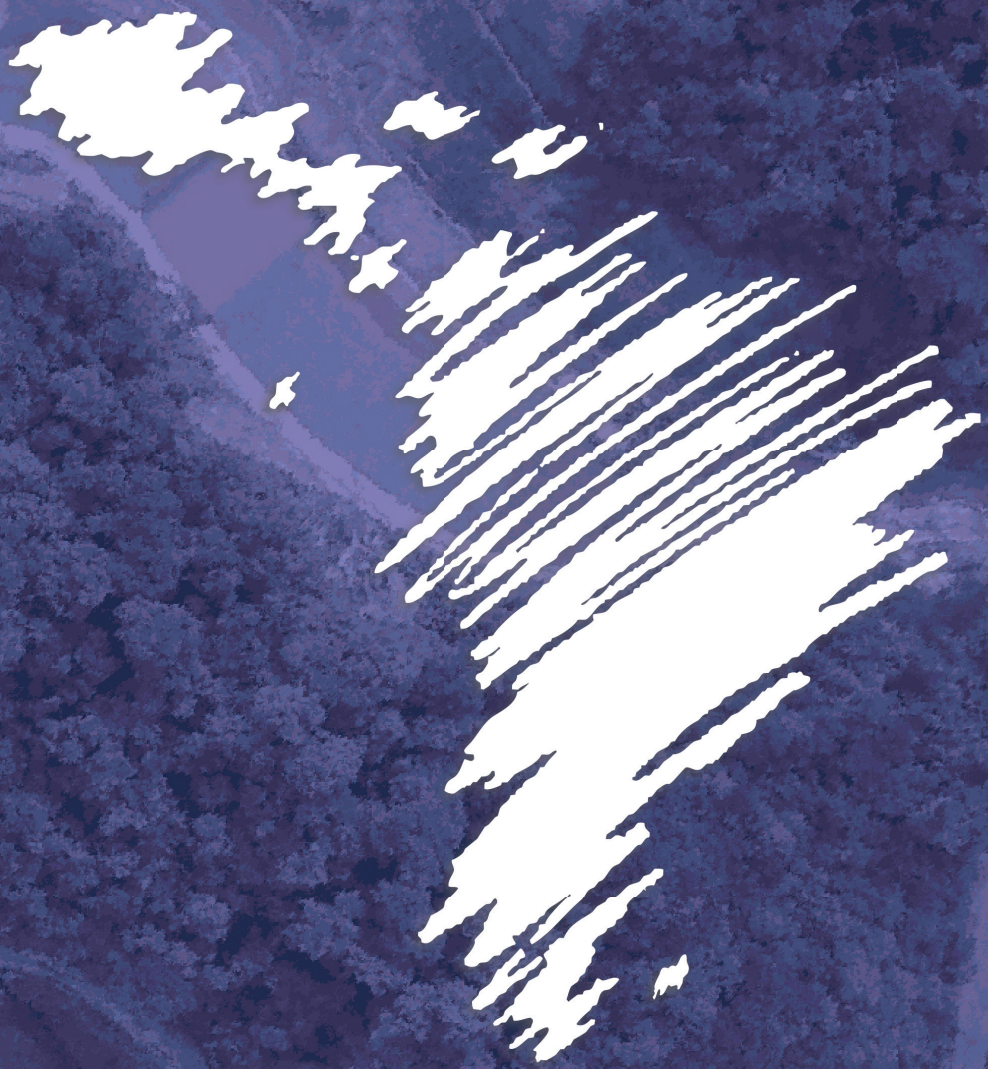
olade ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

Asociación de Universidades GRUPO MONTEVIDEO

Volumen II. Número 2. Diciembre, 2018
ISSN 2602-8042 impreso / 2631-2522 digital

enerLAC

Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe



Biomasa residual de piñón como combustible sólido

Aprovechamiento GNL en empresas mineras en Perú

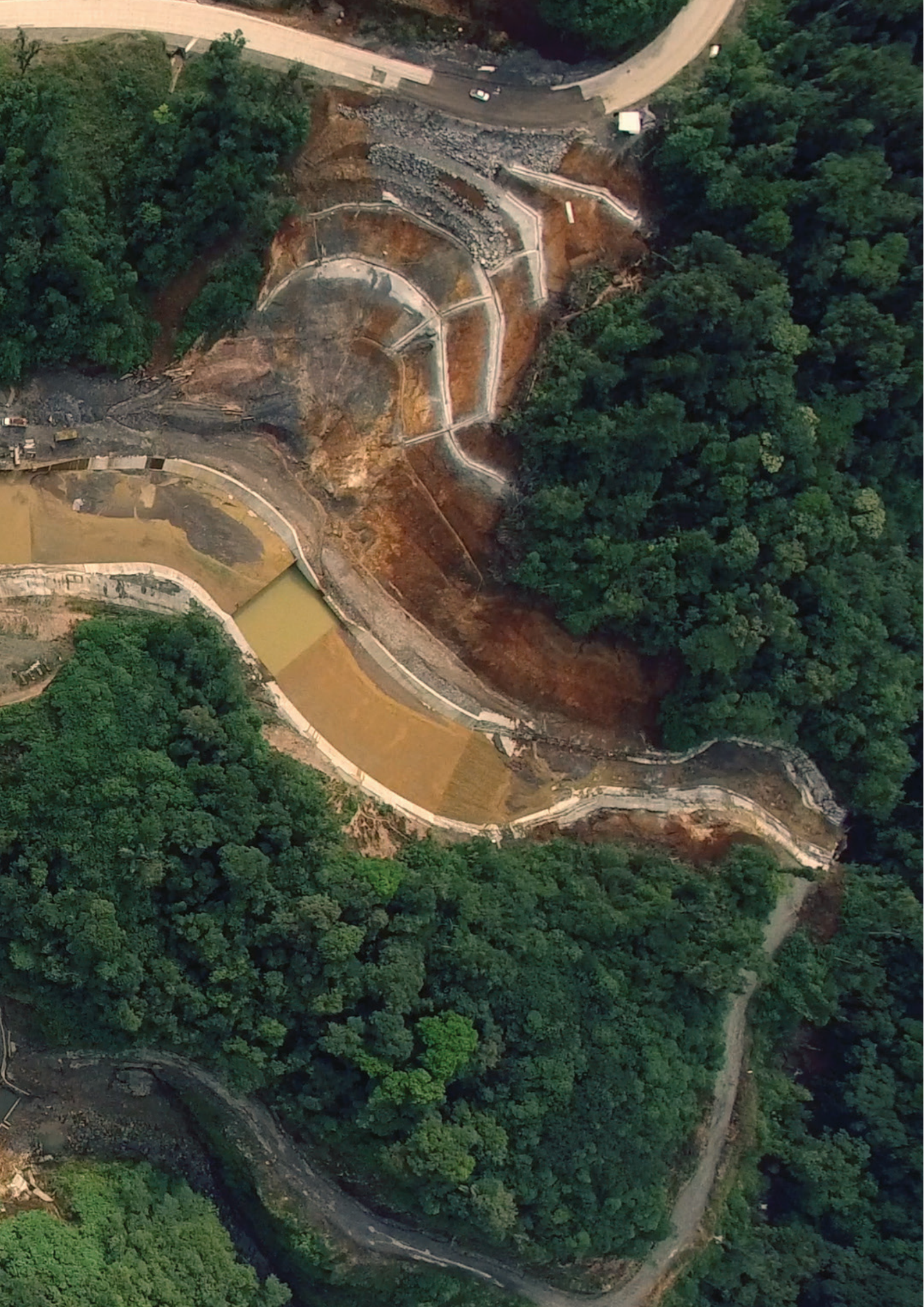
NAMA & Residential efficient lighting in Grenada

Refinación y eficiencia energética

Indicadores para medir pobreza energética

Residuos leñosos para calefacción

Resultados de estudios prospectivos internacionales de ALC



COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO (AUGM)

Martha Ligia Vides Lozano
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS DE OLADE

Blanca Guanocunga
BIBLIOTECARIA OLADE

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Martha Ligia Vides Lozano

REVISORES

Cristhian Carrasco Villanueva. *Universidad Mayor de San Andrés (UMSA). Bolivia*

Marcelo Castelli Lémez. *MCT ESCO. Uruguay*

Martha Ligia Vides Lozano. *Especialista Principal de Hidrocarburos de OLADE*

Mauricio Medinaceli Monrroy. *Consultor Externo. Bolivia*

Byron Chiliquinga.
Gerente de Proyecto de Cooperación Canadiense

Jaime Guillén. *Consultor de OLADE*

Alexandra Arias. *Energy Advocacy Officer, Oficina regional América Latina HIVOS, Costa Rica*

Carina Guzowski.
Universidad Nacional del Sur (UNS). Argentina

María Rosa Gamarra Céspedes. *Instituto Universitario de Ciencia y Tecnología (IUCT). España*

Laura Moyano. *Universidad Nacional de Córdova. Argentina*

COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*
Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2018. Todos los derechos reservados.

2602-8042 (Impresa)
2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: http://enerlac.olade.org
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 / 2599-489

Fotografía de portada: Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Ecuador. Foto cedida por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables del Gobierno del Ecuador.

Esta revista es financiada por la Cooperación Canadiense.

Global Affairs Canada Affaires mondiales Canada

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO
Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

CC BY NC ND

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO

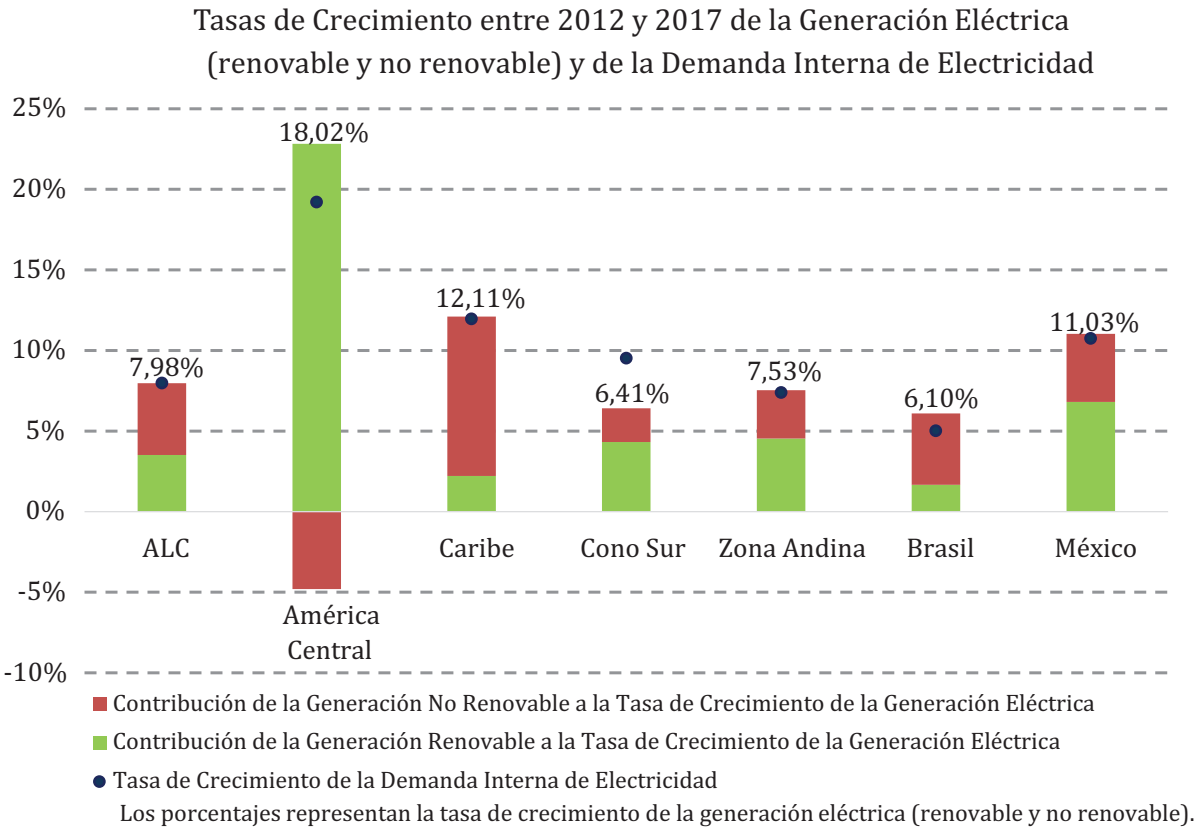
Hemos logrado cumplir con la entrega del segundo número de EnerLAC durante 2018 que agrupa en total entre las dos entregas del año quince artículos académicos producto de la investigación y desarrollo de nuestra región. Esto ha sido posible a partir del trabajo conjunto y asociado con la Asociación de Universidades del Grupo Montevideo (AUGM). Esta asociación estratégica ha permitido generar sinergias entre organismos para producir una publicación útil y necesaria para nuestra región.

Por otro lado, en OLADE también estaremos publicando el Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018, que recaba y presenta la información estadística oficial de nuestros Países Miembros, procesadas con información base del año 2017. En el análisis de la información del año base concluimos que el sector energía de América Latina y el Caribe se encuentra en un profundo y continuo cambio, marcado fundamentalmente por las nuevas tendencias tecnológicas en fuentes y usos de energía.

Uno de estos cambios refiere a la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía a la matriz energética regional, fenómeno que se va consolidando gradualmente, con grandes avances en tal sentido en algunas de las principales economías de la región. Sin embargo, la brecha existente entre países en materia de desarrollo de su potencial renovable, lleva a que el incremento de la demanda final de energía en los últimos 5 años, se ha dado a una tasa superior a la tasa de incorporación de generación renovable (en términos de energía), por lo cual en promedio en ALC, la contribución de la generación renovable para cubrir el incremento de la demanda eléctrica ha sido inferior al 45% y la incorporación de generación fósil ha debido cubrir una gran parte de ese crecimiento (en una proporción equivalente al 55% restante) para abastecer la demanda final de electricidad. Es de destacar la evolución en tal sentido de América Central que, más allá de lograr cubrir en los últimos 5 años el incremento de la demanda eléctrica con generación a partir de fuentes renovables, se ha producido un gradual reemplazo de la generación eléctrica fósil. No obstante, este importante resultado subregional, si analizamos los promedios para todo ALC, el resultado tiene una muy simple interpretación, la renovabilidad de nuestra generación eléctrica ha presentado un descenso en los últimos 5 años, aun cuando se han producido grandes avances en la incorporación de generación renovable en muchos países, estos no han resultado suficientes para compensar el aumento de la demanda eléctrica en nuestra región. En la evolución de las estadísticas se observa el efecto de la disminución de la disponibilidad hídrica en Brasil que tiene un efecto importante en los agregados y promedios regionales.

Entre 2016 y 2017 hemos observado un auspicioso avance en materia de acceso a la electricidad, la región ha pasado de 20 millones de personas sin acceso a la electricidad a 19 millones en 2017. Haití, a partir de proyectos concretos de electrificación, presenta importantes avances en el año de análisis. Si mantuviéramos la tasa de acceso a la electricidad observada en los últimos 5 años, la región debería tener acceso prácticamente universal a la energía en un lapso de 13 años. Sabido es que demandará mayor tiempo el cumplimiento de este componente de uno de los objetivos específicos del ODS 7, dado que los últimos esfuerzos de electrificación resultan más complejos y costosos y se darán a una tasa menor a la observada, pero son auspiciosos los avances observados en la última década.

Otro aspecto a destacar en la evolución del sector energía de nuestra región es el rol del gas natural en la matriz de energía primaria. El gas natural ha pasado de representar el 29% de la matriz de energía primaria en 2012 al 34% en 2017. Esta evolución está fuertemente condicionada por los avances tecnológicos asociados al gas natural licuado que han permitido el desarrollo de proyectos de licuefacción y regasificación a lo largo de toda la región. El desarrollo de las reservas no convencionales de gas en Argentina proyectará la producción de ese país a partir del



desarrollo de una de las principales reservas globales de hidrocarburos no convencionales. Esta gradual incorporación del gas natural se centra fundamentalmente en la sustitución de hidrocarburos líquidos en la generación de electricidad, la participación del gas natural en la generación eléctrica ha pasado de un 23% en 2012, a un 28% en 2017.

OLADE en 2018 cumplió 45 años desde su creación; en este tiempo transcurrido desde la suscripción del convenio de Lima, nuestra región ha logrado grandes avances en muchos de sus principales indicadores. Si tomamos conciencia que ALC tenía más de 130 millones de personas sin acceso a la electricidad en 1973 y que hoy ese valor se ha logrado reducir a menos de 20 millones, este es un claro ejemplo de los resultados en materia de planificación, políticas e inversión en el sector (pública y privada). Sin embargo, aún seguimos siendo la región más desigual del planeta, tenemos necesidades a nivel de infraestructura y de inversión, y tenemos la necesidad de consolidar nuestra institucionalidad definiendo políticas de Estado, marcos regulatorios y jurídicos estables, que trasciendan las administraciones de gobierno y que aporten la confianza necesaria en nuestras instituciones.

Debemos de forma coordinada derribar las brechas existentes entre los países de nuestra región, generar mercados regionales que permitan intercambios energéticos dinámicos y complementarios, que no estén basados exclusivamente en intercambios bilaterales entre países; que aporten a la seguridad energética regional y brinden robustez a los sistemas energéticos. Estos son algunos de los muchos desafíos y fundamentalmente oportunidades que enfrenta nuestra región y que a partir de la difusión del conocimiento y la investigación científica podemos asegurar un sendero de desarrollo regional correctamente orientado en aras de darle solución efectiva al levantamiento de estas barreras.

ÍNDICE

p.8

CO-COMBUSTIÓN DE PELLETS DE *JATROPHA CURCAS* (PIÑÓN) Y ASTILLAS DE MADERA EN UN QUEMADOR HORIZONTAL PROTOTIPO, Daniel Rivadeneira, Mario A. Heredia Salgado, Valeria Ramírez, Ricardo Narvaez, Luíz António da Cruz Tarelho, M.A Amador de Matos

p.24

APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN LAS EMPRESAS MINERAS DEL SUR DEL PERÚ: OPORTUNIDAD PARA UN DESARROLLO SOSTENIBLE, Francisco Porles Ochoa, Iván Renzo Hernández Gutiérrez

p.52

NATIONALLY APPROPRIATE MITIGATION ACTION (NAMA) CONCEPT IN RESIDENTIAL ENERGY EFFICIENT LIGHTING IN GRENADA, Luis Guerra

p.72

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN REFINERÍAS DE PETRÓLEO. UNA MIRADA A LOS ESFUERZOS Y ACCIONES LLEVADAS A CABO POR LA INDUSTRIA DE LA REFINACIÓN A NIVEL INTERNACIONAL Y REGIONAL. Marysol Materán Sánchez

p.106

UNA PROPUESTA DE INDICADORES PARA MEDIR LA POBREZA ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, Jorge Dehays Rocha, Andrés Schuschny

p.126

EVALUACIÓN DE RESIDUOS LEÑOSOS AGRÍCOLAS PARA UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN DISTRITAL EN LA CIUDAD DE TALCA, REGIÓN DEL MAULE, Harald Fernández- Puratich

p.140

PRESENTACIÓN COMPARATIVA DE ALGUNOS RESULTADOS PROVENIENTES DE ESTUDIOS PROSPECTIVOS INTERNACIONALES REFERIDOS A AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, Wonhee Lee, Katherine Segura, Andrés Schuschny

CO-COMBUSTIÓN DE PELLETS DE *JATROPHA CURCAS* (PIÑÓN) Y ASTILLAS DE MADERA EN UN QUEMADOR HORIZONTAL PROTOTIPO

Daniel Rivadeneira[1] , Mario A. Heredia Salgado[2] , Valeria Ramírez[3] , Ricardo Narvaez[4] ,
Luíz António da Cruz Tarelho[5] , M.A Amador de Matos[6]

Recibido: 14/05/2018 y Aceptado: 15/10/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 2. Diciembre, 2018, 2018 (8-23).

RESUMEN

En Ecuador, el uso de aceite de Jatropha curcas (Piñón) como biocombustible para generación eléctrica en las Islas Galápagos representa importantes beneficios a nivel ambiental y social. Sin embargo, estudios previos demuestran que el rendimiento financiero del proceso de acopio del fruto, así como la extracción del aceite de Piñón es bajo. El proceso de extracción tiene un rendimiento de aceite de 30 % p/p. Por lo tanto, 70% p/p de la materia prima procesada se convierte en biomasa residual, i.e. torta de piñón y cascarilla de piñón. En este contexto, la valorización energética de estos residuos es de gran interés pues la comercialización de combustible sólido pelletizado podría representar una alternativa para equilibrar el rendimiento financiero de las operaciones de extracción y por ende extender la producción y consumo de aceite de Piñón en Galápagos. Es así que el presente trabajo evalúa de forma experimental el uso de biomasa residual de piñón pelletizada como combustible sólido para la generación de energía térmica. Es importante notar que, en el Ecuador, la diferencia de altura que existe entre cada región hace que la demanda de energía térmica sea mayor en la sierra. Por lo tanto, el presente estudio estima además las calibraciones que sería necesario practicar a un sistema de combustión convencional para que opere a una altura típica de la serranía ecuatoriana. Los experimentos se llevaron a cabo a una altura de 2635 m.s.n.m. en un quemador de llama horizontal prototipo desarrollado localmente (30kWth). Un detector de radiación ultravioleta ubicado en la cámara de combustión permite evaluar el proceso de ignición a bajas temperaturas de la biomasa residual de Piñón pelletizada. Una vez verificada la presencia de una llama estable en la salida del quemador se estima el perfil axial de temperaturas de los gases efluentes en condiciones de estado estacionario. Los tipos de biomasa considerados en este estudio son: pellets de torta de piñón (P1), pellets producidos con 50% p/p de torta y 50% p/p cascarilla de piñón (P2), pellets producidos con 50% p/p

1 Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables – INER, Quito, Ecuador; Ingeniero Mecánico; analista técnico de INER, daniel.rivadeneira@iner.gob.ec

2 Department of Environment and Planning and Centre for Environmental and Marine Studies, University of Aveiro; Master en Sistemas Energeticos Sustentables, candidato a PhD, heredia.mario@ua.pt

3 Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables – INER, Quito, Ecuador; Master en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética; analista técnico de INER, valeria.ramírez@iner.gob.ec

4 Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables – INER, Quito, Ecuador, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador; MSc. en Energías Renovables; Subdirector Técnico en INER y Profesor en la UCE; ricardo.narvaez@iner.gob.ec

5 Department of Environment and Planning and Centre for Environmental and Marine Studies, University of Aveiro; Doctor en Ciencias Aplicadas del Ambiente, Profesor asistente, ltarelho@ua.pt

6 Department of Environment and Planning and Centre for Environmental and Marine Studies, University of Aveiro; Doctor en Ciencias Aplicadas del Ambiente, Profesor auxiliar, amatos@ua.pt

cascarilla de piñón y 50% p/p carbón de torta de piñón (P3) y finalmente astillas de origen forestal (AS).

Se estima que para operar bajo una condición estándar de combustión (concentración de 8-10% de O_2 en el efluente, gas seco) el exceso de aire requerido por la combustión es de 100 y 170%. Se verifican dificultades para estabilizar el frente de llama durante los procesos de ignición a baja temperatura de las muestras de combustible P1, P2 y P3. A este respecto, se observa que la adición de 75 % p/p de AS a las muestras de combustible P1, P2 y P3 permite sobrepasar estas limitaciones fijándose un frente de llama robusto y estable a la salida del quemador en un tiempo promedio de 124 s. Durante los experimentos de combustión, se verifican temperaturas del orden de 900ºC en los gases efluentes, así como también ciertas oscilaciones en el perfil axial de temperaturas, comportamiento típico asociado a este tipo de sistemas.

Palabras Clave: Combustión de Biomasa Residual, Pelletización, Jatropha Curcas, Conversión Termoquímica, Ecuador.

ABSTRACT

In Ecuador, the use of Jatropha curcas oil (Piñón) as a biofuel for power generation in the Galapagos Islands represents important environmental and social benefits. However, previous studies show that the financial performance of the process of gathering the fruit as well as the oil extraction is low. The extraction process has an oil yield of 30 wt%. Therefore, 70 wt% of the raw material processed is converted into residual biomass, i.e. seed cake and fruit shells. In this context, the energetic valorization of this waste is of major interest because the commercialization of solid pelletized fuel could represent an alternative to improve the financial performance of the extraction operations and thus extend the production and consumption of Piñón oil in the Galapagos Islands. Thus, the present work experimentally evaluates the use of Piñón pelletized residual biomass as a solid fuel for thermal energy production. It is important to note that in Ecuador, the altitude difference between each region makes the demand for thermal energy higher in the sierra. Therefore, the present study also estimates the calibrations that would be necessary to practice to a conventional combustion system to operate at a typical altitude of the Ecuadorian highlands. The experiments were carried out at an altitude of 2635 m.a.s.l. in a locally developed prototype horizontal flame burner (30kWth). An ultraviolet radiation detector located in the combustion chamber allows to evaluate the low temperature ignition process of the pelletized Piñón residual biomass. Once the presence of a stable flame in the burner exit has been verified, the axial profile of the temperature of the effluent gases is estimated under steady-state conditions. The types of biomass considered in this study are: seed cake pellets (P1), pellets produced with 50 wt% seed cake and 50 wt% fruit shell (P2), pellets produced with 50 wt% fruit shell and 50 wt% pyrolyzed seed cake (P3) and finally wood chips (AS).

It is estimated that to operate under a typical combustion condition (O_2 concentration of 8-10% in the effluent, dry gas) the excess air required must be between 100 and 170%. There are difficulties in stabilizing the flame front during the low temperature ignition processes of the fuel samples P1, P2 and P3. In this regard, it is observed that the addition of 75 wt% of AS to the fuel samples P1, P2 and P3 allows to overcome these limitations by fixing a robust and stable flame front at the burner outlet in an average time of 124 s. During the combustion experiments, temperatures in the order of 900ºC were verified in the hot flame gases as well as certain oscillations in the axial temperature profile, that is a typical behavior associated with this type of systems.

Keywords: *Residual Biomass Combustion, Pelletization, Jatropha Curcas, Thermochemical Conversion, Ecuador.*

INTRODUCCIÓN

Ecuador es considerado un país muy diverso debido a la extensa flora y fauna que se distribuye a lo largo de su territorio. Sin embargo resaltan en particular las Islas Galápagos dado que son un refugio de inusual vida silvestre hecho que le ha merecido la declaración de Patrimonio de la Humanidad en 1979 y en el 2007 por la UNESCO (UNESCO, 1978). Las Islas Galápagos cuentan con 25.244 residentes permanentes cuya actividad principal está relacionada a los servicios turísticos (Gal, 2010). La demanda de energía eléctrica de la población residente en las Islas Galápagos es generada mediante la conversión energética de combustibles fósiles, principalmente diésel (Arboit, Arena, & de Rosa, 2008), que a su vez son transportados por vía marítima desde el continente (ELECGALÀPAGOS S.A., 2015). El potencial derrame de combustibles fósiles durante los procesos de transporte es una gran preocupación, pues podría ocasionar daños irreversibles al ecosistema de las Galápagos. De hecho, en el año 2001 se registró un derrame de 145.000 galones de combustible en las aguas del archipiélago durante una desafortunada operación de transporte. A raíz de este evento, el gobierno ecuatoriano impulsa la iniciativa "Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos" (Enrique Heinemann GIZ, 2015).

Es así que dentro del marco del "Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos", el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) lleva a cabo el Proyecto "Producción de aceite de Piñón para el plan piloto de generación eléctrica en Galápagos", el cual a partir del 2008 tiene como objetivo principal, reemplazar parte del diésel utilizado para la generación eléctrica por aceite vegetal puro de *Jatropha Curcas* (Piñón) que a su vez sería producido en la provincia costera de Manabi (IICA, 2011). A partir del lanzamiento de este proyecto se han reportado impactos positivos tanto a nivel ambiental como a nivel social en las Islas Galápagos y en la provincia de Manabí. Sin embargo, las operaciones de post-cosecha asociadas a la producción de aceite de Piñón en la provincia de Manabí representan una gran preocupación debido al bajo rendimiento financiero que arrojan requiriendo por lo tanto inyecciones continuas de capital tanto de instituciones públicas como también de organizaciones no gubernamentales para darle continuidad a esta iniciativa (Recalde, 2016).

Es importante notar que durante el proceso de extracción de aceite de piñón se genera una importante cantidad de biomasa residual. Dentro de la biomasa residual generada durante la extracción de aceite de piñón se encuentran: a) la cáscara del fruto y b) la torta (fracción sólida obtenida luego de la extracción de aceite). Se estima que el 70% p/p de la materia prima que se procesa durante la extracción de aceite de Piñón se convierte en biomasa residual (Recalde, 2016). Por lo tanto, se ha venido planteando que la valorización energética de esta biomasa residual podría representar una importante alternativa para mejorar el rendimiento financiero de las operaciones de post-cosecha (i.e. acopio y extracción de aceite de Piñón).

Bajo esta coyuntura y con el fin de evaluar el potencial de conversión energética de la biomasa residual de Piñón, el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) ha implementado una planta piloto de pelletización en la ciudad de Portoviejo, provincia de Manabí que tiene como principal objetivo valorizar la biomasa residual producida durante el proceso de extracción de aceite de Piñón, transformándola en un combustible sólido de alto contenido energético. Por lo tanto, enmarcado en estos esfuerzos el presente trabajo pretende evaluar el uso de biomasa residual de piñón pelletizada como alternativa para la generación de energía térmica generando así evidencias documentadas que permitan conocer las implicaciones prácticas del uso de este tipo de combustible sólido en un sistema de conversión de energía. Es importante notar que la naturaleza del proceso de extracción de

aceite de Piñón (presión mecánica) hace que no se requiera energía térmica en las extractoras. Por ende, el uso de los pelletizados provenientes de la biomasa residual de Piñón no podría ser valorizado dentro de las mismas extractoras. Sin embargo, los pelletizados provenientes de la biomasa residual de Piñón podrían encontrar un importante mercado en la serranía ecuatoriana, dado que la diferencia de altura que existe entre esta y las demás regiones del país hace que la demanda de energía térmica sea mayor en las ciudades situadas en la altura.

Con esta base se definieron siete tipos de biocombustibles que consideran pelletizados de biomasa residual de Piñón y astillas de biomasa forestal, para los que se evalúa de forma individual: a) el proceso de ignición a bajas temperaturas (tiempo de ignición de una muestra normalizada en la cámara de combustión del quemador) y b) el perfil axial de temperaturas en la región de la llama. Los ensayos de combustión se realizaron en un quemador horizontal prototipo diseñado y construido localmente cuyas condiciones de operación fueron definidas mediante un modelo numérico que aplica una corrección estequiométrica acorde a condiciones de altura específicas (2635 msnm). Se determinó además la composición teórica del gas efluente con base en un balance general de masa y energía tomando en cuenta la composición proximal y elemental de cada formulación de pellets. Finalmente, para una condición estequiométrica fija fue prevista la estimación del perfil de temperaturas axial en tres puntos diferentes de la región de la llama con el fin de definir las temperaturas del proceso de combustión además de evaluar si se alcanzan condiciones de estado estacionario.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

La biomasa residual expuesta en este trabajo considera los residuos desprendidos durante el proceso de extracción de aceite de Piñón (pelletizados) y una muestra de biomasa residual forestal, ya que toda la experimentación a nivel mundial basa sus investigaciones en quemadores de biomasas de residuos forestales. Con base en estas muestras de combustible se elaboraron diferentes mezclas de combustible. Así, la tabla 1 presenta en detalle la composición y porcentaje de mezcla de cada muestra de combustible utilizada en este estudio.

Tabla 1.- Denominación y formulación de los biocombustibles utilizados durante los ensayos.

Número	Muestras	Abreviaturas	Formulación
1	Astilla	AS	100% Astilla*
2	Pellet 1	P1	100% de torta de piñón*
3	Pellet 2	P2	50% de torta de piñón & 50% de cascarilla de piñón*
4	Pellet 3	P3	50% de carbón de torta de piñón & 50% de cascarilla de piñón*
5	Mezcla 1	M1	75 % AS & 25% P1*
6	Mezcla 2	M2	75 % AS & 25% P2*
7	Mezcla 3	M3	75 % AS & 25% P3*

*Los porcentajes expuestos en la tabla corresponden al porcentaje en peso de la muestra.

Fuente: INER, 2017

El diámetro equivalente (d_e) de la biomasa residual forestal utilizada en los experimentos es de 10 mm > d_e < 30 mm. Por otro lado, las dimensiones de la biomasa residual de Piñón pelletizada son; largo: 35mm y ancho: 9mm. La composición proximal y elemental de las muestras de combustible utilizadas como base para la formulación del resto de muestras de combustibles (M1, M2 y M3) se muestra en la tabla 2.

Tabla 2.- Análisis proximal y elemental de las muestras de combustible utilizadas en los ensayos de ignición a baja temperatura

Análisis Proximal (p/p.%)				**Análisis Elemental (p/p.%, bs)**				
Muestras	Humedad (%)	Cenizas (%)	Poder calórico[b] (MJ/kg)	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)	O[a] (%)
AS	8,02	4,21	24,21	60,51	7,56	1,03	0,00	30,90
P1	4,08	7,24	17,04	54,34	6,73	5,22	0,73	32,98
P2	7,33	9,04	15,71	50,13	6,03	3,53	0,62	39,69
P3	9,93	12,10	21,34	56,69	4,02	2,94	0,46	35,89

[a] Valores obtenidos por diferencia
[b] Poder calórico superior PCS
bs=base seca.

Fuente: INER, 2017

Modelo numérico para el balance de masa y energía del sistema de combustión

El modelo numérico utilizado para realizar el balance de masa del quemador horizontal prototipo sigue las ecuaciones y consideraciones propuestas por (Mario A. Heredia Salgado, 2013; Mario A. Heredia Salgado, A.C.Tarelho, & Matos, 2016). Todas las variables del proceso y las ecuaciones de estado fueron integradas en Matlab® con fines analíticos. Así, la ecuación global para estimar la composición teórica del gas efluente se presenta en la Ec. (1).

$$(1)\quad \left[\frac{W_{C,F}}{M_C}, \frac{W_{H,F}}{M_H}, \frac{W_{O,F}}{M_O}, \frac{W_{N,F}}{M_N}, \frac{W_{S,F}}{M_S}, \frac{W_{W,F}}{M_W}\right] + \left[\frac{W_{a,A}}{M_{aire}}\right] * \left(1 * O_2 + 3.76 * N_2 + 7.66 * W_A * H_2O\right) = \left(n_{CO_2} + n_{H_2O} + n_{O_2} + n_{SO_2} + n_{N_2} + \frac{W_{ceniza,\,F}}{12}\right)$$

Del mismo modo, el balance global de energía para el quemador horizontal prototipo fue implementado en el modelo numérico mediante la Ec. (2).

(2) $$\Delta H_r = \Delta H_u + \Delta H_p + \Delta H_l$$

Durante el balance de energía (Ec.2), el contenido de energía en los reactivos: ΔH_r (biomasa y aire) y en los productos de la reacción ΔH_p (efluente gaseoso) fue dividido en tres porciones: a) calor sensible, b) calor latente y c) calor de la reacción. El calor sensible considera la diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura del elemento bajo análisis (reactivos o productos). Por otro lado, el calor latente considera la energía generada o perdida como resultado del cambio de fase de las especies condensables y el calor de la reacción considera la energía química presente en los elementos bajo análisis (reactivos o productos). Finalmente, las pérdidas de energía durante el proceso de combustión se estimaron como el 10% del contenido de energía en los reactivos (Mario A. Heredia Salgado et al., 2016). Por otro lado, la energía térmica útil como resultado del proceso de combustión se estimó mediante la Ec. (3).

(3) $$\Delta H_u = \Delta H_r - \Delta H_p - \Delta H_l$$

Reacciones de combustión y cálculo estequimétrico

Para la combustión de M1 con la formula $C_nH_mN_oS_r$ la reacción de combustión para un mol (volumen) de combustible se presenta en la Ec. 4:

(4) $$C_n\, H_m\, O_p\, N_q\, S_r + \propto (O_2 + 3.76\, N_2)$$

$$\rightarrow aCO + bCO_2 + eH_2O + fN_2 + gO_2 + lSO_2 + \text{Calor}$$

En esta reacción (Ec. 4), n representa el número de átomos de carbón en la molécula de combustible, m el número de átomos de hidrógeno, p el número de átomos de oxígeno, q el número de átomos de nitrógeno y r el número de átomos de azufre. Con el fin de garantizar una conversión completa del combustible durante el proceso de combustión se considera un exceso de oxígeno. El exceso de oxígeno utilizado se expresa en función del oxígeno teórico mediante un coeficiente α tal como se presenta el cálculo en la Ec. 5:

$$\text{Exceso de oxígeno} = \alpha = \frac{\text{oxígeno total utilizado} - \text{oxígeno teórico}}{\text{oxígeno teórico}}$$

(5)
$$\alpha = \frac{\text{oxígeno total}}{\text{oxígeno teórico}} - 1$$

Del mismo modo, el oxígeno que se utiliza para quemar una masa determinada de combustible, puede ser expresado según la Ec. 6.

(6) $$\text{oxígeno total} = (1+\alpha)\ \text{oxígeno teórico}$$

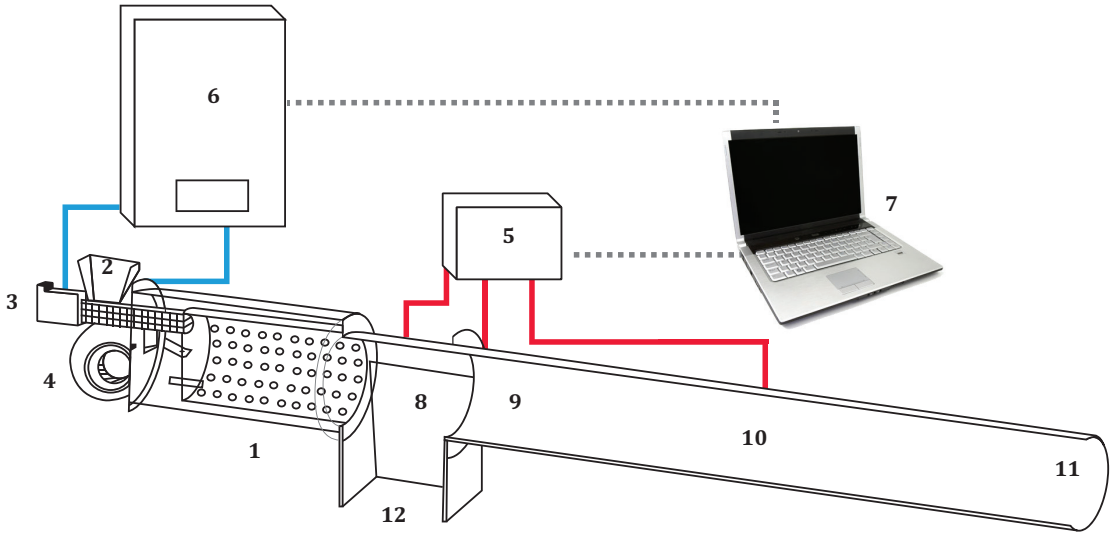
Quemador horizontal prototipo

Las experiencias se realizaron en un prototipo de quemador horizontal configurable para la combustión de biomasa residual de diferentes granulometrías. El quemador fue diseñado para una potencia térmica máxima de 30kWth. El aire para la combustión es suministrado por un soplador industrial de velocidad variable CY 125 (Montero, Taiwán). El aire primario es dosificado a través de 34 orificios de 5 mm de diámetro dispuestos en la superficie inferior de la camisa de combustión (ver Fig. 1). El aire secundario es dosificado a través de un anillo de post-combustión (orificios de 5 mm de diámetro) dispuesto sobre el extremo final de la boca del quemador (ver Fig. 1). El quemador cuenta con un alimentador horizontal de tornillo accionado por un motor de velocidad y torque variable 85BYGH450D-007B (Wantai., Jiangsu, China). El sistema de ignición y puesta en marcha utiliza una resistencia térmica PT-101 de 300W (HKT Co., Tokio, Japón). Todos los dispositivos y sistemas

auxiliares para el control del quemador se gestionan a través de un sistema de automatización desarrollado sobre una plataforma de código abierto "open source" comandado por un micro controlador ATmega1280 (Arduino LLC, Italia). Los parámetros de control del proceso de combustión que pueden ser manipulados desde el sistema de control electrónico son: velocidad y torque del alimentador horizontal de tornillo, velocidad del soplador y tiempo de activación del sistema de ignición (resistencia térmica).

Para la estimación de la relación estequiométrica aire/combustible, los diferentes niveles de caudal de aire entregado por el soplador industrial se determinaron a través de un caudalímetro (tubo de Pitot) integrado a un elemento de sensado MPXV7002dp (Freescale Semiconductor Inc., Texas, EEUU), comandado por un micro controlador ATmega328P (Arduino LLC, Italia). Cada medición fue replicada en cinco ocasiones. Por otro lado, las temperaturas del proceso de combustión fueron monitoreadas utilizando termopares tipo K G675455 (Watlow Electric Manufacturing Co., St. Louis, EEUU) integrados a un amplificador MAX6675 comandado a su vez por un microcontrolador ATmega328P (Arduino LLC, Italia). El sistema de medición del caudal de aire del soplador y el sistema de monitoreo de temperaturas también fueron desarrollados sobre plataformas de hardware y software de código abierto "*open source*". La adquisición de todos los datos se realiza mediante una red de comunicación serial que enlaza todos los dispositivos de monitoreo con un computador mediante una interfaz gráfica que permite su posterior análisis y evaluación. Es importante indicar que los termopares están ubicados sobre una cámara de combustión que posee un diámetro de 152.4 mm y una longitud 1200 mm con una capa de aislamiento térmico con un espesor de 150 mm. La referencia para la colocación de los termopares en relación a la boca de salida de la llama del quemador se detalla a continuación: Termopar 1 (T1) a 30 mm de la boca de salida de la llama del quemador, Termopar 2 (T2) a 160 mm del mismo punto referencial y finalmente el Termopar 3 (T3) instalado a 730 mm del mismo punto referencial según se indica en la Fig. 1.

Figura 1. Esquema de la infraestructura experimental utilizada para evaluar el perfil de temperaturas en el gas efluente. 1) Cámara de combustión, 2) Tolva, 3) Tornillo sin fin, 4) Soplador, 5) Registrador de datos temperatura, 6) Tablero de control dl quemador, 7) Laptop, 8) Termopar - T1, 9) Termopar - T2, 10) Termopar - T3, 11) Cámara de combustión con aislamiento térmico, 12) Puerto de descarga de cenizas.

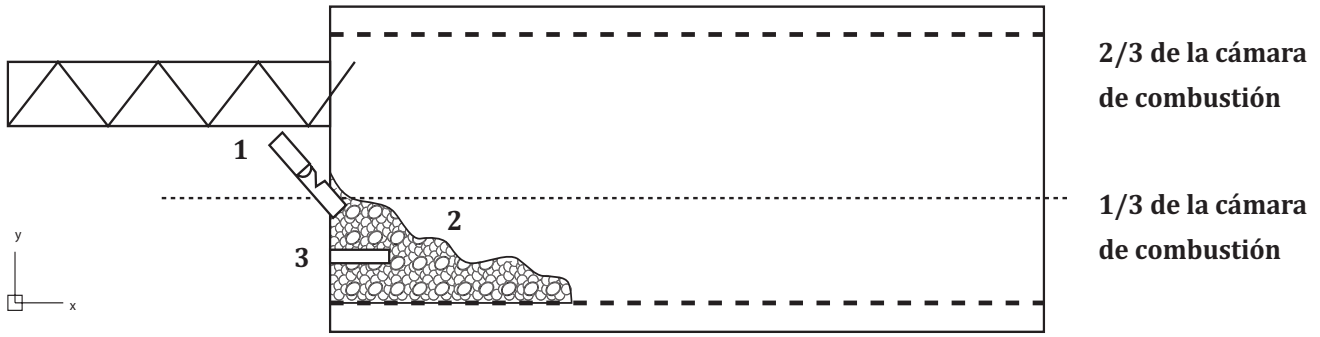


Fuente: Rivadeneira & Heredia, 2017

Ensayos de ignición a bajas temperaturas

Los ensayos de ignición a baja temperatura para cada muestra de combustible según la tabla 1 se llevaron a cabo considerando: a) El mismo caudal de aire para cada muestra y b) El mismo volumen de biomasa dentro de la cámara de combustión según un nivel de referencia fijo. La masa de cada muestra de combustible que se alimenta hacia la cámara de combustión de acuerdo al volumen de referencia establecido se estimó mediante una balanza KS05P (electrolux, Estocolmo - Suecia) de 5kg de capacidad con una apreciación de 0,001 kg. Para cada ensayo de ignición a bajas temperaturas, el nivel de referencia fijo dentro de la cámara de combustión -que es establecido de acuerdo al volumen de referencia- fue definido en relación a la ubicación del detector de llama (ver Fig. 2). A su vez, la ubicación del detector de llama dentro de la cámara de combustión fue definida de acuerdo con las recomendaciones del fabricante (Honeywell, 2015) tal como se muestra en la Fig. 2. El detector de llama es del tipo ultravioleta C7032 (Honeywell, Nueva Jersey-EUA).

Figura 2. Infraestructura experimental utilizada para analizar el proceso de ignición de las muestras de combustible a bajas temperaturas. 1) Detector de llama ultravioleta, 2) Muestra de combustible, 3) Resistencia térmica.



Fuente: Rivadeneira, 2017

Los ensayos de ignición a bajas temperaturas se llevaron a cabo conforme el siguiente procedimiento: a) se alimenta la muestra de combustible hasta el nivel de referencia - 1/3 del volumen de la cámara de combustión (Fig. 2), b) se activa la resistencia térmica (elemento calefactor de 300 W) por un periodo de 60s, c) Una vez transcurridos 60s desde la activación de la resistencia térmica, se activa el soplador con un flujo de aire constante de 109.6 kg/h, d) Finalmente, posterior a los pasos b) y c) se verifica el cambio de estado del detector de llama del tipo ultravioleta en el tablero de control. Así, el tiempo total del procedimiento es cronometrado para cada muestra de combustible. Se realizan 5 réplicas de todo el procedimiento por cada muestra de combustible considerada en el ensayo (AS, P1, P2, P3, M1, M2, M3).

Es importante notar que durante el proceso de extracción de aceite de piñón se genera una importante cantidad de biomasa residual. Dentro de la biomasa residual generada durante la extracción de aceite de piñón se encuentran: a) la cáscara del fruto y b) la torta (fracción sólida obtenida luego de la extracción de aceite). Se estima que el 70% p/p de la materia prima que se procesa durante la extracción de aceite de Piñón se convierte en biomasa residual.

Análisis y tratamiento de datos del perfil de temperaturas

Con el fin de comparar la estabilidad del proceso de combustión (amplitud de las fluctuaciones en el perfil de temperaturas axial del gas efluente) entre cada una de las muestras de combustible analizadas fue necesario utilizar gráficas de control para distinguir así, si el sistema mantiene su temperatura dentro de parámetros establecidos que permitan predecir si el sistema es adecuado para una aplicación industrial o no, mediante las fluctuaciones de la temperatura en función del tiempo. Para lo cual se planteó una gráfica en la que se define un límite superior y un límite inferior mediante la Ec. (7).

$$\mu \pm \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (7)$$

Los parámetros μ y σ de la (Eq.7), representan la media y la desviación típica respectivamente. Es importante notar que la desviación típica (σ) es simétrica respecto a la media (μ). Por lo tanto, con el fin de evaluar la amplitud de las fluctuaciones que presenta el perfil de temperaturas a lo largo del tiempo, en un entorno ±1 de σ se consideran múltiplos de σ a ambos lados de μ (Hernán Darío Rendón, 2013; Rojas, 2006).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Ignición a baja temperatura de las muestras de biomasa

Los resultados obtenidos durante los ensayos de ignición a bajas temperaturas de cada muestra de biomasa en el quemador horizontal prototipo se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Resultados de los ensayos de ignición a baja temperatura para cada una de los tipos de biomasa consideradas en la Tabla 1. El caudal másico de aire suministrado durante los experimentos fue 109.6 kg/h

Ensayo	Tipo de biomasa	Masa alimentada (kg)	Tiempo de ignición de la biomasa (s)
1	AS	0,0735	124
2	P1	0,14	*a*
3	P2	0,086	*a*
4	P3	0,2005	*a*
5	M1	0,845	167
6	M2	0,1585	116
7	M3	0,1245	132

a Bajo las condiciones consideradas no hubo presencia de llama ni señal en el sensor de radiación ultravioleta después de 360 segundos.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la Tabla 3, se observa que el tiempo de ignición promedio de las muestras AS, M1, M2, M3 es de 134,7s. El tiempo de ignición promedio es el tiempo transcurrido desde la activación del sistema de ignición (resistencia térmica y soplador) hasta que el sensor de radiación ultravioleta verifica la presencia de un frente de llama estable en el quemador. Por el contrario, bajo las mismas condiciones experimentales las muestras P1, P2 y P3 no encendieron a pesar de considerarse un periodo de ensayo más extenso (360 s). Es decir, a pesar de la activación del sistema de ignición (resistencia térmica y soplador) por un periodo de 360s no se consigue establecer un frente de llama estable en el quemador que permita sustentar el proceso de combustión. Las dificultades para encender el quemador al usar las muestras de combustible P1, P2 y P3 puede estar relacionado a la baja reactividad típica de las biomasas agrícolas (Jones, Saddawi, et al., 2015; Jones, Lea-Langton, Ma, Pourkashanian, & Williams, 2015) y probablemente a la necesidad de alcanzar mayores temperaturas en la cámara de combustión durante el periodo de ignición. La literatura disponible afirma que las dificultades asociadas al uso de biomasa agrícola como combustible sólido para la generación de energía térmica pueden ser únicamente contorneadas mediante la incorporación de biomasa forestal en un porcentaje de al menos 70% p/p (Zeng, Pollex, Weller, Lenz, & Nelles, 2018; Zeng, Weller, Pollex, & Lenz, 2016).

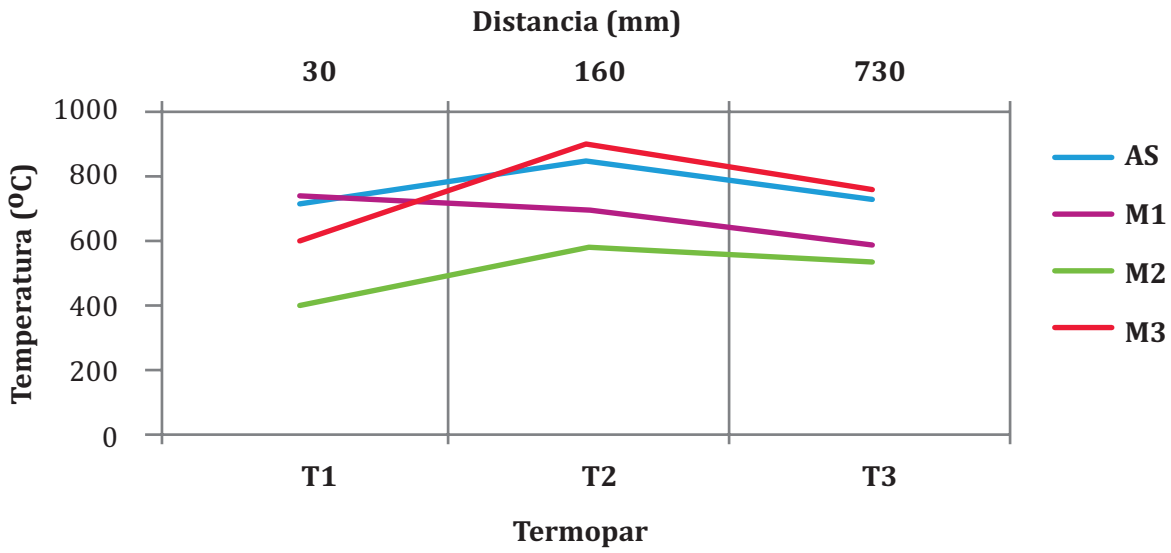
A este respecto, se observa que el uso de una mezcla de combustible de 75% p/p de la muestra AS con 25% p/p de las muestras P1, P2 y P3 (es decir las muestras de combustible M1, M2 y M3) permite aproximar el tiempo de ignición de los pelletizados de piñón al tiempo verificado en la muestra AS que es de 124s, estableciéndose un frente de llama estable en la salida del quemador. Es importante notar que, para el caso de la muestra M2, el tiempo de ignición fue reducido en 8s respecto del tiempo de ignición de la muestra AS, hecho que posiblemente se pueda atribuir a que la masa ingresada en la cámara de combustión para el ensayo correspondiente a la muestra M2 es mayor con respecto a la masa que ingresa en los ensayos correspondientes a las muestras M1 y M3 (ver Tabla 3). Este aumento de la masa observado durante el ensayo de la muestra M2 se debe a que el tamaño de partículas de las astillas (AS) utilizadas no es uniforme, por ende, esta diferencia en el tamaño y forma asociadas a las astillas utilizadas en este ensayo provocan alteraciones e irregularidades durante el proceso de alimentación de combustible hacia la cámara de combustión.

Proceso de combustión y perfil axial de temperaturas del gas efluente

El modelo numérico expuesto en la página 13 estima que para las condiciones de altura consideradas en los ensayos (2635 m.s.n.m), la concentración de O_2 en el aire de combustión decrece del típico 21%vol observado a nivel del mar a un valor de 16%vol. Se ha observado que la condición típica de concentración de O_2 en el efluente gaseoso durante los procesos de combustión de biomasa residual es del 10%vol, gas seco (L.- Carvalho, Lundgren, Wopienka, & Ohman, 2007; L. Carvalho et al., 2013; Obaidullah et al., 2014). Por lo tanto, para compensar la caída en la concentración de O_2 producto de la altura y alcanzar la concentración de O_2 referida en la literatura (10%vol, gas seco) en el efluente es necesario incrementar el suministro de aire en un 170%. Bajo estas condiciones estequiométricas (exceso de aire: 170%, alimentación de combustible: 5.5 kg/h), se observa que las temperaturas alcanzadas superan los 700ºC con excepción de la muestra de combustible M2 en la que se verifican temperaturas por debajo de los 600ºC. La temperatura más alta registrada en la región de la llama corresponde al ensayo que considera la muestra M3 como combustible (899.6°C). La muestra M3 considera el uso de una materia prima pirolizada (torta pirolizada, ver Tabla 1) a la que se le atribuye un alto contenido energético (21.34 MJ/kg). Por lo tanto, la mayor temperatura observada esta en directa relación con el contenido energético

de la muestra M3. En orden decreciente, la segunda mayor temperatura observada corresponde a la combustión de la muestra de combustible AS (astillas) (800°C) y M1 (25 % p/p torta de Piñón & 75 % p/p astillas) (711.6 °C) respectivamente.

Figura 3. Perfil axial de temperatura de los gases efluentes (frente de llama) del quemador durante los ensayos de combustión en estado estacionario.

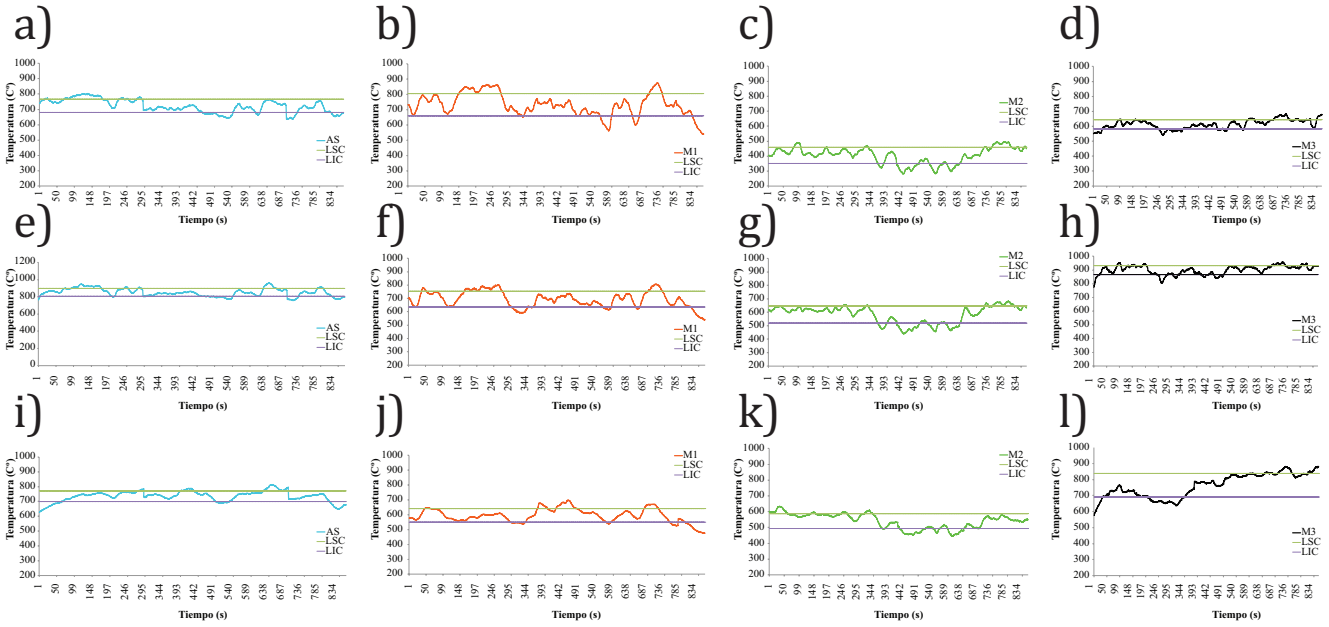


Fuente: Rivadeneira & Heredia, 2017

Es importante notar que el perfil de temperaturas alcanzado durante la combustión de las muestras de combustible: AS, M2 y M3 es similar. Es decir, se observa un incremento de temperatura desde la salida del quemador, que alcanza el punto máximo de temperatura a la altura del termopar 2, punto a partir del cual la temperatura decrece a medida que aumenta la distancia con respecto de la salida del quemador. Por otro lado, el perfil de temperaturas que se observa durante la combustión de la muestra M1 presenta un comportamiento independiente del observado durante la combustión de las muestras AS, M2 y M3. Así, durante la combustión de la muestra M1, la temperatura más alta se verifica a la altura del termopar 1, precisamente a la salida del quemador. A partir del punto de ubicación del termopar 1, la temperatura decrece a medida que la distancia hacia la salida del quemador aumenta. Esta diferencia puede deberse al hecho de que una parte de la composición de muestra M1 considera un pellet formado con torta de Piñón. Por la naturaleza del proceso de extracción del aceite de Piñón (presión mecánica) la torta puede contener en su estructura restos del aceite de Piñón, lo cual podría estar influenciando el perfil de temperaturas en la región de la llama, especialmente en relación al punto en el que se ubica la más alta temperatura. La ubicación en la que se sitúa la más alta temperatura durante el proceso de combustión (a la altura de T2 para el caso de las muestras de combustible AS, M2 y M3 y a la altura de T1 para el caso de la muestra de combustible T1) muestra que la mayor disponibilidad de energía térmica se encuentra en la proyección de los gases calientes, entre 30mm y 160mm aproximadamente desde la boca del quemador. A partir de ese punto (entre 30 y 160 mm desde la boca del quemador) la temperatura decrece debido al intercambio de calor entre el efluente gaseoso y el ambiente circundante. En las regiones de la llama mencionadas (a la altura de T1 y T2) se verifica por tanto una intensa zona de combustión en fase gaseosa.

Finalmente, la Fig. 4. muestra las gráficas de control del proceso de combustión obtenidas mediante la Eq. (4). El análisis de la amplitud de las fluctuaciones en el perfil de temperaturas axial de los gases efluentes se tomó como parámetro de control el perfil de temperaturas obtenido durante la combustión de la muestra de combustible AS. En la Fig. 4 se observa que la adición del 25 p/p % de las muestras de combustible (P1, P2 y P3) a la muestra de combustible AS (es decir las muestras de combustible M1, M2 y M3) provoca una disminución en la amplitud de las oscilaciones en el perfil de temperaturas, especialmente a la altura de los termopares T1 y T2. A la altura de los termopares T1 y T2 se verifica una mayor estabilidad en el proceso de combustión con una disminución del 20% en las oscilaciones. La disminución en las oscilaciones en el perfil de temperaturas observado entre la muestra AS y M1, M2 y M3 se debe a que la presencia de los pellets permite uniformizar mejor el proceso de alimentación de combustible hacia la cámara de combustión, tornando más estables las descargas del tornillo sinfín sobre la cama de combustión. Sin embargo, a pesar de que la adición de pellets a la mezcla de combustible permite mejorar el proceso de alimentación y transporte de la biomasa en el reactor, en el termopar 3 aún se evidencian oscilaciones mayores en el perfil de temperaturas. El hecho de que las oscilaciones sean mayores a la altura del termopar 3 (el más alejado de la salida del quemador) podría deberse a la menor disponibilidad de energía térmica en esa zona (zona de más baja temperatura) y al intercambio de calor más intenso que sufre el gas efluente con el medio circundante en esa región.

Figura. 4. Graficas de control del proceso de combustión en el quemador piloto de 60kWth. Leyenda: Azul= astillas[a], Rojo= M1[a], Verde = M2[a], Negro = M3[a].



[a] Los valores representados en las gráficas de control corresponden en forma vertical de arriba hacia debajo, las condiciones en T1, T2 y T3 respectivamente.

Fuente: Rivadeneira, 2017

CONCLUSIONES

Durante la ejecución del proyecto "Producción de aceite de Piñón para el plan piloto de generación eléctrica en Galápagos" se ha verificado que las operaciones de post-cosecha (es decir, acopio del fruto y extracción de aceite) tienen un bajo rendimiento financiero. Sin embargo, en contrapartida, el uso de aceite de Piñón puro para la generación de energía eléctrica en las Islas Galápagos representa importantes beneficios de carácter ambiental y social. Es por ello que la evaluación de alternativas para la valorización energética de la biomasa residual que se produce durante el proceso de extracción de aceite de Piñón es de gran importancia pues este enfoque complementario podría ser un aporte al mejoramiento del rendimiento financiero de las operaciones de extracción de aceite. Es importante notar que a diferencia de otro tipo de oleaginosas, durante las operaciones de extracción de aceite de Piñón no se requiere energía térmica. Por lo tanto, el proceso se realiza apenas de forma mecánica. Esto, sugiere que los pelletizados de biomasa residual de Piñón deberán encontrar un mercado local para su consumo. A este respecto, el uso de combustibles sólidos, como la biomasa residual de Piñón pelletizada, para la generación de energía térmica podría encontrar un importante nicho de distribución y comercialización en la serranía ecuatoriana donde por condiciones climáticas la energía térmica es mayormente demandada, tanto a nivel doméstico como a nivel industrial. Sin embargo, el uso en condiciones de altura de un combustible sólido requiere importantes ajustes estequiométricos. Este trabajo estima que la concentración de O_2 en el aire de combustión disminuye del 21%vol observado a nivel del mar hasta un valor del 16%vol a una condición

de altitud típica de la serranía ecuatoriana (2635 m.s.n.m). Por ende, el suministro de aire del sistema de combustión debe operar bajo una tasa de alimentación de 170% por encima del nivel estequiométrico (combustión ideal).

Adicionalmente, se verifica que los pelletizados de biomasa residual de Piñón (P1, P2 y P3) presentan dificultades durante el proceso de ignición a bajas temperaturas, siendo que en ninguno de los casos fue posible establecer un frente de llama estable en el quemador. Por el contrario, se observa que el uso de astillas como combustible permite iniciar el proceso de combustión (ignición a baja temperatura) en un tiempo máximo de 124 s. Esto indica que la posiblemente la reactividad de la biomasa residual de Piñón es baja, comportamiento también observado en otros tipos de biomasa residual principalmente de origen agrícola. Se observa, por lo tanto, que una mezcla de 75% p/p de astillas con 25% p/p de pelletizados de biomasa residual de Piñón (P1, P2 y P3) permite sobrellevar estas dificultades permitiendo la ignición del quemador en un tiempo promedio de 138 s.

Durante los ensayos de combustión de las mezclas de combustible M1, y M3 se observaron altas temperaturas en la región de la llama; 711.6°C y 899.6°C respectivamente. Únicamente para el caso de la muestra de combustible M2 se verificaron bajas temperaturas (menores a 600°C) lo que sugeriría que la mezcla de torta de Piñón con cascarilla de Piñón en una relación de 50/50% p/p provoca una disminución de la temperatura máxima alcanzada en la región de la llama, considerando que la mezcla que considera el uso de torta de Piñón, y de torta de Piñón pirolizada permite alcanzar temperaturas por encima de 700°C y tan altas como 900°C respectivamente, también se debe resaltar que la adición de pellet provoca que el sistema se estabilice en alrededor de un 20%, logrando así que los asensos y descensos de temperatura se tornen más estables con lo cual se puede pensar en darle una aplicación industrial. Finalmente, es importante señalar que la evaluación de la factibilidad técnica del uso de pelletizados de biomasa residual de Piñón en condiciones de altura requiere de manera complementaria el análisis de la composición del gas efluente, con el fin de evaluar si las concentraciones (de CO por ejemplo) cumplen con los límites de emisión actualmente exigidos por los entes de regulación nacionales e internacionales.

A diferencia de otro tipo de oleaginosas, durante las operaciones de extracción de aceite de Piñón no se requiere energía térmica. Por lo tanto, el proceso se realiza apenas de forma mecánica. Esto, sugiere que los pelletizados de biomasa residual de Piñón deberán encontrar un mercado local para su consumo.

REFERENCIAS

Heinemann , E. (2015). Energías renovables para Galápagos. ENERLAC, 1-2.

Arboit, M., Arena, P., & de Rosa, C. (2008). Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 12, 97-104.

Carvalho, L., Lundgren, J., Wopienka, E., & Ohman, M. (2007). Challenges in small scale combustion of agricultural biomass fuels. . Energy for a Clean Environment, 9(1–3), 127–142.

Carvalho, L., Wopienka, E., Pointner, C., Lundgren, J., Verma, V., Haslinger, W., & Schmidl, C. (2013). Performance of a pellet boiler fired with agricultural fuels. Applied Energy. Applied Energy, 58-100.

Heredia Salgado, M. A. (2013). Sewage sludge drying and combustion. Aveiro.

Heredia Salgado, M., Tarelho, L., & Matos, A. (2016). Valoración del calor residual de reactores de pirólisis para la producción combinada de carbón vegetal y combustible torrificado. Revista Técnica Energía, 12(1), 396–404.

Honeywell. (2015). Minipeeper Ultr Data Sheet :C7027A, C7035A, C7044A, C7927A .

IICA. (2011). Proyecto Piñón para Galapagos. Obtenido de IICA Ecuador: http://legacy.iica.int/Esp/regiones/andina/Ecuador/Paginas/proyecto_pi%C3%B1on_pag1.aspx

Jones, J., Lea-Langton, A., Ma, L., Pourkashanian, M., & Williams, A. (2015). Combustion of Solid Biomass: Classification of Fuels. In Pollutants Generated. The Combustion of Solid Biomass Fuels , 144.

Jones, J., Saddawi, A., Dooley, B., Mitchell, E., Werner , J., & Waldron, D. (2015). Low temperature ignition of biomass. Fuel Processing Technology, 134, 372–377.

Nogués , F., García-Galindo, D., & Rezeau, A. (2010). Combustión. En Energía de la biomasa (págs. 64-67). Zaragoza.

Obaidullah, M., Dyakov, I., Thomassin, J., Dusquesne, T., Bram , S., Contino , F., & De Ruyck, J. (2014). CO emission measurements and performance analysis of 10 kW and 20 kW wood stoves. . Energy Procedia, 61, 2301–2306.

Recalde , P. (2016). Sistematizaciónde la experiencia, producción de aceite de piñón para plan piloto de generación eléctrica en Galápagos. Quito: Tesis de Posgrado Pontificia Universidad Católica del Ecuador.

Rendón, H. (2006). Control Estadístico de Calidad.

Rojas, P. (2006). Control Estadístico de Procesos.

UNESCO. (1978). The World Heritage Convention: Galapagos Islands, Ecuador. Obtenido de The World Heritage Convention: Galapagos Islands, Ecuador: http://whc.unesco.org/en/list/1/documents/

Zeng, T. W. (2016). Blended biomass pellets as fuel for small scale combustion appliances: Influence on gaseous and total particulate matter emissions and applicability of fuel indices. Zeng, T., Weller, N., Pollex, A., & Lenz, V. (2016). Blended biomass pellets as fuel for small scale combustion appliances: In Fuel, 184, 689–700. .

Zeng, T., Pollex, A., Weller, N., Lenz, V., & Nells, M. (2012). Effect of blending on slag formation in the bottom ash and pre-evaluation options. . Fuel, 108–116.

APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN LAS EMPRESAS MINERAS DEL SUR DEL PERÚ: OPORTUNIDAD PARA UN DESARROLLO SOSTENIBLE

Francisco Porles Ochoa[1], Iván Renzo Hernández Gutiérrez[2]

Recibido: 31/07/2018 y Aceptado: 15/10/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 2. Diciembre, 2018 (24-51).

1 Ingeniero Mecánico (PUCP), Magister en Energía (UNI), Diplomado de Gestión de Proyectos (PUCP), con certificaciones internacionales, CEM (Certified Energy Manager) y PMP (Project Management Professional). Especialista en Energía con más de 17 años de experiencia en el desarrollo de proyectos de infraestructura energética en el sector hidrocarburos (gas natural y petróleo), en compañías petroleras como Pluspetrol Norte S.A y Petrobras Energía Perú S.A (actualmente CNPC Perú S.A). Posee además experiencia en el Planeamiento Energético en el organismo central y rector del Sector Energía y Minas del Perú (MEM). Miembro del Sub-Comité Técnico de Normalización (CTN) de Gas Natural Seco y de Gas Natural Licuado (GNL) en el Instituto Nacional de la Calidad del Perú (INACAL), de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y de la Asociación Americana de Ingenieros de Energía (AEE). Actualmente consultor en Energía (Petróleo, Gas y Gestión de la Energía), Docente en la materia de Ingeniería del Gas Natural en la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC), en la carrera de Ingeniería de la Energía.
fporles@utec.edu.pe

2 Ingeniero de la Energía de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC). Con experiencia en consultoría energética, y en el sector de hidrocarburos. Actualmente desarrollándose en la inspección de equipos estáticos y rotativos dentro del sector hidrocarburos. Con interés en proyectos de eficiencia energética en energías convencionales y no convencionales.
ivan.hernandez@utec.edu.pe

RESUMEN

En los últimos años, el sector de minería e hidrocarburos ha sido el pilar del crecimiento económico del Perú, pero a su vez, la minería representa el mayor demandante de energía. La revisión de la literatura, sugiere que el Gas Natural Licuado (GNL) puede usarse como reemplazo del diésel en camiones de carga pesada y transporte público, lo cual reduciría significativamente las emisiones y los costos de combustible. El propósito de la investigación, es explorar la oportunidad del uso del Gas Natural Licuado (GNL) como combustible, en camiones mineros como sustituto del diésel, en la principal empresa minera de cobre de la región sur del Perú, Cerro Verde (Arequipa), donde la demanda estimada de gas natural es de 6.45 Bscf[1] y 0.029 MTPA[2] de GNL, para el periodo 2018-2024. TIR de 42% y Payback de 2.37 años, fueron resultados de la viabilidad económica de la conversión a GNL de un camión minero CAT 793D. Este estudio está dirigido a tomadores de decisión, tanto de empresas mineras, productoras y distribuidoras de gas natural, como del Ministerio de Energía y Minas, ente rector del sector minero energético del Perú.

Palabras Claves: Cobre, Conversión, Diésel, Gas Natural, Gas Natural Licuado (GNL).

ABSTRACT

In recent years, mining and hydrocarbons sector has been the pillar of Peru's economic growth, but mining, in turn, represents the largest energy source. The literature review suggests that GNL can be used as a diesel replacement in heavy trucks and public transportation, which would significantly reduce emissions and fuel costs. The purpose of the research is to explore the opportunity of using liquefied natural gas (GNL) as fuel, in mining trucks as a substitute for diesel, in the main copper mining company in the southern region of Peru, Cerro Verde (Arequipa), where the estimated natural gas demand is 6.45 Bscf[3] and 0.029 MTPA[4] of GNL, for the period 2018-2024. IRR of 42% and Payback of 2.37 years, were results of the economic viability of the conversion to GNL of a CAT mining truck 793D. This study is aimed at decision-makers, both mining companies, producers and distributors of natural gas, and the Ministry of Energy and Mines, the governing body of the mining sector in Peru.

Keywords: *Copper, Conversion, Diesel, Natural Gas, Liquefied Natural Gas, GNL.*

INTRODUCCION

El Perú es un país minero, debido a que gran parte de su crecimiento económico depende de este sector. Esto se refleja en el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI), en donde el sector minero aporta casi la mitad del mismo. Dentro de este sector, el mineral que más aporta al país es el cobre, que desde años atrás ha sido el mineral con mayor volumen de exportación [1]. Este sector minero-cuprífero, es impulsado por minas que se encuentran en la macro región sur del país. En el 2016, las regiones con mayor producción de este mineral fueron Arequipa, con 524 024 TMF[5] y una participación del 22.26% en la producción total del país, siendo esta región la de mayor producción de cobre en el Perú, seguida de Cusco y Apurímac [1].

La alta demanda de energía del sector minería, está marcada principalmente por el consumo de combustibles líquidos (petróleo residual,

1 Billones de pies cúbicos estándares (Bscf)

2 Millones de Toneladas por Año (MTPA)

3 Trillions of standard cubic feet (Tscf)

4 Millions of Tons per Year (MTPY)

5 Toneladas métricas finas (TMF)

diésel, gasolinas y gasoholes) provenientes de los hidrocarburos. El combustible más usado en la minería en los últimos años ha sido el diésel. En el 2015, el sector minería demandó 120 millones de galones de diésel, lo que representó el 81% del consumo de combustibles en dicho sector [2]. Esta situación agrava aún más la dependencia del Perú frente a los hidrocarburos líquidos, ya que es un país deficitario de petróleo. Para el 2015, el 60% del volumen de petróleo usado en las refinerías, así como, el 34 % de los hidrocarburos refinados para el consumo nacional, fueron importados [2].

El Perú posee grandes reservas de gas natural, los cuales vienen siendo explotados y aprovechados desde el año 2004, con la entrada en producción del proyecto Camisea. Las reservas probadas del país de gas natural (a diciembre del 2016) ascienden a 16.1 TCF[6], de los cuales 10 TCF está destinado a la demanda interna [3]. Para el primer semestre del 2016, la demanda interna nacional de gas natural fue de 536.8 MMPCD[7], siendo el sector de generación eléctrica el mayor consumidor con 364 MMPCD, lo que representa casi un 70% de la demanda total de gas natural en el país [4]. Esto representa un desaprovechamiento del gas natural como recurso energético, dado que es quemado en centrales térmicas de ciclo simple y ciclo combinado, mayormente a ciclo simple, en donde no se aprovechan de manera eficiente este recurso.

En este contexto, el gas natural representa para las empresas mineras cupríferas de la macro región sur del Perú, una alternativa más limpia y económica con respecto al uso del diésel. El presente estudio pretende evaluar la conveniencia de usar el gas natural licuado en los camiones de carga pesada, como un camino de transición hacia fuentes de energías más limpias dentro del sector minería, en donde típicamente, el consumo de combustible para los equipos pesados en general, ha estado dominado por los hidrocarburos líquidos, en especial por el diésel y el petróleo residual. La pregunta de investigación que se plantea es ¿Es factible el uso del gas natural licuado (GNL) como combustible para camiones mineros de carga pesada en la macro-región sur del Perú y lograr una sustitución significativa del diésel?

Para responder a esta interrogante, la presente investigación determina, a través de escenarios de grados de penetración (pesimista-25%, más probable-50%, optimista-75%), el potencial de demanda de gas natural en la macro-región Sur, delimitando el alcance de estudio a la mayor mina productora de cobre. Asimismo, explorar el impacto económico y ambiental mediante la sustitución de combustibles líquidos por GNL en un modelo típico de camión de carga pesada. Existen muy pocas investigaciones académicas acerca del aprovechamiento del GNL como combustible para sustituir el diésel en empresas mineras, aquí radica la significancia de este estudio, pues desde el ámbito académico, se pretende contribuir al desempeño ambiental de las empresas mineras que posean un alto consumo de diésel y petróleo residual y, por ende, una alta producción de emisiones (GEI)[8] en sus operaciones, siendo esto una oportunidad de reducir costos operativos y contribuir de esta manera a la sostenibilidad del negocio. Asimismo, los hallazgos del estudio pueden beneficiar a empresas interesadas en la distribución y comercialización de gas natural, desarrollando nuevos negocios que fomente el mercado interno del gas natural en la macro-región sur del Perú.

MARCO TEÓRICO

Mercado del Gas Natural en el Perú

En el mercado peruano, la producción de gas natural se ha concentrado principalmente en tres zonas: la cuenca de Talara/Sechura en la Costa Norte, la cuenca de Ucayali y la cuenca de Camisea en Cusco. Sin embargo, es a partir del descubrimiento de esta última que la

6 Trillones de pies cúbicos (TCF)

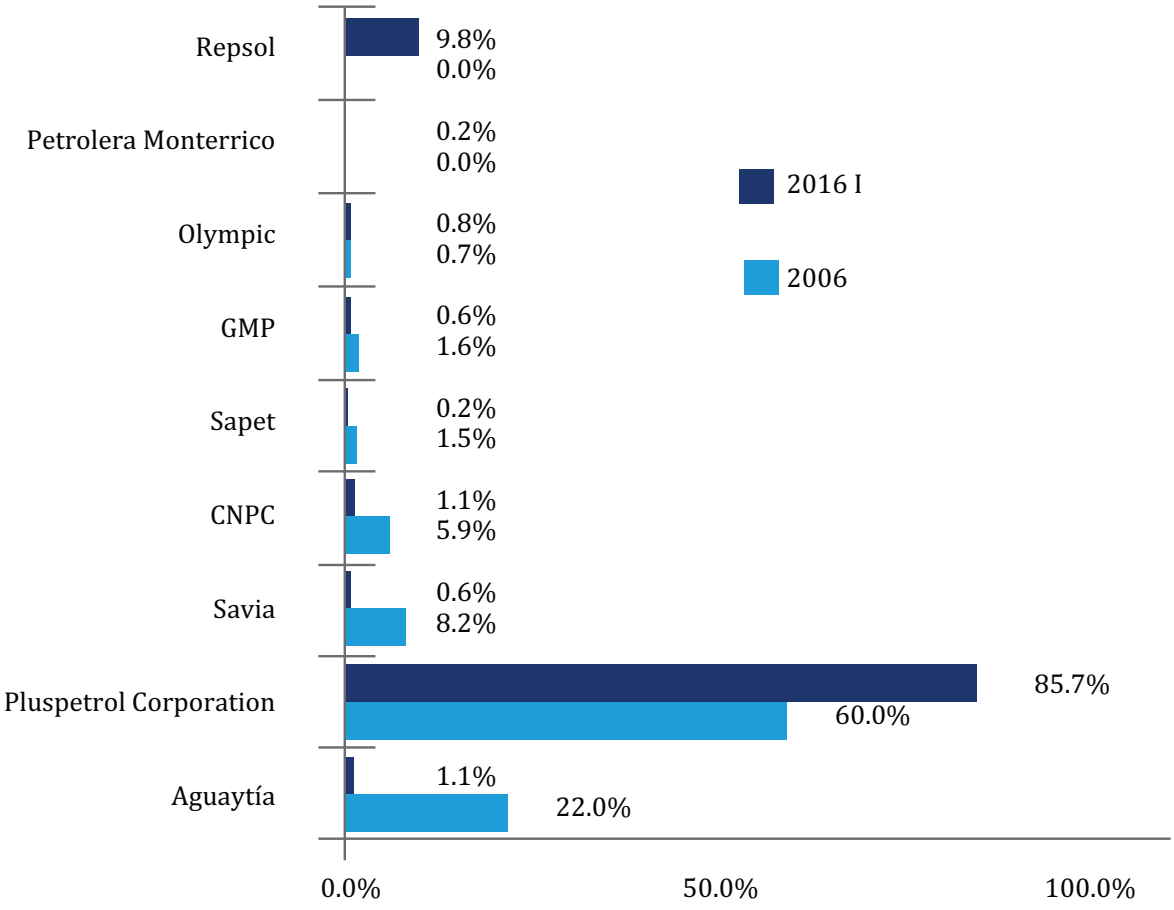
7 Millones de pies cúbicos estándares diarios (MMPCD)

8 Gases de efecto invernadero (GEI)

participación del gas natural ha aumentado de manera importante en el mercado energético nacional. Es así que el porcentaje de producción de gas con respecto a las reservas probadas pasó del 53 % en el 2005, a un 95.4 % para el final del primer semestre del 2016.

Como se muestra en la figura Nº 1, Pluspetrol Corporation, la empresa con mayor producción, tuvo una participación del 85.7%, que significó un total de 0.39 TCF (61% del lote 88 y 39% del lote 56) para fines de junio del 2016.

Figura Nº 1 Participación por Empresa en la Producción Fiscalizada de Gas Natural (%), 2006 -2016 I

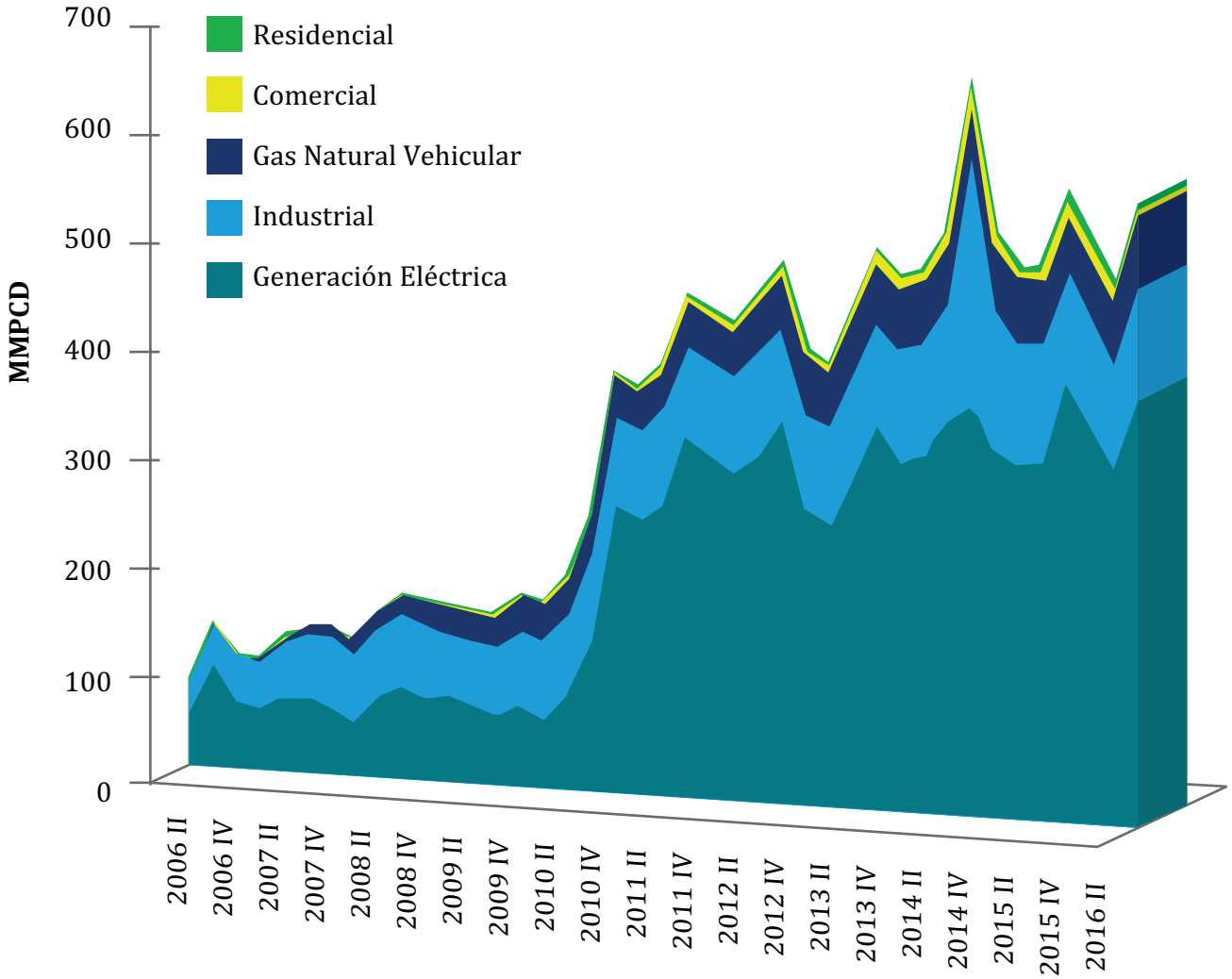


Fuente: OSINERGMIN, 2016 [4].

En lo que se refiere a líquidos de gas natural (LGN), estos se producen principalmente en los lotes 88, 56 y 57 en Camisea, donde la producción diaria para el primer semestre del 2016 fue de 90.2 Mil Barriles Por Día (MBPD).

En la figura Nº 2 se puede visualizar el volumen de gas natural consumido diariamente por los usuarios para junio del 2016 que fue de 536.80 MMPCD, el cual representó un aumento de 4.81% con respecto al mismo periodo del año 2015. El sector que cuenta con un mayor volumen de consumo es el sector eléctrico, con un total de 364 MMPCD, el cual representa una participación del 67.8% [4]. El sector de menor consumo, pese a la gran cantidad de clientes conectados, es el residencial con un volumen de 6.49 MMPCD, un poco más del 1% del total. Este último sector, sin embargo, mostró un importante crecimiento en el 2016 con respecto al año 2015 (30.73%) [4].

Figura Nº 2 Volumen de Gas Natural Distribuido por Sector (MMPCD) I 2006- I 2016



Fuente: OSINERGMIN, 2016 [4].

Minería de cobre en el Perú

En la tabla Nº 1 se muestra cuanto es la producción de cobre por cada región que hay en el Perú para el año 2016 y también ver cuánto es su variación con respecto al año pasado. Como se ve Arequipa una región de la zona sur del país se encuentra como primer productor de cobre con 524,024 TMF, que fue principalmente gracias a la mina Cerro Verde. Otras minas de la zona sur del país como Cusco, Apurímac, Moquegua y Tacna se encuentran entre los principales productores de cobre con una participación importante en el total de producción de cobre del Perú [1].

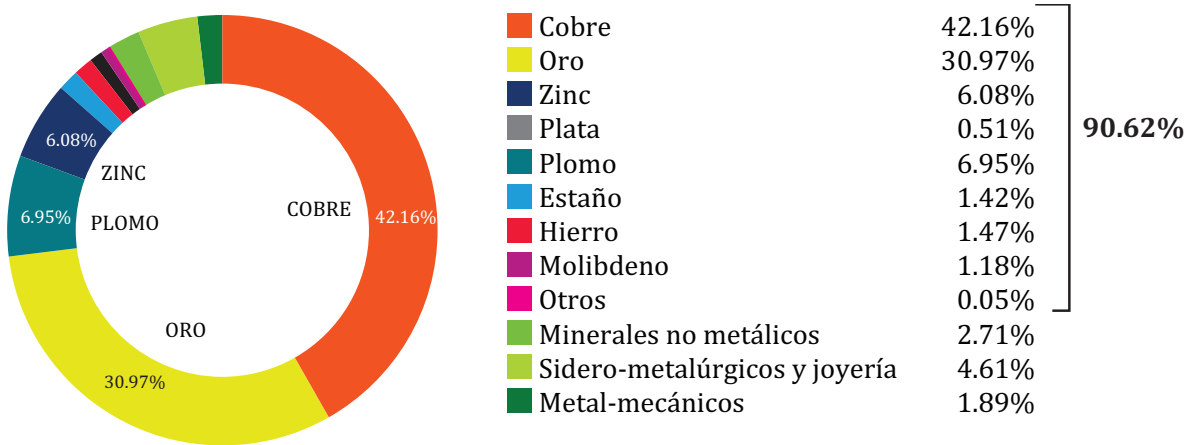
Tabla Nº 1 Producción de cobre por región, 2015-2016

PRODUCTO / REGIÓN	2015	2016	Part %	Var %
COBRE / TMF	**1,700,817**	**2,353,859**	**100%**	**38.40%**
Arequipa	257,663	524,024	22.26%	103.38%
Ancash	422,257	454,447	19,31%	7.62%
Cusco	309,423	354,838	15.07%	14.68%
Apurimac	6,667	329,368	13.99	+
Junin	203,529	190,007	8.07%	-6.64%
Moquegua	183,117	174,918	7.43%	-4.48%
Tacna	139,851	137,941	5.86%	-1.37%
Pasco	46,896	61,992	2.63%	32.19%
Ica	42,088	43,155	1.83%	2.54%
Cajamarca	30,710	32,303	1.37%	5.19%
Lima	30,678	28,459	1.21%	-7.23%
Huancavelica	21,933	14,670	0.62%	-33.11%
Puno	2,933	3,717	0.16%	26.74%
Huanuco	1,363	1,788	0.08%	31.20%
La Libertad	1,320	1,524	0.06%	15.44%
Ayacucho	388	705	0.03%	81.72%

Fuente: MINEM, 2016 [1].

En la figura Nº 3 se puede ver que el mineral que más se exporta para el 2016 es el cobre con una participación del 42.16% con respecto a los demás minerales. El cobre representó en valor de exportación USD. 19, 272 millones con un 35.2% de la participación del total exportado [1].

Figura Nº 3 Participación de los minerales metálicos en las exportaciones, 2016



Fuente: MINEM, 2016 [1].

En lo que se refiere a reservas probadas y probables que se tiene en el país, las regiones del sur se encuentran en los primeros lugares. Moquegua se encuentra en primer lugar y cuenta con un total de 21,779 mil TM en reservas probables y probadas. Arequipa en segundo lugar cuenta con 15,403 mil TM, mientras que Tacna en tercer lugar esta con 14,396 mil TM. Además, otras dos regiones del sur (Cusco y Apurimac) se encuentran en el top 10 de las reservas probadas y probables [5].

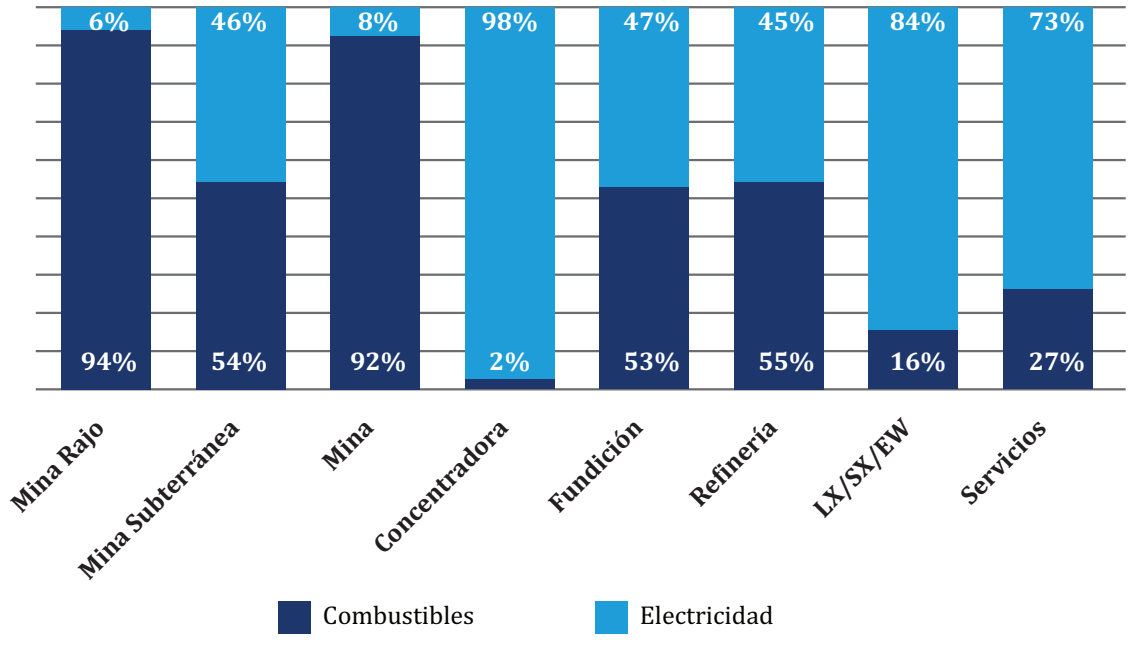
Consumo energético de la minería del cobre

Debido a que no se cuenta con un análisis específico del consumo energético de la minería de cobre para el caso peruano, en la presente sección se presenta el análisis del consumo energético de la minería de cobre del caso chileno para el año 2016, el cual fue seleccionado debido a que Chile es el primer productor de cobre en el mundo y tiene un sector minero similar al peruano.

En la figura Nº 4 se visualiza el porcentaje que se consume de combustibles y energía eléctrica por cada proceso de la minería de cobre en Chile para el 2016 [6]. Se puede observar, los procesos con mayor porcentaje de consumo de combustibles son la mina a tajo abierto, fundición y refinería. Siendo el primero el más representativo, ya que el uso de combustible para este proceso es del 94% del total de energía [6].

Por otro lado, los procesos con mayor porcentaje de consumo de energía eléctrica son la concentradora, el tratamiento de minerales lixiviables y los servicios. Siendo la concentradora la más representativa, con un porcentaje del 98% del consumo total de la energía [6].

Figura Nº 4 Consumo de Combustibles vs Energía Eléctrica por Proceso en Chile, 2016

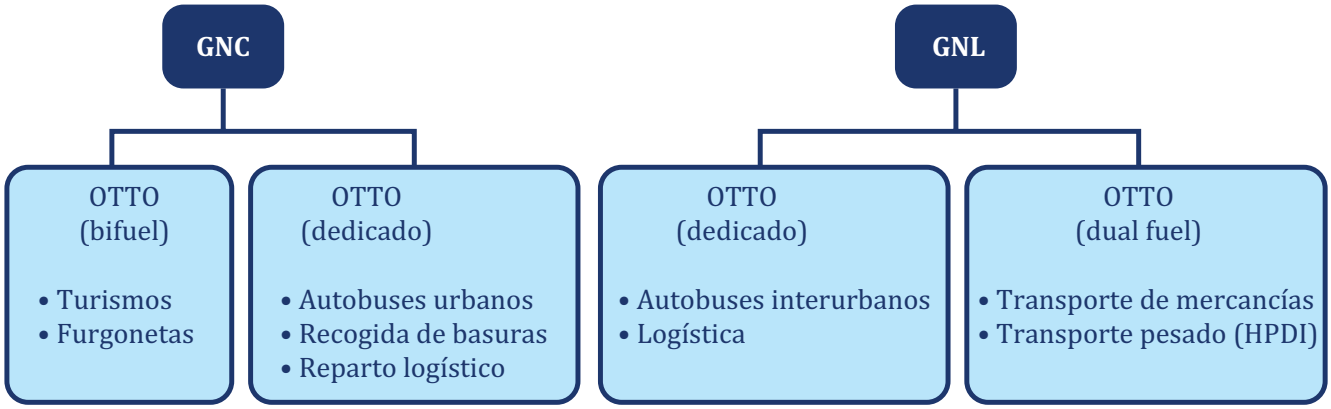


Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [6].

Motor dual diésel-GNL

El gas natural puede funcionar de dos maneras para los vehículos, a través del gas natural comprimido - GNC o gas natural licuado- GNL, pero cada uno tiene su uso particular dependiendo del tipo de ciclo del motor como se puede ver en la figura Nº 5.

Figura Nº 5 Usos del GNC y GNL en los vehículos



Fuente: O., Vaggi, 2017 [7].

En la figura Nº 5 se ve que para un vehículo de transporte pesado como los camiones utilizados en minería lo más conveniente es un motor dual (diésel + GNL), ya que en estudios previos se ha demostrado que el GNL es una opción más viable para un uso a largo plazo debido al estado líquido en que se encuentra en comparación del GNC. Es por esto que en términos de potencial económico es más conveniente [8].

Los motores duales pueden funcionar de dos maneras, con el sistema estándar y el HDPI (High Pressure Direct Injection). El sistema estándar se refiere a una inyección indirecta, es decir a través de la válvula de admisión por donde también entra el aire para luego entrar a la cámara de combustión y ser utilizada, el método estándar puede llegar a sustituir de gas natural entre 50-70%. El HDPI es un mecanismo que permite ingresar a alta presión el gas natural de manera directa a la cámara de combustión, es decir a través de un inyector, y de esta manera se puede llegar a sustituir hasta el 95% de diésel [9].

METODOLOGÍA

Criterio de selección de mina representativa de cobre

La selección de la mina se realizó con base en la producción de cobre de cada empresa minera de la macro región sur del Perú, esto incluye a las regiones de Arequipa, Puno, Cusco, Tacna, Moquegua y Apurímac; y se eligió la que tiene mayor participación de producción con respecto el año 2016. La selección se realizó de esta manera, ya que una mayor producción de cobre implica un mayor consumo de energía en los distintos procesos de la mina. Por lo que el potencial de sustitución de combustibles líquidos por el GNL será mayor, en comparación con una empresa que produce una menor cantidad de cobre.

Estimación de demanda de Diésel y GNL

En principio se estimó para el período 2018-2024, la proyección de la demanda de diésel mediante

análisis econométrico (E-Views 9), para lo cual el consumo de diésel representa la variable dependiente y como variables independientes, la producción de cobre de la mina Cerro Verde, el precio del cobre y el PBI[9]. La data histórica de estas variables se tomó desde el año 2001, siendo 2016 el año base. Para calcular el consumo aproximado de diésel en la mina Cerro Verde, primero se necesitó conocer el consumo de diésel en la minería metálica del Perú, que se obtuvo del 2001 al 2015 del Balance Nacional de Energía 2015 [2]. Luego se calculó la participación de la mina con respecto al total de la minería metálica peruana, con base al valor en dólares americanos de la producción de la mina versus la producción minera total del país.

Antes de realizar la proyección con el programa E-Views, fue necesario determinar la correlación que pudiese existir entre la variable dependiente e independiente, así como, la correlación entre las variables independientes. El valor de la correlación se cuantifica mediante el coeficiente de correlación, el cual permite saber el nivel de correlación existente entre las variables. El objetivo de este análisis previo, es verificar que exista una correlación fuerte entre la variable dependiente y las variables independientes y, que no exista correlación entre las variables independientes. Las posibles combinaciones de correlación entre las variables, se muestra en la Tabla Nº 2.

Tabla Nº 2.- Combinación de posibles correlaciones entre variables.

Variables Independientes vs Variables Independientes	
Producción de la mina (TMF)	Precio del cobre (USD/lb)
Producción de la mina (TMF)	PBI (%)
Precio del cobre (USD/lb)	PBI (%)
Variables Independientes vs Variable Dependiente	
Producción de la mina (TMF)	Consumo de diésel de la mina seleccionada (galón/año)
Precio del cobre (USD/lb)	Consumo de diésel de la mina seleccionada (galón/año)
PBI (%)	Consumo de diésel de la mina seleccionada (galón/año)

Fuente: Elaboración propia.

Una vez realizado el análisis de correlaciones, mediante el programa E-Views 9 se obtiene un modelo econométrico del consumo de diésel de la mina, que permite poder predecir la demanda futura de diésel para el periodo 2018-2024. Debido a la existencia de incertidumbre en el porcentaje de sustitución de diésel por GNL en la mina, se consideró como supuesto de investigación, tres escenarios de penetración o sustitución del diésel, los cuales se muestran en la tabla Nº 3, siendo el escenario "más probable", el considerado como escenario base.

9 Producto Bruto Interno (PBI)

Tabla Nº 3.- Escenarios de sustitución del diésel por GNL en la mina Cerro Verde.

Escenario	Grado de adopción del GNL como combustible	Grado de sustitución del combustible diésel
Pesimista	25%	75%
Más probable	50%	50%
Pesimista	75%	25%

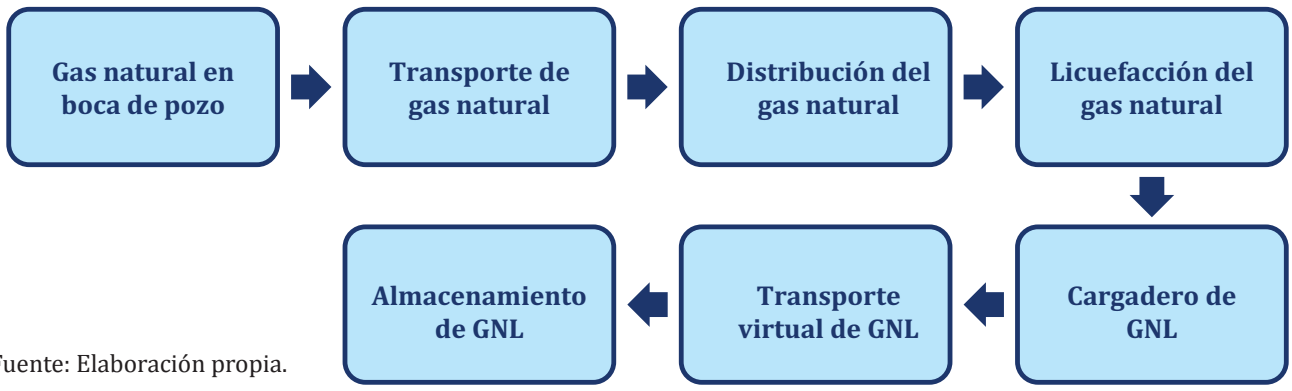
Fuente: Elaboración propia.

PROYECCIÓN DEL PRECIO DE GNL Y DIÉSEL

Determinación del precio de GNL

La determinación del precio final del GNL, puesto en la mina, considera los costos asociados de la cadena de valor del gas natural, necesarios para el abastecimiento de GNL a la mina Cerro Verde, como se muestra en la figura Nº 6. Una limitación para este estudio, es que no se cuenta con un historial de precios de GNL, dado que su uso en el mercado peruano es aún incipiente, asimismo, que la mayoría de precios de la cadena de valor del gas natural se encuentran regulados, por lo que se asume que la variación de los precios en el futuro con respecto al precio base calculado será mínimo.

Figura Nº 6.- Cadena de precios asociados al uso del GNL en la mina seleccionada.



Fuente: Elaboración propia.

Determinación del precio de Diésel

En el caso del diésel, sí se cuenta con un historial previo de precios, los cuales se obtienen de la base de datos SCOP-DOCS[10], de OSINERGMIN. Los precios históricos del diésel fueron del periodo 2013-2017, considerándose los precios del diésel B5 S-50[11] para la región Arequipa. Los precios internos están regidos por los precios internacionales de referencia WTI del barril

10 Base datos recuperada de http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm. OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería en el Perú.

11 Diésel ultra B5 S-50, Combustible derivado de hidrocarburos, obtenido de procesos de refinación que presenta un contenido de azufre máximo de 50 partes por millón (https://www.petroperu.com.pe/Main.asp?Seccion=444).

de petróleo crudo, el cual es usado en el Perú. Con esta información, se procede a verificar la fuerte correlación que existe entre el precio del diésel B5 S-50 y el precio internacional WTI, a fin de que emplear el precio WTI como variable independiente para proyectar con el E-View 9, el precio del diésel B5 S-50 hasta el año 2024. En la tabla Nº 4 se muestra el precio del petróleo WTI para el período 2013-2024.

Tabla Nº 4.- Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril), 2013-2024

Año	Precio petróleo WTI1 (USD/barril)
2013	97.92
2014	93.15
2015	48.70
2016	43.19
2017	47.05
2018	48.07
2019	50.19
2020	52.33
2021	54.02
2022	55.7
2023	56.98
2024	58.2

Fuente: BCRP [6] .Comisión Nacional de Energía de Chile, 2016 [7]

Evaluación Técnica - Económica de la conversión a GNL

Selección del equipo carga pesada

Se selecciona el proceso con mayor consumo de energía en una minería de cobre, y por ende el de mayor consumo de combustible. Esto permite identificar el equipo de carga pesada de mayor uso y de significativo consumo específico de combustible diésel. Para este estudio se seleccionó un modelo de camión minero de carga pesada, CAT 793D.

Evaluación Técnica del equipo pesado seleccionado

Antes de realizar la evaluación económica del modelo de equipo de carga pesada seleccionada, es indispensable determinar la viabilidad técnica de la sustitución del uso del diésel por el GNL. Para ello, se realizó una exploración de las tecnologías de conversión a GNL existentes en el mercado para camiones mineros camión que permita operarlos con una combinación de GNL y diésel. Estas tecnologías son totalmente integradas, incluyen el almacenamiento y regasificación de GNL a bordo del camión, así como, controles del motor y sistemas de seguridad.

Evaluación Económica del equipo pesado seleccionado

Se determinan indicadores económicos como: Valor Presente de Costos (VPC), Tasa Interna de Retorno (TIR) y PayBack, a partir de los siguientes supuestos:

- Inversión inicial: costo del kit de conversión, servicio especializado (Labor) para la conversión y evaluación *post-mortem*.
- Costos de mantenimiento del equipo, en modo diésel y en modo GNL.
- Tasa de interés (%).
- Consumo promedio de combustible que usará el equipo seleccionado.
- Vida útil remanente del equipo.

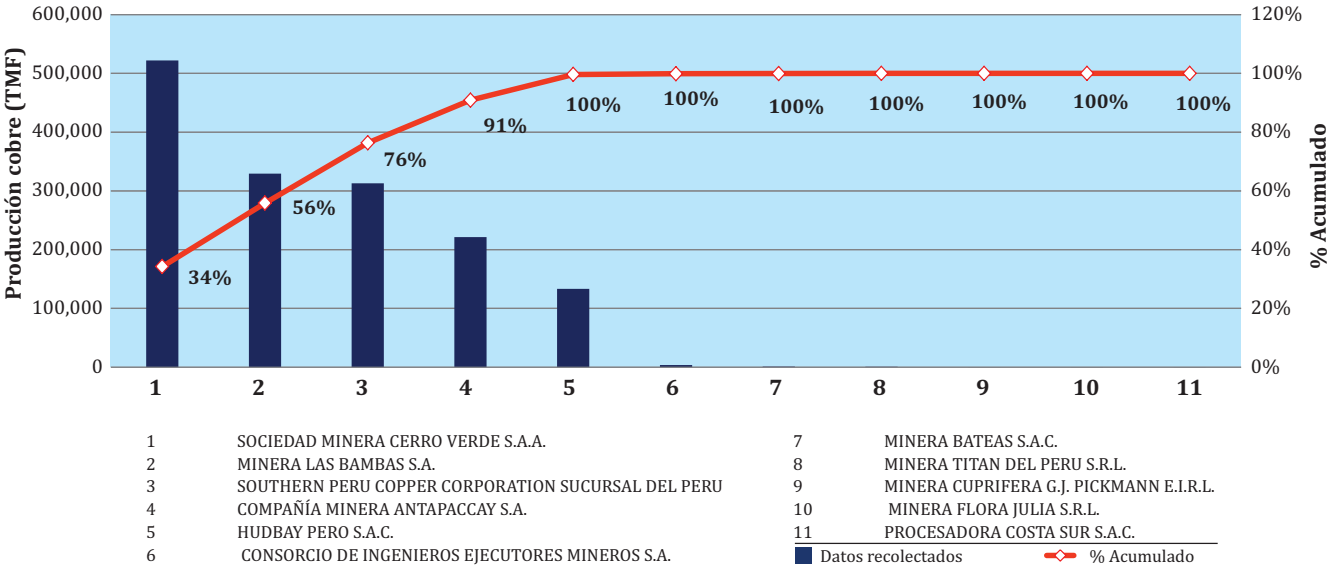
RESULTADOS

Elección de la mina de cobre

En la tabla Nº 5 y en la figura Nº 7, se muestran la producción de cobre acumulada para el año 2016 de las principales empresas mineras del Perú. Como se puede observar la empresa que produce una mayor cantidad de cobre para

el año 2016, es Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A, con una representación del 34% de la producción con respecto a la macro-región sur del país. Como resultado, la mina elegida fue Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A (en adelante, Cerro Verde), complejo minero a tajo abierto de cobre, molibdeno y plata, ubicado a unos 30 km de la ciudad de Arequipa. Como se mencionó anteriormente, esta mina al ser la empresa más representativa, es decir con la mayor producción de cobre de la macro región sur, tiene un mayor consumo de energía y por ende un mayor potencial para la sustitución del uso de diésel por GNL.

Figura Nº 7.- Producción de cobre de las empresas mineras y porcentaje acumulado, 2016 [8].



Fuente: Elaboración propia

Tabla Nº 5.- Producción de cobre de empresas mineras en el Perú (año 2016) [8].

Empresa Minera	Producción (TMF)
Compañía Minera Antapaccay S.A.	221,399
Consorcio de Ingenieros Ejecutores Mineros S.A.	3,717
Hudbay Peru S.A.C	133,439
Minera Bateas S.A.C.	982
Minera Cuprífera G.J. Pickamnn E.I.R.L	110
Minera Flora Julia S.R.L	16
Minera Las Bambas S.A.	329,368
Minera Titan del Perú S.R.L.	768
Procesadora Costa Sur S.A.C.	14
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	522,134
Southern Peru Copper Corporation	312,859

Fuente: Elaboración propia.

Demanda Proyectada de GNL (2018-2024)

La tabla Nº 6, muestra la producción anual de cobre de la mina Cerro Verde, el precio promedio anual del cobre y el porcentaje del PBI, desde el año 2001 hasta el 2016 (año base) y las proyecciones para el periodo 2018-2024.

Tabla Nº 6.- Producción de cobre de Cerro Verde, precio del cobre (en USD/libra) y PBI(%) para el periodo [2021-2024] [8], [9], [6], [10], [11], [12], [13].

Año	Producción de cobre en Cerro Verde (TMF)	Precio del cobre (USD/libra)	PBI (%)
2001	76,987	0.72	0.6
2002	86,401	0.71	5.5
2003	87,327	0.81	4.2
2004	88,493	1.30	5.0
2005	93,542	1.67	6.3
2006	96,506	3.05	7.5
2007	273,960	3.23	8.5
2008	324,172	3.15	9.1
2009	308,370	2.34	1.0
2010	312,336	3.41	8.5
2011	302,905	3.99	6.5
2012	278,812	3.6	6.0
2013	261,348	3.32	5.8
2014	235,277	3.11	2.4
2015	255,917	2.49	3.3
2016	522,134	2.21	4.0
2017	517,136	2.79	3.0
2018	590,570	2.81	4.5
2019	463,054	2.62	5.0
2020	491,636	2.57	5.0
2021	452,326	2.50	5.0
2022	438,532	2.50	5.2
2023	439,734	2.50	5.2
2024	438,532	2.50	5.2

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla Nº 7, se ve el porcentaje de la participación de Cerro Verde en la minería metálica y el consumo de diésel que hay en toda la minería metálica del Perú con el cual se pudo estimar el consumo de diésel anual del 2001 al 2015 para la minera Cerro Verde, la cual será proyectada hasta el 2024.

Tabla Nº 7.- Consumo de diésel en Cerro Verde, 2001-2015 (galón/año).

Año	Participación de Cerro Verde en la minería metálica (%)	Consumo de diésel de la minería metálica (galón/año)	Consumo de diésel en Cerro Verde (galón/año)
2001	3.07%	55,177,744	1,696,232
2002	2.93%	64,376,460	1,886,698
2003	2.58%	67,134,620	1,734,677
2004	3.09%	75,088,890	2,323,309
2005	3.22%	76,122,290	2,450,562
2006	3.45%	84,418,601	2,909,366
2007	10.30%	89,891,255	9,257,466
2008	12.52%	103,063,467	12,905,903
2009	7.99%	96,790,292	7,731,710
2010	9.41%	110,333,655	10,379,885
2011	10.07%	107,386,282	10,817,049
2012	8.28%	105,814,349	8,759,661
2013	7.99%	112,065,692	8,950,771
2014	7.58%	109,809,678	8,325,636
2015	7.05%	119,343,158	8,411,487

Fuente: Elaboración propia.

Para realizar la proyección del consumo de diésel, es necesario conocer cuáles son las variables independientes con fuerte correlación con la variable dependiente y con despreciable, baja o mediana correlación entre sí. La tabla Nº 8, muestra los resultados de las correlaciones. Se observa que la combinación entre variables independientes, posee dos correlaciones de nivel "moderado" y uno de nivel "despreciable". Con respecto a la combinación entre la variable dependiente y las independientes, se obtuvo dos casos con un nivel de correlación "fuerte" y uno con nivel "moderado". Se verifica que hay correlaciones débiles y despreciables entre las variables independientes y, por tanto, dichas variables son representativas para el análisis. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, que exista un nivel de correlación "fuerte" entre la variable dependiente con las variables independientes, y dado que se obtuvo una correlación "débil" (0.38) para el PBI, esta variable independiente fue rechazada y no se empleó para la proyección con el programa E-Views 9, quedando sólo dos variables independientes para el análisis, producción de cobre (TMF) y precio del cobre (USD/lb) para la proyección del consumo de diésel en la mina Cerro Verde.

Se demuestra que en el Perú existe una gran oportunidad de mejorar el aprovechamiento del gas natural que el país dispone, en sectores como la minería, que representa uno de los mayores pilares de la economía peruana y, que está marcada fuertemente por el consumo de combustibles líquidos provenientes de los hidrocarburos.

Tabla Nº 8.- Matriz de correlaciones entre variables de investigación.

Entre variables independientes		Coeficiente de correlación	Nivel de correlación	Decisión
Producción de cobre (TMF)	Precio del cobre (USD/lb)	0.45	Débil	Aceptado
Producción de cobre (TMF)	PBI (%)	-0.029	Despreciable	Aceptado
Precio del cobre (USD/lb)	PBI (%)	0.45	Débil	Aceptado
Variables independientes vs variables dependientes		**Coeficiente de correlación**	**Nivel de correlación**	**Decisión**
Producción de cobre (TMF)	Consumo de diésel (galón/año)	0.97	Fuerte	Aceptado
Precio del cobre (USD/lb)	Consumo de diésel (galón/año)	0.85	Fuerte	Aceptado
PBI (%)	Consumo de diésel (galón/año)	0.38	Débil	Rechazado

Fuente: Elaboración propia.

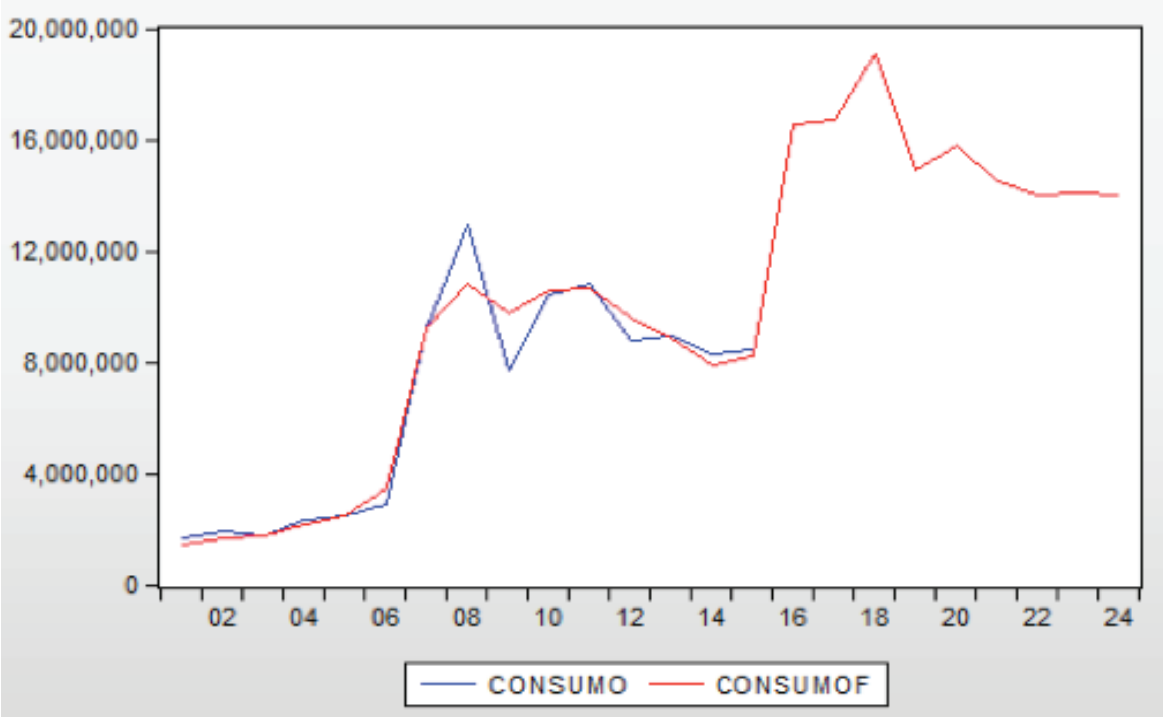
El modelo econométrico de proyección de la demanda futura de diésel para el periodo (2018-2024) obtenido con el programa E-Views9, se expresa mediante la ecuación Ec. (1):

$$C = -1492573 + 612911.3 \times P1 + 31.8953 \times P2$$

Dónde:
C: Consumo de diésel de la minera Cerro Verde (galones/año)
P1: Precio del cobre (USD/libra)
P2: Producción de cobre (TMF)

Este modelo permite obtener un valor del consumo anual de diésel de la mina Cerro hasta el 2024, el cual trata de aproximar el consumo real de diésel. La figura Nº 8, muestra la comparación del consumo histórico de diésel (curva en color rojo) bajo el modelo econométrico versus el consumo real (en color azul) hasta el año base (2016). Asimismo, en color rojo se muestra, el pronóstico de la demanda futura de diésel en la misma Cerro Verde para el periodo proyectado 2018-2024.

Figura Nº 8.- Curvas de la demanda futura (2018-2024) de diésel (color rojo) y de la demanda real (2001-2016) de diésel (color azul) obtenido del modelo econométrico (E-Views 9).



Fuente: Elaboración propia.

Tabla Nº 9.- Proyección de la demanda futura (2018-2024) de diésel, gas natural y GNL para mina Cerro Verde.

Año	Demanda de Diésel (k) gal/día	Demanda de Gas Natural (MMPCD)	Demanda GNL (MTPA)
2018	52.2	6.34	0.049
2019	40.8	4.95	0.038
2020	43.2	5.24	0.041
2021	39.6	4.81	0.037
2022	38.4	4.66	0.036
2023	38.5	4.67	0.036
2024	38.4	4.66	0.036

Fuente: Elaboración propia.

La tabla Nº 9 muestra la proyección de demanda futura de diésel (en kgal/día[12]) para el periodo 2018-2024 de la mina Cerro Verde. La tabla muestra además la equivalencia en gas natural (en MMPCD[13]) y GNL (en MTPA[14]).

12 Miles de Galones de Diesel por Día, (k)gal/día.

13 Millones de Pies Cúbicos Estándares por Día, MMPCD.

14 Millones de Toneladas por Año, MTPA.

El modelo econométrico se aplicó a los tres (03) de escenarios de penetración de GNL en la mina Cerro Verde (Pesimista-25%, Más Probable-50%, Optimista-75%), para la sustitución del uso del diésel en camiones mineros de carga pesada, y estimar el potencial de demanda de gas natural (en MMPCD) y GNL (en MTPA). La tabla Nº 10 muestra los diferentes escenarios planteados. Para el escenario "pesimista", un caso muy conservador, podría llegar a demandar un promedio de 1.26 MMPCD de gas natural en los próximos siete años. Para el escenario "Más Probable", un caso más equitativo, se tendría una demanda promedio de 2.52 MMPCD. Mientras que para el escenario "Optimista", se podría alcanzar una demanda promedio de 3.79 MMPCD.

Para el periodo 2018-2024, en un escenario optimista, la mina Cerro Verde podría demandar anualmente en promedio 0.029 MTPA de GNL (3.79 MMPCD de gas natural), es decir un poco más de la mitad del consumo del sector residencial en el primer semestre del 2016 (6.49 MMPCD) [4] y equivalente al 4% del consumo del sector industrial (100 MMPCD) en el año 2015 [2], esto simplemente usando el caso de una sola mina. Sin embargo, actualmente en la macro-región sur se cuenta con más de 10 minas importantes y en el resto del Perú unas 30 minas más, todas ellas en operación para la producción de cobre y otros minerales [14]. Además, existen más de 20 proyectos mineros en cartera para las minas del sur que se darán en los próximos años [15].

Tabla Nº 10.- Escenarios consumo de gas natural y diésel

(a) Pesimista (25% sustitución del diésel por GNL);

Escenario "Pesimista- 25%"	Gas natural (MMPCD) - 25%	GNL (MTPA) 25%
2018	1.58	0.012
2019	1.24	0.010
2020	1.31	0.010
2021	1.20	0.009
2022	1.17	0.009
2023	1.17	0.009
2024	1.17	0.009
Promedio	**1.26**	**0.010**

(b) Más Probable (75% sustitución del diésel por GNL)

Escenario "Más Probable" - 50%	Gas natural (MMPCD) - 50%	GNL (MTPA) 50%
2018	3.17	0.025
2019	2.47	0.019
2020	2.62	0.020
2021	2.40	0.019
2022	2.33	0.018
2023	2.34	0.018
2024	2.33	0.018
Promedio	**2.52**	**0.020**

(c) Optimista (75% sustitución del diésel por GNL)

Escenario "Optimista" - 75%	Gas natural (MMPCD) - 75%	GNL (MTPA) 75%
2018	1.58	0.012
2019	1.24	0.010
2020	1.31	0.010
2021	1.20	0.009
2022	1.17	0.009
2023	1.17	0.009
2024	1.17	0.009
Promedio	**3.79**	**0.029**

Fuente: Elaboración propia.

ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE GNL Y DIÉSEL

Estimación de Precio de GNL

La composición del precio final del GNL está dada por el

Precio final = GNBP + TGN + DGN + LGN + CG + TG + AG.....Ec. (1)

Dónde:

GNBP: Gas natural en boca de pozo (USD/MMBTU)
TGN: Transporte de gas natural (USD/MMBTU)
DGN: Distribución de gas natural (USD/MMBTU)
LGN: Licuefacción de gas natural (USD/MMBTU)
CG: Cargadero de GNL (USD/MMBTU)
TG: Transporte de GNL (USD/MMBTU)
AG: Almacenamiento de GNL (USD/MMBTU)

Los precios del gas natural en boca de pozo, transporte y distribución del gas natural, se obtienen del pliego tarifario de Cálidda[15] aplicables desde el 1 de enero del 2018 [16]. Para la licuefacción se tomó como referencia a Osinergmin, el cual proporciona un costo de la licuefacción usado para la exportación del GNL en México [17]. El costo del cargadero se basó en una ratio obtenido del cargadero inaugurado en la Planta Melchorita operada por Perú LNG, a finales del 2017 [18]. Para el transporte del GNL, se tomó como referencia el contrato de Proinversión para la concesión del sur-oeste [19] y el costo del almacenamiento de GNL en la mina Cerro Verde se basa en un ratio de 0.32 USD/MMBTU [20].

Reemplazando estos precios parciales en la Ec. (1), el precio final de GNL es 10.38 USD/MMBTU (equivalente a S/. 2.90/gal GNL)[16]:

Precio final = 2.97 + 1.20 + 1.03 + 1.16 + 0.32 + 3.38 + 0.32 = 10.38 USD/MMBTU

Dónde:

GNBP: 2.97 USD/MMBTU
TGN: 1.20 USD/MMBTU
DGN: 1.03 USD/MMBTU
LGN: 1.16 USD/MMBTU
CG: 0.32 USD/MMBTU
TG: 3.38 USD/MMBTU
AG: 0.32 USD/MMBTU

Este precio final de GNL, corresponde al GNL puesto en la mina Cerro Verde y, como se mencionó anteriormente en la metodología,

15 Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A.

16 Considerando un poder calorífico del gas natural de 40 MJ/Nm3 y un tipo de cambio del dólar americano (USD) a 3.25 soles.

este precio se utiliza para el periodo proyectado 2018-2024, ya que la mayoría de costos incluidos en el precio final son regulados y se puede decir que el precio no variará demasiado en los próximos años porque este oscilará con respecto al precio base [5].

Estimación del Precio de Diésel

Debido a que la mina Cerro Verde se encuentra en Arequipa, se considera los precios del diésel B5 S-50 del 2013 al 2017 como se muestra en la tabla Nº 11. En la prueba de correlación que se hizo entre el precio WTI del barril de petróleo (variable independiente) y precio del diésel en Arequipa (variable dependiente), se pudo observar una fuerte correlación (0.99), lo que significa que la variable independiente explica en gran medida el comportamiento de la variable dependiente, y es válido su empleo para una proyección con el programa E-Views 9.

Tabla Nº 11.- Precio en dólares americanos del diésel B5 S-50 en Arequipa, 2013-2017 [21].

Año	Precio del Diésel B5 S-50 (USD/galón)
2013	4.47
2014	4.21
2015	2.56
2016	2.45
2017	2.78

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que el consumo de diésel, se obtiene un modelo econométrico de proyección del precio de diésel en la ciudad de Arequipa, basado en el precio petróleo WTI, la cual se muestra en la ecuación 2.

$$PA = 0.952825 + 0.035471 \times PWTI \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:
PA: Precio del diésel en Arequipa (USD/galón).
PWTI: Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril).

Esta ecuación modela el comportamiento aproximado del precio del diésel en Arequipa para los años 2018 al 2024 como se ve en la tabla Nº 12.

Tabla Nº 12.- Precios de diésel en Arequipa para los años proyectados (2018-2024), obtenidos con el modelo econométrico de la Ec. (2).

Año	Precio del diésel en Arequipa (USD/galón)
2018	2.66
2019	2.73
2020	2.81
2021	2.87
2022	2.93
2023	2.97
2024	3.02
Promedio	2.86

Fuente: Elaboración propia.

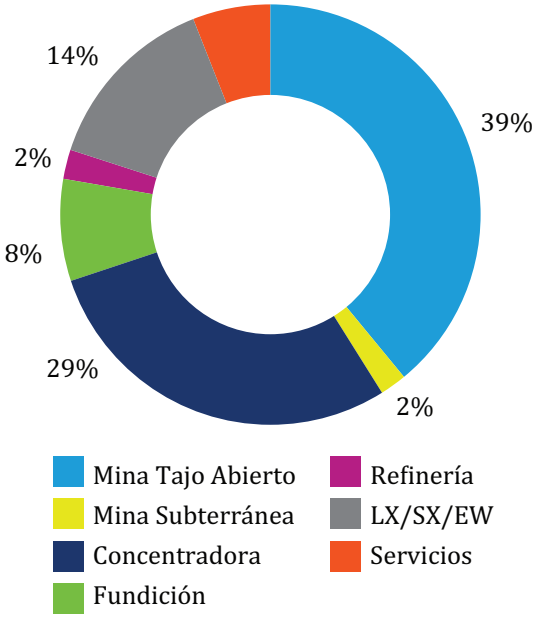
Para poder comparar el precio del diésel con el del GNL, es necesario que ambos tengan las mismas unidades, por lo que el precio del diésel se convierte a dólares americanos por MMBTU. El precio del diésel B5 S-50 que se obtiene es de 21.95 USD/MMBTU. A este precio se le debe adicionar el costo de transporte del diésel B5 S-50, obtenido de Osinergmin (última publicación noviembre del 2015). El costo de transporte para esta fecha fue 0.574 dólares americanos por galón los cuales, convertido en términos de energía, representa 4.41 USD/MMBTU [22]. Con lo cual, el precio final obtenido para el diésel B5 S-50 es de 26.36 USD/MMBTU.

Resultados de Evaluación Técnico-Económica

Selección del equipo

Usando como referencia el consumo de energía para la minería de cobre chilena, se obtuvo que el proceso que consume mayor cantidad de energía es la extracción de mineral a tajo abierto con un 39% del consumo del total como se ve en la figura Nº 9.

Figura Nº 9.- Distribución del consumo de energía por proceso, 2016



Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Chilena de Cobre, 2017 [23]

El equipo que consume más combustible diésel en el proceso de extracción en la minería a tajo abierto son los camiones de carga minera con un consumo que puede llegar en alguno a los 70 galones por hora [24]. Además de que pueden llegar a trabajar aproximadamente 18 horas al día y cuentan con una amplia flota.

Específicamente en la mina Cerro Verde uno de los camiones de carga que más se utiliza es el camión Caterpillar modelo 793 D, el cual será el equipo evaluado para el uso de GNL parcial en su motor.

La significancia de este estudio, es que brinda desde el ámbito académico, mayores luces de las oportunidades del gas natural a través del LNG para reducir el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector minero del Perú.

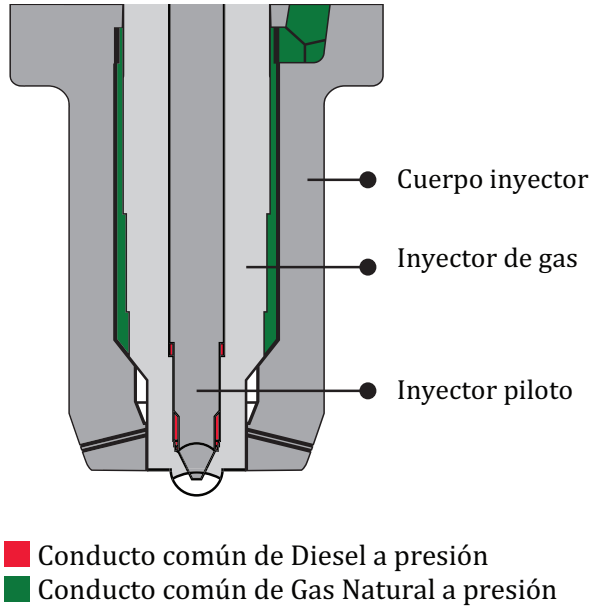
Resultados de Evaluación Técnica

a) Sistema HDPI (High Pressure Direct Injection)

Funcionamiento

Este es un sistema que permite inyectar a alta presión el gas directamente a la cámara de combustión con el cual se puede reemplazar hasta un 95% del diésel por GNL. Este es almacenado en un tanque acondicionado que permite mantener la temperatura del GNL a -162ºC, ya que a esta temperatura se mantiene el estado líquido. Este tanque tiene integrada una bomba criogénica de alta presión que envía el gas natural a alta presión y temperatura a un módulo de acondicionamiento de gas en el cual se acondiciona el gas a una presión necesaria para un uso eficiente del combustible. [25].

Figura Nº 10.- Configuración del inyector HDPI



Fuente: Westport, 2010 [25]

Luego de que el gas sale del módulo de acondicionamiento pasa al inyector el cual inyecta a alta presión el diésel, el cual funciona como combustible piloto y se utiliza solo como fuente

de ignición, y el gas natural como combustible principal. El diésel ingresa por el centro del inyector, mientras que el gas natural ingresa por los lados laterales como se puede ver en la figura Nº 10 ingresan a la cámara de combustión simultáneamente [25].

Ventajas y Desventajas

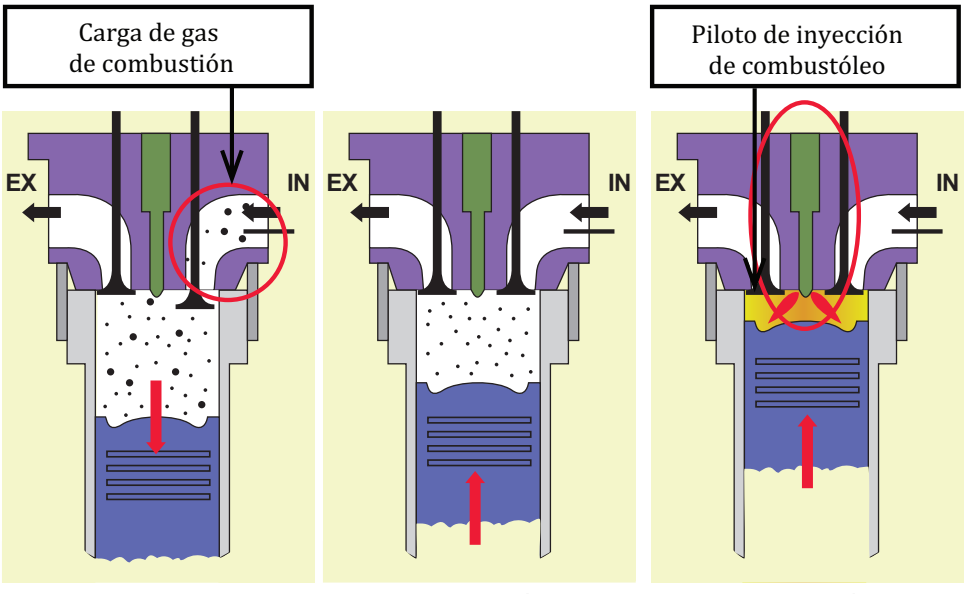
VENTAJAS	DESVENTAJAS
• Reemplazo hasta el 95% del diésel. • Potencia y torque de un motor diésel. • Eficiencia energética cercana al del motor diésel. • No hay problemas de golpeteo. • Beneficio económico • No utilizan un acelerador para controlar la relación aire y gas. • Menor emisión de dióxido de carbono (CO2) y óxido nitroso (NOx).	• No puede volver a usar el modo diésel 100%. • Si el motor se queda sin gas natural no podría funcionar. • Se tienen que hacer mantenimientos a dos sistemas.

b) Sistema Estándar

Funcionamiento

La diferencia con el sistema HDPI es en como ingresa el gas natural a la cámara de combustión. El GNL se almacena en un tanque criogénico para mantener el estado líquido al igual que el otro sistema, la cantidad de GNL que se envía es controlada por una unidad de control del motor (ECU). El GNL se dirige a un vaporizador para convertir el GNL en estado gaseoso para luego mezclarse con el aire e ingresar por la válvula de admisión, al igual que el sistema HDPI necesita del diésel como combustible de ignición, aunque en mayor cantidad, aproximadamente la cantidad de diésel que se puede reemplazar es entre el 50 y 70% [26].

Figura Nº 11.- Funcionamiento del sistema estándar de un motor dual (GNL-diésel)



Fuente: JFE, 2014 [27]

La figura Nº 11, muestra de manera más detallada cómo funciona el sistema estándar, se ve que en la etapa de admisión la mezcla de gas natural y aire entran por la válvula de admisión, en la etapa de compresión el aire y el gas natural aumentan la presión pero la temperatura de ignición del gas natural es demasiado alto, por lo que necesita del diésel que tiene una temperatura de ignición mucho más bajo el cual permite hacer la combustión en la cámara [27]. Este sistema necesita una mayor cantidad de diésel debido a que no se inyecta a alta presión como el sistema HDPI.

Ventajas y Desventajas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
• Reemplazo hasta un 70% del diésel. • Mantiene el modo diésel 100%. • El intervalo de mantenimiento es largo. • Menor emisión de dióxido de carbono (CO2) y óxido nitroso (NOx). • La potencia a una velocidad de trabajo promedio es muy parecida a la del motor diésel. • La eficiencia térmica es parecida al de un motor diésel. • Beneficio económico.	• Menor eficiencia volumétrica que el motor diésel. • Posible mayor pérdida de potencia en trabajo de altura con respecto al sistema HDPI. • Mayor uso de diésel cuando trabaja a mayor velocidad. • Problemas de golpeteo a mayor velocidad. • Es necesario mantener dos sistemas.

Resultados de Evaluación Económica

Se realizó una evaluación económica detallada para buscar indicadores económicos como el Valor Presente Neto del Total de Costos (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Payback a la tecnología más conveniente. El análisis fue realizado al camión minero "Mining Haul Truck" Caterpillar modelo 793D con el sistema HDPI ya que permite una mayor sustitución del diésel por GNL. Los supuestos considerados, fueron los siguientes:

• Costo de inversión del sistema HDPI para un camión minero, es de aproximadamente USD 1,200,000 [28]. Este monto representa el costo de adquisición del kit de conversión para un camión minero, el cual permite que los motores de los camiones funcionen tanto con diésel como con GNL.

• Tasa de descuento, 10%.

• Consumo promedio de combustible diésel, 48 galones por hora (consumo cuando el camión se encuentra a media carga media [24]).

• Vida económica de 7 años, ya que son los años que corresponde al periodo de prospectiva (2018-2024), para la demanda de diésel y GNL.

• Costo de mantenimiento para un Mining Truck Caterpillar 793D: USD 36.43 por horas de operación (6, 792 horas de operación al año) para un motor diésel. Para un motor dual (diésel-GNL), se asume conservadoramente que es un 20% mayor que el de un motor diésel. La tabla Nº 13 [29], muestra los respectivos datos de costos de mantenimiento considerados.

Tabla Nº 13.- Costos de operación de un camión minero con un motor diésel y motor dual (diésel-GNL) [29].

	Camión CAT 793D (Diésel)	Camión CAT 793D (Diésel + GNL)
Costo de Mantenimiento Mayor (Repuestos y materiales + Labor)	24.36 USD/hr	29.23 USD/hr
Costo de Mantenimiento Menor (Repuestos y materiales + Labor)	2.46 USD/hr	2.95 USD/hr
Mantenimiento General	5.9 USD/hr	7.08 USD/hr
Mantenimiento Predictivo	3.73 USD/hr	4.47 USD/hr
Total	36.45 USD/hr	43.74 USD/hr

Fuente: Elaboración propia.

La tabla Nº 14 muestra el resumen de resultados económicos, respecto a la comparación entre el valor presente neto del total de costos para el motor diésel versus dual, para un camión minero CAT 793D. El valor presente neto, con respecto al combustible en un motor dual (USD. 2,310,301) es casi la mitad del valor presente neto de un combustible para el motor diésel (USD. 5,447,673). Tomando en cuenta solo el combustible, este nuevo sistema es rentable, pero hay más factores involucrados dentro de una nueva tecnología como la inversión y los costos de mantenimiento. Tomando en cuenta estos factores, se obtuvo que el valor presente neto del total de costos es de 6,652,940 USD y 4,956,621 USD para el motor diésel y dual, respectivamente. De esta manera, se aprecia de manera real los costos asociados a un motor (diésel y dual) para los años proyectados, y se obtiene, que a pesar de que un motor dual tiene un mayor costo de mantenimiento, el VPN de los costos totales asociados a esta tecnología, sigue siendo menor con respecto a un motor diésel. Esto significa que un motor dual tomando en cuenta la inversión y costos de mantenimiento sigue teniendo un ahorro económico importante.

Tabla Nº 14.- Valor presente neto del total de costos (2018-2024) para camión minero CAT 793D con motor diésel versus dual.

	Motor Diésel	Motor Dual (Diésel - GNL)
Inversión inicial	-	1,200,000 USD
Precio presente de diésel	26.36 USD/MMBTU	26.36 USD/MMBTU
Precio presente de GNL	0	10.38 USD/MMBTU
Consumo promedio de diésel	6.25 MMBTU/hora	0.31 MMBTU/hora
Consumo promedio de GNL	-	5.94 MMBTU/hora
Horas anuales promedio de operación	6,792	6,792
Costo anual de combustible	1,118,982 USD/año	474,549 USD/año
Costo anual de Mantenimiento Mayor (repuestos y materiales + Labor)	165,453 USD/año	198,544 USD/año
Costo anual de Mantenimiento Menor (repuestos y materiales + Labor)	16,708 USD/año	20,050 USD/año
Costo Mantenimiento Predictivo	25,334 USD/año	30,401 USD/año
Costo Mantenimiento General	40,073 USD/año	48,087 USD/año
Datos de salida		
VPN combustible	5,447,673 USD	2,310,301 USD
VPN Mantenimiento Mayor	805,495 USD	966,594 USD
Valor Mantenimiento Menor	81,343 USD	97,612 USD
Valor Mantenimiento General	195,091 USD	234,109 USD
VPN Mantenimiento Predictivo	123,337 USD	148,005 USD
TOTAL VPN (Valor Presente Neto del Total de Costos)	**6,652,940 USD**	**4,956,621 USD**

Fuente: Elaboración propia.

La tabla Nº15, muestra los indicadores económicos TIR y Payback para la nueva tecnología (sistema HDPI), empleado en la conversión de camiones mineros de diésel a GNL. El ahorro económico anual por concepto de combustible y mantenimiento, asciende a 594,920 USD/año. La inversión inicial por la compra del kit de conversión de GNL asciende a USD 1,200,000. Se obtiene un TIR de 46%, lo cual nos indica que tan rentable es la inversión en la nueva tecnología aplicada al motor del camión minero. La tasa de descuento es 10%, y dado que el TIR obtenido es mayor que esta tasa mínima de rentabilidad exigida, esto significa que la nueva inversión es rentable. El Payback (tiempo de recupero de la inversión), es de 2.37 años, lo cual representa un tiempo de retorno de la inversión bastante atractivo.

Tabla Nº 15 TIR y Payback del motor dual para un CAT 793 D (2018-2024)

Periodo (años)	Ahorro (USD)	Tasa de descuento	10%	Flujos a VPN (USD)	Acumulado (USD)
		Inversión (USD)	Neto (USD)		
0		1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000
1	594,920	-	594,920	540,836	659,164
2	594,920	-	594,920	491,669	167,495
3	594,920	-	594,920	446,972	279,477
4	594,920	-	594,920	406,338	685,816
5	594,920	-	594,920	369,398	1,055,214
6	594,920	-	594,920	335,817	1,391,031
7	594,920	-	594,920	305,288	1,696,319
		TIR	46%		
		Payback (años)	2.4		
		Payback (meses)	28.5		

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

La metodología empleada en este estudio, puede ser aplicada a cualquier otra mina del Perú. Una limitación importante es el acceso a la data de consumos históricos de combustibles líquidos de la mina, si bien estos datos existen y son reportados periódicamente por la mina a Osinergmin, su obtención no fue posible y se realizó mediante inferencias. Los resultados técnicos y económicos obtenidos son relevantes pues demuestran el potencial de demanda de gas natural en la mina Cerro Verde y, por ende, en el sector minero peruano, dado que esta mina es el mayor productor de cobre en el país.

Para el periodo de prospectiva 2018-2024 analizado, la demanda diaria promedio de diésel asciende a 41.6 (k) gal/día (o también expresado como 41.6 MGDC[17]). De acuerdo a los escenarios de penetración o sustitución del diésel por GNL, considerados en este estudio, para el escenario "Optimista" (75% de sustitución del diésel), la demanda de gas natural (seco) y GNL fueron de 9.67 Bcf (promedio de 3.79 MMPCD) y 0.029 MTPA respectivamente. Para el escenario "Más Probable" (50% de sustitución del diésel), la demanda de gas natural y GNL fueron de 6.45 Bcf (promedio de 2.52 MMPCD) y 0.020 MTPA respectivamente. Finalmente, para el escenario "Pesimista" (25% de sustitución del diésel), la demanda de gas natural y GNL fueron de 3.22 Bcf (promedio de 1.26 MMPCD) y 0.010 MTPA respectivamente.

De la evaluación económica de la tecnología de conversión de un motor diésel a dual (diésel+GNL) para un camión minero CAT 793D, se obtuvieron significativos indicadores económicos, VPN del total de costos, (USD 4,956,621), TIR (46%) y Payback (2.37 años), los cuales muestran de que la inversión para la adopción de GNL en camiones mineros en el Perú, es rentable, ya que se recupera en un periodo aceptable. Asimismo, el ahorro económico por el reemplazo de diésel por GNL asciende a 594,920 USD/año. Si esta tecnología se aplicará a toda una flota de camiones de carga de una mina el ahorro económico sería aún más significativo con respecto a los costos totales asociados a la mina.

17 Miles de galones por día calendario (MGDC)

En conclusión, se demuestra que en el Perú existe una gran oportunidad de mejorar el aprovechamiento de un gran recurso energético (gas natural) que el país dispone, pero de una manera mucho más eficiente, en sectores económicos como la minería, que representa uno de los mayores pilares de la economía peruana y de sus exportaciones. Es uno de los sectores altamente demandante de combustibles líquidos, como el diésel, y por ende un importante productor de gases de efecto invernadero. Sin embargo, los niveles de sustitución del diésel y el grado de penetración del GNL en el sector minero en el Perú, posee diferentes variables que impactan en la toma de decisión por parte de los gerentes y ejecutivos de la mina Cerro Verde y, en general de cualquier mina en el Perú, para llevar adelante este cambio energético, los cuales tienen que ver mucho con factores económicos (precio del GNL) y logísticos (acceso al GNL), compromiso ambiental de la mina, presión de stakeholders externos (comunidades del entorno, regulación y legislación ambiental) y la estrategia de negocio frente al cambio climático, todo lo cual redunda en oportunidad para cualquier empresa, y en especial las del sector minero, de seguir en el camino del desarrollo sostenible.

Por ello, la significancia de este estudio, es que brinda desde el ámbito académico, mayores luces de las oportunidades del gas natural a través del GNL para reducir el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector minero del Perú. Este estudio puede ser complementado con futuras investigaciones, mediante estudio de demanda de gas natural para las demás minas de la macro-región sur, y porque no, del resto del país. Esto contribuiría aún más y, de manera significativa al país, a lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) al 2030.

REFERENCIAS

[1] MINEM, «Reporte Anual. Boletin Estadistico del Subsector Minero,» 2016.

[2] MINEM, «Balance Nacional de Energía 2015,» Lima, 2016.

[3] Ministerio de Energía y Minas, «Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2016.

[4] OSINERGMIN, «Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural. Primer Semestre del 2016,» Lima, 2016.

[5] R. Segovia, Interviewee, Composición del precio del GNL. [Entrevista]. 12 Enero 2018.

[6] Banco Central de Reserva del Perú, «Estadísticas BCRP,» [En línea]. Available: https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/diarias/cotizaciones-internacionales. [Último acceso: 15 Noviembre 2017].

[7] Comisión Nacional de Energía de Chile, «Informe de proyecciones de precios de combustibles 2016-2031,» Departamento de Hidrocarburos, Santiago, 2016.

[8] Ministerio de Energía y Minas, «minem,» [En línea]. Available: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=1&idEstadistica=11299. [Último acceso: 21 Septiembre 2017].

[9] Knight Piésold Consultores S.A., «Estudio de Impacto Ambiental y Social de la Expansión de la Unidad de Producción Cerro Verde,» Lima, 2011.

[10] BBVA Research, «Peru: Sector Minero,» BBVA Research, Lima, 2017.

[11] Banco Central de Reserva del Perú, «BCRP,» [En línea]. Available: http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html. [Último acceso: 11 Octubre 2017].

[12] Ministerio de Economía y Finanzas, «Informe de Actualización de Proyecciones Macroeconómicas,» Lima, 2017.

[13] Apoyo Consultoría, «Estudio de proyecciones del PBI de largo y la demanda de potencia y energía de principales proyectos 2012-2024,» Lima, 2012.

[14] Ministerio de Energía y Minas, «Anuario Minero 2016,» Misterio de Energía y Minas, Lima, 2017.

[15] Ministerio de Energía y Minas, «Mapa de proyectos mineros 2017,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2017.

[16] Cálidda, Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural, Lima: Cálidda, 2018.

[17] A. L. Vásquez, «Formación de Precios en el Mercado del Gas Natural Licuado (GNL),» OSINERGMIN, Lima, 2011.

[18] Perú LNG, « ESTACIÓN DE CARGA DE GNL EN CAMIONES CISTERNAS,» Peru LNG, Lima, 2015.

[19] Proinversión, «Contrato de Concesión del Sistema de Distribución Sur Oeste,» 2013. [En línea]. Available: http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_GAS_NATURAL/VF_AL_08_07_13_CC___JPEH_09_ANEXO_7_C_SO__MM_MCH_11_07_13_.pdf. [Último acceso: 10 Marzo 2017].

[20] R. Ramírez, «GNL EN MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA Y SUS APLICACIONES EN EL PERÚ,» La Revista del Gas Natural, vol. IV, nº 4, pp. 63-78, 2013.

[21] OSINERGMIN, «SCOPS,» [En línea]. Available: http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm.

[22] OSINERGMIN, «OSINERGMIN,» [En línea]. Available: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/precios-de-referencia-banda-de-precios/banda-de-precios-de-combustibles-liquidos. [Último acceso: 24 Febrero 2018].

[23] Comisión Chilena de Cobre, «Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobrel al año 2016,» 2017.

[24] Caterpillar, Manual de rendimiento, Illinois: Caterpillar, 2007.

[25] Westport, «Westport's High Pressure Direct Injection System —Technology and European Certification,» Westport, 2010.

[26] C. P. C. G. H. Kraipat Cheenkachorn, «Performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas),» Energy, nº 53, pp. 52-57, 2013.

[27] JFE, «Dual Fuel Engine Gas Fuel Conversion Technology,» JFE TECHNICAL REPORT, nº 19, pp. 78-80, 2014.

[28] Jessica Kirby, «Mining and energy,» [En línea]. Available: http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied_natural_gas_engine_technology_in_the_works_for_mining_trucks/. [Último acceso: 23 Enero 2018].

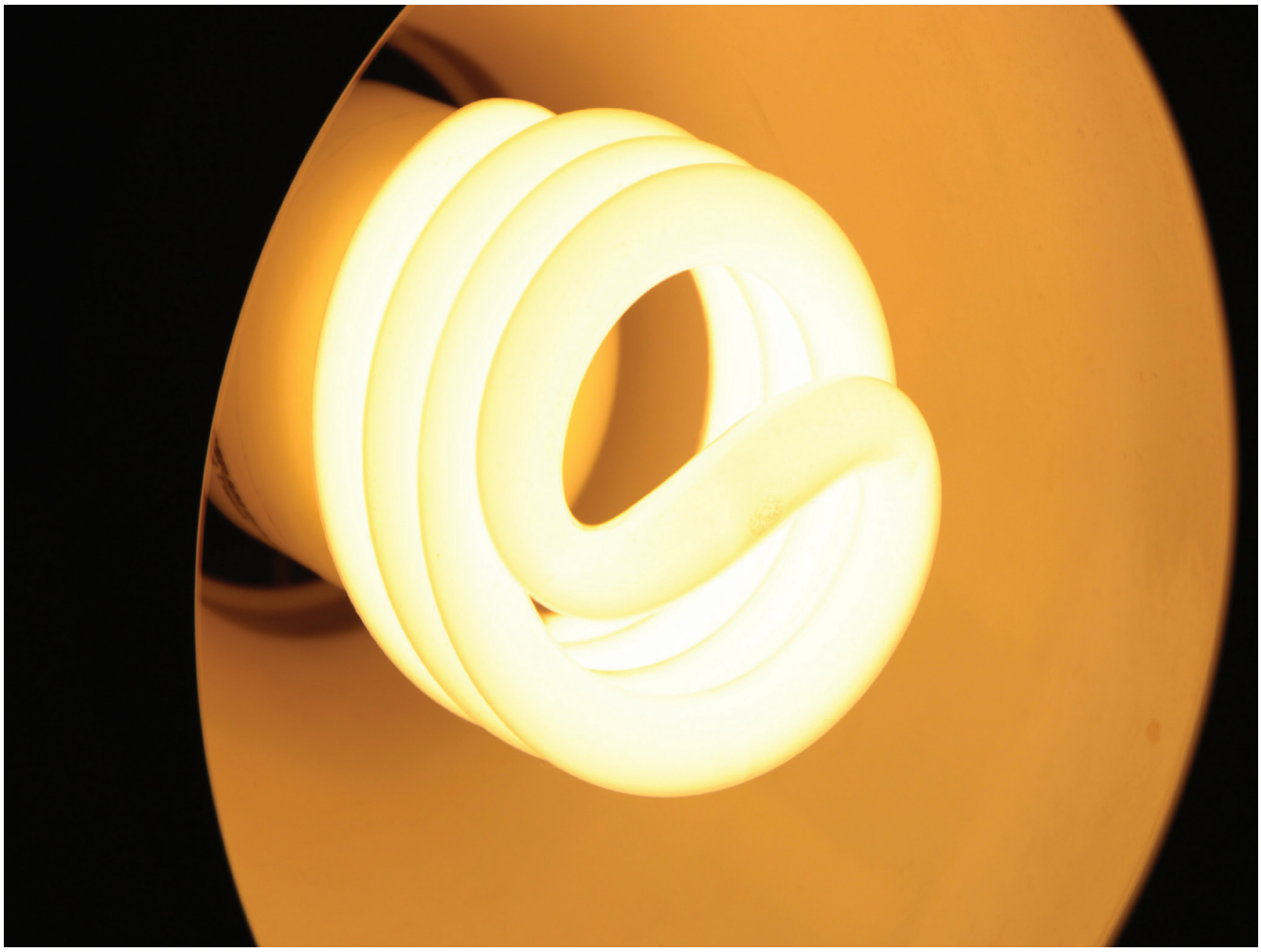
[29] Ferreyros, «Costo Total de Propiedad y Operación (TCO) del camión minero 777F para la empresa MDH,» Ferreyros, Lima.

NATIONALLY APPROPRIATE MITIGATION ACTION (NAMA) CONCEPT IN RESIDENTIAL ENERGY EFFICIENT LIGHTING IN GRENADA

Executive summary made by OLADE of the consulting work carried out by
Per Wretlind and Federico Canu of UNEP DTU Partnership

Luis Guerra

Received: 31/08/2018 and Accepted: 06/09/2018
ENERLAC. Volume II. Número 2. Diciembre, 2018 (52-71).



Luis Guerra is an Environmental Engineer with a M. Sc. in Renewable Energy Management. He is currently working as a consultant for the Latin American Energy Organization (OLADE) on projects related to mitigation and adaptation to climate change. luis.guerra@olade.org

ABSTRACT

Grenada joined ranks with the world's nations and signed the Paris Agreement in New York in April 2016. The NDC includes energy efficiency as this has large potential development and mitigation benefits. For this a NAMA Concept is proposed with the objective of achieving energy savings and GHG emission reductions through increased accessibility to energy efficient lighting technologies in the residential sector. Two different scenarios were forecasted for this NAMA, where both scenarios result in decreases in electricity use and GHG emissions, but of varying degree. Scenario 1 results in a GHG reduction of 16,883 tCO_2 emissions, while Scenario 2 reaches a reduction of 29,976 tCO_2 emissions. Furthermore, an identification of barriers was followed by the proposal of a NAMA action plan, for which the total estimated cost is 120,000 USD, that would serve to overcome the identified barriers, including the economic and financial.

Keywords: Climate Change, Efficient Lighting, Nationally Determined Contributions, National Appropriate Mitigation Action, Grenada.

RESUMEN

Granada se unió a la iniciativa que ya fue apoyada por de las naciones del mundo y firmó el Acuerdo de París en Nueva York en abril de 2016. El NDC incluye la eficiencia energética, ya que tiene un gran potencial de desarrollo y beneficios de mitigación. Para ello se propone un concepto de NAMA con el objetivo de lograr el ahorro de energía y la reducción de las emisiones de GEI a través de una mayor accesibilidad a las tecnologías de iluminación energéticamente eficiente en el sector residencial. Se pronosticaron dos escenarios diferentes para este NAMA, donde ambos escenarios resultan en disminuciones en el uso de electricidad y emisiones de GEI, pero en diferentes grados. El Escenario 1 da como resultado una reducción de GEI de 16.883 tCO_2, mientras que el Escenario 2 alcanza una reducción de 29.976 tCO_2. Además, a la identificación de los obstáculos siguió la propuesta de un plan de acción sobre el acceso a los mercados para los productos no agrícolas, cuyo costo total se estima en 120.000 dólares de los EE.UU., que serviría para superar los obstáculos identificados, incluidos los económicos y financieros.

Palabras Clave: *Cambio Climático, Iluminación Eficiente, Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional, Acciones Nacionales de Mitigación Apropiadas, Granada.*

INTRODUCTION

Grenada joined ranks with the world's nations and signed the Paris Agreement in New York in April 2016. The action of signing the agreement signified that Grenada had ratified it, and the Intended National Determined Contribution (INDC) of Grenada thus became the National Determined Contribution (NDC). The focus is thus on implementation.

The NDC includes energy efficiency as this has large potential development and mitigation benefits. One study made by United for Efficiency (U4E), a UN Environment initiative, states that if policies are implemented to promote energy efficiency broadly in Grenada, the construction of 20 MW generation capacities can be avoided until 2030. Electricity consumption would be reduced by 14.2 GWh by 2030, whereof a considerable part would be due to efficiency gains in lighting (En.lighten & U4E, 2015).

The development of this proposal for a National Appropriate Mitigation Actions (NAMAs) should be seen in the light of the implementation of Grenada's NDC. The focus on energy efficiency

lighting within the residential sector will not be sufficient for Grenada to meet its commitments, but it is a good start. Furthermore, the experience gained of formulating and discussing a NAMA builds the capacity of Grenada, enabling further mitigation actions.

This document presents the NAMA proposal in the following way. First, the focus area of energy efficient lighting in the residential sector alignment with Grenada's development and climate change plans is presented. This is followed by a brief run-through of the existing and previous projects in Grenada, to ensure that this builds on what they have uncovered. A technological analysis follows, determining which technological options Grenada has to choose from. This is followed by the start of the development of the NAMA, introducing an institutional structure, the objectives and targets, and the baseline and NAMA scenarios. Upon this, the barrier analysis and the proposed NAMA Action Plan is presented.

ALIGNMENT WITH GRENADA'S DEVELOPMENT, SECTORAL AND CLIMATE CHANGE POLICY AND REGULATIONS

A NAMA is an action that brings both sustainable development and mitigates GHG emissions. In advancing sustainable development, the direction of this is decided by the country's government. As these priorities are already existent, the NAMA needs to align with the plans and regulations concerning climate change, relevant sectors and development in general. This section aligns the NAMA with the existing plans and regulations concerning climate change, relevant sectors, and development.

Climate Change Regulation

The climate change regulation of Grenada consists of a number of policies and action plans. The main focus is on adaptation measures, since Grenada is one of the countries in the world most vulnerable to climate change (see e.g. Kreft, Eckstein, & Melchior, 2017). Grenada has submitted a National Determined Contribution (NDC), as well as developed a 'National Climate Change Policy and Action Plan' which provides a roadmap for various mitigation actions.

National Communications and Biennial Update Report

In 2000, Grenada submitted its First National Communication to the UNFCCC[1]. The document describes the framework for environmental management as fragmented, and proposes a more systematic approach towards mitigation policies, therein measures to promote energy efficiency. The First National Communication calls for the introduction of Compact Fluorescent Bulbs (CFLs), the adoption of standards for certification of electrical appliances, as well as public awareness campaigns for energy efficient equipment. One of the measures to increase energy efficiency within the public sector is to retrofit buildings, as well as the procurement of energy efficient lamps for public offices.

The development of this proposal for a National Appropriate Mitigation Actions (NAMAs) should be seen in the light of the implementation of Grenada's NDC. The focus on energy efficiency lighting within the residential sector will not be sufficient for Grenada to meet its commitments, but it is a good start.

1 Grenada is currently working on its Second National Communication. As a small island developing state, Grenada can submit a biennial update report (BUR) at its own discretion. Up to this point, Grenada has not submitted a BUR.

National Climate Change Policy and Action Plan (2007-2011)

In 2007, the GoG launched the National Climate Change Policy and Action Plan (2007-2011). The plan introduces eight strategies to address climate change, with a focus on adaptation measures. In relation to improving energy efficiency, the plan does not focus on energy efficient lighting specifically but rather on comprehensive incentive packages to promote energy efficiency. This plan suggests using benchmarks for electricity generation equipment, reducing import duties and taxes on energy efficient appliances, and stipulating higher standards for the imported goods. This is to be coupled with, inter alia, public education on reducing energy consumption. In addition, the plan emphasises the importance of regional coordination within the Organisation of Eastern Caribbean States (OECS) and the Caribbean Community (CARICOM) in implementing energy efficiency measures (GoG, 2007).

There has been a reduction of import duties and the value added tax (VAT) on energy efficient light bulbs. Currently, the general VAT stands at 15%. In 2010, 'energy saving bulbs' was added to a list of products exempted from VAT. The list does not define criteria for when a bulb saves energy, making it difficult to apply in practices. Moreover, light bulbs often arrive in fixtures rather than individually, resulting in that this exemption does not apply to many products.

In regards to customs, the coordination work to introduce reduction of the customs service charge has yet to start. As the CARICOM region imposes a common external customs charge, a coordinated approach among the member countries is necessary.

Nationally Determined Contribution

Grenada's INDC was submitted to the UNFCCC in September 2015, and now that the country has ratified the Paris Agreement, which entered into force in November 2016, its objectives have become the official NDC of Grenada. It focuses mainly on adaptation, but also includes mitigation measures. The NDC sets an unconditional target of reducing GHG emissions by 30% compared to 2010, and a conditional target of 40% by 2025. A varied set of policy instruments are proposed to reach the targets, including informative (public awareness campaigns), economic (fiscal incentives) and regulatory (minimum energy performance standards and building codes) measures. For example, within the electricity sector, Grenada envisions two-thirds of emission reductions to stem from improvements in energy efficiency, while the remaining third is to be provided through increased renewable energy generation. The NDC proposes to retrofit all buildings to improve their energy efficiency, establish energy efficient building codes, and support the implementation of energy efficiency pilot projects in hotels.

Sectoral Regulation

The sectoral regulation relevant for this NAMA is primarily regulations for the energy sector, including energy efficiency regulation, as well as the building sector.

National Energy Policy

The National Energy Policy from 2011 has as an overarching goal of decoupling economic growth and energy use. To achieve this, the policy suggests specific measures as well as the institutional set-up of the energy related questions. It also calls for the adoption of energy efficient building codes which should be mandatory for all public sector construction. It suggests providing incentives to financial institutions for them to offer their clients preferential rates for new and retrofitted energy efficient homes. Public information campaigns and education is also echoed as instrumental. All of these measures are suggested to be incorporated into an Energy Efficiency Act (GoG, 2011). The Energy Efficiency Act is currently in the making, and the first draft is to be expected during the spring of 2017.

Targets for renewable energy are not set in the NDC, but in other documents. The National Energy Policy specifies that by 2020, 20% of total electricity and transportation energy should be generated from renewable sources (GoG, 2011). The Grenada Vision 2030 sets a goal that by 2030, 100% of all energy should be renewable (IRENA, 2012).

There are no nationwide energy efficiency targets expressed (Ochs, Konold, Auth, Musolino, & Killeen, 2015). There are a few policies in place to favour energy efficient appliances, including lighting. The government provides an exemption of the 15% Value Added Tax (VAT) for investments in energy efficient technology.

National Building Code

Grenada's building code, which was updated in June 2015, stems from the Organization of Eastern Caribbean States' (OECS) Code from 1992. It is a common code for Grenada, St Vincent & the Grenadines, St Lucia, and Montserrat (OECS, 2015). The main priority is to build structures able to withstand natural disasters such as earthquakes and hurricanes, as with a changing climate, Grenada has become more exposed to especially hurricanes (GoG, 2007). The building code emphasizes natural lighting in the first place to avoid unnecessary energy consumption - all rooms need to have windows and/or skylights. The section regulating artificial lighting, 1105a) requires lighting to be "in accordance with the requirements of the electricity regulation in force" (OECS, 2015, p. 161). It is thus the electricity regulation that takes priority in relation to the scope of this NAMA targeting EE improvements in residential lighting. The current electricity regulation in Grenada does not address energy efficiency, but is to come with the Energy Efficiency Act.

TECHNOLOGY ANALYSIS

This section introduces the technological options that exist for lighting in Grenada as well as a cost-benefit analysis of the different technologies.

Introduction of Technology Options

Within residential lighting, there are three relevant technological options to be considered in the analysis in the Grenadian context. These are incandescent lightbulbs (ICLs), compact fluorescent lightbulbs (CFLs) and light emitting diodes (LEDs). The three chosen technologies emit approximately the same number of lumens. The three chosen products are also among the most commonly sold within the respective technologies. The technological specifications are shown in the table below.

Table 1. Technological specifications of the three types of technologies for residential lighting

Technical assumptions per lamp type	ICL	CFL	LED
Watts	60	18	6
Lifetime (hours)	1500	8000	40000
Use per day (hours)	3.5	3.5	3.5
Purchasing price per lamp (XCD)	0.8	4.3	29

Source: Own elaboration.

The technical specifications are taken from a report by the U.S. Department of Energy, where it conducts a life-cycle analysis on LED lights compared to CFLs and ICLs (U.S. Department of Energy, 2012). The comparison in this publication is between lamps that carry out the same function. The average use time per day is based on the Clean Development Mechanism (CDM) methodology

on residential energy efficient lighting (UNFCCC, 2016b). The purchasing price of the lamps was estimated to this by the participants in the workshop. Attempts have been made to verify it with local suppliers, though without success.

The experience gained of formulating and discussing this NAMA supports capacity building in Grenada, which enables further mitigation actions.

Cost-Benefit Analysis of Technologies

The different technologies have different purchasing prices, maintenance costs, and lifespans, resulting in different replacement rates and operational costs. This allows for a payback period to be calculated. The formulas for each calculation are specified below:

• Replacement rate [lamp/year]:

$$\frac{\textit{Lamp use per day} \times \textit{days in year}}{\textit{Lifetime in hours}}$$

• Annual operational cost (XCD/year):

$$\textit{Replacement rate} \times \textit{price per lamp} + \frac{(\textit{Watts} \times \textit{lamp use per day} \times \textit{days in a year})}{1000} \times \textit{price of electricity}$$

• Payback period (years):

$$\frac{\textit{Annual operational costs}}{\textit{Annual operational costs (ICLs)}}$$

Table 2. Cost-Benefit Analysis of Technological Options

	Units	ICLs	CFLs	LEDs
Replacement rate	Lamps/year	0.9	0.2	0.03
Annual operational cost	XCD/year	26.8	7.2	3.5
Payback period	Years	NA	0.3	0.1
Annual operational cost, excluding purchasing price	XCD/year	26.1	6.5	2.6
Payback period, purchasing price not accrued	Years	NA	0.4	1.2

Source: Own elaboration.

The cost-benefit analysis shows that ICLs have the highest annual operational cost of the three technologies, with CFLs having an operational cost of less than a 1/3, and LEDs slightly more than a 1/9 of that of ICLs. If we look at the payback period of buying a CFL or LED lightbulb instead of an ICL, a CFL pays back after 0.3 years, thus roughly four months; the LED bulb is paid back already after a bit more than a month. If the entire purchasing price is incurred in the first year, the payback period does increase, especially for the LED as it is considerably more expensive than the ICL. However, it only increases to 1.2 years, indicating that it is still a desirable investment to make.

INSTITUTIONAL ARRANGEMENTS

Appropriate institutional arrangements are key to make the NAMA successful. The institutional arrangements delineate the different roles and responsibilities of the key stakeholders in the design and implementation of the NAMA, and establishes decision-making hierarchies and communication channels. Having clear institutional structures in place facilitates the implementation of the NAMA activities greatly.

NAMA Steering Committee

The NAMA Steering Committee's task is to coordinate the relevant stakeholders and make overall decisions regarding the NAMA and ensures that the NAMA is being implemented. The following stakeholders are proposed to take part in the NAMA Steering Committee:

Association of Electrical Engineers
Bureau of Standards Grenada
Chamber of Industry and Commerce
Grenada Customs & Excise Division
Department of the Environment
Economical and Technical Cooperation
Energy Division
GRENLEC
Inland Revenue Department
Ministry of Education
Ministry of Legal Affairs
Ministry of Trade
Ministry of Works (Electric Department)
Physical Planning Unit
Social Development and Housing
Solid Waste Management Authority
Statistics Division

Their selection is based on the suggestions that came out of the NAMA Managing Entity (Energy Division), and through a consultation process in a national workshop with the relevant stakeholders (17-18 January 2017).

NAMA OBJECTIVE AND TARGETS

The NAMA Objective and Targets presented below were discussed at the workshop in Grenada with relevant stakeholders, including representatives of what will form the future NAMA Steering Committee[2]. The objective is to set the direction of the NAMA, whereas the targets concretize the direction through setting specific measurable targets.

2 The stakeholders present at the workshop were the following: Representatives from the Policy Unit, Technical Cooperation and Energy Division under the Ministry of Finance. Representatives from the Environment Division under the Ministry of Agriculture Lands, Forestry, Fisheries and the Environment. Representatives from the Grenada Bureau of Standards, Customs & Excise Division, GRENLEC, UNDP Regional Office, GIZ-CIM, the RCC of the UNFCCC, OLADE and UNEP DTU Partnership.

NAMA Scope

The scope of the NAMA is defined both in terms of focus area and geography. The area of focus is lighting within the residential sector of Grenada. The geographical scope is nationwide, encompassing all three islands of Grenada.

NAMA Objective

The objective of the NAMA is as follows: Achieving energy savings and GHG emission reductions through increased accessibility to energy efficient lighting technologies in the residential sector.

NAMA Targets

The overall NAMA objective is accompanied by three targets which specify the objective.

Target 1: Adoption of EE Lighting Technologies in The Residential Sector

• Target 1A: Increase Use of EE Lighting

The first target aims to increase the use of energy efficient lighting in the residential sector by 30% by 2025 compared to the baseline of 2017.

• Target 1B: Phasing Out ICLs

In order to increase the accessibility to energy efficient lighting, it is also important to make the alternative, ICLs, less attractive. This is especially true given the initial price difference between the technologies which constitutes a substantial barrier. The gap cannot only be closed by decreasing the price of the EE technologies, but needs to be coupled with price increases of the inefficient technology as well.

• Target 1b: Phasing out ICLs by 2025
25% less use by 2018
50% less use by 2021
75% less use by 2023
100% less use by 2025
(Base year: 2017)

Target 2: GHG Emission Reductions & Energy Savings

Target two specifies that the emission reduction, as well as energy savings, should be 30% by 2025 compared to the BAU scenario. As there is a linear relationship between the GHG emissions and the energy savings in this particular NAMA, the same development of both parameters can be expected.

Target 3: Financial Savings

Target three specifies that the financial savings should be 25% by 2025 compared to the BAU scenario.

NAMA Baseline and Mitigation Scenarios

The following section presents the NAMA Baseline and Mitigation Scenarios. The Baseline Scenario, also called the Business-as-Usual (BAU) Scenario, is first presented. It builds on the current energy system, and through a historical trend extrapolation approach through which the future technological trends are sketched. The NAMA Mitigation Scenarios are what is projected to happen if the NAMA is implemented. There are two NAMA Mitigation Scenarios, Scenario 1 (S1) and Scenario 2 (S2).

Baseline Scenario

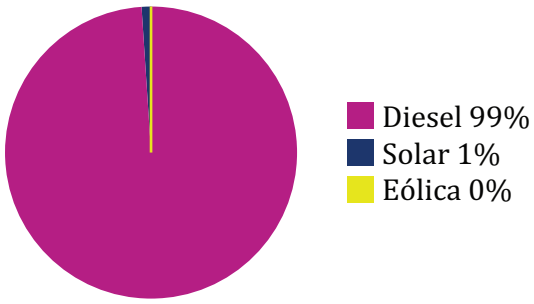
The baseline scenario builds on two components - the present energy system and its projected development, as well as the technological development and adoption rate of lighting technologies. The text below first describes the energy sector with a strong emphasis on electricity. Secondly, a set of key figures and assumptions are presented from which the BAU scenario is drawn.

Energy and Electricity in Grenada

Energy generation in Grenada is, as in most Caribbean island states, heavily dependent on imported diesel (Energy Transition Initiative,

2016; GoG, 2011). This has a direct impact on the price of electricity, as more than 50% of the electricity price depends on the fuel price, making the economy and households sensitive to fuel price fluctuations (GRENLEC, 2016). Moreover, this makes the Grid Emission Factor (tCO_2 emitted per MWh produced) high in an international comparison. The GoG reports to the UNFCCC that its grid emission factor is 0.634 tCO_2/MWh on the island of Grenada, while it is slightly higher on Carriacou (0.675) and considerable higher in the much smaller electricity plant on Petit Martinique (0.890) (UNFCCC, 2016a).

Figure 1. Energy Generation Mix



Source: (Energy Transition Initiative, 2016)

Grenada has one utility company named GRENLEC. It was founded in 1961 as a public company, and was granted the sole and exclusive license to generate, transmit, distribute and sell electricity in Grenada until 2041. In 1994, GRENLEC was privatised by the GoG selling 50% of its shares to a Canadian company (GRENLEC, 2015).

The current installed capacity is 48.6 MW, and the peak load is 30.9 MW, making brownouts rare (GRENLEC, 2015). There is a very high degree of access to energy, as Grenada has a 99.5% national electrification rate. However, the high energy prices limit actual access as it becomes unaffordable for many families (SE4All, 2012).

Figure 1 illustrates that there is currently a small portion of renewable energy sources, mainly solar, followed by wind power. The share of renewables is expected to grow in the future aligned with efforts to diversify the energy matrix, improve energy security and transition towards low carbon development. As was described above, the goal set out in the National Energy Policy is that 20% of electricity and transport energy should come from renewable sources in 2020. In the workshop consultation held in Grenada, it was stated that this goal will not be achieved - the current penetration rate of renewable energy is 1.85%. Given that there is an uncertainty of this development, this NAMA assumes that the Grid Emission Factor will remain the same for this time period.

The second component rests on a number of figures and assumptions which are specified below.

Table 3. Key Figures and Assumptions

	Value	Unit	Comment/Source
Number of households	41400	Number	Assumed to be constant throughout the period. Changes would result in positively correlated changes in energy use, GHG emissions, and financial savings.
Average lightbulbs per household	10	Number	The estimation is derived from discussion with the workshop participants. Needs verification. Changes in this would affect the energy use, GHG emissions, and financial savings.
Lamp use per day [hours]	3.5	Hours	The assumption used in CDM baseline calculations for energy efficient lighting in residential settings (UNFCCC, 2016b).

Days in a year	365	Days	
Grid Emission Factor	0.634	tCO2/MWh	Taken from (UNFCCC, 2016a). The grid emission factor for the island of Grenada is used, as the lion share of the population lives there, and to maintain a conservative approach.
Economic assumptions			
Purchasing Price			The prices of the bulbs are kept constant over the period. The prices matter most for the more energy efficient technology, that also have very long life times. As the time period of the NAMA only is eight years, the impact of the prices is neglectable. Sources: Prices are verified with the workshop participants. The price of electricity is taken from (Energy Transition Initiative, 2016), and the exchange rate from (XE Currency, 2017).
ICLs	0.3	USD/bulb	
CFLs	1.6	USD/bulb	
LEDs	10.75	USD/bulb	
Price of electricity	0.34	USD/kWh	
Exchange rate, XCD to USD	2.7	XCD/USD	

Source: (GRENLEC, 2015), except the USD price/kWh which comes from (Energy Transition Initiative, 2016), and the GDP/capita figure comes from (UN Data, 2017)

According to the BAU, ICLs will be phased out completely by 2028. There is a steady growth of CFL and LED use, with both types growing their share at an equal pace. The technological development results in lower energy use, GHG emission reductions and generates financial savings. Comparing the final year to the base-year, these three parameters have decreased by respectively 69% (for GHG emissions and energy savings) and 68% (for financial spending).

This document presents the NAMA proposal in the following way. First, the focus area of energy efficient lighting in the residential sector alignment with Grenada's development and climate change plans is presented. This is followed by a brief run-through of the existing and previous projects in Grenada, to ensure that this work builds on what they have uncovered. A technological analysis follows, determining which technological options Grenada has to choose from. Finally, this is followed by the start of the development of the NAMA, introducing an institutional structure, the objectives and targets, and the baseline and NAMA scenarios.

Table 4. The Projection of Use of Different Lighting Technologies.

Year	ICLs	CFLs	LED
2009	95	5	0
2017	55	30	15
2018	50	33	17
2019	45	36	19
2020	40	39	21
2021	35	43	22
2022	30	46	24
2023	25	49	26
2024	20	52	28
2025	15	55	30
2026	10	58	32
2027	5	61	34
2028	0	64	36

Source: Own elaboration.

As described in Table 4, the BAU is based on a number of assumptions; these leaves room for further investigations and revisions to increase the accuracy of the BAU scenario, as data is

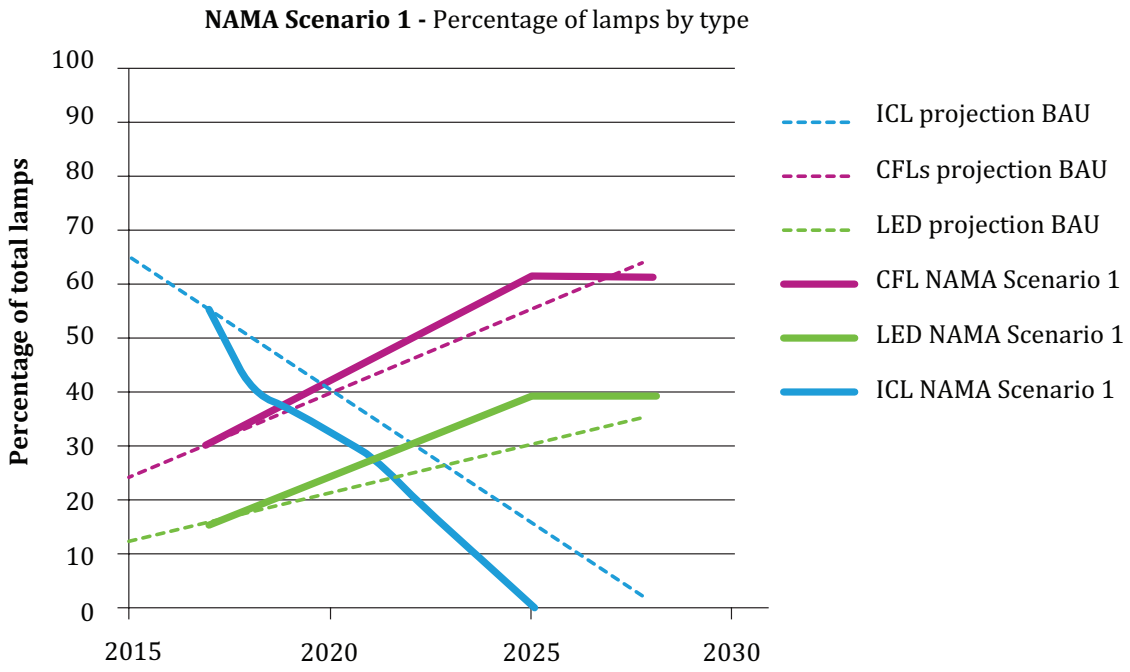
gathered during the NAMA's implementation. An additional implicit assumption has been built into the model, namely that the number of lamps, and the light they produce, is constant. The assumption disregards the risk of a "rebound effect". It has been documented in many different circumstances where financial savings due to improved energy efficiency actually lead to a higher energy consumption by users (see e.g. Greening, Greene, & Difiglio, 2000). Furthermore, a BAU scenario based on two observations transposed from other countries does not constitute a robust basis for scenario creation.

Mitigation Scenario

Based on the targets that are established for the NAMA, two mitigation scenarios are presented below, and compared to the BAU scenario. The two scenarios are created as there are uncertainties of the rate of adoption of the two alternative more efficient technologies. The creation of two scenarios illustrates potential future situations, enabling decision makers to identify which future outcome is more attractive, and devise actions to direct development towards the more attractive end results.

Scenario 1 (see figure 2 below) is a scenario where actions introduced by the NAMA lead to a phase out of ICLs by 2025, leading to a higher adoption of CFLs and LEDs to fill the space of the phased out ICL. A linear growth is assumed, resulting in both reduced energy use for the same provision of light as well as the GHG emissions. This forecasts an increased use of both CFLs and LEDs as a result of the NAMA, and a corresponding decrease of ICLs. The scenario is continued to 2028 for the sake of comparison with the BAU scenario. In 2025, when the ICLs have been phased out, the distribution between CFLs and LEDs is assumed to be constant for the foreseeable future, as the policies introduced will benefit both technologies, even though it is expected that over time, technological development and decreasing LED prices, LEDs will slowly take shares of the CFLs.

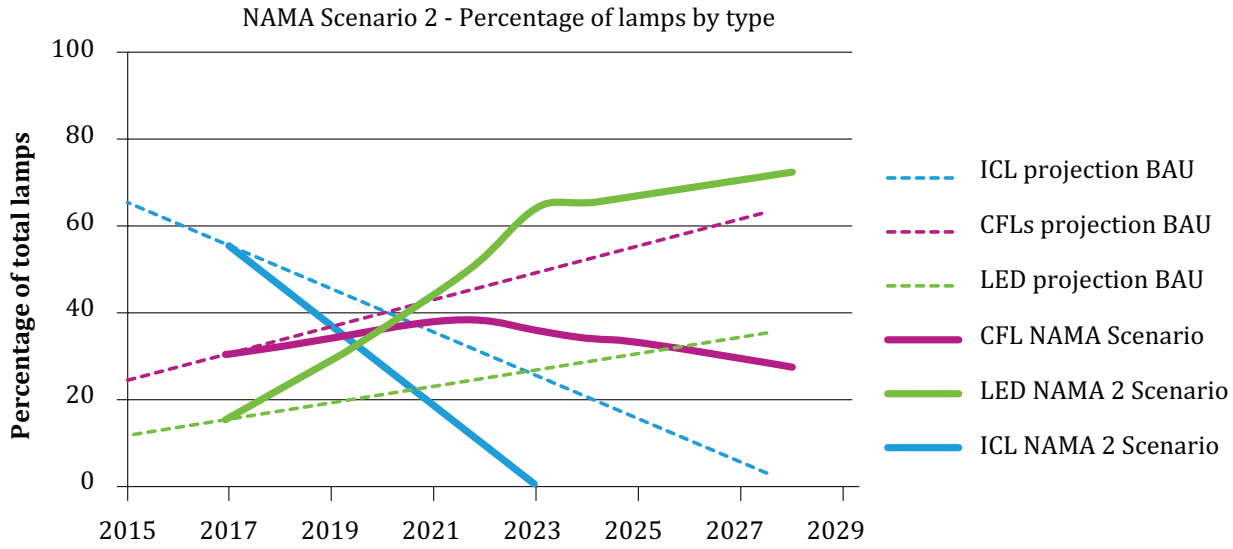
Figure 2. NAMA Scenario 1. Illustration of the development of the shares of the three technologies under the NAMA Scenario 1.



Source: Own elaboration.

Scenario 2 sees a quite different development for all three types of technologies. The introduced measures are tougher on ICLs in order to phase them out faster, and the support provided will be stronger targeted to the most energy efficient technology, which thus excludes CFLs. This results in a faster expansion of LEDs, and a faster decline of ICLs. Furthermore, while the share of CFLs initially continues to grow, the expansion of LEDs soon take shares from CFLs as well.

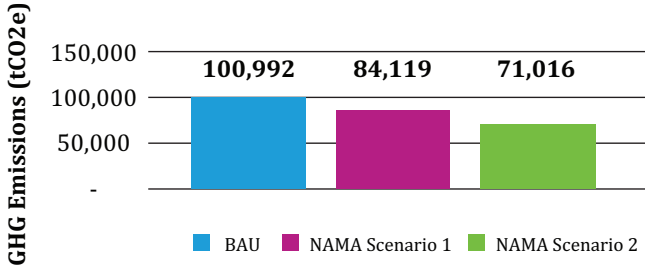
Figure 3. NAMA Scenario 2 - Illustration of the development of the shares of the three technologies under the NAMA Scenario 2.



Source: Own elaboration.

The two NAMA scenarios result in decreases in electricity use and GHG emissions[3], but of varying degree. Figure 3 shows the aggregated GHG emissions in the BAU and two NAMA scenarios. S1 results in a GHG reduction of 16,883 tCO_2, or 16% compared to BAU, while S2 reaches a reduction of 29,976 tCO_2, equivalent to a 30% reduction compared to the BAU.

Figure 4: GHG Emissions by scenario



Source: Own elaboration.

The reduced energy use would also result in financial savings of a similar magnitude. While the electricity cost accounts for the lion's share of the total cost, the cost of the lightbulbs is considered as well. This means that in S1, there is a 15% financial saving while there is a 28% financial saving in S2. Expressed in XCD, this represents a saving of respectively 740 XCD in S1 and almost

3 As the energy use, GHG emissions, and the cost of electricity are linearly correlated in this NAMA, as neither the grid emission factor nor the electricity price changes no matter how much electricity that is consumed, the changes in one of these parameters are reflected 100% in the other.

1400 XCD in S2 per household. It should be mentioned that this way of calculating distributes the purchasing cost of the lamps over its entire life-time, which does not accurately represent the reality faced by households in the lower income strata as it is the high upfront costs which prevent many from making the switch. There has been no accessible data to calculate the decline of the ICLs for either scenario. In general, one can say that the price elasticity of demand of ICLs is a decisive factor, and also the cross-price elasticity of demand to CFLs and LEDs. A brief search for data shows that the price elasticity of demand for lighting is -0.6 (Fouquet & Pearson, 2011), which means that a 1% increase on the price of the light bulb results in a 6% drop in demand.

Summarizing, the two NAMA Scenarios comply with different aspects that the participants in the workshop identified as important. S1 keeps to the time plan of phasing out the ICLs by 2025, as a faster phase-out was perceived as unrealistic from some of the consulted stakeholders, and also as potentially risky as it could result in residents hoarding ICLs. S2 sets a tighter time plan for this, and is in line with potential achievements expressed by other stakeholders, thus achieving a GHG emission and increase in energy efficiency of 30%. The system is intended to have a gradual approach, according to the implementation of the NAMA. Thus, the MRV system can be equally applied to earlier phases of the project and also fully operational ones.

BARRIER ANALYSIS

The following two sections, the Barrier Analysis and the Action Plan, are heavily based on the workshop held in Grenada in January 2017. The Action Plan, in particular, is crucial that it is well-grounded with the stakeholders who are to develop and implement it.

Political Barriers

There are two sub-headings under Political barriers; one concerns the institutional and organizational structures while the other focuses on the framework created by policies and regulations. There are considerable barriers in both groups.

• Institutional and Organizational Barriers

The barriers under this heading fall under two major categories - the danger of missing political commitment and lacking coordination between the ministries. There is a lacking coordination between different ministries. For the purpose of this NAMA, the coordination and cooperation between the Department of Environment (which pertain to the Ministry of Education, Human Resources and The Environment) and the Energy Division (that pertains to the Ministry of Finance and Energy) is especially highlighted as a barrier due to its importance in implementing this NAMA. Moreover, there is a complicated bureaucratic process to approve regulations in Grenada, which burdens the process further.

• Policy and Regulatory Framework

The policy framework constitutes a barrier in so far as that it is mostly lacking to promote energy efficient lighting. There are no taxes providing incentives for the energy efficient options, nor any dis-incentivizing conventional lighting. This underlines what has been mentioned above regarding the current VAT exemption for energy efficient lightbulbs - that it is not sufficiently specific. There is also a lack of quality assurance of the products that currently enter the market. Furthermore, there is a general lack of enforcement of the existing regulation which would constitute a challenge for new regulation as well. There is lacking capacity within the Ministries. This is both in regards to drafting new laws, as well as enforcing existing ones. This also risks creating a so-called positive feedback loop where the lacking ability to develop coherent regulation makes it difficult to enforce them properly, which further strains resources, making implementing new regulation even more difficult.

Economic Barriers

The subsections of the economic barriers are economic, financial and market conditions. A similar pattern to the situation emerges here as well, where its rather the lack of elements that constitute a barrier than the opposite.

• Economic Barriers

The barrier identified is high upfront costs for the technology. As described above, switching to more energy efficient lighting saves costs as the energy use decreases considerably, but these come in increments over time. The purchasing of the lightbulb, on the other hand, occurs at one time. As the price of a more efficient light bulb is substantially higher than for an ICL, and both satisfy the same immediate need (providing light), many consumers opt for the ICL in the purchasing moment.

• Financial Barriers

The participants perceive a lack of interest from financial institutions regarding this issue, which results in a lack of finance to solve it; this is especially true in relation to the upfront cost mentioned above. There is currently only one financial institution that offers a product that includes financing for energy efficient lighting, and that is the Grenadian Development Bank (GDB) which provides loans for energy efficient renovation of houses, within which lighting can be a component. It is discussed if the lacking interest is due to the very small scale of each investment, and whether it can be bundled so as to achieve larger volumes.

• Market Conditions

There are several barriers nested within the market conditions as well, many of which are related to the barriers mentioned above. The price of light bulbs is a central barrier, which is described above. Moreover, the lack of standards mentioned under the "Policy and Regulatory Framework" also creates issues on the market, as it becomes difficult to know with certainty that the products uphold a certain standard. A related issue is that the labelling of the products sometimes are in languages that are spoken by few in Grenada. This further decreases the information that the consumer can access in the purchasing moment.

Capacity Barriers

Capacity barriers are divided into two categories - "Human" and "Data and information". Similar to the barriers identified above, they most often consist in the lack of capacity or systems.

• Human Capacities

The workshop participants identify that there are lacking human capacities in many different aspects of the Grenadian society in relation to EE lighting. This stretches from a lack of training of technicians to install CFLs and LEDs instead of ICLs, to the personal in stores where lighting is being sold as they are not aware of the benefits of EE lighting for the customers. There is also a lack of capacity within state institutions such as the Customs and Excise Division to monitor imported products. There is also a lack of knowledge within the Ministries to advice the political decision makers. This adds to the issue raised above with a potential unwillingness to champion this politically. If there is lacking knowledge of the merits of these measures, it is even less likely that it will be championed. The lacking human capacity is not limited to lacking knowledge, but also to having sufficient staff resources.

• Data and Information

There is a general lack of data which makes the justification as well as monitoring and evaluation of measures difficult. This is related to lacking human and institutional capacities in terms of establishing data collection routines and reporting routes for the data.

Social Barriers

The social barriers are within two categories: "cultural" and "public awareness". In general, there is no focus on energy efficiency within the communities in Grenada; it is not considered to be one of the more important topics. The lacking human capacity identified above goes hand in hand with this, as if it is not seen as a prioritized area, there is no need to build capacity in it. This is coupled with a general negative perception of new (and expensive) technology, as well as that many already have experience with low quality energy efficient light bulbs; these experiences have left traces, as many in the population are skeptical of it. Moreover, the participants describe that there is not a large openness to change in Grenada, especially not if there is not a concrete reason to do so. The negative perception is further fueled by the fact that there are issues surrounding the handling of the disposed bulbs. As CFLs contain harmful chemicals, this is labelled on them. However, as there is a general low level of public awareness surrounding this, the harmful chemicals in CFLs easily become perceived as harmful chemicals in all energy efficient lights.

Prioritization of Barriers

The following step in the workshop was to prioritize the identified barriers (see below).

#	Barrier	Type
1.	High up-front cost	Economic
2.	Lack of adoption/enforcement of standards for import of EE lights	Regulative
3.	Lack public awareness on benefits and costs of EE lighting	Social
4.	Lack of an institutional and organizational coordination	Institutional
5.	Lack of policies and regulation to promote EE lighting	Regulative
6.	Lack of human capacities and equipment and technology to carry out necessary tasks	Capacity
7.	Lack of finance to implement the NAMA	Economic
8.	Lack of capacity in the public and financial institutions	Institutional
9.	Lack of data and data management	Institutional
10.	Lengthy and complicated political processes for decision making	Institutional

If one sees the top barrier, high-up front cost, as a consequence of lacking incentives for EE lighting/dis-incentives for ICLs, then the majority of the most important barriers are due to lacking institutional or regulative measures. This underlines the importance as well as the potential that this NAMA has, as the only actor to can address these barriers is the GoG. The political as well as institutional commitment is decisive for this to happen, and the measures presented below are contingent on this.

NAMA ACTION PLAN

The action plan lists the specific measures proposed to address the prioritized barriers above. The Plan also specifies who is responsible for carrying out the action, and the estimated cost. The total estimated cost is 120,000 USD, the responsibilities, timeline and costs for each measure are listed in table 5.

High upfront costs

The high upfront costs are above identified as the top barrier. In order to overcome these, the introduction of a temporal lowering of the Value Added Tax (VAT) on the energy efficient lightbulbs is proposed. An important distinction between the two scenarios need to be made here, as in S2, the lowering would only apply to LED lights. The time period of the lowering should be announced before-hand, and be between 9 months to 1 year.

The reasoning behind this measure is that a temporal lowering of the VAT would change the price structure to favor the energy efficient lights, but also ensure that the residents make the necessary investment in this time period, rather than wait. There are also other measures that can be taken. These goods can also be exempted from the Customs Service Charge (CSC) of 6%. A longer process includes lowering the Common External Tariff of 20%. However, as this is common for the CARICOM region, it is not the prerogative of the GoG, but a joint decision needs to be taken at the Ministerial Meeting of Trade Ministers.

Lack of adoption/enforcement of standards for imports of EE lights

The representative from the Customs and Excise Division points to that when energy efficient light bulbs are imported into Grenada, they sometimes arrive in fixtures. The current VAT exemption described above does only apply to individual light bulbs - a further differentiation of the categories of imports is needed. This categorization, however, is made on the CARICOM level, and is thus connected to the same time-line that is described above for the exemption of the Common External Tariff.

Lack of Awareness on Benefits and Costs of EE Lighting

Given the lack of public awareness of the benefits and costs of EE lighting, a public awareness campaign needs to be launched. This is to be developed and implemented by the government official.

Institutional and organization structure for coordination

The way forward here is to establish the NAMA Steering Committee, which is described above. The Committee is to oversee the development and implementation of this NAMA, but the structure could also be used for other NAMAs, though with other relevant actors.

Lack of policies and regulation to promote EE lighting

The Energy Efficiency Act that is currently being worked on will be an important tool to promote EE in general - it is within in this act that measures to regulate EE likely will be found. A first draft of the EE act is to be expected this April - if there is a consultation process, actors should suggest to include measures relevant for this NAMA. The gradual decrease would be equal to what is suggested in target 1b.

Lack of Human Capacity and Equipment

There is a general agreement that this is a central issue, and that special training of the personal is necessary. The earlier projects have increased the capacity, but more is needed. This proposal suggests for key personnel within selected ministries to get access to funds and resources, including time, to seek out training in the areas they deem necessary. This should be done according to a pre-determined plan agreed on with the supervisor. The cost to develop a plan could be financed as part of this NAMA.

Lack of Finance to Implement the NAMA

The workshop participants perceived this as a barrier as to how to pay for the technology, and its distribution, especially to low-income households. The issue of this is that no actor responsible for such a coordination - purchasing

of the bulbs, distribution and also finding ways to retrieve payments from the households - was identified. This way forward is thus not examined further in this proposal.

Lack of Capacity in the Public and Financial Sector

The role of the financial institutions is in focus here, and what role they potentially could play. As the investment for lightbulbs does not concern large sums, financing these with bank loans is implausible as the transaction costs simply would be too much. However, a proposal could be to collaborate with micro-credit organizations, which are used to handling loans with small sums. A possibility could be to create an incentive for the micro-credit organizations to add an extra loan on-top of their usual loan for investments in energy efficient lighting.

Lack of Data and Data Management

The solution to this barrier will go hand-in-hand with the MRV system, and will thus be further elaborated there.

Lengthy and Complicated Decision-Making Process

This is an institutional issue that will not be solved easily. Such an approach would require coordination between the different departments, potentially through the Steering Committee.

Table 5. Responsibilities, timelines and costs for the measures to overcome the prioritized barriers

Barrier	Responsibility	Timeline	Cost
High upfront cost.	Ministry of Finance, Inland Revenue Department.	The implementation would ne in two steps: the incentives are to be introduced as soon as possible. The tax increase should first be introduced in 2018.	6000 USD, which includes staff time and 2000 USD for holding one or two consultations. There would be addiotional time allocated in-kind from the government for this.
Lack of adoption / enforcement of standards for imports of EE lights.	Grenada Bureau of Standards, CRSQUE (a CARICOM body).	2019 (24 months).	7000 USD for a consultancy.
Lack of Awareness on Benefits and Costs of EE Lighting.	The Energy Division si responsible for identifying who can develop aand implement such a strategy.	18 months.	100,000 USD as a minimum. Add space TV and other media outlets are expensive. The cost is if one does all of this without any prioritization.
Institutional and organization structure for coordination.	The Energy Division. The establishment of a Steering Committee requires a cabinet decision, but it is the Energy Division which should develop the propossal.	Within the first half year of 2017.	Covered in-kind.

Lack of policies and regulation to promote EE lighting.	Energy Division.	The timeline for the import quotas is to be introduced first in 2018.	Funded mainly through in-kindwork.
Lack of Human Capacity and Equipment.	Ministry of Finance.	1 year to develop a plan, the implementation will be continuos.	5000 USD, part of it is in-kind work as well.

Source: Own elaboration.

MRV ACTION PLAN

The proposed MRV system builds on existing structures, and is aimed to be simple and limited in what it encompasses. There are several benefits of this, primarily that it can become operational fast. Moreover, a simple MRV system does not overburden the NAMA with a bureaucratic system that demands considerable resources to be operational. This is especially important in a NAMA with a smaller scope such as this one.

Monitoring

The essential parameter to monitor is the change of use of light bulbs in the country. As it is not feasible to measure this directly, a proxy is to track the different type of light bulbs which are imported into the country. The Customs and Excise Division already records the import of different goods, meaning that this should not constitute a significant extra expense.

Reporting

The reporting line of the NAMA is simple: it is illustrated in the figure above. The Customs and Excise Division provides the number of imported lightbulbs to the Energy Division. The Energy Division uses this input to calculate which percentage of the households have adopted energy efficient lightbulbs, the progress on phasing out the ICLs, as well as the energy and financial savings and the GHG emission reduction. These calculations build on the expertise and information the Energy Division have. The information flow also adds the opportunity for the Energy Division to overview how the situation develops over time, and, as the main implementing actor, tweak or suggest additional measures if needed. The final reporting step is to the NAMA Focal Point, which is the Permanent Secretary of the Ministry of Environment. The office is responsible for coordinating the reporting to the UNFCCC.

Verifying

The verification process needs to check that the population is actually using the imported energy efficient lightbulbs in their homes. As the Central Statistical Office of Grenada has as an objective "to generate social and environmental indicators for the formulation, pursuit and evaluation of the policies that government can execute" (Central Statistical Office of Grenada, 2017), this lies squarely within their area of competence. When conducting household surveys, it could be possible to include questions regarding the type of lighting they use at home and their average use time.

SUSTAINABLE DEVELOPMENT CO-BENEFITS AND CONCLUSIONS

Increasing the energy efficiency of lighting is not only motivated by the mitigation potential, but also by its sustainable development impact. This goes hand-in-hand with the ambitions of the GoG.

Within the current Growth and Poverty Reduction plan of 2014-2018, increasing energy efficiency is seen as a priority area to develop a sustainable energy system, which in turn is seen as important to reduce poverty and stimulate growth (Antoine, Taylor, & Church, 2014).

Target 3 of the NAMA is to generate 25% financial savings compared to the BAU scenario within residential lighting. This will have an impact on all income segments, but it will likely have a stronger impact in the lower segments. This is for various reasons.

The cost of electricity makes up 3% of the GDP per household. While increasing energy efficiency does not affect the unit cost of, in this case, electricity, it does decrease the overall spending on electricity. This increases the disposable income for all households, but as energy costs form a proportionally larger part of the disposable income for low-income segments, increased energy efficiency has the potential to decrease the vulnerability of these households.

The NAMA will contribute to gender inequality as well, which constitutes another focus in Grenada's Growth and Poverty Reduction Strategy (Antoine, Taylor, & Church, 2014). 44% of female-headed urban households are within the bottom three quintiles, as opposed to 18.6% of the male-headed households. Other sustainable development impacts are within the economic sphere. The National Energy Policy describes high energy costs as threats to the economic growth (GoG, 2011); lowering these would free resources for other consumption and strategic investments. Managed well, an increased economic growth could lead to sustainable development. Another threat mentioned is the high dependency on fossil fuel imports which compromises energy security. Increased energy efficiency reduces the dependency as fewer imports are needed.

REFERENCES

Antoine, A. P., Taylor, G. T., & Church, M. (2014). Grenada's Growth and Poverty Reduction Strategy. St George's: Government of Grenada. Retrieved from http://www.gov.gd/egov/pdf/GPRS_Draft_2014.pdf

CARICOM. (2016). Key Experts at Energy Efficiency Workshop in Grenada. Retrieved September 15, 2016, from http://www.caricom.org/media-center/communications/news-from-the-community/key-experts-at-energy-efficiency-workshop-in-grenada

CDB. (2016). CBD Board Approves Energy-saving Project in Antgua and Barbuda. Retrieved November 9, 2016, from http://www.caribank.org/news/cdb-board-approves-energy-saving-project-antigua-barbuda

Central Statistical Office of Grenada. (2017). Overview of Central Statistical Office of Grenada. Retrieved from http://finance.gd/stats

En.lighten, & U4E. (2015). Grenada - Savings Assessment of Energy Efficient Policies. Paris: U4E - United for Efficiency. Retrieved from http://united4efficiency.org/wp-content/uploads/2015/11/U4E-Savings-Assessment_GRD.pdf

Energy Transition Initiative. (2016). Energy Snapshot. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory. Retrieved from http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62699.pdf

Fouquet, R., & Pearson, P. J. G. (2011). The Long Run Demand for Lighting : Elasticities and Rebound Effects in Different Phases of Economic Development (BC3 Working Paper Series). Leioa. Retrieved from http://hdl.handle.net/10810/14228

GIZ. (2015). Refor of the Electricity Sector to support Climate Policy in Grenada. Retrieved November 9, 2016, from https://www.giz.de/de/downloads/giz2015-en-reform-electricity-sector.pdf

GoG. (2007). GRENADA NATIONAL CLIMATE CHANGE POLICY AND ACTION PLAN 2007 – 2011. St. George's: Government of Grenada. Retrieved from http://dms.caribbeanclimate.bz/M-Files/openfile.aspx?objtype=0&docid=5824

GoG. (2011). THE NATIONAL ENERGY POLICY OF GRENADA. St. George's: Government of Grenada. Retrieved from http://www.gov.gd/egov/docs/other/GNEP_Final_Nov_23_2011.pdf

Greening, L. A., Greene, D. L., & Difiglio, C. (2000). Energy efficiency and consumption - the rebound effect - a survey. Energy Policy, 28, 389–401.

GRENLEC. (2015). GRENADA ELECTRICITY SERVICES LIMITED ANNUAL REPORT 2015: Embracing a Greener Future. St George's: GRENLEC.

GRENLEC. (2016). Grenada's Electricity Prices are Comparable to other Small Island States. Retrieved October 18, 2016, from http://www.grenlec.com/OurCommunity/Blog/TabId/180/ArtMID/729/ArticleID/107/Grenada%25E2%2580%2599s-Electricity-Prices-are-Comparable-to-Other-Small-Island-States.aspx

GSEII. (2008). GSEII Case Study : Energy Efficient Lighting. Retrieved from http://gseii.org/site/wp-content/uploads/2014/05/GSEII_EE_Lighting_CS.pdf

IRENA. (2012). Renewables Readiness Assessment: Grenada. Abu Dhabi. Retrieved from https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Grenada_RRA.pdf

Kreft, S., Eckstein, D., & Melchior, I. (2017). GLOBAL CLIMATE RISK INDEX 2017 Who Suffers Most From Extreme Weather Events ? Weather-related Loss Events in 2015 and 1996 to 2015. Berlin. Retrieved from https://germanwatch.org/en/download/16411.pdf

Ochs, A., Konold, M., Auth, K., Musolino, E., & Killeen, P. (2015). Caribbean Sustainable Energy Roadmap and Strategy. Washington D.C.

OECS. (2015). OECS Building Code. Castries, St Lucia: OECS. Retrieved from http://www.oecs.org/esdu-documents/ssdd/environmental-planning/725-oecs-building-code-grenada-st-vincent-the-grenadines-st-lucia-montserrat-june-2015/file

SE4All. (2012). Rapid Assessment Gap Analysis Grenada. Retrieved from http://www.se4all.org/sites/default/files/Grenada_RAGA_EN_Released.pdf

U.S. Department of Energy. (2012). Life-Cycle Assessment of Energy and Environmental Impacts of LED Lighting Products. Washington. Retrieved from https://www1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/2012_led_lca-pt2.pdf

UN Data. (2017). UN Data - Grenada. Retrieved February 28, 2017, from http://data.un.org/CountryProfile.aspx?crName=grenada

UNEP/GEF en.lighten & REGATTA. (2011). Report on the transition to energy efficient lighting in Latin America and the Caribbean. IV Seminar of Energy Efficiency in Latin American and the Caribbean. Santo Domingo.

UNFCCC. (2016a). PSB0023: Grid emission factor, baseline identification and positive list for Grenada. Retrieved November 21, 2016, from https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard_base/2015/sb23.html

UNFCCC. (2016b). Small-scale Methodology Demand-side activities for efficient lighting technologies. United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved from https://cdm.unfccc.int/filestorage/F/Y/W/FYW6SX8Q1CVN0Z9PARJ27T5ILBMHEO/EB89_repan06_AMS-II.J_%28v070%29_clean_.pdf?t=djR8b21sZnI3fDBokXriqqV4jjj1ZOKeQyb

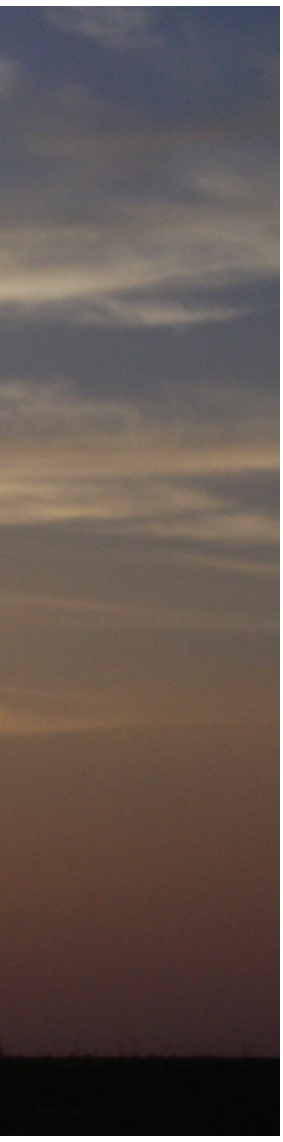
XE Currency. (2017). XE Currency - USD to XCD. Retrieved March 9, 2017, from http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?Amount=1&From=USD&To=XCD

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN REFINERÍAS DE PETRÓLEO

UNA MIRADA A LOS ESFUERZOS Y ACCIONES LLEVADAS A CABO POR LA INDUSTRIA DE LA REFINACIÓN A NIVEL INTERNACIONAL Y REGIONAL

Marysol Materán Sánchez[1]

Recibido: 14/05/2018 y Aceptado: 18/09/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 2. Diciembre, 2018 (72-105).



1 Ingeniero Químico de la Universidad Simón Bolívar, Venezuela y Master en Administración de la Energía y Fuentes Renovables (TEC Monterrey, México). Consultora, experta en la cadena de valor de los hidrocarburos, desde la producción de petróleo, su refinación, hasta su valorización económica y comercialización. Auditor interno de Sistemas de Gestión de Energía ISO 50001- Certificado N°19953. marysolmateran@gmail.com

RESUMEN

Si bien es cierto que cada refinería en el mundo es diferente y tienen sus particularidades: la mezcla de crudos alimentada, su capacidad, la calidad de productos que su mercado requiere, el nivel de complejidad y su ubicación, entre otros factores, la realidad es que también tienen muchos puntos en común. Todas las refinerías deben lidiar con la operación minuciosa y el mantenimiento de plantas y equipos de alta complejidad, con un importante consumo de energía cada día en forma de vapor, combustible y electricidad. Así mismo, para lograr la operación exitosa y segura de estas plantas está involucrado un gran número de personas, calificadas, de distintas ramas: ingenieros químicos, eléctricos, electrónicos e instrumentistas, mecánicos, especialistas en mantenimiento, en control de procesos, calidad y seguridad, operadores, planificadores, entre otros muchos, que cada día trabajan comprometidos para lograr que los productos obtenidos por la refinería satisfagan las especificaciones previstas.

El objetivo principal de este artículo es presentar ejemplos documentados por entes oficiales de oportunidades de eficiencia energéticas implementadas en diversas refinerías a nivel mundial, con indicadores financieros positivos, que han permitido la ejecución exitosa de las mismas, arrojando no sólo una operación más eficiente y un menor consumo energético, sino que se han traducido en importantes ahorros económicos, con períodos de pago de la inversión relativamente cortos en muchos de los casos. Se presentará un resumen del extenso trabajo de investigación realizado por la Energy Star[1], en el que se ha recopilado las principales medidas de eficiencia energética recomendadas para la industria de la refinación de los Estados Unidos,

1 Energy Star es un programa respaldado por el gobierno de los Estados Unidos, que ayuda a las empresas a proteger el medioambiente a través de la eficiencia energética y es dirigido por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA), https://www.energystar.gov/

con el profundo deseo de que compartir esta información, a través de las siguientes páginas, sea de utilidad para las refinerías de América Latina, pues la mayoría de las oportunidades presentadas bien pueden ser aplicadas por las refinerías de la región, y porque conocer de casos exitosos en otras latitudes siempre representa un incentivo y un motivador muy potente para el establecimiento de nuevas metas y objetivos.

Así mismo y más allá de las propias recomendaciones de eficiencia energética, este artículo pretende estimular a las empresas petroleras de América Latina, a implantar en sus organizaciones un Sistema de Gestión de Energía con la mirada en la certificación ISO 50001, siguiendo ejemplos dados por Chile, México y España, cuyos casos serán estudiados dentro del artículo. Es la intención de la autora contribuir con este articulo a la divulgación de conocimiento de valor en relación a la eficiencia energética, como una política de mejora continua de la industria, sumando esfuerzos hacía una industria petrolera cada vez más sostenible y comprometida con los desafíos mundiales frente al cambio climático.

Palabras Claves: Eficiencia Energética, Refinación, Petróleo, Sistemas de Gestión Energética, ISO 50001.

ABSTRACT

Although it is true that each refinery in the world is different and has its particularities: the mixture of fuels, its capacity, the quality of products that its market requires, the level of complexity and its location, among other factors, the reality is They also have many points in common. All refineries must deal with the meticulous operation and maintenance of highly complex plants and equipment, with significant energy consumption each day in the form of steam, fuel and electricity. Likewise, to achieve the successful and safe operation of these plants, a large number of qualified people are involved: chemical, electrical, electronic and instrumentalist engineers, mechanics, maintenance specialists, process control, quality and safety , operators, planners, among many others, who work every day to ensure that the products obtained by the refinery meet the specifications.

The main objective of this article is to present examples documented by official entities of energy efficiency opportunities implemented in several refineries worldwide, with positive financial indicators, which have allowed the successful execution of them, not only yielding a more efficient operation and lower energy consumption, but have resulted in significant economic savings, with relatively short pay periods of investment in many cases. A summary of the extensive research work carried out by the Energy Star will be presented, which has compiled the main energy efficiency measures recommended for the international refining industry, with the confidence that sharing this information in this article will be of great importance. value for Latin American refineries, since most of the opportunities presented may well be applied by refineries in the region.

Likewise and beyond the recommendations of energy efficiency, this article aims to encourage oil companies in Latin America to implement an Energy Management System in their organizations with an eye on ISO 50001 certification, following examples given by Chile, Mexico and Spain, whose cases will be studied within the article. It is the author's intention to contribute with this article to the dissemination of knowledge of value in relation to energy efficiency, as a policy of continuous improvement of the industry, adding efforts to an oil industry increasingly sustainable and committed to global challenges in the face of climate change.

Keywords: *Energy Efficiency, Refining, Petroleum, Energy Management Systems, ISO 50001.*

REFINACIÓN DE PETRÓLEO- UNA MIRADA AL PROCESO GENERAL

Una refinería es una instalación industrial que permite convertir, usando diferentes procesos de separación y conversión, el petróleo crudo en productos derivados que luego serán comercializados y que cumplen una función importante en el día a día de la sociedad moderna. Algunos de los usos más comunes son: combustibles para la cocción (GLP), para el transporte (gasolina, diésel, GNL), para la calefacción (diésel / *heating oil*), el asfalto para la pavimentación de calles y autopistas, los lubricantes de motores, los combustibles usados para la generación de electricidad en termoeléctricas (gas natural, diésel, fuel oil) y las bases para petroquímica, entre otros. La refinación es una industria que requiere mantener su operación de manera continua, los 365 días del año y las 24 horas del día, para ello es necesario contar con un gran número de empleados, automatización, sistemas de seguridad y almacenamiento.

La refinación transforma el petróleo crudo en varios componentes, que son reconfigurados de manera selectiva en nuevos productos, a través de procesos químicos y físicos, en muchos casos de alta complejidad y costo, siendo tecnologías licenciadas[2] gran parte de los procesos utilizados. De manera general, todas las refinerías cumplen con tres pasos básicos: Separación, Conversión y Tratamiento.

El primer paso en una refinería, después de desalar y deshidratar el crudo, es su separación en numerosas fracciones a través de la destilación, para ello es necesario antes precalentar y vaporizar el crudo en un horno a alta temperatura y posteriormente los líquidos y vapores resultantes son descargados en la unidad de destilación. Dentro de la unidad de destilación de crudo (CDU) estos vapores y líquidos se separan en varias fracciones, de acuerdo a su peso molecular y punto de ebullición. Las fracciones más livianas, incluyendo el gas licuado del petróleo (LPG) y las naftas ya vaporizadas se dirigen de manera natural a la parte superior de la columna, donde condensan y regresan al estado líquido. Las fracciones medias, incluyen kerosene y destilados, permanecen en la mitad de la torre de destilación y los líquidos más pesados, llamados gas oils, se separan más abajo, mientras que las fracciones más pesadas, residuos, con las más altas temperaturas de ebullición se mantienen al fondo de la torre. Por lo general, las fracciones más pesadas pasan a un paso de separación adicional, llamado destilación al vacío (VDU).

Después de la etapa de separación, las fracciones más pesadas y de menor valor pueden ser procesadas para convertirlas en fracciones más livianas y de mayor valor, a través de procesos de conversión. Entre los métodos de conversión existentes, uno de los más usado es el denominado Craqueo Catalítico (FCC, por sus siglas en inglés) y consiste en usar calor, presión y catalizadores para romper (crack) las moléculas de hidrocarburos pesadas en otras más livianas. Otro método, es el hidrocraqueo, que además de las variables anteriormente mencionadas, incorpora hidrógeno al proceso, para lograr la transformación de los componentes pesados a unos más livianos.

Además del craqueo existen otras formas de conversión en las refinerías, que más que realizar rompimientos, re-arreglan las moléculas de hidrocarburos, para darles más valor. La alquilación, por ejemplo, es un proceso que permite la producción de Alquilato, un excelente componente de la gasolina con un alto valor de octanaje, una especificación clave de este producto. Otro proceso de conversión muy importante en una refinería es el reformador (*reforming*), que usa calor, presión moderada y un

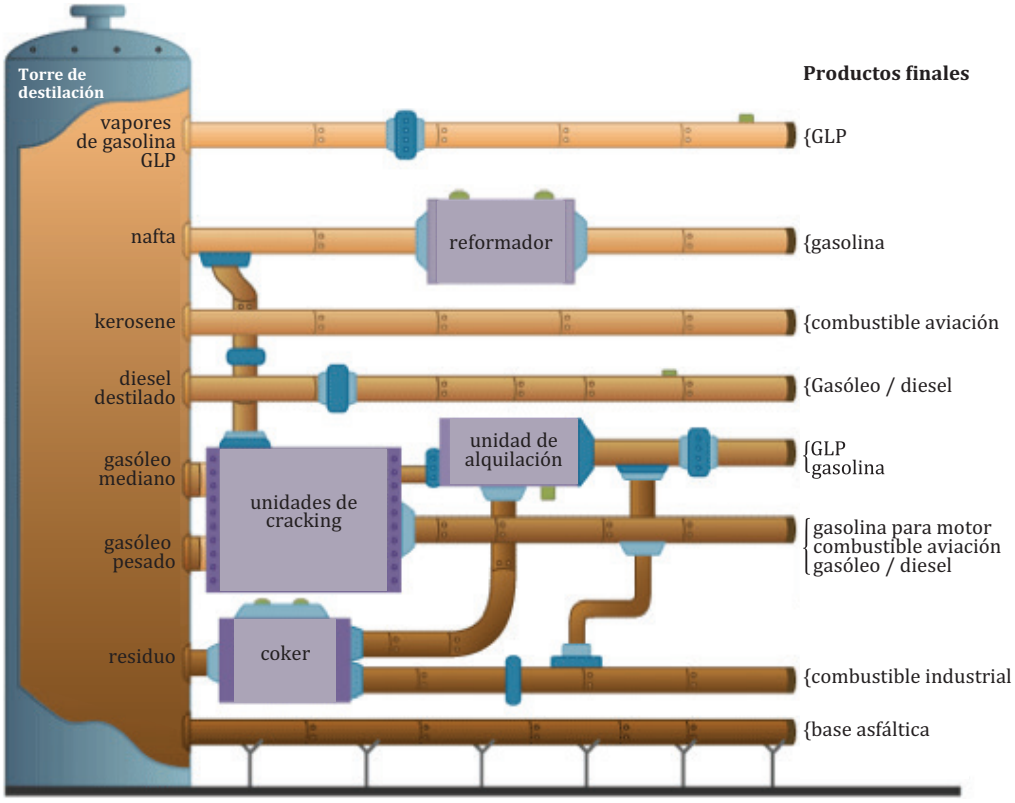
2 Es decir, tecnologías cuyo diseño e invención es propiedad de una compañía en específico y es necesario pagar unas regalías por el aprovechamiento de las mismas. Algunas de las empresas con más trayectoria en el licenciamiento de tecnología de la refinación son: UOP, Axens, Foster Wheeler, Linde, entre otras.

catalizador para convertir la nafta, una fracción ligera de relativo bajo valor, en un componente de alto octano, muy importante en la mezcla de gasolinas, conocido como Reformado.

Con el objeto de obtener el mayor valor de las fracciones pesadas del crudo, existe procesos de alta conversión o conversión profunda que permiten transformar el residuo de la unidad de destilación al vacío en productos más valiosos. Uno de los procesos de conversión profunda más utilizados a nivel internacional es la Unidad Coquificación Retardada (DCU, por sus siglas en inglés), el cual consiste en una unidad de craqueo térmico usada para mejorar y convertir el residuo de petróleo en productos líquidos más livianos y gaseosos, obteniéndose como subproducto un material de carbón concentrado y sólido, denominado coque de petróleo (petroleum coke, petcoke). Otra tecnología de conversión profunda es conocida como H-OIL, un proceso de hidrocraqueo, que usa hidrógeno, altas temperaturas y presión, permitiendo convertir los residuos de la destilación en productos más livianos.

Seguidamente, los diferentes productos obtenidos en las plantas, deben pasar por procesos de tratamiento que permiten que los mismos cumplan con las especificaciones de calidad (azufre, metales, viscosidad etc.) requeridas a nivel nacional y/o internacional. Algunos de los procesos de tratamiento más usados son: desulfurizadores, hidrotratadores, unidades merox, entre otros. Por último, el proceso de mezclado es una etapa clave para la obtención de los productos finales a comercializar, a partir de la mezcla de componentes obtenidos por las diferentes plantas de la refinería. Un ejemplo lo constituye la gasolina, una mezcla de nafta de alto octano, aquilato reformado, entre otros, en una proporción específica, dependiendo de las especificaciones del mercado (RVP, octano, entre otros).

Figura 1. Principales procesos de la refinación de petróleo



Fuente: EIA (EIA, 2015)

Una herramienta muy ilustrativa para conocer de manera general los procesos de refinación más usados, es un excelente video preparado por la empresa argentina de energía, YPF, (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A.), al que puedes acceder dando click en Ver Video.

CONFIGURACIÓN DE LAS REFINERÍAS

Existen diferentes tipos de configuración de una refinería, y su complejidad dependerá del tipo de unidades de conversión que disponga, en general existen cuatro tipos de refinerías y su complejidad aumenta en cada tipo, tal como se muestra a continuación:

***Topping* –** se considera de esta manera a las que sólo disponen de capacidad de destilación (CDU y VDU).

***Hydroskimming* –** aquellas que además de la unidad de destilación dispone de un Reformador (reformer, en inglés)

Conversión Simple (*Cracking*) – es una refinería que además de las unidades de destilación y el reformador, dispone de una unidad de craqueo, este proceso puede ser catalítico (FCC), como se mencionó anteriormente, orientando a la producción de gasolinas, o de hidrocraqueo (*hydrocraking*) orientado a la producción de diésel.

Conversión Profunda (*Coking*) – una refinería con conversión profunda es aquella que además de poseer todas las anteriores unidades, tiene instalada una unidad de coquificación retardada (DCU) o de hidrocraqueo de residuo (H-OIL), que le permitirá convertir el combustible pesado residual de la destilación al vacío en hidrocarburos más livianos y de mayor valor económico.

El que una refinería requiera tener una menor o mayor complejidad, depende de varios factores, entre ellos:

- **Alimentación de la refinería**, es decir el tipo de crudo o mezcla de crudos que serán alimentados a la unidad de destilación de la refinería. Un crudo más pesado[3] requerirá de mayores procesos de conversión para poder obtener de él su máximo potencial en productos de mayor valor en el mercado. Por ejemplo, un crudo como el Maya, de México, de 21-22 grados API y 3.4%S (PEMEX, 2014) requerirá mayor procesamiento para poder obtener la mayor cantidad de gasolinas y destilados de él, que un crudo como el South Blend, de Colombia, de 28.6 API y 0.72%S (ECOPETROL, 2014), o el West Texas Intermediate de EEUU, de 40.8 API y 0.34% S (OIL&GAS JOURNAL, 1994). Es decir, la características físico químicas de un crudo y en general su calidad, nos da una indicación del nivel de complejidad en los procesos que requerirá para su transformación en productos livianos y de alto valor en el mercado.

  Para conocer las características de un crudo y sus potenciales rendimientos en productos tras la destilación primaria, se realiza una evaluación química de los crudos en laboratorios especializados, como resultado de esta evaluación se obtiene el ensayo o assay del crudo. En el caso del Maya, a partir de su assay es posible identificar que el 36.9 % del crudo es residuo, con un 5.3% de azufre (OIL&GAS JOURNAL, 2000). Esto indica a priori que, por cada 100 barriles de crudo Maya procesado, se obtendrían 36.9 barriles de residuo pesado y será necesario unidades de conversión profunda para poder obtener el máximo valor de este crudo. Por su puesto, para la determinación exacta de que procesos y que capacidad será necesaria para la óptima refinación del crudo, es necesario realizar estudios especializados de optimización

3 En términos generales, cuando hablamos de crudos pesados nos referimos a que su rango de grados API esta entre 10° y 21.9°. Este rango puede cambiar ligeramente de acuerdo a las referencias internas usadas en cada país.

lineal de las diferentes configuraciones posibles de la refinería y la simulación de las diferentes tecnologías de refinación.

- **Rendimientos deseados de la refinería:** al diseñar por primera vez una refinería es importante analizar e identificar el set o conjunto de rendimientos deseados para la refinería, considerando la demanda interna del país, y las proyecciones futuras de las mismas. Si la refinería será diseñada para producir productos para exportación, es importante identificar los productos requeridos por los mercados naturales, por su cercanía u otras razones, estratégicas o económicas. Es decir, es necesario analizar quienes serán los potenciales clientes de la refinería (internos y externos), sus necesidades de abastecimiento y las especificaciones de calidad de sus productos. Esto es parte de la etapa de la visualización del proyecto.

  Este mismo proceso es necesario realizarlo cuando se evalué realizar un mejoramiento o repotenciación de instalaciones existentes en una refinería, de manera que las nuevas inversiones estén atadas a una necesidad real del mercado, cumpliendo con sus necesidades volumétricas y de especificación de calidad.

  Un problema muy frecuente en América Latina es que existe un desajuste entre la configuración de la refinería y la demanda de productos de su mercado interno, tanto en volumen como en calidad, esto conlleva a que la refinería no pueda operar de manera óptima, es por ello que es altamente recomendable llevar a cabo un proceso periódico de estudio del mercado y de nuevas tecnologías y procesos, alineado con el análisis prospectivo oficial del sector energético de cada país, de manera de que las refinerías sean diseñadas considerando la planificación estratégica de la demanda energética de sus países en los próximos 25-30 años y además permanezcan en un proceso de mejora continua.

- **Presupuesto:** El diseño e instalación de un complejo refinador es una inversión de alto costo, incluso las inversiones de mejoramientos de unidades y remplazo. Para Latinoamérica, en particular, los costos de capital (CAPEX) son muy altos, en general, el diseño de una refinería en Sur América implica un 10 a 20% más en costos que en la costa del golfo de EEUU (USGC) (Arthur D. Little, 2017).

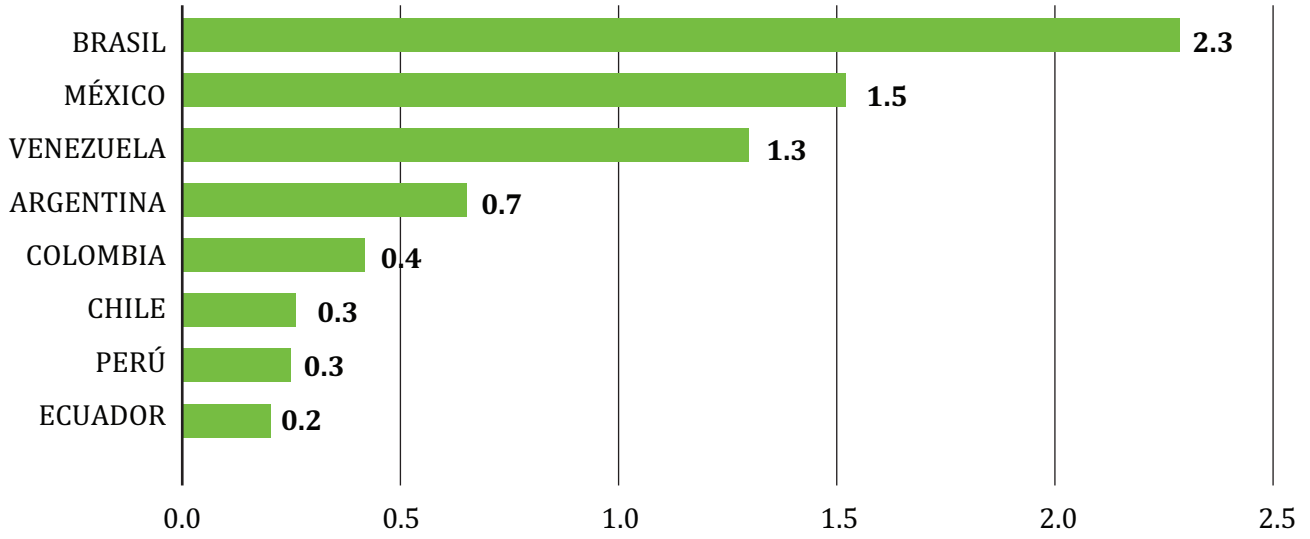
  Como ejemplo, en Ecuador, de acuerdo a datos oficiales, el proyecto de la nueva refinería del Pacífico, presupuestaba alrededor de 13.000 millones de dólares (Presidencia de la República de Ecuador, 2016). Como una referencia, las reservas internacionales de Ecuador para diciembre 2017 sumaron 2.450 millones de dólares (Banco Central del Ecuador, 2018), es decir la inversión en esta nueva refinería representaría más de 5 veces las reservas internacionales del Ecuador a esa fecha.

  En las últimas dos décadas varios proyectos grandes de refinación han sido anunciados en América Latina, sin embargo, sólo unos pocos se han completado. Los proyectos no sólo compiten con otros, pero también internamente para ganar apoyo político y financiamiento. Obtener financiamiento es un hito clave para estos proyectos, pero muchos no logran obtenerlo. (Arthur D. Little, 2017).

LA INDUSTRIA DE LA REFINACIÓN EN AMÉRICA LATINA

La capacidad total de refinación en América Latina es de 7,8 millones de barriles diarios (Mbd) (BP, 2017). Los tres países con más capacidad de refinación son: Brasil con una capacidad de procesar aproximadamente 2,3 Mbd, seguido de México con 1,5 Mbd y Venezuela con 1,3 Mbd.

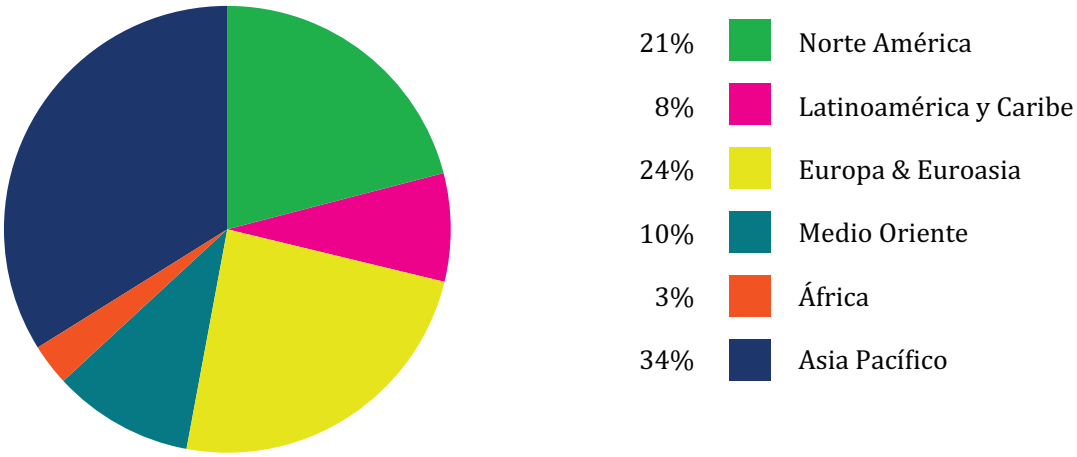
Figura 2. Capacidad de refinación en América Latina (Mbd)



Fuente: Datos (BP, 2017), gráfica elaboración propia

Por su parte, la capacidad de refinación mundial es de 97,4 Mbd, contribuyendo América Latina y el Caribe con 8 % de este total de capacidad de refinación mundial.

Figura 3. Capacidad de refinación mundial



Fuente: Datos (BP, 2017), elaboración propia.

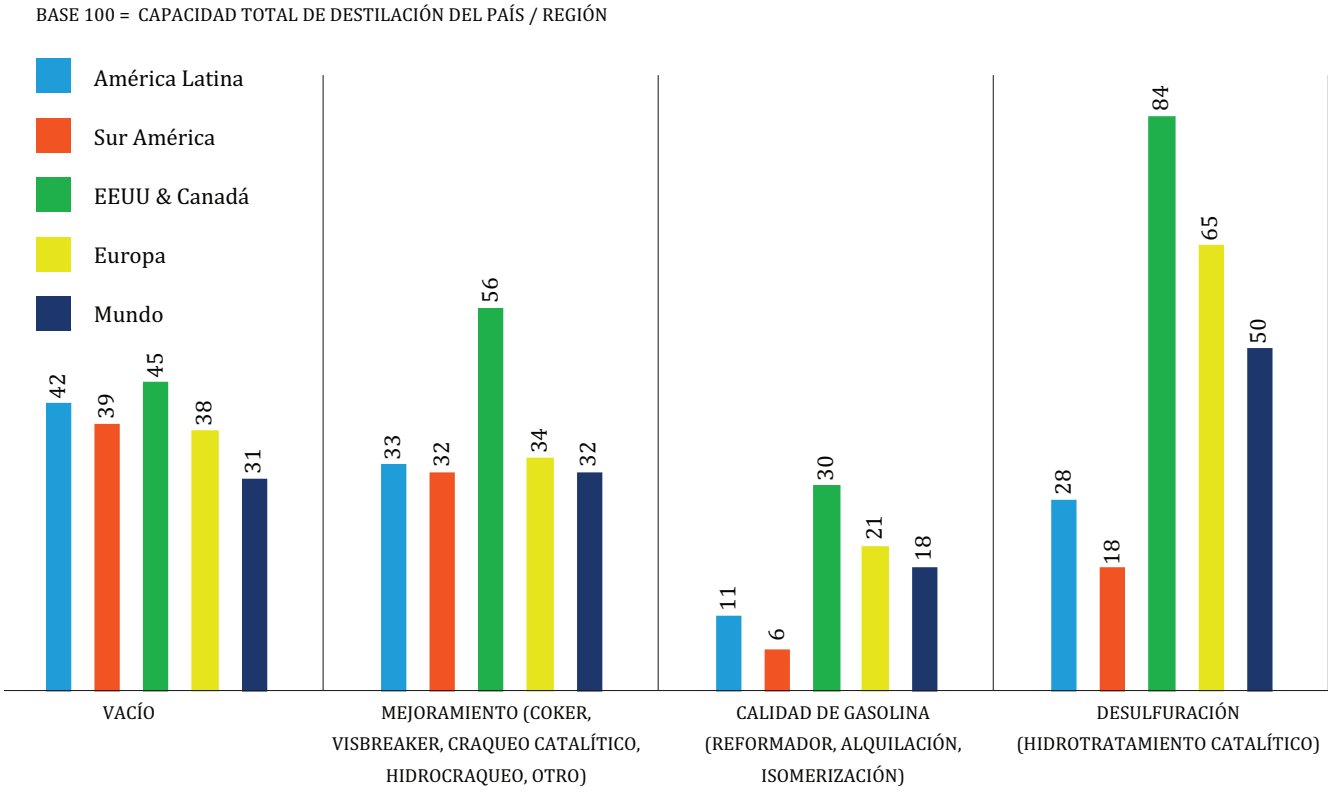
Como se mencionó anteriormente, una de las principales dificultades que afronta la industria de la refinación en la región en la actualidad es que la producción de sus refinerías no coincide con la demanda de combustibles, ocasionando déficits de productos en el mercado interno que deben ser suplidos con importación.

Tal como mencionó la consultora Arthur D. Little en el estudio realizado en el 2017 para la sexta conferencia de Refinadores Latinoamericanos y Líderes Petroquímicos (LARTC), Latinoamérica, en general, experimentará fuertes déficits tanto en diésel como gasolinas para el 2020, se espera una importación neta de 860 kbd y 910 kbd de

diésel y gasolina respectivamente. Los principales déficits en diésel se ubicarán en Brasil, América Central, Chile, mientras en México y América Central serán en gasolina (Arthur D. Little, 2017).

La razón de este déficit es que la configuración de las refinerías de la región no ha evolucionado lo suficiente y no está alineada con la necesidad de productos del mercado interno de sus países, en volumen y en calidad. Más de la mitad de las refinerías de América Latina se clasifican en el tipo de configuración "topping" o "Hydroskimming" y solo cerca del 20% de ellas presentan una configuración de "conversión profunda" (Arthur D. Little, 2017). Las refinerías de América Latina se han quedado atrás al compararse con refinerías en EE. UU. y Canadá en términos de capacidad de mejoramiento de las fracciones más pesadas del crudo, así como de plantas para producir gasolina de alta calidad y de capacidad de desulfuración de los productos refinados, y esto es un tema clave considerando que la calidad de crudo disponible en América Latina, es en su mayoría pesado y con un alto contenido de azufre. Particularmente en los procesos de mejora, las refinerías de América Latina requieren invertir en una mayor capacidad de conversión profunda (DCU ó H-OIL), hidrocraqueo (HC) y craqueo catalítico (FCC). En la figura 4 se evidencia que, por cada 100 bpd de capacidad de destilación atmosférica, hay en promedio sólo 33 bpd de capacidad de mejora, mientras que el promedio de Estados Unidos y Canadá es 70% más alto (56 bpd).

Figura 4. Comparación de la configuración de las refinerías a nivel internacional



Fuente: (Arthur D. Little, 2017) . Elaboración propia.

A fin de avanzar hacia un manejo más eficiente de la industria de la refinación a nivel regional, es importante realizar las inversiones necesarias para alinear la producción de las refinerías a las necesidades volumétricas y de calidad del mercado interno de cada país y también de los posibles intercambios a nivel regional. Una gestión eficiente energéticamente de la industria petrolera nacional, no solamente involucra, la eficiencia de sus operaciones y la aplicación continua de medidas que conduzcan a ahorros significativos de energía. Sino que debe también involucrar la planificación de las inversiones y operaciones de las mismas, desde un punto de vista global, enfocadas en poder autoabastecer su mercado interno. En la medida que el sistema de refinerías de un país sea autosuficiente para abastecer la demanda interna de combustibles, sin requerir la importación de combustible foráneo, estará contribuyendo, en cierta medida, a la disminución de la demanda mundial de combustibles pesados (menos uso de transporte marítimo, buques), favoreciendo también a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). No en todos los casos, los países pueden pensar en estas inversiones de manera individual, pero allí existe, sin duda, un potencial muy importante para la visión de integración regional, donde, por ejemplo, se pudiesen llegar a acuerdos de inversión subregionales: Caribe, Centroamérica y Suramérica.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA – ISO 50001

Antes de presentar las oportunidades específicas de eficiencia energética en la industria de la refinación, es importante resaltar los beneficios que puede brindar que estas sean implementadas no de manera aislada, sino que formen parte de un Sistema de Gestión de Energía (SGEn) de la organización.

El contar con un sistema de gestión energética permitirá a la refinería ir más allá de tener un plan de ahorro de energía, ya que dispondrá de toda una metodología de trabajo sistemática, que le permitirá garantizar su mejoramiento continuo en el uso eficiente de la energía.

Una de las mejores formas en las que una organización puede implementar de forma coherente, sistemática y homogénea un Sistema Gestión de Energía es hacerlo bajo un estándar de referencia, en este caso, la norma ISO 50001.

En el año 2011, la Organización Internacional para la Estandarización, ISO por sus siglas en inglés, publicó la normativa internacional ISO 50001, que tiene como objetivo establecer una estructura de trabajo que permita a las organizaciones (ISO, 2011):

- Desarrollar una política para un uso más eficiente de la energía.
- Establecer metas y objetivos para cumplir con la política.
- Usar data para entender mejor y tomar decisiones sobre el uso de la energía.
- Medir los resultados.
- Revisar el buen funcionamiento de la política energética
- Mejora continua de la gestión de la energía

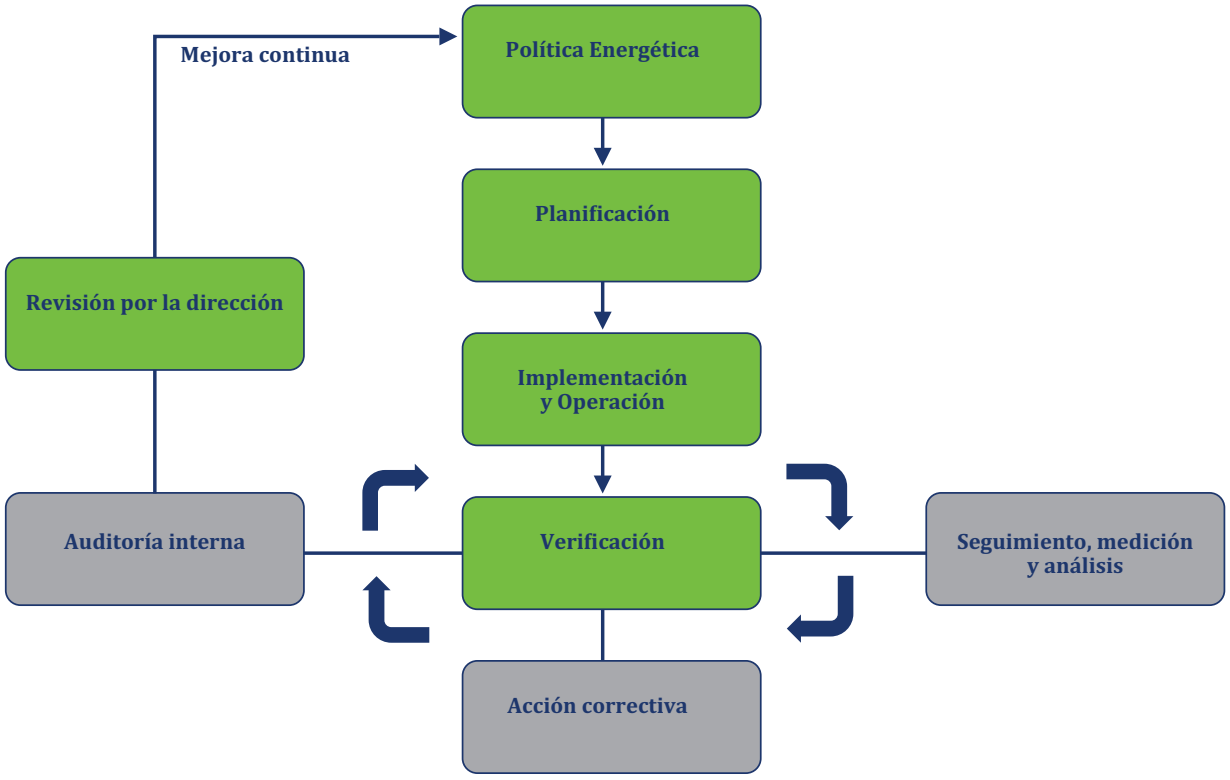
La norma ISO 50001:2011 establece los requisitos que una organización debe cumplir para lograr que su SGEn sea eficaz en el uso eficiente y sostenible de la energía, estos requisitos son pautas que fomentan el establecimiento de objetivos de eficiencia energética coherentes y alcanzables y esta basada en la estrategia de mejora continua, llamada Ciclo de Deming o metodología PVHA, muy usada en otros de sistemas de gestión de calidad (SGC) o sistema de gestión de la seguridad en la información (SGSI).

Tabla 1. Metodología PHVA ISO 50001

Planificar	• Establecer los objetivos y procesos necesarios para conseguir resultados de acuerdo con la política energética de la organización. • Conocer la legislación energética que aplica y establecer objetivos y metas.
Hacer	• Implementar los procesos y controles desarrollando la correspondiente documentación. • Asignar recursos y responsabilidades, formación de personal, comunicación interna y externa.
Verificar	• Realizar el seguimiento y la medición de los procesos respecto a la política energética, los objetivos, las metas y las obligaciones legales y otros requisitos que la organización subscriba, e informar sobre los resultados. • Identificar las no conformidades del SGE y gestionarlas adecuadamente. • Realizar las auditorías internas del SGE.
Actuar	• Tomar acciones para mejorar continuamente el desempeño del SGE, mediante la revisión del sistema por la dirección, planteamiento de acciones correctoras.

Fuente: (BUREAU VERITAS, 2017), Elaboración propia.

Figura 5. Ciclo de mejora continua ISO 50001



Fuente: (BUREAU VERITAS, 2017) Elaboración propia.

Antes de iniciar la implantación de un SGEn es vital contar con el compromiso de la alta dirección de la empresa, ya que esta cumplirá un rol fundamental para que el proceso de implantación pueda llevarse de manera exitosa, no sólo por su responsabilidad en garantizar la disposición de recursos para establecer, implementar, mantener y mejorar el SGEn, sino además porque la dirección deberá estar involucrada en la revisión de manera periódica del SGEn implantado con el fin de que pueda asegurarse de su conveniencia, adecuación y eficacia continua, tal como lo establece la norma ISO 50001, en uno de sus requisitos.

Una vez que la dirección ha asumido el compromiso y ha decidido implantar un SGEn, es importante:

I. *Establecer una política energética apropiada*, que impulse la implementación y mejora del sistema de gestión energética de la organización y refleje el compromiso de la alta dirección con respecto a la gestión de la energía. La política debe ser una declaración oficial del compromiso de toda la organización, por alcanzar los objetivos en términos de energía y reducir las emisiones y otros impactos relacionados con la misma.

II. *Realizar una Planificación Energética*, acorde con la política energética y que promuevan actividades que garanticen la mejora continua del desempeño energético de la organización. Los aspectos más importantes de este proceso de planificación energética son:

- Identificar los *requisitos legales aplicables* de carácter energético que la organización debe cumplir.

- Realizar una *revisión energética*, que consiste en analizar el uso y consumo de energía basándose en mediciones, de manera de identificar los usos significativos de energía en el desarrollo de sus actividades y las oportunidades de mejora, las cuales deben ser priorizadas y registradas.

- Establecer una *línea base energética,* que servirá de referencia para medir los cambios en el desempeño energético, basada en la información proporcionada por la revisión energética. La línea base energética es una "fotografía" de la situación actual del desempeño energético de la empresa, antes de la implantación del SGEn.

- Establecer *indicadores de desempeño energético*: para realizar el correcto seguimiento y medición del desempeño energético. Estos deben ser claros, comprensibles y fácilmente medibles.

- Definir objetivos energéticos, metas energéticas y planes de acción para la gestión de la energía, siendo estos específicos y medibles y acordes con la política energética.

III. *Implementación y Operación del SGEn*

Para llevar a cabo la implantación de un SGEn, es vital asignar las responsabilidades para todas las áreas de la organización. Es importante tomar en cuenta que el SGEn no debe apartarse de la estructura general de la organización, sino que debe integrarse en ella.

Asimismo, se debe asegurar la competencia técnica, formación y toma de conciencia de toda la organización sobre el sistema de gestión de energía que se está implantando. Es importante mantener una continua comunicación interna y externa sobre temas relacionados con la energía y el uso eficiente de la misma, de esta manera se estará fomentando un mayor compromiso de todos los colaboradores de la empresa, dentro y fuera de ella, con los beneficios que brindará un manejo más eficiente y responsable de la energía.

Otro de los requisitos de la ISO 50001 es que exista una cultura eficiente de documentación y control de registros dentro de la organización, pues contar con ella es clave para conseguir el éxito en la implantación y operación del SGEn.

Algunos de los documentos básicos de un SGEn son:

- *Manual del SGEn*: Debe describir la organización y su actividad, alcance del sistema, normas y documentación de referencia, términos y definiciones de interés, política energética y descripción del SGEn.

- *Procedimientos de trabajo*: establecen el objeto y el alcance de un proceso y explican de modo detallado la forma de llevarlo a cabo.

- *Instrucciones en trabajo*: se desarrollan a partir de los procedimientos, para clarificar o detallar en mayor grado la forma de realizar una actividad.

- *Formatos*: son formularios o tablas que se van utilizando con el desarrollo de las actividades, conforme a lo establecido en los procedimientos e instrucciones. Su diseño debe permitir reflejar d manera rápida una serie de datos y resultados.

- *Registros*: son documentos que presentan los resultados obtenidos o proporcionan evidencia de actividades desempeñadas.

El contar con un sistema de gestión energética permitirá a la refinería ir más allá de tener un plan de ahorro de energía, ya que dispondrá de toda una metodología de trabajo sistemática, que le permitirá garantizar su mejoramiento continuo en el uso eficiente de la energía.

En la etapa de operación, es importante que la organización identifique y planifique aquellas operaciones y actividades de mantenimiento que estén asociadas al uso significativo de la energía, luego se debe definir y consensuar con las partes involucradas: modos de trabajo, parámetros o elementos a controlar, valores o criterios de aceptación o rechazo, frecuencia de control y responsabilidades.

Dentro de las actividades de control operacional es muy importante tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Establecer planes de operación y mantenimiento para las unidades de proceso, servicios auxiliares, maquinaría, equipos e instalaciones.

- Descripción de los intervalos de servicios de los equipos, incluyendo aquellos que cuentan con servicios de atención postventa.

- Identificación del departamento / personal responsable de la operación y mantenimiento de los equipos.

- Establecer los calendarios para la inspección de los equipos y realizar la descripción de cómo se realiza dicha inspección.

- Es importante que al diseñar cualquier equipo, planta, instalación o edificio nuevo o modificado que tenga un impacto potencial en los aspectos energéticos, se tomen en cuenta alternativas de eficiencia energética, esto incluye el diseño de nuevas líneas de producción, servicios auxiliares, etc.

- En cuanto a las compras y adquisiciones es recomendable contar con una política de compra, que tome en consideración el consumo energético cuando se toman decisiones de equipos, maquinarias, materias primas y servicios, realizando un análisis del costo del ciclo de vida de los equipos.

Estos procedimientos de compras deberían aplicar a todas las partes, en lo posible, incluyendo contratistas, consultores, compañías de servicios.

- Es importante que los procedimientos de trabajo dentro de la organización cuenten con instrucciones que les permitan a los trabajadores identificar fácilmente que acciones pueden realizar en beneficio del ahorro energético en sus actividades diarias.

IV. *Verificación*

La etapa de verificación consta de 3 sub-etapas claves para el logro exitoso de la implantación y operación del SGEn:

a) Seguimiento, medición y análisis.

El primer paso es decidir cuales operaciones son susceptibles de ser objeto de seguimiento y medición. Una vez identificadas es importante preparar un procedimiento de seguimiento y medición para cada una de estas operaciones.

Estos procedimientos deben contener información sobre:

• Puntos de medición y registro.

• Frecuencia de las medidas.

• Métodos de medición.

• Parámetros a controlar.

• Calibrado y mantenimiento de los equipos de medida.

• Tratamiento de los datos obtenidos.

• Responsables de la ejecución.

• Metodología para el registro de los datos.

• Cálculo del consumo energético.

Generalmente el seguimiento del consumo energético se realiza a través de indicadores de desempeño como: kWh por unidad de producción o kWh por m^2 de superficie. Las principales actividades involucradas en esta etapa son:

• Seguimiento y registro continuo del consumo energético de las operaciones.

• Resumen del consumo energético significativo en forma de cifras claves.

• Comparación entre consumo energético real y esperado.

• Registro de las desviaciones del consumo energético esperado, sus causas y posibles soluciones.

• Calibración de equipos y elementos de medida.

• Elaboración de planes de calibración y mantenimiento de los equipos de control.

• Registro de la ejecución de calibración y mantenimiento de equipos.

b) Definición de las medidas correctivas y preventivas.

La ISO 50001 establece que cuando el desempeño energético que presenta la organización se aparta del que estaba planificado por ella, se ha producido una **no conformidad**. Es importante que la organización sepa identificar, investigar y solucionar estas no conformidades, llevando a cabo acciones encaminadas a la prevención (acciones preventivas) y corrección (acciones correctivas) de las mismas.

De la misma manera, cualquier desviación de los procedimientos y directrices establecidas en el SGEn de la organización debe considerarse igualmente una **no conformidad**. Algunos ejemplos podrían ser: incumplimiento del establecimiento de objetivos y metas energéticos, incumplimiento de la asignación de responsabilidades en el SGEn.

Detectar y solucionar oportunamente las no conformidades tanto en el desempeño energético como en la implantación del Sistema de Gestión de Energía, permitirá la mejora continua de su gestión energética y finalmente poder certificar internacionalmente su SGEn.

c) Auditoria interna.

Las auditorías internas al SGEn de las organizaciones, es un requisito establecido por la norma ISO 50001 para que las empresas puedan evaluar por si mismas el grado de cumplimiento de su sistema y establecer medidas correctivas, antes de someterse a una auditoría externa. Sus objetivos fundamentales son: comprobar que el SGEn cumple con la política, objetivos y metas energéticas, así como con el programa de gestión energética, comprobar que el sistema auditado se ha implantado y mantenido correctamente y comprobar que el SGEn cumple con las obligaciones legales pertinentes.

A través de las auditorías internas, la organización detecta **no conformidades**, identifica oportunidades de mejora, proporciona la sensibilización del personal sobre la importancia del ahorro energético y de su papel en el compromiso asumido por la organización en relación al desempeño energético.

Es importante que la organización establezca un plan para realizar auditorías internas a su SGEn de manera periódica, no es necesario que cada auditoria cubra el sistema completo, siempre y cuando el programa garantice que el conjunto de auditorías planificadas cubra todo el alcance del sistema. El SGEn debe ser revisado y auditado mínimo anualmente y sus resultados deben documentarse y comunicarse a la más alta dirección.

Las auditorías internas pueden ser realizada por personal interno de la organización, que tenga las competencias para actuar como auditor interno de SGEn, o por personal especializado ajeno a la organización, que sea contratado para tal fin.

d) Revisión de la Dirección.

Uno de los requisitos de la ISO 50001, es que la alta dirección de la organización realice periódicamente una revisión del SGEn implantado, como una estrategia que conducirá al aseguramiento de la eficacia continua del mismo.

Uno de los insumos fundamentales para directivos de la empresa serán los resultados de las auditorías internas realizada al SGEn. Adicionalmente la alta dirección debe revisar regularmente la política energética de la organización, el desempeño energético de la misma y debe realizar una evaluación del grado de cumplimiento de los objetivos y metas energéticas preestablecidos y del estado de las acciones correctivas y preventivas solicitadas al SGEn luego de las auditorías. De esta manera, el más alto nivel de autoridad de la empresa contará con toda la información necesaria para emitir recomendaciones y avalar los objetivos de desempeño energético para el siguiente período.

Es importante que se documente y registre la información generada por la revisión de la dirección en: actas de reunión, listas de asistencia, documentación entregada e informes de resultados y decisiones tomadas. Todo esto es información que deberá ser presentada por la organización en el momento de querer lograr la acreditación ISO 50001 de su SGEn, a través de una auditoría externa.

Experiencia regional en Sistemas de Gestión de Energía – ISO 50001 (Electricidad, Revista Energéticade Chile, 2018)

Chile y México son importantes referentes en América Latina en la implementación de Sistemas de Gestión de Energía en sus empresas petroleras.

En febrero de 2018, la empresa pública petrolera de Chile **ENAP** certificó a sus cinco divisiones de negocios en Chile, bajo la Norma ISO 50001. En sólo dos años logro registrar ahorros por US$15 millones anuales en mejoras operacionales gracias

al sistema de gestión energética. La compañía se puso como tarea estar a la vanguardia en eficiencia energética y acaba de certificar en la norma internacional, Sistema de Gestión de Energía ISO 50001 a: ENAP Refinería Aconcagua, Dirección de Almacenamiento y Oleoductos (DAO), ENAP Refinería Bío Bío, ENAP Magallanes E&P y ENAP Magallanes R&C. (Minería Chilena, 2018)

Es importante destacar que la estrategia de la compañía en este ámbito partió con un convenio firmado en 2014 con el Ministerio de Energía, que dio pie a la creación de una gerencia especializada en gestión energética dentro de la compañía, lo que le abrió la oportunidad de obtener fondos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y de CAF-Banco de Desarrollo de América Latina, apoyo fundamental para poder suplir los recursos financieros requeridos por el proyecto.

Uno de los aspectos más interesantes que ha sido resaltado por el Gerente de Gestión Energética de ENAP, es que el trabajo implicó una cambio cultural, lo que constituyo todo un desafío para una empresa de 11.500 trabajadores: "Ha sido un proceso donde la clave ha estado en sensibilizar y capacitar a toda la organización, y contar con todo el respaldo de la alta gerencia corporativa y de los gerentes de las Unidades de Negocio, para dar a entender los beneficios que se obtienen por operar un sistema de gestión de energía bajo la Norma ISO 50001" (Minería Chilena, 2018).

Entre las medidas implementadas por la estatal que apoyaron la acreditación internacional de su SGEn están: la instalación de economizadores en las calderas de la planta de suministros de ENAP Refinería Bío Bío, que han permitido reducir el consumo de combustible y las emisiones atmosféricas de forma importante. Mientras que en la Refinería Aconcagua se realizó un proyecto de limpieza robótica en algunos de sus hornos con un ahorro estimado cercanos a US$1,3 millones al año. A ello se suma el proyecto "Recuperación de vapor en Alquilación", que implicó una serie de ajustes en el compresor de una de sus unidades, para lograr su punto de mayor eficiencia, bajando el consumo de vapor en la turbina. Una vez implementada la modificación, se verificó una reducción promedio de 138 toneladas diarias en el consumo de vapor, equivalente a un ahorro de US$1,5 millones al año. (Electricidad, Revista Energética de Chile, 2018)

Por su parte, la empresa petrolera estatal Mexicana, **PEMEX**, el 2017, publicó un resumen de las directrices en la implementación de su Sistema de Gestión de Energía con miras a la certificación ISO 50001, enfocándose como objetivo estratégico en la mejora del desempeño energético de las Refinerías del Sistema Nacional de Refinación dado que son las instalaciones que presentan los principales consumos energéticos dentro de Pemex con un consumo aproximado de 36 millones de barriles equivalentes de petróleo anuales. (PEMEX, 2017).

De acuerdo a la información publicada por PEMEX, en el mes de mayo 2017 se realizó una auditoria externa al SGEn por parte de la CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía de México) y se concluyó que el proceso de implantación del SGEn está en un 97%.

Uno de los aportes más significativos de ésta publicación realizada por PEMEX, es lo que han llamado experiencias y las lecciones aprendidas por la organización gracias al proceso de implantación del SGEn, entre las cuales mencionan:

- La utilización de la herramienta de ventanas operativas ha favorecido el seguimiento y control de los equipos significativos en el consumo de energía.
- Se identificó la importancia de contar con la confiabilidad en las mediciones de las variables críticas.
- Se incrementó el grado de conciencia y compromiso de los operadores de la planta en el uso eficiente de la energía.

- Es importante que el personal que realizará las actividades en la primera línea de acción esté convencido de que las iniciativas de eficiencia energética representan una gran oportunidad para disminuir los gases de efecto invernadero y las pérdidas de dinero de la empresa.

- Una vez iniciada la implementación del sistema debe hacerse sistemático para lo cual se requiere mantener el trabajo en equipo y trabajar por objetivos específicos.

- Se requiere mayor difusión e involucramiento del personal técnico y manual en toda la metodología aplicada para determinar la línea base y la terminología basado en la normatividad energética.

- Se requiere llevar estricto seguimiento a los indicadores de desempeño energético en tiempo real.

- Establecer una apropiada capacitación al personal para el manejo de conceptos de energía, asegurar su entendimiento y la relación directa de sus actividades en el reflejo del desempeño energético.

- Se requiere implementar indicadores de desempeño del mantenimiento dado que no se demostró la atención de desviaciones que impiden avanzar en las iniciativas.

Experiencia internacional en Sistemas de Gestión de Energía

A nivel internacional, existen también ejemplos exitosos de instalación y certificación de sistemas de gestión de energía ISO 50001 en empresas petroleras y específicamente en refinerías, entre los cuales se pueden mencionar:

Repsol, en el año 2011 logró certificar el sistema de gestión energética de su Refinería A Coruña, España, convirtiéndose en la primera del mundo en obtener la certificación ISO 50001, contando con un sistema de gestión energética que mejora el control de consumos y costes energéticos, y facilita una implementación ágil de oportunidades de ahorro, contribuyendo por tanto a la reducción de emisiones de CO_2 (REPSOL, 2011). Posteriormente en el año 2012, la refinería Puertollano obtuvo igualmente la certificación ISO 50001, permitiendo sistematizar y optimizar el SGEn de la refinería y ha implicado la participación de todas las áreas del complejo, mejorando además su posición competitiva. (REPSOL, 2012). Por último, en el 2014 la refinería de Repsol en Cartagena, España, recibió la certificación internacional ISO 50001 de gestión energética, cerrando un proceso de más de un año en la que toda la organización trabajó para adecuarse a los requisitos de la norma, que centra su atención en el control exhaustivo y sistemático del consumo energético de las instalaciones. Además de la labor de adecuación técnica, la refinería de Repsol en Cartagena desarrolló un gran esfuerzo en formación y concientización de toda la plantilla, llegando a impartirse más de 1.300 horas de formación en la norma ISO 50001 de sistemas de gestión energética a lo largo del pasado año. (Lloyd´s Register, 2014)

En el caso específico de la refinería de Repsol de Cartagena, uno de los objetivos de la compañía era disminuir sus emisiones de CO_2 y hasta 2013, gracias a las inversiones y a cambios en las operaciones de las plantas, el complejo industrial había conseguido ahorrar 214.000 toneladas de CO_2/año (REPSOL, 2012).

CEPSA, por su parte, en el año 2014 logró certificar ISO 50001 el sistema de gestión de energía de todas sus refinerías en España, el organismo certificador: la Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR, avaló la correcta implantación del nuevo sistema de gestión de recursos energéticos de sus refinerías de Palos de la Frontera, San Roque, Palos y Tenerife. (IPE, 2014)

OPORTUNIDADES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA INDUSTRIA DE LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO

La refinación es una industria con un consumo intensivo de energía, muchos de sus procesos requieren de muy altas temperaturas y alta presión. En general, el consumo de energía de las refinerías viene dado en forma de: combustible, vapor y electricidad y varía de refinería en refinería dependiendo de muchos factores, entre ellos:

• Dieta de la refinería: tipo(s) de crudo (s) que son alimentados a la refinería.

• Los rendimientos de la refinería: volumen de productos que son generados.

• Capacidad volumétrica de la refinería.

• Nivel de complejidad de la refinería y tecnologías usadas.

• Prácticas generales de operación.

• Antigüedad de la refinería.

En febrero de 2015, ENERGY STAR, un programa respaldado por el gobierno de los Estados Unidos, que ayuda a las empresas a proteger el medioambiente a través de la eficiencia energética y dirigido por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA), publicó los resultados de una investigación realizada sobre las oportunidades de eficiencia energética disponibles para las refinerías de petróleo, con el "objetivo de ayudar a la industria a mejorar su competitividad a través de una mayor eficiencia energética y un menor impacto ambiental". (Energy Star, 2015). La guía de 165 páginas, recoge experiencias de medidas de eficiencia energética costo efectivas implementadas en refinerías en Estados Unidos y Europa, demostrando que existen oportunidades, técnica y económicamente factibles, para reducir el consumo de energía de las refinerías de petróleo, sin comprometer de ningún modo, la calidad de los productos generados.

En esta sección del artículo se presentan las principales oportunidades de eficiencia energética encontradas por la ENERGY STAR, y han sido complementadas con información adicional encontrada en publicaciones especializadas sobre este tema, esperando que pueda servir de

guía para los especialistas de gestión energética de la industria de la refinación en América Latina.

RECUPERACIÓN DE LA ENERGÍA

Recuperación del venteo y quema de gas

La quema de gas (*flaring*) es una medida de seguridad que evita sobrepresiones en las instalaciones petroleras y con ellos accidentes que puedan poner en riesgo la vida de las personas, así como la integridad de facilidades y equipos. Sin embargo, en ocasiones y debido a limitaciones técnicas, económicas o regulatorias, en instalaciones de producción petrolera y en refinerías, parte de la producción de gas es quemado, estas últimas son denominadas "quemas rutinarias" (routine flaring), contribuyendo de manera importante a las emisiones de CO_2 y a su vez, conlleva al desperdicio económico de un combustible, que pudiese ser aprovechado.

En la actualidad se ha demostrado que existen muchas alternativas factibles, desde el punto de vista técnico y económico, para alcanzar la minimización de la quema de gas en refinerías, pero para determinar estas vías es necesario realizar una evaluación exhaustiva de las plantas, especialmente aquellas que producen flare gas o gas de quema, y realizar un minucioso monitoreo del flujo y composición de los gases, así como una investigación de las posibilidades de reusar estos gases dentro de la mismas instalaciones.

Un gran número de plantas dentro de la refinería pueden verse beneficiadas con la implementación de un sistema de recuperación de quema y venteo de gas, entre ellas: la unidad de destilación de crudo atmosférica (CDU), el reformador catalítico, la unidad de craqueo catalítico fluidizado (FCC), la unidad de Hidrocraqueo (HC), la unidad de coquificación retardada (DCU), el Visbreaker y las unidades de servicios.

Algunos ejemplos de refinerías que han aplicado alternativas exitosas de recuperación de gas de quema y venteo son:

• En Tabriz Petroleum Refinery en Irán, 630 Kg/h de flare gas, es comprimido y retornado al cabezal de gas de combustión, con una inversión de capital de $0.7 millones y un periodo de retorno de capital (payback) de 20 meses aproximadamente, y con un 85% de reducción de sus emisiones. (Zadakbar, Vatani, & Karimpour, 2008)

• En Valero Houston Refinery, Estados Unidos, una evaluación revelo que la instalación de un compresor y equipo asociado para recuperar flare gas de 3 sistemas de quema de gas existentes, ahorraría 130.000 MMBtu/año. Se espera que la recuperación de gas de quema en esta refinería resulte en un ahorro de $420.000 con un periodo de retorno de la inversión de 2.4 años. (Energy Star, 2015)

• La instalación en 2001 de dos sistemas de recuperación de gas en Lion Oil Refinery en el Dorado, Arkansas, Estados Unidos, ha reducido los niveles de quema de gas prácticamente a cero. La refinería sólo emplea quema de gas en emergencias, cuando la cantidad total de gas puede exceder la capacidad de la unidad de recuperación. El gas recuperado es comprimido y usado en el sistema de gas combustible de la refinería. No fueron suministrados datos de payback o ahorros en este caso. (Energy Star, 2015)

Como dato adicional, John Zink Hamworthy Combustion, una de las compañías más importantes que genera tecnologías limpias de combustión en los Estados Unidos, ha señalado en un artículo presentado en la Conferencia Nacional de la Asociación de Refinadores de Petróleo de Estados Unidos (NPRA), que en la mayoría de los proyectos de recuperación de gas de quema y venteo, el payback o tiempo de retorno de las inversiones, es menor a dos años. (Blanton , 2010)

En la actualidad, iniciativas como la del Banco Mundial, "Zero Routine Flaring by 2030" (Cero Quema Rutinaria para el 2030), que congrega a gobiernos, compañías petroleras e instituciones de desarrollo, que han acordado cooperar para

eliminar la quema rutinaria en instalaciones petroleras antes del 2030, brindan una gran oportunidad para incentivar proyectos que busquen la disminución de gas de quema en la industria, abriendo puertas a financiamiento a proyectos que apalanquen esta iniciativa.

De manera particular, en América Latina, la Organización Latinoamericana de la energía, OLADE, ha expresado su apoyo a esta iniciativa del Banco Mundial, uniendo esfuerzos para eliminar la quema y venteo de gas, concientizando y brindando asistencia técnica a los países miembros que así lo requieran y animándolos a unirse a la iniciativa.

Existen numerosas ventajas y beneficios que se pueden obtener de los proyectos de recuperación de gas de quema y venteo. En muchas ocasiones este gas puede ser usado como insumo en plantas y procesos, o como combustible en motores a gas o en turbinas para generación eléctrica. También es importante mencionar que, desde un punto de vista social, puede ayudar a mejorar las relaciones con las comunidades aledañas, que se pueden sentir afectadas por la cantidad de gas que ven quemar de manera constante en las instalaciones.

Recuperación de potencia

Muchos de los procesos en una refinería operan a altas presiones, brindando una oportunidad para recuperación de energía a partir de la presión en el Flue Gas (gas de chimenea) que proviene generalmente de cámaras de combustión, hornos, calderas o generadores de vapor y que sale a la atmosfera a través de un ducto o una tubería (flue, en inglés).

De acuerdo a la investigación realizada por el programa Energy Star (Energy Star, 2015) la principal aplicación de recuperación de potencia en una refinería de petróleo se encuentra en la unidad de craqueo catalítico fluidizado (FCC). Sin embargo, la recuperación de energía también puede ser aplicada a la unidad de hidrocraqueo u otros equipos trabajando a presiones elevadas. Los FCC modernos usan una turbina de recuperación o turbo expander para recuperar energía a través de la presión, y la energía recuperada puede ser usada para para impulsar el compresor del FCC o para generar electricidad. Hay mucha experiencia con aplicaciones de turbinas para recuperación de energía en FCC. En el mercado se pueden encontrar varios diseños, y los nuevos diseños tienden a hacer más eficientes en recuperación de energía. Las turbinas de recuperación son suministradas por un pequeño número de empresas a nivel mundial, incluyendo GE Power Systems.

Son muchos los ejemplos de refinerías en Estados Unidos y alrededor del mundo que han instalado turbinas de recuperación en sus FCC. Valero Energy Group, la empresa de refinación más grande de Estados Unidos (2.180.300 MBD) (EIA, 2017) ha mejorado los turbos expansores en 3 de sus refinerías más importantes. Por su parte, en 1998 PetroCanadá remplazó su viejo turbo expansor con uno más eficiente, ahorrando alrededor de 18 TBtu anualmente. (Energy Star, 2015)

Las turbinas de recuperación de energía también pueden ser aplicadas en Hidrocraqueadores. La potencia puede ser recuperada de la diferencia de presión entre los reactores y las diferentes etapas de fraccionamiento del proceso. En 1993, la refinería de TOTAL en Vlissingen, en Holanda instaló una turbina de recuperación de potencia de 910 kW en su unidad Hidrocraqueo (45.653 bpd). La turbina de recuperación de energía produce cerca de 7.3 millones de kWh/año. La inversión fue igual a $1.2 millones de dólares ($1993), lo que resultó en un periodo de recuperación (payback) de 2.5 años. (Energy Star, 2015)

Generación y Distribución de Vapor

El vapor comprende aproximadamente el 30% de todo el uso de energía en las refinerías de los Estados Unidos (Energy Star, 2015), y en general, en todas las refinerías a nivel mundial, el vapor es una de las fuentes de energía más importantes.

El vapor puede ser generado a través de la recuperación del calor residual de los procesos, cogeneración y calderas. La industria de la refinación requiere de vapor para calentamiento (*heating*), secado (*drying*), craqueo por vapor (*steam craking*) y destilación. Cualquiera sea el uso o la fuente del vapor, es posible realizar mejoras en eficiencia energética en el sistema de generación, distribución y uso final. Un estudio preliminar del Departamento de Energía de Estados Unidos estimó que el potencial general de ahorro de energía en refinerías de petróleo es 12% y que las oportunidades más costo-efectivas de eficiencia energéticas estaban en sistema de distribución y cogeneración de vapor. (Energy Star, 2015)

Calderas (*boilers*)

Las calderas son equipos diseñados para generar vapor. Algunas de las medidas recomendadas por la Energy Star para lograr una mayor eficiencia energética en las calderas, junto con la correspondiente estimación del ahorro de com-bustible que puede ser alcanzado y el período de retorno de la inversión, se presentan a continuación:

Tabla 2. Medidas de eficiencia energética en Calderas.

Medida	Ahorro de Combustible	Período de retorno	Otros beneficios
Mejorar el control del proceso	3%	0.6	Reducir emisiones
Reducir la cantidad de Gas de Salida (flue gas)	2-5%	-	Controles de emisión más baratos.
Reducción en el exceso de aire[4]	1% de mejora por cada 15% de menos exceso de aire.	-	
Mejorar el aislamiento	6-26%	-	Calentamiento más rápido.
Mantenimiento de la caldera	10%	0	
Recuperación del calor del Flue gas (gas de salida)	1%	2	
Recuperación del calor de gas de purga	1.3%	2.5	Se reducen daños a las estructuras (un aire menos húmedo es menos corrosivo)

Fuente: (Energy Star, 2015). Elaboración propia.

4 Incrementar el contenido de aire ligeramente sobre la razón estequiométrica combustible-aire es requerido por seguridad y reducir emisiones de Nox. Pero aproximadamente un 10-15% de aire de exceso es suficiente. (Worrel, Corsten, & Galitsky, 2015)

Sistema de distribución de vapor

Cuando se diseña un nuevo sistema de distribución de vapor es muy importante que se tome en cuenta criterios de velocidad óptima del flujo de vapor, así como de caída de presión en las tuberías, esto reduce el riesgo de errores en el dimensionamiento de la red de tuberías que distribuirán el vapor alrededor de la refinería. Una tubería subdimensionada, trae consigo pérdidas innecesarias de energía, por caída de presión, además de daños físicos a la tubería por erosión.

Además de las consideraciones durante la etapa de diseño, es importante realizar un adecuado mantenimiento a la red de distribución de vapor para garantizar un funcionamiento óptimo de la misma. A continuación, se citan las principales recomendaciones que, en este sentido, arrojó la investigación del Energy Star:

Tabla 3. Medidas de eficiencia energética en la red de distribución de vapor.

Medida	Ahorro de Combustible	Período de retorno	Otros beneficios
Mejorar aislamiento	3-13%	1	
Mejorar trampas de vapor	Desconocido	Desconocido	Mayor confiabilidad
Mantenimiento de las trampas de vapor	10-15%	0.1	
Monitoreo automático de trampas	5%	1	
Reparación de fugas	3-5%	0.2	Reducir requerimientos por reparaciones principales.
Recuperación del vapor flash y retorno del condensado	83%	0.2	Reducir costos de tratamiento de agua
Retorno de condensado (solamente)	10%	0.7	Reducir costos de tratamiento de agua

Fuente: (Energy Star, 2015). Elaboración propia.

Intercambiadores de calor e integración de procesos

La optimización del diseño y uso de los intercambiadores de calor es un área clave de mejora en eficiencia energética de las refinerías.

Uno de los principales problemas que suelen aparecen en la operación de estos equipos es el fouling, que se caracteriza por una acumulación de depósitos en los equipos y tuberías, que impide la transferencia de calor, requiriendo más uso de combustible. Hay muchas razones que pueden afectar la formación de depósitos o incrustaciones en los intercambiadores de calor, algunas de ellas ligadas a las características de los fluidos, tales como su viscosidad y densidad, aumentando la posibilidad de aparición de este tipo de problemas cuando la refinería procesa crudos pesados.

Algunos aspectos claves para lograr reducir la aparición de *fouling* en los intercambiadores de calor son: mantener un óptimo control del

proceso, realizar control de la temperatura y realizar un mantenimiento y limpieza de forma regular de los equipos y tuberías (bien sea mecánicamente o a través del uso de químicos).

Las incrustaciones son un importante factor de perdida de eficiencia en la unidad de destilación atmosférica de las refinerías (CDU), especialmente en la etapa de precalentamiento del crudo. Un estudio de refinerías europeas identificó un ahorro general de energía de 0.7% limpiando los tubos de los intercambiadores de calor y otros hornos, teniendo un estimado de tasa de retorno de 0.7 años. (Energy Star, 2015).

Otro aspecto importante relacionado con las oportunidades de eficiencia energética en los sistemas de intercambio de calor es la integración de los procesos (tecnología pinch), que se refiere al aprovechamiento de las potenciales sinergias que son inherentes en cualquier sistema que consiste en múltiples componentes o corrientes trabajando juntas. En plantas que tienen múltiples demandas de calor y enfriamiento, el uso de técnicas de integración de procesos puede mejorar las eficiencias de manera importante.

Un ejemplo de un estudio pinch realizado en la región, corresponde al elaborado por dos investigadores de la Universidad Nacional de Colombia, donde analizan el potencial de integración térmica en la planta de cracking catalítico de la Refinería de Cartagena, que estimó beneficios de alrededor de 770,000 $US/año incluyendo la generación de 6800 Lb/h de vapor y la reducción en los consumos energéticos representados en agua y vapor de media presión, con una inversión de 400,000 $US y un tiempo de retorno de la inversión de 6 meses. (Rios Hurtado & Grisales Rincon, 2003)

Hornos de Proceso

Entre el 60% y 70% del combustible que se consume en las refinerías es usado en hornos. (Energy Star, 2015).

Entre las recomendaciones más importantes para mejorar la eficiencia energética en la operación de los hornos están: mantenimiento regular de los quemadores, así como de los intercambiadores de calor y del sistema de control, con el fin de minimizar el exceso de aire en la combustión, limitándolo a 2-3% de oxígeno. Otra recomendación es hacer precalentamiento del aire, donde el gas de salida del horno es usado para precalentar el aire de combustión.

La instalación de tecnología de punta en los quemadores también ha sido documentada por los investigadores del Energy Star, como una de las recomendaciones más importantes para mejorar la eficiencia de los hornos, al tiempo de disminuir las emisiones de NOx de los mismos, señalando que la empresa estadounidense Chevron en colaboración con John Zink Co, desarrolló quemadores bajos en NOx para aplicaciones de refinerías. Estos quemadores que reducen las emisiones de NOx de 180 ppm a 20 ppm, fueron instalados en las unidades de destilación atmosférica y de vacío, así como en el reformador de la refinería Richmond, de Chevron en California. En el caso específico de la instalación de los quemadores en el horno del reformador la investigación reveló que redujeron las emisiones sobre el 90% y eliminaron la necesidad de un SCR (Selective Catalytic Reduction), ahorrando a la refinería 10$ millones de dólares en costo de capital y 1.5 millones de dólares en costos operativos. (Energy Star, 2015)

Destilación

La destilación es una de las operaciones con mayor uso de energía en las refinerías de petróleo. Este proceso de separación se realiza de manera importante en las unidades de destilación atmosférica y de vacío, pero también en otras unidades de conversión, que lo usan como un proceso adicional para separación de sus productos.

Algunas recomendaciones para mejorar la eficiencia energética de las unidades de destilación son:

Tabla 4. Medidas de eficiencia energética en las unidades de destilación

Medida	Resultado
Optimizar los procedimientos de operación	Optimizando la razón de reflujo de la columna de destilación se pueden producir ahorros significativos de energía. La eficiencia de una columna de destilación es determinada por las características de la alimentación. Si la característica de la alimentación ha cambiado a lo largo del tiempo comparada con las condiciones de diseño, es necesario realizar mejoras operacionales que se ajusten a la nueva realidad de la alimentación de las torres.
Optimización de la pureza requerida del producto	Muchas compañías tienden a purificar excesivamente sus productos, algunas veces por buenas razones. Sin embargo, purificar hasta 98% cuando 95% es aceptable no es necesario. En este caso el reflujo debe ser disminuido en pequeños incrementos hasta alcanzar la pureza deseada. Esto disminuirá los requerimientos del rehervidor (*reboiler*).
Reducir los requerimientos del rehervidor (reboiler)	Los rehervidores consumen una gran parte del uso de energía total de una refinería. Un estudio usando agua fría en una unidad de CDU de 100 kbd arrojo un estimado de ahorro de 12.2 MMBtu/hr por un aumento de 5% en los requerimientos de refrigeración (2.5 MMBtu/hr).[5]
Mejorar los internos de la columna	A medida que los internos se desgastan, la eficiencia de la columna disminuye y la caída de presión aumenta. Esto causa que la columna opere con un mayor reflujo y aumente el consumo de energía. Remplazando los platos por nuevos o añadiendo empaques de alto desempeño se puede incrementar sustancialmente el desempeño de la columna. Los nuevos diseños de platos mejoran la eficiencia energética, disminuyen la caída de presión y reducen el consumo de energía.
Optimizar el Stripper (Despojador)	Los strippers de vapor son usados en varios procesos, uno de los más importantes en el CDU. La optimización de la operación de los strippers puede ahorrar energía considerablemente.
Instalar un sistema de control de procesos avanzado	Las columnas de destilación son un clásico ejemplo donde el Control Avanzado de Procesos (APC) puede tener muchos beneficios. Un proyecto APC fue llevado a cabo en el Complejo de Olefinas Corpus Christi de LyondelBasell, en Texas para optimizar la presión del cabezal dilución – vapor. Esta es una opción de bajo costo para reducir el consumo de energía. La automatización de la minimización de la presión, resulta en la optimización del proceso y captura de beneficios la mayoría del tiempo. Algo que no es posible manualmente. En general, en el proyecto, la reducción del cabezal de dilución-vapor se logró de 110 psig a 102 psig. El costo del proyecto fue mínimo y los beneficios fueron 73000 MMBtu y ahorros netos de $300.000 por año.

Fuente: (Energy Star, 2015). Elaboración propia.

5 Asumiendo que la temperatura del agua enfriada es de 50F.

Administración del Hidrógeno y Recuperación

La disposición de hidrógeno en las refinerías es clave para hacer posibles procesos como el hidrotratamiento y el hidrocraqueo, sin embargo, la producción de hidrógeno es un proceso con un consumo intensivo de energía, por lo que es necesario que los refinadores aumenten su capacidad de optimización de la producción y uso de hidrógeno dentro de sus plantas. Algunas plantas que permiten la generación de hidrógeno son: la unidad de reformación de nafta (reformador) y la unidad de reformación de gas natural. Para lograr una mayor eficiencia en la administración del hidrógeno y su recuperación algunas recomendaciones de la Energy Star son:

a) *Integración de las redes de uso del Hidrógeno*: La mayoría de los sistemas de hidrógeno de las refinerías muestran una integración limitada y el hidrógeno puro es enviado desde los reformadores a diferentes procesos en las refinerías. La refinería de BP en Carson, California, en cooperación con la Comisión de la Energía de California realizó un análisis Pinch (o de integración) de Hidrógeno identificando un potencial total de ahorros de 4.5 millones de dólares.

b) *Recuperación de Hidrógeno*: El hidrógeno puede ser recuperado indirectamente dirigiendo las corrientes de hidrógeno de baja pureza a la planta de hidrógeno. El hidrógeno puede ser también recuperado de los off gases[6] dirigiéndolos al purificador existente de la planta de hidrógeno o instalando purificadores adicionales para tratar off gases. Las corrientes de gases provenientes del hidrocraquer, hidrotratadores, la unidad de coquificación retardada (DCU) y la unidad de craqueo catalítico (FCC) son adecuadas para la recuperación del hidrógeno. El hidrogeno puede ser recuperado usando varias tecnologías, las más importantes son: Pressure Swing Absortion (PSA) y Thermal Swing Absorption, Destilación Criogénica y membranas. La escogencia de la tecnología de separación depende de la pureza deseada, el grado de recuperación, la presión y la temperatura. Varios fabricantes suministran diferentes tipos de tecnologías, incluyendo: Air Products, Air Liquid, Linde y UOP. La tecnología de membrana generalmente representa la mejor opción en costo para bajos flujos. Para altos flujos, la tecnología más convencional es PSA.

c) *Optimizar la producción de Hidrógeno*:

- Uso de un pre-reformer adiabático: Si hay un exceso de vapor disponible en la planta, un pre-reformador puede ser instalado en el reformador. Instalar un pre-reformador en una planta existente típicamente incrementará la producción de hidrógeno en 10-20%.

- Precalentamiento de la alimentación y del gas de combustión del reformer: Un sistema de recuperación de calor puede ser usado para precalentar la alimentación y el aire de combustión del reformador. El incremento de la temperatura del aire de combustión y la alimentación del reformador puede reducir el consumo de combustible en 42%.

- Gasificación de las fracciones pesadas de fondo: La fracción pesada de fondo de una refinería produce una mezcla de monóxido de carbono e hidrogeno. La gasificación puede ser combinada con producción de energía en una planta de gasificación y ciclo combinado integrado (IGCC), produciendo hidrógeno y electricidad.

Motores

Los motores eléctricos representan alrededor del 80% del uso de electricidad de una refinería. Las aplicaciones principales son 60% bombas, 15% compresores de aire, 9% ventiladores y 16% otras aplicaciones. (Energy Star, 2015).

6 Un gas que se produce como un subproducto del proceso.

Tabla 5. Medidas de eficiencia energética en Motores

Medida	Resultados
Plan de Administración de Motores	Un buen plan de gestión de motores permite alcanzar ahorros a largo plazo, asegurando que las fallas de los motores puedan ser manejadas de manera rápida y costo efectiva. Este plan debe contener: una guía para la toma de decisiones de reparación y remplazo de motores. Crear un inventario de piezas de respaldo claves. Contar con especificaciones de compra y especificaciones de reparación. Desarrollar e implementar un sistema de predictividad de daños y mantenimiento preventivo.[7]
Selección Estratégica de los motores	Seleccionar motores energéticamente eficientes reduce las pérdidas de energía en su operación. En Estados Unidos, un motor es considerado eficiente en energía, si cumple con los criterios de funcionamiento publicados por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA, por sus siglas en ingles). Algunas veces el simple remplazo de un motor en operación con un modelo premium en eficiencia puede tener un período de retorno muy bajo, menos de 15 meses para motores de 50 hp.
Mantenimiento	Es importante establecer y seguir planes de mantenimiento preventivo (revisión de consideraciones eléctricas, minimización de desbalance de voltajes, cargas, ventilación y alineación del motor y lubricación) y de mantenimientos predictivos (haciendo monitoreo de la temperatura del motor, vibración y otra data operativa de manera de determinar en qué momento será necesario hacerle una revisión o el cambio del motor, antes que la falla ocurra).
Apropiado dimensionamiento de los motores	Los motores que son dimensionados inapropiadamente resultan en una pérdida innecesaria de energía. El remplazo de motores sobre dimensionados con motores apropiadamente dimensionados reduce el consumo de electricidad de los motores.
Variadores de Velocidad Ajustables (ASDs)	Los variadores de velocidad son dispositivos con la función de controlar la velocidad de los motores, de acuerdo a la carga requerida en la operación. Estos son ofrecidos por una variedad de fabricantes a nivel internacional. La investigación de Energy Star sugiere que en una amplia variedad de aplicaciones puede ser alcanzado un ahorro de energía entre 7 – 60% por el uso de variadores de velocidad, y que periodo de recuperación de inversión oscila entre 1 y 3 años.
Minimizar los desbalances de voltajes	El desbalance de voltaje degrada el funcionamiento y acorta el tiempo de vida de los motores trifásicos. (Energy Star, 2015) sugieren como regla general que el desbalance de voltaje en los terminales del motor no exceda el 1%. Para un motor de 100 hp operando 8.000 horas/año, corregir un desbalance de 2.5% a 1% resultará en ahorros de electricidad de 9.500 kWh o casi 500 US$ de costos de electricidad.

Fuente: (Energy Star, 2015) Elaboración propia.

7 Para más información sobre medidas de eficiencia energética en motores (Energy Star, 2015) recomienda consultar http://www.cee1.org/content/motoring-along-higher-efficiency

Bombas

El 59% del consumo de electricidad de los motores en una refinería, viene dado por los motores de las bombas. Esto convierte a las bombas en el equipo de mayor consumo de electricidad, requiriendo alrededor del 48% del consumo de energía eléctrica total en una refinería (Energy Star, 2015).

Las bombas son usadas a lo largo de todas las plantas de la refinería para generar presión y mover líquidos. De acuerdo a la Energy Star, del 30% a 50% de la energía consumida por estos equipos puede ser ahorrada con mejoras al sistema de control. Es importante acotar que el gasto inicial que se realiza al comprar una bomba, es sólo una fracción del costo del ciclo de vida del sistema de bombeo, la mayoría de las veces los costos de electricidad, operación y mantenimiento son mucho más importantes cuando se analiza los costos a lo largo del ciclo de vida del sistema de bombeo. En general, para un sistema de bombeo con un tiempo de vida de 20 años, el costo inicial de capital de la bomba y motor, alcanza a penas 2.5% de los costos totales (Energy Star, 2015).

Los sistemas de bombeo consisten en una bomba, un motor, sistemas de tuberías y sistemas de control. Una de las maneras de incrementar la eficiencia de un sistema de bombeo es realizar un apropiado dimensionamiento de los diámetros de las tuberías y usar revestimiento de la superficie o pulido para reducir las pérdidas por fricción, instalar un variador de velocidad, cuando la inversión se justifica, en el motor de la bomba también incrementa la eficiencia energética de la misma. Un factor clave es dimensionar adecuadamente la bomba y seleccionar la más eficiente y adecuada para el sistema donde funcionará, esto permitirá que la bomba opere lo más cerca posible de su punto de mayor eficiencia (BEP) en la curva de operación. Uno de los errores más frecuentes en la etapa de diseño, es no identificar con exactitud los requerimientos reales del sistema, por lo que usualmente los equipos son sobredimensionados.

Tabla 5. Medidas de eficiencia energética en Bombas

Medida	Resultados
Mantenimiento	Un programa de mantenimiento de las bombas evitara problemas de funcionamiento, permitiendo que operen óptimamente. Los principales puntos que debería contemplar un plan de mantenimiento son: Remplazo de impeler desgastados; inspección de cojinetes y reparación; remplazo de la lubricación de los cojinetes; remplazo de los sellos de embalajes y de los sellos mecánicos; remplazo de impeler y anillos de desgaste; chequeo de la alineación bomba/motor, inspección de la condición del motor.
Monitoreo	El monitoreo durante la operación y mantenimiento puede ser usado para detectar problemas y determinar soluciones para crear un sistema de bombeo más eficiente. Es importante hacer seguimiento a: Consumo de energía, monitoreo del desgaste, análisis de vibración, monitoreo de la presión y el flujo, monitoreo de la corriente o potencia, diferencia de presión y aumento de temperatura[8], inspección de incrustaciones o contaminantes en el sistema de distribución.

8 También conocido como monitoreo termodinámico.

Controles	Un sistema de control puede incrementar la eficiencia de energía de un sistema de bombeo apagando algunas bombas cuando la demanda disminuye.
Bombas de Alta Eficiencia	En EEUU se ha estimado que cerca del 16% de las bombas de la industria tienen más de 20 años de uso, considerando que la eficiencia de una bomba puede degradarse 10 a 25% a lo largo de su vida, su remplazo puede otorgar importantes beneficios en cuanto a eficiencia. En la actualidad un gran número de bombas de alta eficiencia están disponibles, seleccionado la bomba correcta puede ahorrar costos de capital y operacionales.
Dimensionamiento apropiado de las bombas	Las bombas que están sobredimensionadas consumen más energía que lo que es verdaderamente necesario. Se estima que el 75% de los sistemas de bombeos están sobredimensionados. La refinería de Chevron en Richmond, California, identificó dos bombas secundarias que estaban erróneamente dimensionadas y requerían estrangulamiento en la operación. Las bombas de 400 hp y 700 hp fueron remplazadas por dos bombas de 200 hp equipadas con variador de velocidad. Esto redujo el consumo de energía en 4.3 millones de kWh por año, y resultó en ahorros anuales de $215.000. Con una inversión de $300.000 y un período de retorno de 1.4 años. (Energy Star, 2015)
Múltiples bombas para cargas variables	El uso de bombas múltiples instaladas en paralelo puede ser una medida costo efectiva y una solución eficiente energéticamente para sistemas de bombeo con carga variable. Bombas paralelas ofrecen redundancia e incrementan la confiabilidad del sistema, y pueden reducir el uso de la electricidad de 10% a 30% para cargas con alta variación. (Energy Star, 2015). Los arreglos paralelos frecuentemente consisten en una gran bomba que opera donde periodos de demanda pico y una bomba pequeña (pony pump) que es dimensionada para operación normal, esta configuración opera más eficientemente que un sistema que depende de una sola bomba grande para manejar cargas muy por debajo de su optima capacidad.
Variadores de Velocidad Ajustables (ASDs)	Los variadores de velocidad permiten ajustar la velocidad a los requerimientos de carga de una bomba. Pequeñas reducciones en el flujo, proporcionales a la velocidad de la bomba puede resultar en importantes ahorros de energía por fricción. De acuerdo a lo publicado por Energy Star 82% de las bombas en la industria de EEUU no tiene modulador de velocidad, y al incluirlos se estima que se pueda ahorrar hasta un 25% del consumo de energía de la bomba, con relativos periodos de la inversión cortos, dependiendo de la aplicación, tamaño de la bomba, carga y variación de la carga. Los ahorros dependen de manera importante de la curva del sistema. La refinería de Chevron en Richmond, California, mejoró las bombas de alimentación al hidrotratador instalando un variador de velocidad en la bomba primaria de alimentación de 2250 hp. Les permitió ahorrar 700.000 $/año reduciendo el consumo de electricidad en 12 GWh/año.

Evitar estrangulamiento de válvulas	El estrangulamiento de las válvulas debe siempre ser evitada. El uso extensivo de estrangulamiento o bypass loops puede ser una indicación de que la bomba se encuentra sobredimensionada.
Dimensionamiento adecuado de las líneas	Las tuberías que son muy angostas para cumplir un requerimiento de velocidad pueden incrementar la cantidad de energía requerida en el bombeo. Es importante realizar un balance entre ahorro de energía y costos de los componentes de la tubería por incrementar el diámetro.
Recubrimiento de superficies y pulido	El uso de recubrimientos y pulido reduce la rugosidad de la superficie y ayuda a mantener la eficiencia energética de la bomba. La medida es más eficiente para bombas pequeñas.

Fuente: (Energy Star, 2015) Elaboración propia.

Sistema de ventilación

Los ventiladores son usados en un gran número de sistemas, incluyendo calderas, hornos y torres de enfriamiento. Como en otras aplicaciones de motor un número considerable de oportunidades de mejora del funcionamiento y de mejora de eficiencia energética existen, entre ellas: (a) tener un adecuado programa de mantenimientos, que mejore el funcionamiento, reduzcas las paradas, minimice los costos de reparación e incremento la confiabilidad del sistema. (b) Un correcto dimensionamiento de los ventiladores. (c) usar variables de velocidad y mejorar los controles, (d) usar correas de alta eficiencia y (e) realizar las reparaciones de los ductos de ventilación.

Las refinerías ofrecen una excelente oportunidad para generación eléctrica de una manera eficiente en la forma de producción combinada de electricidad y calor (CHP).

Iluminación

La iluminación y otros servicios representan menos del 3% del uso total de electricidad en refinerías, pero existen potencial para lograr eficiencia en estas áreas: algunas de las más importantes son: (a) apagar las luces de zonas no ocupadas, (b) control de la iluminación, (c) remplazo de las luces de las señales de Salida (*Exit*) por luces LED y en general, realizar el remplazo de las luces de las instalaciones por luces de mayor eficiencia y considerar en los diseños el aprovechamiento de la luz del día.

Generación de Electricidad

La mayoría de las refinerías disponen de alguna forma de generación de electricidad en sitio. En los Estados Unidos, por ejemplo, el 30% de los requerimientos de electricidad son generados en sitio. (Energy Star, 2015). Las refinerías ofrecen una excelente oportunidad para generación eléctrica de una manera eficiente en la forma de producción combinada de electricidad y calor (CHP). La cogeneración provee la oportunidad para usar los productos generados internamente para producción de electricidad, permitiendo una mayor independencia de la red eléctrica e incluso en algunas oportunidades exportar a la red. Otra alternativa de generación de electricidad en refinerías es la gasificación, aunque tiene importantes limitaciones a nivel económico, pues no en todas las refinerías resulta factible la inversión.

Generación combinada de calor y electricidad (CHP)

La industria de la refinación es una de los principales usuarios de la cogeneración o CHP en los Estados Unidos. La capacidad instalada en EEUU es estimada en 6.700 MWe, haciéndolo el más grande usuario luego de la industria del papel en EEUU. Sin embargo, sólo el 10% de todo el vapor usado en la refinería es generado por Cogeneración. De hecho, la industria de la refinería tiene un extraordinario potencial para incrementar las aplicaciones de la CHP. La economía de la operación de CHP en refinerías es generalmente atractiva, especialmente con bajos precios de gas natural, aunque estos sistemas requieren una importante inversión (1.000-2.500 $/kW). (Energy Star, 2015)

De acuerdo a la Enegy Star, en Estados Unidos un 60% de las facilidades de cogeneración en las refinerías son propiedad y operadas por terceros. Trasladando estos gastos de capital fuera de las refinerías. Por ejemplo, en 2001, BP Whiting, Indiana refinería instalo una unidad de 525 MW con una inversión total de 250 millones de dólares realizada por Primary Energy INc. Muchos proyectos de cogeneración pueden ser financiados de esta manera, otras oportunidades consistieran en Joint Ventures entre la refinería y una operador y generador de energía para construir la facilidad.

En 2004, Exxon Mobil instaló un sistema de cogeneración de gas natural para apoyar el complejo refinador en Baytown, Texas. Este uno de los más grandes complejos de los Estados Unidos, consistiendo en una refinería, dos centros de investigación y dos plantas de procesamiento para conversión de combustibles, producción de lubricantes y procesamiento de petroquímicos. Hasta 171 MW de electricidad y 560.000 libras de vapor por hora puede ser producidas por el sistema CHP. La eficiencia de la operación es estimada en 73%. (Energy Star, 2015)

Otro ejemplo documentado por la Energy Star, corresponde a la refinería Salt Lake City de Tesoro, que instaló una planta de CHP en 2004, la cual corre con una mezcla de gas de refinería y gas natural externo. La planta de CHP está diseñada para cubrir las necesidades de vapor y electricidad que consume la refinería y el exceso de electricidad es vendido a la red. El proyecto total costo 25 millones de dólares con un ahorro mensual de 200.000 dólares. Las emisiones de gases de efecto invernadero se redujeron en más de 500 toneladas al año.

Ejemplos adicionales demuestran que aún para para pequeñas refinerías, un CHP puede ser una opción viable. Una evaluación realizada en la refinería de asfalto de Paramount Petroleum, California, identificó la oportunidad de instalar una unidad de CHP en la refinería con grandes oportunidades de ahorrar energía. Una turbina de gas de 6.5 MWe resultaría en una oportunidad de ahorrar 3.8 millones de dólares en energía y periodo de retorno de 2.5 años, la unidad fue instalada en 2002.

Gasificación

El estado del arte de la gasificación combina los productos pesados de la refinería con oxígeno a altas temperaturas en un gasificador. Debido a la limitada cantidad de oxígeno, las fracciones pesadas son gasificadas en una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. Una de las aplicaciones de este gas de síntesis es usarlo para la generación de electricidad en una IGCC, integrate gasification combine cycle. En la instalación, el gas de síntesis es quemado en una turbina de gas con una cámara de combustión adaptada para manejar gases de bajo y medio BTU, para generar electricidad. Los gases de salida calientes son usados para generar vapor. El vapor puede ser usado en sitio o usado en una turbina de vapor para producir electricidad adicional.

La tecnología IGCC fue originalmente desarrollada para aplicaciones de refinerías, pero también es usada para la gasificación del carbón. Los principales desarrolladores de esta tecnología fueron Shell y Texaco. IGCC provee una oportunidad de bajo costo para reducir emisiones

(Sox y Nox) comparada con la combustión de los residuos. Aproximadamente 40 refinerías en Estados Unidos tienen una suficiente capacidad para hacer esta tecnología económicamente viable. (Energy Star, 2015)

Hay muchas experiencias de uso del IGCC en fracciones de refinería alrededor del mundo, la investigación realizada por la Energy Star ha documentado las siguientes: La refinería Shell en Holanda, Pernis, usan IGGCC para procesar 1650 toneladas al día de residuos pesados desde el visbreaker y otros residuos para generar 117 MWe de electricidad y 285 toneladas de hidrógeno en la refinería. En Italia, 4 refinerías usan IGCC para tratar los residuos del visbreaker para producir un total de 1.600 MWe de electricidad. En los Estados Unidos, la refinería Frontier Oil, en Kansas produce 35 MWe de coke de petróleo y líquidos de desperdicio. La refinería Delaware City, in Delaware, opera una IGCC que procesa 2.000 toneladas de coque de petróleo y produce 120 MWe de electricidad. El costo de la inversión puede variar de acuerdo a la capacidad y productos de la instalación. Un estudio de Domenichi and Mansuso (Energy Star, 2015) mostró que los costos de inversión total de estas cercas de 1.100 millones para un IGCC con un flujo de 3.100 toneladas de residuos pesados y una salida neta de 185 mWe y una producción de hidrógeno de 100.000 Nm^3/h. Los costos de operación dependerán del costo de la electricidad, gas natural, y el costo del manejo de los residuos pesados y su procesamiento.

CONCLUSIONES

A lo largo del artículo se ha presentado un resumen investigativo sobre las oportunidades de eficiencia energética implementadas en diversas refinerías a nivel mundial en los últimos años y que han sido documentadas por entes oficiales como evidencia de los resultados exitosos obtenidos: un mejor control del consumo de energía de sus procesos y un ahorro de energía importante, que han permitido obtener, en muchos casos, en corto y/o mediano plazo el retorno de las inversiones. Permitiendo entender que la eficiencia energética no es solamente un compromiso en beneficio del medio ambiente y de la sostenibilidad de la industria, pero además ofrece oportunidades reales de ahorro económico para las refinerías, disminuyendo los costos operacionales relacionados con el consumo energético.

Los avances tecnológicos han hecho posible tener a la disposición equipos más eficientes energéticamente, al tiempo de contar con instrumentación que permite realizar, la mayoría de las veces de manera automatizada, la medición de las variables de los procesos y de sus consumos, asegurando un control más minucioso de los procesos y la oportunidad de disponer registros históricos de los mismos de manera automática. Es una gran ventaja que dispone la industria en la actualidad y que hace posible una revisión energética muy detallada de las refinerías y el establecimiento de un plan de desempeño energético, acorde con la realidad de cada una.

Que estos esfuerzos por mejorar el desempeño energético de las refinerías, se realicen a través de una metodología coherente y estructurada, enfocada en la mejora continua de los sistemas, como es el estándar internacional ISO 50001, no sólo permite la implantación exitosa de medidas de eficiencia energética, sino que además, motivados por la meta de lograr una acreditación internacional, se incrementará el compromiso y los esfuerzos de todos los miembros de la organización en relación al sistema de gestión energética de la empresa.

Uno de las beneficios más valiosos de la implantación de un Sistema de Gestión de Energía es la profundización del valor de la mejora continua dentro de la cultura corporativa de la organización, sabiendo que siempre hay espacio para mejorar el desempeño, siempre y cuando se pueda contar con la posibilidad de medir donde se está en el presente y tener una visión clara de dónde se quiere estar en el futuro,

haciendo una revisión periódica de los progresos alcanzados y estableciendo medidas correctivas y preventivas que sirvan de retroalimentación al proceso.

Se espera que con el artículo se haya contribuido al análisis, al debate y al enriquecimiento del conocimiento en el tema de eficiencia energética de todos aquellos que son parte de la industria de la refinación regional y que pueda apoyar a las organizaciones e incentivarlas a implementar un sistema de gestión energética dentro de sus refinerías, que permita que la industria se comprometa cada vez más con los esfuerzos globales por hacer un uso más sustentable de la energía, siendo parte activa de la solución al disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

También se ha querido resaltar la importancia de que la eficiencia energética se convierta en una prioridad para los gobiernos de la región. Tal como se evidenció en ejemplos mostrados dentro de la investigación, cuando desde el propio gobierno se da todo el apoyo a las organizaciones, es mucho más sencillo para ellas la obtención de los financiamientos y el apoyo técnico necesario para implantar las medidas de eficiencia energéticas encontradas.

REFERENCIAS

ARPEL. (2013). Guia ARPEL - Indices de energía en la Industria de Petróleo y Gas. Recuperado el 01 de Octubre de 2017, de http://www20.iadb.org/intal/catalogo/PE/2013/11752es.pdf

Arthur D. Little. (2017). Perspectives on the Latin American Refining Industry. LARTC. Recuperado el 01 de octubre de 2017, de http://lartc.wraconferences.com/discussion-paper-daniel-monzon/

Banco Central del Ecuador. (23 de marzo de 2018). Reservas Internacionales. Obtenido de https://www.bce.fin.ec/index.php/nuevas-publicaciones1

Blanton , R. (2010). Environmentally and Economically Beneficial Flare Gas Recovery Projects in Petrochemical Facilities. John Zink Company LLC , Gas Recovery Group. San Antonio, TX: John Zink Company LLC. Recuperado el 01 de 08 de 2017, de https://www.johnzink.com/wp-content/uploads/NPRA-2010-Environmental-Conference-Paper.pdf

BP. (2017). BP Statistical Review of World Energy June 2017. Recuperado el 01 de octubre de 2017, de http://www.bp.com/statisticalreview

BUREAU VERITAS business school. (s.f.). Identificación de la Gestión Energética en las Empresas.

BUREAU VERITAS. (s.f.). Descripción de la Verificación y Revisión del Sistema de Gestión Energética.

ECOPETROL. (14 de Septiembre de 2014). Exportaciones de Crudo. Obtenido de https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-de-crudo/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DQJDDQ0cjQzNPJ3CHIMCvE30C7IdFQHDKlKO/

EIA. (2015). Refining Crude Oil. Recuperado el 30 de noviembre de 2017, de https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=oil_refining#tab2

EIA. (2017). Table 5. Refiners' Total Operable Atmospheric Crude Oil Distillation Capacity as of January 1, 2017. Recuperado el 15 de 11 de 2017, de https://www.eia.gov/petroleum/refinerycapacity/table5.pdf

ENERGY STAR. (2015). Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. EPA. Recuperado el 01 de Septiembre de 2017, de https://www.energystar.gov/buildings/tools-and-resources/energy-efficiency-improvement-and-cost-saving-opportunities-petroleum-refineries

Fundamentals, T. D. (1998). Colorado School of Mines. Recuperado el 01 de diciembre de 2017, de http://inside.mines.edu/~jjechura/Refining/DECOKTUT.pdf

García, F., & Garces, P. (2013). La Industrialización del Petróleo en América Latina y el Caribe. OLADE. Recuperado el 01 de octubre de 2017, de http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0312.pdf

IPE. (05 de Diciembre de 2014). Cepsa certifica la eficiencia energética de todas sus refinerías. Obtenido de http://www.ipe.org.ec/cepsa-certifica-la-eficiencia-energetica-de-todas-sus-refinerias/

ISO. (2011). Recuperado el 15 de enero de 2018, de https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html

LLoyd´s Register. (30 de enero de 2014). Obtenido de LRQA certifica con ISO 50001 el sistema de gestión energética de Repsol Cartagena: http://www.lrqa.es/eventos/certificado-repsol-cartagena-energia.aspx

Minería Chilena. (5 de febrero de 2018). ENAP es reconocida como empresa líder en Eficiencia Energética. Obtenido de http://www.mch.cl/2018/02/05/enap-reconocida-empresa-lider-eficiencia-energetica/#

OIL&GAS JOURNAL. (15 de agosto de 1994). BENCHMARK WEST TEXAS INTERMEDIATE CRUDE ASSAYED. Obtenido de https://www.ogj.com/articles/print/volume-92/issue-33/in-this-issue/refining/benchmark-west-texas-intermediate-crude-assayed.html

OIL&GAS JOURNAL. (15 de mayo de 2000). GUIDE TO WORLD CRUDES. Obtenido de https://www.ogj.com/articles/print/volume-98/issue-20/processing/guide-to-world-crudes.html

Parkash, S. (2003). Refining Processes Handbook. Burlington, MA, USA: ELSEVIER.

PEMEX. (07 de julio de 2014). Crudo Maya. Obtenido de http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/petroleo/crudo-maya.aspx

PEMEX. (2017). Implementación de los Sistemas de Gestión de la Energía en PEMEX. Recuperado el 1 de 12 de 2017, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/234656/6_SGEn_PEMEX.pdf

Presidencia de la República de Ecuador. (5 de julio de 2016). El Gobierno descartó que la inversión en la Refinería del Pacífico sea una deuda innecesaria. Obtenido de http://www.presidencia.gob.ec/el-gobierno-descarto-que-la-inversion-en-la-refineria-del-pacifico-sea-una-deuda-innecesaria/

REPSOL. (13 de Septiembre de 2011). La Refinería de Repsol A Coruña es la primera del mundo en obtener LA ISO 50001 de Gestión Energética. Obtenido de https://www.repsol.es/es/sala-prensa/notas-prensa/2011/09/13/refineria-a-coruna-gestion-energetica.cshtml

REPSOL. (2012). Estrategia baja en carbono. Obtenido de http://memorias.repsol.com/memoria2012/es/ responsabilidadCorporativa/nuestrosRetos/impulsarEstrategiaBajaCarbono/gestionCarbono.html

Rios Hurtado, C. M., & Grisales Rincon, R. (2003). ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE INTEGRACIÓN TÉRMICA DE LAS CORRIENTES DE PROCESO DE LA UNIDAD DE RUPTURA CATALÍTICA DE ECOPETROL GERENCIA REFINERÍA DE CARTAGENA UTILIZANDO LA METODOLOGÍA PINCH. UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA. Recuperado el Noviembre de 2017, de http://www.bdigital.unal.edu.co/965/1/carlosmarioriosrogeliogrisales.2003.pdf

WORLD BANK. (s.f.). Zero Routine Flaring by 2030. Obtenido de http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#4

Zadakbar, O., Vatani, A., & Karimpour, K. (2008). Flare gas Recovery in Oil and Gas Refineries. INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE (IFP). Obtenido de https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2008/06/ogst07116.pdf

UNA PROPUESTA DE INDICADORES PARA MEDIR LA POBREZA ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Jorge Dehays Rocha[1], Andrés Schuschny[2]

Recibido: 11/10/2018 y Aceptado: 29/10/2018
ENERLAC. Volume II. Número 2. Diciembre, 2018 (106-124).

1 Profesor del Departamento de Sociología, Universidad de Chile, Consultor CELADE-CEPAL, jorge.dehays@gmail.com

2 Director de Estudios, Proyectos e Información, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) andres.schuschny@olade.org

RESUMEN

El objetivo de este artículo es, en primer lugar, desarrollar algunas ideas en torno al concepto de pobreza energética y sus implicancias metodológicas, para luego operacionalizarlo a través de un conjunto de indicadores que den cuenta de la misma, considerando los enfoques de la desigualdad social y de género como factores condicionantes en el ámbito del acceso, utilización y/o consumo de la energía. La propuesta de indicadores se realiza a partir de la revisión de fuentes periódicas disponibles (encuestas a nivel de hogares) para varios países de América Latina y el Caribe. Los indicadores propuestos buscan evaluar el grado de desigualdad social respecto al acceso, utilización y/o consumo de energía en los hogares. Así mismo, se intenta dar cuenta y computar el comportamiento de la brecha de género (disminución, aumento o mantenimiento) y medir el grado de avance del género femenino en referencia al acceso a la energía.

Palabras Clave: Pobreza Energética, Indicadores, Desigualdad Social, Brecha de Género, Acceso a la Energía, América Latina.

ABSTRACT

The objective of this article is, first, to develop some ideas about the concept of energy poverty and its methodological implications, to then operationalize through a set of indicators that account for it, considering the approaches of social inequality and gender as conditioning factors in the field of access and use of energy. The proposed indicators are based on the review of available periodic sources (surveys at the household level) for several countries in Latin America and the Caribbean. The proposed indicators seek to assess the degree of social inequality with respect to household access and use of energy. Likewise, it attempts to account for and compute the behavior of the gender gap (decrease, increase or maintenance) and measure the degree of advancement of the female gender in reference to access to energy.

Keywords*: Energy Poverty, Indicators, Social Inequality, Gender Gap, Access to Energy, Latin America.*

INTRODUCCIÓN

El consumo de energía y el desarrollo económico de un país son dos fenómenos estrechamente relacionados. Usualmente, entre el conjunto de indicadores que se utilizan para evaluar el nivel de desarrollo de un país se suelen incluir, por ejemplo, al consumo de energía y de electricidad per cápita, así como al número de vehículos por cada 1000 habitantes, entre otros. A medida que los países progresan, tiende a aumentar el consumo energético. Si bien las variables citadas no informan sobre el tipo de energía consumida o sobre cómo se distribuye dicho consumo, sí dan una información relevante sobre el nivel de desarrollo económico de un país. Vale también resaltar que la relación opera en sentido inverso. En efecto, durante las recesiones el consumo energético tiende a disminuir.

Resulta claro que el acceso a fuentes modernas de energía es un requisito esencial para mitigar la pobreza, promover el crecimiento económico, crear oportunidades de empleo, facilitar la prestación de servicios sociales, mejorar los niveles de educación de la población más desfavorecida y, en general, promover el desarrollo humano. Es por eso que en el marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, se plantea como primera meta del Objetivo 7[1], garantizar al año

1 Objetivo de Desarrollo Sostenible 7: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/

2030, el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

Recientemente, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) realizó junto al Banco Interamericano de Desarrollo un estudio a pedido de la Presidencia del G20 que durante el 2018 estuvo a cargo del Gobierno Argentino y que fue empleado como insumo de trabajo en el G20 Energy Transitions Working Group. En dicho estudio, se analizan los niveles de acceso a la energía de los países de América Latina y el Caribe, y se formula un plan de acción voluntario para promover el acceso asequible a la energía (BID – OLADE, 2018). Se afirma allí que, según los cálculos realizados, la región de América Latina y el Caribe goza de altas tasas de acceso a la electricidad, con un promedio regional de 97%, con excepción de Haití, cuya tasa de acceso es de sólo el 30%. En efecto, hay en América Latina y el Caribe la falta de electricidad afecta a unos 20 millones de personas. Por otro lado, los niveles de acceso a tecnologías de cocción limpia son significativamente menores, alcanzando un valor promedio de 86% de los hogares a pesar de que algunos países de la región poseen tasas inferiores al 50%.

Nuestra región está posicionada como una de las regiones con mayores niveles de cobertura eléctrica. Sin embargo, la meta planteada por la Agenda 2030, se refiere también a la asequibilidad en el acceso. Por asequible se quiere significar que el costo de acceder a los servicios de la electricidad, por ejemplo, sea soportable por todos los hogares. Tomando como referencia estas consideraciones, resulta no sólo interesante sino también relevante, analizar el grado de asequibilidad en el acceso a los servicios eléctricos, según diversas características sociodemográficas de los jefes de los hogares como el sexo, la edad, el ingreso, pertenencia a grupos étnicos, entre otras.

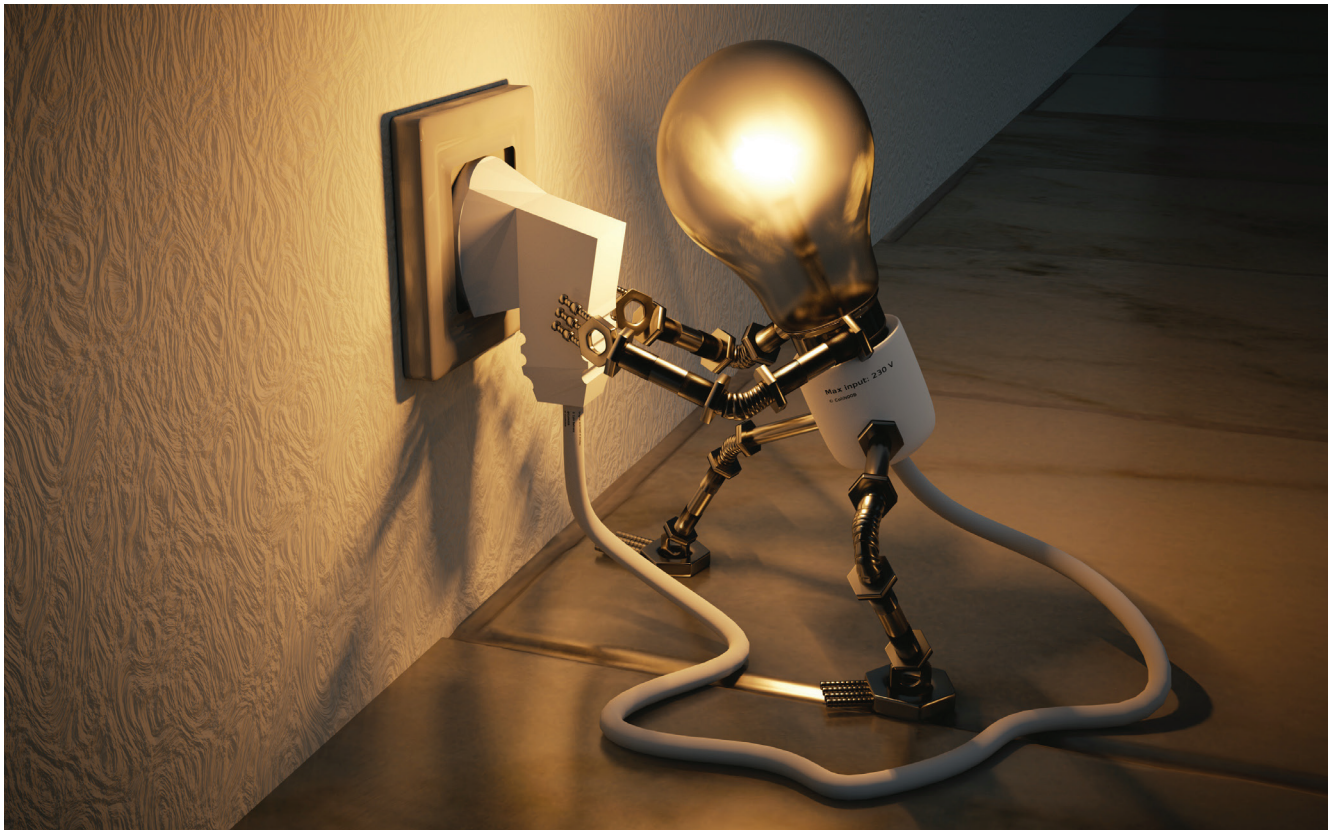
En efecto, si bien el número de familias que no pueden acceder al servicio provisto por la red de electricidad, ni tampoco a combustibles modernos para la cocción de alimentos, ha venido disminuyendo significativamente, muchos hogares suelen pagar por estos servicios una proporción desmedida de sus ingresos en relación a otros segmentos de usuarios, lo que acentúa, ciertamente, la inequidad social. De igual manera, en áreas donde se observa un mayor consumo de leña por habitante o se trata de hogares desconectados de la red, generalmente se registran bajos índices de desarrollo humano. Claro está, que un mayor porcentaje de familias desconectadas o que consumen leña suele corresponder a la población más vulnerable y pobre.

Es por ello que, con la finalidad de poder evaluar estas cuestiones que yacen imbricadas en la formulación del ODS 7 de la Agenda 2030, se hace necesario contar con indicadores y métricas que nos permitan evaluar los distintos niveles de asequibilidad en el acceso a la energía y, para ello, debemos analizar y contabilizar cómo se produce el acceso en los distintos segmentos sociodemográficos. Este trabajo tiene por objetivo, poner a consideración del lector un conjunto de indicadores que podría contribuir en esa dirección.

LA POBREZA ENERGÉTICA: CONCEPTOS Y DEFINICIONES

En el análisis de la relación entre la pobreza y el desarrollo, el acceso a la energía es una precondición que no puede ser olvidada. En América Latina y el Caribe es poco lo que se ha realizado en torno a los vínculos existentes entre el acceso a servicios energéticos y el logro de objetivos como la reducción de la pobreza.

Según CEPAL (2009), los estratos pobres consumen una menor cantidad de energía que el resto de los estratos sociales. Sin embargo, como se afirma, estos hogares destinan una proporción más significativa de sus ingresos en energía y en muchos casos el precio por unidad de equivalencia calórica resulta significativamente superior, debido básicamente a las dificultades



de acceder a servicios facilitados por las redes formales de distribución de electricidad y/o gas natural; y cuando esto no es así, se debe a que recurren a la leña como combustible básico o bien porque no pagan por la electricidad consumida por el carácter clandestino de sus conexiones. El estudio citado presenta resultados parciales de la inequidad que se infiere de la relación gasto en energía-ingreso medido por quintiles en varios países de América Latina. Además, se afirma en dicho estudio que los menores consumos energéticos en los hogares pobres están asociados al diferente nivel de acceso al equipamiento de dispositivos electro-domésticos, aunque también se puede presentar la paradoja de encontrar altos consumos en hogares pobres debido a que suelen adquirir equipamiento de segunda mano o bien de menor costo, pero con bajo nivel de eficiencia.

En virtud de lo anterior se puede afirmar que un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando es incapaz de pagar por una cantidad suficiente de energía como para satisfacer sus necesidades domésticas y/o cuando se ve obligado a destinar una proporción excesivamente alta de sus ingresos a pagar la factura energética de su vivienda.

Existen en la literatura varias visiones alternativas acerca de cómo definir la pobreza energética. Lewis (1982) propuso una primera definición formal de pobreza de combustible ("*fuel poverty*") a partir del enfoque de subsistencia, considerando que un hogar se encuentra en pobreza de combustible cuando "no se puede pagar el combustible necesario para mantener el calor o temperatura que brinde confort térmico a los miembros de un hogar'', planteamiento que quedó en una mera definición conceptual sin una propuesta metodológica que permitiera identificar cuándo un hogar está en situación de pobreza de combustible. Fue la británica Brenda Boardman (1991) quien propuso entenderla como la incapacidad de un hogar de obtener una cantidad adecuada de servicios de la energía por el 10 % de la renta disponible. Más adelante, Reddy (2000), hizo un nuevo aporte al definirla como la

"*falta de alternativas suficientes para acceder a unos servicios energéticos adecuados, económicos, fiables, seguros y ambientalmente sostenibles que permitan ayudar el desarrollo económico y humano*".

Un desarrollo conceptual más reciente lo hizo González-Eguino (2015), para quien la pobreza energética puede medirse utilizando tres aproximaciones alternativas y complementarias a la vez. Estas aproximaciones se enfocan en el acceso a la energía (i) según un umbral tecnológico: con foco en el acceso a servicios energéticos modernos como electricidad y gas natural; (ii) según un umbral físico: que propone estimar el consumo de energía mínimo asociado a las necesidades básicas; ó (iii) según un umbral económico: basada en establecer un porcentaje máximo del ingreso que sería razonable destinar al gasto energético. Así, por ejemplo, se podría considerar que un hogar se encuentra en situación de pobreza energética, si el gasto necesario en energía doméstica para mantener un nivel de confort adecuado está por encima de la mediana (de los gastos del hogar), y si al descontar ese gasto de sus ingresos familiares, la resultante es una cantidad que está por debajo de la línea de pobreza económica. Esta definición presenta un claro factor que es el precio de la energía. Finalmente, tomando como referencia el enfoque de capacidades, Day, Walker & Simcock (2016) definen a la pobreza energética como: "*la incapacidad de realizar capacidades esenciales como resultado directo o indirecto de un acceso insuficiente a servicios de energía asequibles, confiables y seguros, tomando en cuenta los medios alternativos razonables y disponibles para realizar esas capacidades*". Claramente, este último enfoque toma en cuenta la visión más reciente que hay sobre el desarrollo al permitir profundizar en el impacto que la falta de energía puede tener en las posibilidades de realización de las personas.

Se entenderá entonces por pobreza energética a la dificultad de disfrutar de los servicios Así mismo, el ámbito en el que se manifiesta la pobreza energética acontece en 2 frentes: (i) Podemos hablar de pobreza energética declarada, cuando se trata de hogares que se encuentran en situación de vulnerabilidad declarada y están acudiendo a alguna asistencia por parte de servicios sociales o, (ii) Pobreza energética no declarada, cuando se trata de hogares que están en riesgo de exclusión, es decir, cuando se trata de situaciones en las que se paga por el suministro, pero a costa de una mala alimentación, mala vestimenta o, resumidamente, mal vivir. Se trata de casos que, por vergüenza o desconocimiento de las alternativas sociales existentes, no se solicita ayuda alguna.

Finalmente, cabe advertir que al hablar de "*pobreza energética*" es necesario al mismo tiempo conceptualizar y medir también la "*riqueza energética*", que referiría aquellos hogares con abundancia de energía, limpias, de calidad, sin interrupción de suministro, y con un alto grado de autonomía, y que, intuitivamente, tiene una alta correlación con el ingreso de los hogares. Una política pública con sentido social bien podría promover la riqueza energética, apuntando a reducir el impacto del ingreso de los hogares en el disfrute de esa condición digna, acercándola, en consecuencia, al cumplimiento de un derecho.

CONSECUENCIAS DE LA POBREZA ENERGÉTICA

Si bien la pobreza energética puede afectar a algunos sectores sociales y obstaculizar el cuidado del medio ambiente, la consecuencia más dramática suele darse sobre la salud de los afectados. Una elevada concentración de contaminantes derivada de la combustión inadecuada de residuos o biomasa al interior de los hogares con escasa ventilación, entre los que se encuentran el monóxido de carbono, el material particulado en suspensión, como hollín y cenizas, o el plomo y otros metales pesados, está asociado a enfermedades que pueden causar, incluso más muertes que la malaria o la tuberculosis.

La Organización Mundial de la Salud (OMS, 2007) estima que las concentraciones de PM10 en este tipo de hogares puede oscilar entre los

300 y 3.000 μg/m^3 diarios, y hasta alcanzar las 10.000 μg/m^3. Se trata de niveles de contaminación de hasta 3 órdenes de magnitud superiores a los oficialmente tolerados por las ciudades más contaminadas del planeta. Además, son las mujeres, niños, ancianos y enfermos, quienes están más expuestos a esta contaminación por tratarse de aquellos que pasan más horas del día al interior del hogar. La OMS (2007) afirma que la contaminación interior duplica el riesgo de neumonía y otras infecciones agudas en las vías respiratorias en niños menores de 5 años. En las mujeres es tres veces más probable sufrir enfermedades pulmonares obstructivas, como la bronquitis crónica y el enfisema de pulmón y duplica el riesgo de sufrir cáncer de pulmón. También se la relaciona con el bajo peso al nacer y con otras enfermedades como asma, cataratas, tuberculosis, cardiopatía isquémica, enfermedad pulmonar intersticial y cáncer nasofágico y laríngeo. Según OMS (2009), a nivel global la contaminación al interior de las viviendas generaba 2 millones de muertes al año. La contaminación interior y la falta de agua potable y saneamiento son los factores ambientales que, potencialmente, generan mayores efectos adversos sobre la salud de la población vulnerable.

La pobreza energética puede generar otras consecuencias. Khandker, Samad, Ali y Barne (2014) demostraron que las comunidades con mayor acceso a la electricidad y mejores servicios de alumbrado público poseen mejores tasas de alfabetización y menor deserción escolar. Asimismo, las posibilidades que se generan cuando una población vulnerable accede a las TICs también ha sido documentado, principalmente por el empoderamiento que trae aparejado. Ciertamente, no es fácil medir el impacto de las infraestructuras energéticas y el consumo energético en el desarrollo social y económico, pero resulta evidente que su ausencia impide alcanzar tal objetivo.

Por otro lado, al hablar de los impactos sobre el medio ambiente que se derivan de la producción y uso de energía, queda claro que utilizar biomasa para cocción, calentamiento de agua y calefacción impone cierta presión sobre el uso del suelo. Además, cuando tiene lugar la sobreexplotación del medio natural fruto de la expansión agrícola y la deforestación en vastos territorios, se pone en peligro de agotamiento la que puede ser la única fuente de energía de muchas familias, forzando su desplazamiento.

HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

En la actual encrucijada global, signada por el fenómeno del Cambio Climático y tal como ha quedado expresado en la Agenda 2030, todos los países se encuentran embarcados en un proceso de transformación productiva hacia matrices energéticas sostenibles. En efecto, en los foros especializados se suele hablar de la Transición Energética, un concepto formulado desde Alemania que hace referencia al objetivo de transitar hacia una economía sostenible por medio de las energías renovables, la eficiencia energética y la promoción del desarrollo sostenible.

Cuando hablamos de un concepto convocante como el de la transición energética nos referimos a la asignación de recursos, formulación de políticas públicas, tratamiento de conflictos sectoriales, estrategias empresariales, avances tecnológicos, formulación de programas de desarrollo y diversificación productiva, distribución del ingreso, etc. Todo ello, en estrecha vinculación con el suministro y consumo de la energía en sus diferentes etapas y procesos.

A partir del concepto de la pobreza energética que hemos desarrollado, queda claro que el desafío de una transición energética debería concebirse como una transición justa en la que el acceso a la energía sea vista como un derecho. Se puede considerar pues, la necesidad de plantear una "*transición justa*" (Bertinat, 2016). Resulta evidente que las brechas sociales que se generan por la distribución injusta de la riqueza tienen su correlato en el injusto costo de la energía.

Por otro lado, el concepto de transición justa trasciende el ámbito social y se imbrica en lo técnico. En efecto, una conexión ilegal por parte de hogares vulnerables puede generar considerables requerimientos de inversión adicional en los sistemas eléctricos, en particular cuando hay implicados usos calóricos de la energía eléctrica, que dan lugar a altos consumos de electricidad (CEPAL, 2009). Esto nos muestra que las políticas de acceso asequible a la energía deben, ciertamente, encuadrarse en programas integrales de uso racional de la energía, que favorezcan la coordinación entre los proveedores del servicio y sus sistemas de distribución y los programas de eficiencia energética que facilitan el acceso a un equipamiento eficiente y la "chatarrización" del ineficiente.

Además, el suministro de energía en un contexto de transición energética justa, no sólo puede pensarse como un derecho sino también como un instrumento a través del cual se puedan fortalecer los mecanismos de redistribución de la riqueza que garanticen una vida digna y mejor aún, el buen vivir de todos. Esta idea está en línea con lo planteado por la CEPAL (2018) en su último documento de posición, cuando se refiere a la necesidad de recuperar la inversión y la política industrial y tecnológica en torno al "gran impulso ambiental" en el que se explicita la interdependencia entre (i) la apropiación del progreso técnico, (ii) la densificación del tejido productivo, (iii) la calidad de vida y (iv) la sostenibilidad ambiental. En este sentido, el gran impulso ambiental puede contribuir a ampliar el papel y el sentido de la política social, que, hasta ahora, se ha focalizado en solo dos componentes del bienestar: el ingreso de las personas y el sistema de protección social.

En línea con estas ideas, una transición energética justa implicaría (Bertinat, 2016): (i) la realización de inversiones en los diversos sectores productivos con una perspectiva de largo plazo; (ii) el diálogo inter-institucional necesario para crear conciencia y traccionar acciones efectivas orientadas a todos los segmentos sociales; (iii) la formación continua de cuadros técnicos y trabajadores; (iv) la medición e investigación de las repercusiones sociales de la transición energética y de los mecanismos para universalizarla con equidad; (v) la formulación de programas y políticas públicas activas de incentivos que maximicen las sinergias en relación a los ítems anteriores.

Aumentar el acceso de los sectores más pobres a servicios energéticos de calidad brinda la oportunidad de incorporar tecnologías bajas en carbono y de alta eficiencia energética, así como de fuentes energéticas renovables y de carácter distribuido cuando se trata de áreas rurales desconectadas de la red y de difícil acceso. Así mismo, el diseño de políticas que promuevan el acceso a la energía, en calidad y cantidad y a precios asequibles a los niveles de ingreso de los diversos segmentos demográficos, trae aparejada la incorporación de subsidios, sea para facilitar el acceso a las fuentes energéticas de la población más vulnerable, sea para adquirir equipamiento moderno y eficiente que permita atenuar el gasto energético total de esas familias y, además, contribuir con la mitigación del cambio climático en ese proceso de sustitución tecnológica.

Para facilitar el análisis y estudio de todos estos temas se necesita información pertinente que

lo posibilite. Se propone así, a continuación, un conjunto de indicadores que buscan dar cuenta de ello en cuanto al acceso, la utilización y el consumo de energía, incluyendo el enfoque de género y de la desigualdad social en el ámbito del acceso, utilización y/o consumo de la energía. Esta propuesta se operacionaliza, a partir de información proveniente de fuentes periódicas (encuestas) de varios países de la región de América Latina y el Caribe.

FACTORES CONDICIONANTES DE LA POBREZA ENERGÉTICA: LA DESIGUALDAD SOCIAL Y DE GÉNERO

La desigualdad social y el acceso diferencial a la energía

Para incluir estos factores nos valimos del marco de análisis desarrollado por la Cepal (2016a) y que permite explicar la desigualdad social en la región mediante la denominada Matriz de la Desigualdad Social, compuesta por "*ejes estructurantes de la desigualdad*" y por "*ámbitos de manifestación*". Los ejes estructurantes son determinantes del proceso de construcción de las relaciones sociales e impactan en la magnitud de las desigualdades, que se expresan en las llamadas brechas estructurales. Estos ejes estructurantes son, sin orden de prioridad, los siguientes:

i) Nivel socioeconómico: Medido mediante el ingreso de los hogares. Conforme se asciende o se desciende en los niveles de ingreso, el acceso a la energía puede verse afectado. Por eso al abordar el acceso a la energía y sus determinantes, la condición de pobreza es una variable muy relevante.

ii) La estructura familiar: El arreglo familiar puede afectar la capacidad de acceso a la energía. Su forma y estructura ha experimentado cambios importantes en las últimas cinco décadas en la región, entre otros, la disminución de los hogares nucleares de 68% a 63%, al tiempo que ha aumentado la jefatura femenina de 13% a 17% (Ullmann, Maldonado y Rico, 2014).

iii) Etnia y raza: Influyen en la estructuración de las relaciones sociales por la discriminación de la que son objeto los miembros de grupos indígenas y afrodescendientes. La discriminación social por el color de piel, todavía es un hecho cotidiano en nuestra región. Por eso es probable que la discriminación impacte el acceso a la energía.

iv) Ciclo de vida (la edad): Refiere a los distintos momentos a medida que avanza la edad de las personas, que las posiciona de una manera particular frente al resto de la sociedad. De acuerdo a la edad, se asignan roles y responsabilidades y en consecuencia se viven ventajas y desventajas (Cepal, 2016b). Tanto las personas del grupo de edades tempranas (menores de 15 años de edad) como los adultos mayores (de 65 años y más), experimentan una mayor vulnerabilidad, precisamente por la mayor dependencia respecto de los grupos en edades productivas.

v) El territorio: Es la impronta que deja en las personas los desequilibrios al interior de los países entre zonas geográficas. El territorio no solo imprime desigualdad, también es un vector para revertirla, por ejemplo, mediante la atención prioritaria de territorios rezagados con insuficiencia de servicios e infraestructura, entre ellos la energía.

Finalmente, existen ámbitos concebidos como espacios concretos donde las desigualdades se manifiestan e interactúan con los ejes ya descritos. El ingreso, el trabajo, la salud, la educación, los servicios urbanos básicos -como la electricidad- se cuentan entre los principales ámbitos de la desigualdad.

La desigualdad de género como determinante del acceso a la energía

El género es una construcción sociocultural que emerge a partir de la diferencia biológico – sexual entre hombres y mujeres, y que además de definir roles culturalmente aceptados y mandatados, también propicia relaciones de poder inequi-

tativas, que dan lugar a la desigualdad entre hombres y mujeres, en perjuicio de las mujeres. La igualdad de género consiste entonces en alcanzar un estado de cosas donde las diferencias entre hombres y mujeres no supongan discriminación alguna.

Para el caso de la temática energética y los derechos humanos de las mujeres, consideramos que el género condiciona el acceso, el uso y el consumo de energía, lo que tiene consecuencias sobre la calidad de vida de las mujeres. De ahí la importancia de detectar las brechas atribuibles al género, y el papel tan importante que tienen las medidas y acciones afirmativas dirigidas a reducirlas o eliminarlas como, por ejemplo, promover la presencia de mujeres en la toma de decisiones respecto de proyectos energéticos, teniendo en cuenta que el papel de las mujeres se encuentra restringido al consumo o como usuarias.

El concepto de autonomía desarrollado por la Cepal (2011) que lo define como "la capacidad de las personas para tomar decisiones libres e informadas sobre sus vidas, de manera de poder ser y hacer en función de sus propias aspiraciones y deseos en el contexto histórico que las hace posibles" adquiere una gran relevancia. La derivación metodológica de lo anterior es la necesidad de contar con datos desagregados por sexo, que permitan detectar el acceso y la disponibilidad diferencial de hombres y mujeres a las distintas fuentes de energía. Cuando no se tienen los datos con esta condición, estamos frente a una limitación que implica una aproximación incompleta y potencialmente engañosa de la realidad.

APROXIMACIÓN METODOLÓGICA

Tipos de energía

Se identificaron 5 tipos de energía que son capturados en las encuestas utilizadas.

i) Electricidad: Como se afirma en la introducción es una fuente muy expandida, alcanzando al 97% de la población en América Latina y el Caribe. Permite el funcionamiento de la mayoría de los servicios que se prestan en las viviendas. Su alta cobertura residencial está asociada al alto grado de urbanización de la población. Se usa tanto para iluminar, calefaccionar o enfriar los ambientes, y permitir el funcionamiento de prácticamente todos los artefactos que mejoran la calidad de vida de las personas.

ii) Gas Natural (por red o envasado): Es importante por su nivel de uso en la preparación de los alimentos y la calefacción, y por ser una fuente menos contaminante. Carecer de acceso al gas puede representar una dificultad y un desmedro en calidad de vida.

iii) Kerosene: es una fuente de energía menos eficiente, contaminante y de menor costo económico que las anteriores. El kerosene es nocivo para la salud cuando se utiliza en ambientes interiores cerrados.

iv) Leña: es una fuente de energía renovable que proviene de los recursos forestales e incluye troncos, ramas de los árboles y, a veces residuos, que se utilizan como combustible para convertirse en fuente térmica, utilizada para cocinar, calentar agua y calefaccionar, pero con efectos sobre la salud de las personas, principalmente mujeres encargadas de preparar los alimentos y de las demás tareas domésticas. Un subproducto de la leña es el carbón vegetal que se utiliza para calefaccionar y para cocción de alimentos.

v) Energía solar: es una fuente que proporciona a los usuarios un grado importante de autonomía energética. Se encuentra en plena expansión y comienza a tomar su lugar en la matriz residencial. Por ello puede ser oportuno medir su evolución desde ahora. Se la utiliza para calentamiento de agua o para generar energía eléctrica (fotovoltaica).

Fuentes de información

Las fuentes de información consideradas para esta propuesta fueron las encuestas (de hogares y de ingreso y gasto o de presupuestos familiares) que se levantan periódicamente en la región y que recopilan información de carácter sociodemográfico, así como de características de la vivienda y servicios básicos. Tienen una representatividad a nivel país y a nivel de regiones y/o estados, y excepcionalmente a niveles de menor agregación. Una revisión de los cuestionarios de las encuestas, nos mostraron diferencias tanto en las preguntas (en lo que se indaga y el fraseo) como en las categorías de respuesta, lo que supone una limitación para la comparabilidad. Las encuestas de ingreso y gastos son instrumentos que buscan proporcionar un panorama estadístico del comportamiento de los ingresos y gastos de los hogares en cuanto a su monto, procedencia y distribución. En tal sentido, son una fuente privilegiada para el cálculo de la pobreza.

Por otro lado, se exploró la disponibilidad de las encuestas de uso del tiempo cuyo propósito es medir la distribución del tiempo que invierten los miembros del hogar especialmente de las mujeres en las distintas tareas domésticas y extra – domésticas, con el fin de develar las barreras que supone atender las tareas del hogar en desmedro de la realización de actividades de desarrollo personal, la educación y la capacitación.

El Repositorio de información sobre uso del tiempo de América Latina y el Caribe[2] de la División de Asuntos de Género, de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), registra que entre 1985 y 2017, 19 países de la región levantaron encuestas, módulos o preguntas para medir uso de tiempo, donde los más recientes corresponden a Costa Rica (2017), Colombia (2017), El Salvador (2017), Guatemala (2017) Brasil (2016), Paraguay (2016) y República Dominicana (2016).

2 Véase Aguirre y Ferrari (2014).

El acceso a fuentes modernas de energía es un requisito esencial para mitigar la pobreza, promover el crecimiento económico, crear oportunidades de empleo, facilitar la prestación de servicios sociales, mejorar los niveles de educación de la población más desfavorecida y, en general, promover el desarrollo humano

Para la elección de las fuentes se consideró:

Cobertura temporal: aporta más mientras cubra un mayor periodo de tiempo;

Vigencia: que su realización sea reciente;

Comparabilidad: que permita realizar comparaciones.

Preguntas sobre disponibilidad, consumo y uso de la energía

Las encuestas citadas capturan datos sobre "*disponibilidad*" y uso de energía en forma directa, consultando acerca de la disponibilidad (acceso) de determinada fuente de energía en la vivienda del entrevistado tales como electricidad, gas, leña, entre otras. También se aborda el "*tipo de energía*" utilizada para cocinar los alimentos, un indicador indirecto de la calidad de vida que gozan sus moradores. Otras preguntas están referidas a la "*fuente de energía con que se ilumina la vivienda*", y la "*proporción del gasto*" en energía para cocinar. Excepcionalmente, se consulta sobre la calidad del servicio, si hay interrupciones (apagones) en el suministro y su frecuencia, así como, el uso

de focos ahorradores, dato que permitiría tener una aproximación a las acciones de eficiencia energética al interior de los hogares.

Una variable asociada, aunque más indirecta que las ya mencionadas, es el tipo de transporte utilizado en el hogar para las actividades cotidianas. Quienes cuentan con un vehículo amplían sus posibilidades de traslado, de producción y desarrollo de sus miembros.

A partir de una evaluación de las preguntas de las encuestas, se derivaron los siguientes conceptos instrumentales (operativos) de *pobreza energética* y de autonomía energética. Por pobreza energética daremos a entender que se trata de la condición de vida en la que no se dispone ni de electricidad (por ningún medio) ni de gas natural para cocinar, es decir, se cuenta solamente con las fuentes menos limpias y menos eficientes como la leña y el kerosene. La a*utonomía energética*, en cambio, remite a la capacidad de prescindir de los servicios que proporcionan los proveedores tradicionales de energía, vale decir, el sector privado y el Estado. Esto se puede alcanzar con la instalación de paneles solares o plantas eólicas, en cuyo caso el proveedor es la propia naturaleza, con lo que el usuario se independiza de los proveedores tradicionales, ganando autonomía.

Otras fuentes de información

Hay dos experiencias recientes de levantamiento de datos sobre género y energía en Chile y Uruguay. La información solo está disponible para el caso chileno, en Uruguay aún no se liberan los datos de la encuesta. En Chile, fue promovida por el Ministerio de Energía de Chile y se realizó en febrero de 2017 y febrero de 2018 el levantamiento de una encuesta sobre "*Energía y Mujeres*" con el fin de visibilizar la participación de la mujer en directorios de empresas del sector y en jefaturas del sector público vinculado a energía. Los resultados de este primer ejercicio indican que la mayor parte de los cargos de alta dirección del sector energético a nivel nacional están ocupados por hombres (77%), porcentaje que aumenta a 87,5% a nivel regional (Gobierno de Chile, 2017).

Identificación de países

La revisión de fuentes de información por país arrojó un panorama muy diverso. Países con muy buenas estadísticas y fuentes disponibles en línea (cuestionarios, diccionarios y bases de datos), que contrastan con la ausencia de fuentes y su escasa disponibilidad y respuesta a nuestra solicitud en otros.

Cuadro 1: Países seleccionados por subregión

Subregión	Países revisados
América del Sur	Argentina, Chile, Colombia, Bolivia, Brasil, Perú, Uruguay Ecuador
Centroamérica	Costa Rica, El Salvador y Guatemala
El Caribe	República Dominicana
Norte América	México

Fuente: Elaboración propia.

Selección de variables

La información que proporcionan no es abundante dado que la energía no es un tema prioritario en estos instrumentos de recolección de datos. En el cuadro 2 se muestra la distribución de países por subregión y las fuentes que se utilizan en cada caso para construir los indicadores, así como las preguntas que se han identificado como pertinentes en cada una de ellas.

Cuadro 2. Países seleccionados, fuentes y variables

Países	Fuentes	Variables
AMÉRICA DEL SUR		
Argentina	Encuesta permanente de hogares (1974-2017) y Encuesta nacional de gasto de los hogares (1985-2013)	Combustible utilizado para cocinar; Electricidad en la vivienda
Bolivia	Encuestas de hogares (2005-2015); Encuesta de Presupuestos familiares (1990-2016)	Energía eléctrica para iluminar la vivienda; combustible principal para cocinar
Brasil	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios PNAD (1971-2015)	Forma de iluminación de la vivienda; Energía utilizada para cocinar
Chile	Encuesta de caracterización socioeconómica (CASEN) (1987-2015)	Dispone de energía eléctrica la vivienda; Fuente de energía habitual para cocinar
Colombia	Gran encuesta integrada de hogares (2007-2017) Trimestral	Con cuáles de los servicios cuenta la vivienda; ¿con qué combustible se cocina habitualmente en este hogar?
Ecuador	Encuesta de condiciones de vida 2013-2014	En este hogar se cocina principalmente con …?; El tipo de alumbrado con que cuenta el hogar
Perú	Encuesta nacional de hogares 2016	Cuál es el tipo de alumbrado que tiene el hogar; Cuál es el combustible que usan para cocinar sus alimentos.
Uruguay	Encuesta continua de hogares	Cuál es el medio principal para iluminar la vivienda; principal fuente de energía para cocinar
MESOAMÉRICA		
Costa Rica	Encuesta Nacional de Hogares (1976-1986/2010-2017); Encuesta de hogares de propósitos múltiples (1987-2009)	En esta vivienda hay luz eléctrica; cuál es la principal fuente de energía para cocinar
El Salvador	Encuesta de hogares de propósitos múltiples 2011	Qué tipo de alumbrado posee esta vivienda; ¿qué combustible utilizan predominantemente para cocinar?
Guatemala	ENCOVI (2000-2014); ENEI (2002-2017)	En el mes pasado utilizaron energía eléctrica; el mes pasado utilizaron leña para cocinar
República Dominicana	Encuesta nacional de propósitos múltiples (ENHOGAR)	Tiene su hogar electricidad; qué combustible se utiliza en su hogar para cocinar
México	Encuesta nacional de los hogares (2005-2016) Trimestral;	Fuente de donde obtiene la energía eléctrica en la vivienda; combustible más utilizado para cocinar o calentar los alimentos

Fuente: Elaboración propia con base en la revisión de fuentes periódicas.

CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DE INDICADORES

Un indicador es una expresión cuantitativa o cualitativa que busca medir o estimar el estado de una situación social, cultural, económica o ambiental. Detrás de la construcción de un indicador existe la convicción de que un dato expresa razonablemente una determinada situación (Cepal, 2006). Ferrer (2007), señala algunos criterios que los indicadores deberían cumplir:

Pertinentes. Apuntan al centro de la relación de energía y género y energía y desigualdad social, ofrece pistas claras respecto de las medidas que se pueden tomar para reducir las brechas.

Confiables. Frente a distintos usuarios los resultados deben ser igualmente congruentes.

Válidos. Deben medir lo que pretenden medir.

Periodicidad de los datos. Asegurar que su reporte será regular y estable en el tiempo, cumpliendo así con la necesidad de dar cuenta de los avances.

Desagregado por sexo. Que permita ver el progreso de hombres y mujeres, y la evolución de la brecha entre ellos.

Oportunos. Garantizar su disponibilidad para la toma de decisiones de forma oportuna.

Simples y claros. Su cálculo debe ser expedito y fácilmente entendible para los usuarios.

Comparables. Deben permitir comparaciones entre países, así como entre distintos momentos de un mismo país.

PROPUESTA DE INDICADORES

En congruencia con el marco conceptual desarrollado se presentan a continuación los indicadores por separado, es decir, los relacionados con la pobreza energética y la desigualdad social y los concebidos desde un enfoque de género. En ambos casos, los indicadores son una selección realizada a partir de un conjunto más extenso de posibilidades.

Indicadores de acceso a la energía desde el enfoque de desigualdad social

Se han considerado las variables que son susceptibles de trabajar en las fuentes periódicas disponibles. Se busca detectar si las variables asociadas a la desigualdad social representan una desventaja para las personas en el acceso, uso y calidad de la energía.

Cuadro 3. Indicadores de acceso a la energía con enfoque de desigualdad social

1. Ingreso del hogar destinado al pago de energía por quintil de ingreso	
Definición/fundamento	El indicador mide el peso proporcional del costo de la energía en el presupuesto familiar por quintil de ingreso.
Método de cálculo	[(Monto promedio destinado al pago de energía) / (Presupuesto promedio de los hogares)] *100
Fuente	Encuesta de presupuestos familiares, ingreso y gasto

2. Porcentaje de Hogares sin acceso a energías modernas por quintil de ingreso, sexo del jefe de hogar y zona de residencia[3]	
Definición/fundamento	Mide la proporción de hogares que no disponen de energía de calidad, es decir, electricidad y gas natural (se deben cumplir ambas condiciones). El avance se verifica cuando el valor del indicador se reduce. Se expresa por sexo del jefe de hogar, zona de residencia (nacional, rural y urbano) y quintil de ingreso.
Método de cálculo	[(Número de hogares sin electricidad y gas natural) / (Total de hogares)] * 100
Fuente	Encuestas de ingreso y gasto; Encuestas de presupuestos familiares

3. Porcentaje de hogares con miembros afrodescendientes sin acceso a energía eléctrica y sin gas para cocinar	
Definición/fundamento	Mide el nivel de desventaja asociada a la condición racial para el acceso a las fuentes de energía que otorgan mayor calidad de vida. Una mejoría en el indicador se verifica por la reducción del porcentaje.
Método de cálculo	[(Número hogares con personas afrodescendientes sin acceso a electricidad y sin gas para cocinar) / (Total de hogares con personas afrodescendientes)] * 100
Fuente	Encuestas de hogares

4. Porcentaje de hogares con miembros menores de 15 años y/o mayores de 60 años sin acceso a energía eléctrica por quintil de ingreso	
Definición/fundamento	Mide la incidencia de la falta de energía eléctrica en los hogares con miembros menores de 15 años. Se considera que las personas menores o adultos mayores, ven afectado su desarrollo y experimentan limitaciones al carecer de energía eléctrica.
Método de cálculo	[(Total de hogares sin acceso a electricidad con personas (< 15, >60)) / (Total de hogares con personas (<15, >60) por quintil de ingreso)] *100
Fuente	Encuesta de ingreso y gasto, y de presupuestos familiares

5. Población de 15 años y más, sin primaria completa que no dispone de electricidad ni gas para cocinar	
Definición/fundamento	La baja escolaridad puede actuar como precursor de un conjunto de otras desventajas sociales. Por ello no disponer de energía y una fuente saludable para cocinar dificulta romper con la vulnerabilidad asociada. Este indicador mejora conforme disminuye el porcentaje. El valor se presenta por sexo y zona de residencia (nacional, rural y urbano).
Método de cálculo	[(Número de personas de 15 años y más sin primaria completa y sin electricidad y sin gas para cocinar) / (Total de personas de 15 años y más sin primaria completa)] * 100
Fuente	Encuestas de hogares

Fuente: Elaboración propia.

3 Cabe precisar que la categoría "energías modernas" se aplica a la electricidad y al gas natural. Es decir que se refiere al carácter más sano, menos nocivo, que el uso de la electricidad y el gas natural tiene para la salud de los usuarios al interior de los hogares, y no a la "limpieza" del proceso de producción de la misma.

Se han desarrollado, además, un conjunto de indicadores alternativos que podrían ser considerados para realizar un análisis más detallado y que incorpore algunas otras dimensiones de la problemática social. Entre ellos se pueden citar:

i) Hogares sin acceso a energía eléctrica con miembros que se declaran pertenecientes a algún pueblo indígena;

ii) Población nacida en el extranjero sin acceso a la electricidad y el gas natural;

iii) Porcentaje de hogares con personas con discapacidad sin acceso a electricidad;

iv) Porcentaje de hogares con al menos una mujer sin protección social y sin acceso a energía eléctrica;

v) Porcentaje de población de 60 y + años sin acceso a electricidad y fuentes de energías modernas para cocción;

vi) Porcentaje de hogares que cuentan con vehículo por sexo del jefe y zona de residencia.

Un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando es incapaz de pagar por una cantidad suficiente de energía como para satisfacer sus necesidades domésticas y/o cuando se ve obligado a destinar una proporción excesivamente alta de sus ingresos a pagar la factura energética de su vivienda.

Indicadores para medir el acceso a la energía con enfoque de género

Se decidió trabajar las categorías de respuesta de manera que midan la carencia, es decir, la condición "*sin acceso*" o "*sin disponibilidad*", debido a que permite mayor exactitud en el indicador.

Cuadro 4. Indicadores de acceso a la energía con enfoque de género

1. Porcentaje de hogares con presencia de mujeres entre 15-49 años y niños entre 0 y 6 años sin acceso a red eléctrica	
Definición/fundamento	Muestra el avance en la disponibilidad de la electricidad en las viviendas ocupadas por hogares con mujeres en edades reproductivas y niños en primera infancia. La electricidad es una fuente de energía con alto impacto en la calidad de vida de las personas porque posibilita el uso de artefactos modernos. Existe avance cuando el valor del indicador disminuye a través del tiempo.
Método de cálculo	[(Total de hogares con presencia de mujeres de 15-49 años y niños de 0 a 6 años que no disponen de energía eléctrica) / (Total de hogares con mujeres de 15-49 años y niños de 0 a 6 años)] * 100. El indicador se presenta desagregado por zona de residencia (nacional, rural y urbano).
Fuente	Encuestas de hogares y encuestas de calidad de vida (de acuerdo al nombre que se le asigna en cada país)

2. Porcentaje de hogares que cocinan los alimentos con fuentes de energía nocivas para la salud	
Definición/fundamento	Este indicador busca dimensionar la ausencia de fuentes sanas para cocinar, un indicador de calidad de vida en el hogar. Las fuentes sanas son el gas (licuado o natural) y la electricidad, las demás pueden considerarse menos saludables (leña, carbón, kerosene, desechos) puesto que contaminan el aire al interior de las viviendas y cuyas principales afectadas son las mujeres, los niños, personas adultas mayores y personas con alguna discapacidad. El indicador se presenta desagregado por sexo del jefe de hogar y zonas de residencia (nacional, rural, urbana)
Método de cálculo	[(Número de hogares sin acceso a gas (licuado o natural) y a electricidad para cocinar) / (Total de hogares)] * 100
Fuente	Encuestas de hogares y encuestas de calidad de vida (de acuerdo al nombre que se le asigna en cada país)

3. Tasa de pobreza energética de los hogares por tipo de hogar	
Definición/fundamento	Muestra la frecuencia de la pobreza energética en los hogares por sexo del jefe de hogar y zona de residencia (nacional, rural y urbano). Un avance en este indicador se refleja por la disminución de la tasa.
Método de cálculo	[(Número de hogares sin acceso a electricidad y sin acceso a fuentes saludables para cocinar los alimentos (sin electricidad y sin gas)) / (Total de hogares)] * 100
Fuente	Encuestas de hogares

4. Índice de eficiencia energética de los hogares	
Definición/fundamento	Mide la frecuencia de las acciones de ahorro energético en los hogares. Se presenta por sexo y grupo de edad del jefe de hogar y zona de residencia (nacional, rural y urbano).
Método de cálculo	[(Número de hogares que utilizan focos ahorradores) / (Total de hogares con acceso a electricidad)] *100
Fuente	Encuestas de hogares

5. Índice de feminidad de pobreza energética de los hogares	
Definición/fundamento	Muestra las disparidades de la incidencia de la pobreza energética entre mujeres y hombres jefes de hogar. Se considera que están en condición de pobreza energética los hogares que no tienen acceso a electricidad y gas. El indicador se visualiza por zona de residencia (nacional, rural y urbano)
Método de cálculo	[(Número de mujeres en hogares con pobreza energética) / (Número de hombres en hogares con pobreza energética)]. Dado que es una relación o razón, si el valor es superior a 1 indica que la pobreza energética afecta más a las mujeres que a los hombres
Fuente	Encuestas de hogares y encuestas de ingreso y gastos de los hogares

Fuente: Elaboración propia.

Se han desarrollado, además, un conjunto de indicadores alternativos que podrían ser considerados, a saber:

i) Tiempo dedicado a la búsqueda de energía (biomasa, leña y residuos) por sexo;

ii) Proporción de mujeres con participación en la toma de decisiones en el sector energético;

iii) Hogares con acceso a energía renovable por zona rural y urbana por sexo del jefe de hogar.

COMENTARIOS FINALES

El desarrollo de la noción de pobreza energética es aún incipiente. Las dificultades que impone el desarrollo desigual en nuestra región nos obligan a perfeccionar los marcos conceptuales existentes, así como a mejorar la recopilación de datos que nos permitan medir con mayor precisión y dar seguimiento a nuestros avances y probables estancamientos en el acceso, uso y consumo de energía mediante indicadores cada vez más robustos.

Si bien existe una gran variedad de encuestas que se levantan en la región, hay también mucha dispersión en las preguntas y maneras de indagar sobre temas relacionados al acceso a la energía y a su consumo, lo que dificulta la generación de indicadores, estables y robustos. Si no son posibles las comparaciones entre países de la región, cada país puede poner en práctica su propio proceso de mejora en el acceso a la energía por género y condición social mediante el uso del tipo de indicadores que en este trabajo se han presentado.

Las Encuestas de Hogares y las Encuestas de Presupuestos Familiares, que fueron las fuentes consideradas muestran su potencial para el diseño de indicadores que miden varias facetas de la desigualdad social y de género. Queda para otra instancia explorar de manera más sistemática las encuestas de uso del tiempo, especialmente para medir la condición de las mujeres.

El marco conceptual propuesto resultó ser útil para la definición de indicadores, ya que permite poner especial atención en los grupos de población más vulnerables de la sociedad, para quienes facilitar el acceso a la energía puede representar una mejora sustantiva en sus condiciones de vida y en sus posibilidades de desarrollo humano. En países donde la población rural todavía representa una proporción importante del total y donde la leña y la biomasa son fuentes de energía muy utilizadas, indagar sobre la cobertura de cocinas mejoradas en los hogares puede ser muy relevante.

La identificación final de indicadores y la puesta en marcha de su cálculo sistemático, requiere llevar adelante una serie de pruebas y ajustes con las bases de datos disponibles. La CEPAL posee un repositorio con esta información sistematizada que sería muy útil aprovechar. Para que lo anterior se materialice, podría ser necesario realizar las adecuaciones técnicas correspondientes según cada caso, como la generación de variables u otro método que permita empalmar bases de personas y de hogares cuando se requiera para procesar los indicadores respectivos.

La gran aspiración de contar con un sistema de permita el cálculo rápido y automatizado de los indicadores y su reporte oportuno, supondrá hacer converger voluntades para articular el debido trabajo técnico y el análisis de consistencia de los resultados que se pudieran obtener.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aguirre, R. y Ferrari, F.A (2014), Las encuestas sobre uso del tiempo y trabajo no remunerado en América Latina y el Caribe Caminos recorridos y desafíos hacia el futuro. CEPAL, Serie Asuntos de Género, LC/L.3678/Rev.1, febrero del 2014, Santiago de Chile, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/5851/9/S1420397_es.pdf.

Bertinat, Pablo, 2016, Transición energética justa. Pensando la democratización energética, Fundación Friedrich Ebert, diciembre 2016, ISBN 978-9974-8488-9-4, http://library.fes.de/pdf-files/bueros/uruguay/13599.pdf.

BID – OLADE, 2018, Energy access and affordability voluntary action plan for Latin America and the Caribbean, documento realizado a pedido del Gobierno Argentino como insumo para el G20 Energy Transitions Working Group.

Boardman, B. (1991). Fuel poverty: from cold homes to affordable warmth. Londres, Reino Unido, Belhaven Press.

CEPAL (2018), La ineficiencia de la desigualdad, Documento de Posición del Trigésimo Séptimo Período de Sesiones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), LC/SES.37/3-P, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/43442/S1800059_es.pdf.

CEPAL (2017), Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Una oportunidad para América Latina y el Caribe; LC/G.2681/Rev.2/, enero del 2018, Santiago de Chile, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40155/15/S1700334_es.pdf.

CEPAL (2016a), La matriz de la desigualdad social en América Latina. I Reunión de la Mesa Directiva de la Conferencia Regional sobre Desarrollo Social de América Latina y el Caribe; LC/G.2690(MDS.1/2), octubre del 2016, Santiago de Chile, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40668/4/S1600946_es.pdf.

CEPAL (2016b), Desarrollo social inclusivo. Una nueva generación de políticas para superar la pobreza y reducir la desigualdad en América Latina y el Caribe. LC.L/4056/Rev.1, enero del 2016, Santiago de Chile, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39100/4/S1600099_es.pdf.

CEPAL (2009), Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe, LC/W.281, en colaboración con el PNUD, el Club de Madrid y la GIZ, octubre de 2009, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3720/1/S2007029_es.pdf.

CEPAL (2006), Guía de asistencia técnica para la producción y el uso de indicadores de género. Unidad Mujer y Desarrollo, CEPAL, LC/R.2136, agosto de 2006, Santiago de Chile, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/31960/S2006362_es.pdf.

Day, Rosie; Walker, Gordon & Simcock, Neil (2016), Conceptualising energy use and energy poverty using a capabilities framework, Energy Policy, Volume 93, p. 255-264, Junio. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.019.

Ferrer, M. (2007) Derechos humanos en población: indicadores para un sistema de monitoreo, Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), División de Población de la Cepal, mayo del 2007, Santiago de Chile, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/7214/1/S0700010_es.pdf.

Gobierno de Chile / Ministerio de Energía (2018) Agenda de energía y género. Avances 2017 y desafíos 2018. En: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agenda_de_energía_y_genero_2018.pdf.

_____(2017). Agenda de energía y género. Mujeres en energía. En: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agenda_energía_y_genero_0803.pdf.

González-Eguino, Mikel (2015), Energy poverty: An overview. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 47, July 2015, Pages 377-385, https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.013.

Khandker, R.S, Samad, H.A., Ali, R. & Barne, D.F (2014), Who benefits most from rural electrification? Evidence in India, Policy Research working paper, No. WPS 6095, Washington, DC: World Bank, http://documents.worldbank.org/curated/en/374171468331748897/pdf/WPS6095.pdf.

Lewis, P. (1982), Fuel Poverty Can Be Stopped, Bradford, National Right to Fuel Campaign.

OLADE-UICN-ENERGIA (2014) Guía sobre Género y Energía para capacitadoras/es y gestoras/es de políticas públicas y proyectos, Ana Victoria Rojas, Jackelline Siles, Sissy Larrea (Eds.), Quito. http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0335.pdf.

OMS (2007), Energía doméstica y salud. Combustibles para una vida mejor. Organización Mundial para la Salud, Ginebra, http://www.who.int/indoorair/publications/fuelforlife_es.pdf?ua=1.

OMS (2009), Global health risks: mortality and burden of disease attributable to selected major risks, World Health Organization, Geneva. http://www.who.int/healthinfo/global_burden_disease/GlobalHealthRisks_report_full.pdf

Reddy, A. (2000), Energy and Social Issues, en Energy and the Challenge of Sustainability, Edited by World Energy Council and UNEP, New York. https://web.mit.edu/D-Lab/Readings/energy2.pdf.

Ullmann, H., Maldonado, C. y Rico, N. (2014), La evolución de las estructuras familiares en América Latina 1990 – 2010, CEPAL, Serie Políticas Sociales No. 193:12, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/36717/S2014182_es.pdf.

Sitios Web consultados:

Memoria Taller Regional sobre Género y Energía en Centroamérica Hotel Bougainvillea, Costa Rica, http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Memoria-Taller-G%C3%A9nero-y-Energia-FINAL.pdf.

Observatorio de Igualdad de Género de América Latina y el Caribe, CEPAL, https://oig.cepal.org/es.

III SEMANA DE LA ENERGIA

Montevideo, Uruguay
10 - 14 de diciembre 2018

#SemanaEnergia2018

El espacio para el intercambio de **experiencias del sector energía en LAC**

• La III edición de la Semana de la Energía se desarrollará del **10 al 14 de diciembre de 2018 en Montevideo**, **Uruguay**. Será un espacio de intercambio de experiencias y conocimiento del sector energético, a través de la generación de oportunidades de negocio y financiamiento de proyectos.

• Este evento es organizado por el **Ministerio de Industria, Energía y Minería** (MIEM) **de Uruguay**, la **Organización Latinoamericana de Energía** (Olade) y el **Banco Interamericano de Desarrollo** (BID).

• La Semana de la Energía se ha constituido en el principal referente energético de la región que convoca a las altas autoridades del sector, representantes de los gobiernos de los **27 Países Miembros de Olade**.
Este año se realiza la **I Rueda de Negocios del sector energético**, evento propicio para establecer contactos para futuras negociaciones con los países de América Latina y El Caribe.

Disertantes principales

CAROLINA COSSE
Ministra de Industria, Energía y Minería de Uruguay

ALFONSO BLANCO
Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade)

ARIEL YÉPEZ GARCÍA
Jefe de la División de Energía en el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Para más información visite nuestra página web:
semanadelaenergia.olade.org

Contactos:
Comité organizador: **semanadelaenergia2018@olade.org**
Comunicación: **gabriela.jarrin@olade.org**

@OLADEORG /OLADE Organización Latinoamericana de Energía OLADE OLADE Organización Latinoamericana de Energía

EVALUACIÓN DE RESIDUOS LEÑOSOS AGRÍCOLAS PARA UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN DISTRITAL EN LA CIUDAD DE TALCA, REGIÓN DEL MAULE

Harald Fernández- Puratich[1]

Recibido: 14/09/2018 y Aceptado: 13/11/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 2. Diciembre, 2018. (126-139).

1 Universidad de Talca, hfernandezp@utalca.cl

RESUMEN

Vitis vinífera y *Olea Europaea* corresponden al 67% de la superficie de árboles frutales de la Región del Maule, siendo sus residuos leñosos de podas materias primas válidas para el abastecimiento a un sistema de calefacción distrital de cinco edificios públicos en la ciudad de Talca, con una inversión de US$ 552.000. Se cuantificó en 16,985 t disponibles de poda anual en un radio de 15 km a la planta, se caracterizó la astilla cumpliendo en sus parámetros energéticos con la normativa ISO. Además, se realizó una evaluación social sin y con proyecto con el método costo-eficiencia determinando la situación con proyecto como la más adecuada.

Palabras claves: Calefacción Distrital, Frutales, Poda, *Vitis vinífera*, *Olea Europaea*, Energía.

ABSTRACT

Vitis vinifera and Olea Europaea correspond to 67% of the surface of fruit trees of the Maule Region, being its woody waste pruning raw materials valid for the supply to a district heating system of five public buildings in the city of Talca, with an investment of US $ 552,000. It was quantified in 16,985 available t of annual pruning in a radius of 15 km to the plant, the chip was characterized fulfilling in its energetic parameters with the norm ISO. Also included a social evaluation without and with project with the method cost determining the situation with project as the most appropriate.

Keywords: *District Heating, Fruit Trees, Prunning, Vitis Vinífera, Olea Europaea, Energy.*

INTRODUCCIÓN

Una de las prioridades del desarrollo local de la ciudad de Talca es una mejor utilización de las fuentes de energía disponible para calefacción. La ciudad cuenta con un Plan de Descontaminación Ambiental, ya que presenta alto material particulado producto de la calefacción con artefactos unifamiliares a leña húmeda (contenido de humedad mayor al 25%).

La poda de frutales genera biomasa leñosa dispersa en el terreno que hasta ahora, esta no se retira del sitio, por lo que es combustible disponible para futuros incendios forestales y según algunos estudios (Sullivanet al., 2011 y Blanco, 2012) la eliminación de las podas tradicionalmente dejada en terreno podría tener impactos negativos en la fauna y flora. Por otra parte, su uso como fuente de calefacción urbana reduce las emisiones de CO_2. Además, el uso de calefactores a leña unifamiliares de baja tecnología, mala calidad de leña y desconocimiento en el correcto uso para una adecuada calefacción también han colaborado en el aumento del material particulado en las ciudades. Al concentrarse en fuentes alternativas de calor de bajo carbono, estas comunidades pueden reducir su dependencia de los combustibles fósiles para la calefacción.

En conjunto, estas cuestiones constituyen un cuadro complejo al que este estudio pretende contribuir a través de un análisis para la evaluación del aprovechamiento de biomasa residual leñosa proveniente de frutales a escala local que ayudará a evaluar la realización de un proyecto de calefacción distrital combinando la producción de biomasa para bioenergía, reducción de emisiones de C02 y material particulado, y el control de riesgos de incendios.

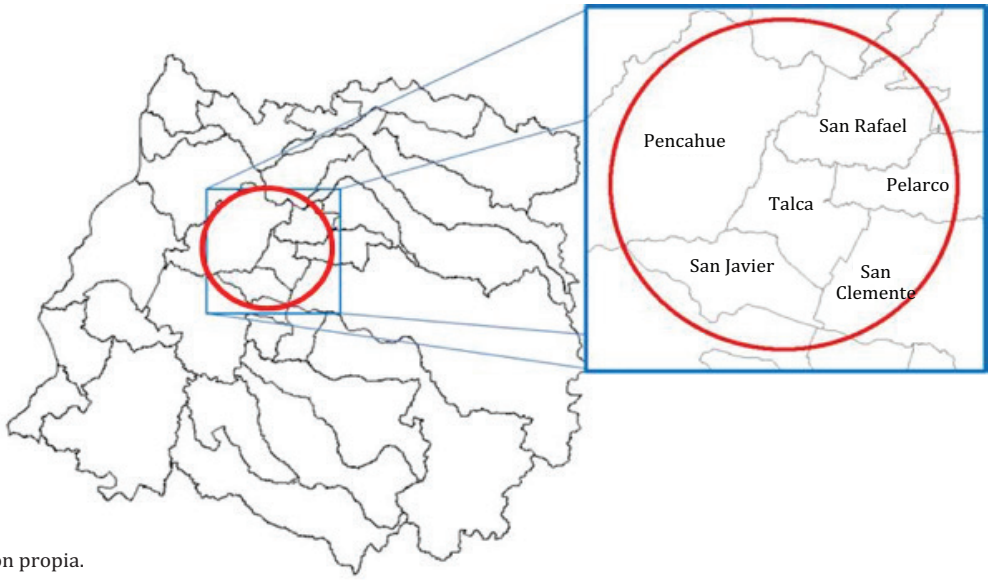
Esto se lograría con el establecimiento de una planta de calefacción distrital de 2 MW para cinco edificios públicos (20.000 m2 construidos). Así, la determinación del potencial de biomasa leñosa y la evaluación económica de una planta para Talca debería servir como base para el desarrollo de proyectos de sistemas de calefacción distrital con biomasa en la ciudad.

METODOLOGÍA

Área de Estudio

El estudio se ubica en la Zona Centro Sur de Chile, en la Región del Maule, Ciudad de Talca (35°25’59”S; 71°40’00”O), cubriendo un área de 25 km de radio, que incluye a las comunas de Talca, San Javier, Pencahue, Maule, y San Rafael.

Figura 1. Comunas del área de estudio en la Región del Maule.



Fuente: Elaboración propia.

La distancia propuesta en literatura (Martí, 2011; Monllor, 2012; Fernández-Puratich, 2013) para aprovechamiento de biomasa con fines energéticos, indica que se trata de una distancia óptima de abastecimiento para un sistema de estas características, debido a que al tratarse de biomasa dispersa en el territorio y piezas de baja envergadura el costo de recolección y transporte comienza a ser más alto sobre esta distancia establecida.

Con respecto a las estimaciones de residuos leñosos agrícolas para uso potencial como combustible, el cálculo considerará distintos porcentajes de aprovechamiento por comuna, ya que él área de estudio abarca distintos porcentajes de estas, la comuna de Talca y San Javier están un 100% del área de estudio, la comuna de Pencahue en 80%, San Rafael y Pelarco en 90% (Figura 1). La cantidad de hectáreas de plantaciones de las especies seleccionadas dentro de los 25 km se determinará a través de los datos obtenidos del Censo Agropecuario 2007 (INE 2007).

Recopilación de Información

A pesar de que no existe un mercado desarrollado de residuos leñosos agrícolas con fines energéticos en la Región, cabe señalar que existen varias empresas agrícolas que operan en el área de estudio, identificadas como posibles proveedores de la futura planta, por lo que se determinó como base de estudio la superficie de los dos cultivos más frecuente en la Región.

Tabla 1. Superficie (ha) cultivada de frutales seleccionados en el área de estudio

Comunas (ha)	*Olea europaea* (ha)	*Vitis vinífera* (ha)	Total
Talca		2,047	2,047
Pencahue	2,355	4,430	6,785
San Javier		5,616	5,616
San Rafael	577		1,751
TOTAL	**2,932**	**12,093**	**16,985**

Fuente: INE (2017).

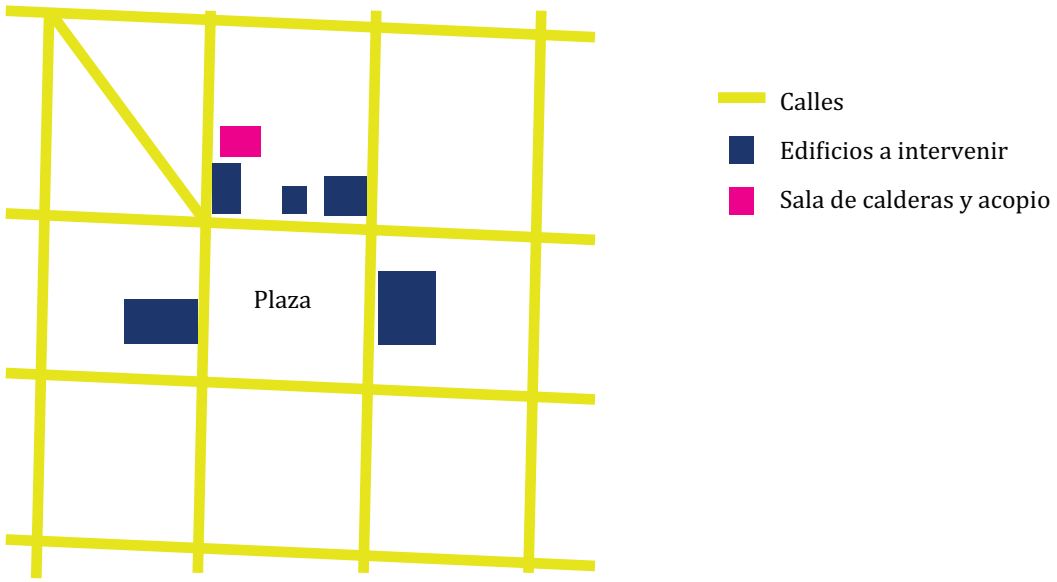
La especie frutal más importante que se cultiva en el área de estudio es *Vitis vinífera* (12,093 ha). También hay cantidades representativas de *Olea Europaea* (2,932 ha), según los datos entregados por INE (2012). De esta manera existen 16,985 ha de las especies *Vitis vinífera* y *Olea Europaea* en las comunas que integran el radio propuesto para suministro.

Descripción del Sistema de calefacción Distrital

Se ha decidido diseñar el Proyecto en una Asociación Público-Privada y comprar energía de calefacción del Socio Privado para abastecer a cinco edificios públicos de la Ciudad.

El proyecto será administrado por una ESCO que gestionará el sistema por medio de un contrato por un periodo de tiempo establecido y generará empleo local debido al abastecimiento constante que necesita este tipo de sistemas y a su operación y mantención de los equipos, estará a cargo de la producción y distribución de la energía de calefacción en 20.000 m^2 construidos (cinco edificios públicos). Por lo que para satisfacer la demanda de calefacción la planta tiene una potencia instalada de 2 MW (1 caldera) con 11 horas/día de funcionamiento. La red de tuberías que abastece al sistema desde la planta es de 600 m y se estima un empleo directo e indirecto de 30 personas. El suministro energético es constante, excepto para mantenimiento de la planta que ocurre en verano. Además se contempla una caldera a gas de respaldo de 0,7 MW.

Figura 2. Distribución de edificios y ubicación de la planta de calefacción distrital



Fuente: Elaboración propia.

La cantidad de biomasa leñosa agrícola necesaria para el funcionamiento de la planta es de 1,000 t año^{-1}, esto considerando un sobredimensionamiento de la demanda la materia prima de 15%. La planta almacena la materia prima utilizada como combustible en un silo de 120 m^3 de capacidad.

Los meses de mayor demanda son de Abril a Octubre (meses de invierno), siendo la red de calor de autoconsumo orientada a suministrar agua caliente y calefacción a los edificios en estudio.

Demanda de biomasa para la planta de calefacción distrital de Talca

Como ya se ha señalado, el potencial de biomasa para la futura planta de calefacción de Talca a una distancia de 15 km es 16,985 t. Los criterios para la estimación de la demanda de combustible para la planta de calefacción distrital con capacidad de 2 MW son las siguientes:

• la temporada de calefacción comienza el 15 de abril y dura hasta el 15 de octubre;

• residuos leñosos en fardos o paquetes se utiliza como combustible, siendo el valor calorífico de estos residuos en MJ kg-^{1} a determinar;

• la eficiencia de la caldera del 85%.

Dependiendo de la tecnología aplicada la eficiencia de la caldera puede llegar a ser más alta, pero para los efectos de este estudio y en un enfoque conservador, se adopta una menor eficiencia de la caldera, de esta misma manera la demanda de combustible está sobreestimada en un 10%.

En base a lo anterior, la cantidad de demanda de biomasa agrícola para la planta de calefacción distrital de Talca es de 1,000 t, lo que es una cifra realista en la zona de la ciudad de Talca.

Determinación de biomasa de podas de frutales

Se determinará en terreno la cantidad promedio de podas por hectárea en toneladas (t), para esto se realizarán 30 parcelas de 2.000 m^2 por especie frutal, y en distintas zonas del área de estudio determinadas al azar. Se registrará por parcela: especie, marco de plantación, edad de la plantación.

En cada parcela se dispondrá a orilla de camino el material podado por hilera, el cual será pesado y extrapolado a la hectárea obteniendo un promedio de toneladas por hectárea potencialmente aprovechable según cultivo. Cabe señalar que *Vitis vinífera* se poda fuertemente anualmente y *Olea Europaea* sufren una poda anual suave y cada dos años se realiza la poda más severa. Por tanto el residuo de la poda de frutales es un recurso asegurado cada año.

Valoración energética de la materia prima recolectada

Se caracterizó energéticamente el material de las tres especies en estudio para establecer su capacidad como biocombustible sólido. La caracterización energética se determinó en materia seca al 0% de humedad. Se pretende conocer el poder calorífico y porcentaje de cenizas.

Poder calorífico: El poder calorífico se define como el calor desprendido por kilogramo de combustible en combustión completa a la presión y temperatura atmosférica normal (Kollman 1959 y Moglia et al. 2007). Su determinación es por norma ISO 18125. Biocombustibles sólidos. Determinación del poder calorífico. Las muestras analizadas son llevadas directamente a laboratorio para su análisis el mismo día de recogida, por lo que no han logrado su secado natural.

Para poder efectuar las pruebas es necesario que las muestras se transformen en fragmentos menores a 5 mm para lo que se usó un molino obteniendo el aserrín.

Cenizas: El porcentaje de cenizas indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material. En los procesos térmicos de aprovechamiento de la biomasa que incluyen la combustión, es importante conocer el porcentaje contenido de ceniza en la biomasa, ya que en algunos procesos puede causar un deterioro de los equipos por formación de escorias. Su determinación es por norma ISO 18122. Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido en cenizas. Se llevaron a cabo un mínimo de tres determinaciones sobre cada muestra de ensayo.

Luego, tras determinar un periodo de tiempo, la muestra se acondiciona a temperatura ambiente y se vuelve a pesar. El proceso se debe repetir hasta alcanzar peso constante.

EVALUACIÓN SOCIAL DEL PROYECTO

La evaluación social se de este proyecto de calefacción distrital se realizó a través del enfoque costo-eficiencia con el fin de identificar la alternativa de solución que presente el mínimo costo para los mismos beneficios. Cabe señalar que se evaluará la situación sin proyecto y la situación con proyecto, de tal forma de poder evaluar cuál de ellas es más conveniente desde el punto de vista técnico-económico, ya que es difícil cuantificar y/o valorar los beneficios de este tipo de proyectos. Por lo tanto, se valorarán los costos involucrados para determinar su factibilidad, tomando en cuenta los indicadores de Valor Actual de Costos (VAC) y Costo Anual Equivalente (CAE) con precios sociales calculados a partir del factor de corrección establecido (Ministerio de Desarrollo Social de Chile 2013), ya que la aplicación de estos indicadores en la evaluación social a menudo es más apropiada, y en la práctica, más empleado (Ander y Aguilar, 2005).

Valor Actual de Costos (VAC): El VAC permitirá comparar alternativas de igual vida útil. Se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VAC = I_o + \sum_{t=1}^{n} \frac{c_t}{(1+i)^t} \qquad (2)$$

En que *Io* es Inversión; y *Ct* es Costos al final del periodo *t*.

Criterio de Anualidad Equivalente (CAE): El CAE es una expresión uniforme del comportamiento de ingresos y gastos que ocurren de manera desigual o diversa durante un periodo determinado, esto es, permite comparar alternativas de distinta vida útil. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$CAE = VAC + \frac{i * (1+ i)^n}{(1+ i)^{n-1}} \qquad (3)$$

En que *VAC* es Valor Actual de los Costos, incluyendo inversión inicial; *i* es interés; y *n* es periodo.

Cabe señalar que los costos de operación involucran todos aquellos costos que se incurren hasta la generación de energía (compra de combustible, mano de obra, insumos, transporte, etc). Se debe tener en cuenta que la situación sin proyecto los edificios presentan diferentes formas de alimentación de sus calderas, esto es, leña, gas y petróleo. Los costos de mantención corresponden a los costos de mantener el sistema de calefacción actual en la situación sin proyecto y del sistema de calefacción distrital en la situación con proyecto.

La biomasa leñosa de *Vitis vinífera* y *Olea Europaea* cumple con la normativa internacional en cuanto a calidad por sus propiedades energéticas.

DISCUSIÓN Y RESULTADOS

Cuantificación de biomasa de podas de frutales

Se muestrearon 450 individuos por especie en las parcelas muestreadas.

Tabla 2. Toneladas totales disponibles al año por especie

Especies	t ha^{-1}	t disponibles al año	t realmente aprovechables al año
Vitis vinifera	2.2	26,605.3	6,651.3
Olea europaea	1.3	3,810.6	952.6
Total		**30,415.9**	**7,603.9**

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 2 muestra que *Vitis vinifera* entrega una mayor cantidad de poda por hectárea que *Olea Europaea* con 2.2 t ha^{-1} y 1.3 t ha^{-1} respectivamente. Además, al haber dentro del área de estudio mayor superficie cultivada de *Vitis vinífera* la biomasa residual es mayor con 26,605.3 t disponibles al año y 3,810.6 t disponibles al año de *Olea Europaea*, sin embargo en un cálculo conservador se estimó un aprovechamiento del 25% del total disponible, lo que da un total real de biomasa disponible al año de 6,651.3 t para *Vitis vinífera* y 952.6 t para *Olea Europaea*.

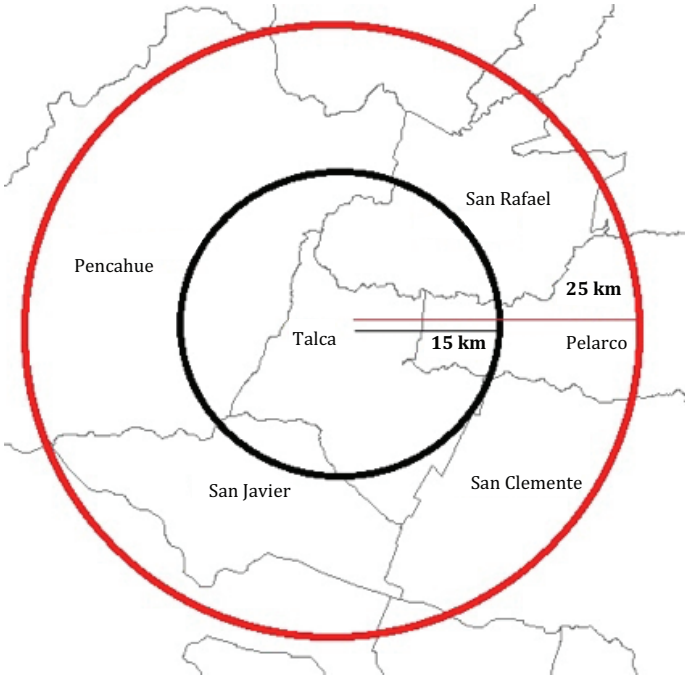
La cantidad de poda determinada en este estudio para Olea Europaea, es similar a la obtenida por Fernández-Puratich (2013) que obtuvo 1.1 t ha^{-1} y por Di Blasi et al. (1997) y Jiménez et al. (1990) quienes obtienen 1,7 t/ha, sin embargo, Sánchez

et al. (2002), obtiene 3,0 t/ha y Voivontas et al. (2001) 2,8 t/ha. Esta diferencia se puede deber a una mayor densidad de plantación por hectárea por estos últimos autores. Se debe tener en cuenta que, antes de comparar resultados de literatura, los autores no especifican, entre otras cosas, si el follaje está incluido en el peso, a diferencia de este estudio que no lo incluye y que sólo toma ramas lignificadas mayores a 1 cm de diámetro. De todas maneras, la diferencia obtenida en los resultados entre estudios obedecerá a las características de cada cultivo frutal (Fernández-Puratich 2013).

Demanda de biomasa para la planta de calefacción distrital de Talca

Según lo mostrado en la tabla 3 la materia prima determinada como aprovechable supera en más de seis veces la biomasa necesitada para alimentar la planta de calefacción distrital, por lo que se estima que el radio de abastecimiento de 25 km inicial puede ser reducido a por lo menos 15 km quedando el área de intervención como muestra la siguiente figura:

Figura 3. Área de abastecimiento para planta de calefacción distrital



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. Toneladas totales disponibles al año por especie

Especies	t ha^{-1}	t disponibles al año	t realmente aprovechables al año
Vitis vinifera	2.2	3,562.3	890.6
Olea europaea	1.3	952.6	238.2
Promedio	**1.8**	**4,514.9**	**1,128.7**

Fuente: Elaboración propia.

Según la tabla 3 el potencial de biomasa para la futura planta de calefacción de Talca, a una distancia de 15 km a la redonda, es de 1,128.7 t. Así, la cantidad estimada de demanda de biomasa agrícola para la planta de calefacción distrital de Talca es de 1,000 t para una caldera de 2 MW, lo que es una cifra realista de abastecimiento para la ciudad de Talca. Así, las comunas de Talca, San Rafael y Pencahue son las que más aportan en superficie de frutales al radio determinado de abastecimiento de la planta.

Siendo el total aprovechable de *Vitis vinífera* y *Olea Europaea* de 1,128.7 t, cifra que cubre la demanda de materia prima para alimentar la planta de calefacción distrital de 2 MW.

Valoración energética de la materia prima recolectada

Poder calorífico: A continuación se muestran los datos obtenidos en laboratorio.

Tabla 4. Determinación del PCS y PCI de la madera según especie

Especies	PCS (MJ Kg^{-1})	PCI (MJKg^{-1})
Vitis vinífera	18.7	17.3
Olea europaea	17.8	16.4
Promedio	**18.3**	**16.9**
Desviación estándar	0.45	0.45
Coeficiente de Variación (%)	2.5	2.7

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 4 se aprecia que *Vitis vinífer*a posee el mayor PCS con 18.7 MJ Kg^{-1} a diferencia de *Olea Europaea* con 17.8 MJ Kg^{-1}. Sin embargo la diferencia es de 0.9 MJ Kg-1, lo que no es una diferencia relevante en el potencial energético que presenta una especie con respecto a otra.

Refiriéndose al PCI de *Vitis vinífera* y *Olea Europaea* con 18.7 MJ Kg^{-1} y 17.8 MJ Kg^{-1} poseen un PCI aceptable para la norma internacional (ISO 18125) con valores mayores a 16,5 MJ Kg^{-1}.

Se han determinado tanto valores de PCS como de PCI. Sin embargo, en literatura sólo fue posible encontrar valores de PCS. Los valores promedios obtenidos para *Vitis vinífera* el PCS coincide con lo obtenido por García et al (2012) quienes obtienen un promedio de 17.8 MJ Kg^{-1} y se encuentra dentro del rango de los valores obtenidos por Bilandzija et al (2012), Spinelli et al (2012), Mendívil et al (2013) que van de 17.1 a 19.2 MJ Kg-1, y Fernández-Puratich et al (2015) valores que van desde 16.5 a 18.7 MJ Kg^{-1}. Así para *Olea Europaea* los resultados obtenidos también son semejantes a los obtenidos por Sánchez et al. (2002) obtuvieron 17.9 MJ Kg^{-1} y Fernández-Puratich (2013) obtuvo 17.4 MJ Kg^{-1}.

El menor PCI encontrado en *Olea Europaea* (16.4 MJ Kg^{-1}) se puede deber a que las muestras tomadas presentan una corteza más gruesa que *Vitis vinifera* (17.3 MJ Kg^{-1}), lo que puede deberse a que está más expuesta a la humedad que el interior, por lo que Vignote y Martínez (2006) señalan que cuando la madera tiene agua su poder calorífico se reduce, por el propio contenido de agua, y porque parte de la energía calorífica de la madera se invierte en evaporar el agua libre o ligada a la pared celular de la madera. En resumen, el poder calorífico se incrementa gradualmente a medida que el contenido de humedad va disminuyendo.

Se desprende que la alternativa con proyecto presenta, a pesar de una mayor inversión, menores costos de mantención.

Porcentaje de cenizas: A continuación se muestran los resultados obtenidos en laboratorio:

Tabla 5. Determinación de cenizas (%) de la madera según especie

Especies	Cenizas (%)
Vitis vinífera	2.5
Olea europaea	2.8
Promedio	**2.7**
Desviación estándar	0.15
Coeficiente de Variación (%)	5.7

Fuente: Elaboración propia.

Los valores obtenidos en la tabla 5 indican que el promedio general de cenizas para *Vitis vinífera* es de 2.2% y *Olea Europaea* es de 2.8%.

Existen autores que han realizado estudios de cenizas de los residuos de podas de estas especies. Así para Vitis vinífera, García et al (2012), Spinelli et al (2012) y Mendívil et al (2013) obtuvieron valores promedios en el rango de 2.4% a 5.3% que son valores que concuerdan con los valores registrados en este estudio. En tanto, en *Olea Europaea* Sánchez et al. (2002) obtuvo un 1,5% y Fernández-Puratich (2013) obtuvo 2.4%. Si bien las cifras del estudio son similares a las obtenidas en la literatura, existe una diferencia entre estudios de hasta 1.3%, lo que se debería a que cada especie se muestreó ya sea en distinto clima, época del año, tipo de suelo, o parte de la planta, y también por la presencia de otros contaminantes adicionales como tierra y arena que contribuyen a aumentar el contenido de ceniza (Knigge y Schulz 1966). Para evitar este aumento del porcentaje de cenizas, se recomienda que en la fase de la entrega de la materia prima en planta los camiones de suministro de biomasa cumplan ciertos requisitos mínimos que aseguren una adecuada humedad a su entrega (Marutzky y Seeger 1999), así como que incluyan equipamientos que permitan el pesado del combustible suministrado (IDAE 2009).

Evaluación Social de factibilidad de la planta

El modelo de evaluación planificado para establecer la planta corresponde a una evaluación social por el método costo-eficiencia, evaluándose estos proyectos a 20 años.

Tabla 6. Evaluación social por el método Costo-Eficiencia sin proyecto

Año	Inversión US$	Reinversión US$	Costos de operación sin proyecto US$	Costos de mantención US$	Valor residual US$
0					
1		10,200	49,687	653	
2			49,836	657	
3			49,986	660	
4			50,136	663	
5		17,000	50,286	800	
6			50,437	804	
7			50,588	808	
8			50,740	812	
9			50,892	816	
10		17,000	51,045	820	
11			51,198	824	
12			51,352	828	
13			51,506	832	
14			51,660	836	
15		8,160	51,815	841	
16			51,971	845	
17			52,126	849	
18		8,840	52,283	853	
19			52,440	858	
20			52,597	862	-30,000

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 6 corresponde a la situación sin proyecto, por lo que presenta reinversiones por mejoras en los sistemas actuales de calefacción de los edificios en estudio. El valor de desecho es de US$ 20,000 que corresponde a la venta de los equipos al año 20. Se consideró un aumento constante de 3% para cada año tanto en costos de operación como en costos de mantención de los sistemas de calefacción actuales como en la situación con proyecto que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7. Evaluación social por el método Costo-Eficiencia con proyecto

Año	Inversión US$	Reinversión US$	Costos de operación sin proyecto US$	Costos de mantención US$	Valor residual US$
0	552,500				
1			2,831	652	
2			2,620	654	
3			2,628	656	
4	32,500		2,636	658	
5			2,644	660	
6			2,652	662	
7			2,659	664	
8			2,667	666	
9			2,675	668	
10		13,000	2,684	670	
11			2,692	672	
12			2,700	674	
13			2,708	676	
14			2,716	678	
15		3,250	2,724	680	
16			2,732	682	
17			2,740	684	
18			2,749	686	
19			2,757	688	
20			2,765	690	-110,500

Fuente: Elaboración propia.

En el año 4 se considera una nueva inversión de US$ 32,500 por una ampliación la red de calefacción distrital a otro edificio público aledaño a la zona del proyecto, existiendo reinversiones para el mejoramiento de la red, por concepto de nuevos acondicionamientos de la planta y nuevas conexiones por US$ 16,350 durante los 20 años de la planta. El valor de desecho es mucho más alto (US$110,500) en la situación sin proyecto, ya que en la situación sin proyecto los equipos de calefacción de gran parte de los edificios ya han cumplido su vida útil. De esta manera por medio del método de costo – eficiencia, en la tabla 8 se desprende que la alternativa con proyecto presenta a pesar de una mayor inversión, presenta menores costos de mantención.

Tabla 8. Indicadores de decisión de la realización del proyecto

Indicadores	Sin proyecto US$	Con proyecto US$
VAC	620,974	590,917
CAE	54,139.32	51,518.82

Fuente: Elaboración propia.

Para la selección de la alternativa sin proyecto o con proyecto se debe tener presente criterios técnicos y económicos. En este sentido, de la tabla 8, se desprende que la alternativa con proyecto presenta menor VAC y menor el CAE. Además, resultan relevantes las diferencias en costos de mantención asociados a la inversión inicial en la ejecución del proyecto. Técnicamente la alternativa con proyecto resulta más conveniente al concentrar la fuente energética (caldera) en un solo equipo, en un solo lugar, a diferencia de la situación sin proyecto que en cada edificio cuenta con un equipo de calefacción lo que afecta principalmente en costos de mantención y de combustible, así el ahorro de costos de la alternativa con proyecto viene dado por una mejor tecnología, más eficiente y por economía de escala por una sola compra de materia prima y no por edificio como lo que ocurre en la situación sin proyecto.

CONCLUSIONES

La biomasa leñosa de *Vitis vinífera* y *Olea Europaea* cumple con la normativa internacional en cuanto a calidad por sus propiedades energéticas y su producción sobrepasa con creces la demanda del proyecto, por lo que existe suficiente cantidad de residuos agrícolas leñosos en el área circundante a la ciudad de Talca a 15 km de radio para una planta de calefacción distrital utilizando biomasa como combustible.

La situación con proyecto es más favorable desde una perspectiva de evaluación social del proyecto por lo que se puede concluir que el proyecto de establecimiento de la planta de calefacción distrital en la ciudad de Talca es factible.

Se recomienda realizar un estudio para agregar a la oferta de materia prima con fines energéticos los residuos leñosos de la mantención de las áreas verdes de la ciudad de Talca, lo que podría dar pie a mayor número de proyectos de calefacción distrital con material combustible de bajo costo.

Técnicamente la alternativa con proyecto resulta más conveniente al concentrar la fuente energética (caldera) en un solo equipo, en un solo lugar, mejor tecnología, más eficiente y por economía de escala por una sola compra de materia prima y no por edificio como lo que ocurre en la situación sin proyecto.

REFERENCIAS

Ander-Egg, E. y M.J. Aguilar. (2005). Como elaborar un proyecto social y cultural. Editorial Lumen/hv Manitas. 18ava Edición. Buenos Aires. 66 pp.

Argibay, J. (2009). Investigación cuantitativa. Subjetividad y Procesos Cognitivos 13: 13-29.

Bilandzija N., N. Voca, T. Kricka, A. Matin, V. Jurisic. (2012). Energy potential of fruit tree pruned biomass in Croatia. Agricultural Research; 10(2): 292-298

Blanco J.A., (2012). Forests may need centuries to recover their original productivity after continuous intensive management: an example from Douglas-fir. Sci. Tot. Environ. 437, 91-103.

Di Blasi C., V. Tanzi, M. Lanzetta. (1997). A study on the production of agricultural residues in italy. Biomass and Bioenergy 12 (5) 321-331

Fernández-Puratich H. (2013). Valorización de la biomasa leñosa agroforestal bajo condiciones mediterráneas. Doctoral thesis, Univ. Politècnica de València, Spain. 2013. p. 354

Fernández-Puratich H, D. Hernández, C. Tenreiro. (2015). Analysis of energetic performance of vine biomass residues as an alternative fuel for wine industry. Renewable Energy 83: 1260-1267.

García R, C. Pizarro, A.G. Lavín, Bueno JL. (2012). Characterization of Spanish biomass wastes for energy use. Bioresource Technology; 103: 249–258

Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDEA). (2009).Guía de instalaciones de biomasa térmica en edificios. Min. Industria, Turismo y Comercio de España. 88 pp.

Instituto Nacional de Estadísticas (INE). (2007). VII Censo Nacional Agropecuario y forestal 2006 - 2007. Santiago, INE, Diciembre 2007. 444 p.

Instituto Nacional de Estadísticas (INE). (2012). Instituto Nacional de Estadísticas (INE). 2012. Censo Nacional 2012. Santiago, INE, Diciembre 2012. 535 p.

Jiménez A.L., B.F. López, P.I .Sánchez. (1990). Caracterización de residuos de la tala del olivo para la obtención de pastas celulósicas. El Papel, julio-agosto, 57 p.

Knigge, W., H. Schulz. (1966) Grundriss der Forstbenutzung. Pual Parey Vwerlag. Hamburgo y Berlin. 583 pp.

Kollmann, F. (1959). Tecnologie des Holzes und der Holzwerkstoffe: mit 1194 Abbildungen im Text und 6 Tafeln'. Springer, Berlín, Germany. 676 pp.

Marutzky R., K. Seeger. (1999). Energie aus Holz und anderer Biomasse. DRWVerlag. Leinfelden-Echterdingen

Martí, E. 2011. Estudio sobre el Aprovechamiento Integral de Biomasa Residual en Enguera. Trabajo Final de Carrera. Gandía. Universidad Politécnica de Valencia. Gandía. 84 p.

Mendívil, M.A., P. Muñoz, M. Morales, M. Juárez, E. García. (2013). Chemical characterization of pruned vine shoots from La Rioja. J. Renewable Sustainable Energy; 5(3):1-13

Ministerio de Desarrollo Social, Gobierno de Chile. (2013). Metodología General de Preparación y Evaluación de Proyectos. Div. de evaluación social de inversiones. 128 pp.

Moglia, J.G., A.M. Giménez , S. Bravo. (2007).Tomo II Macroscopia de Madera: Orientada a los estudiantes de Carpintería. Fac. de Cs Forestales, Univ. Nacional de Santiago del Estero. 57 pp.

Monllor, C. (2012). Sistema de evaluación de extracción de biomasa forestal residual en la Provincia de Valencia. Trabajo Final de Carrera. Universidad Politécnica de Valencia. 75 p.

Sánchez, S., A.J. Moya, M. Moya, I. Romero, R. Torrero. (2002). Aprovechamiento del residuo de poda del olivar. Ingeniería Química 34 (391): 194-202.

Spinelli, R., C. Nati, L. Pari, E. Mescalchin, N. Magagnotti. (2012). Determining the biomass fuel potential of vineyard pruning residues. Appl. Energy; 89: 374–379.

Sullivan, T., D. Sullivan, P. Lindgren, D. Ransome. (2011). Bioenergy or biodiversity? Woody debris structures. Biomass and Bioenergy, Volume 35, Issue 10, Pages 4390-4398

Vignote Peña, S., I. Martínez Rojas. (2006). Tecnología de la madera 3ª Edición. Ed. Mundi-Prensa Libros. Madrid. 200 p.

Voivontas, D., D. Assimacopoulos, E.G. Koukios. (2001). Assessment of biomass potential for power production: a GIS based method. Biomass and Bioenergy 20 (2): 101-112.

PRESENTACIÓN COMPARATIVA DE ALGUNOS RESULTADOS PROVENIENTES DE ESTUDIOS PROSPECTIVOS INTERNACIONALES REFERIDOS A AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Wonhee Lee[1], Katherine Segura[2], Andrés Schuschny[3]

Recibido: 25/10/2018 y Aceptado: 05/12/2018
ENERLAC. Volume II. Número 2. Diciembre, 2018 (140-162).

1 Ingeniero eléctrico y electrónico de la Yonsei University, BE
dnjs9523@naver.com

2 Especialista Asociada de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) katherine.segura@olade.org

3 Director de Estudios, Proyectos e Información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
andres.schuschny@olade.org

RESUMEN

El objetivo de este artículo es recopilar y presentar, en forma armonizada y comparable, los resultados más relevantes correspondientes a la región de América Latina y el Caribe, de un conjunto de estudios prospectivos publicados recientemente por diferentes organismos internacionales. Se tomó como referencia el período 2016 – 2040, el cual se desagrega por quinquenios con la finalidad de mantener armonizadas las escalas de tiempo de todos los estudios considerados.

En el presente documento se da una breve referencia de la tendencia que tendrá la oferta y demanda de energía en la región, para el período de estudio, enmarcadas principalmente en el desarrollo y rápido crecimiento de las fuentes de energía renovable especialmente para generación eléctrica. A nivel de consumo final de energía, el petróleo y sus derivados continuará con una participación dominante con tendencia a disminuir paulatinamente, especialmente por una mayor participación del gas natural y biocombustibles en el sector transporte.

Palabras Claves: Estudios Prospectivos, *Outlooks*, Predicciones del Sector Energía, Proyecciones, Escenarios, Planificación Energética.

ABSTRACT

The objective of this article is to compile and present, in a harmonized and comparable way, the most relevant results corresponding to the Latin America and the Caribbean region, from a set of Prospective Studies recently published by different international organizations. The period 2016 - 2040 was taken as reference, which is broken down by five-year periods.

This document gives a brief reference to the trend that energy supply and demand will have within the region, for the period of study, focused mainly on the development and rapid growth of renewable energy sources, especially for electricity generation. Regarding final energy consumption, oil and its derivatives will continue with a dominant share with a tendency to decrease gradually, especially due to a greater participation of natural gas and biofuels in the transport sector.

Keywords: *Prospective Studies, Outlooks, Predictions of the Energy Sector, Projections, Scenarios, Energy Planning.*

INTRODUCCIÓN

Como parte de su programa de trabajo habitual, OLADE ha venido trabajando en temas de planificación energética a través de la creación de herramientas y mecanismos que contribuyan a la toma de decisiones de sus países miembros sobre bases informadas. En tal sentido, desde la Dirección de Estudios, Proyectos e Información, se ha considerado relevante identificar cómo los diferentes Organismos Internacionales y otras instituciones de relevancia académica, a través del desarrollo de Estudios Prospectivos (ó *Outlooks*), prevén el futuro del sector energético con miras a promover la planificación sectorial.

El texto que se presenta a continuación recopila y armoniza los resultados de varios estudios prospectivos con el fin de brindar información comparable acerca del comportamiento y evolución histórica de indicadores relacionados con la oferta y demanda de energía para el período 2016 – 2040 desagregados por quinquenios. Esta recopilación de resultados se ha realizado tanto a nivel mundial como regional, procesando la información que han publicado varios organismos e instituciones entre las que se incluye a la OLADE, en el caso regional.

En términos globales (ver OLADE, 2018), vale comentar a modo de resumen que la tasa de variación media acumulada del **consumo de energía primaria** entre 2016 y 2040 de los doce estudios prospectivos analizados es 1.12% por año, pasando de 13,993 Mtep en 2016 a 18,030 Mtep en 2040. Los combustibles fósiles continuarán teniendo un rol relevante en la demanda de energía primaria al año 2040, a pesar de que la nuclear, hidráulica y renovables crecerán más rápido. Como resultado, las participaciones del petróleo y carbón disminuirán mientras que aumentarán las del gas natural y las energías renovables.

En el caso del **consumo final de energía**, la electricidad posee una tasa de variación acumulada más alta entre las fuentes de energía final, seguida del gas natural, mientras que el carbón tiene el valor más bajo. La **generación eléctrica** registra una tasa de variación promedio de 1.98% para los seis estudios prospectivos, pasando de 24,732 Mtep a 39,052 Mtep. Considerando las emisiones de CO_2, seis estudios prospectivos indican que se incrementará hasta 2030 en un promedio de 1.03% por año, y sólo dos de ellos (EXXONMOBIL, EQUINOR) predicen que las emisiones disminuirán a partir del 2030 en aproximadamente -0.05% por año. A pesar de ello, la tasa de crecimiento es mucho menor que la de los últimos 25 años a medida que aumenta la eficiencia energética y se utilizan combustibles bajos en carbono, como el gas natural y las energías renovables. La tasa de variación promedio de los seis estudios prospectivos analizados es 0.88% p.a.

Para la región de **América Latina y el Caribe (ALC)**, la tasa de variación promedio del **consumo de energía primaria** entre 2016 y 2040 de siete estudios prospectivos es de 1.93% por año, pasando de 755 Mtep a 1,172 Mtep. El gas natural contribuirá más al crecimiento del consumo de energía primaria en ALC y esta tendencia resulta ser similar a la situación planteada a nivel global.

La tasa de variación media acumulada del **consumo final de energía** de cinco estudios prospectivos es de 2.06% por año, pasando de 563 Mtep en el 2016 a 899 Mtep en el 2040, mientras que la de la **generación eléctrica** crecerá a una tasa media acumulada de 2.73% por año, pasando de 1430 TWh en 2016 a 2,658 TWh en 2040.

PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN

Recopilación de Estudios Prospectivos o *Outlooks*

Para comparar las prospectivas energéticas elaboradas por las diferentes organizaciones, primero se recopilaron todos los estudios disponibles, identificando la periodicidad y temas que abordan; finalizado este proceso se los clasificó en 5 categorías: (i) Estudios con prospectiva energética mundial (24 estudios); (ii) Estudios con prospectiva energética regional (46); (iii) Estudios con proyecciones de combustibles (28); (iv) Estudios prospectivos que incluyen variables de desarrollo sostenible y cambio climático (9) y (v) Estudios realizados por institutos de investigación (2).

En total, se recopilaron 109 estudios prospectivos (o *outlooks*), sobre los cuales se aplicaron los siguientes criterios de selección para que sean incluidos en el análisis comparado realizado:

a) Relacionados con el año base; se tomó como referencia el año 2016 con la finalidad de reflejar la situación más actual que sea posible.

b) Similitud de variables que puedan ser analizadas.

c) Similitud en la composición de los países de la subregión de América Latina y el Caribe.

A partir de allí, para el caso regional, se seleccionaron 7 estudios prospectivos para la presente investigación. Estos son:

1. *World Energy Outlook* 2017 – Agencia Internacional de Energía (AIE, 2017)

2. 2018 *Outlook for Energy* – EXXONMOBIL (2018)

3. IEEJ *Outlook* 2018 – Instituto de Economía Energética de Japón (IEEJ, 2017)

4. *World Energy Scenarios* 2017 – Escenarios Energéticos de América Latina y el Caribe (WEC, 2017)

5. *Global and Russian Energy Outlook* 2016 – Instituto de Investigación Energética de la Academia de Ciencias de Rusia (ERIRAS, 2016)

6. *Energy [r]evolution : A Sustainable World Energy Outlook* 2015 – GREENPEACE (2015

7. Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018 – (OLADE, 2018)

Búsqueda de variables comunes

Cada estudio considerado presenta información prospectiva abordando diferentes temas entre los que se destacan:

- Consumo de energía primaria/final por combustible/región/sector
- Importación/exportación de combustible y precios
- Oferta de energía por combustible/región/sector
- Inversión de energía o necesidades de inversión por combustible/región/sector
- Generación eléctrica por combustible/región/sector
- Producción de combustibles
- Emisiones de CO_2 (Gases de Efecto Invernadero)
- Eficiencia Energética
- Capacidad instalada para generación eléctrica

Para definir las variables a analizar, se consideró que por lo menos sean consideradas en 4 de los

siete estudios prospectivos analizados. Derivado de esto se obtuvieron 6 variables mundiales, analizadas en OLADE (2018) y 4 para ALC que se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1. Lista de variables comunes

4 variables comunes de ALC
1. ALC consumo de energía primaria por fuente de energía (7 estudios prospectivos)
2. ALC consumo final de energía por tipo de combustible (5 estudios)
3. ALC consumo final de energía por sector (5 estudios)
4. ALC generación eléctrica por fuente de energía (6 estudios prospectivos)

Fuente: Elaboración propia.

Recopilación de datos

Cada estudio prospectivo presenta diferentes escenarios, los cuales son denominados de distinta manera, para lo cual se seleccionaron escenarios con características lo más similares posibles. Así, se utilizaron los escenarios base (o "*business-as-usual*" ó BAU), es decir, aquellos de carácter tendencial que no agregan más hipótesis contrafácticas, que aquellas que vienen aconteciendo según las tendencias y políticas vigentes. La finalidad de usar estos escenarios es la de obtener resultados lo más comparables posibles. A pesar de ello y dado que en cada estudio prospectivo se trabaja con un modelo de simulación distinto puede haber diferencias en la forma en que se realizan las diversas proyecciones. El objetivo de este trabajo es mostrar resultados generales obtenidos de cada estudio con el fin de disponer de un marco de comparabilidad que nos permita conocer cómo cada estudio considerado concibe la evolución futura de tales resultados generales y no la de comparar modelos entre sí.

De igual manera se estandarizaron las unidades convirtiendo toda la información disponible a millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep); Teravatio hora (TWh) para las variables asociadas a generación eléctrica y millones de toneladas (Mt) para emisiones. Dado que los resultados de todos los estudios estaban expresados en unidades energéticas, la conversión realizada no revistió inconveniente alguno.

Para el caso de los períodos de tiempo, los diversos estudios prospectivos pueden presentar períodos diferentes. Dado que se tomó como referencia el período 2016 – 2040, se extrapolaron los valores por quinquenios, por lo que se calcularon las tasas de variaciones interanuales mediante la expresión de la tasa de variación media acumulada:

$$\overline{TV}^{t}_{t+n} = \left[\left(\frac{M_{t+n}}{M_t} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \right] \bullet 100$$

donde:

$\overline{TV}^{t}_{t+n}$ = Tasa de variación media acumulada entre $t+n$ y t

M_t = Monto o valoren el instante t

M_{t+n} = Monto en el instante posterior $t+n$

Entonces, la tasa de variación de todo el período TT comprendida entre t y $t+n$ se puede calcular mediante la expresión:

$$TT^{t}_{t+n} = \left[\left(1 + \frac{TV^{t}_{t+n}}{100} \right)^{n} - 1 \right] \bullet 100$$

Estando ambas tasas expresadas en términos porcentuales.

HIPÓTESIS UTILIZADAS

La mayor parte de los estudios prospectivos consideran algunas variables socioeconómicas, como el crecimiento de la población y el PIB, para construir los respectivos escenarios predictivos. En la tabla 2, se registran el período, los escenarios utilizados y tasas de variaciones media acumuladas empleadas.

Tabla 2. Hipótesis principales de cada estudio prospectivo – ALC

	Período	Tasa de crecimiento del PIB (% p.a.)	Tasa de crecimiento de la población (% p.a.)
AIE	2016 – 2040	2.8	0.7
EXXONMOBIL	2016 – 2040	2.8	**
IEEJ	2015 – 2050	2.7	0.6
WEC	2014 – 2040	*3.8	*0.74
ERIRAS	2015 – 2040	1.9	0.69
GREENPEACE	2012 – 2050	2.9	0.67
OLADE	2016 – 2040	2	1.14

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

* Estimaciones propias a partir del Escenario Modern jazz (rápido crecimiento económico).

**Para el caso de EXXONMOBIL no se presentan datos de población por lo que no fue factible calcular las tasas de crecimiento.

AIE: ALC- Países Miembros de OLADE más Antigua y Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Bermuda, Islas Vírgenes Británicas, Islas Caimán, Islas Malvinas, Guyana Francesa, Guadalupe, Martinica, Saint Kitts and Nevis, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas e Islas Turcas y Caicos.
IEEJ: ALC- Brasil, Chile, México y otros países de ALC.
WEC: ALC – Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Trinidad & Tobago, Uruguay y Venezuela.
ERIRAS: Centroamérica y Suramérica.
Greenpeace: ALC - Países de la AIE.
OLADE: ALC – Argentina, Barbados, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Grenada, Guatemala, Guyana, Haití, honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Suriname, Trinidad & Tobago, Uruguay y Venezuela.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Presentamos a continuación los resultados obtenidos del ejercicio de compilación y armonización de los siete estudios prospectivos correspondientes a la región de América Latina y el Caribe. Para examinar los resultados obtenidos a nivel mundial, recomendamos consultar el Panorama Energético de América Latina y el Caribe, próximo a ser publicado en diciembre del 2018, donde se podrá acceder, también, a un completo capítulo de prospectiva regional.

Consumo de energía primaria

Según el BID (2016), "*las 6 economías más importantes de la región (Brasil, México, Argentina, Venezuela, Chile y Colombia) continuarán dominando la tendencia del uso energético de la región. Más del 83% del incremento total del consumo de energía primaria para el 2040 se espera que provenga de estos países.*"

Por fuente de energía

Los siete estudios prospectivos (AIE, EXXONMOBIL, IEEJ, WEC, ERIRAS, GREENPEACE y OLADE) presentan información sobre el consumo de energía primaria de ALC por fuente de energía. La tasa de variación promedio entre 2016 y 2040 es 1.93% para los siete estudios, pasando de 755 Mtep a 1,172 Mtep. En la Tabla 3 se presentan datos sobre el consumo de energía primaria para América Latina y el Caribe por cada estudio prospectivo.

WEC pronostica que las fuentes renovables contribuirán más al crecimiento del consumo primario de energía en ALC, y los otros estudios prospectivos predicen también una contribución significativa, con un promedio de 24.29%.

Tabla 3. Consumo de energía primaria ALC

Mtep	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	664	706	752	823	916	1,000
EXXONMOBIL	695	742	798	862	927	990
IEEJ	865	928	1,014	1,091	1,182	1,262
WEC	728	780	853	918	1,001	1,076
ERIRAS	708	737	792	855	919	977
GREENPEACE	754	813	898	983	1,067	1,142
OLADE	870	952	1,095	1,261	1,486	1,757

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

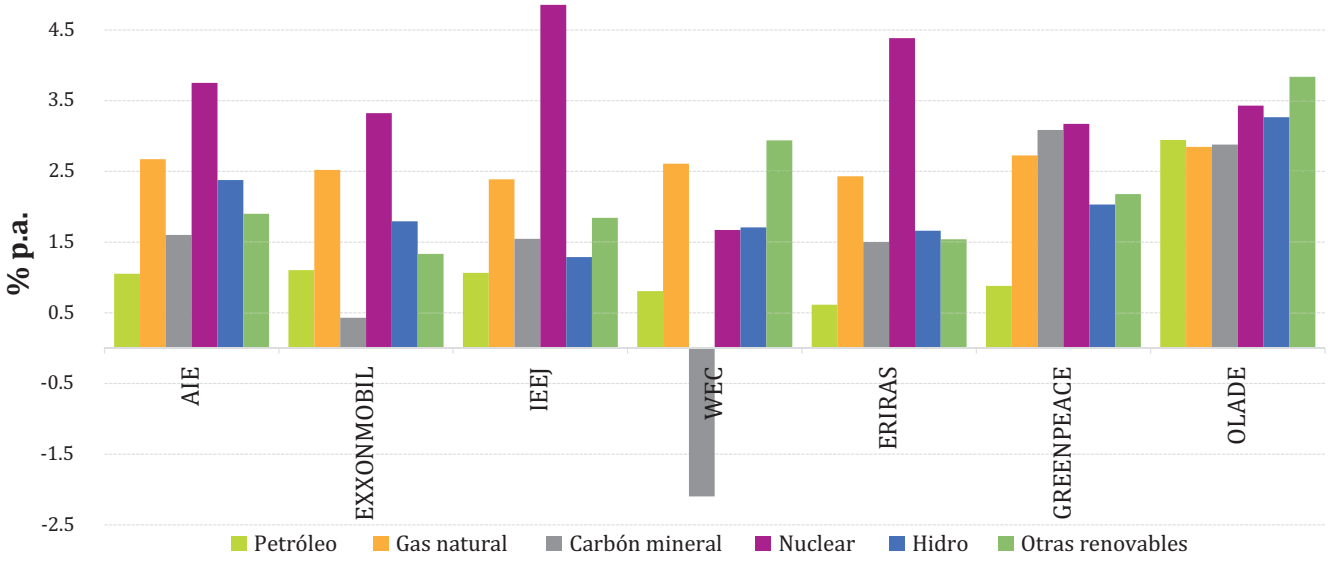
A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo de energía por fuente:

Petróleo

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.94% de OLADE y la más baja, de 0.61% de ERIRAS y la tasa promedio de 1.21% por año para los 7 estudios.

En el 2040 todavía el petróleo mantendrá su papel en el consumo de energía primaria, pero la tasa de variación promedio entre los combustibles es la más baja (Figura 1) y la participación disminuye continuamente en todos los estudios. Sin embargo, tiene una contribución importante en el crecimiento del consumo de energía primaria en ALC, manteniendo su segundo o tercer lugar entre los combustibles.

Figura 1. ALC tasa de variación del consumo de energía primaria (2016 – 2040)



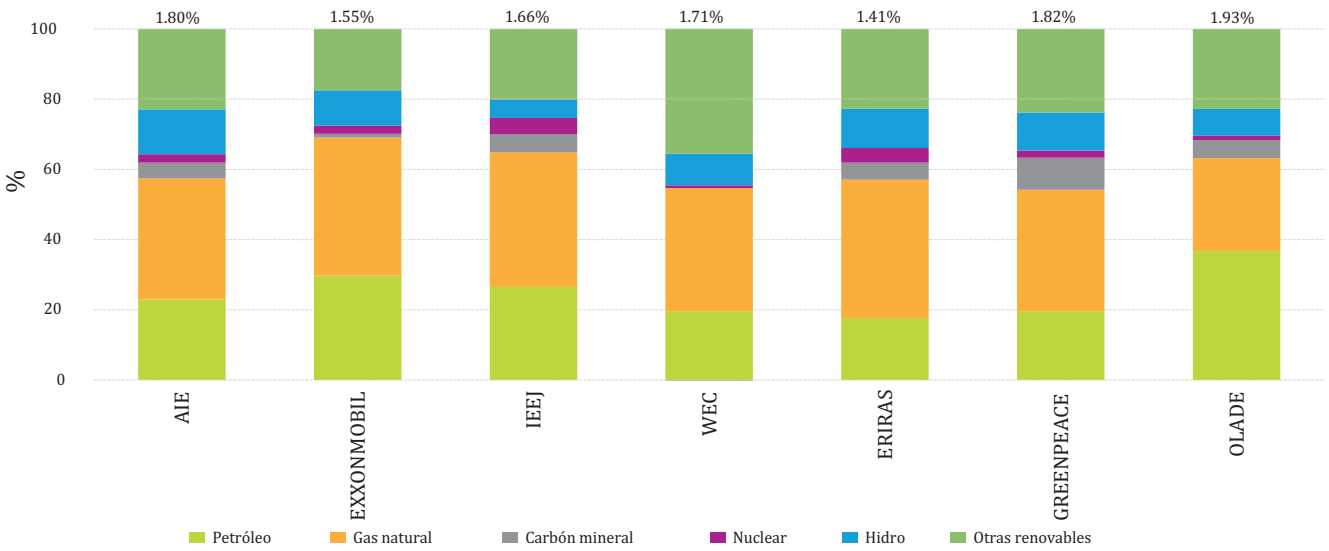
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.85% de OLADE y la más baja, de 2.39% de IEEJ y la tasa promedio de 2.60% por año de los 7 estudios.

El gas natural continuará siendo la fuente de energía con la mayor contribución al crecimiento del consumo de energía primaria en ALC. Su tasa de variación es la segunda más alta entre las fuentes de energía en seis estudios (excepto GREENPEACE). El primer lugar es nuclear, pero teniendo en cuenta que su cantidad absoluta es muy leve en comparación con la del gas natural, podemos concluir que esta última será la fuente con mayor contribución al crecimiento del consumo de energía primaria en la región.

Figura 2. ALC contribución al crecimiento del consumo de energía primaria (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Los números por encima de las barras significan una tasa promedio anual de crecimiento del consumo de energía primaria ALC pronosticada en cada estudio prospectivo.

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.09% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de -2.10% de WEC; la tasa promedio es de 1.28% por año para los 7 estudios prospectivos.

WEC pronostica que en 2040 el uso del carbón para la energía primaria es menor que el de 2016. Otros outlooks prevén un aumento del carbón, pero la participación de carbón entre los combustibles es pequeña en comparación con otros combustibles fósiles y renovables (Figura 3) porque "el papel del carbón en ALC fuera de Colombia y Chile también será limitado" (WEC, 2017, p. 40).

Hidro

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.27% correspondiente a OLADE y la más baja, de 1.29% de IEEJ y la tasa promedio es de 2.01% por año para los 7 estudios.

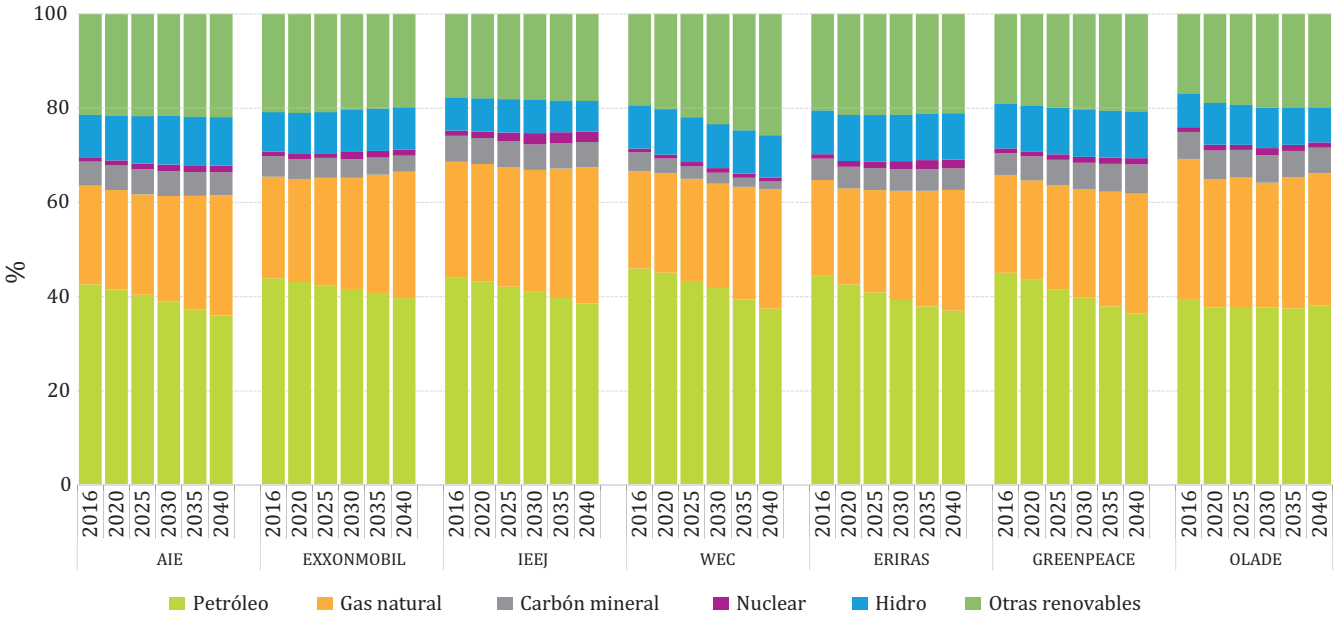
La hidroenergía en el consumo de energía primaria ocupa el cuarto lugar en importancia de participación y como se observa en la Figura 3 se muestra que durante el período de estudio habrá un mayor incremento, sin embargo, su participación disminuirá por una mayor penetración del gas natural especialmente en el 2040 según WEC.

Nuclear

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.86% de IEEJ y la más baja, de 1.67% de WEC; la tasa promedio es de 3.51% por año para los 7 estudios.

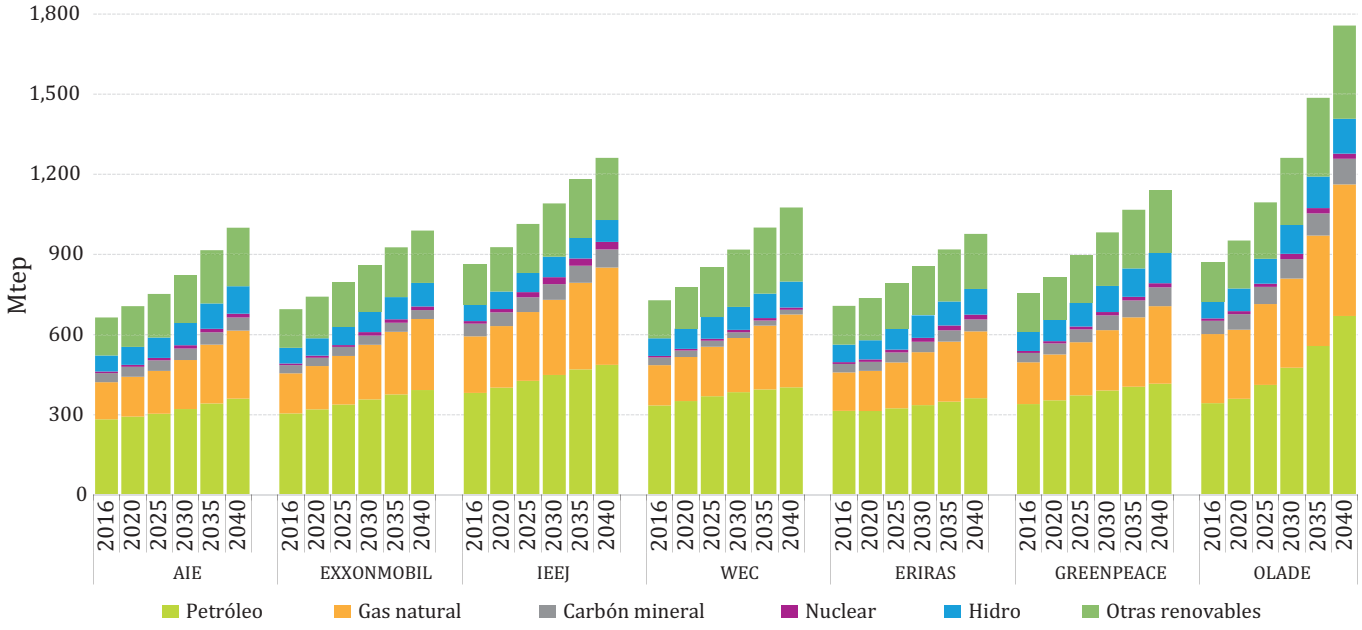
La energía nuclear tiene un papel muy limitado en la región de ALC en 2016 y esta tendencia se mantiene hasta el 2040. La participación de la energía nuclear en el consumo de energía primaria es baja para todo el período de estudio (Figura 3).

Figura 3. Participación del consumo de energía primaria por fuente de energía para ALC



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Figura 4. ALC consumo de energía primaria por fuente de energía



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.94% de WEC y la más baja, de 1.33% de EXXONMOBIL; la tasa promedio es de 2.22% por año para los 7 estudios.

WEC pronostica que las fuentes renovables contribuirán más al crecimiento del consumo primario de energía en ALC, y los otros estudios prospectivos predicen también una contribución significativa, con un promedio de 24.29%. En el caso de WEC, se prevé que la participación de renovables superará la del gas natural en 2040 en tanto que otros estudios indican que su participación se mantendrá en un rango comprendido del 18% al 22%.

La biomasa tiene un papel importante en ALC especialmente en Brasil. Por ejemplo, WEC predice que "la demanda de biomasa superará la de petróleo para ser la mayor fuente de energía primaria en Brasil para el 2050" (WEC, 2017, p. 37).

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA FINAL

"Aunque un mayor crecimiento económico, abundantes y baratos suministros de energía impulsan el aumento del consumo energético final, los países de ALC continúan diversificando sus economías más allá de las exportaciones de productos básicos y creando sectores de manufactura y servicios. Las tecnologías también hacen que la actividad industrial sea más eficiente, mientras que la creciente penetración de las energías renovables ayuda a lograr una conversión más eficiente" (WEC, 2017, p. 33).

En la tabla 4 se presentan datos sobre consumo final de energía para cada uno de los *outlooks* analizados.

Tabla 4. LAC consumo final de energía

Mtep	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	496	532	572	624	691	751
IEEJ	620	663	722	773	837	892
WEC	545	582	639	690	745	794
GREENPEACE	529	590	658	726	771	847
OLADE	625	688	782	898	1040	1213

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

Cinco estudios (AIE, IEEJ, WEC, GREENPEACE y OLADE) ofrecen información sobre el consumo de final energía de ALC por combustible o sector. La tasa de variación promedio entre 2016 y 2040 es 2.06%, pasando de 563.0 Mtep a 899.4 Mtep, al 2040. A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo final de energía por tipo de combustible.

POR TIPO DE COMBUSTIBLE

Petróleo y derivados

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.96% de OLADE y la más baja, de 0.75% de WEC; la tasa promedio es de 1.54% por año para los cinco estudios prospectivos.

El petróleo y sus derivados mantienen su papel protagónico en el consumo final de energía durante el período de investigación, aunque su porcentaje de participación disminuye continuamente, ya que las participaciones de otras fuentes como el gas natural y la electricidad aumentan. Sin embargo, dos estudios (AIE, IEEJ) predicen que contribuirá significativamente al crecimiento del consumo final de energía hasta 2040.

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.40% correspondiente al WEC y la más baja, de 1.81% de IEEJ; la tasa promedio de 2.66% por año para los cinco estudios.

El gas natural tiene la segunda magnitud más pequeña, entre cinco combustibles para el consumo final de energía. Sin embargo, WEC, muestra la tasa de variación más alta entre las fuentes, para el período de 2016 – 2040. Adicionalmente, en el mismo estudio se prevé que el gas natural contribuya más al crecimiento del consumo final de energía en el mismo período. Por lo tanto, se espera que la contribución del gas natural sea mayor que la de la electricidad después de 2040, según los datos de WEC.

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.26% de GREENPEACE y la más baja, de -0.34% de WEC; la tasa promedio es de 1.98% por año para los cinco estudios.

ALC no utiliza carbón mineral tanto como otras fuentes para el consumo final de energía. Por

ejemplo, la participación promedio de carbón mineral entre cinco combustibles en 2016 fue sólo 2.20% y será 2.35% en 2040, un aumento muy leve. WEC prevé que el uso de carbón mineral para el consumo final de energía disminuirá mientras GREENPEACE predice lo contrario, 4.26% del crecimiento por año. Sin embargo, la cantidad absoluta de carbón mineral es demasiado pequeña, en otras palabras, la contribución al crecimiento es muy leve.

Electricidad

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.78% de OLADE y la más baja, de 2.33% de WEC; la tasa promedio de 2.86% por año para los cinco estudios.

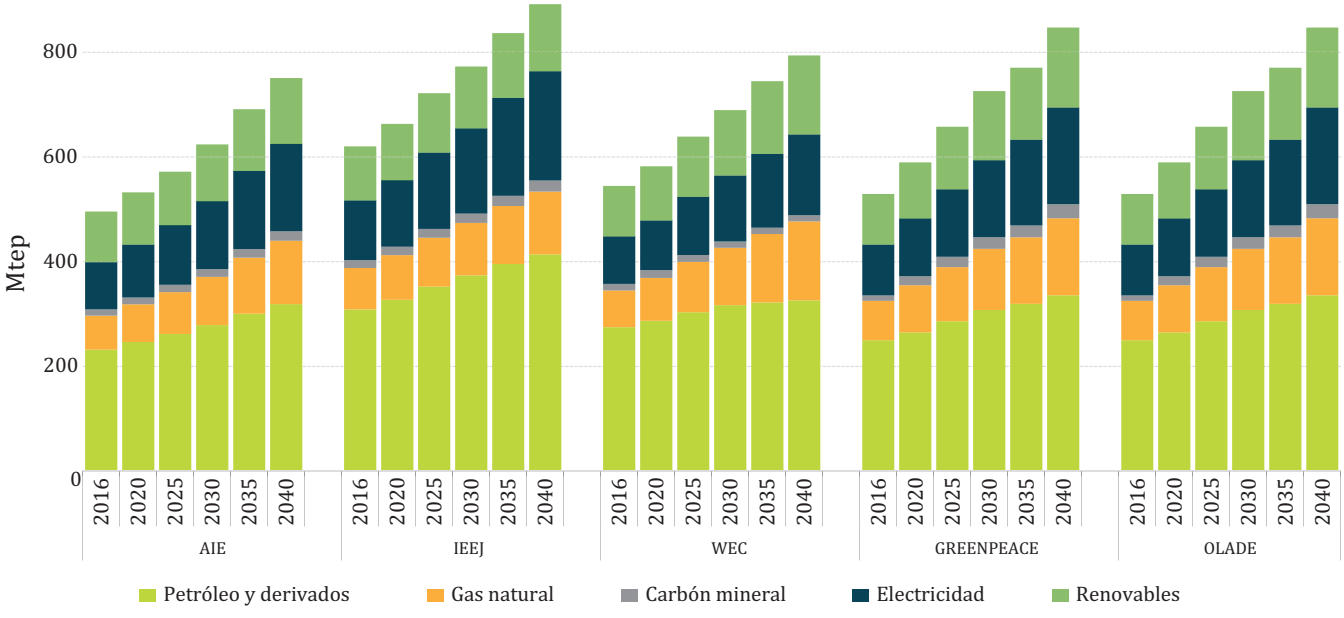
GREENPEACE indica que "debido al crecimiento económico, el aumento de los niveles de vida y la electrificación del sector del transporte, se prevé que la demanda general de electricidad aumentará a pesar de las ganancias de eficiencia en todos los sectores. La electricidad se convertirá en la principal energía "primaria" renovable, no sólo para uso directo de diversos propósitos sino también para la generación de combustibles sintéticos para la sustitución de combustibles fósiles" (Greenpeace, 2015, p. 104).

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.18% de OLADE y la más baja, de 0.95% de IEEJ; la tasa promedio es de 1.65% por año para los 5 estudios.

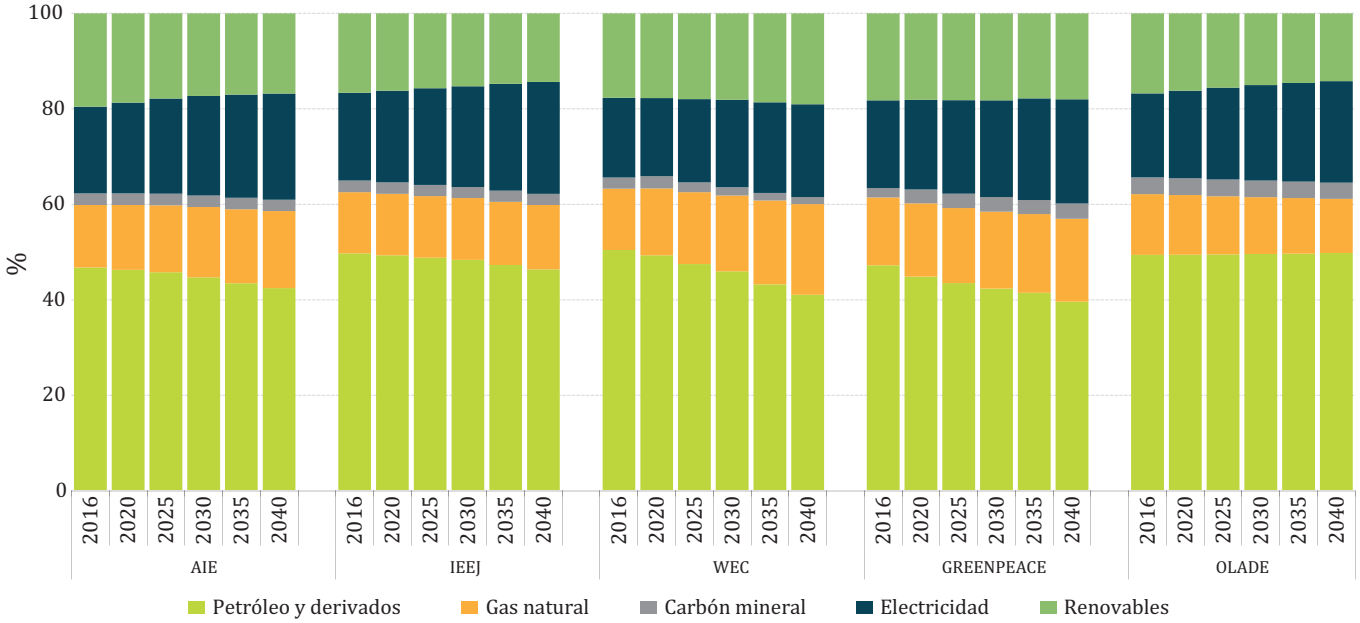
Según la AIE, en Brasil, "la participación de uso renovable directo e indirecto en el consumo final de energía aumentará del 39% en el 2016 al 45% en 2040, en comparación con una progresión global del 9% al 16% en el mismo período" (AIE, 2017, p. 24).

Figura 5. ALC consumo final de energía por combustible



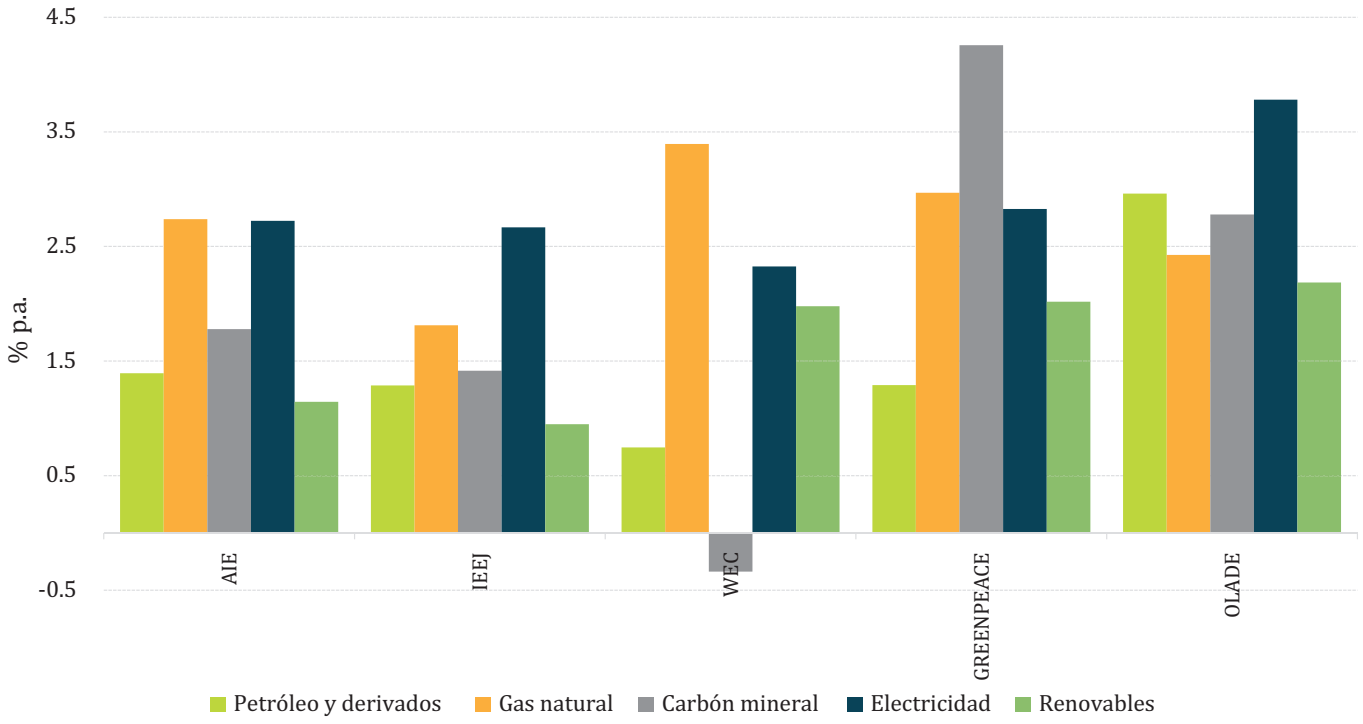
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 6. ALC participación del consumo final de energía por tipo de combustible



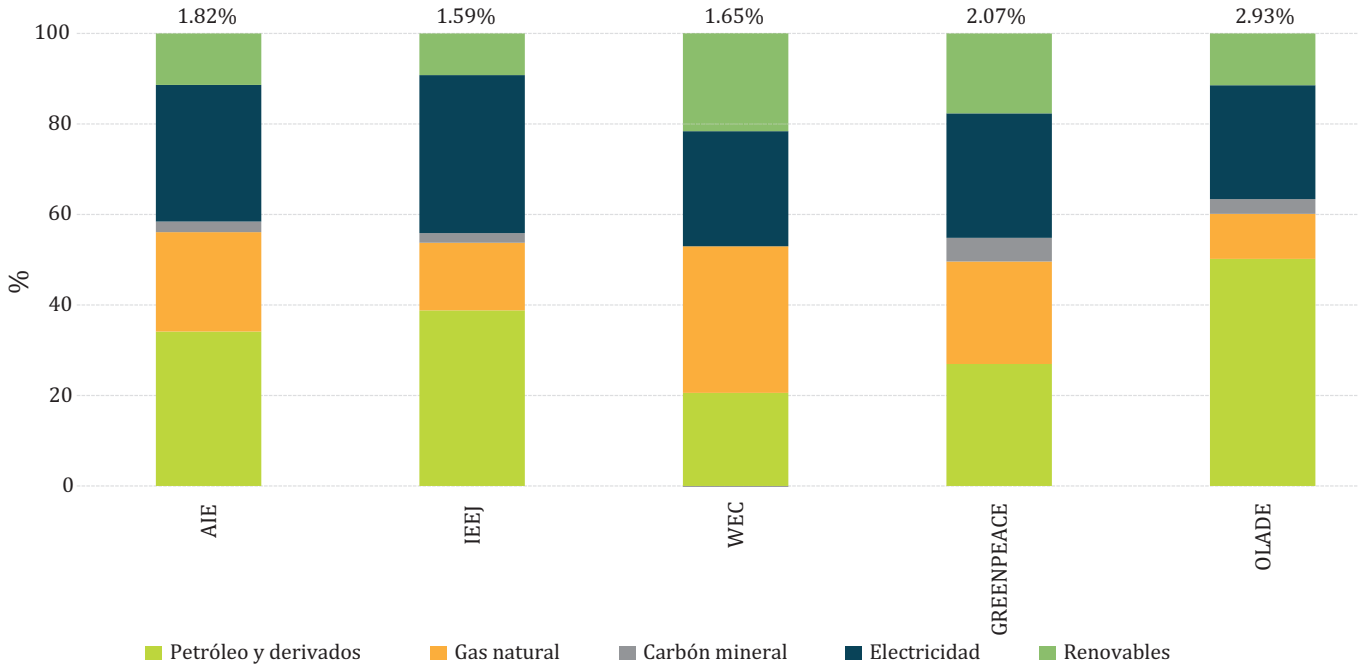
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales. Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 7. ALC Tasa de variación del consumo final de energía por tipo de combustible (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales. Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 8. Contribución al crecimiento del consumo final de energía por tipo de combustible ALC (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC); solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).
Los números por encima de las barras significan una tasa de variación anual promedio del consumo final de energía de ALC pronosticada en cada Outlook.

POR SECTOR

En un escenario de Greenpeace, se espera que "como resultado de la renovación relacionada con la energía de las existencias en edificios residenciales, la introducción de estándares de energía baja y 'climatización pasiva' para los nuevos edificios, así como el aire altamente eficiente los sistemas de acondicionamiento, brindando la misma comodidad y los servicios energéticos estarán acompañados de una demanda energética mucho más baja" (Greenpeace, 2015, p. 104). A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo de energía por sector:

Transporte

La tasa de variación media anual acumulada más alta registrada es de 3.33% correspondiente a OLADE y la más baja, de 1.29% de WEC; la tasa promedio es de 1.91% por año para los 5 estudios.

Según el informe de IRENA (2016), "el transporte representa una mayor participación en América Latina que en la OCDE, debido principalmente a una flota de vehículos menos eficiente y a una composición modal diferente (por ejemplo, una baja participación del transporte ferroviario)."

"Debido al aumento de la población, el crecimiento del PIB y los niveles de vida más altos, se prevé que la demanda de energía del sector del transporte aumente en el escenario de referencia en alrededor de 61% a 11,030 PJ/a (264 Mtep) en 2050." reportado por GREENPEACE (2015, p. 111).

Industria

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.68% de OLADE y la más baja, de 1.52% de IEEJ y la tasa promedio es de 2.00% por año para los 5 estudios prospectivos.

La industria es el segundo sector económico con mayor participación en el consumo final de energía pasando de 713.38 Mtep 2016 a 1083.83 Mtep 2040 con un incremento de 51.93% total. Cuatro de los cinco estudios (AIE, WEC, GREENPEACE y OLADE) esperan que la industria contribuya más al crecimiento del consumo final de energía.

Otros

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.83% (OLADE) y la más baja, de 1.65% (WEC); la tasa promedio de 2.09% por año para los cinco estudios prospectivos.

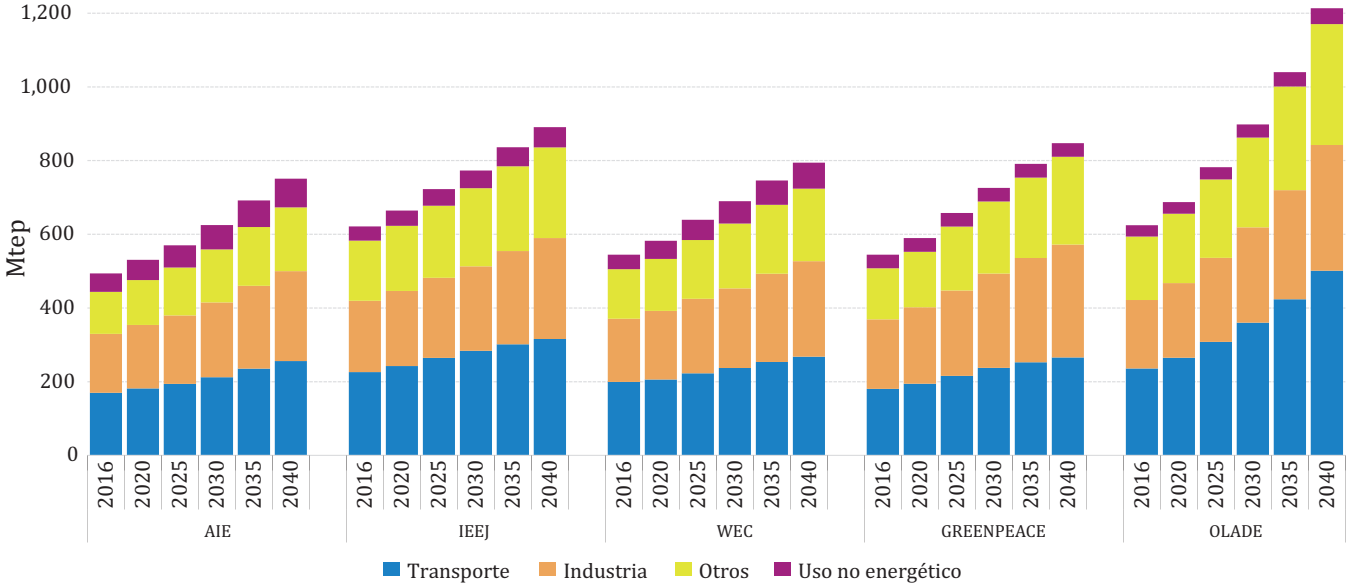
Este sector es el tercer sector económico con mayor participación en el consumo final de energía pasando de 550.81 Mtep en 2016 a 853.65 Mtep en 2040, con un incremento de 54.98% total. GREENPEACE señala que este sector tiene la tasa de variación más alta entre los sectores de consumo final de energía.

Uso no energético

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.59% de WEC y la más baja, de 0.07% de GREENPEACE; la tasa promedio es de 1.53% por año para los cinco estudios.

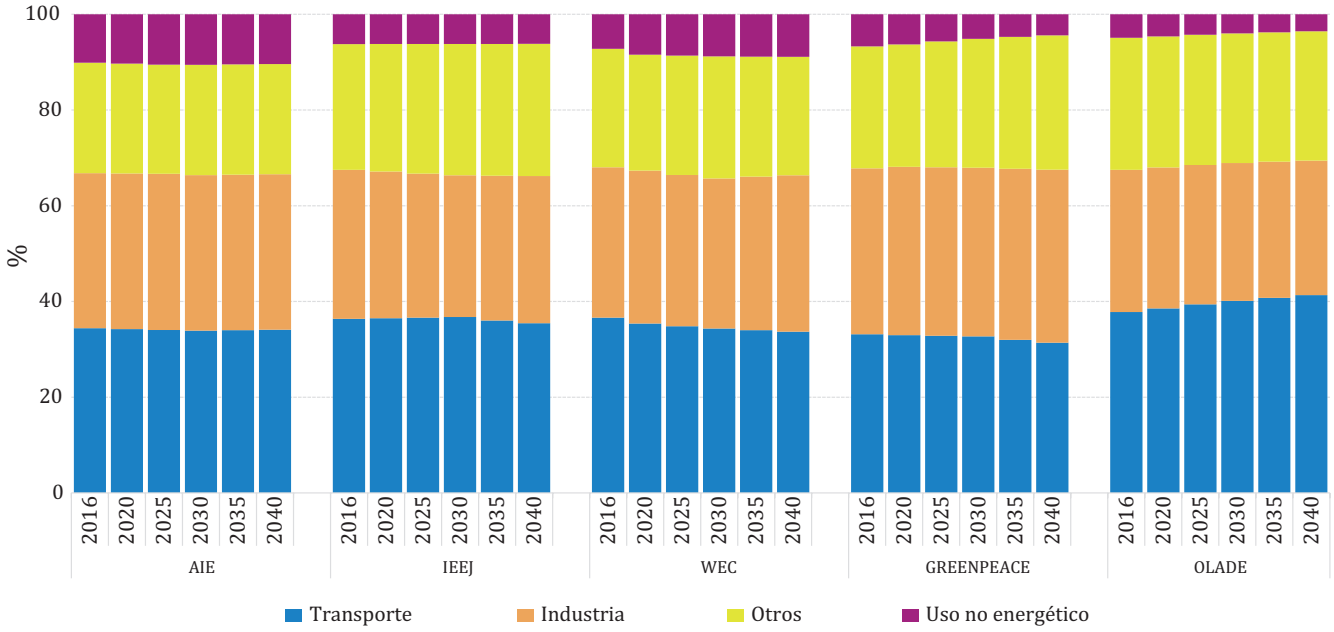
Uso no energético es el sector económico más pequeño en el consumo final de energía pasando de 164.49 Mtep en 2016 a 240.81 Mtep en 2040 con un incremento de 46.40% total.

Figura 9. ALC consumo final de energía por sector



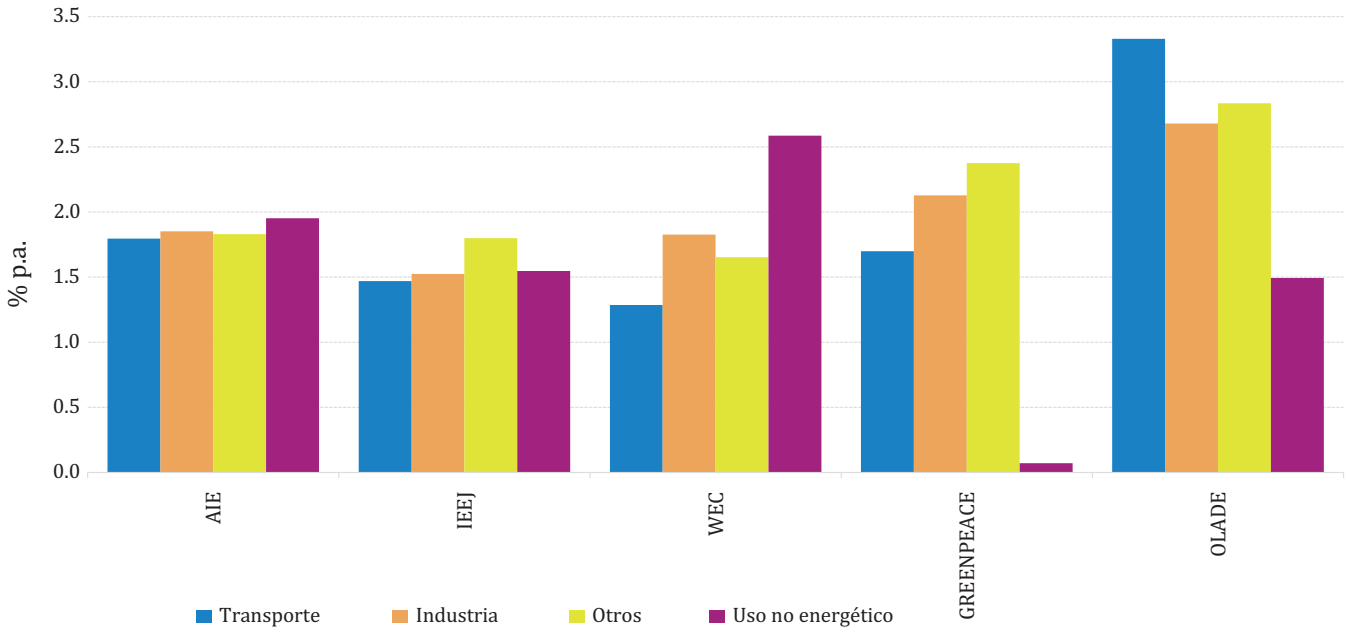
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 10. ALC participación del consumo final de energía por sector



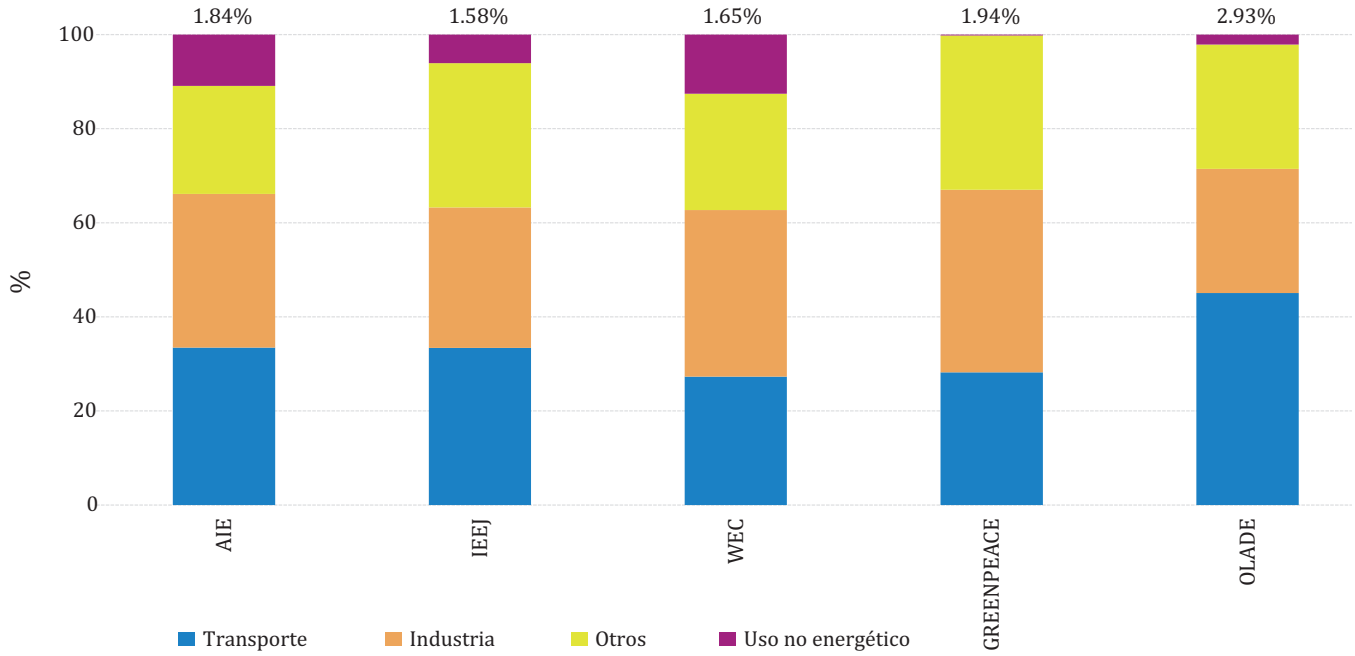
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE

Figura 11. ALC Tasa de variación del consumo final de energía por sector (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 12. ALC contribución al crecimiento del consumo final de energía por sector (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE
Los números por encima de las barras significan una tasa de variación anual promedio del consumo final de energía de ALC pronosticada en cada Outlook.

GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los seis estudios prospectivos (AIE, IEEJ, WEC, ERIRAS, GREENPEACE y OLADE) ofrecen información sobre la generación eléctrica de ALC. La tasa de variación promedio entre 2016 y 2040 es 2.73%, pasando de 1,429.67 TWh a 2,657.50 TWh. En la tabla 5 se presenta la generación eléctrica para ALC.

Tabla 5. ALC generación eléctrica

TWh	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	1,299	1,448	1,630	1,869	2,138	2,387
IEEJ	1,635	1,808	2,066	2,314	2,616	2,906
WEC	1,332	1,425	1,637	1,870	2,062	2,245
ERIRAS	1,325	1,411	1,577	1,747	1,914	2,072
GREENPEACE	1,401	1,567	1,818	2,067	2,332	2,574
OLADE	1,586	1,842	2,196	2,623	3,141	3,761

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

Según el BID, "*se espera que más del 80% del crecimiento proyectado provenga de las 6 economías más grandes de la región. El Brasil (37%) y México (19%) solo representarían más de la mitad de las necesidades de electricidad de la región en 2040. Los requisitos totales de electricidad en Brasil aumentarían en un 96%, mientras que las necesidades de México aumentarían en un 87%*" (BID, 2016, p. 26).

POR TIPO DE COMBUSTIBLE

A continuación, se presenta el análisis de la generación eléctrica por fuente de energía:

Hidro

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.28% (OLADE) y la más baja, de 1.29% (IEEJ); la tasa promedio es de 1.98% por año para los 4 estudios prospectivos.

Solo 4 estudios (IEEJ, WEC, ERIRAS y OLADE) ofrecen la información sobre la participación de hidro en la generación de energía. La energía hidroeléctrica es el combustible más dominante para la generación de energía en ALC y esto es igual en 2040 según WEC y ERIRAS.

Sin embargo, la tasa de variación de la energía hidroeléctrica es menor que las de nuclear, gas natural y renovables. Según WEC: "l*a contribución de la energía eléctrica a la nueva generación de electricidad se retrasará debido a las preocupaciones ambientales y sociales, por lo que su participación en la generación de electricidad disminuirá después de 2030*."[1]

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.44% correspondiente al estudio de GREENPEACE y la más baja es de 3.01% de ERIRAS; la tasa promedio es de 3.75% por año para los 5 estudios prospectivos.

El gas natural muestra la segunda mayor participación entre seis combustibles para la generación eléctrica en ALC. IEEJ prevé que va a contribuir más al crecimiento de la generación eléctrica. Otros cinco outlooks predicen también una contribución significativa, con un promedio de 34.85% para los seis estudios prospectivos.

"*Aunque el gas natural desempeña un papel transitorio para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, la cuota de combustible fósil de la electricidad disminuirá de 37% en 20140 a 23%*"[2], informó WEC.

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 8.64% de OLADE y la más baja, de 2.48% de GREENPEACE; la tasa promedio es de 5.17% por año para los 6 estudios prospectivos.

Más allá de 2030, se prevé que la energía eólica, la energía solar y otras renovables serán el factor dominante del crecimiento de la generación eléctrica. WEC pronostica que "*más allá de 2030, el nuevo crecimiento de la generación eléctrica en ALC será dominado por el viento/solar/otros y así que la parte de la generación de electricidad aumentará drásticamente de 2% en 2014 a 19% – 29% en 2060*"(WEC, 2017, p. 63) También Bloomberg New Energy Finance (BNEF) espera que "el viento y la energía solar que en la actualidad representan alrededor del 4% de la capacidad de generación. llegue a 37% en el 2040, por lo que alrededor del 90% de la electricidad de la región provendrá de nuevas fuentes de energía – incluyendo grandes hidroeléctricas y nucleares, así como solar y eólica" (BNEF, 2017).

Un informe realizado por el BID y el Consejo Atlántico pronostica un futuro brillante de las energías renovables en ALC. "*Si bien las nuevas tecnologías que reducen el costo de la extracción de gas natural pueden permitir una segunda*

1 "*World Energy Scenarios – Latin America and the Caribbean energy scenario*", WEC, 2017, 63p.

2 "*World Energy Scenarios – Latin America and the Caribbean energy scenario*", WEC, 2017, 35p.

ola de producción de energía, el crecimiento del sector de las energías renovables, promovido principalmente por las economías del Cono Sur, podría permitir que el sector energético de América Latina y el Caribe sea impulsado principalmente por fuentes renovables por 2040" (BID, 2016b, p. 142).

Petróleo y derivados

La tasa de variación media anual acumulada más alta (en valor absoluto) es de -3.37 de WEC y la más baja de -0.69% de IEEJ; la tasa promedio de -2.12% por año para los seis estudios prospectivos.

Seis estudios pronostican que el uso de petróleo y derivados para la generación eléctrica disminuirá gradualmente en promedio de 160.56 Mtep en 2016 a 100.4 Mtep en 2040, debido al aumento de gas natural y fuentes renovables para la generación eléctrica. La parte del petróleo y derivados también disminuye en todos los estudios prospectivos, en promedio de 11.47% en 2016 a 4.05% en 2040.

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.70% de GREENPEACE y la más baja, de -3.36% de WEC; la tasa promedio es de 1.27% por año para los seis estudios.

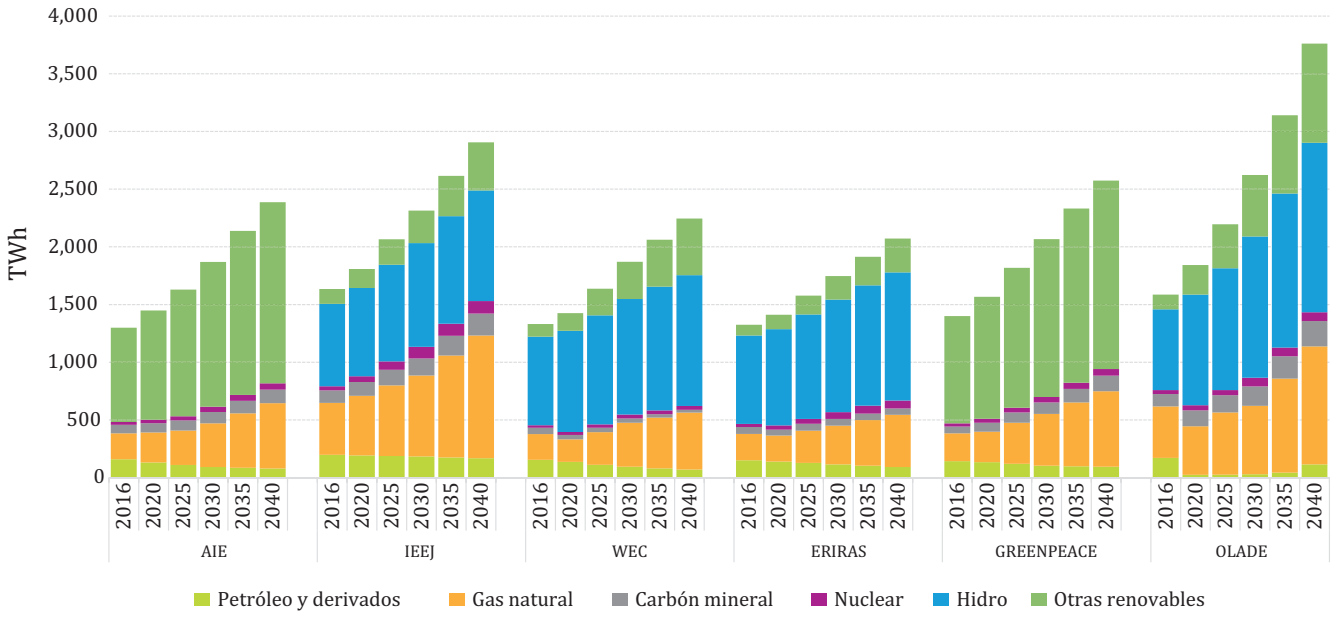
ALC no utiliza carbón mineral tanto como otras fuentes para la generación de electricidad. Por ejemplo, la proporción promedio de carbón mineral entre seis combustibles en 2016 fue de sólo 5.02% y se reducirá a 4.09% en 2040. WEC y ERIRAS prevén que el uso del carbón mineral para la generación eléctrica disminuirá mientras GREENPEACE predice lo contrario, 3.70% del crecimiento por año. Sin embargo, la cantidad absoluta de carbón mineral es demasiado pequeña, en otras palabras, la contribución al crecimiento es muy leve.

Nuclear

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.97% de IEEJ y la más baja, de 1.68% de WEC; la tasa promedio anual es de 3.52% para los seis estudios prospectivos.

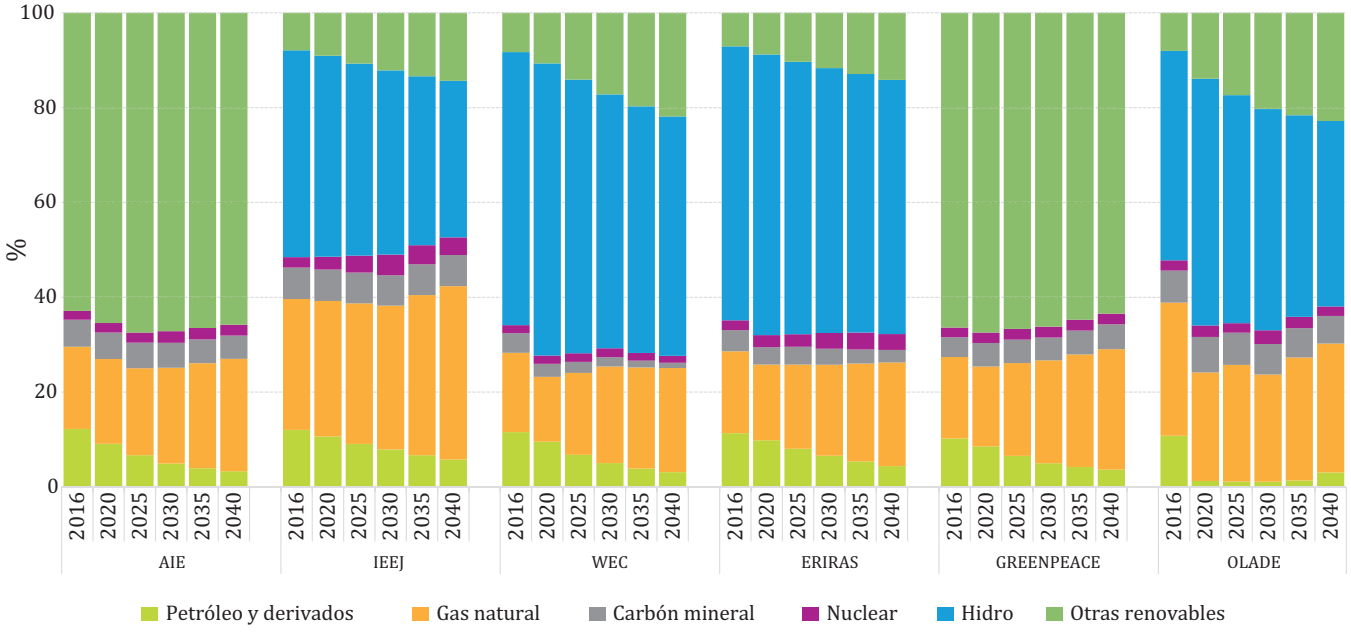
La parte de la energía nuclear para la generación eléctrica sigue siendo la más baja en todas las prospectivas y en todo el período. Comparando con la escala global (Figura 13), podemos ver que Latinoamérica no desarrolla mucho la energía nuclear. Esto se debe a que los países de América Latina ya cuentan con abun-dantes recursos naturales, como combustibles fósiles y energía hidroeléctrica. Así, los países latinoamericanos no tienen una fuerte motivación para desarrollar la energía nuclear.

Figura 13. ALC generación eléctrica por fuente de energía



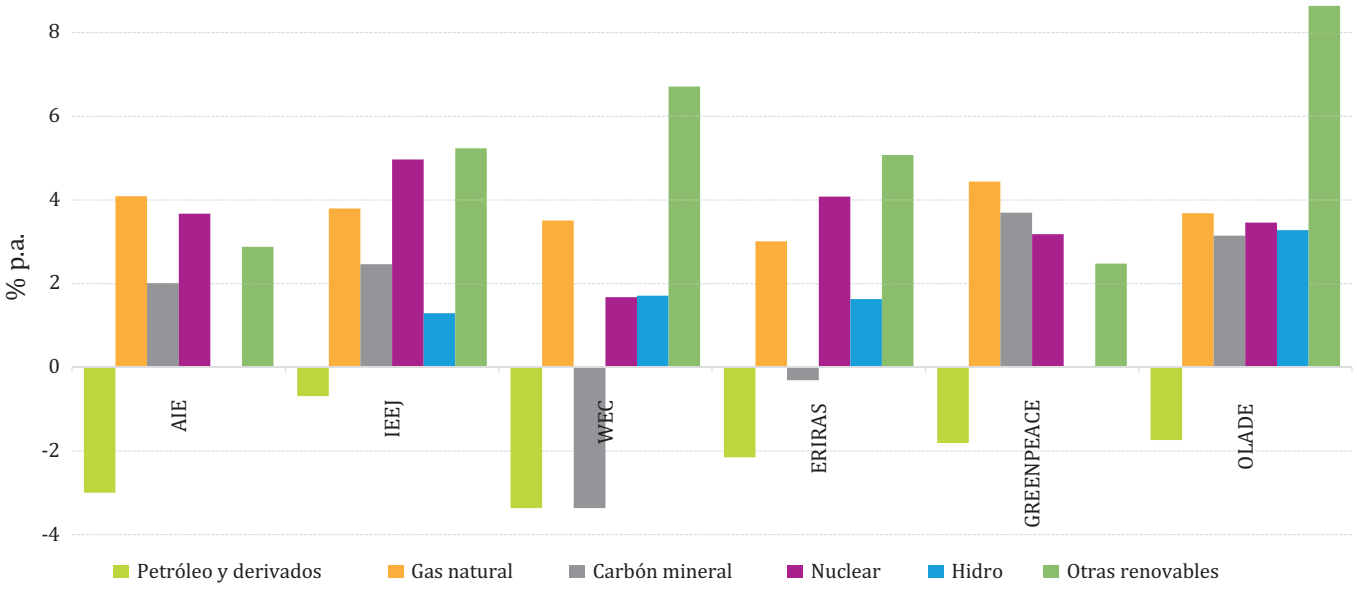
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Figura 14. ALC participación de la generación eléctrica por fuente de energía



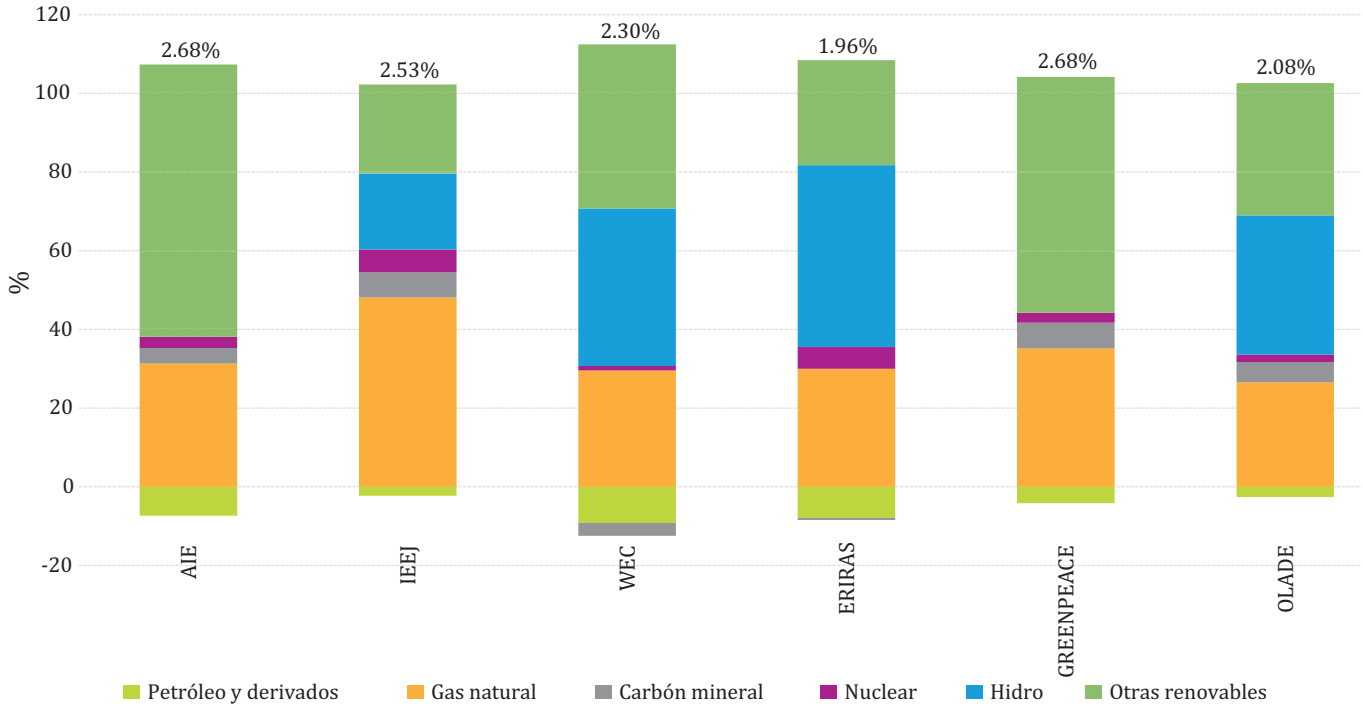
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Figura 15. ALC tasa de variación de la Generación eléctrica por fuente de energía (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Figura 16. ALC contribución al crecimiento de la generación eléctrica por fuente de energía (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Los números por encima de las barras significan una tasa de variación media anual crecimiento de la generación de energía de ALC pronosticada en cada estudio prospectivo.

COMENTARIOS FINALES

El ejercicio realizado a lo largo de este trabajo tuvo por finalidad agrupar los resultados de varios estudios prospectivos publicados recientemente con el fin de poder compararlos entre sí y disponer de un cuadro de situación en el que se conozcan, al menos en una primera aproximación, los márgenes de variabilidad planteados por estos estudios analizados en conjunto.

Ciertamente, el ejercicio planteado presenta algunas serias limitaciones que no deben perderse de vista a la hora de considerar los resultados obtenidos. Cada uno de los estudios analizados parte de un conjunto de hipótesis tecno - económicas particular, se basan en la utilización de modelos de simulación diferentes algunos de los cuáles pueden ser de optimización, otros de simulación, de equilibrio parcial o general, sectoriales o integrados o, simplemente, econométricos. Incluso los modelos utilizados por cada institución pueden estar calibrados con variables exógenas diferentes o estar alimentados por información energética proveniente de fuentes distintas. No deben perderse de vista estas consideraciones que, como se asevera, plantea serios límites a la comparabilidad que se pretende aquí realizar.

No obstante, consideramos que, el hecho de poder visualizar los resultados generales y comunes de varios estudios que proyectan hacia el futuro un conjunto de variables similares, resulta de gran utilidad para estimar, aunque sea cualitativamente, los términos que cada estudio plantea en la presentación de sus resultados, poniéndolos a disposición de la comunidad energética en un encuadre cuantitativo común, de fácil comparabilidad y acceso. Esto facilita la posibilidad de generar una visión de conjunto, general y robusta acerca de las tendencias proyectadas de la evolución futura de la matriz energética de América Latina y el Caribe.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIE (2017), World Energy Outlook – 2017, Agencia Internacional de Energía, OCDE/AIE, Paris, https://www.iea.org/weo2017/.

BID (2016), Luces Encendidas – Necesidades de Energía para América Latina y el Caribe al 2040", Banco Interamericano de Desarrollo, Ed.: Lenin, H., Balza, Ramón Espinasa y Tomas Serebrisky, https://publications.iadb.org/handle/11319/7361.

BID (2016b), Latin America and the Caribbean 2030: Future Scenarios, BID y el Consejo Atlántico; Ed.: Jason. Marczak, Peter Engelke, David Bohl y Andrea S. Jiménez, https://publications.iadb.org/handle/11319/7978.

BNEF (2017), New Energy Outlook 2017 Report, Bloomberg New Energy Finance (BNEF) https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/06/NEO-2017_CSIS_2017-06-20.pdf.

ERIRAS (2016), Global and Russian Energy Outlook 2016, The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERIRAS), The Analytical Center for the Government of the Russian Federation (ACRF), Moscú, https://www.eriras.ru/files/forecast_2016.pdf

Exxon Mobil (2018), 2018 Outlook for Energy: A View to 2040, Exxon Mobil Corporation, Texas, https://cdn.exxonmobil.com/~/media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf.

GREENPEACE (2015), energy [r]evolution: a sustainable world energy outlook 2015, Greenpeace, Hamburg. https://www.greenpeace.org/archive-international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/

IEEJ (2017), The 42th Forum on Research Work, IEEJ Outlook 2018 – Prospects and challenges until 2050, The Institute of Energy Economics, Japan, Tokyo, https://eneken.ieej.or.jp/data/7748.pdf.

IRENA (2016), Renewable energy market analysis - Latin America", IRENA, 2016, 36p. http://www.irena.org/publications/2016/Nov/Renewable-Energy-Market-Analysis-Latin-America.

OLADE (2018), Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018 (por publicarse).

WEC (2016), World Energy Scenarios 2016 – The grand transition, World Energy Council (WEC), London, https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-report.pdf.

WEC (2017) World Energy Scenarios 2017 – Latin America & The Caribbean Energy Scenarios, World Energy Council (WEC), London, https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/LAC-Scenarios_summary-report_English_WEB_2017.05.25.pdf.

ACRÓNIMOS

ACRF	El Centro Analítico para el Gobierno de la Federación de Rusia
AIE	Agencia Internacional de Energía
ALC	América Latina y el Caribe
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
ERIRAS	Instituto de Investigación Energético de la Academia de Ciencias de Rusia (The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences)
IEEJ	El Instituto de economía de la energía, Japón (The Institute of Energy Economics, Japan)
Mtep	Millones de toneladas de petróleo equivalente
TWh	Teravatio hora
WEC	Consejo mundial de la energía (World Energy Council)

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernandez Salvador
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280
/ 2597-995 / 2599-489

enerlac@olade.org