeno. De esta forma se podría descarbonizar la producción de fertilizantes, las industrias químicas que lo tienen como insumo y el transporte marítimo. Corea del Sur y Japón incluso plantean usar directamente amoniaco para la generación eléctrica (Collins, 2023).

Ahora bien, la viabilidad de exportar amoniaco desde Argentina depende en primer lugar de que las emisiones de carbono asociadas sean inferiores a los umbrales definidos en los mercados apuntados. La Unión Europea ya estableció, por ejemplo, estándares para que el hidrógeno o combustibles derivados puedan ser considerados como renovables o de bajas emisiones de carbono. Si bien la Comisión Europea (2023, p. 3) aclara que estas normativas no constituyen una obligación para los países productores, el no cumplimiento impedirá a los consumidores finales acceder a los subsidios que se están implementando para promover su uso. Esto significa la poca probabilidad de ganar mercados dados los costos adicionales del hidrógeno de bajas emisiones de carbono sobre el hidrógeno producido de forma convencional. Sieler y Dörr (2023) identificaron que Japón y Corea del Sur

avanzan también en la definición de medidas similares. De ahí la necesidad de evaluar la huella de carbono de los proyectos de exportación de amoníaco de bajas emisiones de carbono desde Argentina.

Este trabajo busca entonces estimar la huella de carbono de la cadena logística para exportar hidrógeno vía amoníaco de bajas emisiones desde Bahía Blanca, Argentina, hasta Europa, Corea del Sur y Japón, con el fin de compararla con los estándares de estos destinos. Se considerarán dos alternativas para el amoníaco importado: el consumo directo de este combustible y su reconversión en hidrógeno por craqueo. Teniendo en cuenta los recursos naturales y capacidades tecnológicas de Argentina, los procesos de producción analizados contemplarán la producción de hidrógeno por: reformado de metano con vapor y captura de carbono,

reformado autotérmico de metano con captura de carbono, pirólisis de metano, electrólisis de agua con fuentes renovables y electrólisis de agua a alta temperatura con fuente nuclear.

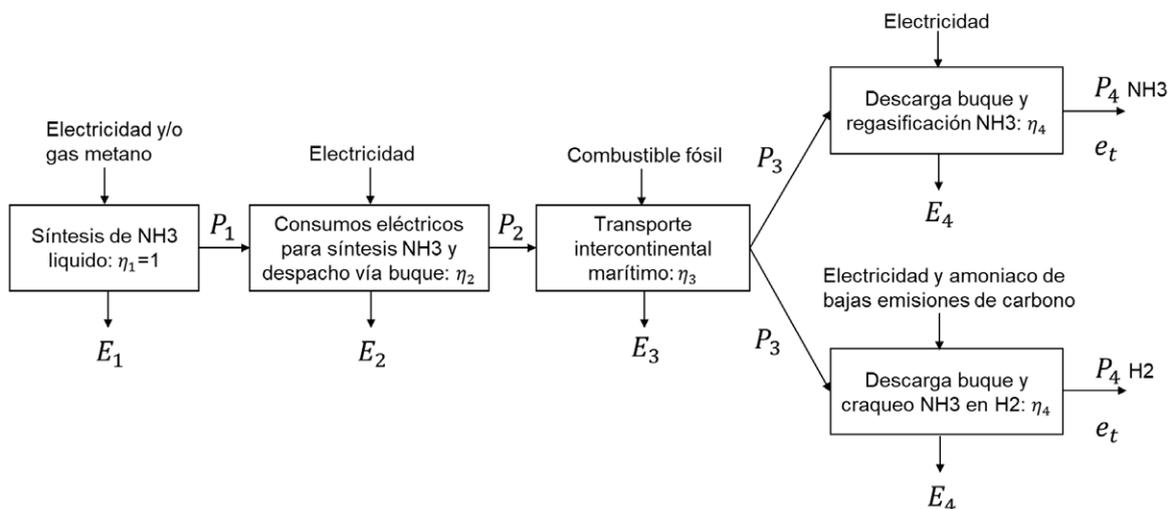
Luego de esta introducción, la sección siguiente explicitará la metodología utilizada para calcular la huella de carbono de la producción de amoníaco de bajas emisiones y su despacho a Europa, Corea del Sur y Japón, tanto para su uso directo como para su reconversión en hidrógeno por craqueo. La tercera parte detallará las emisiones de carbono y pérdidas energéticas para los distintos procesos de síntesis del amoníaco, el transporte por vía marítima, la regasificación del amoníaco en su destino final y su craqueo. La cuarta sección analizará los resultados obtenidos y su sensibilidad al contenido en carbono de la electricidad usada y a las emisiones fugitivas de metano.

## 2. METODOLOGÍA

Para estimar la huella de carbono  $e_t$  en  $gCO_2/MJ$  del combustible obtenido en su destino final, sea bajo forma de amoníaco o de hidrógeno, se tomarán en cuenta las emisiones  $E_i$  de dióxido de carbono emitidas y las pérdidas energéticas de cada etapa  $i$  identificada en la figura 1.

Para los procesos que usen captura de carbono, se considerará su almacenamiento en proximidad del puerto de Bahía Blanca, en línea con proyectos corporativos actuales (Deza, 2023). Se estimará la necesidad de un consumo eléctrico adicional de 100 kWh/tCO<sub>2</sub> para comprimir el CO<sub>2</sub> capturado (Jackson y Brodal, 2018).

**Figura 1.** Etapas consideradas para estimar la huella de carbono del amoníaco e hidrógeno en su destino final



Fuente: Elaboración propia.

Se incluye en este análisis tanto las emisiones directas propias de cada etapa  $i$  como las emisiones indirectas por uso de electricidad generada con fuentes que emiten gases de efecto invernadero (GEI) y por emisiones fugitivas de metano. Para las primeras, de provenir de la red eléctrica argentina, se usará el factor de emisión promedio de CO<sub>2</sub> del año 2023: 228 gCO<sub>2</sub>/kWh (Cammesa, s.f.)<sup>2</sup>. En caso de que la electricidad sea generada con fuentes renovables o nucleares dedicadas, se tomará un valor de 0 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>3</sup>. Para las emisiones indirectas debidas al uso de electricidad en los países receptores del amoniaco importado desde Argentina, se usará el factor de emisión de la red eléctrica de los Países Bajos, de Corea del Sur y de Japón, a saber 355 gCO<sub>2</sub>/kWh (Tiseo, 2023), 411 gCO<sub>2</sub>/kWh (Climate Transparency, 2022) y 466 gCO<sub>2</sub>/kWh (Climate Transparency, 2021) respectivamente.

En cuanto a las emisiones indirectas por fugas de metano, se usará el potencial de calentamiento global sobre cien años de este gas de efecto invernadero con un valor de 29.8 (GWP por sus siglas en ingles), en línea con el sexto informe del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2022), para calcular su equivalente en emisiones de CO<sub>2</sub>. En el último inventario de gases de efecto invernadero de Argentina (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2019, p. 23) se puede leer que la producción de 47 millones de dam<sup>3</sup> de gas natural generó en 2016 las emisiones fugitivas de alrededor 8 millones toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes. Considerando el GWP del metano, la masa volúmica  $\rho$  del gas natural, y que las pérdidas por transporte vía gasoductos son desdeñables, se estima el porcentaje de emisiones fugitivas  $f_{CH_4}$  del gas metano en Argentina que se utilizará en primera instancia:

$$f_{CH_4} = \frac{\frac{8000000}{GWP \times \rho}}{47000000} \times 100 = \frac{\frac{8000000}{29.8 \times 0.8}}{47000000} \times 100 = 0.71\% \quad (1)$$

Se considerará el contenido energético  $P_i$  en MJ igual al poder calorífico inferior de la cantidad de combustible obtenida en salida de cada etapa  $i$ , tomando los valores de 18.6 MJ/kg y de 120 MJ/kg

para el amoniaco y el hidrógeno respectivamente. Si se contempla  $n$  etapas, se puede definir  $e_t$  con la siguiente ecuación:

$$e_t = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{P_n} \quad (2)$$

Luego de la etapa de síntesis de amoniaco, se establece  $\eta_i$  como la eficiencia de cada etapa  $i$

para conservar la cantidad de energía recibida agua arriba en forma de combustible:

$$\eta_i = \frac{P_i}{P_{i-1}} \text{ por } i > 1 \quad (3)$$

De esta forma, se define también la huella de carbono  $e_i$  atribuible a cada etapa  $i$ :

$$e_i = \frac{E_i}{P_i} \text{ o } e_i = \frac{E_i}{\eta_i \cdot P_{i-1}} \text{ por } i > 1 \quad (4)$$

2.- Si bien se trata de un valor bajo en relación con los últimos años (promedio de 266 gCO<sub>2</sub>/kWh entre 2020 y 2023), esta variable podría seguir a la baja si se logra desplazar el uso de combustibles líquidos por gas natural en la generación térmica y aumentar la participación de fuentes renovables. Ambas condiciones requieren de la ampliación de infraestructuras claves como gasoductos y líneas de alta tensión.

3.- Aunque si se considerara las emisiones durante las fases de construcción y decomisionamiento, el resultado no sería nulo. Sin embargo, de aplicar este criterio para todos los equipos haría este estudio mucho más complejo amén de que en el caso de las normativas europeas este tipo de emisiones no están consideradas.

Combinando las ecuaciones (2), (3) y (4), se reformula la huella de carbono  $e_t$  en función de la de cada etapa  $i$  :

$$e_t = \frac{\sum_{i=1}^n [e_i \cdot \eta_{i=1}^i \eta_i]}{\eta_{i=1}^n \eta_i} \quad (5)$$

Los resultados serán posteriormente comparados con las referencias que tienen la Unión Europea, Corea del Sur y Japón. En el primer caso, los actos delegados sobre los artículos 27 y 28 de la Directiva de Energías Renovables ya fijan un tope de 28.2g CO2/MJ para los combustibles renovables de origen no biológico (Sieler y Dörr, 2023), dentro de los cuales se incluye el hidrógeno producido por electrólisis del agua con fuentes renovables y sus derivados. Más recientemente, la Unión Europea avanzó con normativas para definir gases de bajo contenido en carbono, abriendo así la puerta para el amoniaco o el hidrógeno producido con fuentes nucleares o fósiles y captura de carbono. Si bien este paquete regulatorio no tiene todavía un tope

de emisiones explícitamente fijado, como para el hidrógeno renovable y sus derivados, sí menciona el mismo objetivo de reducir de 70% las emisiones de GEI (Consejo de la Unión Europea, 2023). Tomaremos entonces como meta una huella de carbono inferior a 28.2 gCO2/MJ para el amoniaco o el hidrógeno de bajas emisiones importado a Europa desde Argentina, independientemente del proceso de producción usado. Aplicaremos el mismo razonamiento con los valores tope de 42 gCO2/MJ y 28.3 gCO2/MJ analizados respectivamente por Corea del Sur y Japón para definir el hidrógeno de bajas emisiones de carbono (Sieler y Dörr, 2023).

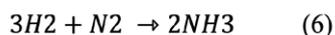
13

### 3. HUELLAS DE CARBONO INTERMEDIARIAS

#### a. Síntesis y despacho de amoniaco con hidrógeno producido por reformado de metano con vapor de agua y captura de carbono

Cejka y Burr (2022) simularon nueve procesos distintos de síntesis de amoniaco para tener una producción diaria de mil toneladas, dando el detalle de los flujos en entrada y salida de los diversos insumos y productos. Todos estos procesos

requieren en una primera etapa obtener hidrógeno, que luego reacciona con el nitrógeno capturado en el aire para formar amoniaco según la siguiente reacción:



La tabla 1 resume los flujos de insumos y las emisiones de dióxido de carbono para el proceso de síntesis de amoniaco con hidrógeno producido por reformado de metano con vapor de agua y captura de carbono (SMR+CCS). Debido a las dificultades en las instalaciones existentes en el mundo para capturar CO2 en los efluentes de gases de baja presión de los reformadores de metano (Gorski et al., 2021), se tomó el caso

simulado donde la captura mediante uso de aminas se ubica únicamente sobre los gases de proceso de alta presión. Se calculó con los datos de Cejka y Burr (2022) que se captura así el 71.9% de las emisiones directas generadas durante la síntesis de amoniaco.

**Tabla 1.** Síntesis de amoniaco por SMR+CCS

Consumo CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> capturado	Emisiones fugitivas de CH <sub>4</sub>	Emisiones directas de CO <sub>2</sub>	e <sub>1</sub>
34.89gCH <sub>4</sub> /MJ	65.91gCO <sub>2</sub> /MJ	7.38 gCO <sub>2</sub> /MJ	25.75 gCO <sub>2</sub> /MJ	33.14 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022)

La tabla 2 detalla distintos consumos eléctricos y las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas para la síntesis y despacho del amoniaco. Si bien los datos de Cejka y Burr (2022) en cuanto al consumo de los equipos eléctricos necesarios para la síntesis de amoniaco plantean una alimentación con tensión continua, se consideraron los mismos consumos para equipos alimentados con una tensión alterna compatible con un suministro desde el Sistema Argentino de Interconexión eléctrica (SADI).

Al-Breiki y Bricer (2020, p.8) estiman una evaporación del amoniaco de respectivamente 0.045% y 0.022% para su almacenamiento y luego carga sobre un buque. Por lo tanto, el valor de la eficiencia  $\eta_2$  correspondiente a esta etapa se calculó de la siguiente forma:

$$\eta_2 = (1 - 0.00045) \times (1 - 0.00022) = 0.999 \quad (7)$$

14

Se considerarán los mismos valores de consumo eléctrico y de pérdidas para el despacho por

buque del amoniaco producido con los siguientes procesos analizados en el resto de este trabajo.

**Tabla 2.** Consumos eléctricos para la síntesis y despacho de amoniaco con SMR+CCS

Consumo síntesis NH <sub>3</sub>	Consumo compresión CO <sub>2</sub>	Consumo carga buque	$\eta_2$	e <sub>2</sub>
54.06 Wh/MJ	6.59 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	13.85 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022), Al-Breiki y Bricer (2020) y Jackson y Brodal (2018)

## b. Síntesis y despacho de amoniaco con hidrógeno producido por reformado autotérmico de metano con captura de carbono

La tabla 3 resume los flujos de insumos, productos y las emisiones de CO<sub>2</sub> para el proceso de síntesis de amoniaco con hidrógeno producido por reformado autotérmico de metano con captura de carbono (ATR+CCS). Al usar la reacción exotérmica de oxidación parcial del oxígeno, esta tecnología

concentra las emisiones de CO<sub>2</sub> en los gases de proceso en alta presión. De esta forma se logra una captura de carbono del 86.1% de las emisiones directas de CO<sub>2</sub> generadas durante la síntesis del amoniaco.

**Tabla 3.** Síntesis de amoniaco por ATR+CCS

Consumo CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> capturado	Emisiones fugitivas de CH <sub>4</sub>	Emisiones directas de CO <sub>2</sub>	e <sub>1</sub>
34.68 gCH <sub>4</sub> /MJ	78.82 gCO <sub>2</sub> /MJ	7.34 gCO <sub>2</sub> /MJ	12.63 gCO <sub>2</sub> /MJ	19.97 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022)

La tabla 4 resume los consumos eléctricos y las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas para la síntesis y despacho del amoníaco en el proceso ATR+CCS. El mayor consumo eléctrico que en el proceso SMR+CCS se explica por el uso de unidades

criogénicas de separación de aire para suministrar el oxígeno necesario a la reacción de oxidación parcial.

**Tabla 4.** Consumos eléctricos para la síntesis y despacho de amoníaco con ATR+CCS

Consumo síntesis NH <sub>3</sub>	Consumo compresión CO <sub>2</sub>	Consumo carga buque	$\eta_2$	$e_2$
63.97Wh/MJ	7.88 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	16.4 gCO <sub>2</sub> /MJ

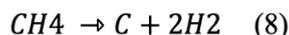
Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022), Al-Breiki y Bricer (2020) y Jackson y Brodal (2018)

### c. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por pirólisis de metano

La producción de hidrógeno por pirólisis de metano, denominada en algunas taxonomías como “hidrógeno turquesa”, tiene varias ventajas sobre los procesos alternativos para obtener este elemento clave en la síntesis del amoníaco. Al permitir la descomposición de la molécula de metano en hidrógeno y carbono sólido (ecuación 8), la pirólisis evita dificultades ulteriores de captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub>. Además, el carbono obtenido en estado sólido (negro de carbono) puede ser valorizado para la elaboración de polímeros elásticos (principalmente neumáticos) o plásticos y contribuir también a la descarbonización de estas industrias (Fulcheri, 2021, pp. 31-32).

Fue, de hecho, un aspecto clave para la apertura de la primera planta de producción de hidrógeno turquesa a escala comercial en Estados Unidos (Weber, 2023). A su vez, la pirólisis de metano necesita menos aporte de energía externa en comparación a los procesos de obtención de hidrógeno por electrólisis del agua (Fulcheri, 2021). Finalmente, al no usar ninguna reacción de combustión, no tiene emisiones directas de CO<sub>2</sub>, lo que le da la menor huella de carbono para la síntesis de amoníaco a partir de gas natural.

15



Combinando las ecuaciones (6) y (8) y suponiendo que se logra la descomposición completa del metano, la tabla 5 resume los flujos de insumos,

productos y las emisiones de CO<sub>2</sub> para el proceso de síntesis de amoníaco en base a la pirólisis de metano:

**Tabla 5.** Síntesis de amoníaco por pirólisis de metano

Consumo CH <sub>4</sub>	Producción de negro de carbono	Emisiones fugitivas de CH <sub>4</sub>	Emisiones directas de CO <sub>2</sub>	$e_1$
37.98 gCH <sub>4</sub> /MJ	28.44 gC/MJ	8.04 gCO <sub>2</sub> /MJ	0 gCO <sub>2</sub> /MJ	8.04 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia

Se consideró una alimentación eléctrica alterna para generar el plasma que aporta el calor necesario a la pirólisis de metano. Fulcheri (2021, p. 33) estima que se necesita entre 10 kWh y 30 kWh según la calidad del negro de carbono deseado para la producción de 1 kg de hidrógeno con pirólisis de metano. Para calcular el consumo eléctrico necesario a la síntesis del amoníaco vía esta tecnología, se tomó el valor intermedio de 20 kWh/kg de hidrógeno, teniendo en cuenta que, al ser una tecnología relativamente nueva, podría ser

más bajo en los próximos años. Se usaron luego los mismos datos que Cejka y Burr (2022) para el resto de los consumos eléctricos durante la síntesis de amoníaco en base a hidrógeno puro obtenido por electrólisis del agua con electrolizador alcalino. La tabla 6 resume los datos obtenidos en cuanto al consumo eléctrico para la síntesis y despacho de amoníaco producido con pirólisis de metano:

**Tabla 6.** Consumos eléctricos para la síntesis y despacho de amoníaco con pirólisis de metano

Consumo pirólisis CH <sub>4</sub>	Consumos auxiliares síntesis NH <sub>3</sub>	Consumo carga buque	$\eta_2$	$e_2$
203.1 Wh/MJ	37.42 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	54.88 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Fulcheri (2021), Cejka y Burr (2022) y Al-Breiki y Bricer (2020)

#### d. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por electrólisis del agua con fuentes renovables

La electrólisis del agua con una electricidad obtenida por fuentes renovables permite producir hidrógeno y oxígeno sin tener emisiones directas e indirectas de CO<sub>2</sub>. Como lo muestran Cejka y Burr (2022), la síntesis del amoníaco con el hidrógeno producido por esta vía tampoco tiene emisiones directas de CO<sub>2</sub>. La tabla 7 resume los consumos eléctricos y el oxígeno que queda disponible para valorización comercial luego de la síntesis de amoníaco con la electrólisis alcalina del agua. La elección del proceso con electrolizadores de tipo alcalino se debe a que la Secretaría de Asuntos Estratégicos (2023) identificó un potencial para la

producción en Argentina de estos equipos. Para tener en cuenta la posibilidad de que el suministro eléctrico venga desde un parque de generación eléctrica con fuentes renovables a distancia del sitio de producción de amoníaco o desde el SADI a través de un contrato PPA<sup>4</sup> con un generador con fuentes renovables, se contempló una subestación rectificadora para convertir el suministro con tensión alterna a la tensión continua que requieren los electrolizadores. Esto implica multiplicar por un factor 1,06 los consumos eléctricos calculados por Cejka y Burr (2022).

**Tabla 7.** Producción oxígeno y consumos eléctricos para síntesis y despacho de amoníaco con electrólisis alcalina de agua con fuentes renovables

Producción O <sub>2</sub>	Consumo eléctrico electrólisis agua	Consumos eléctricos auxiliares	Consumo eléctrico carga buque	$\eta_2$	$e_1, e_2$
91.6 gO <sub>2</sub> /MJ	478.4 Wh/MJ	37.4 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	0 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base Cejka y Burr (2022) y Al-Breiki y Bricer (2020)

4.- Por sus siglas en inglés: Power Purchase Agreement. Son contratos de largos plazos de compra de energía que se suelen realizar entre parques de generación eléctrica con fuentes renovables y consumidores eléctricos industriales. Para su definición de hidrógeno renovable, la Unión Europea permite hasta 2029 que se use este tipo de contrato con la condición de que haya una correlación mensual entre la generación eléctrica renovable y el consumo eléctrico de los electrolizadores. Luego de esa fecha, la correlación deberá ser horaria (Comisión Europea, 2023).

### e. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por electrólisis del agua a alta temperatura con fuente nuclear

El uso de un electrolizador de óxido sólido permite optimizar el consumo eléctrico al tener el mejor rendimiento energético de todas las tecnologías de electrólisis del agua. Es, sin embargo, necesario disponer de una fuente de calor para mantener el agua a una temperatura de 749°C (Cejka y Burr, 2022, p. 16). Si bien Argentina domina la tecnología nuclear con reactores de tipo CANDU y tiene diseño propio de pequeño reactor modular con el proyecto CAREM-25, lograr esa temperatura en cogeneración con un reactor nuclear requiere que este último sea de cuarta generación tipo HTGR (reactor de alta temperatura refrigerado por gas) similar al puesto recientemente en servicio en China (“China’s HTR-PM demonstration project enters commercial operation”, 2023).

La tabla 8 muestra los consumos eléctricos y la cantidad de oxígeno producido paralelamente al hidrógeno con el que se sintetiza amoníaco. Aquí también se consideró una subestación rectificadora para el suministro eléctrico de los electrolizadores de óxido sólido. En el caso de que se apunte a una producción diaria de 1,000 toneladas de amoníaco, se necesitaría una planta nuclear de 380 MW para cubrir los consumos eléctricos detallados en la tabla 8.

**Tabla 8.** Producción oxígeno y consumos eléctricos para síntesis y despacho de amoníaco con electrólisis del agua con fuente nuclear

Producción O <sub>2</sub>	Consumo eléctrico electrólisis agua	Consumos eléctricos auxiliares	Consumo eléctrico carga buque	$\eta_2$	$e_1, e_2$
173.5 gO <sub>2</sub> /MJ	415.1 Wh/MJ	51.5 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	0 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base Cejka y Burr (2022) y Al-Breiki y Bricer (2020)

17

### f. Transporte intercontinental de amoníaco

Si bien una de las razones para fomentar la producción de amoníaco de bajas emisiones de carbono es su potencial uso como combustible sostenible en el transporte marítimo, se consideró en primera instancia el transporte por buque con combustible tradicional. Según la Cámara Marítima Internacional (s.f.), esto implica emisiones de 5.4 gCO<sub>2</sub>/km por cada tonelada de amoníaco transportada en forma líquida. Se tomó en

cuenta también una tasa de evaporación del amoníaco de 0.024% por día (Al-Breiki y Bricer, 2020, p. 7). De esta forma se pudo calcular la eficiencia  $\eta_3$  correspondiente a la etapa de transporte intercontinental:

$$\eta_3 = 1 - Duración \times 0.00024 \quad (9)$$

Las duraciones y las distancias en buque entre el puerto de Bahía Blanca y los puertos de Rotterdam, Busan y Kobe representando las exportaciones para Europa, Corea del Sur y Japón respectivamente, fueron calculadas con la página

web Searates (s.f.) usando una velocidad de 8 nudos. La tabla 9 resume los valores obtenidos para estos tres destinos:

**Tabla 9.** Transporte por buque hacia Europa, Corea del Sur y Japón

Destino	Duración	Distancia	$\eta_3$	$e_3$
Rotterdam	34 días	12233 km	0.992	3.91 gCO <sub>2</sub> /MJ
Busan	57 días	20325 km	0.986	6.54 gCO <sub>2</sub> /MJ
Kobe	53 días	19071 km	0.987	6.13 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Al-Breiki y Bricer (2020) y Searates (s.f.)

### g. Descarga de amoniaco y regasificación

Una primera posibilidad para el amoniaco de bajas emisiones de carbono exportado desde Argentina en formalíquida es su utilización directa en la industria o para generación de electricidad (Wilkinson et al., 2020). Para la descarga del amoniaco del buque, se consideró el mismo consumo eléctrico y las mismas pérdidas energéticas que para la carga. En cuanto al proceso de regasificación del amoniaco,

se tomó el valor de 1,371 MJ/kg (Al-Breiki y Bricer, 2020, p. 8). La tabla 10 resume el consumo eléctrico y la huella de carbono de esta etapa, teniendo en cuenta el factor de emisión de la red eléctrica de cada uno de los países de destino:

**Tabla 10.** Descarga y regasificación de amoniaco en Europa, Corea del Sur y Japón

Destino	Consumo eléctrico	Emisiones indirectas por consumo eléctrico	$\eta_4$	$e_4$
Rotterdam	20.5 Wh/MJ	7.28 gCO <sub>2</sub> /MJ	0.999	7.28 gCO <sub>2</sub> /MJ
Busan	20.5 Wh/MJ	8.43 gCO <sub>2</sub> /MJ	0.999	8.44 gCO <sub>2</sub> /MJ
Kobe	20.5 Wh/MJ	9.55 gCO <sub>2</sub> /MJ	0.999	9.56 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Al-Breiki y Bricer (2020)

### h. Descarga de amoniaco y craqueo en hidrógeno

Luego de su descarga, la segunda alternativa para el amoniaco de bajas emisiones de carbono es su craqueo en hidrógeno, de acuerdo con la figura 1. Ahora bien, a la inversa de la reacción de síntesis del amoniaco a partir del hidrógeno (ecuación 6), la reacción de craqueo es endotérmica, es decir que necesita un aporte de calor externo. Actualmente, la mayoría de las instalaciones de craqueo de amoniaco usan hornos eléctricos de baja escala productiva que no entregan un hidrógeno de alta pureza (Wilkinson et al., 2020, p. 22).

Wilkinson et al. (2020, p. 25) propusieron entonces un modelo de planta de craqueo de amoniaco con capacidad de 200 toneladas de hidrógeno por día, cuyo grado de pureza es de 99.97% y contiene menos de 0.1 ppm de amoniaco, siendo así compatible con su uso en pilas de combustible. El calor necesario es provisto por la combustión sin emisiones directas de CO<sub>2</sub> de una porción del hidrógeno obtenido y del amoniaco recibido. La tabla 10 resume los valores anuales de consumo de amoniaco, de electricidad y de producción de hidrógeno de alta pureza para este tipo de planta:

**Tabla 11.** Craqueo de amoniaco: insumos y producción neta de hidrógeno anual

Consumo amoniaco	Consumo eléctrico	Producción de hidrógeno
10,350 TJ	316 GWh	7,869.6 TJ

Fuente: Elaboración propia en base a Wilkinson et al. (2020)

Además, los autores plantean que parte del calor generado sea aprovechado para tener una generación eléctrica propia con turbina de vapor. Según Wilkinson et al. (2020, p. 24) esta última podría llegar a una potencia de 15 MW, lo que significaría que 41.6% del consumo eléctrico estaría cubierto por generación propia descarbonizada al suponer una producción constante a lo largo

del año. Con estos datos, la eficiencia calculada anteriormente para la etapa de descarga del amoniaco y la ecuación (3) para evaluar la eficiencia  $\eta_4$  de la etapa de craqueo, se calculó la huella de carbono de la etapa 4 para los tres países de destinos considerados en este trabajo:

**Tabla 12.** Descarga y craqueo de amoniaco en Europa, Corea del Sur y Japón

Destino	Consumo eléctrico desde la red local	$\eta_4$	$e_4$
Rotterdam	17.9 Wh/MJ	0.76	8.36 gCO <sub>2</sub> /MJ
Busan	17.9 Wh/MJ	0.76	9.69 gCO <sub>2</sub> /MJ
Kobe	17.9 Wh/MJ	0.76	10.98 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Wilkinson et al. (2020), Tiseo (2023), Climate Transparency (2022) y Climate Transparency (2021)

19

## 4. RESULTADOS

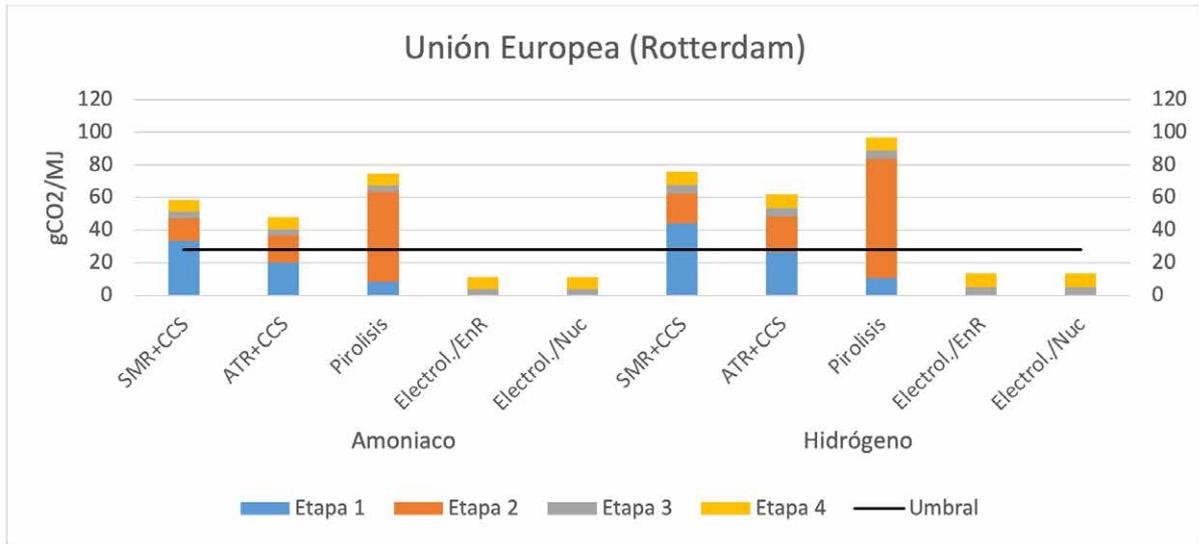
Las figuras 2, 3 y 4 muestran la huella de carbono total de la cadena logística para importar amoniaco desde Argentina, respectivamente para Europa, Corea del Sur y Japón, tanto para consumo directo como para consumo bajo forma de hidrógeno luego del craqueo del amoniaco. Se puede observar que las únicas opciones que permiten tener una huella de carbono inferior al umbral considerado para cada uno de estos potenciales mercados son aquellas donde el amoniaco es sintetizado a partir de hidrógeno obtenido por electrólisis de agua con fuentes eléctricas descarbonizadas (renovables o nuclear). En los casos donde el amoniaco es sintetizado a partir de gas natural, las etapas 1 y 2 representan un peso mucho más importante en la huella de carbono que las etapas 3 y 4. Por otro lado, el peso relativo de la etapa 3 (transporte intercontinental de amoniaco por buque) es el menor en todos los casos.

Mirando de más cerca las dos primeras etapas, el rol del factor de emisión de la red eléctrica argentina es clave aun para los casos donde el amoniaco es sintetizado a partir de hidrógeno obtenido con gas natural. Así, si se contempla un suministro eléctrico totalmente descarbonizado en las etapas 1 y 2, la huella de carbono del amoniaco sintetizado a partir del hidrógeno obtenido con la tecnología ATR+CCS, y consumido como tal en Corea del Sur, pasa por debajo del umbral considerado para este destino.

En cuanto a la opción que se basa en la pirólisis de metano, un suministro eléctrico totalmente descarbonizado permite pasar por debajo de los umbrales considerados en todos los casos, salvo el del hidrógeno reconvertido por craqueo en Japón. Es decir, que la mayor oportunidad de Argentina para exportar hidrógeno vía amoniaco usando sus cuantiosas reservas de gas natural

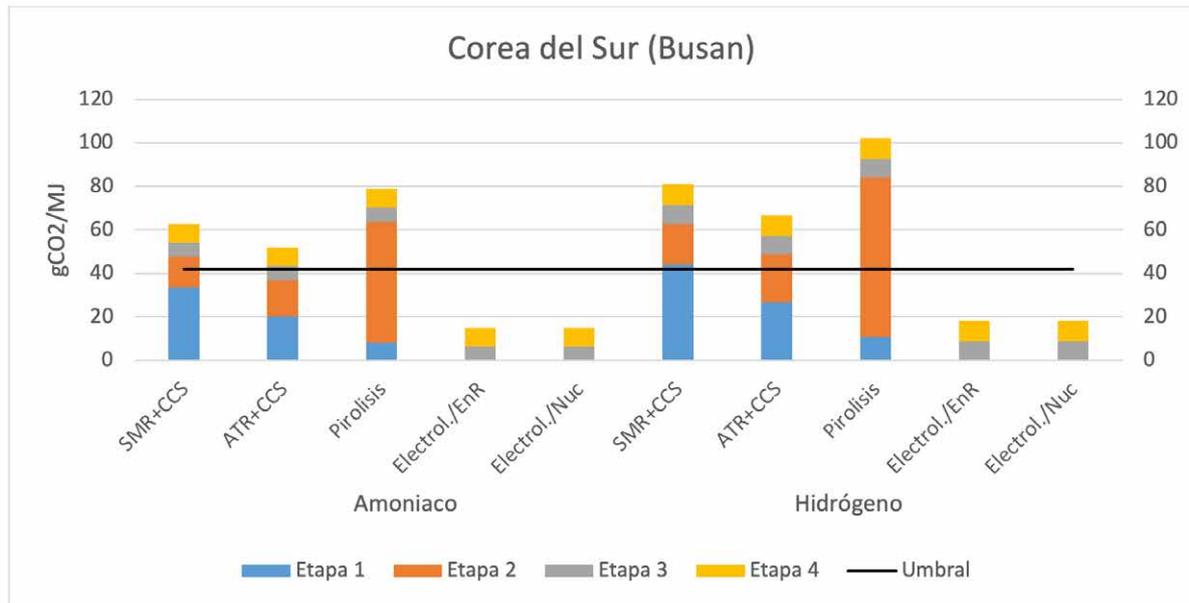
pasa casi únicamente por desarrollar la tecnología de pirólisis de metano, a condición de tener un suministro eléctrico descarbonizado.

**Figura 2.** Huella de carbono del amoníaco importado por Europa desde Argentina para consumo directo y como hidrógeno.



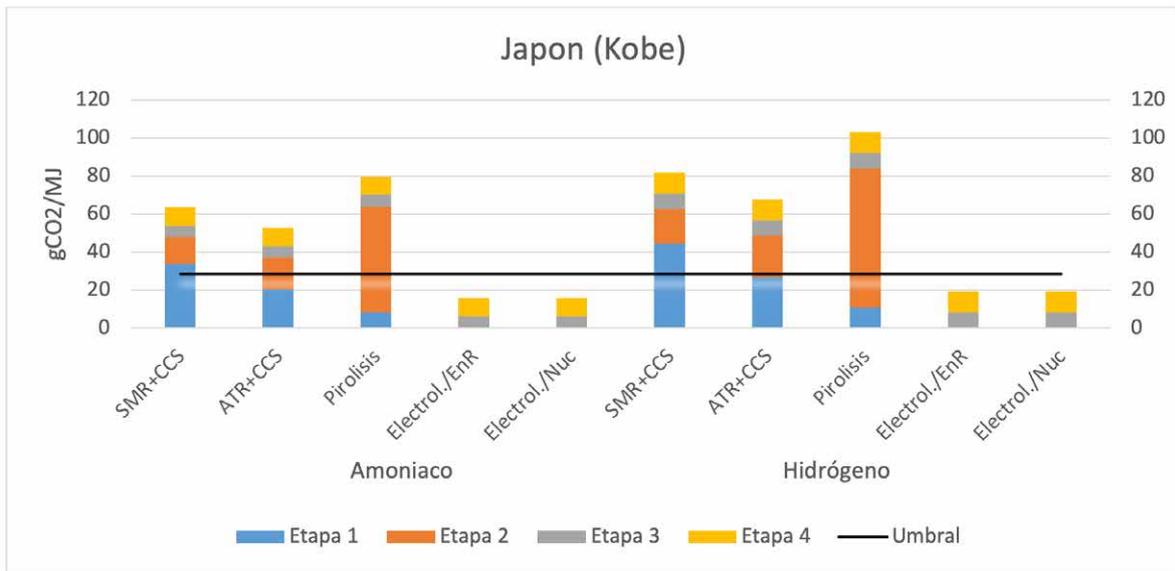
Fuente: Elaboración propia

**Figura 3.** Huella de carbono del amoníaco importado por Corea del Sur desde Argentina para consumo directo y como hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

**Figura 4.** Huella de carbono del amoniaco importado por Japón desde Argentina para consumo directo y como hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

El otro aspecto clave, cuando el amoniaco es sintetizado a partir de hidrógeno obtenido con gas natural, es el factor de emisiones fugitivas del metano a lo largo de su cadena de producción, procesamiento y transporte por gasoductos. En este trabajo se calculó inicialmente  $f_{CH_4} = 0.71\%$  con la ecuación (1) en base a las estimaciones de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2019) que solamente consideran la extracción de gas natural. Sin embargo, mediciones realizadas por satélites sobre las cuencas de shale gas en Estados Unidos mostraron que los inventarios locales de GEI subestimaban fuertemente este tipo de emisiones. Basándose en estas mediciones, Howard y Jacobson (2021, p. 1679) consideraron más realista tomar un valor de 3.5% de emisiones fugitivas de metano para toda la cadena logística del gas natural, desde la extracción hasta la distribución. Los autores, al proponer que se calcule sobre veinte años, y no a cien, el efecto invernadero del metano en la atmosfera, incluso llegaron a concluir que la combustión de este hidrocarburo emite tanto GEI como la del carbón (Howard y Jacobson, 2021, p. 1683). Esto resalta la importancia que tienen las emisiones fugitivas de metano para calcular la huella de carbono de cualquier proceso que utiliza gas natural.

La figura 5 muestra el valor máximo de  $f_{CH_4}$  para las distintas opciones analizadas en este trabajo, donde el gas natural es un insumo en el proceso de síntesis del amoniaco, con la hipótesis adicional de un suministro eléctrico totalmente descarbonizado en las etapas 1 y 2. Si bien es posible trabajar en la reducción de la huella de carbono en las etapas 3 y 4, las figuras 2, 3 y 4 muestran que el margen ahí es menor, además de ya no depender de Argentina. Se observa que con un valor de  $f_{CH_4}$  superior a 2.35%, ningún proceso de síntesis de amoniaco que use gas natural permitiría respetar los umbrales de huella de carbono considerados por la Unión Europea, Corea del Sur o Japón.

**Figura 5.** Valores máximos de  $f_{CH4}$  en Argentina en función del proceso considerado de síntesis del amoniaco con gas natural.



Fuente: Elaboración propia

22

## 5. CONSIDERACIONES FINALES

Argentina tiene muchas posibilidades para exportar hidrógeno de bajas emisiones de carbono a través del amoníaco. Por un lado, tiene importantes recursos naturales para producir este vector energético, como el gas natural o la disponibilidad de vientos y radiación solar de alta calidad (Wilkinson et al., 2020, p. 19). Por otro lado, tiene capacidades tecnológicas propias en el sector nuclear, eólico y en electrolizadores de tipo alcalino (Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina, 2023, p. 37). Tomando este punto de partida, se analizaron cinco procesos alternativos de síntesis de amoníaco a partir de la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono: reformado de metano con vapor y captura de carbono, reformado autotérmico de metano con captura de carbono, pirólisis de metano, electrólisis de agua con fuentes renovables y electrólisis de agua a alta temperatura con fuente nuclear. De esta forma, se pudo estimar la huella de carbono de la cadena logística para importar amoníaco desde Argentina en Europa, Corea del Sur y Japón tanto para su consumo directo como bajo forma de hidrógeno.

Los resultados muestran en primera instancia que solamente la síntesis de amoníaco obtenido por electrólisis de agua con fuentes renovables o nuclear permite no superar el umbral de huella de carbono tomado para estos potenciales mercados. Sin embargo, si se usa una electricidad totalmente descarbonizada en los procesos de síntesis del amoníaco que usan gas natural, la huella de carbono de la cadena logística total puede volver a ser aceptable de acuerdo con los estándares de los países importadores. El proceso de pirólisis de metano en particular se muestra como el más eficiente para reducir la huella de carbono del amoníaco sintetizado con gas natural. Esto evidencia la importancia del contenido en carbono que tiene la electricidad usada para sintetizar amoníaco, cualquiera sea la opción de producción de hidrógeno elegida.

El otro factor clave para aprovechar el potencial gasífero de Argentina en la exportación de amoníaco de bajas emisiones de carbono es el porcentaje de emisiones fugitivas de metano. Se pudo mostrar que si esta variable supera 2.35%,

aun usando un suministro eléctrico totalmente descarbonizado durante la etapa de síntesis del amoníaco, la huella de carbono de la cadena logística es superior a los umbrales considerados en todos los casos. Solamente quedaría reducir la huella de carbono en las etapas de transporte por buque o luego de su arribo en los países importadores.

Si bien lograr tener una cadena logística que cumpla con los estándares en términos de emisiones de GEI de los países a los cuales se pretende exportar es un primer paso imprescindible, queda por analizar la competitividad de cada una de las opciones que pasaron este primer filtro. También es importante tener en cuenta las implicancias en términos de desarrollo productivo de cada una de las alternativas si se quiere que el despegue de la economía del hidrógeno sea sinónimo de desarrollo para Argentina y no termine en una forma de enclave.

Finalmente, quedaría por ver las posibilidades que tiene Argentina en la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, aceites vegetales y residuos agropecuarios valorizables. Es por ejemplo posible combinar estos insumos en procesos Fischer-Tropsch para obtener carburantes aptos para la aviación y el transporte marítimo. La multiplicación en el mundo de normas apuntando a cuotas mínimas de estos tipos de combustibles sostenibles ofrecen nuevas oportunidades para explorar.

## 6. REFERENCIAS

Agencia Internacional de Energía (2023). Energy Technology Perspectives 2023. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>

Al-Breiki, M. y Bricker, Y. (2020). Technical assessment of liquefied natural gas, ammonia and methanol for overseas energy transport based on energy and exergy analyses. International Journal of Hydrogen Energy, 45(60), 34927-34937. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.181>

Cámara Marítima Internacional (sin fecha). Environmental Performance: Comparison of CO2 Emissions by Different Modes of Transport. <https://www.ics-shipping.org/shipping-fact/environmental-performance-environmental-performance/>

Cammesa (sin fecha). Factor de emisión [Archivo Excel]. <https://cammesaweb.cammesa.com/download/factor-de-emision/>

Cejka, F. y Burr, B. (2022). Comparison of Process Options for Sustainable Ammonia Production [Conferencia]. Gas Processors Association Europe 2022. <https://www.bre.com/PDF/Comparison-of-Process-Options-for-Sustainable-Ammonia-Production.pdf>

China's HTR-PM demonstration project enters commercial operation (7 de diciembre, 2023). Nuclear Engineering International. <https://www.neimagazine.com/news/newschinas-htr-pm-demonstration-project-enters-commercial-operation-11354820>

Climate Transparency (2021). Japan. <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/10/CT2021Japan.pdf>

Climate Transparency (2022). South Korea. <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2022/10/CT2022-South-Korea-Web.pdf>

Collins, L. (10 de noviembre 2023). Japan and South Korea to join forces on procurement of clean hydrogen and ammonia in bid to reduce costs: report. Hydrogeninsight. <https://www.hydrogeninsight.com/policy/japan-and-south-korea-to-join-forces-on-procurement-of-clean-hydrogen-and-ammonia-in-bid-to-reduce-costs-report/2-1-1552933>

Comisión Europea (2023). Q&A implementation of hydrogen delegated acts. [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-07/2023\\_07\\_26\\_Document\\_Certification\\_questions.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-07/2023_07_26_Document_Certification_questions.pdf)

Consejo de la Unión Europea (2023). Infographic - Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package-explained/>

Deza, N. (4 de diciembre 2023). Wintershall explorará oportunidades de captura y almacenamiento de carbono en Bahía Blanca. EconoJournal. <https://econojournal.com.ar/2023/12/wintershall-explorara-oportunidades-de-captura-y-almacenamiento-de-carbono-en-bahia-blanca/>

Fulcheri, L. (2021). La pyrolyse du methane. L'actualité chimique, (466), 28-34. <https://new.societechimiquedefrance.fr/numero/n466-octobre-2021/>

Gorski, J., Jutt, T. y Tam Wu, K. (2021). Carbon intensity of blue hydrogen production. Pembina institute. <https://www.pembina.org/pub/carbon-intensity-blue-hydrogen-production>

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2022). Climate change 2022: Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/2022>.

Howard, R. y Jacobson, M. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676-1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Jackson, S. y Brodal, E. (2018). A comparison of the energy consumption for CO2 compression process alternatives [Conferencia]. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/167/1/012031>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2019). Inventario nacional de gases de efecto invernadero. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario\\_de\\_gei\\_de\\_2019\\_de\\_la\\_republica\\_argentina.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf)

Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina (2023). Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_-\\_sae.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf)

Sieler, R. y Dörr, H. (2023). Certification of green and low-carbon hydrogen. An overview of international and national initiatives. Adelphi. [https://www.energypartnership.jp/fileadmin/user\\_upload/japan/media\\_elements/adelphi\\_-\\_International\\_Overview\\_-\\_Certification\\_of\\_Clean\\_and\\_Green\\_Hydrogen.pdf](https://www.energypartnership.jp/fileadmin/user_upload/japan/media_elements/adelphi_-_International_Overview_-_Certification_of_Clean_and_Green_Hydrogen.pdf)

Searates (Sin fecha). <https://www.searates.com/es/services/distances-time>

Tiseo, I. (2023). Power sector carbon intensity in the Netherlands 2000-2022. <https://www.statista.com/statistics/1290441/carbon-intensity-power-sector-netherlands/#:~:text=In%202022%2C%20the%20carbon%20intensity,508%20and%20564%20gCO%E2%82%82%2FKWh>

Weber, M. (24 de octubre de 2023). Monolith: methane pyrolysis at commercial scale. Gas Pathways. <https://gaspathways.com/monolith-from-methane-to-clean-carbon-black-and-hydrogen-2330>

Wilkinson, I., Makhloufi, K., Kezibri, N., Davey, A., Lhote, O., Zarea, M., Jackson, C., Fothergill, K., Gray, P., Haroon, F., Davenne, T., Greenwood, S., Huddart, A., Makepeace, J., Wood, T. y David, B. (2020). Ammonia to green hydrogen project. Feasibility Study. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/880826/HS420\\_-\\_Ecuity\\_-\\_Ammonia\\_to\\_Green\\_Hydrogen.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/880826/HS420_-_Ecuity_-_Ammonia_to_Green_Hydrogen.pdf)



# ‘Antifragile’ regulators for developing countries? Lessons from Latin America

Gustavo Ferro<sup>1</sup> and Mauricio E. Roitman<sup>2</sup>  
Recibido: 13/12/2023 y Aceptado: 10/05/2024  
ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2023  
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



27

---

1.- Universidad del CEMA (UCEMA) and CONICET. Argentina  
Profesor Asociado de la Universidad del CEMA  
gferro05@yahoo.com.ar; gaf97@ucema.edu.ar  
Orcid: 0000-0002-1592-0163

2.- Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Argentina  
Director Adjunto de la Maestría en Desarrollo Energético Sustentable y Profesor en ITBA  
mroitman@itba.edu.ar  
Orcid: 0009-0002-0586-4126



## Resumen

En este ensayo, analizamos el diseño pasado y el futuro potencial de las agencias reguladoras de los sectores de infraestructura en los países en desarrollo, con un enfoque en América Latina, su papel después de que algunas privatizaciones fueron revertidas y los nuevos desafíos que surgirán pronto para la regulación de la infraestructura debido al cambio tecnológico. Las agencias reguladoras se introdujeron en América Latina, África, Asia y los países postsocialistas cuando una ola de privatizaciones se generalizó a partir de 1990. El paradigma de la época era la provisión privada más la regulación y la supervisión pública en manos de nuevas agencias reguladoras independientes. Presentamos el paradigma de la década de 1990, discutimos sus detalles en el mundo en desarrollo, estudiamos su éxito y fracaso y buscamos comprender los nuevos objetivos y funciones de la regulación de la infraestructura (electricidad, gas natural, agua y saneamiento). Sugerimos que la independencia del regulador debe estar garantizada por diseño y tener cierta “antifragilidad” para superar los fuertes shocks de inestabilidad política y económica típicos de los países de la región latinoamericana y otros del mundo en desarrollo.

**Palabras clave:** regulación, agencias reguladoras, Latinoamérica, gobernanza regulatoria.

## Abstract

*In this essay, we discuss the past design and potential future(s) of regulatory agencies of infrastructure sectors in developing countries, with a focus on Latin America, their role after some privatizations were reversed, and the new challenges that will emerge soon for infrastructure regulation due to technical change. Regulatory agencies were introduced in Latin America, Africa, Asia, and post-socialist countries when a wave of privatizations became widespread from 1990 onwards. The paradigm of the time was private provision plus public regulation and supervision in the hands of new independent agencies. We present the 1990s paradigm, discuss its specifics in the developing world, study success and failure, and seek to understand new goals and functions of infrastructure regulation (electricity, natural gas, water, and sanitation). We suggest that the regulator's independence must be guaranteed by design and have a certain “antifragility” to overcome the strong shocks of political and economic instability typical of countries in the Latin American region and others in the developing world.*

29

**JEL Codes:** L43, L51

**Keywords:** regulation, regulatory agencies, Latin America, regulatory governance.

# 1. INTRODUCTION

Looking back, 1990 stands out as a pivotal year. The conclusion of the Cold War marked the beginning of a race for countries from the former Second World (Eastern Europe, the former Soviet Union) and Third World (Latin America, Africa, and much of Asia) to align themselves with the former First World (North America, Western Europe, Japan, and Oceania), eagerly embracing globalized capitalism. This initial group of countries was often labeled as “Emerging”.

The fresh start ushered in a revitalized belief in the power of market forces, enhanced openness to trade and financial flows, and privatization to add capital, technology, and know-how in sectors with solid spillovers and chronic deficiencies in the hands of states sometimes pressed by fiscal imbalances (Ferro et al., 2021). Those privatizations had scarce historical precedents, being the most famous of the British ones in the Thatcherian United Kingdom one decade before. In the British experience, privatization was initiated to inject efficiency and stimulate growth into a lagged economy, compared with Germany, France, and Italy in post-WWII (Viscusi et al., 2005). Alongside the privatization of infrastructure provision, the figure of regulatory agencies appeared: independent entities, free from political and business influences, thought to cope with technical matters and noteworthy tariff settings, as well as overseeing and monitoring the services (Church & Ware, 2000).

When developing (or emerging) worlds embarked on their accelerated privatization processes, they had three models to draw inspiration on how to regulate operators: the US, where since the early 20th century regulatory agencies coexisted with a consolidated system of regulation based on usage and practice, the UK, where brand-new regulatory bodies and a

novel regulatory framework were established when privatization occurred, and the French system, where agencies did not carry out regulation but rather through contracts (Foster, 2005).

In Latin America, most countries mimicked the British experience. Chilean privatizations were contemporary to British ones, and regulatory agencies in Chile were the first to be created under the British model (Brown et al., 2006)<sup>3</sup>. Unlike Britain (and Chile), most Latin American countries faced severe macroeconomic trouble. The “original sin” of some developing countries’ privatizations stemmed from fiscal imperatives and macroeconomic instability, coupled with more genuine microeconomic objectives aimed at technical and allocative efficiency (Andrés et al., 2008).

In the years following 1990, highly unstable countries, such as Brazil, Argentina, Peru, and Bolivia, began to stabilize their macroeconomic landscapes. In some cases, this stabilization was only transient (as in the case of Argentina). Meanwhile, in other countries, stability endured (such as in Brazil, Peru, Bolivia, and Uruguay), while in a third group of nations, macroeconomic instability was not a significant concern (including Colombia, Mexico, and Paraguay). Concurrently, democratization progressed throughout the developing world -partly as a dividend of the peace following the end of the Cold War. In Latin America, a new era of political stability emerged in most countries.

Over three decades, the success stories in privatization and independent regulation have been concomitant (even when, to our best knowledge, there is no formal analysis showing at least a strong correlation) with the countries

---

3.- While some writers argue that Chile was the first country to liberalize its electric sector, and while several reforms for privatization, restructuring, and competition were introduced, starting in the 1980s; this did not mean the creation of a wholesale electricity market, and for many years, the main generating company, and transmission and distribution companies, were under common ownership (Joskow, 2008) (Fischer et al., 2000). We thanked an anonymous referee for this necessary caveat.

where macroeconomic stability was achieved and sustained and where democracy was upheld (e.g., Chile, Brazil, Colombia). Conversely, failures are concentrated in countries where macroeconomic stability was not maintained, even in the presence of democracy (e.g., Argentina), where both the macroeconomic and the political climates deteriorated (e.g., Venezuela), or where the macroeconomy functioned well, but political authorities' bias changed towards some socialist view (Bolivia). In these latter countries, some utilities were renationalized, and regulatory agencies lost autonomy, influence, and/or power (e.g., Argentina) or were eventually replaced by new bodies, as was the case in Bolivia<sup>4</sup>.

We aim to discuss the design of regulatory agencies in the 1990s, their role after privatizations, and the imminent challenges arising in infrastructure

regulation due to technological advancements, with a specific focus on Latin America.

In pursuit of this goal, we pose five questions, each of which we address in a dedicated section. The first section is this introduction. In the second section, we try to understand the premises that guided the design of regulatory agencies in the developing world during the 1990s. In the third section, we endeavor to identify specific aspects of regulation in developing countries as compared to developed ones. In the fourth section, we explore what happened to regulatory agencies thought to regulate private providers when these were renationalized. In the fifth section, we ask which issues seem most lagged in the regional practice. In the sixth section, we analyze some emerging challenges for infrastructure regulators. Finally, in the seventh section, we present our conclusions.

## 2. WHAT WERE THE FOUNDATIONAL PRINCIPLES GUIDING THE DESIGN OF REGULATORY AGENCIES IN THE DEVELOPMENT WORLD DURING THE 1990S?

31

The fundamental premise underlying all the regulatory agencies established in the developing world after the 1990s is based on the “public interest” conception of regulation, in opposition to alternative normative or positive hypotheses aimed at explaining regulation (Viscusi et al., 2005). The rationale behind regulation within this paradigm is that it serves as a response to market failures (such as natural monopolies, technological externalities, public goods, and asymmetric information). The regulation mimics the behavior of pure competition, providing a “second best” solution to the lack of effective competition (Church & Ware, 2000). Implicitly, the paradigm assumes some benevolence on the part of the regulator (i.e., the regulator seeks

to maximize social welfare), that market failures are identifiable, and that the problems they generate can be tackled at relatively affordable costs.

The regulation includes tariffs primarily because private unregulated monopolies would otherwise set prices far above marginal costs. The second-best facet of regulated tariffs stems from the impossibility of aligning prices with marginal costs in natural monopolies without driving them to bankruptcy. Additionally, the regulation addresses quality and service standards, as well as social, health, or safety considerations, infrastructure maintenance, and expansion. A significant contrast between infrastructure in developing and

---

4.- The correlation between stable macroeconomics and better regulatory and energy infrastructure performance (and vice versa) is a stylized fact easily verified in Latin America. Paradoxically, the theoretical explanations of the mainstream regulatory-economic literature focus on structural particularities of developing countries, such as institutional weakness and contractual incompleteness (Laffont, 2005; Estache & Wren-Lewis, 2009), in the same way that several empirical works linked to concession renegotiations in Latin America summarized in Guasch & Straub (2006), but leaving out theoretical links that study the relationship between macroeconomic stability and regulatory performance. It could be a fertile field of research to better understand this macroeconomic-microeconomic interaction with a significant impact on economic development. However, extensive literature has studied reverse causality, that is, how bad regulatory and/or tariff policies affected macroeconomic stability (Heymann & Canavese, 1988; Canitrot, 1983; Navajas, 2006).

developed lies in coverage, often only partially in the former. In developing countries, regulators also bear the responsibility of overseeing the completion of infrastructure projects and accommodating the needs of a growing population. However, conceptually, distortions can arise from regulatory actions akin to those activities arising from taxation. Taxation can impose deadweight losses by reducing quantities concerning non-taxed activities; regulation can impose costs by limiting otherwise optimal decisions of unregulated firms.

There are indirect costs associated with regulation, and regulatory activity can also lead to failures, particularly in developing countries (Estache & Wren-Lewis, 2009). For instance, procedures may prove ineffective; decisions can be made with insufficient information, revealed of costly implementation, or be biased to benefit or the opposite of the regulated operator. Certain decisions may be unsustainable or inconsistent due to political interference, while regulatory capture is an open possibility from different stakeholders (e.g., firms, unions, organized clients, politicians, etc.). Finally, regulators may not always act benevolently or be capable of doing so. The empirical importance of each potential failure is a matter for further investigation.

In the 1990s, there were certain normative assumptions surrounding regulatory agencies. Nowadays, however, some of these assumptions may have been relaxed based on experience, and the focus is now on achieving ambition through a “fit to purpose” and “agile” (OECD, 2021) regulator. The expression “fit for purpose” is common in modern regulatory jargon, indicating suitability for the function for which it was created. The regulatory agencies were initially conceived as “independent” entities akin to central banks or judiciary. Trillas (2010) discusses the regulator’s autonomy regarding Central Banks. Endowed with some financial autonomy, shielded from political interference, staffed by capable and professional experts, and possessing the ability to face and solve conflicts that routinely arise from the service operations, regulators are entitled as arbiters between various interests: consumers versus producers, producers versus labor unions, producers versus politicians, and current customers versus future customers (Durand & Pietikäinen, 2020).

Berg (2013) points out the crucial role of a proper institutional framework and technical consistency in influencing both the performance of the regulator and the overall sector. His arguments are related to institution building, which implies establishing an adequate governance structure (concept about the rules of the game) and implementing correct substantive actions (in terms of game development). Suitable performing regulators are characterized by having adequate institutional capacity (ability to decide in an objective, technical, impartial, and integer way), organizational capacity (to function effectively), and operational capacity to enact reasonable regulations (Berg, 2013; Parker & Kirkpatrick, 2002; Cubbin & Stern, 2004). The expected outcomes of such regulatory effectiveness include increased efficiency in service provision (in terms of both resource allocation and production), sector expansion, investment levels, promotion of competition, and quality of services, among other variables (Brown et al., 2006).

Effective governance of regulatory agencies demands clarity in roles and mandates, autonomy, accountability, transparency, stakeholders’ participation, and community engagement, along with the predictability of the regulatory interventions (Cubbin & Stern, 2004). In the same vein, OECD (2014) and IADB (2020) identify several best practices as principles of good regulation, including clearly defined roles, safeguards against undue influence on regulators, appropriate decision-making mechanisms aligned with governance structures, robust accountability and transparency procedures, commitment to the task and knowledge of the industry and its consumers, adequate financing to warrant independence, and measuring of performance and impact of regulations. The OECD has developed policy and regulatory governance indicators for Latin American countries (Querbach & Arndt, 2016).

Roitman et al. (2021) compile the principles of regulatory governance following Brown et al. (2006), identified as the classical model of independent regulator plus the new roles added by the practice and compiled by OECD in the Table reproduced below.

**Table 1:** The classical and the new roles of independent regulators.

Classical (Brown et al. (2006))	Classical + New Roles	
1) Independence and coordination	1) Independence and coordination	11) Federalism (if applicable)
2) Accountability	2) Accountability	12) Reduction and simplification of regulations
3) Transparency and active public participation	3) Transparency and active public participation	13) Regulation based on data and digital transformation
4) Foreseeability	4) Foreseeability	14) Regulation for innovation
5) Clarity of roles	5) Clarity of roles	15) Regulation based on evidence
6) Integrity and clarity of rules	6) Integrity and clarity of rules	16) Consumer-centric regulation.
7) Proportionality	7) Proportionality	17) Reputational management of institutional communication
8) Sufficiency of attributes	8) Sufficiency of attributes	
9) Appropriate institutional design	9) Appropriate institutional design	
10) Integrality	10) Integrality	

Source: Roitman et al. (2021).

### 3. Which specific features appeared in developing countries?

In the classic model of a regulator, we envision an agency characterized by political independence (autonomy), technical solvency among its staff, and budgetary autonomy (autarky-financial independence). This hypothetical and ideal agency would be capable of resolving conflicts, setting tariffs, monitoring activities, and imposing sanctions, if necessary, all while maintaining neutrality. This body would engage in dialogue with various stakeholders, including the government, unions, customers, the media, and the community, while remaining impartial and unbiased towards the interests of all parties involved, including business.

The description of the preceding paragraph represents an “ideal type” in the Weberian sense. However, things can be somewhat different in the developing world and Latin America because of different reasons, such as institutional fragility, a lack of political and financial independence, limited human capital, and challenges in attracting high-quality regulators facing well-paid professional managers. Depending on the country, none of these reasons can be present<sup>5</sup>. Reforms in these regions were coupled with the need to build reputation

and credibility. Often, the groups that acquired or were awarded concessions for infrastructure services operated across multiple jurisdictions, with different levels of expertise, regulatory traditions, development/maturity of regulatory frameworks, and experience, benefiting from significant information and knowledge asymmetries. For example, experienced and global groups such as Suez, Repsol, Endesa, British Gas, Fenosa, etc., participated in several privatizations in the regions during the 1990s in Latin American countries. On the other hand, regulators were sometimes appointed by former public servants, politicians, or inexperienced (because the regulatory activity was completely new) managers.

In the British experience, for instance, regulators were granted the authority to issue (or revoke) licenses, whereas in some Latin American countries, such functions were sometimes retained by the government (e.g., Argentina). Similarly, an independent body functioned as an appellate court of regulatory decisions in Britain, whereas in Latin America, conflicts between regulators and regulated entities often required resolution by a ministry or

5.- For example, Querbach & Arndt (2017) identify deficiencies, challenges, and opportunities for improvement in regulatory policy in seven Latin American countries (in 2016) according to OECD regulatory governance standards.

secretary (e.g., Argentina). This administrative channel (to appeal Regulatory agency's decisions) usually involves the executive branch, which, as one of the parties to the concession contract, may act as both judge and party in administrative appeal resolutions. In parallel, countries such as Argentina have a judiciary channel available to protect the contract and, in addition, a foreign arbitration court (e.g., CIADI) when foreign investors participate to be part of the process.

Regulators in developing countries are more prone to political influence, citizen pressures, media scrutiny, and union activism. Concessions have been suspended after unrest and protests in Bolivia and Argentina (Ducci, 2007), while regulatory agencies have been subject to "political intervention", including complete replacement with new agencies in some cases (e.g., Bolivia).

Therefore, in Latin American countries, regulators are not expected to enjoy the same level of independence (both political and financial) as depicted in the textbook model. Instead, the regulator's independence must be intentionally guaranteed by design and have a certain degree of "antifragility" to withstand the significant shocks of political and economic instability typical in the Latin American region and other developing countries.

Taleb (2014) defines antifragility as follows:

*"Some things benefit from shocks; ... there is no word for the exact opposite of fragile. Let us call it antifragile. Antifragility is beyond resilience or robustness. .... The antifragile loves randomness and uncertainty, which also means— crucially— a love of errors, a certain class of errors. Antifragility has a singular property of allowing us to deal with the unknown, to do things without understanding them— and do them well...". Taleb and Douly (2012), in turn, have defined fragility and antifragility technically as follows: "In short, fragility is related to how a system suffers from the variability of its environment beyond a certain preset threshold ... while antifragility refers to when it benefits from this variability ... that is, its sensitivity to volatility or some similar measure of [the] scale of a distribution... what has exposure to tail events suffers from uncertainty; typically, when systems ... are made*

*robust to a certain level of variability and stress but may fail or collapse if this level is exceeded, then they are particularly fragile to uncertainty about the distribution of the stressor; hence, to model error, as this uncertainty increases the probability of dipping below the robustness level, bringing a higher probability of collapse. In the opposite case, the natural selection of an evolutionary process is particularly antifragile, indeed, a more volatile environment increases the survival rate of robust species and eliminates those whose superiority over other species is highly dependent on environmental parameters."*

In particular, in response to the practical challenges faced by regulators in several Latin American countries, Roitman & Valdez (2022) suggest the following measures: **a)** implementing a second-generation reform to allow greater competition in the last mile of public services; **b)** clarifying of the federal nature of regulators and a reducing the proliferation of sectoral agencies (where applicable) a better delimitation of jurisdiction; **c)** ensuring an optimal staff adaptation with strict suitability requirements (competitive exams) and stability of the positions resulting from these competitions; **d)** amending regulatory laws to require formal approval by Congress for the appointment and removal of board members, providing autonomy but with certain flexibility for coordination in the face of political changes; **e)** empowering regulators to act as competition prosecutors; **f)** modifying the financing mechanism of regulatory organizations to ensure independence from the Executive Branch; **g)** streamlining administrative processes and accelerating digitization efforts; and **h)** establishing the administrative career of national regulators.

The regulator's independence is also more complex when regulation involves state-owned enterprises, an issue discussed in the next section.

## 4. WHAT HAPPENED WITH REGULATORY AGENCIES WHEN PRIVATIZED FIRMS WERE RENATIONALIZED OR STATE-OWNED?

In Latin America, there are subsets of countries that re-nationalized (originally state-owned companies, privatized, and nationalized again) privatized enterprises and regulatory agencies (aimed to regulate private firms) that continue operating (such as in Argentina). Conversely, there are other cases where regulatory agencies were established before privatization; however, privatization never happened (e.g., Uruguay and Paraguay).

Does it make sense? What arguments can be raised, in pro or opposition, for the coexistence of regulatory agencies regulating public enterprises? We argue that there are compelling reasons to justify the separation of the regulatory and the operational activities. An autonomous regulator has the potential to accumulate highly specialized technical knowledge and expertise on the sector, distancing itself from current political debates and focusing on long-term considerations. This is essential for preserving infrastructure, which has a lifespan spanning decades and requires significant resources, particularly in countries where capital is relatively scarce.

Consider tariff setting, one essential objective of an independent regulator is to set tariffs that reasonably recover opportunity costs while balancing current customers' interests (who demand affordable and high-quality services) with future customers (who demand infrastructure longevity until they utilize the service). The infrastructure can only endure through regulated maintenance, which demands reasonable tariffs. Opting for cheap services in the short run may result in inadequate infrastructure (or none) in the future. Politicians typically operate with short-term perspectives in developing and unstable countries. Regulators are intended to advise on the risks of myopia on infrastructure.

On the other hand, the regulators must resist pressures of all types. While technical expertise and

independence criteria are crucial, some political expertise is helpful. As Berg (2008) highlighted, independent regulators are established to reduce the power/influence of the infrastructure ministries on providers and partially depoliticize planning and control processes.

However, are there any guarantees of achieving some independence once a firm is renationalized (or never privatized)?

The regulated (state-owned) firm may wield significantly more power than the regulator. Examples may include water companies ESSAP (Paraguay), OSE (Uruguay), and AYSA (Argentina) in comparison to their respective regulators.

The recommendations remain consistent whether private enterprises or state-owned firms provide the service: independence can be formally granted if the agency is created by law, regulators are appointed by due process, ideally with terms not synchronized with political cycles, granting some degree of financial autonomy or independence, and ensuring the decision process is professional and transparent. While all these conditions are necessary, they are not sufficient on their own.

As for sufficient conditions, the regulator design should incorporate "antifragile" features that permit flexibility to adapt its direction in response to political changes in the executive branch. These flexible design characteristics may prevent a compromise of independence and, simultaneously, recognize the importance of maintaining continuity in the regulator's authority to develop and sustain infrastructure.

To further enhance the regulator's "antifragility" in the face of political changes, one approach could involve ensuring that when appointing members to the board of directors, there is political consensus

from Congress (while still appointing them based on meritocratic principles), akin to the directors of central banks. Additionally, the board president could be subject to replacement by two-thirds of the chamber's votes in an extraordinary but regulated manner each time there is a change in the head of the executive power.

What were the practices in the region during the pre-privatization age?

They were highly diverse. For instance, in Uruguay, tariffs typically covered opportunity costs, with natural gas distribution being an exception. Moreover, public enterprises often generated surpluses that were sent to the Treasury. In contrast, Argentina followed a different approach, with politically determined tariffs being the norm (with some exceptions in specific periods). The country has a long history of inflation, and the Treasury often had to provide subsidies to state-owned enterprises (and private ones in recent years). The experience in the rest of the region varies. For instance, Chile, which enjoyed well-financed privatized infrastructure before 1990, exhibited practices like Argentina's in the early 1970s, which were considered risky.

Public-owned enterprises are complex entities, with multiple "principal" stakeholders setting goals and objectives, making it challenging to define a clear objective function such as profit maximization, as seen in private corporations. Politicizing and patronizing can pose significant threats to the function of public enterprises. Much of the economic analysis on regulatory processes within contexts of multi-principal-agent models was predominantly regulatory. Studies by Bernheim & Whinston (1986) and Martimort (1996) are notable examples.

A different perspective of the problem arises from approaching the regulatory process through positive analysis, viewing it as the outcome of constrained optimization and motivated by the bid of various interest groups for government intervention. Peltzman (1976), Stigler (1971), Becker (1983), Rees (1984), Piffano (1989), Baron (1988), Spiller (1990), Navajas (1992) and Estache & Martimort (1999) have contributed to this field by emphasizing the importance of

modeling the political influence of economic agents participating in the regulatory process. Fiscal and, in general, macroeconomic constraints often loom over public enterprises, as suggested by Canitrot (1983), Heymann & Canavese (1988), and González (1990). State-owned enterprises may rely on the Treasury to cover OPEX and often require government funding for CAPEX (as noted by Rozas Balbontín & Bonifaz, 2014).

Adhering to sound practices is crucial for public enterprises, including accountancy practices that separate their financial activities from those of the Administration, ensuring competition where possible, providing open access to essential facilities in competitive stages, practicing transparent cross-subsidies among activities, and accurately costing all activities attributed by the government that no private enterprise would develop otherwise as advocated by Baztarrica & Irazábal (2020).

## 5. WHICH ISSUES ARE THE MOST LAGGED?

When the regulatory reforms began, the initial regulators were designed to replicate the formal structure of British regulators, committed to efficiency gains (Durand & Pietikäinen, 2020). However, economic and political challenges unique to the region conditioned the results, leading to the evolution of regulatory bodies from a normative approach of regulators to a “positive” model regulator (Roitman et al., 2021). The effectiveness of these regulators is often contingent upon their institutional autonomy, the federalism dimension, the degree of transparency, and public participation. The literature on the governance of regulatory agencies acknowledges several approaches. Drawing from new economic institutionalism, the Principal-Agent framework addresses why independent regulators should be established.

The consensus is that such regulators protect investments before political risk or government opportunism (Cubbin & Stern, 2006; Brown et al., 2006). The delegation occurs to improve the credibility of policy (Gilardi, 2002; Stern & Trillas, 2003; Thatcher, 2005; Montoya & Trillas, 2007).

The central questions from the political science and public administration literature are: Why did the independent regulator’s model spread? And why are there variants of the model?

In the first case, the response is the need to protect overseas investments in a time of globalization (Jordana & Levy-Faur, 2005 and 2006; Gilardi et al., 2006); while in the second one, variations of regulatory agencies are explained by domestic configurations (Murillo & Martínez, 2007 and 2011). The infrastructure literature concerning good international practices answers the question: How should independent regulators function? Bringing primary conditions for good regulatory governance (Brown et al., 2006; OECD, 2005, 2011, 2012, 2014, 2016).

Empirical economic studies and qualitative political science literature also ask: How is the practice of independent regulators? The answer

shows evidence of the positive role of independent regulators in the regulated sectors (Cubbin & Stern, 2004; Pratt & Berg, 2014; Pérez & Pérez, 2016). Conversely, it shows the unfavorable effects of the absence of good governance (Pratt & Berg, 2014; Singh et al., 2016). Additionally, some authors discuss the credibility and legitimacy of the regulators (Jordana & Ramió, 2009; Parrado & Salvador, 2011), while others observe the discrepancy between formal and “de facto” autonomy (Jordana & Ramió, 2010; Groenleer, 2014). In recent years, the regulatory reality of some Latin American countries shows that “de jure” does not necessarily imply “de facto” autonomy, and vice versa.

Political interference and lack of financial resources are universally discussed. In some cases, the regulatory agencies are financed with resources that are part of the national budgets, while in other cases, with resources directly collected or contributed by regulated entities. However, in both cases, regulators often lack control over their revenues, expenditures, and execution, as they ultimately depend on central government authorization by public sector financial management regulations. Despite having their sources of financing, they are still integrated into the National Budget, subjecting them to the budgetary management affected by the deficit levels and the goals to be achieved by the central economic management due to public accounting criteria (Roitman & Valdez, 2022). Human resources present another concern: the impossibility of remunerating them at the levels of private industry, threatening talent acquisition and retention, and the potential for former regulators to transition into industry roles (López Azumendi, 2016). Additionally, temporary appointments lacking the legal shielding to destitution bypass formal conditions for appointing directors.

Independence and autonomy in regulatory agencies usually require to be completed with accountability to prevent the perils of excessive autonomy and independence, which can hinder the due equilibria of interests the regulator should

respect. Accountability entails transparency in regulatory actions, including the public disclosure of information to the public and the stakeholders, and, in general, making explicit the arguments behind each decision (Baldwin et al., 2012).

Many Latin American countries have enacted legislation promoting transparency and access to public information. However, the quality and quantity of information disclosed on regulators' websites in this region often lag behind those of developed countries. Chile, Brazil, Colombia, and Mexico show similar results to OECD members (Mexico and Chile belong to the organization), and the rest of the countries are behind developed

countries (Durand & Pietikäinen, 2020). Some regulators' websites may lack updated information or provide insufficient details. Critical information such as budgetary issues, procurement details, and audit results may also be missing. Moreover, the presentation of information on these websites may not be user-friendly, making analysis challenging (Roitman et al., 2021).

## 6. WHAT'S NEW IN INFRASTRUCTURE REGULATION?

38

Alongside the 1990s discussion on independent regulators, new challenges arise from technological advances and evolving regulatory practices that add to regulators' functions. These developments underscore the need to modernize, merge, transform, or change regulatory practices and responsibilities. One sound addition to regulatory functions is the analysis of the regulatory impact (RIA), along with new channels to promote the participation of the stakeholders and transparency (Roitman et al., 2021).

RIA analysis originated in the OECD in 1997, which defines it as a method for systematically evaluating regulatory impacts. Harrington & Morgenstern (2004) propose three tests to be applied to regulatory measures on an ex-post basis, while OECD (2004) provides a manual for several practical situations. RIA studies have been conducted in Colombia, Brazil, Chile, and Peru, among other Latin American countries. In Colombia, decree 2696/2004 established a framework for evaluating the impact of regulation, verifying whether the results adjusted to regulatory objectives. For Brazil, de Carvalho et al. (2019) propose RIA to evaluate the potential specific effects of a regulatory measure on water and sanitation services. Additionally, in Brazil, the power regulator (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL) employs RIA to determine if the potential benefits of a regulatory measure outweigh

the estimated costs. In 2021, ANEEL issued a guide for RIA assessment (Ministério de Economia do Brasil, 2022). Chile has also developed RIA by Law 20199/2017 for natural gas, while Peru has enacted Law 25844/1992 for the electric industry.

Estache & Serebrisky (2020) highlight the potential of new information technologies and big data as valuable tools for regulatory task improvement while cautioning about the necessary regulatory changes needed to reap their fruits. They also discuss the possibilities yielded by new developments in experimental economics for behavioral studies and the use of "nudges" to achieve regulatory objectives. These issues are essential before the new challenges in terms of scarcity of resources, environmental damages that hinder the infrastructure and the services, and the governance of regulated sectors.

Even when new functions and possibilities emerge for regulators, no new body of knowledge consolidates all the theory, the experience learned, and the new challenges. Roitman et al., (2021) outline several new challenges in a non-exhaustive list, including: **1)** reduction and simplification of regulations to improve productivity, **2)** regulation based on data and digital transformation of the regulator, **3)** regulation of innovation, **4)** regulation based on evidence, **5)** customer-centric regulation,

and **6)** new institutional communication and reputational management of the regulator. The common thread among these challenges is the centrality of information in the digital era.

Georgieva et al. (2021) also discuss the roles and attributions of reform committees in improving productivity, finding that, in most cases, the executive power is involved in appointing committees' members, raising concerns about their independence from politics and that in most of the committees, the private sector is represented. They also report some variability of practices among countries.

The common thread among these challenges is the centrality of information. Querbach & Arnt (2017) emphasize substantive issues, such as the requisites of mandatory revision of regulations, threshold tests to allocate resources effectively, and analyzing the cumulative effects of regulations in specific sectors.

Concerning digitalization, the discussion is embedded in a broader debate related to the fourth industrial revolution, on the one hand, and digital government, on the other. The characterization of the technologies in each industrial revolution (IR) is as follows: **1)** The First IR used water and steam power for mechanization. **2)** The Second IR applied electricity to create mass production. **3)** The Third IR employed electronics and information technology for automation. **4)** The Fourth IR combined physical, digital, and biological technologies in disruptive ways (Ferro, 2021).

OECD/IEA (2017) describes the current state of digitalization in energy sectors and tries to delve into its possible future evolution, analyzing its impact on public policy, firms, and consumers. The study recommends that governments focus on developing a digital experience among their staff, ensuring access to opportune, solid, and verifiable data, adding flexibility to their policies to adapt to new technologies and innovations, experimenting with new information technologies, fostering debates on digitalization, researching digitalization, promoting equitable access to digitalization, and learning from the experience.

Regulation based on experience is one goal the RIA allows and is enthusiastically endorsed by international agencies as good practice. This mechanism permits transparent regulator activity, encourages participation and discussion, and, in the end, fosters regulatory improvement. Peacock et al. (2018) outline the advantages and barriers regarding internal procedures, financial resources, and complexities of transforming raw data into valuable information, and the utility and importance of planning, evaluation, and prediction. They recommend entitling experts to the study of an ideal regulation process based on evidence, providing access to all data available for the regulator, setting norms of effective mandatory enforcement, incentivizing competition between regulators for innovative solutions, and giving flexibility for experimenting with new solutions, among others.

The interests and desires of the customers are cumbersome in the new reality. Government and regulators should pay special attention to consumers' needs, expectations, and opinions when designing policies and actively involve them in the regulatory process (Roitman et al., 2021). Customers would demand (and pressure for) more integrated services than in the past and would rest on more proactive management from governments and regulators (OECD, 2019). World Bank (2020) offers examples of regulatory governance with Integrated Service Delivery, which combines multiple services in a location to be centered on the users. Beyond the single-window approach, one single agency can centralize the services before the clients by organizing, integrating, and simplifying registration, licensing, and inspection made by all the regulators involved, bridging front-office and back-office, and the technology to integrate them. The aimed results are an improvement in the service, government efficiency, supervision, regulatory enforcement, and the addition of tools against corruption.

In an era of more digital relations with consumers, a not negligible challenge is the regulator's institutional communication and reputational management. Part of this is the horizontalization of communication because social networks can directly affect the regulated firms' and regulators' reputations. Effective communication becomes

critical, and damage control should be considered. Carpenter (2010) suggests that "...when trying to account for a regulator's behavior, look at the audience... and the threats". Busuioc & Rimkutė (2020) add that reputation is multidimensional and implies good technical records, capacities, procedures, and ethical image.

Conceptually, bureaucratic reputation is made of **1)** a particular vision indicating the contribution of the agency to the public good, **2)** the multifaceted nature of reputation, **3)** the existence of multiple audiences (consumers) with disparate expectations, and **4)** the context of the knowledge society and the tendency to blame a responsible. Thus, the reputation is always in danger. Thus, the regulators' responses before the public condemn the selective use of communication. Reputation is an asset, a valuable resource to gain and preserve

independence. An agency can be closed if its reputation deteriorates, and conflicts can escalate to levels that justify the former. Lewis (2002) finds that almost two-thirds of American agencies created between 1946 and 1997 had been canceled, primarily because of political reasons. On the other hand, the reputation management of the agency can move toward a very strategic use of communication (Bach et al., 2021).

## 7. CONCLUSIONS

After the globalization wave of capitalism in the 1990s, infrastructure sectors were reset in most of the developing world. From state-owned enterprises, energy and water sectors were privatized in numerous countries, and regulation of these activities was delegated to new, technically oriented, politically independent, and financially autonomous agencies. Those bodies used the accumulated experience of Britain, which had undergone recent privatizations, and the US, which had a long tradition of regulatory agencies at the federal and state levels.

This paper aimed to discuss the 1990s regulatory agencies' design and their specifics in developing countries, with a focus on Latin America. It sought to explore how these agencies adapted to challenges, such as the reversal of some privatizations, and to anticipate the new challenges that infrastructure regulation will face due to ongoing technical advancements. It tries to understand the premises under which regulatory agencies were designed in the developing world in the 1990s. One fundamental premise was to shield these agencies from undue political interference

and to preserve a double role to the regulator: a mimic of competition (inducing some conducts by controlling structure and monitoring performance) and an impartial referee between interests. The tools were political insulation, technical endowment, and financial autarky. However, circumstances and practices in developing countries sometimes threaten or impede the new regulators' expected functioning (or performance). Political and economic pressures and long-established patronizing practices jeopardized the textbook agencies. They must adapt to local conditions. Some countries with more mature institutions survived and produced good results; in others, their functioning has sometimes interfered, and in a third group, they were even eliminated.

It was suggested that the regulator's independence must be guaranteed by design and have a certain "antifragility" (as defined by Taleb, 2014) to overcome the strong political and economic instability shocks typical of countries in the Latin American region and others in the developing world, giving a degree of flexibility to institutions that are "work in progress." These institutional

“antifragility” features may be explored and defined more precisely in further research.

A group of countries privatized and renationalized infrastructure sectors, maintaining their regulatory agencies in operation, while another group never privatized but erected regulatory agencies in the 1990s. There is a discussion on the relevance of having regulatory agencies when public enterprises provide the services. There are arguments in favor: Regulators care for the long run, constitute a reservoir for a precise body of sectoral knowledge, and are barriers against political pressures. Of course, in less developed countries, in terms of institutions, all the formers can be dismissed easily. In countries with long-standing democratic records, such as Uruguay, regulatory bodies can be overcome in power by publicly owned enterprises even while being respected and considered in their decisions.

New challenges appear because of new times of accelerated technical change, especially in the technology and communication industries. They set new expectations on regulators with more proactive conduct, offer new tools for transparency and auditing, and generate new threats to reputation, obliging regulators to design communication strategies.

## 8. REFERENCES

41

Andrés, L. A., Guasch, J. L., Haven, T., & Foster, V. (2008). *The Impact of Private Sector Participation in Infrastructure. Lights, Shadows, and the Road Ahead*. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank.

Andrés, L., Schwartz, J. & Guasch, J. L. (2013). *Regulatory Institutional Design and Sector Performance*. In Schwartz, Jordan & Andrés, Luis & Guasch, Jose. (2013). *Uncovering the Drivers of Utility Performance*.  
Andrés, L. & Guasch, J. L. (2008). *Negotiating and Renegotiating Infrastructure PPPs and Concessions: Impact and Key Issues for Policy Makers*. The World Bank.

Bach, T., Jugl, M., Köhler, D., & Wegrich, K. (2021). *Regulatory agencies, reputational threats, and communicative responses*. *Regulation & Governance*, pp. 1-16.

Baldwin, R., Cave, M. & Lodge, M. (2012). *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford University Press, Oxford.

Baron, D. P. (1988). *Regulation and legislative choice*. *The Rand Journal of Economics* 19(3): 467-477. <https://doi.org/10.2307/2555668>

Becker, G. S. (1983). *A Theory of Competition among Pressure Groups for Political Influence*. *Quarterly Journal of Economics* 98(3): 371-400. <https://doi.org/10.2307/1886017>

Berg, Sandford (2013). *Best practices in regulating State-owned and municipal water utilities*. *Documentos de proyecto, LC/W.542*. CEPAL.

Bernheim, B. D. & Whinston, M. D. (1986). *Common Agency*. *Econometrica* 54(4), 923-942.

BID (2020). *From structures to services: the path to better infrastructure in Latin America and the Caribbean* / edited by Eduardo Cavallo, Andrew Powell, Tomás Serebrisky.

Brown, A. C., Stern, J., & Tenenbaum, B. (D. Gencer) (2006). Handbook for evaluating infrastructure regulatory systems (World Bank) <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-6579-3>

Busuioc, M. & Rimkutė, D. (2020). The promise of bureaucratic reputation approaches for the EU regulatory state. *Journal of European Public Policy*, 27(8): 1256-1269. DOI:10.1080/13501763.2019.1679227

Canitrot, A. (1983). Respuesta a "Empresa pública e interés público: Rol y regulación de la empresa pública en la Argentina". Parte III: Encuesta de Opinión: Respuesta de Expertos". Serie Documentos de Divulgación N°11, SIGEP, Buenos Aires.

Church, J. & R. Ware (2000). *Industrial Organization: A Strategic Approach*. Irwin. McGraw-Hill Intl.

De Carvalho, Bruno E., Cunha Marques, R., & Cordeiro Neto, O. (2019). Rethinking Brasilia's water services: 'new targets' using the regulatory impact assessment (RIA) tool. Review Paper, *Journal of Water, Sanitation and Hygiene for Development*, 09.1.

Ducci, J. (2007). Salida de operadores privados internacionales de agua en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Durand, A. & A. Pietikäinen (2020). The governance of regulators in Latin America: Evidence from the 2018 Indicators on the governance of sector regulators. OECD Regulatory Policy Working Papers, No. 13, OECD Publishing, Paris.

Estache, A. & Martimort, D. (1999). Politics, Transaction Costs, and the Design of Regulatory Institutions. The World Bank, Economic Development Institute Regulatory Reform and Private Enterprise Division.

Estache, A. & Serebrisky, T. (2020). Updating infrastructure regulation for the 21st century in Latin America and the Caribbean. *Infrastructure & Energy*, IDB Tech. Note: 1856, January.

Estache, A., & L. Wren-Lewis (2009). Towards a Theory of Regulation for Developing Countries: Following Jean-Jacques Laffont's Lead. *Journal of Economic Literature* 47 (3): 729–70.

Ferro, G. (2021). Problemática regulatoria del servicio público de transporte urbano de pasajeros en Argentina. SDT 808. Universidad del CEMA (UCEMA). 09/2021.

Ferro, G. (2017). América Latina y el Caribe hacia los Objetivos de Desarrollo Sostenible en agua y saneamiento. Reformas recientes de las políticas sectoriales Serie Recursos Naturales e Infraestructura 180, CEPAL (LCT1717s).

Ferro, G. (2020). *Water and Sanitation Regulation in LAC*. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo. Mimeo.

Ferro, G. (2021). Understanding the Circular Economy: Overview of the Issues. LVI Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Buenos Aires, 11/2021.

Ferro, G., Castellano, A., Chaz Sardi, C., & Santacruz, R. (2021). Políticas Regulatorias. In *Políticas públicas na Argentina e no Brasil (2003-2020): diferenças, convergências e desafios*. Carlos E. Guanziroli, Andrea Castellano, Javier Ghibaudi and Rodrigo Perez Artica (organizers). Editorial da Universidade Federal Fluminense (EDUFF) and Hucitec.

FGV-CERI (2016). *Autonomia Financeira das Agências Reguladoras dos Setores de Infraestrutura no Brasil*. Fundação Getúlio Vargas- Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. FGV-CERI.

FGV-CERI (2018). *Regulação e Infraestrutura. Em Busca de uma Nova Arquitetura*. Fundação Getúlio Vargas- Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. FGV-CERI.

Fischer, R. & P. Serra. 2000. Regulation of the Electric Market in Latin America. *Economía* 1(1): 155–198.

Foster, V. (2005). Ten Years of Water Service Reform in Latin America: Toward an Anglo-French Model. *Water Supply and Sanitation Sector Board Discussion Paper Series Paper No.3*. The World Bank.

Georgieva, D., Zanabria, G., Bulgakova, L., & Eknath, V. (2021). Three findings from new data on business reform committees, World Bank Blogs.

Gilardi, F. (2002). Policy Credibility and Delegation to Independent Regulatory Agencies: A Comparative Empirical Analysis. *Journal of European Public Policy* 9(6): 873–893.

González M. (1990). Un estudio econométrico de la relación entre los ajustes de tarifas públicas, el déficit fiscal y la inflación: El caso argentino entre 1983 y 1990. *Anales de la XXV Reunión anual de la AAEP, Universidad Nacional del Sur*.

Groenleer, M. L. P. (2014). Agency Autonomy Actually: Managerial Strategies, Legitimacy, and the Early Development of the European Union's Agencies for Drug and Food Safety Regulation. *International Public Management Journal*, 17:2, 255-292.

Guasch, J.L., & Straub, S. (2006). *Renegotiation of Infrastructure Concessions: An Overview*. Wiley-Blackwell: *Annals of Public & Cooperative Economics*.

Harrington, W., & Morgenstern, R. (2004). *Evaluating Regulatory Impact Analyses*. Resources for the Future. Washington D.C. Discussion Paper 04-04

Heymann, D. & Canavese, A. (1988). Tarifas públicas y déficit fiscal: compromisos entre inflación de corto y largo plazo. *Centro de Investigaciones Económicas, ITDT*, pp. 314-331.

Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*. 29 (Special Issue): 9–42.

Komives, K., Foster, V.; Halpern, J., & Wodon, Q. (2005). *Water, Electricity, and the Poor: Who Benefits from Utility Subsidies?* First Edition, World Bank Publications.

Laffont J. J., (2005). *Regulation and Development*, collection Frederico Caffé Lectures, Cambridge University Press.

Lewis, D. E. (2002). The politics of agency termination: Confronting the myth of agency immortality. *Journal of Politics*, 64(1), 89-107.

López Azumendi, S. (2016). *Governança das Agências Reguladoras Federais No Brasil. Análise das Tendências de Configuração das Diretorias Durante os Últimos Vinte Anos de Reformas*. CERI, Fundação Getúlio Vargas (FGV).

López Azumendi, S., & Roitman, M. (2022). *Estados ágiles en América Latina: la transformación digital de los reguladores económicos*. CAF.

Martimort, D. (1996). The organization of government. The multiprincipal nature of government. *European Economic Review* 40: 673-685.

Navajas, F. (1992). Grupos de presión y estructuras tarifarias. *Estudios*, XV (63):111.

Navajas, F. (2006), "Energocrunch" Argentino 2002, No 89, Working Papers, FIEL.

OECD (2019). *Regulatory effectiveness in the era of digitalization*. OECD Publishing, Paris.

OECD (1997). *Regulatory Impact Analysis: Best Practice in OECD Nations*.

OECD (2004). *Regulatory performance: Ex-post evaluation of regulatory tools and institutions*. Draft report by the Secretariat 27-28 September. OV/PGC/REG (2004)6

OECD (2014). *The Governance of Regulators, Best Practice Principles for Regulatory Policy*, OECD Publishing, Paris.

OECD/IEA (2017). *Digitalization & Energy. Technology report*, International Energy Agency, November 2017

Peacock, M. C., Miller, S. E. & Pérez, D. R. (2018). *A Proposed Framework for Evidence-Based Regulation*. W.P., The George Washington University Regulatory Studies Center.

Peltzman, S. (1976). *Toward a More General Theory of Regulation*. *Journal of Law and Economics* 19 211-240.

Piffano, H. L. P. (1989). *Teoría positiva de la empresa pública, autonomía de gestión y control de la gerencia*. Instituto Torcuato Di Tella.

Querbach, T. & C. Arndt (2017). *Regulatory policy in Latin America: An analysis of the state of play*", OECD Regulatory Policy Working Papers, No. 7, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/2cb29d8c-en>.

Rees, R. (1984). *The public enterprise game*. *The Economic Journal* 94, Supplement: Conference Papers, pp. 109-123.

Rodriguez Pardina, M., Groom R., & Schlirf Rapti, R. (2008). *Regulatory Accountancy*. The World Bank.

Roitman M. E., Calle, J. P., & López Azumendi, S. (2021). *El derrotero de las agencias regulatorias en américa latina y el caribe: en busca de la gobernanza efectiva*, Nota conceptual (Mimeo) para: CAF (2023). "El regulador del futuro: aprendizajes luego de 30 años de agencias regulatorias en la región". La reforma regulatoria por dentro, Edición de contenidos y coordinación general de Sebastián López Azumendi.

Roitman, M. E. and Valdez, M. P. (2022). *Agencias regulatorias para la transición energética: la necesaria reforma de los reguladores energéticos argentinos*, XVI Congreso Iberoamericano de Regulación. 2-3-4 de noviembre, Lima, Perú.

Rozas Balbontín, P. & Bonifaz, J. L. (2014). *Notas sobre la teoría de la empresa pública de servicios de infraestructura y su regulación*. Serie Recursos Naturales e Infraestructura 165. CEPAL.

Spiller, P. (1990). *Politicians, Interest Groups and Regulators: A Multiple Principals Theory of Regulation*. *Journal of Law and Economics*, 33: 65-101.

Stigler, G. J., (1971). *The Regulation of Industry*. *The Bell Journal of Economics and Management Science* 2: 3-21.

Taleb, Nassim N. (2014). *Antifragile: Things That Gain from Disorder*. Random House Trade.

Taleb, N. N. & Douady, R. (2012). *Mathematical Definition, Mapping, and Detection of (Anti)Fragility*, Mimeo.

Trillas Jané, F. (2010). *Independent regulators: Theory, evidence, and reform proposals*. IESE Business School Working Paper N.º 860. SSRN. <https://ssrn.com/abstract=1645199>

Viscusi, W. K., Vernon, J. M. & Harrington, Jr. J. E. (2005). *Economics of Regulation and Antitrust*. Fourth Edition. McGraw-Hill.

World Bank (2020). *Achieving Integrated Government-to-Business Service Delivery A Planning Guide for Reformers*.

# Revisión de la situación actual del sector eólico en Uruguay - encuesta a profesionales del sector

Review of the current status of the wind energy sector in Uruguay - survey of professionals in the field

Rodrigo Cardinal<sup>1</sup>, Priscila Ebert<sup>2</sup>, Franciele Weschenfelder<sup>3</sup>

Recibido: 3/04/2024 y Aceptado: 30/05/2024

ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2024

ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



45

---

1. Rodrigo Cardinal, Universidad Tecnológica del Uruguay. Uruguay  
rodrigo.cardinal@utec.edu.uy

ORCID: 0009-0005-7910-5829

2. Priscila Silveira Ebert, InstiUniversidad Tecnológica del Uruguay. Uruguay  
priscila.silveira@utec.edu.uy

ORCID: 0000-0001-6406-8264

3. Franciele Weschenfelder, Universidad Tecnológica del Uruguay. Uruguay  
franciele.weschenfelder@utec.edu.uy

ORCID: 0009-0003-1525-0766



## Resumen

Proyectando la decisión de fin de vida útil que será necesaria tomar en gran parte de las turbinas eólicas instaladas en Uruguay en los próximos años, se considera que es de vital importancia conocer las condiciones, problemas y características del sector eólico uruguayo. Para ello, se realizó una encuesta a 30 profesionales vinculados a cuatro sectores clave: operación y mantenimiento, aspectos comerciales y financieros, legislación y normativa del mercado eléctrico, y profesionales vinculados a extensión de vida útil y repotenciamiento de parques eólicos.

En esta encuesta se procuró conocer las principales problemáticas que enfrenta el sector, por lo tanto, se consulta acerca de aspectos clave como la obtención de repuestos, disponibilidad actual de las turbinas, principales fallas de componentes en la actualidad, entre otros; con la finalidad de recolectar información que brinde una perspectiva clara sobre el enfoque que deberán tener las decisiones de fin de vida útil en el contexto actual.

A partir de esto se obtuvo que las fallas más comunes en la actualidad están vinculadas a palas y caja de engranajes. Por otra parte, las decisiones de vida útil más convenientes según los encuestados son la extensión de vida útil y el repotenciamiento de la centrales eólicas.

**PALABRAS CLAVE:** energía eólica, fin de vida útil, repotenciamiento, Uruguay, encuesta.

47

## Abstract

*Projecting the end of useful life decision that will need to be made for a large part of the wind turbines installed in Uruguay in the coming years, it is considered vitally important to know the qualities, problems and characteristics of the uruguayan wind sector. To this end, a survey was conducted among 30 professionals linked to four key sectors: operation and maintenance, commercial and financial, legislation and regulations of the electricity market, and professionals linked to useful life extension and repowering of wind farms.*

*In this survey, we sought to know the main problems facing the sector, therefore, we consulted about key aspects such as obtaining spare parts, current availability of turbines, main component failures at present, among others; with the purpose of collecting information that provides a clear perspective on the approach that end-of-life decisions should have in the current context.*

*From this it was obtained that the most common failures today are linked to blades and gearbox. Also, the most convenient useful life decisions according to respondents are the extension of useful life and the repowering of wind centrals.*

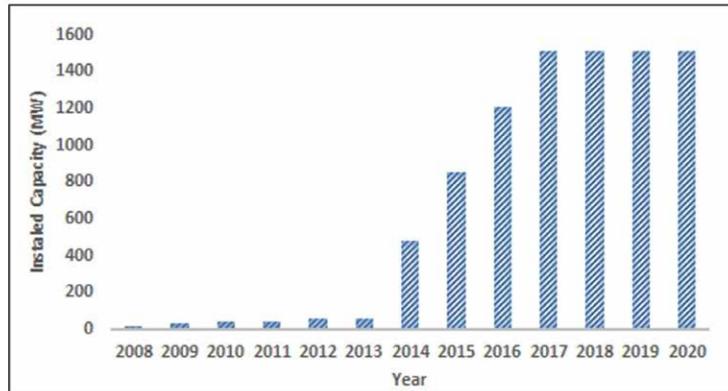
**KEYWORDS:** wind energy, end of useful life, repowering, Uruguay, survey.

# 1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica ha demostrado ser un recurso fundamental en el panorama energético de Uruguay, contribuyendo significativamente en la matriz eléctrica del país. Esto puede visualizarse al observar la capacidad eólica instalada en el país

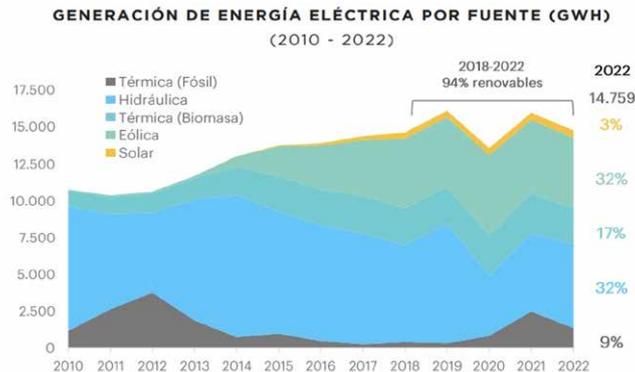
entre 2008 y 2020, presentada en la Figura 1, así como la generación eléctrica por fuente entre 2010 y 2022 en la Figura 2.

**Figura 1.** Capacidad eólica instalada en Uruguay entre 2008 y 2020



Fuente: Weschenfelder y Ebert (2021).

**Figura 2.** Generación de energía eléctrica por fuente en Uruguay entre 2010 y 2022



Fuente: Elaborado por Uruguay XXI con base en datos de BEN 2021.

Con el objetivo de identificar áreas de mejora y optimización en este sector clave, se llevó a cabo una encuesta dirigida a profesionales y expertos relacionados con el sector eólico del país.

El propósito central de esta encuesta es conocer cuáles son los aspectos que requieren mayor desarrollo en la energía eólica en Uruguay. Se busca entender las problemáticas más frecuentes

y las causas de tiempos de parada más comunes, con el fin de proyectar adecuadamente la vida útil de las turbinas eólicas instaladas y evaluar posibles estrategias, como la extensión de su vida útil, desmantelamiento o repotenciamiento de las centrales eólicas.

Para abordar esta tarea de análisis en profundidad, la encuesta se estructuró en cuatro sectores

principales: personas involucradas en la extensión de vida útil de centrales eólicas, profesionales relacionados con legislación y normativa del mercado eléctrico, expertos en el ámbito financiero, y expertos vinculados a operación y mantenimiento de parques eólicos. En total 30 personas completaron la encuesta realizada, en su mayoría pertenecientes al sector de operación y mantenimiento.

A lo largo de este artículo, se exploran los resultados de la encuesta y se proponen alternativas de solución a las principales problemáticas que enfrenta el sector eólico del país actualmente.

## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 Antecedentes

La ejecución de encuestas y la investigación en otros países han proporcionado información valiosa sobre la percepción pública, los desafíos operativos y las experiencias en la industria. Estas investigaciones comparativas han revelado patrones y tendencias que son aplicables en contextos diversos, y pueden contribuir a la toma de decisiones informadas en el sector eólico uruguayo.

Este tipo de experiencia fue llevado a cabo en Brasil por Espindola Ferreira, de Bona y Ordoñez Duran (2021), donde 20 profesionales del sector eólico respondieron un cuestionario vinculado a repotenciación de centrales eólicas; buscando identificar el potencial de repotenciación en Brasil e identificar los parámetros más relevantes para un proyecto de repotenciación. A partir de la evaluación

realizada, se identificó que la repotenciación debe centrarse en aerogeneradores con menos de 2 MW, además, los encuestados mencionaron que la repotenciación debería estar entre el 30% y el 50% del costo original del proyecto.

Una experiencia similar fue realizada también en Brasil por Farkat, Claro y Rodrigues (2019), quienes buscaron identificar las principales barreras para el desarrollo de proyectos eólicos. Como resultado, se identificó que impedimentos en el transporte de energía y el acceso al capital fueron las principales barreras mencionadas por los 41 profesionales encuestados del sector.

49

### 2.2 Decisiones de fin de vida útil

Una de las problemáticas asociadas con los aerogeneradores es su vida útil limitada. Los aerogeneradores típicamente tienen una vida útil de entre 20 y 25 años, y después de ese tiempo, se deben retirar del servicio y reemplazarlos con nuevos aerogeneradores.

Sin embargo, existen casos donde por motivos de innovación y desarrollo de las tecnologías vinculadas con la generación eólica, es conveniente realizar el reemplazo de componentes antes de que lleguen al fin de su

vida útil, durante una etapa media o avanzada de desgaste del aerogenerador. En general, se debe optar por extender la vida útil del parque eólico, realizar una repotenciación (total o parcial), o el desmantelamiento del parque. Además, existen otros motivos que pueden encaminar al repotenciamiento de centrales eólicas, como el aprovechamiento de infraestructura eléctrica y vial, contratos por terrenos, habilitación ambiental, etc.

### 2.2.1 Desmantelamiento:

---

El desmantelamiento de un parque eólico se refiere al proceso planificado y controlado de desmontar las turbinas eólicas y demás infraestructuras asociadas al final de su vida útil operativa. Este procedimiento implica la desconexión de las turbinas de la red eléctrica, la desinstalación de las estructuras y la gestión adecuada de los componentes retirados. El desmantelamiento debe llevarse a cabo cumpliendo con las normativas ambientales, garantizando la seguridad y mitigando los impactos negativos en el entorno. Además, debe incluir la gestión adecuada de los residuos generados durante el proceso; esto es analizado por Gast, Meng y Morgan (2024)

utilizando un “índice de circularidad” propuesto por otro autor; con lo cual se compara la reciclabilidad de diferentes modelos de turbinas y se plantean diferentes escenarios, proponiendo este índice de circularidad como una medida para mejorar la evaluación de la reciclabilidad de las turbinas eólicas.

### 2.2.2 Repotenciamiento total y parcial:

---

El repotenciamiento de turbinas eólicas puede ser total o parcial, dependiendo del alcance de las mejoras realizadas en el sistema. En el caso del repotenciamiento total, se sustituyen completamente las turbinas antiguas por nuevas y más eficientes, lo que implica una renovación total del parque eólico. Por otro lado, el repotenciamiento parcial implica la modernización de componentes específicos, como las palas, generadores o cajas de engranajes, con el fin de mejorar el rendimiento y prolongar la vida útil de las turbinas existentes, manteniendo la infraestructura original. Ambos enfoques tienen como objetivo aumentar la capacidad y eficiencia de la instalación, reducir los costos operativos y maximizar la producción de energía.

Un estudio de repotenciamiento parcial fue llevado a cabo por Javed, Syed, Feroz y Calhoun (2020), donde se propone el aumento en la altura de buje en algunas turbinas del parque eólico estudiado con la finalidad de evitar el efecto estela causado por errores de diseño del parque; concluyendo que al aumentar desde 80 metros a 100 metros la altura de algunas turbinas aguas abajo, se lograría un aumento promedio en la generación total de energía de 7,5%.

### 2.2.3 Extensión de vida útil:

---

La extensión de la vida útil de las turbinas eólicas se refiere a la implementación de medidas y tecnologías destinadas a prolongar la operatividad y eficiencia de las turbinas más allá de su vida útil inicialmente prevista. Esto puede incluir acciones como el mantenimiento preventivo, la actualización de componentes obsoletos y la aplicación de nuevas técnicas de monitoreo y gestión de activos. La extensión de la vida útil busca maximizar el retorno de la inversión en

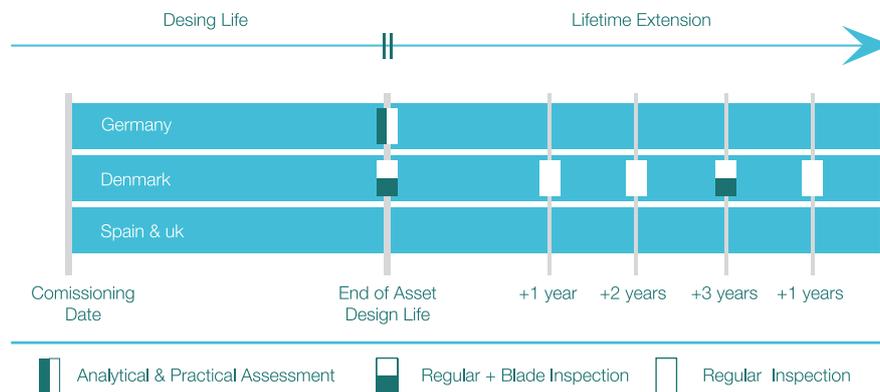
energía eólica al prolongar la operación de las turbinas originalmente instaladas hasta el final de su ciclo de vida, Rubert. et. al. (2019).

## 2.3 Marco legal

Debido a que no existe una normativa internacional que regule la extensión de vida útil, algunos países como Dinamarca o Alemania han establecido criterios de inspección que son mencionados por Ziegler et al. (2018) como se presenta en la Figura 3. En el caso de Dinamarca, se requieren inspecciones anuales de la estructura e inspección visual de las palas cada tres años, dichas tareas deben ser realizadas por empresas

certificadas. Para el caso de Alemania, se requiere una evaluación analítica y práctica de un experto independiente, y una evaluación estructural de la turbina.

**Figura 3.** Criterios de inspección para la extensión de vida útil de turbinas eólicas en Alemania, Dinamarca, España y Reino Unido



Fuente: Ziegler et. al. (2018).

51

## 2.4 Fallas más frecuentes

Las fallas más comunes en aerogeneradores están relacionadas a palas, caja de engranajes, fallas en el sistema de orientación y de sistema pitch Peng et al. (2023). En la tabla 1 se describen

las razones de fallas más frecuentes en estos componentes.

**Tabla 1.** Motivos de falla más comunes en componentes de aerogeneradores

Fallas en palas	Caja de engranajes	Sistema yaw	Fallas de pitch
Fractura y agrietamiento	Corrosión en la superficie del diente	Ruidos anormales debido a diferentes causas (frenos, rodamientos, etc.)	Batería del gabinete del eje de paso con bajo voltaje
Daños por descargas atmosféricas	Desgaste de la superficie del diente	Atascamiento de maquinaria de orientación	Detección anormal de datos
Abrasión y agrietamiento superficial	Dientes de engranaje rotos	Posicionamiento inadecuado del yaw.	La desviación del ángulo de las palas excede el límite

Fuente: Elaboración propia basado en "Analysis of Wind Turbine Equipment Failure and Intelligent Operation and Maintenance Research" (2023).

### 3. METODOLOGÍA

Esta encuesta busca identificar las principales motivaciones y preocupaciones de los profesionales del sector eólico en Uruguay. Además, se exploran las fallas más comunes en los componentes de los aerogeneradores, y se evalúa en qué medida dichas fallas están vinculadas a la antigüedad de las turbinas.

Se busca identificar la gravedad de los tiempos de parada causados por estas fallas. También se indaga sobre la disponibilidad de los aerogeneradores en la actualidad, así como la falta de repuestos como un posible problema en el sector.

#### • Definición del alcance

La encuesta se enfocó en temas relevantes del sector eólico en Uruguay, centrándose en la extensión de vida útil y el repotenciamiento de centrales eólicas, identificación de fallas en los aerogeneradores, tiempos de parada y disponibilidad de repuestos, entre otros aspectos clave como el mercado energético o la legislación del sector eólico.

#### • Profesionales encuestados

La encuesta se aplicó a profesionales de las cuatro áreas identificadas: extensión de vida útil, legislación y normativa del mercado eléctrico, comercial y financiero, y operación y mantenimiento. Los participantes fueron contactados y se les invitó a participar en la encuesta mediante una plataforma de encuesta online.

#### • Diseño del cuestionario

Se desarrolló un cuestionario estructurado con preguntas de acuerdo al perfil profesional del encuestado, y sus conocimientos sobre vida útil y repotenciamiento de centrales eólicas.

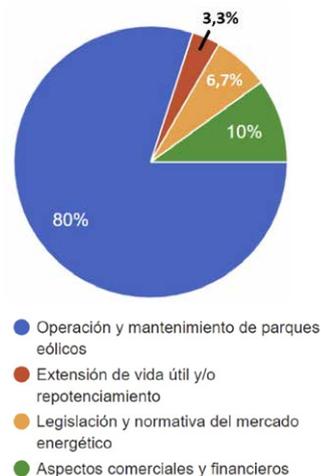
52

### 4. RESULTADOS

#### 4.1 Perfil profesional de los encuestados

Como se puede observar en la Figura 4, la mayor parte de las respuestas corresponden al sector de operación y mantenimiento, con 24 respuestas. Aspectos comerciales y financieros: 3 respuestas, legislación y normativa del mercado energético: 2 respuestas, y extensión de vida útil y repotenciamiento: 1 respuesta.

Figura 4 . Perfil profesional de los encuestados



Fuente: Elaboración propia.

## 4.2 Toma de decisiones sobre el futuro de las centrales eólicas

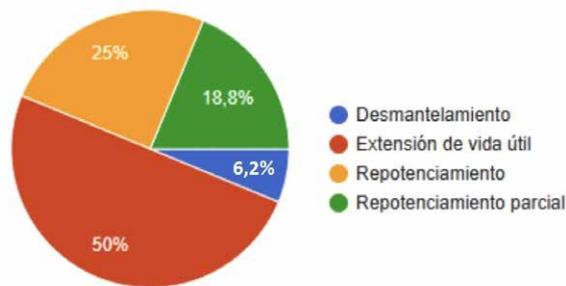
Se consultó a los profesionales vinculados a Operación y Mantenimiento sobre la decisión más conveniente una vez alcanzado el fin de vida útil de las centrales; con un total de 16 respuestas,

50% mencionaron extensión de vida útil, 25% repotenciamiento, 18,8% repotenciamiento parcial, y 6,3% desmantelamiento.

**Figura 5.** Decisión más conveniente una vez alcanzado el fin de vida útil de acuerdo a los profesionales encuestados vinculados al sector de operación y mantenimiento

Según su criterio, actualmente, ¿Qué opción es más conveniente?

16 respuestas



Fuente: Elaboración propia.

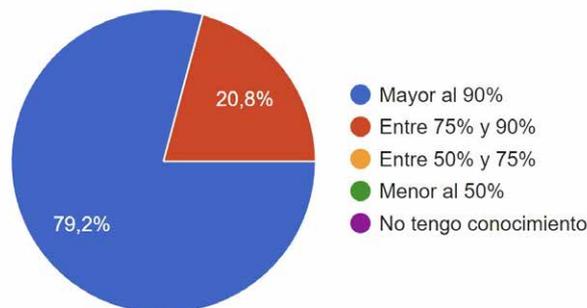
53

## 4.3 Disponibilidad actual de las turbinas

Los profesionales vinculados al sector de operación y mantenimiento fueron consultados acerca de la disponibilidad actual de las turbinas con las que trabajan. Se obtuvieron 24 respuestas

en total, 79,2% de los encuestados afirma una disponibilidad mayor al 90%, y el restante 20,8%, una disponibilidad de entre 75% y 90%.

**Figura 6 .** Disponibilidad promedio de los aerogeneradores actualmente de acuerdo a profesionales del sector de operación y mantenimiento



Fuente: Elaboración propia.

## 4.4 Motivaciones y preocupaciones sobre decisión de fin de vida útil

Se consultó a los encuestados sobre las principales motivaciones y preocupaciones para la decisión de fin de vida útil de las turbinas eólicas, en la Tabla 2 se presentan los resultados.

**Tabla 2.** Motivaciones y preocupaciones respecto a la decisión de vida útil de las centrales eólicas de acuerdo a los profesionales encuestados

Motivaciones	Preocupaciones
Postergación del uso de nuevas tecnologías al extender vida útil.	Estado de los equipos y fundaciones.
Mejora de los factores de planta al repotenciar.	Compatibilidad de componentes al repotenciar.
Aprovechamiento del capital existente al extender vida útil.	Viabilidad económica del repotenciamiento.
Reducción de desechos al extender vida útil.	Costos de nuevos componentes. Repuestos. Niveles de performance.

Fuente: Elaboración propia.

## 4.5 Principales fallas de componentes en la actualidad

Al consultar a los profesionales vinculados a operación y mantenimiento sobre las principales fallas de componentes en la actualidad, se observa en la Tabla 3 que los componentes que presentan

mayor cantidad de fallas son la caja multiplicadora y las palas por significativa diferencia.

**Tabla 3.** Desglose de principales fallas de componentes en la actualidad de acuerdo a los profesionales encuestados

Palas (13 menciones, +50%) <ul style="list-style-type: none"> <li>Rodamientos de palas (4 menciones)</li> <li>Descargas atmosféricas (2 menciones)</li> </ul>	Caja multiplicadora (12 menciones, 50%)
Generador (4 menciones)	Diversas fallas debido a mal diseño inicial, mala elección de modelo de turbina. (3 menciones)
Eje lento (2 menciones)	Transformadores (2 menciones)
Rodamientos (2 menciones)	Electrónica de potencia (1 mención)

Fuente: Elaboración propia.

## 4.6 Tiempos de parada por fallas en las turbinas

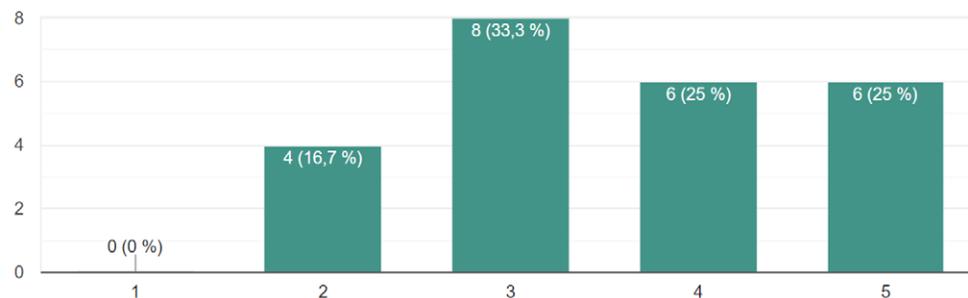
Los tiempos de inactividad no solo afectan la productividad, sino que también influyen en la viabilidad de iniciativas como la extensión de vida útil y el repotenciamiento. Además, la disponibilidad de repuestos juega un papel crucial en la gestión de estos períodos de inactividad, destacando la necesidad de estrategias efectivas de mantenimiento y gestión de recursos.

En la Figura 7 se presentan los resultados obtenidos al consultar sobre la gravedad de los tiempos de parada ocasionados por fallas en las turbinas. Donde 1 es “nada grave” y 5 es “muy grave”.

**Figura 7.** Gravedad de tiempos de parada por fallas actualmente de acuerdo a los profesionales vinculados al sector de operación y mantenimiento encuestados

¿Qué tan graves resultan los tiempos de parada por fallas en las turbinas?

24 respuestas



Fuente: Elaboración propia.

55

## 4.7 Legislación y normativa

Los profesionales vinculados a legislación y normativa del mercado eólico, al ser consultados sobre sus principales preocupaciones respecto a las decisiones de fin de vida útil mencionaron la inexistencia de normativa y legislación vinculada

a repotenciamiento de parques eólicos, y la disposición final de las turbinas que son decomisadas.

## 4.8 Evaluación general de los resultados

Los resultados de la encuesta a profesionales del sector eólico en Uruguay proporcionaron una perspectiva sobre las principales fallas en las centrales eólicas. Entre los componentes analizados, la caja multiplicadora y las palas de las turbinas fueron identificados como los elementos más susceptibles a presentar problemas.

Una tendencia significativa observada en los datos fue la relación entre la antigüedad de las turbinas y la ocurrencia de fallas. La mayoría de las incidencias se atribuyeron al desgaste progresivo causado por el tiempo de funcionamiento de las turbinas. El envejecimiento de los equipos fue identificado como un factor determinante que conduce a la degradación de los componentes y aumenta la

probabilidad de fallos, fundamentalmente en caja multiplicadora y palas.

Estas fallas no solo afectan la operatividad, sino que también generan tiempos de parada considerables y costos sustanciales para las reparaciones y el mantenimiento. La interrupción de la producción de energía debido a estas incidencias puede tener un impacto negativo significativo en la eficiencia y rentabilidad de los parques eólicos.

Estos hallazgos resaltan la necesidad de implementar estrategias proactivas para abordar las fallas recurrentes y prolongar la vida útil de los aerogeneradores. Se sugiere considerar la implementación de tecnologías avanzadas de monitoreo y programas de mantenimiento preventivo y predictivo para reducir la incidencia de averías, mejorar la disponibilidad de los aerogeneradores y minimizar los costos asociados con paradas no programadas.

Asimismo, es esencial evaluar cuidadosamente el ciclo de vida útil de los aerogeneradores y analizar de manera realista el momento adecuado para el repotenciamiento o extensión de vida útil de las turbinas.

Por otra parte, desde el sector de legislación y normativa, se plantea la necesidad de la regulación específica para las decisiones de fin de vida útil en el sector eólico de Uruguay.

## CONCLUSIONES

La encuesta a profesionales del sector eólico en Uruguay arrojó información valiosa sobre diversas problemáticas en las centrales eólicas. Se identificaron modos de falla importantes, incluyendo palas y caja de engranajes, y se destacaron áreas críticas para mejorar la eficiencia y confiabilidad.

En el caso de las palas, se identificaron problemas recurrentes como grietas, desprendimientos y erosión en el borde de ataque y borde de salida. La caja de engranajes, por su parte, puede experimentar fallas críticas con consecuencias graves, lo que subraya su relevancia en el funcionamiento de las turbinas.

Para extender la vida útil de las palas, se sugiere un análisis minucioso del historial operativo, la evaluación de daños observados y el cálculo de la vida de fatiga restante. Asimismo, es esencial cuantificar el deterioro aerodinámico de las palas debido al desgaste para tomar decisiones informadas sobre reparaciones y reemplazos.

La caja de engranajes demanda una atención especial, y se recomienda la realización de inspecciones con tecnología de boroscopio y la implementación de tecnología de monitoreo de vibraciones y temperatura para prevenir fallas graves y mejorar la confiabilidad.

Por otra parte, las decisiones de vida útil más convenientes según los encuestados son la extensión de vida útil y el repotenciamiento de las centrales eólicas.

Estos resultados sacan a la vista los principales inconvenientes que poseen las turbinas eólicas en Uruguay, los cuales en muchos casos coinciden con experiencias anteriores realizadas en otros países, como fue mencionado en la sección de antecedentes. Esto resalta la importancia de adoptar enfoques proactivos en el mantenimiento y gestión de activos en el sector eólico. La inversión en tecnologías avanzadas de monitoreo y la implementación de acciones preventivas

serán fundamentales para maximizar la eficiencia y prolongar la vida útil de los aerogeneradores en Uruguay.

En última instancia, la aplicación de medidas informadas y estrategias sólidas permitirá un desarrollo más efectivo del sector eólico.

### Trabajos futuros

En perspectiva de futuras investigaciones, se sugiere profundizar en el análisis de datos provenientes de turbinas eólicas en Uruguay, centrándose en la aplicación de herramientas de software avanzadas para estimar la vida útil remanente de las turbinas, proporcionando información para la formulación de estrategias de mantenimiento y gestión eficiente de activos en parques eólicos. Al emplear técnicas de análisis de datos y modelado, se podría establecer un marco predictivo que contribuya a optimizar la operación y el rendimiento de las turbinas, mediante la identificación de aquellos componentes más críticos.

## 6. REFERENCIAS

Espindola Ferreira, J. C., de Bona, J. C., & Ordoñez Duran, J. F. (2021, January). Analysis of scenarios for repowering wind farms in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135(110197), 1364-0321. ScienceDirect. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110197>

Farkat, J. R., Claro, J., & Rodrigues, J. C. (2019, May). Barriers to onshore wind farm implementation in Brazil. *Energy Policy*, 128(2019), 253-266. Science Direct. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.062>

Gast, L., Meng, F., & Morgan, D. (2024). Assessing the circularity of onshore wind turbines: Using material flow analysis for improving end-of-life resource management. *Resources, Conservation and Recycling*, 204, 107468. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107468>

Javed, A., Syed, A. H., Feroz, R. M. A., & Calhoun, R. (2020, June 15). Partial repowering analysis of a wind farm by turbine hub height variation to mitigate neighboring wind farm wake interference using mesoscale simulations. *Applied Energy*, 268. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115050>

Peng H, Li S, Shangguan L, Fan Y, Zhang H (2023, May 20). Analysis of Wind Turbine Equipment Failure and Intelligent Operation and Maintenance Research. *Sustainability*. 2023; 15(10):8333. <https://doi.org/10.3390/su15108333>

Rubert, T., Zorzi, G., Fusiek, G., Niewczas, P., McMillan, D., McAlorum, J., & Perry, M. (2019). Wind turbine lifetime extension decision-making based on structural health monitoring. *Renewable Energy*, 143, 611-621. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.034>

Uruguay XXI. (2023, November). Energías renovables en Uruguay. [https://www.uruguayxxi.gub.uy/uploads/informacion/79870b5679e4f9634944f6b8daca8ee6c3\\_d45df.pdf#:~:text=Fuente%3A%20elaborado%20por%20Uruguay%20XXI,datos%20de%20BE N%2020218.&text=Interconectado%20Nacional%20\(SIN\).&text=Entre%202018%20y%202022%20C%20la,hydr%C3%A1ulica%20ocasionada%20por%20la%20sequ%C3%ADa](https://www.uruguayxxi.gub.uy/uploads/informacion/79870b5679e4f9634944f6b8daca8ee6c3_d45df.pdf#:~:text=Fuente%3A%20elaborado%20por%20Uruguay%20XXI,datos%20de%20BE N%2020218.&text=Interconectado%20Nacional%20(SIN).&text=Entre%202018%20y%202022%20C%20la,hydr%C3%A1ulica%20ocasionada%20por%20la%20sequ%C3%ADa)

Weschenfelder, F., & Ebert, P. S. (2021). Wind farms End of life strategies - Uruguay 's future challenge. URUCON.

Ziegler, L., González, E., Rubert, T., Smolka, U., & Melero, J. J. (2018, February). Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(1), 1261-1271. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313503>. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.100>

# Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la introducción de generación distribuida

Coordination of protections in electrical distribution systems considering the introduction of distributed generation

Wilian Patricio Guamán Cuenca<sup>1</sup>, Nicolás Alejandro Mayorga Lozada<sup>2</sup> y  
Xavier Alfonso Proaño Maldonado<sup>3</sup>

Recibido: 7/07/2023 y Aceptado: 24/06/2024  
ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2024  
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



59

1.- Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador  
wilian.guaman8956@utc.edu.ec  
<https://orcid.org/0000-0002-9905-8231>

2.- Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador  
nicolas.mayorga9114@utc.edu.ec

3.- Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador  
xavier.proano@utc.edu.ec  
<https://orcid.org/0000-0002-8271-8838>



## Resumen

Los sistemas de distribución están en un crecimiento constante, por ello es necesario implementar nuevas tecnologías de generación para satisfacer toda la demanda. La generación distribuida (GD) es una interesante alternativa en el Ecuador, dado sus abundantes recursos naturales. Sin embargo, la inclusión de GD cambia los valores operativos y corrientes de cortocircuito, afectando la coordinación de protecciones. En este trabajo, se utiliza el software DigSILENT PowerFactory para la coordinación de las protecciones del sistema eléctrico de la provincia de Cotopaxi en Ecuador. Posteriormente, se determinan los puntos y subestaciones idóneas para la instalación de GD fotovoltaica, con el fin de introducirlos al sistema de distribución. Finalmente, se verifica el estado de operación del sistema eléctrico por el efecto del ingreso de GD a la red, evidenciando que se requiere reajustar y volver a coordinar las protecciones eléctricas. Los resultados demuestran que el aporte de la GD a la corriente de falla es relativamente pequeño, no mayor al 5.00%.

**PALABRAS CLAVE:** Sistema de distribución, generación distribuida, coordinación de protecciones, DigSILENT PowerFactory, estudio de cortocircuito, fuente de energía fotovoltaica.

## Abstract

*Distribution systems are constantly growing, so it is necessary to implement new generation technologies to meet the entire demand. Distributed generation (DG) is an interesting alternative in Ecuador, given its abundant natural resources. However, the inclusion of DG changes the operating values and short-circuit currents, affecting the coordination of protections. In this work, the DigSILENT PowerFactory software is used for the coordination of the protections of the electrical system of the province of Cotopaxi in Ecuador. Subsequently, the points and substations suitable for the installation of photovoltaic DG are determined, in order to introduce them to the distribution system. Finally, the operating status of the electrical system is verified due to the effect of DG entering the grid, showing that the electrical protections need to be readjusted and re coordinated. The results show that the contribution of DG to the fault current is relatively small, no more than 5.00%.*

61

**KEYWORDS:** Distribution system, distributed generation, protection coordination, DigSILENT PowerFactory, short-circuit study, PV energy source.

# 1. INTRODUCCIÓN

El frecuente uso de fuentes de energía de procedencia fósil ha ocasionado daños ambientales importantes a nivel global, principalmente por medio de las emisiones de CO<sub>2</sub>, uno de los gases principales que causa el calentamiento global del planeta o también llamado efecto invernadero, culpable de los cambios climáticos. Por esta razón, las energías renovables variables (ERV) se están utilizando cada vez más en todo el mundo, desde grandes plantas de generación hasta generación in situ en los sistemas eléctricos de distribución, denominada generación distribuida (GD) (Muñoz et al., 2018).

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en comparación con otras fuentes de energía renovable. Según los datos recientes, la capacidad de energía fotovoltaica instalada a nivel mundial ha aumentado en un 22% en el año 2022 en comparación con el año anterior (Elcacho, 2023). En Ecuador, la disposición normativa emitida por la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales no Renovables, denominada ARCERNNR 013-2021, permite una generación fotovoltaica límite de capacidad nominal de 1000 kW (ARCERNNR, 2021).

En Estados Unidos y en la mayoría de los países europeos, la GD representa más del 10% de la capacidad instalada, inclusive, en Dinamarca y Países Bajos, esta forma de generación ha alcanzado más del 30% de la capacidad instalada total. En Austria, el 78% de su producción eléctrica fue de energías renovables para el año 2010 (Sánchez de la Cruz et al., 2018). Aunque no existen datos oficiales de la GD instalada en los países latinoamericanos, las fuentes de energía eléctrica con recursos renovables, principalmente solar, eólica e hidráulica, han experimentado un crecimiento notable en el 2022, entre algunos países se encuentran Brasil, Chile, El Salvador y Guatemala con un aporte de 47.4%, 33%, 59.4% y 78% respectivamente de generación eléctrica a partir de recursos renovables (OLADE, 2023).

Al instalar GD, se pueden obtener varios beneficios, incluyendo una disminución de los costos de pérdidas en la distribución y transmisión eléctrica. También se pueden eludir los costos de expansión del sistema de distribución y transmisión, y reducir los costos de mantenimiento de la infraestructura. Además, la GD puede proporcionar mayor confiabilidad a los usuarios cercanos, minimizar las caídas de tensión, mejorar el factor de potencia e incrementar la calidad de energía. Sin embargo, también hay problemas que pueden surgir debido a la incorporación de GD, incluyendo la descoordinación y pérdida de sensibilidad en el sistema de protección, problemas en la reconexión, cambios en la tensión, armónicos, sobretensiones, flujos de potencia bidireccionales y variaciones en el valor de las corrientes de cortocircuito (Morales Vallejo, 2007). Por lo tanto, es crucial que las empresas distribuidoras revisen los esquemas de coordinación de protecciones eléctricas ante la introducción de GD en la red eléctrica. Esto no solo mejora la confiabilidad y selectividad del sistema de protección, sino que también aumenta la calidad y continuidad del servicio a los consumidores.

Varios trabajos previos han estudiado el impacto de GD en sistemas eléctricos de distribución. El trabajo de Morales Vallejo (2007) se enfoca una red real de distribución y establece distintos escenarios en que la GD afecta a la coordinación de protecciones, lo cual permite determinar los ajustes de los relés de sobrecorriente para mantener la coordinación, aun con GD. Por otro lado, Merla Ibarra (2018), desarrolla una investigación de Simulación y protección de sistemas eléctricos de distribución tipo radial mediante ETAP con y sin GD. Se elabora y analiza el alimentador TZE-5390 Xilitla, concluyendo que la penetración de la GD en el alimentador tiene un impacto en la coordinación de protecciones en ciertos puntos de la red. En Ecuador, Soria Colina (2016) realiza un estudio de los esquemas de protecciones de EMELNORTE teniendo en cuenta la GD presente en la empresa, utilizando Cymdist. También, Morante del Rosario & Salcán

Reyes (2019) proponen una metodología para la coordinación de los relevadores de sobrecorriente considerando elementos direccionales en sistemas de distribución eléctrica que incluyen GD. La metodología utilizada permite determinar los ajustes óptimos en cada escenario, obteniendo de esa manera una mejor sensibilidad y selectividad en el sistema de protecciones eléctricas. Finalmente, Cabrera Buestán (2021) analiza un método de coordinación en alimentadores radiales con presencia de GD, donde se revisa cada componente de protección, conservando en lo posible la infraestructura inicial, teniendo en cuenta las restricciones operativas y constructivas de los reconectores, relés, y fusibles instalados.

El Ecuador es un país que se mantiene en constante desarrollo, lo que conlleva al aumento de la demanda de energía eléctrica, la GD es una alternativa promisoría para enfrentar este desafío, sin embargo, hay información limitada sobre el impacto de la GD en la coordinación de protecciones en las redes eléctricas del sistema nacional. Este trabajo pretende reducir esta brecha, mediante la aplicación a un caso de estudio real de coordinación de protecciones antes y después de la inclusión de GD, usando

como caso de estudio el sistema eléctrico de la provincia de Cotopaxi. Dadas las condiciones geográficas de Cotopaxi, se considerará como GD exclusivamente a la generación fotovoltaica. Las principales contribuciones de este trabajo se detallan a continuación:

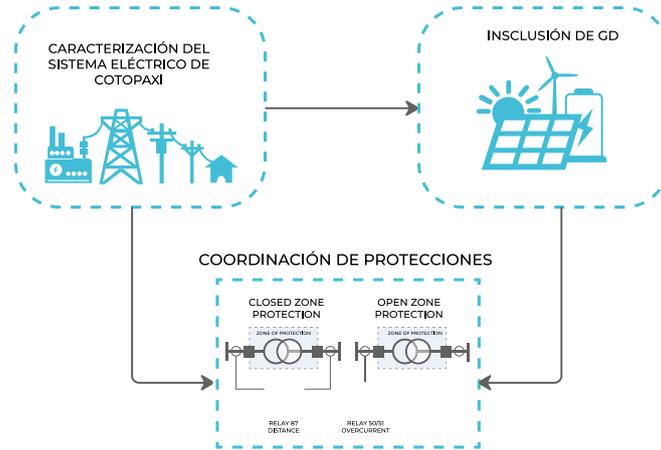
- 1) Se presenta un caso de estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico real de la provincia de Cotopaxi en Ecuador.
- 2) Se propone un esquema de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi, considerando la inclusión de GD. La ubicación y dimensionamiento de la GD se basa en un estudio de irradiación y georreferenciación de las subestaciones para instalación de generación fotovoltaica.

## 2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del caso de estudio, se toma como punto de partida el trabajo de investigación de Bernal Rivera (2022), quien estudia la confiabilidad del sistema eléctrico de Cotopaxi usando el software DigSILENT PowerFactory, basado en datos reales otorgados por la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A (ELEPCOSA), empresa distribuidora de energía en la provincia de Cotopaxi - Ecuador. El sistema eléctrico de Cotopaxi está alimentado por las subestaciones Ambato, Mulaló y Quevedo, no obstante, para el presente trabajo se tendrán en cuenta únicamente a las subestaciones Ambato y Mulaló, por el hecho de que están interconectados entre sí, lo que permite verificar la interacción de las protecciones eléctricas de este sistema, tal como se realiza en el trabajo de Guano Sinchiguano (2017).

Se estudia la coordinación de protecciones del sistema de distribución actual, teniendo en cuenta las características de la red eléctrica en estado de operación normal y en cortocircuito. Luego, se detalla la ubicación, la capacidad y características del sistema fotovoltaico. Finalmente, se verifican los cambios en el estado de operación del sistema eléctrico después de la inclusión de la GD y el impacto que tuvo en el sistema de protecciones integrado anteriormente, para reajustar el tiempo de operación de las protecciones eléctricas y garantizar una operación confiable. La Figura 1 detalla la metodología propuesta para estudiar la coordinación de protecciones ante el ingreso de GD en el caso de estudio propuesto de ELEPCOSA.

Figura 1. Metodología de Coordinación de protecciones en presencia de GD

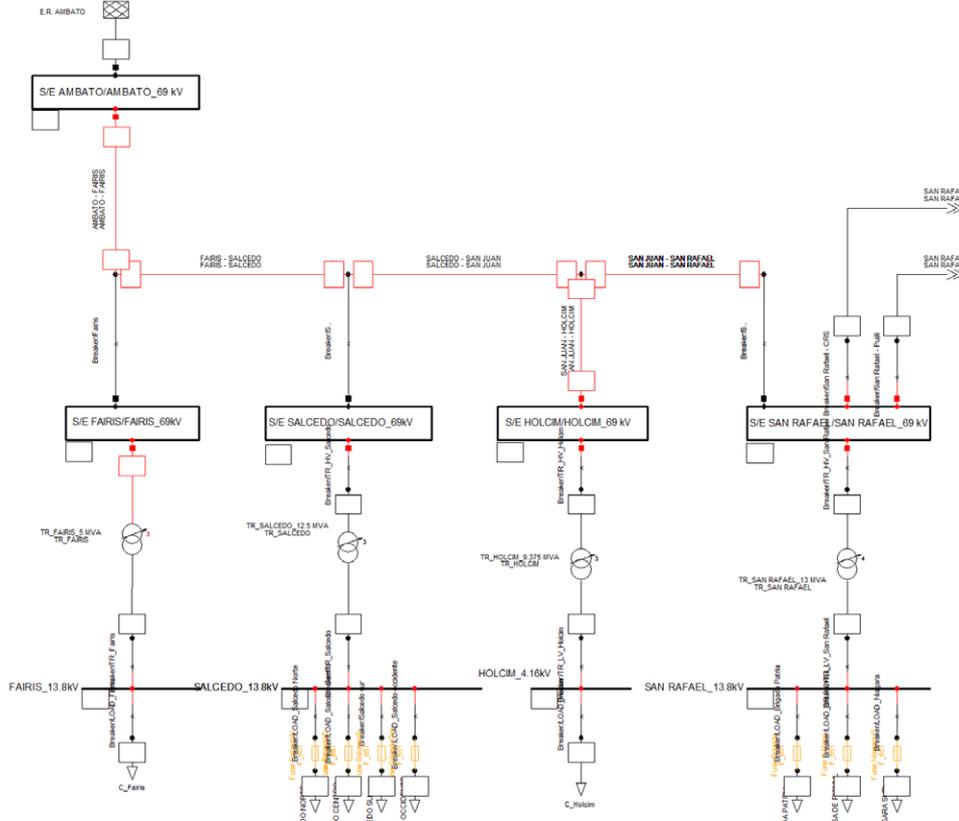


Fuente: Elaborado por los Autores

Las protecciones son ubicadas de tal manera que garanticen la selectividad en cada zona de la red, conformada por: barras, líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y alimentadores. Los equipos de protección que se utilizan son dos modelos de relés de la marca ABB, el RET 630 y REF 630, donde, para líneas y cabecera del alimentador se utiliza el modelo REF 630, mientras

que, para transformadores se utiliza el modelo RET 630. Además, los alimentadores son coordinados con su fusible máximo aguas abajo de la red de distribución. En la Figura 2 se presenta una parte del sistema eléctrico de Cotopaxi donde se realiza la coordinación de protecciones, específicamente en la subestación Salcedo.

Figura 2. Esquema del Sistema Eléctrico Cotopaxi



Fuente: Elaborado por los Autores

## 2.1 Selección de la relación de transformación

La relación de transformación de los transformadores de Corriente (TC), es determinada, considerando una clase de precisión 5P20, C-100, la corriente nominal y máxima de cortocircuito. A continuación, se muestra la Ecuación (1) que permite garantizar que el TC no se sature ante la corriente de falla máxima (Ramírez Castaño, 2003).

$$x \geq \left(\frac{5}{100}\right) * I_{sc} \quad (1)$$

Donde:

- x: Relación de transformación del TC en el lado primario.
- 5: Valor estandarizado de corriente en el lado secundario del TC.
- I<sub>sc</sub>: Corriente máxima de cortocircuito.

Los transformadores de potencial (TP) se calculan de acuerdo con la relación de transformación de potencial estándar en el mercado, donde la selección del valor del lado primario se determina considerando el máximo voltaje nominal permitido en el sistema, y el secundario se escoge considerando el valor estandarizado de 110 voltios, voltaje con el cual operan los relevadores de ELEPCOSA.

Para la selección del TC se debe determinar el valor máximo entre la corriente nominal y el valor obtenido en la Ecuación (1). La Tabla 1 muestra las relaciones de transformación para transformadores de corriente estándar, donde, la corriente secundaria en todos los casos es de 5 amperios.

Tabla 1. Relaciones Estándar del TC

Relación de transformación de corriente del TC	
Corrientes primarias nominales	Corrientes secundarias nominales
50	5
100	5
200	5
300	5
400	5
500	5
600	5
800	5
900	5
1000	5
1200	5
1500	5
1600	5

Fuente: (Ramírez Castaño, 2003)

## 2.2 Ajuste de los relés de protección

En esta sección se detallan los criterios utilizados para ajustar la corriente de pickup, esta última constituye un valor de referencia para la operación

inicial del relevador de los relés de protección.

### 2.2.1 Cabecera del alimentador

La corriente pickup para la protección de sobrecorriente de fase es tomada directamente del valor de la capacidad de corriente del elemento (criterio utilizado por Empresas Distribuidoras de energía), en este caso, la capacidad de corriente para cada alimentador se obtiene a partir del calibre utilizado para su troncal principal, donde, se verifica que todos los alimentadores tienen salidas de cuatro conductores de cobre, 3 fases (3/0 cada una) y 1 neutro (1/0), datos que fueron tomados del Geoportal Web de la ELEPCOSA. Según el Catálogo de productos de Electrocables (Electrocables, 2018), dicho conductor tiene una capacidad de corriente de 250 amperios para calibre 3/0. Para la corriente

pickup en el lado secundario se divide el valor de capacidad de corriente definido, para la relación de transformación del TC, como lo muestra la Ecuación (2).

$$I_{pickup} = \frac{I_{nominal}}{RTC} \quad (2)$$

Donde:

$I_{pickup}$ : Corriente de arranque de operación del relevador.  
 $I_{nominal}$ : Capacidad de corriente nominal.  
 $RTC$ : Relación de transformación del TC.

### 2.2.2 Transformadores y líneas de Subtransmisión

La corriente Pickup del dispositivo de protección ubicado en el transformador (alto y bajo voltaje) y línea de subtransmisión es determinado con la Ecuación (3):

$$I_{pickup} = \frac{(1.25 * I_{nominal})}{RTC} \quad (3)$$

Donde:

$I_{pickup}$ : Corriente de arranque de operación del relevador.  
 $I_{nominal}$ : Corriente nominal.  
 $RTC$ : Relación de transformación del TC.  
1.25: Factor de sobrecarga.

### 2.2.3 Ajuste de los relés de protección de fallas a tierra

El ajuste para la corriente de falla a tierra de los relevadores es determinado teniendo en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un desbalance típico permitido es del 20%, así que la expresión de la Ecuación (4), llega a ser:

En alimentadores de distribución rurales el mayor desbalance puede elevarse al 30%, lo que es considerado para la coordinación de fallas a tierra en las protecciones ubicadas en la cabecera de los alimentadores del presente caso de estudio (Ramírez Castaño, 2003).

$$I_{pickup} = \frac{(0.2 * I_{nominal})}{RTC} \quad (4)$$

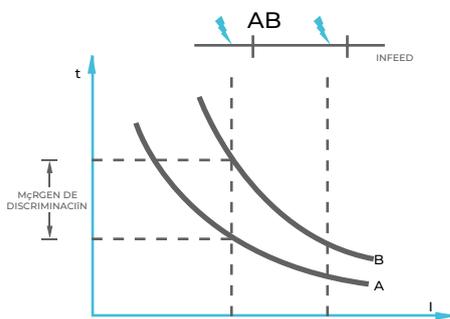
Donde:

$I_{pickup}$ : Corriente de arranque de operación del relevador.  
 $I_{nominal}$ : Corriente nominal.  
 $RTC$ : Relación de transformación del TC.  
0.2: Desbalance permitido.

## 2.3 Configuración del Dial entre dispositivos de protección

El tiempo de disparo de un relé de sobrecorriente puede ser retardado para garantizar que, en presencia de falla, el relé no actúe antes de la operación de cualquier otra protección localizada más cercana a la falla (Ramírez Castaño, 2003). La Figura 3 muestra la diferencia en el tiempo de operación de los relevadores en los mismos niveles de falla, para satisfacer el denominado “Margen de discriminación”.

**Figura 3.** Margen de discriminación entre dos curvas del relé de tiempo inverso



Fuente: Adaptado de Ramírez Castaño (2003)

El margen de discriminación para la coordinación de protecciones es tomado de la IEEE Std. 242 (2001), donde, al coordinar relés con fusibles aguas abajo, se debe tomar el tiempo total de despeje del fusible como punto de partida del intervalo de tiempo, que si se usa un relé estático el tiempo se puede configurar en 0.12 segundos, mientras que, para la coordinación entre relés un tiempo de 0.2 segundos. A continuación, la Tabla 2 resume el margen de discriminación mínimo de actuación entre dispositivos de protección.

**Tabla 2.** Margen de discriminación mínimo

Aguas Abajo	Aguas arriba
	Relé estático
Fusible	0.12 seg
Relé estático	0.2 seg

Fuente: (IEEE Std 242, 2001)

67

## 2.4 Emplazamientos para la inclusión de GD

La tecnología de GD a utilizar para la inclusión en el sistema eléctrico de Cotopaxi es la generación fotovoltaica, por su fácil instalación en comparación a las demás tecnologías disponibles, es amigable con el medio ambiente y tiene larga duración de vida con poco mantenimiento. De acuerdo con los datos del trabajo de Vaca & Ordóñez (2020) y los registros de la NASA, se estima que el nivel promedio de irradiación solar anual en la provincia de Cotopaxi tiene un valor aproximado de 4 kWh/m<sup>2</sup>. Además, con la herramienta Google Earth se establece que las subestaciones que cuentan con espacio aledaño y la mejor ubicación para la instalación de GD son las subestaciones de distribución Pujilí, Lasso y Salcedo. Las características del sistema fotovoltaico en cada punto de instalación se muestran en la Tabla 3.

Posterior al ingreso de GD a la red de distribución de Cotopaxi se verifica el estado de operación del sistema eléctrico y se realiza nuevamente un estudio de cortocircuito para reconfigurar y

reajustar el sistema de protecciones, repitiendo el proceso completo previamente indicado.

**Tabla 3.** Características de los Sistemas Fotovoltaicos

Ubicación	Parámetros	Valores
Pujilí	Barra de conexión	S/E Pujilí 13.8 kV
	Potencia nominal pico	991 (kWp)
	Inclinación	12 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
Salcedo	Barra de conexión	S/E Salcedo 13.8 kV
	Potencia nominal pico	996 (kWp)
	Inclinación	12 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
Lasso	Barra de conexión	S/E Lasso 13.8 kV
	Potencia nominal pico	996 (kWp)
	Inclinación	13 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
	Área total utilizada	6,333 (m <sup>2</sup> )

Fuente: Los Autores

### 3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

La inclusión de GD al sistema eléctrico de distribución de la provincia de Cotopaxi presenta su mayor incidencia en las protecciones aledañas a la barra en donde fue conectada, por ello, se

presentan los resultados del estudio de dichas protecciones eléctricas.

#### 3.1 Relación de transformación del TC

Se presentan los resultados de la relación de transformación de los dispositivos de protección cercanos a la barra donde se conecta la GD. La Tabla 4 muestra la relación de transformación de

los relés de sobrecorriente ubicados en el lado de bajo voltaje y alto voltaje de los transformadores.

**Tabla 4.** Relación de transformación para relés de los transformadores antes de GD

Transformador	Lado bajo voltaje			Lado alto voltaje		
	$I_{nom}$ (A)	$I_{cc}$ (A)	RTC	$I_{nom}$ (A)	$I_{cc}$ (A)	RTC
Pujilí	209.185	2,773.157	300/5	41.837	3,153.869	200/5
Lasso	836.740	7,950.700	900/5	167.347	4,094.089	300/5
Salcedo	522.962	6,050.557	600/5	104.592	4,283.511	300/5

Fuente: Los Autores

A continuación, la Tabla 5 muestra los resultados de la relación de transformación de corriente (RTC) antes y después de la GD de los alimentadores conectados a sus respectivas subestaciones, donde se evidencia un cambio de la RTC únicamente en el alimentador "Acosa", debido al aporte a la corriente de cortocircuito

por parte de la GD (ver Ecuación 1). La relación de transformación del TC de las protecciones del transformador de potencia no se ven afectadas ante la inclusión de GD.

**Tabla 5.** Relación de transformación para relé a cabecera de alimentador considerando aporte de GD

S/E	Alimentador	$I_{cc}$ sin GD (A)	$I_{cc}$ con GD (A)	$\Delta\%$	RTC sin GD	RTC con GD
Pujilí	Apahua	2,773.157	2,911.347	4.983	200/5	200/5
Lasso	Acosa	7,950.700	8,095.958	1.827	400/5	500/5
Salcedo	Salcedo Sur	6,050.557	6,195.095	2.389	400/5	400/5

Fuente: Los Autores

### 3.2 Ajuste de la corriente pickup de los relés de sobrecorriente

La corriente pickup se determina únicamente para los relés del transformador de cada subestación eléctrica, dado que, la corriente de arranque del relé de sobrecorriente a cabecera del alimentador se toma el valor de 250 amperios en el lado primario, dicho valor es la capacidad de corriente del conductor 3/0.

también conservan su valor de corriente pickup, dado que, se determinan a partir de sus corrientes nominales y relación de transformación del TC, mas no de la corriente de cortocircuito, ver Ecuación (3).

La Tabla 6 muestra las corrientes de pickup de fase y tierra de los relés ubicados en el lado de bajo voltaje y la corriente pickup del relé de fase del lado de alto voltaje del transformador por su configuración Delta-Estrella. Los ajustes de corriente pickup después de GD se mantienen para el caso de las protecciones a cabecera del alimentador, por el motivo que está fijada a 250 amperios primarios, capacidad de corriente del conductor, en el caso de los transformadores

**Tabla 6.** Corrientes pickup para relé de sobrecorriente del transformador antes de GD

Transformador	Lado bajo voltaje				Lado alto voltaje		
	$I_{nom}$ (A)	RTC	$I_{pickup}$ (sec) (A)	$I_{pickup}$ N(sec) (A)	$I_{nom}$ (A)	RTC	$I_{pickup}$ (sec) (A)
Pujilí	209.185	300/5	4.358	0.697	41.837	200/5	1.307
Lasso	836.740	900/5	5.811	0.930	167.348	300/5	3.486
Salcedo	522.962	600/5	5.448	0.872	104.592	300/5	2.179

Fuente: Los Autores

### 3.3 Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección

La Tabla 7 presenta los resultados de la coordinación de protecciones antes de la inclusión de GD. El margen mínimo de discriminación mínimo para la coordinación de protecciones es tomado de la IEEE Std 242 (2001). Se muestran los resultados de la máxima corriente de cortocircuito, tiempo de operación de cada

protección y su margen de discriminación ( $\Delta T$ ) de la subestación Pujilí, Lasso y Salcedo.

**Tabla 7.** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de las subestaciones antes de GD

S/E	Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
Pujilí	Fusible-Relé Apahua	1,3865.783	0.013	0.133	0.120
	Relé Apahua-Relé BV TR_Pujilí	2,773.157	0.176	0.380	0.204
	Relé Apahua (N)-Relé BV TR_Pujilí (N)	1,516.067	0.030	0.236	0.206
	Relé BV TR_Pujilí-Relé AV TR_Pujilí	2,401.421	0.467	0.685	0.218
Lasso	Fusible-Relé Acosa	39,753.501	0.013	0.213	0.200
	Relé Acosa-Relé BV TR_Lasso	7,950.700	0.240	1.819	1.579
	Relé Acosa (N)-Relé BV TR_Lasso (N)	1,719.430	0.027	0.242	0.215
	Relé BV TR_Lasso-Relé AV TR_Lasso	6,884.381	2.317	2.521	0.204
Salcedo	Fusible-Relé Salcedo Sur	30,252.783	0.013	0.219	0.206
	Relé Salcedo Sur-Relé BV TR_Salcedo	6,050.557	0.271	0.933	0.662
	Relé Salcedo Sur (N)-Relé BV TR_Salcedo (N)	1,693.915	0.030	0.237	0.207
	Relé BV TR_Salcedo -Relé AV TR_Salcedo	5,239.428	1.164	1.384	0.220

Fuente: Los Autores

70

A continuación, se presentan los resultados de la coordinación de protecciones posterior a la inclusión de GD a las subestaciones de distribución de Cotopaxi. La Tabla 8 muestra los resultados de la máxima corriente de cortocircuito, que ahora es mayor por el aporte de la GD a la corriente de cortocircuito, tiempo

de operación de cada protección y su margen de discriminación ( $\Delta T$ ) de la subestación Pujilí, Lasso y Salcedo.

**Tabla 8.** Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de las subestaciones con GD

S/E	Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	$\Delta T$
Pujilí	Fusible-Relé Apahua	14,556.736	0.013	0.133	0.120
	Relé Apahua-Relé BV TR_Pujilí	2,911.347	0.166	0.370	0.204
	Relé Apahua (N)-Relé BV TR_Pujilí (N)	1,516.067	0.030	0.236	0.206
	Relé BV TR_Pujilí-Relé AV TR_Pujilí	2,401.421	0.452	0.685	0.233
Lasso	Fusible-Relé Acosa	40,479.792	0.013	0.213	0.200
	Relé Acosa-Relé BV TR_Lasso	8,095.959	0.263	1.816	1.553
	Relé Acosa (N)-Relé BV TR_Lasso (N)	1,719.430	0.027	0.242	0.215
	Relé BV TR_Lasso-Relé AV TR_Lasso	6,884.381	2.317	2.521	0.204
Salcedo	Fusible-Relé Salcedo Sur	30,975.475	0.013	0.133	0.120
	Relé Salcedo Sur-Relé BV TR_Salcedo	6,195.095	0.167	0.681	0.514
	Relé Salcedo Sur (N)-Relé BV TR_Salcedo (N)	1,693.915	0.030	0.237	0.207
	Relé BV TR_Salcedo -Relé AV TR_Salcedo	5,239.428	0.852	1.084	0.232

Fuente: Los Autores

Finalmente, se presenta un resumen de las corrientes de cortocircuito, antes y después de la GD, con su respectiva variación. La Tabla 9 presenta el aporte de la GD en la corriente de cortocircuito máxima en la subestación Pujilí, con un aporte máximo de 4.983%, en la subestación

Lasso, con un aporte máximo de 1.82% y finalmente, en la subestación Salcedo, con un aporte máximo de 2.389%.

**Tabla 9.** Porcentaje del aporte de la GD en las subestaciones con GD

S/E	Coordinación	Corriente falla sin GD (A)	Corriente falla con GD (A)	$\Delta T$
Pujilí	Fusible-Relé Apahua	13,865.783	14,556.736	4.983
	Relé Apahua-Relé BV TR_Pujilí	2,773.157	2,911.347	4.983
	Relé Apahua (N)-Relé BV TR_Pujilí (N)	1,516.067	1,516.067	0.000
	Relé BV TR_Pujilí-Relé AV TR_Pujilí	2,401.421	2,401.421	0.000
Lasso	Fusible-Relé Acosa	39,753.501	40,479.792	1.827
	Relé Acosa-Relé BV TR_Lasso	7,950.700	8,095.959	1.827
	Relé Acosa (N)-Relé BV TR_Lasso (N)	1,719.430	1,719.430	0.000
	Relé BV TR_Lasso-Relé AV TR_Lasso	6,884.381	6,884.381	0.000
Salcedo	Fusible-Relé Salcedo Sur	30,252.783	30,975.475	2.389
	Relé Salcedo Sur-Relé BV TR_Salcedo	6,050.557	6,195.095	2.389
	Relé Salcedo Sur (N)-Relé BV TR_Salcedo (N)	1,693.915	1,693.915	0.000
	Relé BV TR_Salcedo-Relé AV TR_Salcedo	5,239.428	5,239.428	0.000

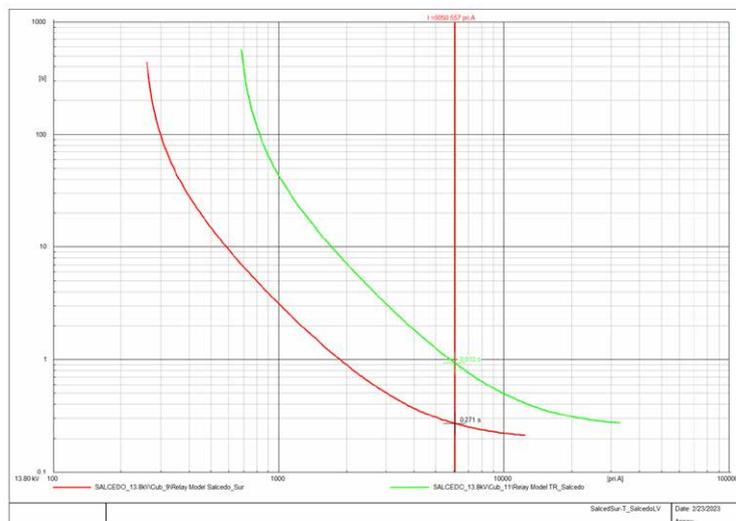
Fuente: Los Autores

71

La Figura 4 muestra las curvas de coordinación entre el relé a cabecera del alimentador Apahua y el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí, antes de la inclusión de GD, con una corriente de cortocircuito máxima de 2,773.157 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos, por otra parte, la Figura 5 muestra las curvas de coordinación después de la inclusión de GD y

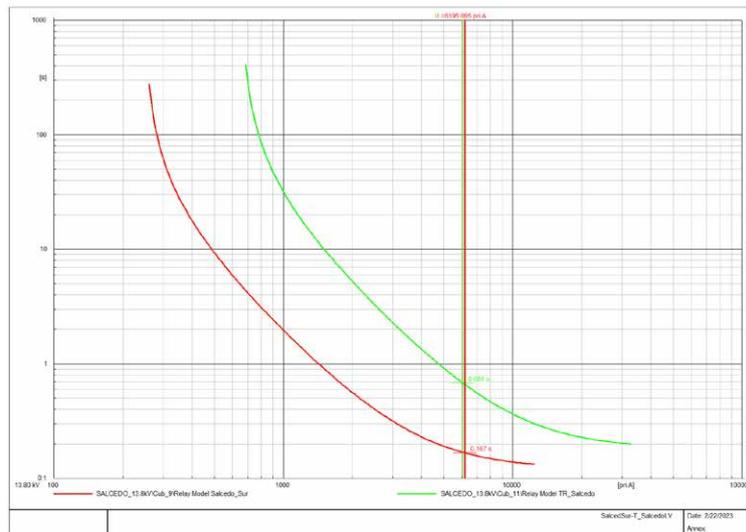
reajuste de las protecciones, con una corriente de cortocircuito de 2,911.347 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos, presentando una variación del 4.98% en la corriente máxima de cortocircuito después de la inclusión de GD en la subestación Pujilí.

**Figura 4.** Coordinación entre protecciones del alimentador Apahua con el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí sin presencia de GD



Fuente: Los Autores

**Figura 5.** Coordinación entre protecciones del alimentador Apahua con el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí con presencia de GD



Fuente: Los Autores

## 4. CONCLUSIONES

- La coordinación de protecciones del caso de estudio de la red eléctrica de Cotopaxi se realiza mediante un análisis de cortocircuito, concluyendo que la corriente más elevada para configurar el margen de discriminación entre curvas es la corriente de falla trifásica. Exceptuando los relés en los transformadores de las subestaciones que son coordinados con la corriente de falla bifásica, considerando que los transformadores de ELEPCOSA tienen una configuración Delta – Estrella, donde este tipo de falla se convierte en la más severa para la coordinación entre el lado de alto y bajo voltaje del transformador.
- La incorporación de GD al sistema eléctrico de distribución de Cotopaxi aporta a la corriente de cortocircuito un porcentaje no mayor al 5.00 %, dado que su contribución está limitada por el nivel máximo de corriente de los inversores, aun así, influye en los tiempos de actuación entre los dispositivos de protección, por lo que es necesario repetir el proceso de coordinación y reajustar los tiempos de operación de las protecciones eléctricas, verificando su correcto funcionamiento en dos escenarios de operación

de la red, el primero con una contribución del 100% de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico y el segundo sin aporte de GD, en los dos casos con demanda máxima, por el motivo que estos escenarios representan la peor condición de operación para las protecciones eléctricas.

- La GD conectada a la red eléctrica puede generar flujos de potencia bidireccionales, dependiendo de la capacidad de generación en comparación con la potencia del sistema eléctrico, es necesario verificar las direcciones mediante análisis de flujo de potencia y cortocircuito, en caso de existir flujos bidireccionales cambia el esquema de protección y la metodología utilizada. Trabajos futuros deberían considerar este particular.

## 5. REFERENCIAS

ARCERNNR. (2021). Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021.

Bernal Rivera, P. A. (2022). Evaluación de seguridad del sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Elepco S.A mediante análisis de contingencias. Universidad Técnica de Cotopaxi.

Cabrera Buestán, M. C. (2021). Coordinación óptima de protecciones en alimentadores radiales con la presencia de Generación Distribuida. Universidad de Cuenca.

Elcacho, J. (2023). La energía fotovoltaica creció 22% en 2022 en todo el mundo, el doble que el conjunto de renovables. La Vanguardia. <https://www.lavanguardia.com/natural/20230321/8841359/energia-fotovoltaica-crecio-22-2022-mundo-doble-conjunto-renovables.html#:~:text=Energía solar%3A La solar fotovoltaica,la electricidad solar en 2022.&text=Bioenergía%3A La expansión se desaceleró,%2C1 GW en 2021>.

Electrocables. (2018). Catálogo de Productos.

Guano Sinchiguano, X. A. (2017). Coordinación de las protecciones de sobrecorrientes del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a una red en anillo. Escuela Politécnica Nacional.

IEEE Std 242. (2001). Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. In The International Journal of Electrical Engineering & Education (Vol. 15, Issue 2).

Merla Ibarra, A. de J. (2018). Simulación y Protección de Sistemas Eléctricos de Distribución tipo radial mediante Etap con y sin Generación Distribuida. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero.

Morales Vallejo, J. A. (2007). Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida. Instituto Politécnico Nacional.

Morante del Rosario, E. J., & Salcán Reyes, P. B. (2019). Coordinación de Protecciones usando técnicas de optimización en Sistemas de Distribución considerando distintos escenarios incluyendo Generación Distribuida y elaboración de esquema de Automatismo para Reprogramación de Relés de Protección. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Muñoz, J. P., Rojas Moncayo, M. V., & Barreto Calle, C. R. (2018). Incentivo a la Generación Distribuida en el Ecuador. Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología.

NASA. (n.d.). NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources. The Power Project. <https://power.larc.nasa.gov/>  
Ramírez Castaño, S. (2003). Protección de Sistemas Eléctricos. In Universidad Nacional de Colombia Manizales: Vol. Primera Ed.

Sánchez de la Cruz, J. D., Balderramo Vélez, N. R., Llosas Albuérne, Y., & Pico Mera, G. E. (2018). Trascendencia de la generación distribuida (GD) y el uso de las redes inteligentes. Revista de Investigaciones En Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT ISSN: 2588-0721, 3(2).

Soria Colina, M. S. (2016). Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución considerando el ingreso de Generación Distribuida. Escuela Politécnica Nacional.

Vaca, D., & Ordóñez, F. (2020). Mapa Solar del Ecuador 2019. Scinergy.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2023). Panorama energético de América Latina y El Caribe 2023.



# Análisis econométrico de la calidad del servicio eléctrico de distribución: Un enfoque en SAIDI y SAIFI

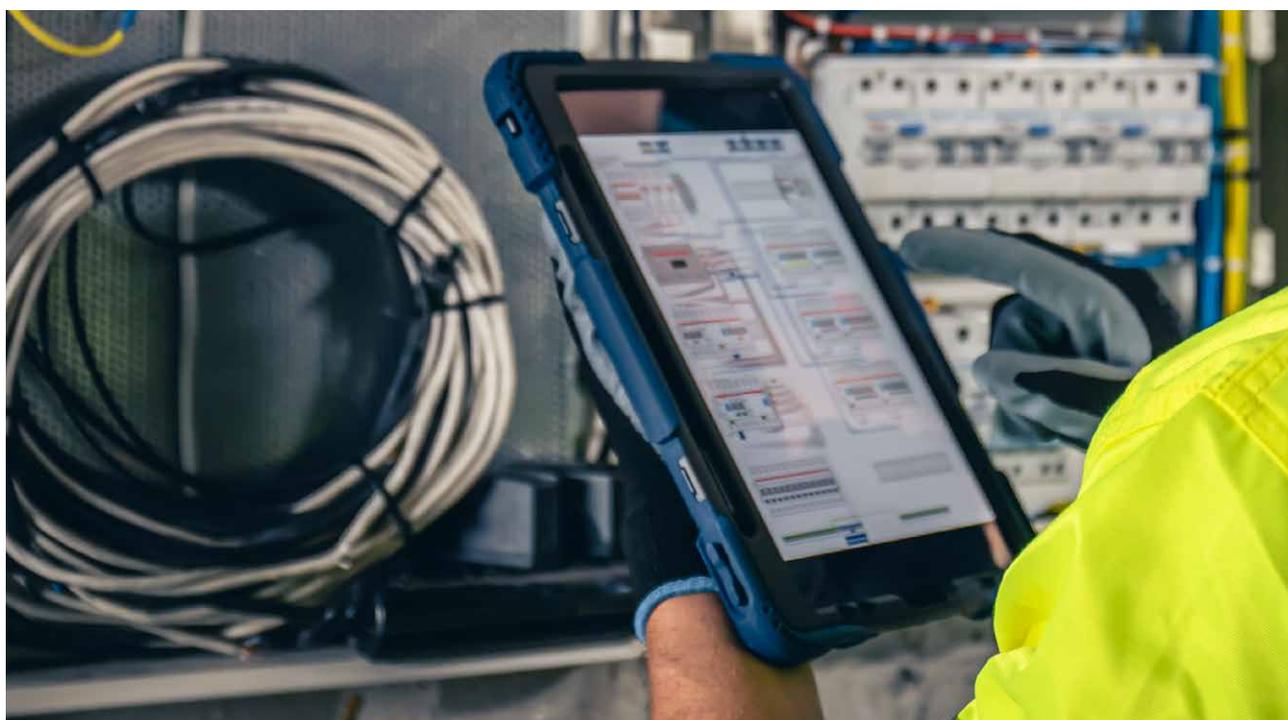
Econometric analysis of the quality of electric distribution service: A focus on SAIDI and SAIFI.

Víctor Lisandro Napoleón Zurita<sup>1</sup>, Débora Belén Malisani<sup>2</sup>, Claudio Guidi<sup>3</sup>, Juan López Meyer<sup>4</sup>

Recibido: 22/04/2024 y Aceptado: 25/06/2024

ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2024

ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



75

---

1. Víctor Napoleón Zurita  
Consultora BA ENERGY SOLUTIONS, Argentina  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7335-2726>  
2. Débora Malisani  
Consultora BA ENERGY SOLUTIONS, Argentina  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-3191-1699>  
3. Claudio Guidi  
Consultora BA ENERGY SOLUTIONS, Argentina  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6387-2143>  
4. Juan López Meyer  
Consultora BA ENERGY SOLUTIONS, Argentina  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-5563-7232>



## Resumen

Este estudio se centra en el análisis de la calidad del servicio eléctrico, utilizando modelos econométricos para vincular SAIDI y SAIFI con los ingresos permitidos para la distribuidora (Valor Agregado de Distribución, VAD), las pérdidas de energía eléctrica y la densidad de clientes. Con datos de 30 empresas distribuidoras de energía eléctrica de 8 países de Latinoamérica durante 2018-2022, los resultados revelan relaciones significativas. Un aumento en VAD del periodo anterior se asocia con una disminución en SAIDI y SAIFI, mientras que un incremento en Pérdidas de energía eléctrica (%) se relaciona con un aumento en SAIDI y SAIFI. La Densidad de clientes muestra una asociación inversa en ambos indicadores. Destacando la relevancia de estos hallazgos para la toma de decisiones en el sector eléctrico, se sugiere una atención especial a estrategias que minimicen pérdidas y mejoren la gestión de la infraestructura en áreas con diferentes densidades de clientes. Este trabajo no solo contribuye al entendimiento global de la calidad del servicio eléctrico, sino que también proporciona conocimientos aplicables a empresas y formuladores de políticas a nivel internacional.

**PALABRAS CLAVE:** Servicios eléctricos; Econometría; Medidas de rendimiento; Pérdida de energía; Industria eléctrica.

## Abstract

77

*This study focuses on the analysis of electric service quality, using econometric models to link SAIDI and SAIFI with the allowed revenues for the distributor (Value Added of Distribution, VAD), electric energy losses, and customer density. With data from 30 electric utility companies from 8 Latin American countries during 2018-2022, the results reveal significant relationships. An increase in VAD from the previous period is associated with a decrease in SAIDI and SAIFI, while an increase in electric energy losses (%) is related to an increase in both SAIDI and SAIFI. Customer density shows an inverse association in both indicators. Highlighting the relevance of these findings for decision-making in the electric sector, special attention is suggested towards strategies that minimize losses and improve infrastructure management in areas with varying customer densities. This work not only contributes to the global understanding of electric service quality but also provides insights applicable to companies and policymakers internationally.*

**KEYWORDS:** Electricity services; Econometrics; Performance measures; Energy loss; Electric industry

# 1. INTRODUCCIÓN

La calidad del servicio eléctrico desempeña un papel crucial en el funcionamiento eficiente de las sociedades a nivel global. En un mundo cada vez más dependiente de la energía, comprender los factores que afectan la fiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico permite considerar y analizar nueva información clave para la toma de decisiones.

Este estudio realiza un análisis econométrico de los indicadores de calidad de servicio SAIDI (Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario) y SAIFI (Frecuencia Media de Interrupción por usuario) con el fin de analizar y cuantificar su relación con el Valor Agregado de Distribución (VAD), el nivel de Pérdidas Totales y la Densidad de clientes, los cuales resultan aspectos de interés tanto para las distribuidoras como para los entes reguladores. El análisis se basa en un panel de datos que abarca a 30 empresas distribuidoras de energía

eléctrica desde 2018 hasta 2022, desarrollando dos modelos econométricos que vinculan SAIDI y SAIFI con el Valor Agregado de Distribución (VAD), Pérdidas y Densidad de clientes. El conjunto de empresas latinoamericanas proporciona una perspectiva regional sobre las dinámicas de calidad del servicio eléctrico.

A medida que las empresas enfrentan desafíos para mantener la calidad del servicio en un entorno en constante cambio, entender las complejas interconexiones entre factores técnico-económicos y calidad del servicio eléctrico se convierte en un imperativo.

78

## 2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se presenta una breve revisión de la literatura sobre calidad de servicio, algunas definiciones técnicas y se indaga sobre las relaciones entre las variables consideradas.

### 2.1 Breve revisión de la literatura sobre calidad del servicio eléctrico.

La calidad de servicio puede definirse como las características<sup>5</sup> que presenta el servicio eléctrico brindado por las distribuidoras, la cual generalmente se evalúa a través de una serie de indicadores de desempeño que monitorean los aspectos técnicos y comerciales de la prestación. En general, las normas técnicas de calidad de servicio suelen considerar los siguientes aspectos:

- Calidad del Servicio Técnico (Frecuencia y duración de las interrupciones)
- Calidad del Producto Técnico (Nivel de tensión y perturbaciones)
- Calidad del Servicio Comercial (Tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago)

---

5.- Continuidad y calidad de la onda.

Este trabajo se enfoca en la calidad del servicio técnico (continuidad del servicio) la cual se mide a través de los indicadores SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Según la Norma IEEE 1366 el indicador SAIDI refiere a la duración promedio de las interrupciones, y el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) a la frecuencia media de las interrupciones. La calidad de servicio adquiere una relevancia mayor en la actualidad debido a los desafíos que presenta la transición energética a las distribuidoras eléctricas y a los entes reguladores a medida que se electrifican consumos, se amplía la generación distribuida y se incorporan nuevas tecnologías. Es importante señalar que la calidad de servicio se encuentra asociada a distintos niveles de inversión y mantenimiento en infraestructura (Levy & Carrasco, 2020) y por ende a los incentivos que otorguen los marcos regulatorios. Si las regulaciones se enfocan en minimizar los costos de la distribución para cierto nivel de calidad de servicio, menores inversiones pueden afectar los niveles de confiabilidad (ADELAT, 2023).

En este contexto, si bien América Latina avanzó en la cobertura de la provisión eléctrica, también es importante que el servicio eléctrico se encuentre disponible y sea de buena calidad debido a que niveles de calidad bajos tienen efectos negativos no solo en la satisfacción del cliente sino también en la productividad (Levy & Carrasco, 2020).

Un diagnóstico sobre la calidad de servicio en América Latina es el realizado por (Levy & Carrasco, 2020) donde comparan las regulaciones de distintos países y analizan los principales indicadores de calidad de servicio. Como resultado general encuentran que, si bien hubo avances regulatorios, no se evidenció una tendencia clara de mejora en la duración de las interrupciones o en la cantidad y que además estos valores fueron muy superiores a los que se encuentran en países fuera de la región.

Respecto al impacto de la regulación en la calidad eléctrica, (Weiss, y otros, 2021) realizan un ejercicio econométrico para analizar si cambios regulatorios implementados para mejorar la calidad del servicio tuvieron algún impacto en

SAIDI y SAIFI utilizando datos de distribuidoras eléctricas de América Latina y el Caribe para el período 2003-2019. Como resultado encuentran que los niveles de SAIDI y SAIFI se reducen luego de implementados los cambios regulatorios, aunque habiendo diferencias entre empresas públicas y privadas debido a que las primeras presentan promedios más altos de SAIDI y SAIFI mientras que las últimas valores más dispersos.

Al analizar literatura que relacione los indicadores SAIDI y SAIFI con otros indicadores técnicos se encuentran los trabajos de Guitiérrez Moya (2003) y Acevedo Wogl (2018). En el primero la autora construye un modelo econométrico para estudiar los factores que contribuyen a explicar la calidad del servicio de suministro eléctrico en España, utilizando el índice de continuidad del suministro de energía eléctrica (TIEPI) y encuentra que los factores principales que influyen en la disminución del TIEPI serían la potencia instalada en las centrales eléctricas, el número de empleados de las compañías y el número de clientes a quienes en potencia podrían dejar sin suministro eléctrico. Por su lado, Acevedo Wogl (2018) también realiza un modelo econométrico para estudiar la influencia del VAD, el pago por compensaciones a los usuarios y el tipo de propiedad de la empresa regulada en la calidad del suministro eléctrico. Como resultado general encuentra que mayores valores de VAD ayudan a disminuir el SAIFI y SAIDI.

## 2.2 Explicación de relación entre variables seleccionadas

Si bien en el punto 5.1 se analiza estadísticamente la relación entre variables utilizando los datos recopilados, en este punto se indaga sobre las vinculaciones que se encontrarían a priori entre las variables seleccionadas.

Como se menciona en la sección 3.1 la calidad de servicio se define como las características que presenta el servicio eléctrico brindado por las distribuidoras. Por su lado, en el sector eléctrico el concepto de Valor Agregado de Distribución (VAD) se refiere a la remuneración que reciben las distribuidoras eléctricas por poner a disposición el uso de sus instalaciones de distribución en su área de concesión. Estas instalaciones incluyen redes de distribución, transformadores, sistemas de medición y otros componentes. Además, el VAD cubre los costos de administración, comercialización, operación y mantenimiento de dichas instalaciones.

La relación negativa entre indicadores de calidad de servicio y el VAD puede estar vinculada a:

- CAPEX/OPEX: bajos niveles de VAD podrían generar falta de recursos para realizar las inversiones en actualización de la red eléctrica y realizar acciones de mantenimiento preventivo y predictivo.
- Gestión del talento: Menores ingresos podrían afectar la incorporación y retención del personal idóneo y la formación del personal. La falta de personal capacitado y la incapacidad actualizarse con las mejores prácticas puede impactar en el nivel de desempeño.

Un indicador clave para evaluar la eficiencia y la economía de la distribución eléctrica en una determinada área es el indicador de densidad de clientes con relación a la infraestructura de red, el cual refiere al número de clientes o usuarios conectados a la red eléctrica por unidad de longitud (generalmente kilómetro) de la red. Una mayor densidad de clientes por kilómetro de red eléctrica generalmente implica un uso más eficiente de los recursos de la distribuidora.

La relación negativa entre los indicadores de calidad de servicio y la densidad de clientes puede atribuirse a:

- Menor posibilidad de redundancia en la infraestructura eléctrica: La baja densidad podría no justificar la existencia respaldos para el suministro de energía, lo que podría aumentar la vulnerabilidad de la red ante fallas.
- Incentivos económicos: En áreas con menor densidad, podrían presentarse menos incentivos económicos para invertir adecuadamente.
- Tiempos de respuesta más lentos: En regiones con baja densidad de clientes, es probable que existan áreas remotas con difícil acceso y por consiguiente tiempos de respuesta mayores

Por su lado, las pérdidas de energía eléctrica técnicas (PT) y no técnicas (PNT) representan la diferencia entre la cantidad de electricidad que ingresa a la red y aquella que es entregada y facturada para consumo final. De esta manera, un menor nivel de pérdidas contribuye a la eficiencia y la sostenibilidad financiera de las distribuidoras.

La relación positiva entre los indicadores de calidad de servicio y las pérdidas de energía (PT y PNT) podría estar vinculada a los siguientes factores:

- Hurto de energía: a menudo están asociados con conexiones ilegales o manipulación de medidores, lo que puede provocar interrupciones no planificadas y afectar los indicadores de calidad de servicio.
- Infraestructura: un nivel elevado de pérdidas eléctricas generalmente sobrecarga las instalaciones, en particular en redes antiguas, obsoletas o con problemas de mantenimiento. Esto podría resultar en indicadores de calidad de servicio más elevados.
- Asignación ineficiente de costos: Las pérdidas eléctricas generan costos adicionales de O&M lo que podría llevar a menor mantenimiento preventivo e inversión en infraestructura.

## 3. METODOLOGÍA

Esta sección tiene como objetivo principal caracterizar la metodología empleada en el presente estudio. En este sentido, se aborda la caracterización de la base de datos utilizada, se lleva a cabo un análisis estadístico descriptivo de las variables consideradas, y se detallan las fuentes consultadas. Posteriormente, se

describen los modelos econométricos propuestos y ajustes estadísticos realizados, ofreciendo así un contexto adecuado para su comprensión. También se detalla la metodología de cálculo del Valor Agregado de Distribución, Pérdidas de energía y Densidad de clientes.

### 3.1 Datos

La investigación se basa en un extenso panel de datos recopilados de 30 empresas distribuidoras de energía eléctrica de 8 países de Latinoamérica, abarcando el período comprendido entre 2018 y 2022. La información se obtuvo de diversas fuentes públicas y confiables, como estados contables, memorias anuales e informes oficiales, asegurando la robustez y validez de los datos

analizados. El listado de países y empresas que integran el panel de datos se encuentra en la sección 7 Anexos (pág. 12).

**Tabla 1.** Estadísticos descriptivos del panel de datos

Variable	Unidad	Media	Desvío Estándar	Mínimo	Máximo
<b>SAIFI</b>	Interrupciones/Cliente	7,82	4,01	1,30	19,17
<b>SAIDI</b>	Horas/Interrupción	15,09	8,15	2,42	42,21
<b>VAD</b>	U\$/MWh	44,21	19,80	9,76	95,42
<b>Pérdidas</b>	%	11,8%	4,1%	4,6%	24,0%
<b>Densidad</b>	Cliente/kmMT	110,24	92,90	30,84	371,44

### 3.2 Modelos econométricos

Para evaluar la calidad del servicio eléctrico se plantearon dos modelos econométricos de datos de panel:

$$\begin{aligned}
 &SAIDI(VAD, Pérdidas, Densidad) \\
 &= \alpha 1 \times VAD_{i(t-1)} + \alpha 2 \times Pérdidas_{i(t)} + \alpha 3 \times Densidad_{i(t)} + \lambda_{i(t)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &SAIFI(VAD, Pérdidas, Densidad) \\
 &= \beta 1 \times VAD_{i(t-2)} + \beta 2 \times Pérdidas_{i(t)} + \beta 3 \times Densidad_{i(t)} + \mu_{i(t)}
 \end{aligned}$$

Donde:

- SAIDI: Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario (hr/año)
- SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario (#/año)
- VAD: Valor Agregado de Distribución (US\$/MWh-año)

- Pérdidas: Diferencia entre la compra y venta de energía eléctrica (%)
- Densidad de los clientes: Clientes por unidad de medida de la longitud de red de media tensión (Clientes/km red MT).

Estos modelos permiten analizar cómo las variables explicativas (VAD, Pérdidas y Densidad de los clientes) influyen en los indicadores de calidad del servicio eléctrico (SAIDI y SAIFI) para cada empresa  $i$  en el tiempo  $t$ .

### Ajustes Estadísticos

La aplicación de ajustes estadísticos desempeña un papel crucial en garantizar la solidez y la fiabilidad de los resultados obtenidos a partir de los modelos econométricos propuestos. Estos ajustes responden a la necesidad de abordar posibles desafíos y complejidades inherentes a los datos recopilados de las 30 empresas distribuidoras en un periodo de 5 años.

En una primera etapa, con base en la prueba de Hausman se evaluó si los modelos debían ser de efectos fijos o aleatorios (Wooldridge, 2010). Tal prueba determinó la correspondencia de efectos fijos<sup>6</sup>; los cuales sirven para modelar adecuadamente las particularidades individuales de cada empresa, permitiendo una interpretación más precisa de las relaciones entre las variables.

Seguidamente, se evaluó en ambos modelos la presencia de heterocedasticidad (Test modificado de Wald) y autocorrelación (Test Wooldridge) para su posterior corrección (Wooldridge, 2010). La heterocedasticidad consiste en la presencia de variaciones no constantes en la varianza de los errores en los modelos econométricos. La

corrección por heterocedasticidad asegura que la estimación de los parámetros sea consistente, considerando posibles cambios en la dispersión de los errores a lo largo del tiempo o entre las empresas analizadas. Por otra parte, la autocorrelación implica la existencia de patrones temporales en los errores del modelo, indicando que las observaciones en momentos sucesivos están correlacionadas. En este contexto, corregir la autocorrelación es esencial para evitar sesgos en las estimaciones y garantizar la validez de las inferencias realizadas a partir de los modelos econométricos.

Como conclusión de las pruebas realizadas resultó que ambos modelos sean de efectos fijos ajustado por heterocedasticidad y autocorrelación. Estos ajustes no solo mejoran la calidad de los modelos econométricos, sino que también permiten una interpretación más precisa de las relaciones entre las variables, contribuyendo así a la validez y la robustez de la investigación sobre la calidad del servicio eléctrico en la región latinoamericana.

### Software Utilizado

Para implementar los modelos econométricos y realizar ajustes estadísticos, se empleó el software estadístico Stata. Esto garantiza la precisión y la replicabilidad de los análisis realizados.

### 3.3 Valor agregado de distribución

Se determinó un VAD global de cada distribuidora en cada año, sobre la base de información pública mediante la siguiente ecuación matemática:

$$VAD = \frac{(\$Ingresos - \$GAbastecimiento)}{E^{Vendida}}$$

6.- Este modelo supone que el error puede descomponerse en dos partes, una parte fija constante en el tiempo para cada distribuidora y una parte aleatoria que cumple los supuestos de mínimos cuadrados ordinarios (Montero, 2011).

Donde:

- **\$Ingresos** : Facturación total anual por venta de energía u potencia a clientes finales en US\$.
- **\$Abastecimiento** : Gasto total anual de abastecimiento por compras de energía y potencia (Incluyendo Transporte) en US\$.
- **E<sup>vendida</sup>** : Energía total anual vendida a los clientes (en MWh).

de una distribuidora superan las reconocidas en las tarifas, el VAD estimado resultará subestimado, lo que no refleja completamente los costos operativos reales soportados por la distribuidora para mantener y operar la red eléctrica.

Se debe tener en cuenta que esta metodología es una aproximación al VAD ya que las pérdidas de energía eléctrica podrían distorsionar el resultado obtenido. Específicamente, si las pérdidas reales

### 3.4 Pérdidas de energía

---

En caso de que las pérdidas globales de energía eléctrica que no estuvieron explicitadas directamente, las mismas se determinaron sobre

la base de información pública mediante la siguiente ecuación matemática:

$$\%PE = \frac{(E^{Compra} - E^{vendida})}{E^{Compra}}$$

83

Donde:

- **E<sup>compra</sup>** : Energía total anual comprada por la distribuidora, es decir la energía ingresada a sus redes (en MWh)
- **E<sup>vendida</sup>** : Energía total anual vendida a los clientes (en MWh)

El %PE se ha referido a la energía ingresada a las redes de la distribuidora.

### 3.5 Densidad de clientes

---

La variable Densidad de clientes se construye para cuantificar la concentración de usuarios servidos por kilómetro de red de media tensión. Esta métrica es esencial para evaluar cómo la

distribución geográfica de los clientes afecta la eficiencia operativa y la calidad del servicio eléctrico.

$$Densidad\ de\ los\ clientes = \frac{Número\ de\ Clientes}{Longitud\ de\ la\ Red\ de\ Media\ Tensión}$$

## 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de modelos econométricos diseñados para explorar la relación entre las variables explicativas y las variables objetivo. A través de gráficos de dispersión y análisis estadísticos, se evalúan cómo estas variables influyen en la calidad del servicio eléctrico en Latinoamérica. Este análisis no solo busca verificar hipótesis específicas

sobre los determinantes de la calidad del servicio (ver 3.2 Explicación de relación entre variables seleccionadas) sino también identificar patrones y tendencias que aporten a la comprensión del sector eléctrico en la región.

### 4.1 Exploración de relaciones entre variables

La comprensión de las interacciones entre las variables explicativas (VAD, Pérdidas, y Densidad de clientes) y las variables explicadas (SAIDI y SAIFI) es fundamental para desentrañar los factores que inciden en la calidad del servicio eléctrico. A continuación, presentamos una serie de gráficos de dispersión con ajustes lineales que

ilustran la naturaleza de estas relaciones. Estos gráficos permiten visualizar tendencias, identificar patrones y anticipar el comportamiento de las variables bajo estudio.

84

Gráfico 1. VAD y SAIDI /SAIFI

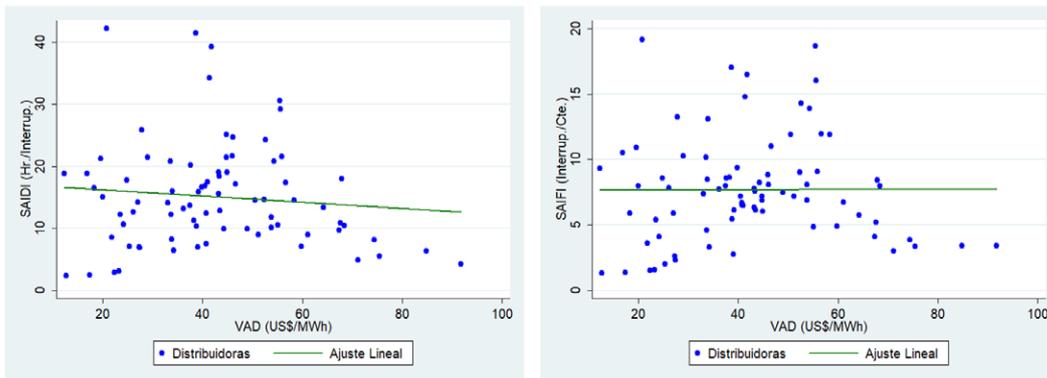
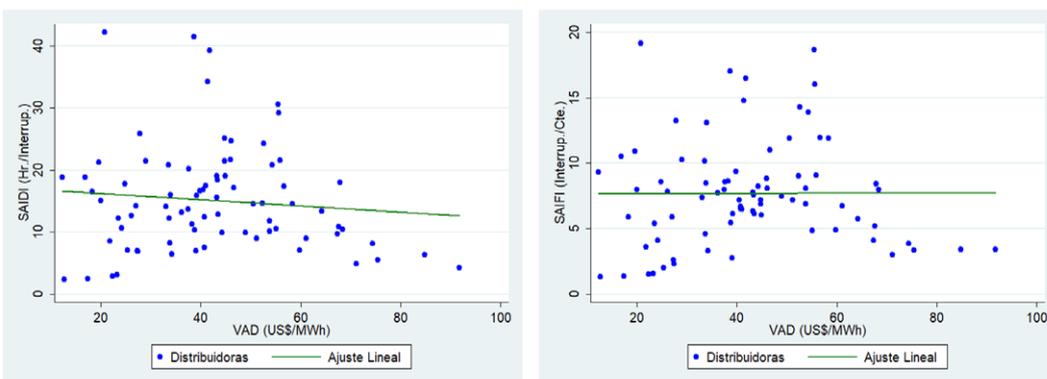
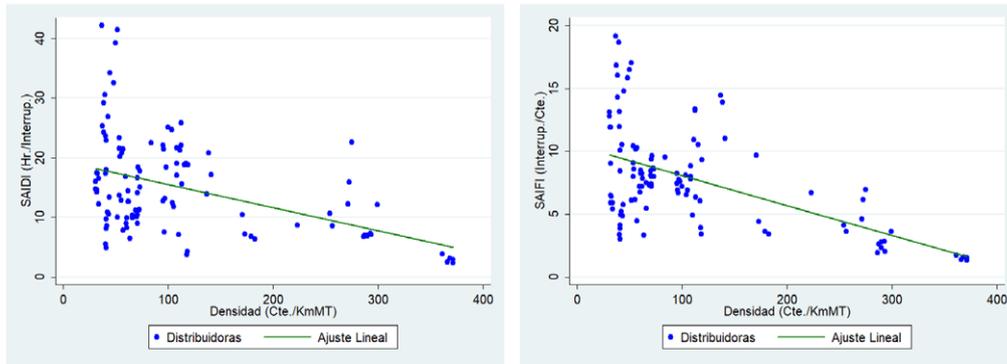


Gráfico 2. Pérdidas y SAIDI /SAIFI



**Gráfico 3.** Densidad y SAIDI /SAIFI



Cada gráfico de dispersión viene acompañado de una línea de ajuste lineal, la cual ha sido calculada mediante el método de mínimos cuadrados. Este ajuste proporciona una representación visual de la relación promedio entre variables, permitiendo apreciar de manera clara y directa la dirección y fuerza de la asociación entre ellas.

- Relación entre VAD-1<sup>7</sup> y SAIDI/SAIFI: A mayores niveles de VAD, mejora la calidad del servicio eléctrico, reflejada en valores más bajos de SAIDI y SAIFI (gráfico 1).

- Relación entre Pérdidas y SAIDI/SAIFI: A mayor porcentaje de pérdidas, mayores serán los valores de SAIDI y SAIFI, sugiriendo una relación directa entre la eficiencia en la gestión de la energía y la fiabilidad del suministro eléctrico (gráfico 2).

- Relación entre Densidad de clientes y SAIDI/SAIFI: Una mayor densidad de clientes está asociada con menores valores de SAIDI y SAIFI, lo cual implicaría una mayor eficiencia en la operación y mantenimiento de la red de distribución (gráfico 3).

85

## 5.2 Modelo SAIDI

El modelo SAIDI revela relaciones significativas entre las variables explicativas y el tiempo total

promedio de interrupción por usuario. Los coeficientes estimados son los siguientes:

**Tabla 2.** Especificación del modelo SAIDI

Variable	SAIDI	
	Coefficiente	P-valor
VAD-1	-0,0819086	0,031**
Pérdidas	73,6417	0,003***
Densidad	-0,0354723	0,000***
Constante	13,41008	0,001***

\*\*significatividad al 5% de confianza. \*\*\*significatividad al 2% de confianza.

De los resultados hallados se deducen las siguientes interpretaciones de los coeficientes:

- El incremento en una unidad de VAD (US\$/MWh) del periodo anterior se relaciona con una disminución de 0,0819 horas anuales (4:54 minutos) del SAIDI.
- El incremento de un punto porcentual de

Pérdidas (%) se relaciona con un incremento de 0,7364 horas anuales (44:11 minutos) de SAIDI.

- El incremento de una unidad de Densidad de clientes (cliente/kmMT) se relaciona con una disminución de 0,0355 horas anuales (2:07 minutos) de SAIDI.

7.- En esta primera instancia de exploración gráfica de los datos se presume que la vinculación de los indicadores de calidad podría darse con los ingresos permitidos del año anterior, reflejando de este modo el efecto rezagado que podrían tener las inversiones y tareas de mantenimiento en el desempeño de tales indicadores.

### 5.3 Modelo SAIFI

El modelo SAIFI muestra relaciones independientes y la frecuencia media de estadísticamente significativas entre las variables interrupción por usuario:

**Tabla 3.** Especificación del modelo SAIFI

Variable	SAIFI	
	Coefficiente	P-valor
VAD-2	-0,0497023	0,000***
Pérdidas	34,65065	0,000***
Densidad	-0,0216012	0,000***
Constante	7,415603	0,000***

\*\*\*significatividad al 2% de confianza.

De los resultados hallados se deducen las siguientes interpretaciones de los coeficientes:

- El incremento en una unidad de VAD (US\$/MWh) de dos periodos anteriores se relaciona con una disminución de 0,0497 en la frecuencia anual del SAIFI.
- El incremento de un punto porcentual de Pérdidas (%) se relaciona con un incremento de 0,3465 en la frecuencia anual del SAIFI.

- El incremento de una unidad de Densidad de clientes (cliente/kmMT) se relaciona con una disminución de 0,0216 en la frecuencia anual del SAIFI.

86

## 5. CONCLUSIONES

Este estudio ha explorado cómo el Valor Agregado de Distribución (VAD), las Pérdidas, y la Densidad de Clientes afectan los indicadores de calidad del servicio eléctrico, SAIDI y SAIFI, en empresas distribuidoras de energía eléctrica en Latinoamérica.

El análisis realizado coincide con los análisis y resultados que encuentra la literatura mencionada en la sección 3, respaldando la relación inversa entre el Valor Agregado de Distribución (VAD) y la frecuencia y duración de las interrupciones (SAIDI y SAIFI). De esta manera, los resultados encontrados aportan evidencia empírica de que inversiones insuficientes o bajos ingresos pueden afectar negativamente la continuidad del servicio. Por otra parte, se confirma que la densidad

de clientes y las pérdidas de energía son determinantes. Menor densidad implica una mayor vulnerabilidad ante fallas, mientras que altas pérdidas se asocian con interrupciones y mantienen una relación positiva con SAIDI y SAIFI.

Estos resultados destacan la importancia de inversiones adecuadas y eficientes en infraestructura eléctrica. La relación significativa entre variables financieras y la calidad del servicio subraya la necesidad de estrategias que minimicen pérdidas y planifiquen la red maximizando la densidad de clientes con relación a la infraestructura de red.

Con base en los resultados y análisis presentados, se sugieren las siguientes orientaciones para

las distribuidoras eléctricas, las cuales deberían ser consideradas como puntos de partida para estudios más profundos y específicos:

1. Gestión eficiente del Valor Agregado de Distribución (VAD): Niveles bajos de VAD están vinculados a problemas de infraestructura y presupuestarios, impactando negativamente la calidad del servicio. Las empresas eléctricas deben asegurarse de contar con los ingresos permitidos necesarios para realizar inversiones adecuadas y eficientes en infraestructura eléctrica, garantizando un equilibrio entre ingresos y gastos. En este sentido se vuelve fundamental el rol de los entes reguladores en fijar tarifas acordes a las necesidades de inversión. Estrategias que minimicen pérdidas y optimicen el Valor Agregado de Distribución (VAD) contribuirán significativamente a mejorar la calidad del servicio, permitiendo que las inversiones no solo se realicen, sino que también se alineen con los objetivos de eficiencia y sostenibilidad.

2. Enfoque en reducción de pérdidas: Altas pérdidas de energía están positivamente relacionadas con interrupciones y afectan negativamente los indicadores de calidad del servicio. En este contexto, las conclusiones del análisis refuerzan la necesidad conocida de que las distribuidoras implementen medidas para reducir las pérdidas de energía, abordando problemas como conexiones ilegales o manipulación de medidores. Esto no solo mejora la calidad del servicio, sino que también optimiza los costos operativos.

3. Optimización de infraestructura: La baja densidad de los clientes en relación con la infraestructura se asocia con mayores interrupciones, sugiriendo problemas de redundancia en la infraestructura eléctrica. Según estos resultados se sugiere que las empresas enfocar en mejorar la densidad de la red, asegurando la existencia de rutas alternativas para el suministro de energía. Esto puede reducir la vulnerabilidad ante fallas y mejorar la continuidad del servicio.

Estas conclusiones no solo se orientan a guiar a las distribuidoras eléctricas hacia prácticas y estrategias que mejoren la calidad del servicio, sino que también optimicen la eficiencia operativa y la sostenibilidad financiera.

Sin perjuicio de lo antedicho, se reconocen ciertas limitaciones que podrían influir en la interpretación de los resultados:

- Generalización a otras regiones: Los resultados y conclusiones se basan en datos específicos de empresas latinoamericanas. La aplicabilidad directa a otras regiones debe abordarse con precaución, dada la variabilidad en las infraestructuras y prácticas de distribución de energía.

- Variables no consideradas: A pesar de la inclusión de variables significativas, existen otros factores que podrían influir en la calidad del servicio eléctrico y que no se han considerado en este análisis. Explorar estas variables adicionales podría ofrecer una visión más completa.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

Acevedo Wogl, J. (2018). Influencia de la tarifa, el pago de compensaciones y el tipo de empresa sobre la calidad del suministro eléctrico por interrupciones en el sistema de distribución de media tensión urbano. Pontificia Universidad Católica del Perú.

ADELAT. (2023). Desafíos y perfeccionamientos regulatorios. ADELAT.

Gutiérrez Moya, E. (2003). Un modelo explicativo de la continuidad del servicio eléctrico en España. V Congreso de Ingeniería de Organización Valladolid-Burgos.

Levy, A., & Carrasco, J. (2020). Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo.

Montero, R. (2011). Efectos fijos o aleatorios: test de especificación. Documentos de Trabajo en Economía Aplicada. Universidad de Granada. España.

Weiss, M., Ravillard, P., Sanin, M., Carvaja, F., Daltro, Y., Chueca, E., & Hallack, M. (2021). Impacto de la regulación en la calidad del servicio de distribución de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe. Banco Interamericano de Desarrollo.



Wooldridge, J. (2010). Econometric analysis of cross section and panel data.

## 7. ANEXOS

Países	Distribuidoras
<b>Argentina</b>	EDEA
	EDELAP
	EDEN
	EDENOR
	EDES
	EDESA
	EDESUR
	EDET
<b>Brasil</b>	AES ELETROPAULO LIGHT
<b>Chile</b>	Chilectra
<b>Colombia</b>	CENS
	EEP
	ESSA
<b>Ecuador</b>	E.E. Centro Sur
<b>Guatemala</b>	EEGSA
<b>Panamá</b>	EDECHI
	EDEMET
	ELEKTRA (ENSA)
<b>Perú</b>	ELECTRO ORIENTE
	ELECTRO PUNO
	ELECTRO SUR ESTE
	ELECTRODUNAS
	ELECTROSUR
	ENEL PERÚ
	ENOSA
	ENSA
	HIDRANDINA
	LUZ DEL SUR
	SEAL



# Eficiencia y emisiones del motor de combustión interna de encendido por compresión impulsado por aceites vegetales

Efficiency and emissions of the compression-ignition internal combustion engine powered by vegetable oils

Nury Sanchez Hernandez<sup>1</sup> y Abdel Galvez<sup>2</sup>

Recibido: 29/02/2024 y Aceptado: 11/07/2024  
ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2024  
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



---

1.- MAN ENERGY SOLUTIONS, Alemania  
Regional Sales Manager (LATAM) (Retrofits & Upgrades)  
nury\_lizbeth@yahoo.com

2.- Sinergia Ingenieria, S.A.  
Managing Director  
abdel.galvez@gmail.com



## Resumen

Las nuevas estrategias energéticas que tienen los diferentes países a nivel mundial suponen un reto e impulso para las industrias y los investigadores, obligándolos a encontrar nuevas soluciones para satisfacer la demanda energética atendiendo las nuevas demandas ambientales. El uso de aceites vegetales y aceites de cocina usados se ha estudiado últimamente como combustibles alternativos para motores diésel en algunas aplicaciones como el transporte, la generación de energía, la propulsión híbrida o marina. La Organización de las Naciones Unidas (ONU), tiene como objetivo limitar el calentamiento global a 1,5 °C, para lograr esta tarea, se requerirían transiciones “rápidas y de gran alcance” en tierra, energía, industria, edificios, transporte y ciudades. Las emisiones netas globales de CO<sub>2</sub> producido por el hombre tendrían que reducirse en un 45% para 2030 con respecto a los niveles de 2010, y continuarían disminuyendo hasta alcanzar el “cero neto” alrededor de 2050. Hay que tener en cuenta que los aceites vegetales se pueden producir en casi todas partes en plantas relativamente pequeñas y en cuanto a los aceites de cocina usados, estaríamos contribuyendo con el uso de un material de desecho que debe ser eliminado. El presente trabajo se centrará en una revisión bibliográfica de artículos científicos, así como de literatura de relevancia para el tema estudiado buscando enfocarse en las soluciones que presenta el mercado utilizando motores de combustión interna cuyo combustible es a base de aceites vegetales.

**PALABRAS CLAVE:** Generación de energía, Biocombustibles, Aceites Vegetales, Motores de Combustión Interna (CI) de encendido por compresión, SVO (Aceite Vegetal Puro), WCO (aceite de cocina usado), HVO (Aceite Vegetal Hidrogenado).

93

## Abstract

*The new energy strategies that different countries have worldwide entail a challenge and impulse for industries and researchers, forcing them to find new solutions to meet energy demand by meeting new environmental demands. The use of vegetable oils and used cooking oils are studied lately as alternative fuels for diesel engines in some applications such as transportation, power generation, hybrid or marine propulsion. The United Nations (UN), aims to limit global warming to 1.5 °C, to achieve this task, would require “rapid and far-reaching” transitions in land, energy, industry, buildings, transport and cities. Global net emissions of man-made CO<sub>2</sub> would have to be reduced by 45% by 2030 from 2010 levels, and continue to decline until reaching “net zero” by about 2050. Keep in mind that vegetable oils can be produced almost everywhere in relatively small plants and as for used cooking oils, we would be contributing with the use of a waste material that must be eliminated. The present work will focus on a bibliographic review of scientific articles, as well as literature of relevance to the subject studied seeking to focus on the solutions presented by the market using internal combustion engines whose fuel is based on vegetable oils.*

**KEYWORDS:** Power Generation, Biofuels, Vegetable Oils, Compression-Ignition Internal Combustion, Engines (IC), SVO (Straight Vegetable Oil), WCO (Waste Cooking Oil), HVO (Hydrogenated Vegetable Oil).

## 1. INTRODUCCIÓN

Los biocombustibles líquidos son conocidos desde el comienzo de la revolución industrial. Biocombustibles se derivan de un material biológico y puede ser producido desde cualquier fuente de carbón, usualmente plantas, pero también las hay de origen animal. Las fuentes típicas de biocombustible líquido probadas son aceites de varias semillas aceiteras, tales como el aceite de palma, estearina de palma, aceite de colza, aceite de girasol y aceite de jatropha (piñón) también como aceites no vegetales y grasas del pescado, aves de corral y animales terrestres. Biocombustibles líquidos altamente refinados, como los producidos a través de la transesterificación de aceites vegetales o grasas animales son también aprobados en motores de combustión interna. Es en el sistema de alimentación de combustible donde las mayores investigaciones para la mayoría de los motores de velocidades medianas toman lugar.

Las plantas de motores que operan con biocombustible líquido nacen como una alternativa para suplir de una energía estable a la red, ya que algunas soluciones de energía limpias como la generación solar y eólica que dependen directamente de las condiciones climáticas del momento.

Los aceites vegetales usados contienen sólidos y ácidos grasos libres debido a la descomposición del aceite durante el proceso de fritura. Los residuos de aceite usados se vuelven dañinos para el medio ambiente, como contribución a este remedio, la recuperación se convierte en una necesidad.

(Tadashi Murayama, 1995) La utilización de biocombustibles en motores diésel no es una práctica reciente. El motor Diesel original que Rudolph Diesel diseñó funcionaba con aceite vegetal. Usó aceite de maní para alimentar uno de sus motores en la Exposición de París en 1900. En 1911, el Dr. Rudolf Diesel fue citado diciendo: "El motor Diesel puede ser alimentado con aceites vegetales y ayudaría considerablemente en el desarrollo de la agricultura de los países que lo utilizarán".

## 2. ANTECEDENTES

Motivados por el crecimiento de la población, la preocupación por el agotamiento de las reservas de petróleo y por el deterioro ambiental, se ha impulsado el desarrollo de energías alternativas basadas en recursos renovables y menos contaminantes, como la luz solar, las mareas, el agua y la biomasa.

El uso de aceite vegetales para el funcionamiento de los motores de combustión interna es un área en la que se sigue desarrollando investigaciones, a pesar de que su uso ha venido de los años 1900. Es importante conocer las propiedades de los materiales de las piezas que están confeccionados

estos motores y su comportamiento cuando se exponen a las variaciones del aceite vegetal.

Los aceites vegetales se pueden obtener a partir de más de 300 especies vegetales. El hecho de que también se pueda reciclar a partir de la transformación del aceite vegetal usado ha cobrado fuerza ante la necesidad de descartar este aceite, procedente principalmente de negocios de comida frita.

Uno de los datos más relevantes en la historia es que en la década de los 70, muchos países desarrollados enfrentaron una crisis en el

suministro de combustibles derivados del petróleo. Esto desencadenó que se despertara el interés nuevamente por la búsqueda de combustibles alternos.

### **¿Por qué es importante hacer esta investigación?**

Es importante dado que hoy en día tenemos problemas mundiales tanto de calentamiento global, como dependencia del petróleo el cual es controlado por países en específico. Tener el conocimiento de que elementos que son de uso diario y doméstico pueden ser reciclados y aprovechados como fuente de alimentación para motores de combustión nos permite ahorros económicos y reducción en la contaminación

del medio ambiente. El proceso de obtener aceite vegetal también es menos complejo que el del petróleo, lo que permite que países no desarrollados puedan producir su biocombustible y se podría buscar una independencia del monopolio de combustibles fósiles que se tiene.

## **3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

95

### **3.1 Objetivo General:**

---

- Reconocer la eficiencia y emisiones del motor de combustión interna de encendido por compresión (MEC) impulsado por aceites vegetales.

### **3.2 Objetivos Específicos:**

---

- Explorar los métodos de uso de aceite vegetal en el motor de combustión: Aceite vegetal directamente empleado (SVO), Uso de aceites residuales de cocina (WCO) y Aceite vegetal hidrogenado (HVO).
- Comparar la eficiencia del motor de combustión impulsado por aceites vegetales versus similares impulsados a diésel.
- Presentar los aspectos relacionados al mantenimiento y ciclo de vida del motor de combustión impulsado con aceites vegetales.
- Mostrar los retos de la temperatura sobre la viscosidad del aceite vegetal y el combustible diésel en el encendido del motor.
- Estudiar el impacto de los aceites vegetales en los motores desde el punto de vista de combustión y control de emisiones

## 4. MOTOR DE COMBUSTIÓN IMPULSADO POR ACEITE VEGETALES ENFOQUE GENERAL.

Los biocombustibles de primera generación para motores diésel se producen a partir de aceites vegetales. Las fuentes de energía renovables y alternativas son cada vez más exigentes y necesarias debido a los aumentos en los precios del petróleo crudo y las emisiones de gases de escape debido a los combustibles fósiles en todo el mundo. En segundo lugar, los biocombustibles producto de aceites vegetales, son renovables ya que las hortalizas que producen semillas oleaginosas se pueden plantar año tras año.

En tercer lugar, son “más verdes” para el medio ambiente, ya que rara vez contienen elementos de azufre en ellos. Esto hace que los estudios de combustibles vegetales se vuelvan actuales entre las diversas investigaciones populares.

Lo mismo ocurre con la evaluación del rendimiento de los motores diésel cuando se alimentan con aceites vegetales. Se han realizado varias investigaciones y los resultados de las pruebas han demostrado que los aceites vegetales son sustitutos factibles del combustible diésel. El principal problema del uso de aceites vegetales en motores diésel es la alta viscosidad de dichos combustibles. Los métodos químicos y térmicos son las dos técnicas para reducir la viscosidad de los aceites vegetales.

El método térmico utiliza el precalentamiento de los combustibles, lo que aumenta la temperatura y reduce la viscosidad. La mezcla de combustible tiene la ventaja de mejorar el uso del combustible de aceite vegetal con un procesamiento mínimo del combustible y sin modificaciones en el motor. Los aceites vegetales poseen casi los mismos valores caloríficos que el combustible diésel. Pero una gran desventaja de los aceites vegetales es su alta viscosidad inherente.

Los motores diésel modernos tienen sistemas de inyección de combustible que son sensibles a los cambios de viscosidad. La alta viscosidad puede conducir a una atomización deficiente del

combustible, a una combustión incompleta, a la coquización de los inyectores de combustible, a la carbonización del anillo y a la acumulación de combustible en los combustibles lubricantes.

Como lo afirma (Vrabie et al, 2016), las grasas y aceites (lípidos) consisten en 95-98% de triglicéridos. Los componentes menores presentes en los aceites incluyen ácidos grasos libres, mono y diglicéridos, fosfolípidos, tocoferoles, esteroides, colorantes naturales, así como compuestos olorosos más o menos volátiles.

Los triglicéridos están compuestos por una molécula de glicerol esterificada con tres moléculas de ácidos grasos similares o diferentes. Una veintena de ácidos grasos se encuentran en la naturaleza y sus numerosas combinaciones posibles con las tres funciones alcoholílicas del glicerol producen una amplia variedad de triglicéridos y, por lo tanto, de aceites.

## 5. MÉTODOS DE UTILIZACIÓN DE ACEITE VEGETAL COMO COMBUSTIBLE:

### 5.1 Aceite vegetal directamente empleado (SVO)

---

El uso de aceites vegetales como combustible diésel depende de los precios del mercado mundial de los productos minerales y, por lo tanto, es de especial interés en la actualidad solo para los países con un gran exceso de producción de aceites vegetales. Es esencial medir tres parámetros característicos para garantizar que el combustible utilizado es realmente aceite vegetal puro y para confirmar el origen vegetal: densidad, viscosidad y valor de yodo.

La especificación de densidad es adecuada para excluir materiales distintos del aceite vegetal o para detectar mezclas de aceite vegetal con otros líquidos (productos derivados del petróleo, glicerol, etc.). La densidad de los aceites vegetales es ligeramente variable entre 900 y 960 kg/m<sup>3</sup>.

La viscosidad de los aceites vegetales directos (SVO) es mucho mayor que la del combustible diésel: aumenta con la longitud de la cadena de carbono. La alta viscosidad de SVO causa una disminución en la tasa de inyección debido a las pérdidas de presiones en las bombas de inyección de combustible, filtros e inyectores, la mala atomización del combustible y la vaporización por parte de los inyectores, lo que conduce a una combustión incompleta dentro de la cámara de combustión.

Esto da como resultado una menor eficiencia termodinámica y un aumento en las emisiones de hollín y las partículas. La viscosidad es un indicador rápido de la calidad del combustible antes de su uso, especialmente si la naturaleza de la materia prima no se conoce bien, o si el aceite podría haberse deteriorado o polimerizado durante el almacenamiento.

Gran cantidad de publicaciones indican que el uso de SVO reduce la vida del motor, a causa de una acumulación de depósitos de carbono dentro

del motor y también por los impactos negativos del SVO sobre el lubricante del motor. Tanto los depósitos de carbono como la acumulación excesiva de SVO en el lubricante son causadas por el alto punto de ebullición y la viscosidad del SVO cuando se compara con el punto de ebullición del combustible diésel.

Comparado con el combustible diésel, todos los aceites vegetales son mucho más viscosos, mucho más reactivos a oxígeno y tienen una mayor temperatura de enturbiamiento y punto de vertido. Los motores diésel con aceites vegetales ofrecen un desempeño y emisiones aceptables en el motor por periodos cortos. El uso a largo plazo genera problemas operativos y de durabilidad.

### 5.1.1 Impacto en la combustión del motor al usar aceites directamente (SV)

**Table 1.** Specifications and operating conditions of the diesel engine.

Model	QC385D
Method of starting	Electric
Type	Three cylinder, vertical water-cooled, four stroke
Cylinder diameter	85 mm
Piston stroke	90 mm
Nominal speed	1500 rpm
Rated power	11 kW
Loading method	Hydraulic loading
Engine load	0 to 24 N-m (0%–100%)
Cooling system	Forced water cooling
Fuel injection pressure	20 ± 0.5 MPa
Fuel filter	C0506 (single stage, paper element)
Lube oil	SAE-40
Lube oil filter	J0810 (single stage, paper element)

La alta viscosidad de los aceites modifica radicalmente los fenómenos asociados a la pulverización del combustible y por tanto el tiempo de combustión, ya perturbado por el bajo índice de cetano de estos aceites, muy por debajo del límite 51 impuesto por la norma Diesel EN 590. Los aceites vegetales contienen cantidades significativas de oxígeno. Sus características de encendido son, por ejemplo, un mal arranque del motor en frío, fallos de encendido y retardo del encendido, y este último incluye una combustión incompleta. Los depósitos de carbón alrededor del orificio de la boquilla, las ranuras superiores del segmento del pistón y los segmentos del pistón son los principales problemas durante el uso de aceite vegetal como combustible.

Además, algunas de las dificultades mencionadas anteriormente se amplificarán aún más con las mejoras en las tecnologías de los motores diésel. El uso directo de aceites vegetales con tecnologías actualmente en desarrollo será cada vez más crítico.

Según (Sisi et al, 2020), se registraron las características de rendimiento y emisión de los combustibles SVO y se compararon con las del combustible diésel puro, este estudio presentado busca atender la demanda por combustible sustentable en la isla de Vanatu.

El par aplicado en el motor se mostró y registró en el software de monitoreo Dynosoft conectado a un transductor de celda de carga electrónica conectado a la unidad de dinamómetro. La configuración experimental, que se muestra en la Figura 1, consistía en un banco de pruebas del motor con tres fuentes de suministro de combustible que constaban de dos cilindros de 2000 ml y uno de 250 ml ubicados sobre el motor y que tenían tres válvulas de salida separadas.

**Table 4.** Kinematic viscosities of the fuels at different temperatures.

Temperature (°C)	Kinematic viscosity (mm <sup>2</sup> /s)				
	Diesel	CPO	VCO	TMO	NGO
37	4.15	29.78	29.80	61.29	49.78
45	3.51	23.54	24.12	44.01	36.91
55	3.14	21.63	19.21	35.03	27.66
60	2.84	16.20	16.61	27.91	23.55
66	2.51	13.58	13.20	22.88	19.78
73	2.27	11.47	11.58	19.65	16.90

En este estudio se emplea un motor QC386D con las siguientes características:

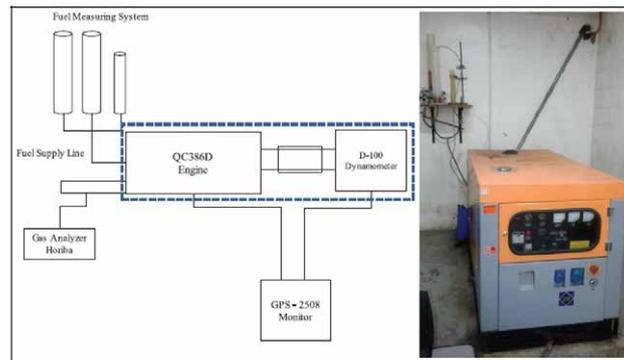


Figure 1. Schematic diagram of the experimental set-up showing the engine and the fuel supply sources (left) and a photograph of the engine along with the fuel supply sources (right).

Cuatro aceites vegetales diferentes: coco, coco virgen, Tamanu y Nangae se obtuvieron de Vanuatu. Los aceites de coco, tamanu y nangae se extrajeron de las nueces secas utilizando el método de prensado de tornillo, mientras que el aceite de coco virgen se extrajo del molino de copra que no se expuso a mucho calor.

Las plantas de Tamanu y Nangae no son comunes y las pruebas de los aceites de estas plantas como SVO contribuirán a los esfuerzos globales

para encontrar nuevos combustibles renovables. Los cuatro aceites anteriores se probaron como aceites vegetales directos por sus propiedades, así como por sus características de rendimiento y emisiones utilizando un motor diésel.

99

### 5.1.2 Metodología

En cada carga ajustada, se registraron lecturas de consumo de combustible en mililitros por segundo, propiedades de los gases de escape con el analizador de gases y los datos de rpm, potencia de frenado, temperatura de los gases de escape, temperatura ambiente, temperatura del aire de admisión, temperatura del refrigerante del motor, torque y presión de aceite que se mostraban en la computadora con el software Dynosoft. Combustibles SVO con la válvula de suministro de combustible diésel cerrada durante el proceso de lectura y registro.

Los combustibles diésel y SVO se utilizaron para impulsar el motor con una relación de compresión constante y rpm variables y se realizaron los análisis de rendimiento y emisiones. En cada prueba, se midieron las rpm, la potencia de frenado, el par, la

temperatura de los gases de escape y las emisiones de gases de escape, en particular monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, dióxido de azufre y oxígeno.

En cada condición de operación, se obtuvieron las características de rendimiento y los niveles de emisión de escape y se repitió el mismo procedimiento para otras cargas. La repetibilidad de las mediciones de emisiones de gases de escape fue del 61%.

Los resultados encontrados, según (Sisi et al), mostraron que la viscosidad cinemática de los SVO es más alta que el diésel, mientras que la densidad para TMO (tamanu oil) resultó ser la más alta de todos los aceites probados y fue aproximadamente un 10 % más alta que el diésel.

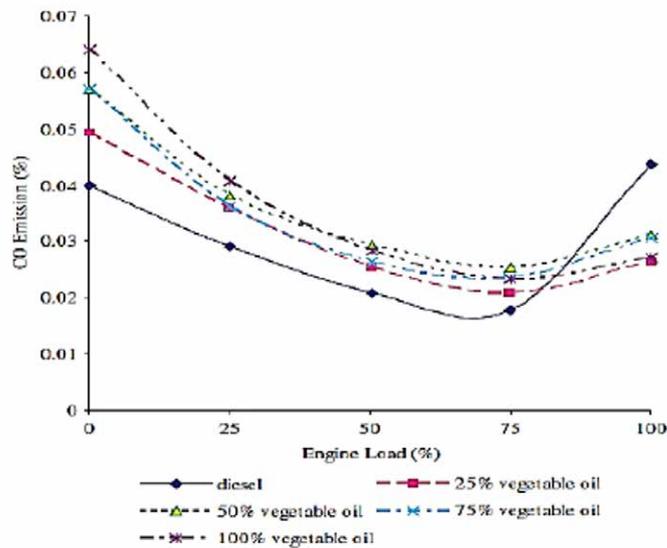


Fig. 5 Comparison of CO emission versus engine power output for different fuels/oil blends [4].

1000 El poder calorífico de todos los SVO es menor que el del diésel, lo que normalmente se debe al mayor contenido de oxígeno de los biocombustibles. Se puede ver que la viscosidad cinemática de todos los SVO disminuye significativamente cuando la temperatura se incrementó de 28 a 73°C. La

reducción de la viscosidad de los SVO fue mayor que la del diésel.

### 5.1.3 Impacto en las emisiones

Debido a la necesidad de adaptar el tiempo de combustión, el uso de aceites vegetales en los motores diésel generalmente conduce a un mayor nivel de Monóxido de carbono (CO), Hidrocarburo (HC) y Materia Particulada (PM). En cambio, debido a su combustión más lenta y a las temperaturas más bajas en la cámara de combustión, los aceites vegetales reducen las emisiones de NOx. Las diferencias pueden aumentar con el kilometraje, la edad de la tecnología del motor y el grado de obstrucción del motor. También se han realizado experimentos sobre el uso de aceites vegetales en mezclas.

Según Vrabie et al, en su estudio se realizaron pruebas con mezclas 25/75 de aceite de girasol o cártamo en gasóleo. En el experimento, las pruebas se han llevado a cabo para evaluar el rendimiento y las características de emisión de gases de un motor diésel alimentado con aceite vegetal y sus

mezclas de 25%, 50% y 75% de aceite vegetal con combustible diésel ordinario por separado. Se selecciona un motor diésel de la serie Lister Petter T para el estudio y se monta en un banco de pruebas. El motor es del tipo TS2, de 9,5 KW de capacidad, régimen fijo, refrigerado por aire e inyección directa.

La Figura 5 muestra la comparación de las emisiones de CO de diferentes combustibles con diferentes cargas del motor. Dentro del rango experimental, las emisiones de CO del aceite vegetal y las mezclas de aceite vegetal y diésel son casi todas más altas que las del combustible diésel puro. Solo en el punto de plena carga del motor, las emisiones de CO<sub>2</sub> del aceite vegetal y de las mezclas de aceite vegetal/combustible diésel fue inferiores a las del combustible diésel.

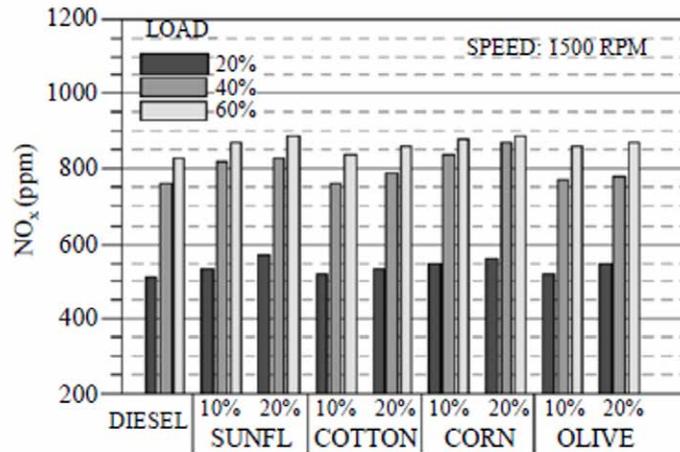


Fig. 7 Emissions of nitrogen oxides ( $NO_x$ ) for neat diesel fuel, and the 10% and 20% blends of the four vegetable oil with diesel fuel [36].

Esto se debe posiblemente a dos factores:

- Primero, a plena carga del motor, la temperatura en el cilindro del motor es más alta, lo que hace que el aceite vegetal y se mezcle sea más fácil de atomizar, se puede lograr una mejor mezcla de aire / combustible y luego una mejor combustión;
- Segundo, el contenido de oxígeno en el aceite vegetal hace que sea más fácil quemarlo a mayor temperatura en el cilindro.

En el rango de carga total del motor, las emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible diésel son más altas que las de los otros combustibles, según se puede apreciar en la figura No. 6. Esto se debe a que el aceite vegetal contiene el elemento oxígeno; el contenido de carbono es relativamente menor en el mismo volumen de combustible consumido al mismo tiempo carga del motor, en consecuencia, las emisiones de CO<sub>2</sub> del aceite vegetal y sus mezclas son menores.

101

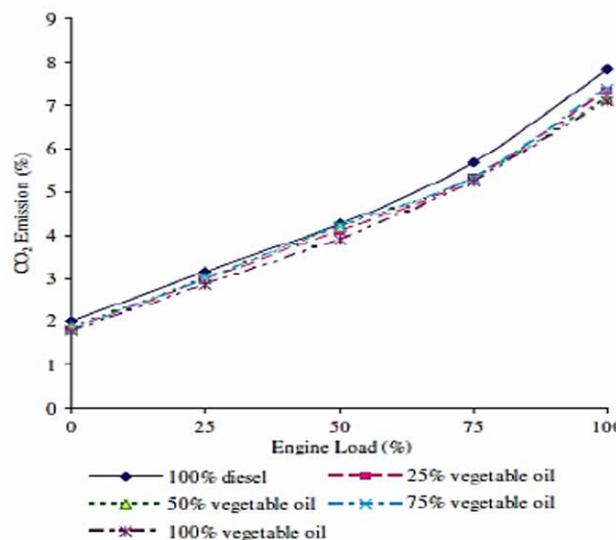


Fig. 6 Comparison of CO<sub>2</sub> emission versus engine power output for different fuels/oil blends [4].

Las emisiones de HC del aceite vegetal y las mezclas de combustible diésel y vegetal son más bajas que las del combustible diésel, excepto que el 50 % del aceite vegetal con la mezcla de

combustible diésel al 50 % es un poco más alta que la del combustible diésel.

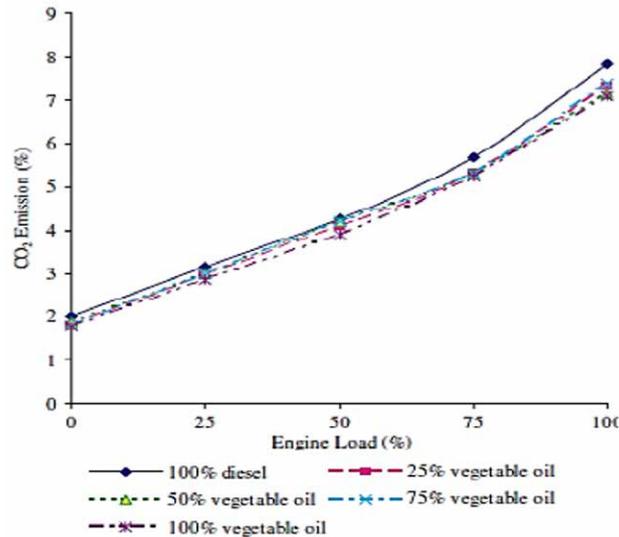


Fig. 6 Comparison of CO<sub>2</sub> emission versus engine power output for different fuels/oil blends [4].

## 5.2 Uso de aceites residuales de cocina (WCO)

A medida que las fuentes de combustibles fósiles convencionales no renovables se agotan día a día, los investigadores están continuamente encontrando nuevas formas de producir y utilizar combustibles alternativos, renovables y confiables. Debido a las tecnologías convencionales, el medio ambiente se ha degradado gravemente, lo que afecta profundamente la vida en la tierra. Para reducir las emisiones causadas por el funcionamiento de los motores de encendido por compresión, el biocombustible producto aceite de cocina usado (WCO) es uno de los mejores combustibles alternativos disponibles localmente en todas partes del mundo.

Se revisan diferentes resultados del estudio con un claro enfoque en las características de combustión, rendimiento y emisiones, y el impacto en la durabilidad del motor. Además, los impactos ambientales y económicos también se revisan en este estudio. Al determinar las características de combustión del biocombustible de WCO, el valor de presión máxima del cilindro aumenta y la tasa

de liberación de calor y el período de retardo de ignición disminuyen.

En las características de rendimiento, el consumo de combustible específico del freno aumenta mientras que el consumo de energía específico del freno, la potencia de frenado y el par disminuyen. Reducción del biocombustible de WCO el valor de las emisiones en un 85% debido a la disminución de las emisiones de hidrocarburos, SO<sub>2</sub>, CO y humos de escape que salvarán efectivamente el medio ambiente. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> y el NO<sub>x</sub> generalmente aumentan en comparación con el diésel. Desde la perspectiva del impacto económico general de la producción en la utilización de este recurso, el uso de este biocombustible es económicamente viable debido a la disponibilidad esperada, el bajo costo de procesamiento y ninguna modificación requerida en el diseño o la estructura de la compresión - ignición de los motores.

De acuerdo a lo expuesto por (Yacoob et al, 2021), WCO no se usa directamente en el motor de

encendido por compresión debido a la diferencia de viscosidad y número de cetano. Sin embargo, otras propiedades también varían del diésel de petróleo. En general, el calor de combustión, el índice de cetano, la viscosidad y los puntos de fusión de los ácidos grasos disminuyen con la insaturación y aumentan con la longitud de

la cadena. Los hallazgos significativos de las propiedades fisicoquímicas del aceite de cocina usado se analizan en la tabla 2.

**Tabla 2.** Propiedades fisicoquímicas del biocombustible de aceite de cocina usado mezclado con combustible diésel en motores diésel.

Tópico	Hallazgo
Número de Cetano	<p>El tiempo de retardo de encendido y la calidad de combustión del diésel son generalmente medidos por número de cetano.</p> <p>Un mejor combustible diésel tiene valores de número de cetano más altos. Asegura una mejora en el arranque en frío y reduce la formación de humo blanco.</p>
Viscosidad	<p>Debido a la alta viscosidad del biocombustible de los WCO, las mezclas de diésel son más viscosas que el diésel de petróleo. Por lo tanto, hasta el 20% de un biocombustible se recomienda la mezcla para motores CI sin modificaciones.</p> <p>La viscosidad cinemática es la clave para determinar el régimen de inyección de combustible medido por la atomización del combustible. La viscosidad por encima del límite reduce la cantidad de combustible atomizado antes de la combustión.</p> <p>La viscosidad de los WCO también se puede reducir mezclándola con n-propanol.</p> <p>La alta viscosidad del biocombustible disminuye el coeficiente de descarga, la masa caudal y velocidad de inyección. Para compensar estos factores, el biocombustible se coloca a una temperatura de inyección más alta de aproximadamente 60 K que el diésel de petróleo.</p> <p>Debido a la alta viscosidad, la profundidad de penetración del biocombustible en el cilindro aumenta pero reduce la atomización durante la inyección.</p>
Densidad	<p>Los motores de CI pueden producir más potencia con combustible más denso, pero el hollín y las emisiones también aumentan para los combustibles de alta densidad.</p>
Valor Calorífico	<p>El poder calorífico del biocombustible de los WCO es aproximadamente un 12% más bajo que el diésel debido al oxígeno presente en su molécula, lo que también reduce la eficiencia térmica del motor alimentado por biodiésel en comparación con el petróleo motor diésel.</p>
Longitud de Líquido	<p>La longitud del líquido o la profundidad de penetración del biodiésel es mayor que la del diésel de petróleo debido a la alta viscosidad.</p>

Hay muchas formas de procesar el aceite de cocina usado (WCO), entre ellos los métodos de hidrólisis, esterificación y el de transesterificación. Este tratamiento hace que los WCO sean más compatibles con motores de encendido por compresión modificando las propiedades fisicoquímicas. Estas propiedades modificadas

afectan las características de pulverización del combustible, transformándose las características de combustión cuando se quema en el motor.

### 5.2.1 Características de la combustión

---

Según los resultados expuestos por (Yaqoob et al, 2021), en sus investigaciones, la presión del cilindro es uno de los factores críticos que determinan el rendimiento del motor, ya que se utiliza para calcular cuánto trabajo se transfiere de los gases quemados al pistón. La presión del cilindro se mide usando algunos sensores de desplazamiento sofisticados y medidores de tensión. Se mide en términos de la presión efectiva media indicada (IMEP), que es la relación entre la producción de trabajo y el volumen de barrido del motor o la presión máxima del cilindro (CPP). El retardo de encendido se define como el período entre el inicio de la inyección de combustible y el inicio de la combustión, que es uno de los parámetros fundamentales para cuantificar la combustión.

El retardo de ignición (ID) se define como el período comprendido entre el inicio de la inyección de combustible y el inicio de la combustión, que es uno de los parámetros fundamentales para cuantificar la combustión.

El período ID prolongado corresponde a la intensidad de la tasa de liberación de calor de la fase de combustión premezclada, ya que la cantidad de mezcla de aire y combustible aumenta con el tiempo. El ID limita el rango de operación y combustión del motor de CI. Un período de ID prolongado puede provocar una temperatura y una presión muy altas en el interior del cilindro al final de la carrera de compresión. Una vez que finaliza el período de retardo de encendido, el proceso de combustión comienza a partir de la tasa de liberación de calor, que cambia de negativo a positivo con un ángulo de manivela.

El efecto de una rata de liberación de calor (HRR) más alta en la fase de combustión premezclada para las mezclas de biocombustible de WCO se observa en forma de presión de cilindro alta. Valor de HRR y las mezclas posteriores, aunque la presión del cilindro suba en su caso.

### 5.2.2 Características de desempeño

---

Debido a la alta viscosidad de los biocombustibles WCO, las mezclas también se vuelven más viscosas que el diésel puro, lo que afecta la atomización del combustible durante la inyección y perturba la pulverización prolongada, reduciendo el torque del motor. Las características del rociado juegan un papel importante en el rendimiento del motor y las emisiones de escape., algunos de los combustibles pueden requerir ligeras modificaciones en el diseño del motor, como el diseño de la caja del pistón, debido a las diferencias en las características de pulverización e inyección. Todas estas mejoras pueden mejorar la salida del par motor para los combustibles combinados con biocombustibles de WCO.

La potencia de frenado se reduce al usar la mezcla de biocombustible de WCO en comparación con el diésel de petróleo. Esto se debe al pequeño poder calorífico del estos. El BSFC (Brake-specific fuel consumption) se define como la cantidad de

combustible consumido para producir una unidad de potencia, que es una medida del rendimiento económico del motor. Usando B100, el BSFC de un motor diésel es relativamente más alto que usando combustible B0.

El valor BSFC disminuye al aumentar la carga del motor porque se reduce la pérdida de calor. El consumo de energía específico del freno es otro factor valioso para observar combustibles de diferentes valores caloríficos en un motor de CI. Los hallazgos significativos, expuestos por (Yaqoob et al, 2021), de las características de rendimiento del aceite de cocina usado en un motor diésel se analizan en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Características de rendimiento del biocombustibles de aceite de cocina usado mezclado con combustible diésel en motores diésel.

Tópico	Hallazgo
Potencia de frenado	<p>A relaciones de compresión (CR) más altas, el valor de BP disminuye para una mezcla más altaproporciones a medida que la energía se convierte de química a mecánica. En CR 21, BP para diésel y B40 es de 2.12 kW y 2.07 kW, respectivamente.</p> <p>Se observa un BP máxima para que la proporción menor de biocombustible de B5 sea 7,9 kW y 5,5 kW para combustible B100.</p> <p>La potencia del motor se reduce en 6, 8 y 10 kW para mezclas B20, B70 y B100.</p>
Brake-specific fuel consumption (BSFC)	<p>El consumo específico de combustible de la mezcla B40 es menor que el de todas las demás mezclas en las relaciones de compresión de 20 y 21. Su valor para la mezcla B40 en la relación de compresión de 21 es de 0,259 kg/kWh, mientras que para el diésel es 0,314 kg/kWh, que puede deberse a la viscosidad, densidad o cociente de combustibles.</p> <p>A la BP máxima, el valor de consumo de combustible específico del freno (BSFC) para B100 es 0,35 kg/kWh, mientras que el 100% de gasóleo (B0) muestra 0,27 kg/kWh. _ El valor de BSFC es de 0,28, 0,30 y 0,31 kg/kWh para B0, B10 y B20, respectivamente.</p> <p>Con el par máximo y la potencia nominal, el BSFC aumenta hasta un 8,5%.</p>
Break thermal efficiency (BTE)	<p>La eficiencia térmica del freno (BTE) es directamente proporcional a la compresión y para las mezclas de diésel, su valor puede ser más alto que el diésel de petróleo.</p> <p>El valor de BTE para diésel, B10 y B20 a plena carga es de 31.2%, 31.8% y 31.6%, respectivamente.</p> <p>Para la relación de compresión de 21, el BTE de la mezcla B40 llega a un máximo del 31,48%, mientras que es del 26,08% para las mismas condiciones utilizando diésel puro.</p>
Eficacia Mecánica	<p>En general, la eficiencia mecánica (ME) es directamente proporcional al CR para todas las mezclas. Su valor máximo para la mezcla de B40 en CR 21 es del 52,53%, que es ligeramente mayor que el del diésel de petróleo, y para el diésel puro es de alrededor del 49,5%.</p>
Temperatura de Gas de escape	<p>Cuando el CR es bajo, por ejemplo, 18, el EGT de las mezclas es alto en comparación con el diésel estándar. Cuando la RC es alta, por ejemplo, 21, el EGT para las mezclas de biocombustibles de WCO es más bajo que el diésel de petróleo.</p> <p>Para B40, la temperatura máxima es de 200,61 _C y 233,48 _C para el diésel de petróleo.</p> <p>La potencia máxima obtenida a 50–55 rpm y EGT para el biocombustible de WCO resultó ser de 552 _C, y para el diésel de petróleo, 585 _C, que es un 5.6% más bajo para las mezclas de WCO que diésel de petróleo.</p>
Torque del motor	<p>A 1600 rpm y potencia máxima, el combustible B5 da aproximadamente 2 Nm más de torque que el diésel de petróleo. Para B100, B70 y B20, el torque cae alrededor de 38.7, 32, y 19,7 Nm en comparación con el diésel de petróleo, respectivamente.</p> <p>El valor de BTE para diésel, B10 y B20 a plena carga es de 31.2%, 31.8% y 31.6%, respectivamente.</p> <p>Para la relación de compresión de 21, el BTE de la mezcla B40 llega a un máximo del 31,48%, mientras que es del 26,08% para las mismas condiciones utilizando diésel puro.</p>

El resumen de la investigación muestra que el torque motor, BP (brake power) y BSEC (brake-specific energy consumption) disminuyen al usar estos biocombustibles y mezclas, y el valor BTE

(Brake thermal efficiency) disminuye o aumenta según condiciones de funcionamiento, como la presión de inyección y la geometría de la boquilla de pulverización.

### 5.2.3 Características de las emisiones

---

La cantidad de Hidrocarburo (HC) no quemado en el escape depende del máximo de aire y combustible dentro del cilindro del motor. La mayor demora en el encendido también puede causar una alta emisión de HC a medida que el combustible se acumula en la cámara de combustión. La cantidad de emisiones de HC disminuye para las proporciones más altas de las mezclas de biocombustibles de WCO en todas las cargas del motor debido al mayor contenido de oxígeno y al mayor índice de cetano. La menor emisión de HC asegura que la combustión sea perfecta con una buena atomización del combustible.

En el artículo publicado por Yaqoob et al, se informa sobre el descubrimiento de que las emisiones totales de hidrocarburos aromáticos policíclicos en el motor EURO II eran menores cuando se usaba biocombustibles de WCO. El motor EURO IV no mostró un cambio significativo en las emisiones de PAH y PCDD/F (polychlorinated dibenzo-p-dioxins y dibenzofurans).

La cantidad de CO en las emisiones del motor está directamente relacionada con las propiedades fisicoquímicas del combustible, como la temperatura máxima dentro del cilindro del motor, la relación aire-combustible, el tiempo disponible para la combustión completa y la disponibilidad de oxígeno a alta velocidad del motor. Sin embargo, la mayor viscosidad de las mezclas de WCO generalmente aumenta las emisiones de CO debido a la menor atomización en los motores no modificados.

Con cargas más bajas, la emisión de CO es incluso menor que la del diésel, pero aumenta con las cargas más altas. La emisión de CO<sub>2</sub> depende principalmente de la relación de compresión y la temperatura de los gases de escape. A una tasa de compresión (CR) más baja, el contenido de emisiones es alto debido a una combustión adecuada. La cantidad de NO<sub>x</sub> aumenta al aumentar la carga del motor, independientemente del combustible que se utilice.

La temperatura máxima del cilindro está

directamente relacionada con la temperatura adiabática de la llama, que controla la tasa de emisión de NO<sub>x</sub>. La reducción de la emisión de óxidos de nitrógeno es uno de los principales objetivos de los investigadores de motores. Generalmente, la emisión de NO<sub>x</sub> aumenta con un aumento en CR. La cantidad de humo en las emisiones de escape del motor se debe a la combustión incompleta del combustible, y los motores con menor emisión de humo son signos de una buena combustión del combustible.

La emisión de humo aumenta con el aumento de la potencia de salida debido a que se quema más combustible dentro del motor, aplicado a todos los combustibles. A 0 km, el motor B20 mostró emisiones de HC, PM y CO más bajas que el motor B. El efecto de las propiedades físicas y químicas transformadas también se observa en las características de emisión del combustible.

Para resumir las características de las emisiones, se puede decir que las emisiones de biocombustibles de WCO se reducen y tienen un impacto positivo en el medio ambiente mediante la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente.

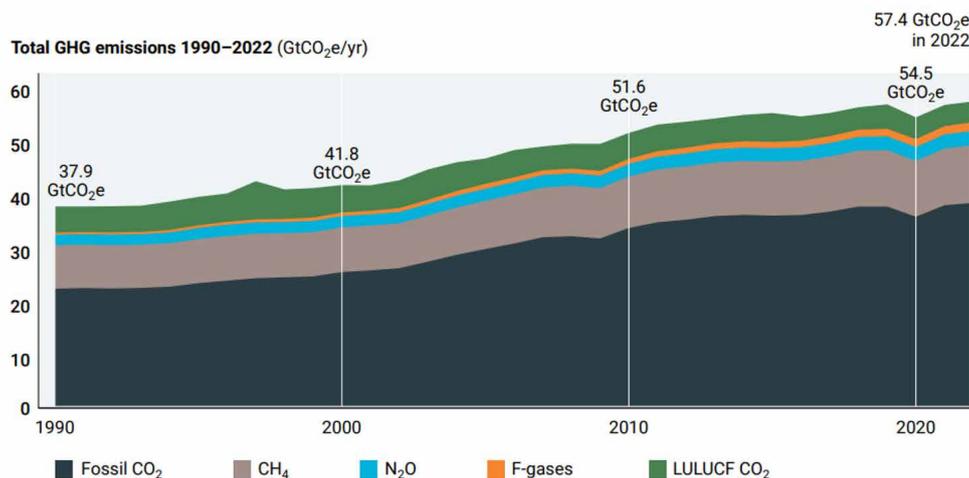
## 5.2.4 Impactos ambientales

Las emisiones globales de GEI registraron un record de 54,4 GtCO<sub>2</sub> en 2022. Según las Naciones Unidas en su informe de Brecha de Emisiones de 2023, las emisiones mundiales de GEI aumentaron un 1,2% de 2021 a 2022 hasta alcanzar un nuevo récord de 57,4 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (GtCO<sub>2</sub>e) (figura ES.1). Todos los sectores, excepto el transporte, se han recuperado plenamente de la caída de las emisiones inducida por la pandemia de COVID-19 y ya superan los niveles de 2019. Las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la combustión de combustibles fósiles y los procesos industriales fueron los principales contribuyentes al aumento general, representando alrededor de dos tercios de las emisiones actuales de GEI. Las emisiones de metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y gases fluorados (gases F), que tienen un mayor potencial de calentamiento global

y representan aproximadamente una cuarta parte de las emisiones actuales de GEI, están aumentando rápidamente: en el V Informe sobre la Brecha de Emisiones 2023: Récord Batido 2022, las emisiones de gases fluorados crecieron un 5,5 %, seguidas de las de CH<sub>4</sub> con un 1,8 % y de N<sub>2</sub>O con un 0,9 %. Según las primeras proyecciones, las emisiones netas mundiales de CO<sub>2</sub> por el uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (UTCUTS) se mantuvieron estables en 2022. Las emisiones y absorciones de CO<sub>2</sub> del UTCUTS siguen teniendo las mayores incertidumbres de todos los gases considerados, tanto en términos de sus cantidades absolutas como de sus tendencias (Division et al, 2023).

107

Figure ES.1 Total net anthropogenic GHG emissions, 1990–2022



De todos los recursos energéticos que contribuyen a la demanda mundial de energía, la porción de petróleo crudo es la más alta de todas. Los productos finales del petróleo crudo incluyen gas combustible, GLP, queroseno, gasolina, diésel, fuel oil y nafta. Las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente del diésel es de 87 g/MJ y el de los biocombustibles de WCO es de 13 g/MJ (Yaqoob et al, 2021).

Esto demuestra que los biocombustibles y mezcla de WCO provoca un 85 % menos de emisiones que el diésel. De acuerdo con Yaqoob et al, utilizando WCO como biocombustible, la contaminación se controla mediante la reducción de aguas residuales en un 79%, la reducción de desechos peligrosos en un 96%, la reducción de partículas en un 47% y las emisiones de HC en un 67%.

### 5.3 Aceite vegetal hidrogenado (HVO)

Por lo expuesto por (Hunicz et al, 2021) el aceite vegetal hidrogenado (HVO) es un diésel renovable que se puede producir a partir de varios aceites y grasas vegetales que contienen triglicéridos y ácidos grasos. El término HVO se utiliza para los combustibles diésel renovables derivados de la hidrogenación y el hidro craqueo de diferentes materias primas, como el aceite alto, el aceite de colza, el aceite de cocina usado y las grasas animales.

HVO también se conoce como ésteres hidro procesados y ácidos grasos (HEFA). En general, tiene propiedades químicas similares a las del diésel fósil. Algunas diferencias son que tiene una densidad y contenido de energía más bajos que el diésel fósil. HVO está libre de azufre, oxígeno e hidrocarburos aromáticos, y tiene un alto número de cetano. Hoy en día es la segunda alternativa de diésel renovable más grande del mundo y se mezcla con diésel fósil que se vende como mezclas en estaciones de servicio de combustible.

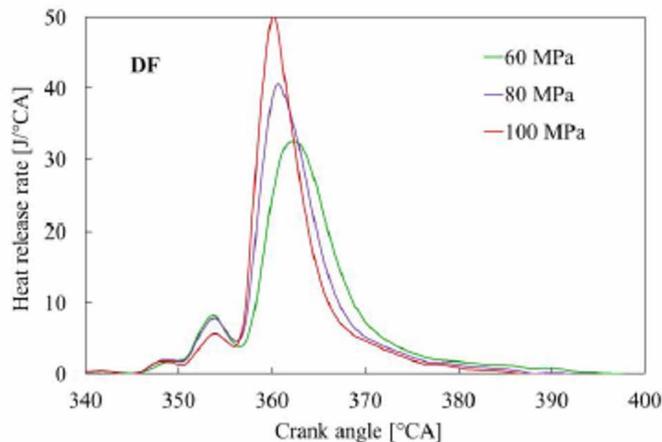
HVO tiene una composición química bastante similar al combustible diésel fósil y se puede utilizar como combustible renovable en vehículos con motor diésel existentes (puros o mezclados). HVO se considera un sustituto del diésel de alta calidad y, por lo tanto, a menudo se conoce como diésel renovable. HVO es un combustible diésel parafínico y se especifica en la norma EN 15940: 2016, que cubre los productos HVO y Fischer-Tropsch GTL hidro tratados que contienen hasta un 7,0 % (V / V) de éster metílico de ácidos grasos (FAME).

Las normas de combustible diésel, como EN 590 y ASTM D 975, se cumplen con altas relaciones de mezcla de HVO. Las normas de biodiésel (FAME) no son aplicables para HVO. HVO se mezcla hoy con diésel fósil y se vende en estaciones de servicio de combustible.

HVO también ha sido aprobado para ser utilizado como combustible de aviación (bio jet), basado en ASTM D7566-14. En 2011, se publicó una versión actualizada de la norma, que permite agregar hasta un 50% de componentes de base biológica (HVO) al combustible para aviones convencional. HVO es, por lo tanto, una alternativa importante en la implementación de combustibles de aviación renovables.

Las investigaciones de (Hunicz et al, 2021), presentan las características de combustión y emisión de un motor de encendido por compresión monocilíndrico contemporáneo alimentado con diésel, ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME) y aceite vegetal hidrotratado (HVO). Estos dos

combustibles directos tienen una participación cada vez mayor en las cadenas de suministro automotriz, pero tienen propiedades físicas y de autoignición sustancialmente diferentes. HVO tiene una viscosidad más baja y un mayor número de cetano, y FAME tiene características contrarias.



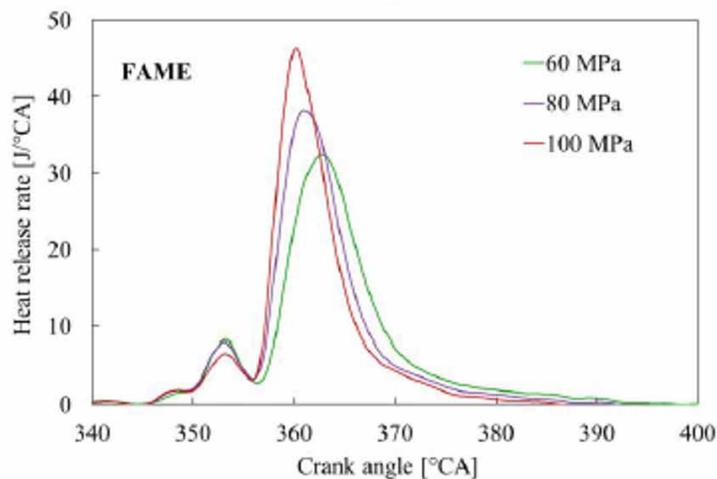
### 5.3.1 Efectos de los combustibles comparados en la combustión

A este respecto, es fundamental considerar las diferencias en la combustión como una fuerza impulsora de la formación de emisiones. Sin ningún análisis detallado, se puede observar que la combustión de los tres combustibles (FEME; HVO y DF) funciona de manera similar, sin embargo, solo si se considera la fase principal de combustión controlada por difusión. La insensibilidad está impulsada por la fenomenología del concepto de combustión multipulso realizado. Es decir, la combustión piloto principalmente premezclada, visible como los dos primeros picos característicos, HRR, actúa como cebador hacia la inyección principal.

El pulso de inyección principal se enciende instantáneamente después de llegar a la zona quemada caliente del piloto, ubicada cerca de las paredes de la cámara de combustión. El CN más alto de HVO se manifiesta en las características de encendido del piloto, que es notablemente diferente en comparación con DF y FAME. Cabe señalar que las características de combustión de FAME

y DF son muy similares. Sin embargo, es visible la combustión de combustible piloto ligeramente avanzada de FAME.

Una superposición de las características de combustión derivadas de la Fig 2. El CN (número de cetano) de los combustibles dan forma a la combustión piloto premezclada, que forma un desencadenante directo para la fase principal.



### 5.3.2 Efectos de la presión del combustible en la combustión

El análisis de la combustión de las secciones anteriores constituye la base para comprender la respuesta de los combustibles a los cambios en la presión de inyección. Esta respuesta no monótona de la combustión piloto a la presión de inyección indica que hay otro mecanismo involucrado. En la medida en que exista cierta ambigüedad en el efecto de la presión de inyección en la combustión piloto, la influencia de este parámetro de

calibración en la fase de combustión principal es transparente en la Fig. 3 para los 3 combustibles verificados.

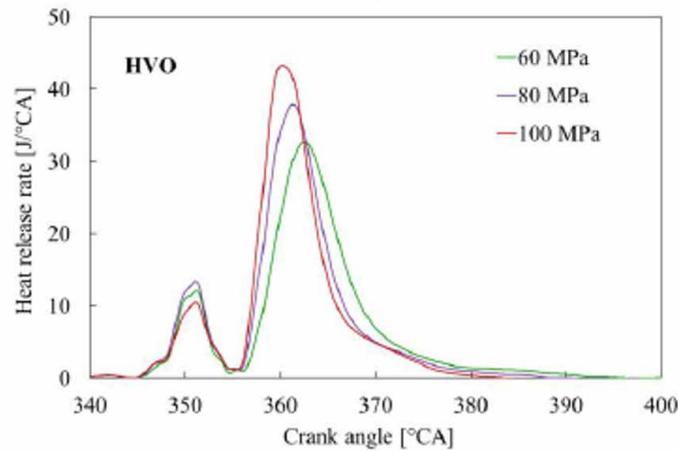


Fig. 3. HRRs for investigated rail pressures and for DF, FAME and HVO

Table 2. Parameters of the research engine

Type	AVL 5402
Configuration	Four-stroke, single-cylinder
Bore	85 mm
Stroke	90 mm
Displacement	510.5 cm <sup>3</sup>
Compression ratio	17:1
No. of valves	4
Combustion type	Direct injection
Max. fuel pressure	180 MPa
Injection system	Common rail CP4.1
Engine management	AVL-RPEMS, ETK7-Bosch

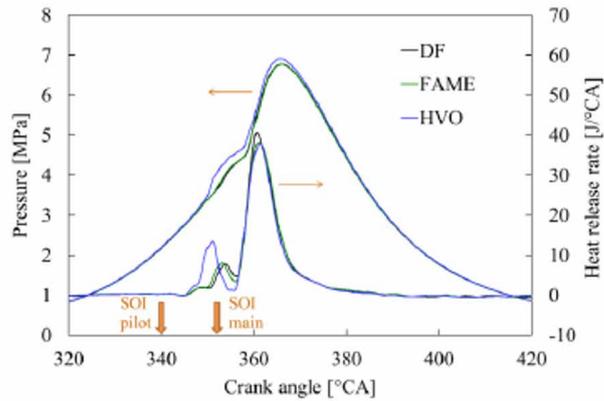


Fig. 2. In-cylinder pressures and HRRs for investigated fuels at 80 MPa rail pressure

### 5.3.3 Efectos de la presión del combustible sobre las emisiones

Ambos biocombustibles tanto HVO como FEME redujeron aproximadamente a la mitad las emisiones de PM (material particulado PM10 y PM2.5) en comparación con el DF. Al mismo tiempo, los biocombustibles producen solo entre 2% y un 3% más de emisiones de NOx. A la luz del comportamiento de combustión muy similar de DF, HVO y FAME, las diferencias de combustible a combustible discutidas anteriormente en

las emisiones son el resultado directo de las propiedades fisicoquímicas. De acuerdo a la fig. 4 estas emisiones específicas del combustible se mantienen a través del barrido de presión de inyección.

111

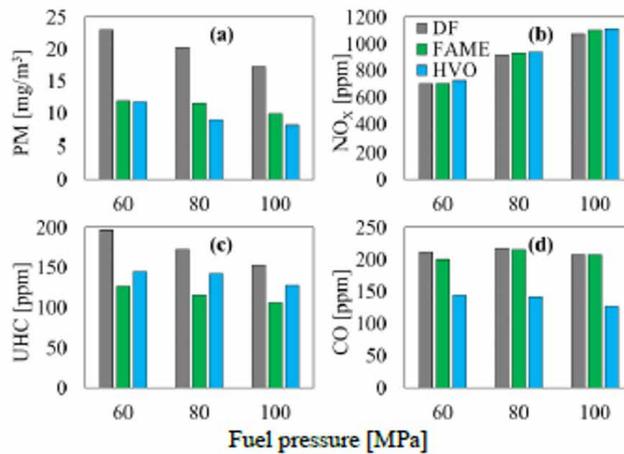


Fig. 4. Concentrations of major legislative emission components for DF, FAME and HVO; rail pressure sweep

## 6. MOTOR DE INYECCIÓN DIRECTA (EL COMBUSTIBLE SE VAPORIZA DIRECTAMENTE EN LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN)

Los motores diésel duran mucho, hasta medio millón de millas o más, y hay muy pocos estudios minuciosos y a largo plazo sobre los efectos que produce el aceite de cocina en los motores. Lo que está claro, sin embargo, es que decir «funcionará en cualquier motor diésel» es una exageración.

- Unos aceites son mejores que otros.
- Unos motores son más adecuados que otros.
- Unas bombas de inyección fusionan mejor que otras.
- Algunos sistemas electrónicos de distribución de combustible no toleran los aceites vegetales.
- Hay dudas sobre el uso de aceites vegetales en los motores de inyección directa.
- También hay dudas sobre la utilización como combustible para motores del aceite de cocina usado.

Debido a este sistema de inyección, los motores de inyección directa como por ejemplo camiones, tractores agrícolas y motores industriales, alimentados con aceites vegetales no esterificados, rápidamente presentan problemas de funcionamiento. Los mismos consisten en la formación de sedimentos carbonosos en el interior del motor y una fuerte dispersión cíclica que puede conducir a problemas mecánicos a veces importantes.

En estos casos, si no se quiere modificar el carburante, de forma que obtengamos biodiesel, se puede actuar sobre las cámaras de combustión para que las condiciones de temperatura durante el funcionamiento aseguren una total combustión de los aceites vegetales.

Es importante que el aceite este caliente antes de que llegue a la bomba del inyector y se purgue. Los problemas con los motores diésel de inyección directa parecen estar asociados principalmente con la acumulación de carbono en los inyectores

y eso se puede reducir significativamente, si no eliminarse, mediante el uso de aceite vegetal calentado.

Los motores diésel actuales son motores eficientes y de combustión limpia. La tecnología de inyección de combustible es muy sofisticada. Las propiedades del aceite (ejemplo canola) y el diésel son muy similares, excepto por una diferencia significativa en la viscosidad, ya que el aceite tiene 12 veces la viscosidad del diésel. Incluso después de calentarlo a alrededor de 80 grados C, sigue siendo seis veces más viscoso que el diésel. Esto conduce a problemas con el flujo de aceite desde el tanque de combustible al motor, bloqueos en los filtros y las subsiguientes pérdidas de potencia del motor. Incluso si se utiliza el precalentamiento para reducir la viscosidad, aún pueden surgir dificultades con el arranque debido a las temperaturas requeridas para que los aceites emitan vapores inflamables. Además, los motores pueden sufrir coquización y engomado, lo que conduce a la adherencia de los anillos del pistón debido a la pirólisis de los compuestos multienlazados. Los ácidos grasos poliinsaturados también se oxidan durante el almacenamiento, lo que provoca la formación de gomas ya altas temperaturas, donde puede producirse una compleja polimerización oxidativa y térmica.

Entre los problemas que se han encontrado del uso de aceite vegetal directamente en motores DI esta:

1. Mayor viscosidad (mucho mayor) del aceite vegetal respecto al diésel normal proveniente del petróleo. Hay que calentar el aceite para que los inyectores puedan pulverizarlo bien. Si no está bien pulverizado no arde bien y forma depósitos en los inyectores y en los cilindros, empeora el rendimiento, aumenta las emisiones contaminantes y acorta la vida del motor.

2. Coquización y formación de trompeta en los inyectores hasta el punto de que la atomización del combustible no se produce correctamente o incluso se evita como resultado de los orificios obstruidos,

3. Depósitos de carbón,

4. Pegado del anillo de aceite,

5. Espesamiento y gelificación del lubricante. aceite como resultado de la contaminación por aceites vegetales, y

6. Problemas de lubricación.

Otras desventajas del uso de aceites vegetales y especialmente grasas animales son la alta viscosidad (alrededor de 11 a 17 veces mayor que el combustible diésel), menor contenido

de volatilidades que provoca la formación de depósitos en los motores debido a una combustión incompleta y características de vaporización incorrectas. A altas temperaturas puede haber algunos problemas con la polimerización de los ácidos grasos insaturados, aquí es donde comienza a producirse el entrecruzamiento entre otras moléculas, provocando que se formen aglomeraciones muy grandes y, en consecuencia, se produzca el gomoso.

Aunque algunos motores diésel pueden funcionar con aceites vegetales puros, los motores turboalimentados de inyección directa, como los camiones, son propensos a tener muchos problemas.

## 7.MANTENIMIENTOS Y CICLO DE VIDA DEL MOTOR DE CI IMPULSADO POR ACEITES VEGETALES:

A manera de poder ilustrar el comportamiento de los motores de combustión de encendido por combustión interna impulsados por aceites vegetales, nos hemos referido al fabricante finlandés de motores Wartsila.

La electricidad proporcionada por la red, puede ser estable. Muchas soluciones energéticas – como la solar y eólica – dependen de las condiciones del tiempo. Las plantas de energía a base de biocombustible conscientes de esta dependencia en los recursos renovables y ofrecen altos desempeños en general durante todos los tiempos. De hecho, biocombustibles tienen mucho más que ofrecer a las personas de negocio, así como a los ambientalistas. Son capaces de producir dinero mientras toman en consideración los problemas ambientales este es una buena inversión, para ahora y para el futuro. La demanda de la energía mundial se aumenta exponencialmente. Al mismo tiempo, hay una

preocupación creciente con el mediamente y en particular con el cambio climático, haciendo de la reducción de gases de efecto invernadero una prioridad.

Las plantas a base biocombustible líquido ofrecen generación sustentable y permiten la reducción de gases nocivos. En muchos países, dueños de plantas energéticas con bajas emisiones se benefician doblemente. Al vender la electricidad a la red nacional, así como obtener incentivos “verdes”.

La producción de biocombustible crea oportunidades laborales locales, así como promueve la cohesión social y económica. También mejora la seguridad de la producción de combustible al reducir la necesidad de combustibles importados. En algunos casos, el cultivo de plantaciones para la energía puede ayudar a la lucha contra la erosión de los suelos.

Los motores de media velocidad son diseñados para correr en Heavy Fuel Oil (HFO), y son también aptos para la operación con biocombustibles líquidos solamente en contraste con los motores de alta velocidad más pequeños que requieren combustibles ligeros de alta calidad o biodiésel. Los motores de mediana velocidad tienen los años probados de su valor como sets de generación de energía bajo las condiciones más extremas del planeta y con varias calidades de combustible.

En cuanto se optimizan los estándares de diseño del motor, fabricantes como Wartsila ha desarrollado un sistema de alimentación de combustible el cual controla la temperatura y la

viscosidad a lo largo de la planta de energía. Esto elimina el sobrecalentamiento o enfría puntos que pueden generar cambios en las características del combustible. Décadas de experiencia y un sistema que consiste en separadores, calentadores, filtros y enfriadores ha ayudado a desarrollar soluciones óptimas para la eficiencia máxima del combustible con un mínimo de emisiones.

Hemos escogido el motor W-46 con las siguientes características:

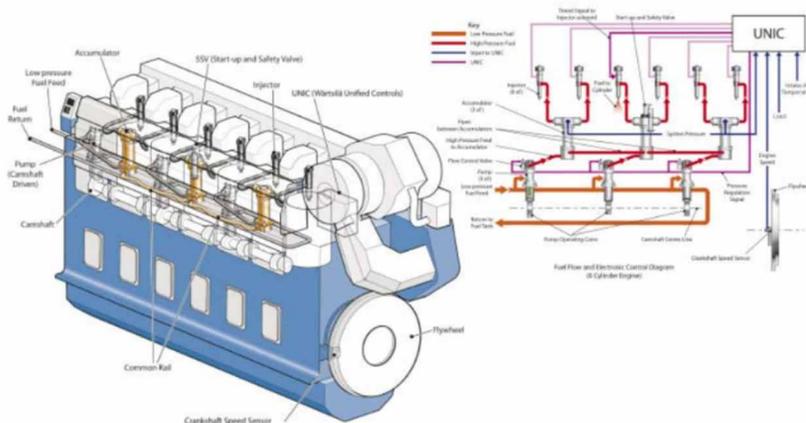
Wärtsilä 46	12V46
Power, electrical (50 Hz/500 rpm) kW	11380
Power, electrical (60 Hz/514 rpm) kW	11380
Genset dry weight (tonne) ±5%	269
Reduced transport weight (tonne) ±5%	207



#### • Sistema de Combustión:

El motor Wartsila 46 está disponible para sistemas de inyección de combustible convencional u opcionalmente en carril común para la inyección de combustible para una operación sin emisiones y también a baja carga. El sistema completo de

combustión es integrado en un compartimiento totalmente cubierto para máxima seguridad. Todas las filtraciones de las válvulas de inyección, bombas y mangueras son colectadas en un sistema cerrado.



7

El motor W46 está diseñado para correr usando combustibles destilados, tales como el Diesel Oil, HFO, LFO. Pueden emplearse también, HFO de alta viscosidad, combustible crudo, combustibles emulsificados y biocombustibles líquidos (LBF). En nuestro caso utilizaremos LBF, que como mencionamos antes son combustibles bio-orgánicos basados en vegetales, que han sido aceptados para motores Wärtsilä desde 1996

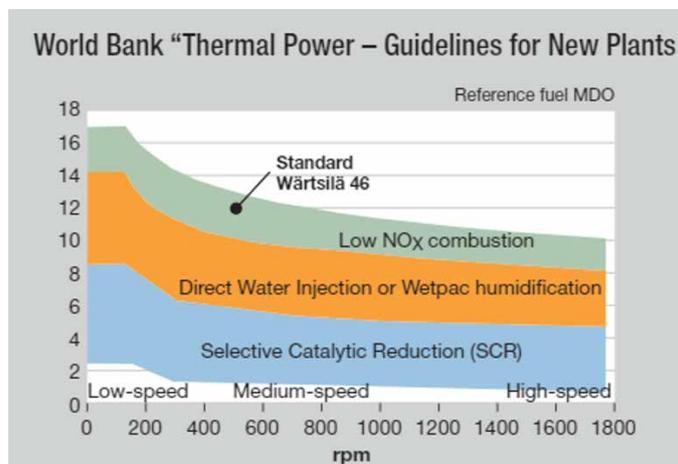
y que han encontrado un uso comercial para plantas de generación Diesel. Aceite de oliva, aceite de palma, aceite de soja y aceite de semilla de colza son algunos de los de mejores calidades entre los bio-aceites, todos ellos son usables como combustible diésel. Biodiesel y bio-aceite transesterificado, también pueden ser utilizados.

115

• **Emisiones de Escape:**

El énfasis en temas ambientales ha considerablemente crecido y se espera continúe a crecer en el futuro. El foco principal han sido las emisiones de Óxidos Nitrosos (NOx), Óxidos de Sulfuro (SOx) y las emisiones particuladas.

Recientemente mucha atención también se está prestando al CO2 debido al Protocolo de Kyoto y en el sector marítimo, la operación sin emisiones ni humo ha cobrado mucha importancia sobre todo en la industria de cruceros.



## • **Mantenimiento:**

Durante el diseño y desarrollo el fabricante del motor enfatiza la necesidad de fácil mantenimiento al incluir las siguientes herramientas y fácil acceso en el diseño básico y al proporcionar instrucciones de fácil entendimiento.

El principio de mantenimiento del Wartsila 46 esta sostenido en lo siguiente:

- Una cabeza de motor con cuatro espárragos de fijación y apretado hidráulico simultáneo en los cuatro.
- Un gato hidráulico para el mantenimiento del cojinete principal.
- Piezas uniformes de los cilindros del árbol de levas.
- Accesorios deslizantes toda vez que sea posible.

- Sistema de aislamiento de gases de escape al usar paneles fáciles de remover en una malla que es montada flexiblemente al motor.

- Bielas en tres secciones que permiten la inspección del BEB (Big end bearing) sin remover el pistón, y el mantenimiento del pistón sin desmantelar el BEB.

## 8. CONSIDERACIONES FINALES Y CONCLUSIONES:

Los biocombustibles de primera generación para motores diésel se producen a partir de aceites vegetales. Después de una purificación más o menos profunda, se pueden usar directamente como combustible en motores diésel y todavía se usan actualmente en algunas aplicaciones limitadas. Ejemplo de ello lo constituye la utilización de aceite de piñon (Jatropha) en las islas Galapagos de Ecuador, al aceite ser extraído de las semillas oleaginosas a través de extracción por solvente, extracción mecánica, extracción enzimática y extracción acuosa. Según (Villafuente-Barreto et al, 2022), al realizarse la extracción en condiciones de operación adecuadas, la eficiencia del aceite obtenido fue del orden del 57%. Desde 2010 un sistema híbrido de dos generadores de aceite de Jatropha de origen alemán con una potencia eléctrica de 69 kW (kW<sub>el</sub>) y una planta fotovoltaica con una potencia eléctrica pico de 21 kW (kW<sub>pico</sub>) está suministrando con éxito electricidad a partir de energías renovables a los habitantes y turistas de Isla Floreana. Los

equipos de alemanes recomiendan que la calidad del aceite de Jatropha se compare con los requisitos de la norma de colza (DIN 51605), lo que debería resultar en el logro de un aceite de Jatropha de buena calidad para la combustión, por ejemplo, en motores diésel.

Se han realizado varias investigaciones y los resultados de las pruebas han demostrado que los aceites vegetales son sustitutos factibles del combustible diésel. El uso de aceites vegetales como combustible diésel depende de los precios del mercado mundial para los productos minerales y, por lo tanto, es de especial interés en la actualidad solo para los países con un gran exceso de producción de aceite vegetal.

Los aceites vegetales están disponibles en todo el mundo y son renovables, ya que las verduras que producen semillas oleaginosas se pueden plantar año tras año. Por el contrario, debido a su combustión más lenta y temperaturas más bajas

en la cámara de combustión, los aceites vegetales reducen las emisiones de NOx. No obstante, la utilización de los aceites vegetales como combustible, así como los otros biocombustibles en general puede suponer posibles líneas de competencia con la cadena alimentaria, al tener que cederse gran parte de la producción de granos o frutos oleaginosos para la producción de combustible, en lugar de estos ser utilizados para proveer de alimento a la población tanto de la localidad en que se producen así como posibles exportaciones. De esta manera, estas localidades aparte de renunciar a estas fuentes alimenticias también dejan de percibir la retribución financiera que con su producción y comercialización se podría esperar. Sin embargo, esto es una cuestión de saber balancear estas producciones y utilización de materia prima a fin de que se todo el proceso sea sostenible.

Si bien los aceites vegetales representan un combustible alternativo, seguirán presentando riesgos relacionados con sus características intrínsecas, que ni los fabricantes de automóviles ni de tractores y maquinaria agrícolas están dispuestos a asumir. Los resultados de algunos experimentos demuestran que el aceite vegetal y sus mezclas son potencialmente buenos combustibles sustitutos de los motores diésel en un futuro cercano cuando los depósitos de petróleo se vuelvan más escasos.

Para los estudios relacionados a la utilización de aceite vegetal directamente empleado, según el estudio de caso presentado por Sisi et al, el motor diésel funcionó con éxito con los combustibles SVO puros de Vanuatu sin ningún aditivo. No se observaron golpes, lo que implica que los combustibles SVO están adaptados para el motor diésel. El rendimiento del motor y los resultados de las emisiones de los SVO se compararon con los resultados obtenidos con combustible diésel limpio. Podemos concluir que se encontró que las eficiencias térmicas de freno de los SVO eran comparables con las del diésel.

El aceite de tamanu, que es un aceite no comestible, mostró buenas características de desempeño a pesar de tener una alta viscosidad a temperatura ambiente. Las emisiones de CO<sub>2</sub> de

los combustibles SVO son ligeramente inferiores a las del diésel. Los resultados de emisión de CO para los SVO son más altos que los del diésel para todas las cargas debido a una alta proporción de carbono a oxígeno en los SVO, lo que hace que parte del carbono experimente una combustión incompleta. Los cuatro aceites usados en el estudio referido se pueden usar en motores diésel directamente sin ninguna reducción significativa en el rendimiento del motor.

El estudio presentado por Yacoob et al, cubre una revisión detallada del uso de biocombustibles obtenidos de WCO en el motor de CI con diferentes proporciones de mezcla con diésel de petróleo. La comparación de las propiedades fisicoquímicas del diésel, biodiesel y biocombustibles WCO mostró si los valores se encuentran dentro de los límites permitidos por las normas ASTM y europeas o no. Esta comparación fue seguida por la elucidación de las características de combustión, rendimiento y emisión de las mezclas de biocombustible y el combustible de referencia. En la comparación de las características de combustión del biocombustible con el diésel de referencia, el CPP (Cylinder peak pressure) aumentó, el período ID (Ignition delay) se acortó, la HRR (Heat release rate) disminuyó y la EGT (Exhaust gas temperature) tuvo un comportamiento errático.

Otros trabajos en este campo han explorado la inclusión de nanopartículas en mezclas de biocombustibles debido a sus efectos positivos sobre sus propiedades fisicoquímicas y características de emisión. Una mejor caracterización también es buena para mejorar las características de combustión, rendimiento y emisión. También hay espacio para mejorar la estabilidad oxidativa del biocombustible y la estabilidad de la mezcla, especialmente con adiciones de nanopartículas. Se deben desarrollar políticas relacionadas con los combustibles alternativos para comercializar el combustible mezclado WCO-diésel.

El HVO se produce por hidrogenación e hidrocrackeo de aceites vegetales y grasas animales usando hidrógeno y catalizadores a altas temperaturas y presiones. En este proceso de hidrotreamiento, se elimina el oxígeno de las

materias primas que consisten en triglicéridos y/o ácidos grasos. En primer lugar, se agrega hidrógeno a los dobles enlaces en la materia prima renovable. A partir de entonces, se agrega más hidrógeno para eliminar el propano mediante la escisión de los triglicéridos en ácidos grasos.

Por último, los ácidos grasos se convierten en hidrocarburos por hidro desoxigenación y/o descarboxilación. La producción de HVO está bien desarrollada a escala industrial. El costo de inversión para las instalaciones HVO es generalmente más alto que para las plantas de producción de biodiesel. El hidrógeno utilizado en la producción de HVO en la actualidad proviene principalmente de fuentes fósiles.

El HVO se puede producir a partir de cualquier tipo de aceite vegetal y grasas que contengan triglicéridos y ácidos grasos. HVO es una parafina renovable con propiedades de combustión similares a otras parafinas renovables como los líquidos de Fischer-Tropsch, que se producen a través de la gasificación de biomasa y la síntesis química. En el procesamiento, se mezclan normalmente entre un 5 % y un 10 % de alimentos de base biológica con alimentos fósiles.

En el procesamiento, los componentes de base biológica se fraccionan en diferentes líneas de refinería y terminan como múltiples productos.

El proceso HVO también se puede modificar para producir queroseno renovable, por ejemplo, para las aplicaciones de combustible para aviones.

Como lo presenta el artículo publicado por Hunicz et al, dentro de los límites del régimen de combustión discutido, el número de cetano del combustible tiene un efecto dominante en el desempeño de la combustión de los combustibles, afectando la combustión del combustible piloto. Debido al fuerte acoplamiento de la combustión principal con el piloto anterior, la combustión principal permanece en gran medida insensible a los cambios de combustible, por lo que todos reaccionan a la presión de inyección de manera similar. A pesar de las diferencias a gran escala en la viscosidad y el punto de inflamación entre los combustibles probados, el efecto de todos los demás parámetros del combustible en la combustión es un orden de magnitud menor que el del índice de cetano. La naturaleza oxigenada de FAME y su gran viscosidad finalmente no deterioran las emisiones en el concepto de combustión realizado.

Las diferencias de combustible a combustible resultan directamente del contenido de azufre y cenizas en el combustible, más que de las diferentes características de la combustión.

## 9. DECLARACIÓN DE CONFLICTO DE INTERESES:

Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses, así como declaran haber dado el debido crédito literario a las fuentes utilizadas y autores. De igual forma los autores declaran el carácter

informativo y educativo del presente artículo, para tal no se ha recibido aporte económico ni financiero para su realización.

## 10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

Alvarez, F. (2016). Motores estacionarios diesel operados con aceite vegetal crudo de jatropa y palma . Revista CINTEX, 21 (1), 45-70.

Chakraborty, S., Adhikary, A., & Al Nur, M. (2019). Waste vegetable oils as an alternative fuel for diesel engine. ICME09-TH, 27.

Corsini, A., & Marchegiani, F. (2015). Vegetable oils as fuels in Diesel engine. Engine performance and emissions. Energy Procedia, 942-949.

Division, E. W. a. A., Olhoff, A., Christensen, J., Lamb, W. F., Pathak, M., Kuramochi, T., Michel, D. E., Fransen, T., Rogelj, J., Portugal-Pereira, J., Burton, J., Muttitt, G., Rao, N., Mulugetta, Y., Geden, O., Bui, M., Gidden, M., & Bustamante, M. (2023, November 7). Emissions Gap Report 2023: Broken Record – Temperatures hit new highs, yet world fails to cut emissions (again). <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/43922>.

Di Vito Nolfi, G., & Gallucci, K. a. (2021). Green Diesel Production by Catalytic Hydrodeoxygenation of Vegetables Oils. International Journal of Environmental Research and Public Health, 1-28.

Gandón-Hernández, J. T.-B., & García-Díaz, M. (2017). Caracterización de un biocombustible obtenido a partir de aceite vegetal de desecho. . Tecnología Química. 37(2), 236-248.

Hunicz, J., Krzaczek, P., Geca, M., Rybak, A & Mikulski, M. (2021). Comparative study of combustions and emission of diesel engine fuelled with FAME and HVO. Combustion Engines. 2021, 184(1), 72-78. <https://doi.org/10.19206/CE-35066>.

Madhuri, R. R. (2015). Properties of vegetable oils and their influence on performance and exhaust emissions of a Di-Diesel Engine: A review. Intl J Mech Eng Technol, 6 (11), 89-101.

Murayama, T. (1995). Evaluación de los aceites vegetales como combustible diesel. Palmas, Volumen 16, No.3, 63-72.

Nieto Garzon, O. A., & Hartmann, R. &. (2015). Experimental and thermodynamic analysis of a compression ignition engine operating with straight soybean oil. Revista de la Sociedad Brasileña de Ciencias Mecánicas e Ingeniería, 37 (5), 1467-1478.

Ortiz, H., Kipping, D., & Schumann, U. (2012). Potencial para el uso directo de los aceites vegetales en los motores de combustión . Revista Mexicana de Ciencias Agrícolas , 650-658.

Pérez, B., Díaz, U., Celestino, P., Ramón, F., Hernandez, F. B., & Beltran, S. (2010). Beneficios para la combustión y el medio ambiente, con el uso de aceite vegetal. . Revista CENIC. Ciencias Biologicas, Vol 41, 1-9.

Riba, J.-R., Esteban, B. B., Puig, R., & Rius, A. (2010). Caracterización de las propiedades físicas de aceites vegetales para ser utilizados como carburante en motores diesel. Afinidad, Vol 67, No. 546.

Selaimia, R., Beghiel, A., & Oumeddour, R. (2015). The synthesis of biodiesel form vegetable oil. Procedia - Social and Behavioral Sciences, 1633-1638.

Sisi, M., Ahmed, R., & Rohindra, D. (2020). Performance and emission characteristics of a diesel engine employing straight vegetable oils from vanuatu as fuels. Advances in Mechanical Engineering. Vol 12 (9), 1-13.

Vignesh, P., Arockiyasamy, R., Narayanan, S., Jayaseelan, V., & Sudhakar, K. (2021). Biodiesel and green diesel generation: an overview. IFP Energies nouvelles Vol 76 (6), 1-16.

Villafuerte-Barreto, A., Zambrano-Gavilanes, F., & Bravo-Zamora, R. (2022). Evaluacion del potencial uso del pinon (Jatropha Curcas L.) para la generaci3n de biocombustible. *Biotempo* 2022, 19(2), july-december: 281-289.

Vrabie, V., Scarpete, D., & Zbarcea, O. (2016). Vegetable oils as alternative fuel for new generation of diesel engines. A review. *Scientific proceedings XXIV International scientific-technical conference*. Vol 1, 105-109. Wartsila (marzo 2007). Wartsil 46 Project Guide, Volumen 5. Vaasa, Finlandia.

Wartsila (2008). Wartsil 46 Technology Review. Vaasa, Finlandia.

Yaqoob, H., Yew, T., Farooq, S., Muhammad, U., Ahmad, J., Zareena, K., . . . Atiq, R. (2021). Potential of waste cooking oil biodiesel as renewable fuel in combustion engines: A review. *Energies*. Vol 14, 1-20.

**enerLAC**

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe



Asociación de Universidades  
**GRUPO MONTEVIDEO**

Av. Mariscal Antonio José de Sucre  
N58-63 y Fernandez Salvador  
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995  
enerlac@olade.org