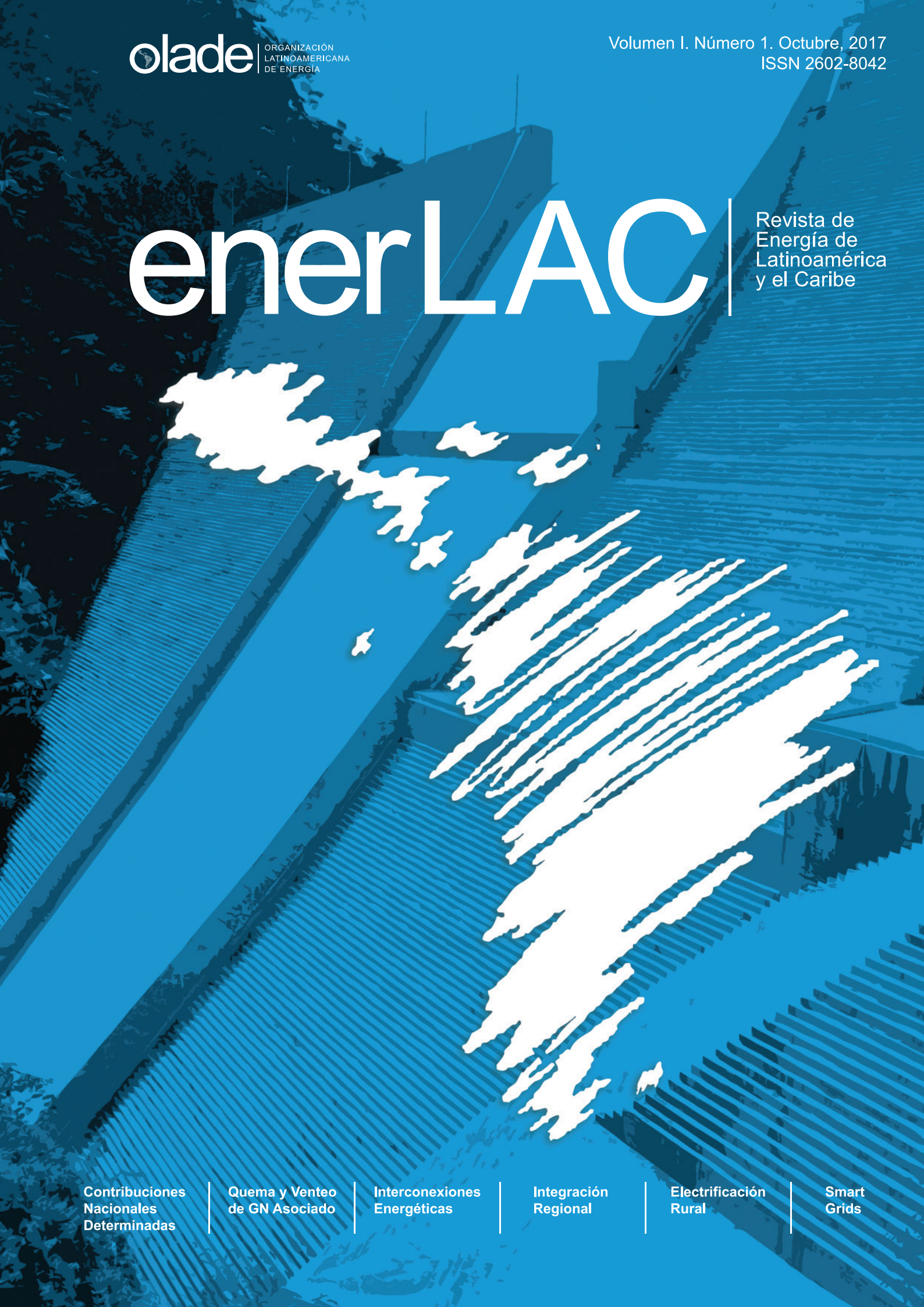
olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

Volumen I. Número 1. Octubre, 2017
ISSN 2602-8042

enerLAC

Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe



Contribuciones Nacionales Determinadas | Quema y Venteo de GN Asociado | Interconexiones Energéticas | Integración Regional | Electrificación Rural | Smart Grids

Fotografía de la portada Hidroeléctrica La Miel I, Colombia (ISAGEN).

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2017. Todos los derechos reservados.

www.olade.org
enerlac@olade.org
(+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 / 2599-489
Quito, Ecuador

CC BY NC ND

Selección de Artículos

OLADE realizó en el mes de septiembre y octubre de 2016 dos concursos para artículos técnicos en Integración con Energías Renovables y de Hidrocarburos respectivamente. Las instrucciones para los autores sobre la presentación formal de los artículos, normas de citas, referencias bibliográficas y originalidad de los mismos se encuentran en los siguientes enlaces:
http://www.olade.org/concurso-integracion/
http://www.olade.org/concurso-hidrocarburos

Esta revista es apoyada por la Cooperación Canadiense.

Global Affairs Canada Affaires mondiales Canada

COMITÉ EDITORIAL
Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO

Andrés Schuschny
DIRECTOR DE ESTUDIOS, PROYECTOS E INFORMACIÓN

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO

Martha Vides L.
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS

Alexandra Arias
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE ELECTRICIDAD

Blanca Guanocunga
BIBLIOTECARIA

COORDINADOR@S DE LA EDICIÓN
Alfonso Blanco
DIRECTOR

Pablo Garcés
EDITOR

Andrés Schuschny, Martha Vides L.
REVISORES

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

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN
Ana María Arroyo
CONSULTORA DE DISEÑO GRÁFICO

COLABORADORES:
Irene Alfaro, Directora de Downstream ARPEL y *Ricardo Buyatti*, Gerente de Downstream ARPEL, miembros del jurado calificador del Concurso de Artículos Técnicos de la Red de Hidrocarburos 2016-2017: "Venteo y quema de gas asociado al petróleo en América Latina y el Caribe".

Tabaré A. Currás, Regional Director Sustainable Energy Policy | WWF Latin America & the Caribbean, miembro del jurado calificador del Concurso de Artículos Técnicos de la Red de Integración 2016-2017: "Intégrate con Renovables".

Marysol Materán, Consultora de Investigación

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO

olade
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE

EDITORIAL

Latinoamérica y el Caribe disponen de un capital humano poderoso enfocado al sector energía. Ingenieros, economistas, abogados, sociólogos, profesionales de las finanzas, investigadores de todas las áreas, la mayoría formados en nuestras universidades y que poseen vínculos estrechos con la comunidad internacional, son los líderes actuales de un sector que, a lo largo de la historia y más allá de los ciclos económicos, ha demostrado ser dinámico y pujante.

En tal sentido, los centros de investigación de la Región han sido una parte fundamental del desarrollo de las grandes obras de infraestructura, de los profundos cambios regulatorios, de la exploración de nuevas tecnologías, del aprovechamiento de nuestros recursos naturales, de las transformaciones que cada uno de nuestros países ha atravesado. Son estos centros de investigación los que producen un rico material académico muchas veces poco conocido. Generalmente, es más probable que en nuestras universidades se utilicen casos de estudio, literatura de respaldo o trabajos académicos provenientes de universidades de Estados Unidos o Europa a que se explore la producción científica de las universidades e investigadores de la Región.

La pregunta es ¿cómo trabajar para levantar esta barrera? ¿cómo podemos vincular a nuestros centros de investigación? ¿cómo podemos potenciar la integración del conocimiento?

Una de las formas es lograr que nuestra producción científica sea publicada. Sin embargo, más allá del valor de la producción académica y científica orientada al sector energía, Latinoamérica y el Caribe no logra marcar una fuerte presencia en las publicaciones arbitradas de alcance global. La producción académica de la Región tiene importantes trabas para acceder a los principales "*Journals*" y otras veces los intereses específicos de nuestra región no son la prioridad que observan otras regiones, lo cual también sesga el contenido de la investigación. Nuestros investigadores terminan trabajando en temas que presentan especial interés para otros, pero poca aplicabilidad para nuestra realidad.

A lo largo de mi carrera profesional he ido observando estas trabas, y hoy al frente de OLADE y acompañado de un formidable equipo de colaboradores nos hemos planteado el desafío de trabajar de forma consistente en generar un instrumento regional que permita realzar el valor de la producción científica de los investigadores orientados al sector energía. Estoy convencido que la producción científica es uno de los pilares para el desarrollo y también estoy convencido que el sector energía es uno de los pilares del desarrollo futuro de LAC.

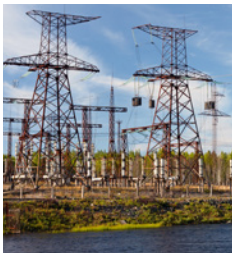
A partir de este gran convencimiento de que desde OLADE es posible contribuir al desarrollo de nuestra región, he impulsado la reconversión de una publicación histórica de la organización. ENERLAC fue siempre el canal de comunicación de OLADE con la comunidad energética regional y a partir de hoy ENERLAC empieza a expandir sus horizontes para transitar el camino hacia constituirse en una publicación indexada que canalice y difunda la producción académica y científica de nuestros principales centros de investigación y universidades orientada al sector energía de Latinoamérica y el Caribe.

Con este primer número de ENERLAC presentamos un total de seis artículos académicos sobre distintas áreas de conocimiento del sector. La revista con periodicidad bianual contará asimismo con el aporte de referentes del sector aportando su visión sobre temas de interés regional.

Damos así el inicio a una nueva fase de ENERLAC y esperamos apoyar así al desarrollo de conocimiento y capacidades en toda nuestra región.

ÍNDICE

p.6 **OLADE: ENFOQUE PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL,** Alexandra Arias, Especialista Principal de Electricidad, OLADE

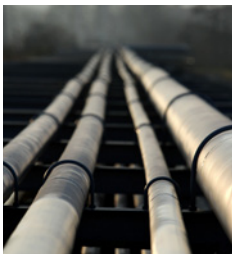


p.24 **AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTADO DEL ARTE DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES,** Juan Manuel Gers, Doctor en investigación en Sistemas de Distribución Automatización

p.42 **ESTRATEGIA PARA RESPONSABLES DE POLÍTICAS DEL SECTOR DE ENERGÍA EN APOYO A LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES NACIONALES DETERMINADAS,** Mauricio Zaballa Romero, Hortensia Jiménez Rivera, Vera Franken, Expertos en Cambio Climático

p.66 **ANÁLISIS DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS NATURAL ASOCIADO: OBSTÁCULOS Y AVANCES EN LATINOAMÉRICA,** María Elena Ayuso, ganadora del concurso de artículos técnicos de la red de hidrocarburos 2016-2017: "Venteo y quema de gas asociado al petróleo en América Latina y el Caribe".

p.106 **ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN REGIONAL CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (ALC),** Yecid A. Muñoz Maldonado, Ronald F. Güiza Pineda, Samuel S. Salazar Blanco, ganadores del concurso de artículos técnicos de la red de integración 2016-2017: "Intégrate con Renovables". Universidad Autónoma de Bucaramanga, Colombia



p.126 **LOS CONVENIOS BILATERALES QUE SOPORTAN LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS EN AMÉRICA DEL SUR (Resumen Para Publicación Enerlac),** Griselda Lambertini, Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires

OLADE: ENFOQUE PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Alexandra Arias[1]

Recibido: 21/feb/2017 y Aceptado: 21/jun/2017
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (6-23).

[1] Ingeniera industrial, Maestría en Energía y Desarrollo de la Universidad de Twente en Holanda, con énfasis en eficiencia energética, Posgrado en Gerencia del INCAE en Costa Rica, y una especialización en energías renovables en Alemania. Actualmente Especialista Principal en Electricidad de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). alexandra.arias@olade.org

RESUMEN

El consumo de energía mundial está basado en combustibles fósiles. Según datos de la Agencia de Energía, en el año 2014, alrededor de un 14.1% del total de la energía primaria producida a nivel mundial provino de fuentes renovables, sin embargo, otras fuentes indican que puede alcanzar hasta un 20%. En cuanto a la producción de electricidad, alrededor de un 78% proviene de combustibles fósiles y nucleares y un 23% de fuentes renovables, en su mayoría procedentes de plantas hidroeléctricas (17%). La participación de fuentes como eólica, geotérmica y solar para generar electricidad, se realiza a una escala todavía incipiente (6.3%)[1].

Según datos de OLADE, América Latina y el Caribe tienen un potencial para producir electricidad con fuentes renovables que supera la demanda esperada para el año 2050. A pesar de que un alto porcentaje de los países de la región tienen un índice de renovabilidad de generación eléctrica superior al 80%, el promedio de la región apenas sobrepasa el 50% y algunos países, ni siquiera alcanzan el 10%. A su vez, alrededor de la mitad de los países cuentan con una cobertura eléctrica superior al 95% y la mayoría están sobre el 75%, solamente dos países tienen coberturas eléctricas muy bajas. Además, en la región, alrededor de 22 millones de personas no cuentan con servicio eléctrico[2].

1 International Energy Agency. Key World Energy Statistics 2016, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf, consultado 19 junio 2017
2 OLADE, SIELAC, mayo 2017

Analizando la información del sector en la región, se determina que hay un gran potencial para proyectos de electrificación rural con fuentes renovables y OLADE analiza cual es la mejor estrategia para electrificar a las comunidades sin acceso a la electricidad, con soluciones que lleven desarrollo sostenible a las mismas y que generen progreso a sus habitantes. Estas comunidades tienen características en común; son poblaciones muy dispersas -en la mayoría de los casos comunidades indígenas– tienen desventajas comparativas y competitivas, conflictividad social y un escaso desarrollo económico y social.

Anteriormente en la región, los proyectos de electrificación rural se enfocaron en el desarrollo de tecnologías, el enfoque hacia las personas se dejó de lado y por esta razón, en algunos casos, surgieron problemas de carácter cultural y al final muchos de los proyectos dejaron de funcionar.

El reto planteado por OLADE es proponer soluciones energéticas viables para aquellas comunidades que no tienen acceso a la electricidad, con alternativas propias para cada localidad. Las metas a alcanzar son el acceso universal a la electricidad para todos los pobladores de la región, mitigar el deterioro ambiental mediante la utilización de tecnología energéticamente eficiente y renovable, reducir las condiciones de pobreza y de vulnerabilidad al cambio climático y lograr una mayor participación de empresas cercanas a las comunidades mediante Responsabilidad Social Corporativa.

Palabras Clave: Acceso a la Energía, Variables Sociales, Responsabilidad Social Corporativa, Desarrollo Rural Sostenible.

ABSTRACT

Global energy consumption is based on fossil fuels, according to data from the Energy Agency, in 2014, only about 14.1% of the total primary energy produced worldwide comes from renewable sources, however, other sources indicate that it can reach up to 20%. Regarding electricity production, about 78% comes from fossil and nuclear fuels and 23% from renewable sources, mostly from hydroelectric plants (17%). The share of sources such as wind, geothermal and solar to generate electricity, is performed at a yet incipient scale (6.3%).

According to OLADE's data, Latin America and the Caribbean have the potential to produce electricity from renewable sources that exceeds expected demand by 2050. Although a high percentage of the countries of the region have a renewable electricity generation index of more than 80%, the region's average barely exceeds 50% and some countries do not even reach 10%. In turn, about half of the countries have an electrical coverage above 95% and most are above 75%, only two countries have very low electricity coverage. In addition, close to 22 million people in the region don not have access to electricity.

After analyzing information from the sector in the region, we have determined that there is great potential for rural electrification projects with renewable sources. OLADE on its part, analyzes the best strategy to provide electricity access to the communities that lack of it, with solutions that bring sustainable development and generate progress to its inhabitants. These communities have common characteristics; very scattered populations - in most cases indigenous communities - and poor economic and social development.

Previously in the region, rural electrification projects focused on the development of technologies, the approach towards people was left aside and for this reason, in some cases, problems of a cultural nature arose and at the end, many of the projects stopped functioning.

The challenge posed by OLADE is to propose viable energy solutions for those communities that do not have access to electricity, with alternatives for each locality. The goals to be achieved are: universal access to electricity for all people in the

region, mitigating environmental degradation through the use of energy efficient and renewable technology, reducing poverty and vulnerability to climate change and achieving greater participation of companies close to the communities through Corporate Social Responsibility.

Keywords: *Access to Energy, Social Variables, Corporate Social Responsibility, Sustainable Rural Development.*

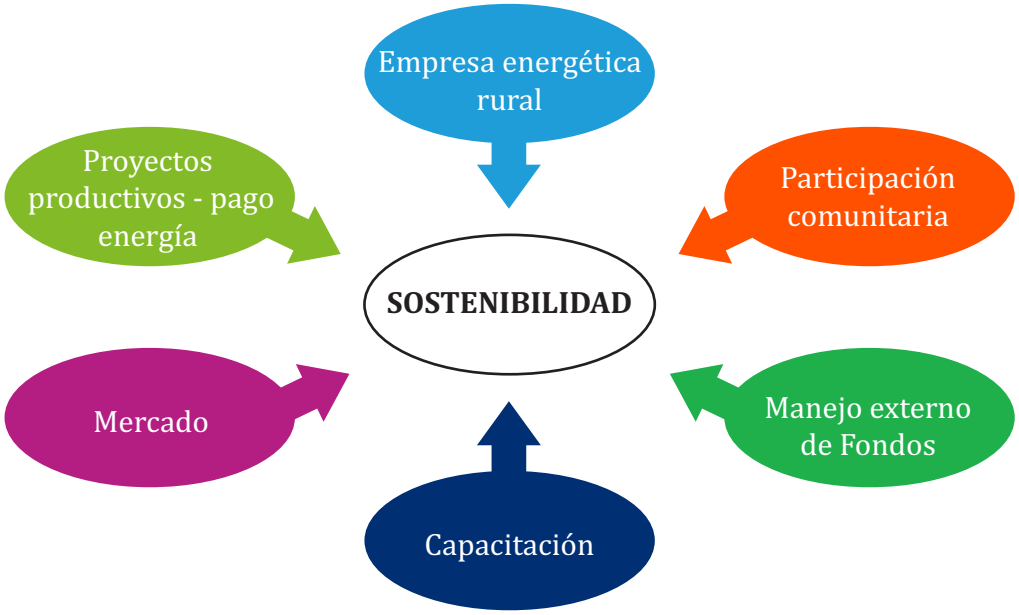
El reto planteado por OLADE es proponer soluciones energéticas viables a aquellas comunidades que no tienen acceso a la electricidad, con alternativas propias para cada localidad.

PROYECTOS DE ENERGIZACIÓN RURAL

El objetivo de los proyectos de energización rural es mejorar las condiciones de vida de los pobladores de comunidades aisladas, usando la energía como herramienta para el logro de un desarrollo rural integral en el largo plazo. Esto se realiza a través de una metodología de gestión de proyectos energéticos en sitios aislados, por medio del establecimiento de alianzas entre varios actores. Entre ellos el más importante es el de las comunidades organizadas que se han visto fortalecidas en sus capacidades para gestionar el proyecto de suministro de energía eléctrica para su propio consumo, con un enfoque de sostenibilidad y la realización de emprendimientos productivos y desarrollo socio-económico local, que a su vez permiten el sostenimiento a largo plazo del sistema energético implementado.

Este modelo se muestra en la Figura 1.

Figura1. Elementos del esquema de sostenibilidad para proyectos de energización rural



En el pasado, los proyectos de electrificación rural en la Región se enfocaron en la aplicación y gestión de proyectos tecnológicos, y el enfoque en las personas se dejó de lado, lo que representó una barrera. Por un lado, se demostró que las tecnologías de generación de electricidad funcionan, pero los proyectos no lograron desarrollar las capacidades de las personas durante el proceso, perdiendo el potencial de desarrollo individual y comunitario.

Por esta razón, la metodología propuesta analiza las barreras de los proyectos de electrificación rural implementados en los países de la región e integra conceptos innovadores como:

Tabla 1. Análisis de Barreras y propuesta de cambio

ANÁLISIS DE BARRERAS Y PROPUESTA DE CAMBIO	
Barrera analizada	**Propuesta de la Metodología**
Enfoque en la tecnología, y no en los comunitarios	Incorporación de residentes de comunidades, desde la concepción, diseño y operación de los proyectos energéticos para zonas asiladas, así como los proyectos productivos para el uso de la electricidad
	Establecimiento de una organización comunitaria, para la administración, operación y mantenimiento de los proyectos, tanto energéticos como productivos
	Desarrollo de capacidades a los usuarios finales en la operación de los proyectos y en el manejo de la empresa, a través de la capacitación en los diferentes temas
	Participación directa de la mujer, jóvenes y pobladores indígenas en los proyectos energéticos y productivos
La electrificación rural no generó un desarrollo rural de dichas comunidades	Definición e implementación de proyectos productivos que respondan a las necesidades y condiciones de la comunidad
	Introducción del concepto de mercado a través de la promoción de los proyectos productivos para que generen ingresos a la comunidad
	Facilitar capital semilla para la creación de fondo revolvente para gestionar proyectos productivos
	Puesta en marcha de esquemas de sostenibilidad social, económica y financiera
	Apoyo a iniciativas de desarrollo rural integral, donde la energía es un vector de desarrollo

Fuente: Elaboración propia

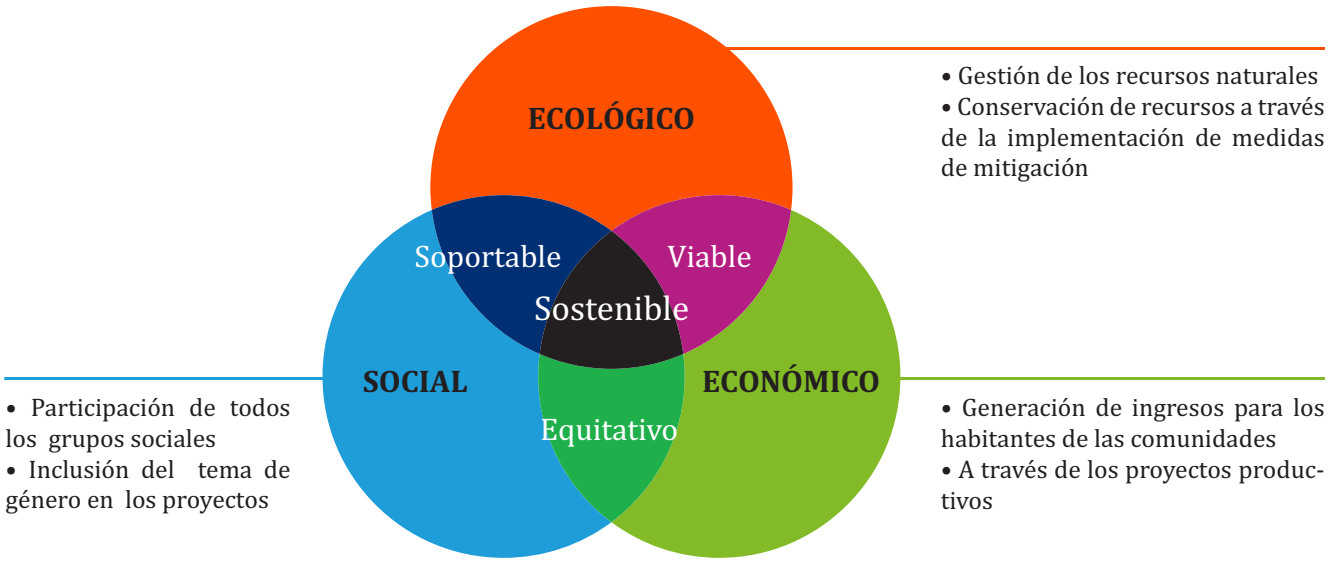
Otro tema fundamental es el ambiental, es bien sabido que todas las fuentes de energía producen algún grado de impacto ambiental, unas con mayor impacto que otras. Lo importante es realizar un análisis de la incidencia que produce la generación de energía, así como de los procesos de desechos de equipos y materiales, y proponer las medidas de mitigación para que el proyecto energético sea sostenible desde el punto de vista ambiental.

Es importante recalcar que el desarrollo es sostenible cuando es capaz de satisfacer las necesidades actuales, sin comprometer los recursos de las futuras generaciones (ver Figura 2). Por lo tanto, se trabaja con las comunidades beneficiarias, a fin de que entiendan que, al llevar a cabo las medidas de mitigación propuestas dentro de los proyectos, les procurará energía eléctrica y fuentes de ingreso en el largo plazo.

Para definir las comunidades beneficiarias de los proyectos, se realiza un diagnóstico de los planes de electrificación rural del país con las "Autoridades del Sector Energético", luego se identifican los proyectos de generación de electricidad, de acuerdo a las prioridades del país, se establece la relación con las comunidades y se promueve el establecimiento legal de la "organización", la cual es conformada por todos los miembros de las comunidades participantes, y se define un mecanismo financiero para administrar los fondos. Una vez que el proyecto de generación de electricidad está funcionando, se implementan los proyectos productivos, donde se incluye la infraestructura.

El modelo de organización propuesto está enfocado principalmente en el fortalecimiento empresarial para la administración sostenible de los proyectos. Esto se hace a través de un proceso de capacitación, cuyo objetivo es asegurar la participación de los miembros en los niveles de decisión de la asociación, mediante la introducción de temas administrativos y de organización. La capacitación está basada en la metodología de la educación popular, con enfoque de género y cultural, donde se desarrollan

Figura 2. Metodología OLADE para proyectos electrificación rural y el triángulo del Desarrollo Sostenible



Fuente: Elaboración propia

talleres en los cuales se aplican técnicas participativas vivenciales, de actuación, auditivas y audiovisuales. Se motiva la construcción colectiva de los conceptos y especialmente de los acuerdos, para definir manuales y reglamentos y así lograr que el servicio eléctrico en todas sus actividades sea eficaz y eficiente.

El punto más importante en la ejecución de los proyectos es su sostenibilidad, el objetivo del trabajo en equipo y las capacitaciones en los diferentes temas, es dar herramientas a los miembros de las comunidades para que en un largo plazo mantengan su sistema energético funcionando, y generen desarrollo social, económico y ambiental a sus comunidades, a través de los proyectos productivos.

ESTUDIO DE CASO: GUATEMALA

Antecedentes

El proyecto Microcentral Hidroeléctrica Comunitaria Batzchocolá forma parte del modelo que OLADE promueve en comunidades rurales de América Latina y el Caribe en coordinación con organizaciones de los países beneficiarios y organismos internacionales; donde la aplicación de variables sociales y la Responsabilidad Social Empresarial juegan un papel preponderante. El proyecto tiene como objetivo brindar el servicio eléctrico a la población de las comunidades: Batzchocolá, Laguna Batzchocolá, del Municipio de Santa María Nebaj, y Visiquichum, del Municipio de San Gaspar Chajul, Departamento de Quiché. Aprovechando la disposición local y potencial de los recursos hídricos de la región, se contribuye a mejorar sus condiciones de vida, aumentar las fuentes de trabajo, e incrementar el ingreso de cada uno de los habitantes de las comunidades beneficiarias.

El interés de la población por la electrificación inició varios años atrás, sin embargo, no es hasta el año 2006 es cuando se analiza la posibilidad de la micro central hidroeléctrica, aunque la construcción se inicia hasta el año 2009. El 17 de julio del 2014, se inaugura la planta, la cual suministra el servicio mediante una red de distribución en 38.4 kV. Su administración, operación y mantenimiento está a cargo de la Asociación Hidroeléctrica de Desarrollo Integral Norte del Quiché (ASHDINQUI), que funciona como pequeña empresa comunitaria de generación y distribución de energía eléctrica. Actualmente brinda energía a más de 140 familias, 19 pequeños negocios y otros servicios en las tres comunidades, a través de 170 conexiones.

La Asociación ASHDINQUI está conformada por igual número de socias y socios, quienes participan activamente en los costos y beneficios del proceso de implementación del proyecto, y en la gestión de los proyectos productivos.

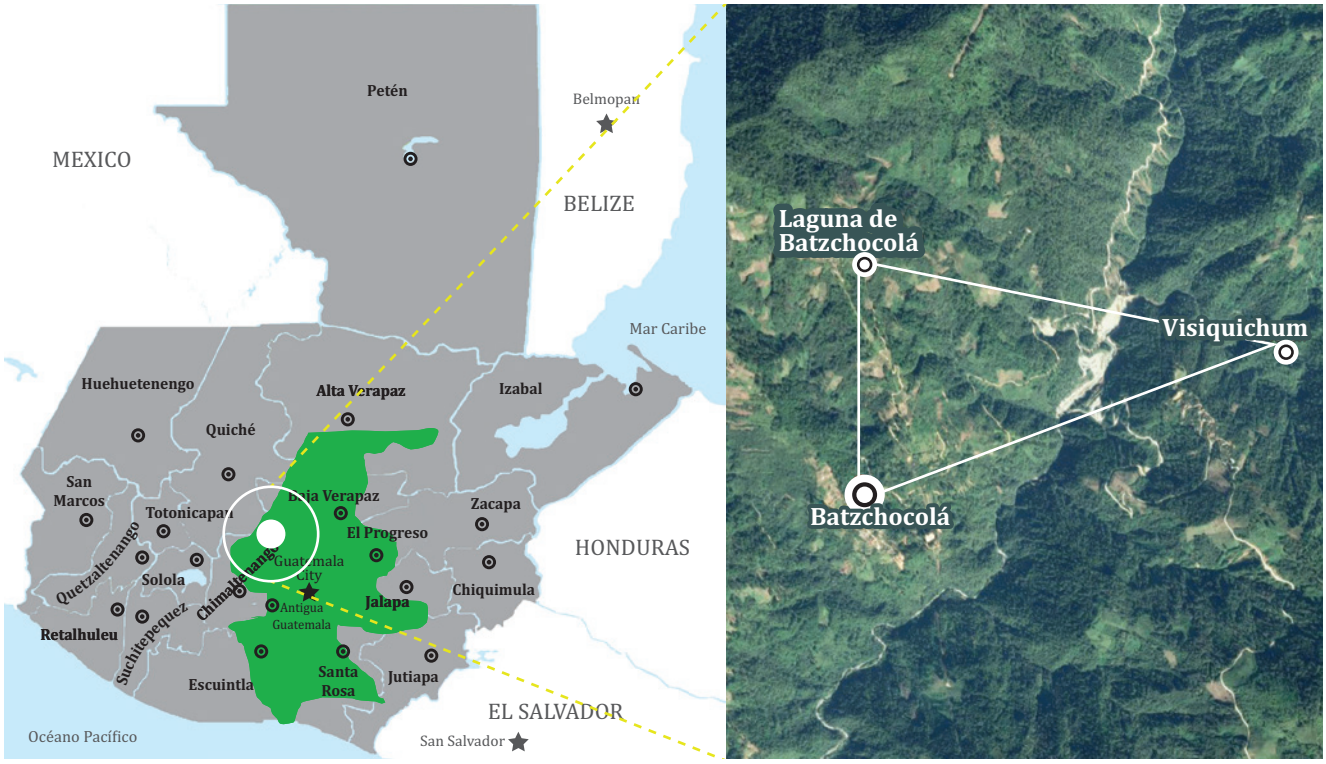
Ubicación Geográfica

El acceso a las comunidades es difícil, ya que están ubicadas en una zona con una topografía muy escarpada, emplazadas a 300 Km de la Ciudad de Guatemala, de los cuales 273 km son carretera asfaltada, 25 km camino de terracería y 3.5 km por camino de tierra transitable solamente en vehículo de doble tracción.

La mayoría de su población es del pueblo Maya Ixil, un 75% habla el idioma Ixil como lengua materna, aunque también una parte de la población habla el español como segunda lengua.

La red eléctrica más cercana a las comunidades de la micro central hidroeléctrica Batzchocolá, se encuentra a 28 kilómetros, en la cabecera municipal de Chajul, Quiché, con la desventaja de que el servicio en el lugar no cumple con los estándares de calidad requeridos, y la subestación más cercana a la región, se encuentra en la cabecera municipal de Sacapulas (a unos 96 kilómetros), lo que hace que el servicio tenga deficiencias y que no llegue más allá de las cabeceras municipales.

Figura 3. Ubicación de las comunidades



Fuente: Elaboración propia

Construcción de Planta Generación Eléctrica

Una vez que la Asociación ASDHINQUI logra el apoyo de diferentes organizaciones, se inicia la implementación del proyecto con la construcción de la planta, aportando un alto porcentaje de mano de obra como contraparte por las comunidades. Mujeres y hombres se unieron e hicieron un esfuerzo grande para hacer realidad su anhelo de contar con electricidad. La participación de las mujeres fue muy importante, desde realizar jornales directos para recoger piedra y arena y pagar para que alguien hiciera jornales por ellas, hasta apoyar a sus esposos encargándose del tema de la alimentación. Las mujeres igualmente reconocieron su contribución al proyecto, indicando que para que los hombres dispusieran de tiempo para el trabajar en el proyecto, ellas tuvieron que asumir las actividades de producción agrícola.

Para la construcción de la planta de generación de electricidad, el aporte financiero principal estuvo a cargo de HIVOS, organización internacional con una sede en Guatemala, que apoya proyectos para mejorar las condiciones de vida e iniciativas de negocios de los pobladores de las comunidades y el acceso a la energía, enmarcado en el ámbito de las energías renovables.

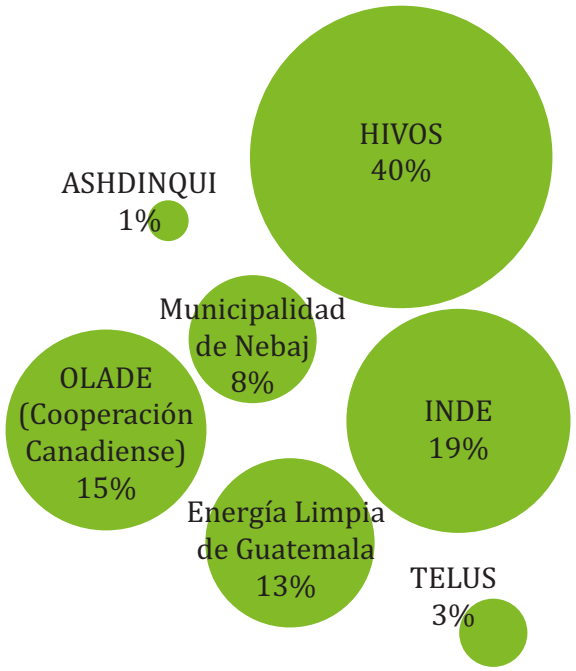
La construcción de las redes de distribución estuvo a cargo del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, entidad pública adscrita al Ministerio de Energía y Minas. INDE se encarga de todo lo concerniente a la electrificación del país, por ejemplo: mantener la energía eléctrica disponible, satisfacer la demanda de la misma, construir redes de distribución entre otras.

Financiamiento y fuentes de inversión

Para la obtención del financiamiento, fue importante la implementación de un modelo multi-actores, conformado por: INDE, ELGUA, MEM/OLADE, HIVOS, LA MUNCIPALIDAD DE NEBAJ, OLADE y la Asociación ASHDINQUI, el cual permitió firmar un convenio donde se distribuyeron actividades y montos de financiamiento, cumpliendo cada una de las partes con los compromisos adquiridos. El modelo permitió la participación del gobierno, cooperación internacional, iniciativa privada, ONG y comunidades organizadas, lo que hizo posible la gestión técnica y financiera para el desarrollo del proyecto de Batzchocolá, el cual posibilita acceso a la energía para estas comunidades. A esta alianza se sumaron otras organizaciones: TELUS INTERNATIONAL, el Programa RED-DES y el Fondo de Energía y Pobreza, FOCAE/BUN-CA y Semilla del Sol para poder realizar todas las actividades proyectadas desde el inicio.

La inversión total realizada asciende a un monto cercano a los US$ 800 mil. La contribución de mano de obra no calificada, aportada por todos los socios, no se contabilizó en detalle, pero fue muy relevante en todas las etapas del proyecto.

Figura 4. Fuentes de financiamiento (%)



Distribución de Recursos

• ASHDINQUI - Mano de obra (1%)

• ELGUA - Protección de tuberías y casa de máquinas (13%)

• HIVOS - Microcentral hidroeléctrica (40%)

• INDE - Líneas de distribución (19%)

• Municipalidad de Nebaj - Expansión y mejoramiento de caminos (8%)

• OLADE (Cooperación Canadiense) - Proyectos productivos, capacitación y asistencia técnica (15%)

• TELUS - Centro informático (3%)

Fuente: Elaboración propia.

Sostenibilidad del proyecto

La sostenibilidad de los proyectos se basa en la inclusión de variables sociales, la participación de diversas organizaciones y la conformación de una empresa comunitaria, que en este caso es la Asociación ASHDINQUI, donde todos los miembros de la comunidad son parte de la misma y han conformado equipos de trabajo para la elaboración y aprobación de los reglamentos necesarios que permiten un adecuado funcionamiento de las actividades que se han propuesto. Además, los asociados deben realizar un apropiado manejo de los recursos financieros para sus proyectos, de los recursos energéticos una vez implementado los proyectos y de los recursos naturales disponible para la sostenibilidad ambiental de los mismos.

Se implementan los proyectos productivos para que los asociados generen los ingresos necesarios para el pago de la energía y puedan mejorar su nivel de vida. Además, se realiza un análisis de mercado para que estos proyectos productivos puedan realmente mantenerse en competencia y generen los ingresos requeridos.

Los proyectos tienen varios componentes transversales que permiten su ejecución, cada uno de estos componentes se entrelazan para dar sostenibilidad a los proyectos en el largo plazo.

1. Componente Social: El propósito de incorporar variables sociales como un elemento influyente en el proceso de gestión y administración de proyectos de electrificación rural, está orientado a reforzar el valor del ser humano y los elementos naturales, culturales, socio-económicos de su entorno, como el fundamento del proyecto. Con esto se logrando que los comunitarios se sientan partícipes activos en todo el proceso. Este enfoque, le da un "empoderamiento" que influye considerablemente en el aumento de las probabilidades de éxito de los proyectos.

2. Inclusión de Género: Las mujeres participaron desde la concepción del proyecto energético, lo hicieron en las asambleas comunitarias, opinando acerca de la necesidad de gestionar la energía. Luego participaron en la gestión de recursos para la obra, asistiendo a las reuniones con contrapartes de cooperación. Además, se hicieron presentes en la construcción de la obra; por ejemplo, apoyaron directamente en el zanjeo para la bocatoma y casa de máquinas, cargaron piedra y arena. Actualmente participan en los comités creados dentro de la Asociación ASHDINQUI para el funcionamiento de los proyectos.

Para promover la participación de las mujeres, se impulsaron las siguientes acciones:

- Creación de la Unidad de la Mujer y su legalización, capacitación para participar en la Junta Directiva, en comisiones de trabajo específicas, el manejo del fondo de microcrédito y sus propios proyectos.

- Capacitación en temas de emprendimiento social y empresarial, a todas las mujeres asociadas interesadas.

- Gestión de financiamiento e implementación de un "fondo revolvente" para financiar proyectos productivos personales y familiares. Este fondo es administrado por la Unidad de la Mujer.

• Desarrollo de talleres sobre género y diversidad con la participación de miembros de las comunidades de ambos sexos, para lograr su involucramiento.

• Estimular la participación de mujeres como asociadas de la organización gestora y administradora del proyecto.

• Motivación para la participación de mujeres dentro de las Juntas Directivas, para que sean partícipes de la toma de decisiones.

• Centro Tecnológico Intercultural •

3. Componente Económico: Como parte de la sostenibilidad del proyecto energético, se financian proyectos productivos para el uso de la energía eléctrica, que permita a los habitantes de las comunidades, la generación de recursos financieros para el pago de su consumo energético. Con esto se logra el desarrollo económico, permitiéndoles una mejor condición de vida.

La Asociación Hidroeléctrica de Desarrollo Integral Norte del Quiche (ASHDINQUI) con base a un proceso de capacitación y decisión de grupo, estableció una estrategia de impulso y promoción de usos productivos basada en dos tipos de emprendimientos:

a. Colectivos: que son de mayor impacto por el potencial de insumos transformables existentes en la comunidad y de interés común para la mayoría de sus socios, los cuales son de mayor escala de operaciones e inversión.

b. Individuales: pequeños negocios personales o familiares que deben contar con condiciones de sostenibilidad para garantizar su impacto y el repago del financiamiento.

Por lo tanto, se impulsa la selección y priorización de inversión en los siguientes proyectos productivos:

Con el apoyo económico de Telus International, una empresa con oficinas en Guatemala y cuya principal actividad es la administración de Tecnologías de Información para clientes de diferentes sectores, se financia el Centro tecnológico, con 10 computadoras e internet.

En la zona donde se encuentra el proyecto, el analfabetismo alcanza una tasa del 62% y hay clara evidencia de una brecha generacional. Ante una población joven importarte y en condiciones sociales que no les ofrece alternativas, se plantea la implementación de un Centro de Tecnología Intercultural para fomentar la formación de competencias laborales entre jóvenes y adultos y el fortalecimiento de su propia cultura.

El Centro de Tecnología Intercultural se conceptualiza como un uso productivo de la electricidad para impulsar la educación y el uso de la tecnología en niños, jóvenes y adultos mayas-ixiles de estas comunidades.

Es un espacio donde los miembros de las comunidades participan en programas de aprendizaje, fortalecimiento intercultural y crecimiento personal. El centro está equipado con 10 computadoras, mobiliario, materiales didácticos y cuenta con internet. Está dirigido por dos jóvenes coordinadores (hombre y mujer) nombrados por la comunidad, un asesor técnico y los facilitadores de cursos.

• Centro de transformación de la madera •

La instalación de la carpintería, beneficia a los vecinos de las tres comunidades, quienes tienen que procesar la madera con motosierras o llevarla a procesar a comunidades vecinas, con el consecuente alto costo. La Asociación ASHDINQUI capacita a 19 jóvenes y adultos interesados en el tema de ebanistería, con el objetivo de hacer y vender objetos de madera, dentro y fuera de las comunidades.

En las comunidades se siembran algunos árboles maderables, tales como pino, ciprés y roble, que sirven para la construcción de sus viviendas, elaboración de muebles de madera y otros artículos. Se realizó un Plan de Manejo Forestal para que el uso de esta madera sea sostenible. El Plan fue presentado por la Junta Directiva de la Asociación ante el Instituto Nacional de Bosques para obtener la licencia forestal.

La sostenibilidad del taller de carpintería de Batzchocolá se fundamenta en la operación para la prestación de varios servicios: cepillado y canteado de tablas, reglas, parales, vigas y otros. Además, fabricará muebles y artesanías en serie que se han identificado como una opción de encadenamiento productivo con otra organización de una comunidad vecina.

Adicionalmente la comunidad cuenta con un proyecto de incentivos forestales del programa PINFOR del Instituto Nacional de Bosques que resguarda 16 hectáreas de bosque comunitario y su aprovechamiento sostenible.

• Planta secadora de cardamomo •

La instalación de la planta secadora de cardamomo beneficia a los vecinos de las tres comunidades que siembran este producto, el cual será procesado y vendido en el mercado a un mejor precio, como grano en pergamino. Además, se propone maquilar y comprar cardamomo para procesarlo y comercializarlo.

Uno de los grandes problemas de estas comunidades es que sus productos los venden a intermediarios sin ningún proceso, a precios muy bajos. En la parte económica los habitantes de las comunidades que siembran cardamomo u otros productos, se benefician al vender sus productos procesados a mayor precio y en mayores cantidades. En este caso se ha realizado contactos con la Federación de Cooperativas Agrícolas de Alta Verapaz (FEDECOVERA), quienes ofrecen suministro de equipamiento, asistencia técnica para el procesamiento, y posibilidades de un encadenamiento para exportación a través de un convenio de cooperación que se puede suscribir con ASHDINQUI.

En las tres comunidades que conforman la ASHDINQUI, existen 40 hectáreas sembradas, por 103 productores de las cuales 1.77 hectáreas entraron en producción el año 2015 y en el año 2016 se agregaron otras 20 hectáreas. Esto resulta en un potencial de producción de alrededor 7 000 quintales de cardamomo uva al año.

• Fondo Microcrédito •

Las posibilidades de acceso a crédito en condiciones competitivas para las familias de las tres comunidades participantes, es prácticamente inexistente. Las exigencias de garantías reales y otros requisitos para el sujeto de crédito en el sistema bancario y micro-financiero, es una limitante para la mayoría de los productores locales.

Una estrategia para estimular el uso productivo de la electricidad y generar un impacto en la economía local, es la constitución de un Fondo de Microcrédito. El capital para conformar el fondo, que otorga la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) con recursos de la Cooperación Canadiense, tiene como objetivo específico incentivar y facilitar nuevas iniciativas productivas prometedoras, que contribuyan a dinamizar la economía local, mejorando los ingresos y la calidad de vida de las comunidades. El fondo opera en una modalidad cooperativa e incentiva el ahorro y la inversión productiva individual, donde se da prioridad a las mujeres que soliciten fondo para sus proyectos.

La sostenibilidad del fondo descansa en los mecanismos de administración y control que se definieron en el Manual de Normas y Procedimientos de Microcrédito de ASHDINQUI, el cual fue aprobado por la Asamblea General. Los costos de operación y funcionamiento serán cubiertos con los productos que genere el propio fondo a través de la tasa de interés y una comisión por crédito. El monto inicial del Fondo fue de US$30 mil, los préstamos tienen un interés y se deben pagar en un periodo de un año. La cartera muestra que se ha puesto atención en el involucramiento de la mujer en la actividad económica y que el manejo y respuesta de los usuarios de crédito ha generado una cartera absolutamente sana con cero morosidades.

4. Componente Tecnológico: El enfoque de la capacitación técnica se orienta a los jóvenes, quienes tienen ansias de aprender y son muy ágiles a la hora de tomar decisiones técnicas. Se capacitó a un grupo de jóvenes en todos los aspectos de la operación y mantenimiento de la planta y las líneas de distribución bajo el acompañamiento de técnicos en los temas. Además, se difundió y aprobó el Manual de Operación y Mantenimiento para cada uno de los componentes del Sistema Eléctrico.

5. Componente Ambiental: La micro central hidroeléctrica Batzchocolá se ubicada dentro de la micro-cuenca del riachuelo Viamacvitz, que ocupa un área delimitada de 251,324 hectáreas. Una fracción de 16.89 hectáreas cuenta con un plan de manejo a través de un convenio de manejo y reforestación con el Instituto Nacional de Bosques. Con la construcción de la planta se redujo el uso de derivados del petróleo y se calcula que tendrá 6,693 t CO_2 evitadas en 25 años.

Además, se realizó un Plan de Manejo Forestal para dar sostenibilidad tanto al proyecto de generación de electricidad, así como a los proyectos productivos.

RESULTADOS

Aspectos Económicos

Antes del proyecto, en las tres comunidades usaban candelas, madera de ocote y lámparas de kerosene para su iluminación. Al contar con electricidad, se eliminó el consumo de estas fuentes, lo que genera ahorros en términos monetarios y de tiempo para los pobladores. Además, en la actualidad muchos de los hogares, poseen electrodomésticos, lo que facilita la preparación y conservación de los alimentos, permite una mejor alimentación a niños y pobladores en general.

Al momento, hay varios proyectos productivos privados funcionando en las tres comunidades que hacen uso de la energía, entre los que se encuentran algunas tiendas de víveres que ya tienen refrigeradores o congeladores, lo que posibilita la venta de productos congelados; salas de belleza para cuidado del pelo, una reparadora de llantas de automotores, granjas con animales de corral, entre otros.

En resumen, se puede identificar un aumento de la productividad agropecuaria y otras actividades comerciales, ya que con el servicio eléctrico cuentan con energía y mayor tiempo de operación de los negocios.

La participación de empresas cercanas a las comunidades a través de RSC, brinda un beneficio mediante el financiamiento de acciones concretas para el logro de la sostenibilidad de los proyectos.

Aspectos sociales

La energía residencial y pública, permite a los pobladores participar en actividades nocturnas y diurnas como asambleas, reuniones, actividades cívicas, religiosas, educativas y recreativas, estas antes de la llegada del servicio eléctrico eran limitadas a actividades diurnas. Un beneficio en este tipo de acciones es el alumbrado público y el uso de aparatos de sonido. La iluminación nocturna ha brindado mayor seguridad a los habitantes de las comunidades. Además, los pobladores tienen mayor acceso a información vía radio, televisión e internet y pueden cargar sus celulares.

En el tema de salud, la energía eléctrica de la cual disponen ahora las comunidades, ayuda a tener una buena iluminación en la clínica de salud para atender pacientes a cualquier hora y juega un papel muy importante en la conservación de vacunas y medicamentos que necesitan refrigeración.

En cuanto a la educación, la mayoría de niñas y niños asisten a la escuela primaria y con la energía disponible 24 horas, tienen más oportunidad de realizar sus tareas estudiantiles durante las noches.

La implementación del Centro Tecnológico Intercultural adquiere importancia en términos sociales, de educación y comunicación al abrir nuevas oportunidades de aprendizaje no sólo para los niños y jóvenes, sino también para las mujeres. Los encargados del Centro, un hombre y una mujer que han tenido más acceso a la educación, fueron capacitados para el manejo del equipo, así como para asesorar a los demás miembros de la comunidad en el manejo de los mismos y la búsqueda de información para sus actividades.

Aspectos ambientales

Los impactos ambientales negativos permanentes de los proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, como es el caso de Batzchocolá, son pocos. Sin embargo en este caso, se ha tenido mucho cuidado con el tema ambiental, reforestando y cuidando la micro-cuenca del riachuelo Viamacvitz dentro de la cuenca del río Xacbal para dar sostenibilidad a la planta de generación eléctrica y definiendo el plan forestal para dar sostenibilidad al proyecto productivo de transformación de la madera. Se realizaron estudios de impacto ambiental y se prepararon los planes de manejo forestal y los planes de mitigación de impactos para asegurar el funcionamiento de ambos proyectos en el largo plazo.

LECCIONES APRENDIDAS

Los proyectos ejecutados al momento ya han generado lecciones que han sido de mucha utilidad para la mejora continua de la metodología y su aplicación a los proyectos en ejecución al momento. Entre las lecciones aprendidas más relevantes se encuentran:

• Es de vital importancia el contacto desde el inicio con las comunidades, el logro de una gestión participativa en los proyectos hace que la población al ser el actor principal en el proceso, se apropien y "empoderen" de los proyectos que han sido diseñados de acuerdo a sus requerimientos, (se prioriza la atención a sus necesidades), se incentiva la diversificación productiva y el ingreso familiar, lo que le da sostenibilidad a los proyectos en el largo plazo.

• La creación de la empresa rural comunitaria (en muchos casos la mejor opción es una asociación) toma bastante tiempo porque estas comunidades rurales no tienen experiencia en los temas. Sin embargo, una vez organizados, conforman la directiva, los equipos de trabajo y se definen las responsabilidades y los manuales de operación de la asociación como tal y de sus actividades.

• Las comunidades, a través de la organización, son responsables de los mecanismos financieros de sostenibilidad de los proyectos. Se crea conciencia colectiva para asumir los pagos por servicios energéticos, donde cada beneficiario asume los costos de operación, mantenimiento y administración. Los miembros de la asociación están muy claros de que en la medida que ese capital se mantenga o crezca, la empresa tiene la posibilidad de realizar nuevas iniciativas.

• La participación comunitaria en el proceso de construcción de los proyectos ha unido a los participantes y lo ven como una herramienta de empoderamiento del mismo. En los proyectos desde el inicio ha habido una participación dinámica de la población.

• El tema de género ha sido uno de los ejes transversales, las mujeres y jóvenes fueron un pilar fundamental para la implementación de los proyectos y ha permitido un balance en las prioridades de los mismos y en la conformación de grupos de trabajo. Además, han sido un gran apoyo en la definición y ejecución de responsabilidades en la implementación de los proyectos productivos y en los compromisos adquiridos por toda la población.

• La capacitación de la población beneficiaria es otro punto clave en la sostenibilidad de los proyectos. Al inicio la demostración de proyectos y equipos en operación es un instrumento para información, sensibilización y capacitación, hacerlo a través de visitas técnicas a iniciativas desarrolladas en comunidades cercanas, genera mucha expectativa en la comunidades beneficiarias y ofrece la posibilidad de interactuar con receptores de otros proyectos comunitarios.

• Además, el desarrollo de procesos de capacitación para aspectos específicos, según la experiencia obtenida con estos proyectos, debe basarse en principios básicos: consulta, consentimiento previo e informado y el enfoque de equidad de género. Debe hacerse por medio del diseño de procesos y actividades que permita realizar talleres de formación, talleres de información y sensibilización, talleres de consulta y asambleas. Ello capacita a las comunidades para aprobar y dar consentimiento a las normas y medidas a adoptarse en la ejecución de los proyectos, y establecer las alianzas necesarias para implementarlos.

• La participación de empresas cercanas a las comunidades a través de Responsabilidad Social Corporativa, fortalece su compromiso de respeto y promoción de los derechos de los participantes en los proyectos de energización de las comunidades, y les brindan un beneficio mediante el financiamiento de acciones concretas para el logro de la sostenibilidad de los proyectos. Las empresas además, tiene un redito social invaluable.

• El cumplimiento estricto de los compromisos estipulados por cada una de las partes involucradas en la alianza constituida para la implementación de los proyectos es una señal de confianza, especialmente en los miembros de las comunidades involucradas. A su vez, permite construir el empoderamiento necesario para el soporte de la sostenibilidad en el proceso de desarrollo socioeconómico.

CONCLUSIONES

Los países de ALC deben definir sus políticas y programas técnicos y financieros viables para alcanzar el acceso universal a energías modernas, según los Objetivos de Desarrollo Sostenible - 2030.

Según datos de OLADE, al momento, ALC ha alcanzado una cobertura eléctrica del 96.3%[3]. El BID indica que la región tiene las condiciones para lograr el acceso universal al año 2030. Sin embargo todavía hay alrededor de 22 millones de latinoamericanos sin acceso a la energía, es un reto que deben ejecutar en conjunto los gobiernos, las comunidades, organismos internacionales y entes privados.

La implementación de sistemas descentralizados de energía a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, son una fuerza que fomenta el desarrollo económico rural, siempre y cuando los habitantes beneficiados sean "empoderados" a través de una adecuada formación y capacitación, las cuales deben basarse en la metodología de la educación popular, para que sean partícipes en la construcción colectiva del conocimiento, en la generación de análisis de su contexto y la generación de conciencia, para la presentación y ratificación de iniciativas propias de sostenibilidad del proyecto[4].

Las poblaciones beneficiadas disminuyen el aislamiento o marginación en que se encuentran, a través del acceso a mejor educación, salud, desarrollo cultural, información, comunicación, recreación y desarrollo de actividades productivas. La energía se presenta como una oportunidad que transforma sus vidas, su economía y su propio contexto de marginación.

EL BID indica que la interacción del ingreso del hogar y su ubicación geográfica, aumentan las dificultades para abastecer electricidad a las comunidades rurales, por lo que se transforman en barreras considerables al acceso universal. Para contrarrestar estas barreras, la metodología que está implementando OLADE, se convierte

3 OLADE, SIELAC, mayo 2017

4 OLADE, Mario Hernández Jiménez, Aplicación de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) en sistemas de energía rural en zonas aisladas –Guatemala, 2015

en un mecanismo que permite asegurar la sostenibilidad en el largo plazo de los proyectos de electrificación rural:

• La creación de una empresa rural comunitaria es fundamental. En la región la experiencia indica que la mejor opción es una asociación.

• La participación de entes públicos y privados: ministerios de energía, empresa eléctrica, organizaciones internacionales, empresas locales y ONG´s son necesarias para apalancar fondos y experiencias que hagan realidad los proyectos de electrificación rural de forma que las comunidades logren un desarrollo económico, social y ambientalmente sostenible.

• La participación de los habitantes de las comunidades beneficiarias en todos los proceso del desarrollo de los proyectos, desde el plan inicial hasta la operación y buen funcionamiento de los mismos, es primordial. El "empoderamiento" de los habitantes de las comunidades es uno de los puntos clave para la sostenibilidad de los proyectos.

• Las comunidades deben realizar un manejo adecuado de los fondos recibidos y llevar un control contable detallado para que los recursos sean utilizados en lo que se ha definido, y a su vez estos puedan generar más fondos para inversión en nuevas iniciativas productivas.

• La capacitación es clave para que las comunidades mantengan el objetivo de los proyectos. Se capacitan en aspectos técnicos, administrativos, empresariales (planes de negocio y de trabajo), comerciales, contables, de género, tecnológicos (computación e informática), con esto se les brindan las herramientas necesarias para que una vez que los cooperantes no sean parte de los proyectos, los comunitarios empoderados puedan darles sostenibilidad a los proyectos en el largo plazo.

• La implementación de los proyectos productivos tanto comunitarios, personales o familiares permite la generación de recursos financieros para el pago del servicio eléctrico y con esto permitir que la operación y mantenimiento se sostenga en el largo plazo.

• Acciones de gestión estratégica y capacitación sobre aspectos organizativos, empresariales, comerciales, aspectos tecnológicos, encuentros, foros de intercambio de experiencias, etc. deben continuar aunque el apoyo de entes externos haya finalizado.

Con estas acciones, OLADE colabora con los Países Miembros para el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, en este caso específico, el Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, a través del uso de recursos energéticos renovables y autóctonos de las regiones beneficiarias.

REFERENCIAS

Interamerican Development Bank: http://blogs.iadb.org/energia_es/2016/06/21/barreras-a-la-electrificacion-en-america-latina/, consultado el 03 julio 2016

INDE, *Diseño, Construcción y Suministro de Redes de Distribución, Comunidades Batzchocolá*. Laguna de Batzchocolá y Visiquichum, Guatemala, 2014

International Energy Agency, *Renewables Information*, 2016

OLADE, SIEE, datos al 2015

OLADE, Byron Chiliquinga, *Lecciones Aprendidas en el Proyecto de Electrificación Rural de OLADE*, 2009

OLADE, Byron Chiliquinga, *Proyecto de Energía Rural*, 2013

OLADE, Guillermo Monroy Estrada, *Estado del Arte de la RSE y su Aplicabilidad al Sector Energía Renovable y Electricidad de Guatemala*, Honduras y Nicaragua, 2013

OLADE, Fernando Ferreira, *Experiencia Regional sobre Electrificación Rural y Generación Distribuida*, 2014

OLADE, Mario Hernández Jiménez, *Implementación de Proyectos de Energización Rural en Zonas Aisladas de Guatemala mediante la Aplicación de Responsabilidad Social Corporativa*, 2015

OLADE, Mario Hernández Jiménez, *Informe final Fase II, Aplicación de responsabilidad social corporativa en sistemas de energía rural en zonas aisladas de Guatemala*, 2014

OLADE, Mario Hernández Jiménez, *Informe Final Tercera Fase Implementación Proyectos de Energización Rural en Zonas Aisladas de Guatemala Mediante la Aplicación de Responsabilidad Social Corporativa*, 2015

OLADE, Mario Hernández Jiménez, *Aplicación de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) en sistemas de energía rural en zonas aisladas –Guatemala*, 2013

Semilla de Sol, ENERGIA, y UICN, *Experiencia de inclusión de género en la implementación de la microcentral hidroeléctrica comunitaria Batzchocolá*, Nebaj, Quiché, Guatemala, 2015

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTADO DEL ARTE DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Dr. Juan Manuel Gers[1]

Recibido: 01/nov/2016 y Aceptado: 30/jun/2017
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (24-41).

RESUMEN

A nivel mundial, en los últimos años se ha iniciado una revolución en el sector de la energía, especialmente en el subsector de electricidad, con la introducción del concepto de redes eléctricas inteligentes, conocidas como "*Smart Grids*". Estas empiezan a transformar radicalmente la forma de producir, distribuir, comercializar y consumir energía. La reducción del consumo, el control del uso de fuentes energéticas contaminantes, la participación de los usuarios y la integración de energías renovables no convencionales son algunos de los factores más importantes de las redes inteligentes.

Esta nueva visión del subsector eléctrico, está intrínsecamente asociado a los retos que tienen los países para lograr:

Mayor seguridad energética: a través de la definición de políticas para hacer frente a los problemas de suministro de energía. A su vez la reducción de la dependencia del combustible fósil permite a los países disminuir la incertidumbre de los precios del petróleo.

Producción de energía limpia: la preocupación mundial por el cambio climático y su afectación al medio ambiente, ha llevado a los países hacia una transición energética, en donde las energías limpias juegan un rol muy importante.

[1] Juan M. Gers es licenciado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Valle, Colombia (1977) cuenta con una Maestría en Sistemas de Energía en la Universidad de Salford en Inglaterra y un doctorado (1998) de la Universidad De Strathclyde en Escocia con una investigación en Sistemas de Distribución Automatización. Con experiencia en la gestión de empresas consultoras y enseñanza universitaria en cursos de postgrado. jmgers@gersusa.com

Uso eficiente de los recursos energéticos: para lograr una vida útil mayor de los recursos que se están utilizando y reducir los conflictos sociales y ambientales.

Integración energética sostenible: para aprovechar la complementariedad al recurrir a la abundancia energética de un país para abastecer a otro de modo eficaz, rentable y sostenible.

En este contexto, la red inteligente representa el conjunto completo de las respuestas a los retos actuales y propuestas a los desafíos futuros del suministro de energía. El mercado energético de América Latina no es la excepción, el desarrollo de las redes inteligentes en la región puede ayudar no sólo a mejorar el mercado de la energía, sino también a desarrollar las redes y a lograr una mayor participación de los clientes. La eficacia y el flujo de información en toda la red y la integración de los recursos de energía renovable pueden mejorar la condición de la vida de los habitantes. Esta es la razón por la cual la red inteligente es la clave para lograr la modernización de las redes eléctricas y el desarrollo de la sociedad latinoamericana en una condición respetuosa del medio ambiente y de la mano con el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

El concepto de redes inteligentes es muy amplio en su alcance, por lo que el potencial de aplicación es también muy grande y complejo. El argumento fundamental es la organización y priorización para lograr una estructura interoperable y segura de las redes inteligentes. Esta condición también aplica a los países de América Latina, para que se pueda garantizar una integración sostenible en la red eléctrica.

En este artículo, se resume la situación actual de las redes inteligentes y la correspondiente correlación de las prácticas con la realidad latinoamericana. Se recapitulan los conceptos y fundamentos de las redes inteligentes, se discuten las posibilidades y los retos de la integración de la energía renovable en la red y la modernización a través de tecnologías de información de los sistemas eléctricos. Se analiza la condición actual sobre el mundo y los países de América Latina, centrada en el desarrollo de la tecnología y la integración del mercado. Finalmente se presenta el panorama futuro y algunas recomendaciones para su aplicación en América Latina.

Palabras Claves: Redes Inteligentes, Electricidad, *Smart Grids*, América Latina

ABSTRACT

A revolution has been initiated world-wide in the energy sector in recent years, especially in the electricity subsector, with the introduction of the concept of "Smart Grids". They radically transform the production, distribution, trade and energy consumption processes. Consumption reduction, energy sources pollution control, users involvement and non-conventional renewable energies integration are some of the most important factors in smart grids.

This new vision of the electric subsector is intrinsically associated with the challenges to be overcame by the countries:

***Greater energy security:** through the definition of policies, in order to deal with energy supply problems. In turn, the reduction of on fossil fuels dependence enables countries to reduce the uncertainty of oil prices.*

***Clean energy production:** global concern about climate change and its impact on the environment has led countries towards an energy transition, where clean energy plays a very important role.*

***Efficient use of energy resources:** to achieve a greater useful life of the resources being used and reduce social and environmental conflicts.*

***Sustainable energy integration:** to take advantage of complementarity by resorting*

to the energy abundance of one country, to supply another in an efficient, profitable and sustainable way.

In this context, the smart grid represents the complete set of responses to current and proposed threats to future energy supply challenges. The Latin American energy market is no exception, the development of smart grids in the region which can help not only to improve the energy market, but also to develop networks and rise customer participation. The efficiency and flow of information throughout the network and the integration of renewable energy resources can improve the living conditions of the inhabitants. This is why the smart grid is the key to achieving the modernization of electricity networks and the development of Latin American society in a respectful environment and hand in hand with the achievement of the Sustainable Development Goals.

The concept of smart grids is very broad in scope, so the potential application is also very large and complex. The main argument is the organization and prioritization to achieve an interoperable and secure structure of smart grids. This condition also applies to Latin American countries, so that sustainable integration can be guaranteed in the electricity grid.

This article summarizes the current situation of smart grids and the corresponding correlation of practices with Latin American reality. It recapitulates the concepts and foundations of smart grids, discusses the possibilities and the challenges of the integration of renewable energy in the network and modernization through information technologies of the electrical systems. It analyzes the current global situation and the one of the Latin American countries, focusing on the development of technology and market integration. Finally, the future scenario and some recommendations for its application in Latin America have been also included.

Keywords: *Smart Grids, Electricity, Latin America*

La red inteligente es la modernización sostenible de la red eléctrica, la integración de tecnologías de información y comunicación para gestionar y operar de forma inteligente la generación, transmisión, distribución, consumo e incluso el mercado de la energía eléctrica.

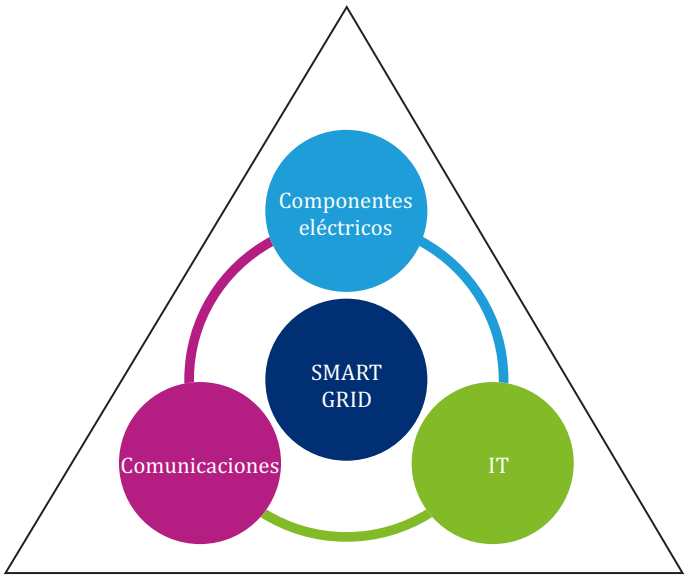
CONCEPTO DE REDES INTELIGENTES

El término "red inteligente" tiene diferentes definiciones y connotaciones, que pueden ser muy simples o muy amplias. La mayoría de las definiciones concuerdan con que la red inteligente es la modernización sostenible de la red eléctrica, la integración de tecnologías de información y comunicación para gestionar y operar de forma inteligente la generación, transmisión, distribución, consumo e incluso el mercado de la energía eléctrica (Gers, 2013). Diferentes organizaciones a nivel mundial trabajan en el tema para obtener una definición. Sin embargo, el Departamento de Energía de los Estados Unidos indica en más detalle que las redes inteligentes anticipan y responden a las perturbaciones del sistema de modo que se puedan corregir fallas con antelación, dan cabida a todas las opciones de generación y almacenamiento, permiten la participación activa de los consumidores, optimizan la utilización de activos, la operación eficiente y facilitan la integración de los recursos de energía renovable en cada parte de la red eléctrica. Este concepto

de red inteligente combina la modernización y una mayor integración de todos los agentes del sistema eléctrico. (*U.S. Department of Energy*, 2009)

Las definiciones reflejan una gran variedad de posibilidades, que han capturado las aspiraciones y objetivos de gobiernos, políticos, reguladores, operadores e innovadores de todo el mundo. Los gobiernos tienen objetivos nacionales claves como la seguridad energética, el crecimiento económico y la sostenibilidad ambiental. La red inteligente es esencial para lograr la consecución de estos objetivos. La industria también está trabajando junto con muchos gobiernos en la fabricación de soluciones prácticas que ayuden en el logro de estos objetivos.

Figura 1. Concepto de Red Inteligente



Fuente: Elaboración propia

Para este artículo, se llevó a cabo una revisión de la condición de la red inteligente, con el fin de evaluar el grado de madurez en los procesos de modernización y las condiciones en los países de América Latina. Al momento, la mayoría de los países apenas han iniciado el proceso, y se han centrado en los aspectos de regulación, medición inteligente y la inclusión de generación distribuida. Hay un largo camino por recorrer para lograr el enfoque correcto de la modernización de las redes eléctricas. Sin embargo, la mayoría de los países son conscientes de que deben dar el primer paso con el fin de garantizar una modernización sostenible de sus sistemas eléctricos. Eso significa que las estrategias comunes y los aspectos regulatorios deben ser revisados en cada país, con el fin de definir funciones, mecanismos, roles de los participantes, objetivos y tiempos de implementación.

VENTAJAS DE LAS REDES INTELIGENTES

Las ventajas de las redes eléctricas inteligentes son diversas y quienes mayores beneficios logran son los consumidores y las energías renovables. Algunas de estas ventajas son:

1. Mejora la fiabilidad del sistema: la red inteligente reduce drásticamente los costos ocasionados por perturbaciones eléctricas. La comunicación y las tecnologías de control son de gran ayuda para aislar fallas y permitir un restablecimiento más rápido del servicio.

2. Mejora la eficiencia del sistema: por el lado de la oferta hay reducción de las necesidades de inversión en generación y construcción de redes y por el lado de la demanda, el cliente logra la gestión y control del consumo de electricidad.

3. Permite la integración de recursos energéticos distribuidos: la instalación de unidades de generación a nivel de cliente es cada día más frecuente. Estas fuentes de generación a pequeña escala se conocen como generación distribuida o recursos energéticos distribuidos, y están recibiendo mucha atención de las autoridades gubernamentales y las instituciones ambientales, ya que alivian los niveles de contaminación que algunas plantas tienen, en particular los que utilizan carbón y derivados del

petróleo. Adicionalmente pueden aumentar la fiabilidad del suministro de energía en el sistema eléctrico.

4. Posibilidad de comunicación bidireccional con los clientes: la filosofía de las redes inteligentes se basan en la adquisición de datos en todos los puntos del sistema de energía, incluidos los clientes. Esto permite una comprensión profunda de toda la dinámica asociada a la generación de energía, no sólo sobre el consumo de energía, sino también el comportamiento de los clientes asociados a este consumo.

5. Optimización del uso y funcionamiento más eficiente de los activos: los datos en tiempo real hacen que sea posible utilizar más eficazmente los activos durante condiciones tanto normales como adversas y reducir los costos de los cortes de energía, esto se traduce en una mayor vida útil de los activos del sistema eléctrico.

6. Promover la gestión de demanda de energía: con los datos en tiempo real es posible modificar el consumo de energía de los consumidores, promoviendo el cambio de comportamiento de consumo a través de la educación o incentivos financieros. Esto se conoce como Gestión de la Demanda de Energía o la gestión de la demanda. Esta estrategia estimula a los consumidores a reducir el consumo de energía durante las horas pico, o a cambiar el tiempo de uso de la energía a horas de poca actividad, como la noche o fines de semana.

7. Mitigación y Adaptación al Cambio Climático: al lograr la reducción de emisiones de CO_2 y una mayor seguridad (adaptación) ante desastres naturales.

BARRERAS DE LAS REDES INTELIGENTES

A pesar de las ventajas para implementar redes inteligentes, también hay algunas barreras que deben ser analizadas:

1. Costos: Muchos países consideran que las tecnologías de renovación e implementación de redes eléctricas inteligentes tienen costos altos y que compiten con otras prioridades del país, como la construcción de vías de comunicación, sistemas sanitarios y las mismas redes eléctricas para dar servicio a nuevos usuarios. Por lo tanto, hay muchos desafíos financieros para la aplicación de la infraestructura de redes inteligentes.

2. Barreras regulatorias: Algunos países no han definido políticas ni organismos responsables para regular el tema de redes inteligentes, por lo tanto, no hay procedimientos o reglamentos que presione a los entes involucrados a realizar la implementación de redes inteligentes.

3. Falta de estándares abiertos: Un concepto filosófico de redes inteligentes es la definición de estándares abiertos. Dichas redes necesitan estándares que sean aceptados a nivel global. Diferentes países y organizaciones en el mundo se encuentran desarrollando estos estándares.

MODELOS DE MADUREZ DE REDES INTELIGENTES COMO HERRAMIENTAS DE PLANIFICACIÓN

Para alcanzar los objetivos de redes inteligentes, las empresas de servicios públicos y los países deben evaluar sus condiciones actuales y el "nivel de madurez" que han alcanzado en el tema. Esto ayuda a definir los criterios impulsados por la visión de las redes inteligentes y a priorizar las inversiones para los proyectos a implementar.

El Modelo de Madurez de Redes Inteligentes es una herramienta que proporciona una guía de organización, evaluación y mejora los esfuerzos para seleccionar las aplicaciones de red inteligente con el fin de lograr una transformación y modernización adecuada (*Software Engineering Institute*, 2011). La metodología tiene tres objetivos: en primer lugar, identificar el estado actual de desarrollo de la entidad desde una

perspectiva de red inteligente y el estado deseado se expresa como un nivel de madurez, para realizar el análisis de las deficiencias y obtener una lista simplificada de los pasos requeridos. En segundo lugar, hacer un análisis de costo-beneficio para determinar qué soluciones de redes inteligentes son económicamente viables y, en tercer lugar, organizar y describir las necesidades de los usuarios con los casos de uso en base a las evaluaciones financieras previamente aprobadas. Un modelo sólido tiene que reconocer no sólo las actividades de gestión llevadas a cabo a nivel de proyecto individual, sino también aquellas actividades dentro de una organización que construye y mantiene un marco de enfoques de proyectos eficaces y prácticas de gestión.

Mediante la realización de una evaluación de la madurez, una organización será capaz de verificar lo que ha logrado, sus fortalezas y debilidades, para luego identificar un plan de acción prioritario para tomar las decisiones estratégicas de mejora para el futuro.

INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LAS REDES ELECTRICAS INTELIGENTES

Una de las principales ventajas de la implementación de redes inteligentes corresponde a la integración de energías renovables en la red eléctrica. Esta integración incluye la generación distribuida, el almacenamiento de energía, y la gestión de la demanda en el sistema eléctrico.

Los principales objetivos de la integración de las energías renovables en las redes inteligentes son:

- Aumento de la utilización de activos a través de integración de sistemas de cargas distribuidas de los clientes para reducir la carga pico.

- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

- Mejora de la seguridad, fiabilidad y capacidad de recuperación de las aplicaciones de micro redes en áreas muy limitadas de la red eléctrica.

- Definición de normas para la cartera de proyectos renovables y de eficiencia energética.

- Inclusión de movilidad eléctrica en las redes.

Al realizar un alto grado de integración de recursos energéticos renovables en la red eléctrica, se espera un funcionamiento seguro y fiable del sistema de potencia. Además, se debe alcanzar una compensación de los servicios realizados por la disminución de número de centrales eléctricas convencionales. Con el fin de mantener la calidad del suministro de energía eléctrica en sistemas con una alta proporción de energías renovables, es necesario tratar de imitar las propiedades de un generador sincrónico con las tecnologías renovables y adaptar el diseño del sistema a las propiedades de las energías renovables basados en inversor.

Las redes inteligentes exigen que esta integración se haga asegurando un sistema eléctrico confiable. Una de las medidas que se deben implementar es la seguridad del suministro, que depende principalmente de la capacidad firme de todo el grupo de unidades de generación.

Sin embargo, hay grandes retos para la integración de las energías renovables en los mercados de energía, así como la definición e implementación de las reglas y bases del mercado, lo que conduce a un cambio del modelo de la generación de energía renovable y una integración rentable de la misma. Equilibrar el mercado de la energía para las fuentes de energía renovable fluctuante, se convierte en una tarea difícil para la futura red inteligente (THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2015). Sin embargo, un claro ejemplo de esto se manifiesta en la Interconexión de la red eléctrica de Centroamérica.

Además, los incentivos juegan un papel clave para garantizar la integración de la energía renovable en los mercados eléctricos en la mayoría de los países de la región. Se requiere de incentivos con el fin de hacer que este tipo de energía sea competitiva, sin embargo, la regulación de este incentivo debe ser cuidadosamente analizada y equilibrada.

En los últimos años la adopción de nuevas políticas ha disminuido, ya que la gran mayoría de los países han adoptado algún tipo de apoyo para las energías renovables (*U.S. Department of Energy*, 2011). Los políticos han centrado su atención en la adaptación de las políticas existentes para mantener el ritmo de la rápida evolución de costos y circunstancias.

Una de las principales ventajas de la implementación de redes inteligentes corresponde a la integración de energías renovables en la red eléctrica. Esta integración incluye la generación distribuida, el almacenamiento de energía, y la gestión de la demanda en el sistema eléctrico.

TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN PARA LA APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES

Todas las definiciones de redes inteligentes coinciden en que la infraestructura de la información y la comunicación son componentes clave que las hacen posible. Sin embargo, dado que se requieren altos niveles de fiabilidad, disponibilidad y seguridad para el funcionamiento de las redes del sistema eléctrico, son necesarios, protocolos seguros que se adapten y ofrezcan niveles más bajos de latencia, mayor ancho de banda, mayor fiabilidad y seguridad.

Los métodos de apoyo a la transmisión y transferencia de datos en las comunicaciones siguen siendo similares a lo que se ha utilizado durante décadas: cable, electricidad, fibra óptica e inalámbrica. Últimamente, las tecnologías de modulación han llegado a ser utilizadas como autopistas de datos a pesar de que no fueron diseñados para este propósito.

Con una infraestructura de comunicación adecuada es posible la integración de los sistemas de medición, los cuales juegan un papel clave en muchos de los desafíos técnicos relacionados con las redes inteligentes, con la inclusión de energías renovables y en la mejora de las operaciones de facturación y atención al cliente.

"PROSUMIDORES" Y SU PAPEL EN REDES INTELIGENTES

En la visión de redes inteligentes donde la red eléctrica futura es dinámica, descentralizada y se produce electricidad de una manera distribuida, los clientes no sólo son consumidores, sino que también son productores de electricidad, por lo tanto, se les llama "prosumidores" y es posible la interacción bidireccional entre productores, consumidores y otras entidades. Esta interacción se basa en los sistemas de comunicación desarrollados para aplicaciones de redes inteligentes (Rodríguez-Molina, Martínez-Núñez, Martínez, & Pérez-Aguiar, 2014). En la medida en que los equipos inteligentes sean parte de los establecimientos de los consumidores, estos serán capaces de relacionarse con el nodo de comunicaciones de la empresa eléctrica e interactuar con el sistema. Los "Prosumidores" son actores inteligentes del sistema eléctrico, exigen estar informados para hacer su toma de decisiones, exponen su opinión claramente y son más rigurosos con el producto y servicio que brindan y que se les brinda.

CIBERSEGURIDAD EN REDES INTELIGENTES

El establecimiento de *Smart Grid* en las redes eléctricas implica una mayor automatización e interconexión de todos los recursos de la red, posibilitando una gestión energética más eficiente.

En un mundo interconectado, los riesgos de seguridad aumentan, la fiabilidad y la confianza varía según los dominios de la red inteligente y los protocolos que se utilicen. Algunas normas de seguridad son aplicables a ciertos protocolos, mientras que otras se aplican a perfiles particulares. Cuando se transfieren datos cruciales y sensibles, las consideraciones de seguridad deben ser altas para cumplir con la seguridad de la información (confiabilidad, confidencialidad e integridad).

Según el Instituto Tecnológico de la Energía de España, algunos de los retos más importantes de la ciberseguridad de los sistemas eléctricos al implementar redes inteligentes son: establecer una arquitectura de seguridad para proteger la información contenida en todos los dispositivos; proteger los diversos canales de comunicación de datos; establecer medidas de protección para los antiguos sistemas de control e instrumentación industrial; y crear un sistema integral de gestión de la ciberseguridad de la infraestructura y servicios que contemple técnicas de planificación, control, medición y mejora continua de la seguridad informática.

La protección de la información es, por tanto, fundamental para mantener la privacidad de los usuarios y asegurar la correcta integración de todos los sistemas que interaccionan en la red eléctrica.

El establecimiento de *Smart Grid* en las redes eléctricas implica una mayor automatización e interconexión de todos los recursos de la red, posibilitando una gestión energética más eficiente.

REDES INTELIGENTES: ESTADO DEL ARTE A NIVEL GLOBAL

Se ha realizado el desarrollo de diferentes proyectos piloto y demostrativos de redes inteligentes en todo el mundo (*International Energy Agency*, 2011). Se ha realizado un esfuerzo significativo por parte de algunos países para invertir en proyectos, centrados básicamente en el uso de tecnologías. Los proyectos piloto en curso incluyen aplicaciones como la generación distribuida, tecnologías de control y la gestión de la demanda a través de medidores inteligentes. Estos proyectos se han llevado a cabo a pequeña escala y se han aplicado sólo a consumidores limitados. Las aplicaciones que implican la información y la comunicación están siendo utilizadas en un número cada vez mayor de proyectos de redes inteligentes, con lo que se consigue una mayor dependencia de las Tecnologías de Información y los sistemas de gestión de datos para permitir el funcionamiento en red.

De acuerdo a *Smart Grid Project Outlook 2014* realizado por la European Commission Joint Research Centre, en Europa desde el año 2002 se contabilizan 459 proyectos en desarrollo en los diferentes países, para lo que se han invertido alrededor de €3.15 billones. Se incluyen 210 proyectos de I+D y alrededor de 250 proyectos demostrativos, básicamente de tecnología.

Alemania ha impulsado la implementación de proyectos con energías renovables desde los años 90 y ha implementado un sistema jurídico y normativo para su promoción. El gobierno de **España** ha promovido que las empresas eléctricas utilicen medidores inteligentes sin costo adicional para el cliente. El **Reino Unido** se ha convertido en uno de los mercados más interesantes para la aplicación de redes inteligentes (United Nations, 2016). Hay grandes oportunidades para los innovadores de Tecnologías de Información y Comunicación en la aplicación de redes inteligentes. El marco regulatorio en el Reino Unido está bien desarrollado para financiar su desarrollo, y existe un mercado altamente competitivo para

los servicios de electricidad al por menor y se da cabida a los servicios de eficiencia energética para el consumidor, hay en desarrollo una serie de proyectos demostrativos. **Francia** desarrolló la integración y optimización de la generación distribuida, gestión de la demanda y recursos energéticos renovables, que es un proyecto de demostración de tres años sobre las redes inteligentes.

En **Canadá**, el gobierno de Ontario ordenó la instalación de medidores inteligentes en todos los hogares y empresas de Ontario (*United Nations*, 2016). Existe un alto potencial de crecimiento en este mercado ya que Canadá requiere invertir en la mejora de la infraestructura eléctrica. En **Estados Unidos** el tema está presente en sus políticas de I+D+i, ya sean públicas o en colaboración con empresas privadas. El gobierno, lanzó un programa de investigación por valor de 4.500 millones de dólares sobre *Smart Grid*. A través de la Ley de Recuperación y Reinversión de los Estados Unidos, el Departamento de Energía (DOE) y otros organismos financieros de Estados Unidos han iniciado 99 Subvenciones a la Inversión de Redes Inteligentes y 41 proyectos de demostración de Redes Inteligentes. Además, varios estados de Estados Unidos han iniciado programas de "Ciudades Inteligentes", que incluyen todos los aspectos del tema para el logro de comunidades sostenibles. (Corporación Andina de Fomento, Banco de Desarrollo de America Latina, 2013)

REDES INTELIGENTES EN AMÉRICA LATINA

Las redes inteligentes y el proceso de integración de la energía renovable son componentes clave en el crecimiento exitoso en el Desarrollo Sostenible de América Latina. Los países de América Latina tienen el potencial de crear tecnologías avanzadas que pueden contribuir al desarrollo sostenible.

La mayor parte del desarrollo de modernización de las redes inteligentes en la mayoría de los países de América Latina se centra en la reducción de las pérdidas no técnicas. También se hacen esfuerzos en la aplicación de medidores inteligentes y mejora de la infraestructura de medición. Además, el entorno favorable para el desarrollo de las energías renovables hace que la generación distribuida sea uno de los pilares hacia el desarrollo inteligente de la infraestructura eléctrica.

En **Argentina**, como parte de la contribución a la integración de las Redes Inteligentes en el área de Alta Tensión, Energía Argentina SA (ENARSA) están implementando acciones para varios años para obtener un seguimiento activo del equipo asociado con el sistema de transmisión (Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL), 2014). Además, con el fin de dar un mayor impulso al cambio del modelo de generación se ha puesto en marcha el Programa de Generación Distribuida, creado para responder al reto del desarrollo de las redes inteligentes.

Las redes inteligentes se han convertido en uno de los conceptos más importantes en el sector energético de **Brasil**, ya que el tema ha generado políticas que están alineadas con el crecimiento económico del país. En 2010, muchas empresas de servicios públicos brasileños comenzaron un estudio profundo sobre el tema, con el fin de preparar y administrar su inversión en nueva infraestructura, la investigación y desarrollo y modernización de la red (OLADE, 2012). En la ciudad de Sete Lagoas se utilizó un modelo para implementar un sistema de aranceles hora/tiempo real, reducir los costos y las pérdidas de energía y mejorar la eficiencia y la calidad de la energía. En 2010, la empresa eléctrica AES Eletropaulo invirtió en un proyecto piloto para desarrollar una red de distribución inteligente de integración de la información y de comunicación, así como en equipos avanzados. *Centrais Elétricas de Santa Catarina* S.A. (CELESC) puso en marcha un proyecto enfocado en la implementación del sistema de medición inteligente en la ciudad de Blumenau, cuyo objetivo es servir a 3.670 consumidores.

El gobierno de **Chile** ha definido una estrategia

de energía, indicado en la "Estrategia Nacional de Energía 2012-2030", publicado por el Ministerio de Energía, donde se promueve el desarrollo de la generación distribuida, las tecnologías de medición inteligente (centrado en Balance Neto) y las redes inteligentes como objetivo.

El sector eléctrico de **Colombia** también se está involucrando con la práctica de modernización de sus redes eléctricas por medio de la implementación de redes inteligentes. En el año 2001 se aprobó una ley para promover las energías alternativas, además desde el punto de vista de la regulación, se llevaron a cabo en 1994 reformas que dividen los costos administrativos del sector eléctrico en generación, transmisión, distribución y comercialización. El país involucra el tema "Colombia Inteligente", como una iniciativa que responde a la necesidad de mejora de la red eléctrica. De esta manera, la iniciativa reconoce que el sector eléctrico debe articularse de manera significativa con otros sectores, como el transporte, para lograr resultados positivos con mayor impacto para el país. Esta iniciativa se formuló como un amplio foro de discusión que promueve la búsqueda de soluciones, desde la generación hasta el consumo final en base a la búsqueda de un mejor desempeño en consecuencia un mejor servicio a los usuarios, utilizando la nueva propuesta tecnológica. Hoy en día, la iniciativa considera actores relevantes que permiten que los proyectos de investigación y desarrollo integren tanto la oferta de mercado, como desarrollos propios para alcanzar los objetivos del Sector Energético de Colombia basados en facilitar mecanismos de conocimiento, evaluación y adopción de las mejores prácticas que asistan a los objetivos a nivel nacional e internacional nivel. En 2016, se concreta el Mapa de Ruta a través de la definición de las Redes Inteligentes Visión 2030 Colombia, documento realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que incluye no sólo los retos que debe afrontar el país con el fin de poner en práctica esta visión de redes inteligentes, sino también las tareas y requisitos que deben llevarse a cabo (UPME, 2016).

Costa Rica ha comenzado a mostrar un interés importante en la implementación de redes inteligentes (Instituto Costarricense de Electricidad, 2016). Las empresas locales de distribución aplicaron el Modelo de Madurez del Instituto de Ingeniería de Software. La aplicación de la metodología ayudó a evaluar y diagnosticar la situación actual de las empresas eléctricas con el objetivo de ir hacia un sistema normalizado. Luego se definieron los objetivos hacia el futuro y se desarrolló un plan de trabajo para la implementación de soluciones inteligentes en el servicio eléctrico. El proceso se realizó con el apoyo del Comité Regional de CIER para Centroamérica y El Caribe (CECACIER).

Derivado de la Reforma Energética, el nuevo marco legal de **México**, considera importantes cambios en los temas relacionados con la planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN; asimismo da especial relevancia a las energías limpias y a la generación distribuida; también considera la incorporación de tecnologías de redes eléctricas inteligentes como un elemento importante que ayudará a conseguir los objetivos planteados sobre la materia (SENER, 2016). El desarrollo de redes inteligentes en el país incorpora la tecnología digital en cada parte de la cadena del sistema de energía (generación, transmisión, distribución y consumo). Han facilitado la incorporación de las energías renovables a la matriz energética mexicana, la cual es capaz de mejorar la condición de desequilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) está llevando a cabo un proyecto para mejorar el intercambio de datos con el fin de supervisar y controlar los parámetros eléctricos de la red eléctrica mediante el uso de la tecnología inalámbrica. También está desarrollando aplicaciones inalámbricas con el fin de proporcionar los datos asociados con el consumo de energía y el control y seguimiento de las redes de distribución. Asimismo, en México se

han realizado algunas actividades de investigación en torno al tema de las redes inteligentes, el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (IEE) ha estado trabajando en los últimos años en un programa para ayudar al desarrollo del tema a nivel nacional.

Para el año 2030 se espera que los países de América Latina y El Caribe hayan definido al menos una visión de red inteligente y hayan desarrollado una hoja de ruta.

La Secretaría Nacional de Energía de **Panamá** (SNE) ha reconocido la importancia del potencial de las redes inteligentes como motor de la Estrategia Nacional de Energía (Secretaría Nacional de Energía, 2015). Propone realizar un estudio sobre las medidas legislativas, reglamentarias y operativas para adoptar progresivamente los conceptos de redes inteligentes y tecnologías en el sistema de distribución de Panamá, además ha desarrollado políticas para la introducción agresiva de fuentes de energía renovables.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) de **Perú**, propuso un plan estratégico para la implementación de Redes Inteligentes para el sistema eléctrico del país, el cual contempla la progresiva evolución de la red hacia un nuevo modelo de *Smart Grid* y puntualiza cualitativamente los niveles deseados de penetración de las tecnologías correspondientes. La estrategia incluye la incorporación de todos los agentes en el desarrollo del plan de acción, basado en la identificación de proyectos pilotos que logren probar funcionalidades y tecnologías, previo al desarrollo regulatorio definitivo para el despliegue masivo de dichas tecnologías. La implementación de estas tecnologías permite al país mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico, haciendo posible asegurar la integración de nuevas energías renovables que, junto a la generación distribuida y la gestión de la demanda, permitirán reducir las puntas de potencia y postergar o potenciar las inversiones en generación y redes, muy relevantes en un país con tasas de crecimiento de consumo superiores al siete por ciento anual.

RETOS Y RECOMENDACIONES PARA IMPLEMENTAR LAS REDES INTELIGENTES EN LATINOAMÉRICA

Se demostró que la visión de red inteligente ya empezó a ser considerada en muchos aspectos regulatorios y tecnológicos en los diferentes países de América Latina y el mundo. Sin embargo, la mayoría de los países están apenas en el inicio de un largo trayecto para alcanzar el objetivo de asumir redes eléctricas inteligentes. Hay muchas carencias y deben hacerse esfuerzos con el fin de alcanzar los diferentes objetivos nacionales de la energía (*Economic Commission for Latin America and the Caribbean* (ECLAC), 2012).

Cada país debe desarrollar la hoja de ruta deseada para el desarrollo de tecnologías de redes inteligente, teniendo en cuenta aspectos como la política energética, prioridades de electrificación, estructura del mercado y regulación, condiciones de la red, etc. Son pocos los países de la región que tienen esta etapa concluida o están en el proceso de preparación. Estas hojas de ruta deben contener la visión de la aplicación de las redes inteligentes, el establecimiento de prioridades para su desarrollo y la aplicación de los componentes de las redes inteligentes y tecnologías, la identificación de los obstáculos locales (reglamentación técnica y no técnica),

las acciones que deben ser dirigidas a superar las barreras, el plan de inversiones necesarias para las redes inteligentes y la identificación de las normas que han de adoptarse para el rápido despliegue de las tecnologías.

La disposición de una hoja de ruta por cada país de América Latina, puede suministrar una idea de las características comunes, actuales y futuras de la región, en términos de la matriz energética, pérdidas técnicas y no-técnicas, políticas ambientales y regulación eléctrica, infraestructura del sistema, las reglas del mercado, etc., que permitirá la implementación de redes inteligentes en los países.

Después de la definición de la Hoja de Ruta de la Red Inteligente, se pueden desarrollar las políticas y marcos jurídicos adecuados en los diferentes niveles de responsabilidad. Los gobiernos nacionales y los responsables de las políticas públicas deben elaborar, publicar y difundir las estrategias para hacer frente a los objetivos de seguridad del abastecimiento energético, la mitigación del cambio climático, la competitividad en el mercado, la reducción de las pérdidas y la accesibilidad de la electricidad y los costos. Estas estrategias públicas deberán ayudar al aumento del conocimiento en el tema de redes inteligentes de todos los actores involucrados.

Con una trayectoria clara y una política nacional bien definida sobre las redes inteligentes, es posible el desarrollo y la implementación de proyectos concretos. Sin embargo, el desarrollo de las tecnologías de redes inteligentes implica inversiones importantes. Se debe realizar una visión global de los costos y beneficios en la situación específica de cada país por parte de los diferentes grupos de interés en función de las condiciones de potencia y redes de tecnología, información y comunicación, regulación y el potencial de respuesta del cliente.

Con algunos aspectos normativos y política energética bien definidas, los países latinoamericanos podrían, por lo tanto, hacer los esfuerzos por desarrollar diferentes proyectos piloto que utilicen tecnologías de redes inteligentes. Muchos proyectos de investigación se llevan a cabo en todo el mundo, de modo que América Latina debe ser consciente de ello, con el fin de evitar duplicaciones al momento de suplir las falencias y las particularidades locales. Existen varias soluciones tecnológicas disponibles, algunas necesitan ser personalizadas para la aplicación específica, mientras que otras todavía necesitan ser desarrolladas. Sin embargo, todo el desarrollo debe ser probado en términos de capacidad, compatibilidad e interoperabilidad en proyectos pilotos a pequeña escala y luego en situaciones reales. Una de las claves para el despliegue de las tecnologías de redes inteligentes es la investigación, el desarrollo y la demostración. La experiencia de nivel superior de la academia en Latinoamérica, los centros de investigación, empresas de servicios públicos, las industrias locales y las autoridades públicas y los reguladores deben unirse a los esfuerzos para construir una cartera de actividades de investigación de redes inteligentes que comprenden proyectos piloto y demostrativos.

Los proyectos de redes inteligentes regionales y las actividades de investigación correspondiente, permiten la creación de capacidades regionales. El desarrollo de la red será posible sólo si se ponen a disposición los conocimientos profesionales necesarios, sin embargo, los recursos humanos que tienen educación en ingeniería eléctrica y capacitación en este tema no son suficientes para garantizar la rotación profesional necesaria. Este requisito de habilidades y conocimientos debe complementarse con un enfoque multidisciplinario, integrando todos los aspectos políticos, técnicos, sociales y de energía relevantes en función de las redes inteligentes. Por lo tanto, se recomienda apoyar nuevos programas de educación a través de las universidades y las instituciones. Los ingenieros locales de América Latina muestran una clara actitud hacia la innovación basada en un enfoque muy práctico y directo. Esta habilidad natural debe ser utilizada para abordar problemas y proyectos que utilizan

un enfoque muy pragmático y la creación de soluciones que se caractericen por su simplicidad, costos bajos y fiabilidad, que puedan ser utilizados para hacer frente al reto tecnológico de las redes inteligentes y su aplicación en los países de la región.

Otro desafío importante para los países de América Latina es la promoción de la normalización. El desarrollo de infraestructura de redes inteligentes se basa en la tecnología de interoperabilidad, que se logra a través de una adecuada estandarización. La prioridad debe ser la utilización de normas internacionales, antes que el desarrollo de normas locales, esto ayuda a evitar la normalización regional que no puede ser integrada en un marco común. Los países latinoamericanos deben aumentar su participación en el proceso de desarrollo de normas para permitir el continuo desarrollo tecnológico necesario para las redes inteligentes. América Latina debe integrar las plataformas existentes o incipientes para permitir el desarrollo y coordinación entre regiones de las normas de las redes inteligentes, establecido mediante asociaciones con las normas internacionales vigentes como IEEE, IEC, NIST, ISO[1], etc., y sus alianzas internacionales o locales. Además, los desarrolladores locales de tecnología deben promover un acceso internacional para bancos de pruebas globales con el fin de verificar la coordinación, la interacción y la interoperabilidad de las soluciones globales de las redes inteligentes. Se debe prestar especial atención en la seguridad de la infraestructura de comunicación y la privacidad de los datos.

Uno de los elementos clave que deben ser considerados cuidadosamente en la mayoría de los países, es la integración de los recursos energéticos renovables. Las redes inteligentes permitirán de forma fácil la participación de las nuevas tecnologías, incluyendo todos los componentes asociados con este tipo de generación. Los países latinoamericanos tienen una interesante oportunidad de utilizar los recursos energéticos no convencionales debido a su gran potencial y disponibilidad. La integración, así como la hoja de ruta de la red inteligente deben estar alineados y analizados cuidadosamente para garantizar la sostenibilidad financiera y tecnológica en el largo plazo.

Por último, el prosumidor quien es en "actor clave" en el proceso de implementación de las redes inteligentes, debe ser tomado en cuenta en varios aspectos. Por lo tanto, es necesario que los gobiernos, empresas eléctricas y principales actores, tengan conciencia acerca del nuevo rol de estos actores en la futura red eléctrica. La comunicación con el cliente es muy importante, teniendo en cuenta que las redes inteligentes implican un impacto social significativo. Consecuentemente, se requiere una participación activa de los consumidores y la creación de la conciencia pública sobre la necesidad de actuar a favor de la evolución de las redes eléctricas. La introducción progresiva de los aparatos inteligentes y las características de automatización del hogar va a cambiar dramáticamente la conciencia de los consumidores de energía. Por lo tanto, es esencial que los consumidores reciban información sobre los beneficios de los medidores inteligentes, las oportunidades de participación en la administración de la demanda y otras tecnologías de redes inteligentes. Por ejemplo, podría ser útil aplicar a nivel de países, una especie de competencia entre ciudades, donde se comprometa a responsables políticos, consumidores de energía, servicios públicos locales, y otros actores interesados, poner en práctica los aspectos clave de la red inteligente como son: generación distribuida, administración de la demanda, uso de electrodomésticos inteligentes, almacenamiento eléctrico y uso de vehículos eléctricos, etc., para ir forjando el camino hacia una perspectiva de futuras ciudades inteligentes.

1 IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers; IEC: International Electrotechnical Commission; NIST: National Institute of Standars and Technology; ISO: International Organization for Standardization

CONCLUSIONES

A nivel mundial, el proceso de implementación de redes inteligentes es todavía una iniciativa en desarrollo. El estado del arte mostró que aún no se han realizado grandes proyectos con respecto a este tema. Por lo tanto, todavía hay algunas preguntas abiertas sobre el proceso de normalización, selección de aplicaciones de redes inteligentes y aspectos regulatorios.

Los gobiernos de América Latina deben realizar un esfuerzo para definir los objetivos de la modernización de las redes energéticas. Los países de la región, pueden aprovechar la oportunidad de que las "grandes potencias" apenas están desarrollado tecnología sobre el tema, esto representa una oportunidad única para modernizar las redes eléctricas de la región. Da lugar para la innovación y el desarrollo de nuevos conceptos y estrategias que se puedan implementar en el proceso de modernización. La creación de nuevas soluciones, puede representar el desarrollo de una nueva industria y más puestos de trabajo para la región, que aumenten la competitividad del mercado de la energía y que reduzca los costos de las soluciones a implementar.

Los países de América Latina ya están conscientes de la importancia de la implementación de las redes inteligentes en sus redes eléctricas. Entonces, para el 2030 se espera que los países de la región, hayan definido, al menos una visión de red inteligente y hayan desarrollado una hoja de ruta. Es preferible que la visión de cada país se ajuste a una gran iniciativa desarrollada conjuntamente por todos los países a través de asociaciones de energía. Por lo tanto, es necesario que los gobiernos y las organizaciones de energía promuevan la discusión acerca de los objetivos comunes y la situación deseada que se pueda lograr a través de talleres y se utilicen herramientas como el Modelo de Madurez de la Red Inteligente.

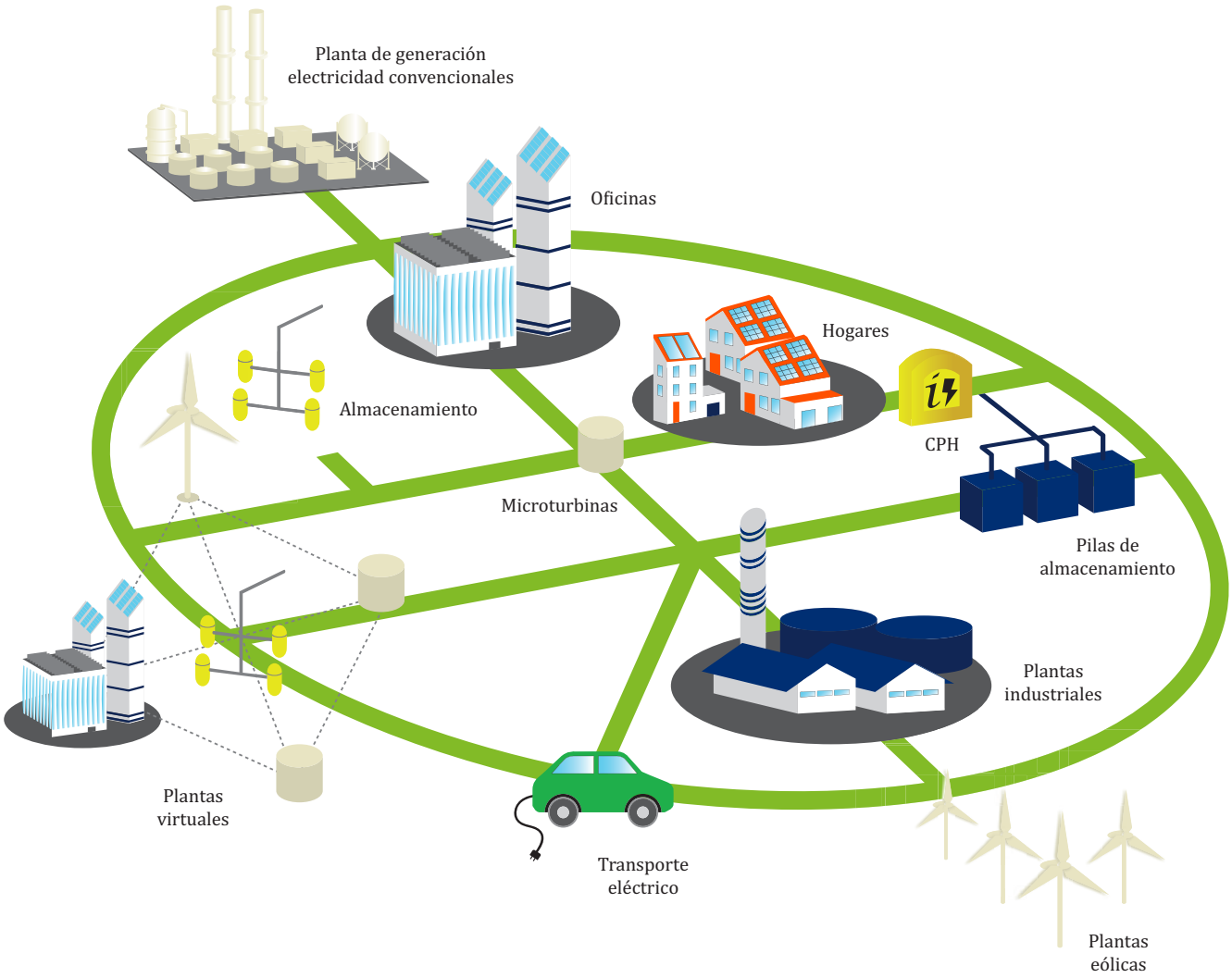
Una vez definida la visión, los gobiernos y entidades energética, deben definir los aspectos reglamentarios y promover el proceso de normalización, que también incluya el incentivo correspondiente para los servicios públicos y los clientes con el fin de facilitar su participación en el proceso de modernización. Es claro, el rol preponderante de los servicios públicos y en especial de los clientes en el proceso de modernización. Por lo tanto, se espera que para el 2030 todos los países tengan un marco completamente definido en torno a la política de las redes inteligentes. Esto incluye la definición de objetivos que incluya el aumento de la eficiencia energética, la fiabilidad del suministro de energía, la reducción de emisiones de CO_2 y el kW de energía renovable integrada en la red. Este último punto representa un objetivo interesante para la implementación de redes inteligentes, especialmente para los países de América Latina con una gran cantidad de energía renovable disponible. Se espera que se implemente políticas sobre el proceso de integración: tarifa de la energía y la negociación del mercado de la energía, la medición bidireccional de la energía y la motivación del cliente de integrar la generación distribuida a nivel de distribución.

Para ese momento, todos los actores del negocio de la energía deberán entender el impacto del éxito de la implementación de las redes inteligentes. Consecuentemente, los clientes deberán tener un conocimiento general sobre el tema y su papel en el proceso de modernización. Este debe ser uno de los objetivos principales, ya que esta modernización implica un cambio completo en la cultura del consumo de energía.

Para el año 2030 los pequeños proyectos piloto deben estar ya probados y los resultados listos para la implementación de proyectos a gran escala. Esto implica que los gobiernos,

los servicios públicos y los proveedores de tecnologías y soluciones lleguen a un consenso con las necesidades locales y los requisitos para las soluciones de las redes inteligentes. Como se mencionó antes, esto representa también una muy buena oportunidad para que los investigadores locales, las universidades y los desarrolladores industriales, puedan contribuir con el desarrollo de esta modernización y promover sus aplicaciones nacionales.

Como recomendación final se sugiere un Foro Regional Permanente, para el intercambio de información técnica, económica y mecanismos de financiamiento para la investigación y desarrollo de redes inteligentes, con el fin de facilitar la implementación de modelos nacionales y/o regionales, colaborar con los países y entidades en el aprovechamiento del financiamiento para los programas y facilitar el aprendizaje a través de estudios de caso.



REFERENCIAS

Corporación Andina de Fomento, Banco de Desarrollo de América Latina, *Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe*, 2013.

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL), Argentina, 2014. [En línea]. Available: http://www.cidel2014.com/sesiones.asp?lang=esp.

Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC), *Smart grids in Latin America and the Caribbean*, United Nations, 2012

Instituto Costarricense de Electricidad, *Empresas eléctricas costarricenses aplican modelo innovador para redes inteligentes*, July 2016. [En línea]. Disponible: https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/AcercadelGrupoICE/Sala%20de%20prensa/Comunicados-Oficiales/f52377f9-a6ec-4a7f-975b-6bb5377ec086/!ut/p/z0/jY49b8IwEIb_hkyWuekxIbRQhUIkQGJIfVSXQ47dZvaIQlf_56kUyfEdLrnfe_ESTMCLr3HwMWAz7h9Gfqr9Qqebtdit1WYldHGQOlXvWb.

International Energy Agency, *Technology Roadmap Smart Grids*, International Energy Agency, Paris, France, 2011.

J. Gers, *Distribution System Analysis and Automation*, Institution of Engineering and Technology IET, 2013.

J. Rodríguez-Molina, M. Martínez-Núñez, J. Martínez y W. Pérez-Aguiar, *Business Models in the Smart Grid: Challenges, Opportunities and Proposals for Prosumer Profitability*, energies, pp. 6142-6171, 2014.

The European Wind Energy Association, *Balancing Responsibility And Costs of wind power plants*, The European Wind Energy Association, 2015.

OLADE, *BOLETIN INFORMATIVO*, vol. 5, nº 48, 2012.

SENER, México, *Programa de Redes Eléctricas Inteligentes*, 2016

Secretaría Nacional de Energía, *Plan Energético Nacional 2015-2050: Panamá, El futuro que queremos*, 2015

Software Engineering Institute, *Smart Grid Maturity Model Definition: A framework for smart grid transformation*, Carnegie Mellon University, Hanscom AFB, MA, USA, 2011.

U.S. Department of Energy, *SMART GRID: an introduction*, U.S. Department of Energy, 2009

United Nations, *World Economic Situation and Prospects*, 2016.

UPME, *Smart Grids Colombia Visión 2030*, UPME, 2016.

BIBLIOGRAFIA ADICIONAL CONSULTADA

BID, *Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles*, 2012

Bloomberg New Energy Finance, *Q1 2014 Energy Smart Technologies Market Outlook*, 2014.

DNV-GL, *Integration of Renewable Energy in Europe*, 2014.

Electric Power Research Instittute, http://smartgrid.epri.com/, Smart Grid Resource Center, 2016. [En línea].

EU Commission Task Force for Smart Grids Expert Group 1, *Functionalities of smart grids and smart meters*, EU Commission, 2010.

European Comission, *Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation in Energy Supply Systems*, European Comission, Belgium, 2001.

EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY, *DG ENER Working Paper The future role and challenges of Energy Storage*, European Commission Directorate-General For Energy , 2012.

GTM Research, *Global Smart Grid Technologies and Growth Markets*, 2013. [En línea]. Available: http://www.greentechmedia.com/research/report/global-smart-grid-technologies-and-growth-markets-2013-2020.

Khan, A. Mahmood, N. Javaid, S. Razzaq, R. Khan y M. Ilahi, *Home Energy Management Systems in Future Smart Grids*, p. 9, 2013.

IEEE, *IEEE Std 2030-2011, IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads*, 2011.

J. Rey, P. Vergara, G. Osma y G. Ordóñez, *Analysis of the Inclusion of Smart Grids Technology in the Colombian Electric Power System*, de Simposio Internacional sobre Calidad de Energ'ia Eléctrica, Medellin, 2013.

M. B. Line, I. A. Tondel y M. G. Jaatun, *Cyber security challenges in Smart Grids*, de 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), Manchester, 2011.

M. Milligan, E. Ela, B.-M. Hodge, B. Kirby, D. Lew, C. Clark, J. DeCesaro y K. Lynn, *Cost-Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation*, National Renewable Energy Laboratory, 2011.

National Institute of Standards and Technology, *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*, U.S. Department of Commerce, 2014.

National Renewable Energy Laboratory, *Issues Affecting Renewable Energy Integration*, National Renewable Energy Laboratory, 2016. [En línea]. Available: http://www.nrel.gov/electricity/transmission/issues.html.

National Renewable Energy Laboratory, *Variable Renewable Generation Can Provide Balancing*, National Renewable Energy Laboratory, Denver West Parkway, Golden, CO, 2013.

Renewable Energy Policy Network for 21st Century (REN), *RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT*, 2016.

Silver Spring Networks, *How the Smart Grid Enables Utilities to Integrate Electric Vehicles*, Silver Spring Networks, 2012.

U.S. Department of Energy, *2014 Smart Grid System Report*, U.S. Department of Energy, Washington, USA, 2014.

U.S. Department of Energy, *DOE Microgrid Workshop Report*, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program, San Diego, California, USA, 2011.

U.S. Department of Energy, *The Role of Microgrids in helping to advance the Nation's Energy System*, U.S. Department of Energy, 2016. [En línea]. Available: http://energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid/role-microgrids-helping-advance-nation-s-energy-system.

W. Wang y h. Lu, *Cyber Security in the Smart Grid: Survey and Challenges*, Department of Electrical and Computer Engineering, North Carolina State University, Raleigh NC 27606, US., 2012.

ESTRATEGIA PARA RESPONSABLES DE POLÍTICAS DEL SECTOR DE ENERGÍA EN APOYO A LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES NACIONALES DETERMINADAS

Mauricio Zaballa Romero[1], Hortensia Jiménez Rivera[2], Vera Franken[3]

Recibido: 12/nov/2016 y Aceptado: 25/nov/2016
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (42-65).

[1] Consultor Experto en Cambio Climático, con doctorado en Biología. Ha trabajado en temas de climatología urbana y calidad del aire en Bolivia. Desde el 2004 Mauricio viene trabajando en los temas de cambio climático, inicialmente para el gobierno boliviano y más tarde para el UNEP DTU Partnership. Experticia en el área de mitigación al cambio climático, pasando desde los inventarios de Gases de Efecto Invernadero, el MDL, las Estrategias de Desarrollo bajo en carbono y los NAMAs, en transferencia de tecnología, a través del proyecto de Evaluación de Necesidades de Tecnología (ENT) y del CTCN y el Mecanismo de Reducción de Deforestación y Degradación de Bosques, conocido como REDD+. mzaballa@cambiando-paradigmas.com

[2] Ingeniera Química de la Universidad Mayor de San Andrés, Ms Sc en Desarrollo Energético Sustentable en la Universidad de Calgary, Canadá. Viceministra de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2012-2016). Experta en planificación energética, desarrollo de normativa, gestión de programas y proyectos de desarrollo en infraestructura eléctrica y sostenibilidad económica del sector. Actualmente es la Directora General Ejecutiva de la Agencia Bolivariana de Energía Nuclear.
poninahj@gmail.com

[3] BSc. en Negocios Internacionales y Master en Economía y Finanzas aplicadas, con asignatura secundaria en Negocios Sostenibles de la Copenhagen Business School de Dinamarca. Trabaja como Consultora Financiera en Cambiando Paradigmas. vfranken@cambiando-paradigmas.com

RESUMEN

El presente artículo busca explorar la contribución del sector de energía a alcanzar las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero propuestas en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDCs) de la región de Latinoamérica y el Caribe (LAC). El interés de la región es muy alto, con 26 de 27 países que presentaron compromisos de contribución. Dentro de los compromisos presentados, el sector de energía es de gran relevancia para poder lograr los objetivos.

La región LAC igualmente muestra un gran compromiso en la incorporación de energías renovables en la generación de energía, aunque la región sigue siendo productora y consumidora de fuentes fósiles. Es necesario desarrollar estudios sobre vulnerabilidad, adaptación y resiliencia al cambio climático para incorporar variables de cambio climático en la planificación energética y optimizar el desarrollo de infraestructura en términos técnicos y económicos.

Las agendas de cambio climático presentan muchos aspectos comunes que no son novedosos para el desarrollo y formulación de las políticas energéticas. El balance adecuado entre los precios de las tecnologías renovables, el precio de los combustibles fósiles y la adaptación al cambio climático, como también la eliminación de barreras es relevante para incluir energías renovables bajo un marco de resiliencia al cambio climático. Por lo tanto, se proponen líneas estratégicas que permitan integrar adecuadamente la agenda de cambio climático dentro de la planificación energética.

Palabras Claves: Cambio Climático, Energía, Política Energética, NDCs, América Latina

ABSTRACT

The present paper seeks to explore the contri-bution of the energy sector to achieving the greenhouse gas emission reduction goals proposed in the Nationally Determined Contributions (NDCs) of the Latin American and Caribbean region (LAC). The interest of the region is very high, with 26 out of 27 countries that submitted contribution commitments. Within the commitments presented, the energy sector is of great relevance in order to achieve the objectives.

The LAC region also shows a great commitment in the incorporation of renewable energy in the generation of energy, although the region continues to be a producer and consumer of fossil sources. It is necessary to develop studies on vulnerability, adaptation and resilience to climate change to incorporate climate change variables into energy planning and optimize infrastructure development in technical and economic terms.

The climate change agendas present many common aspects that are not new to the development and formulation of energy policies. The appropriate balance between the prices of renewable tech-nologies, the price of fossil fuels and adaptation to climate change, as well as the removal of barriers is relevant to include renewable energy under a framework of resilience to climate change. Thus, strategic lines are proposed that allow the proper integration of the climate change agenda into energy planning.

Key Words: *Climate Change, Energy Policy, NDCs, Latin America*

El Acuerdo de París representa un hito en el proceso de negociación de los objetivos y metas que se deben alcanzar desde la agenda de cambio climático para que el planeta no exceda los 2 ºC.

INTRODUCCIÓN

El Acuerdo de París representa un hito en el proceso de negociación de los objetivos y metas que se deben alcanzar desde la agenda de cambio climático para que el planeta no exceda los 2 °C, recomendación del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por su acrónimo en inglés), que incluso sugiere que se trate de alcanzar la estabilización de la temperatura bastante por debajo de los 2 °C y de aproximarse lo más posible a 1.5 °C (IPCC, 2013). Esto significa que, como mínimo, todos los países deben alcanzar una reducción de emisiones total de 40 Gt CO_2e y que acorde al Reporte de Síntesis, preparado por el Secretariado de la CMNUCC, si sumamos todas las promesas estipuladas en los INDCs alcanzamos un nivel global que está por encima de las 55 Gt CO_2e, que debería ser alcanzado para el año 2030 si no se quiere que la temperatura global del planeta sobrepase los 2 °C (CMNUCC, 2015).

ANÁLISIS DE LOS INDCS/NDCS PRESENTADOS POR LA REGIÓN DE LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE

Las Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional (INDCs, por su acrónimo en inglés) no cuentan con una definición bajo el proceso de negociación de cambio climático, pero son entendidas como contribuciones voluntarias, que los países pretenden aportar para que la temperatura global del planeta no supere los 2 °C, que es lo que recomienda el IPCC.

La región de Latinoamérica y el Caribe, considerada en el presente artículo, comprende únicamente a los 27 Países Miembros de OLADE y no a los 31 países existentes en la región. De los 27 países de la región, 14 países presentaron sólo INDCs y 12 presentaron NDCs, siendo Nicaragua el único país que no presentó ni INDC o NDC. De los cuales, 18 países condicionan enteramente o parcialmente el alcance de sus contribuciones a la existencia de un apoyo internacional en términos de financiamiento, tecnología o desarrollo de capacidades; 6 países indican que sus contribuciones son enteramente voluntarias, lo que significa que las alcanzarán con esfuerzos propios, y dos países no se pronuncian al respecto[1].

Catorce países de la región presentaron una meta de reducción de emisiones de GEI en relación a un escenario de línea base (BAU), 6 países con base en las reducciones de un año base, 6 países basados en metas sectoriales y únicamente dos países vinculan sus emisiones al crecimiento del PIB[2]. Las dimensiones de las contribuciones voluntarias y condicionadas varían bastante entre los países y además son presentadas en forma distinta: porcentajes de contribuciones, metas voluntarias o condicionadas en volúmenes de reducciones de GEI, o metas sectoriales.

En cuanto a los periodos de inicio y fin de la contribución, los años varían considerablemente. La gran mayoría presenta el 2030 como año meta de la contribución con algunas excepciones como Panamá que indica el año 2050 y cuatro países que indican el año 2025.

1 Esto acorde al portal de los NDCs de la CMNUCC http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx

2 Todos los NDCs y INDCs presentados por los países están listados en las referencias al final del artículo

Los sectores cubiertos por los INDCs o NDCs de la región de Latinoamérica y el Caribe están clasificados en: aquellos sectores considerados bajo acciones de mitigación y aquellos que se consideran para medidas de adaptación.

Los sectores de mitigación que se mencionan con más frecuencia son: los de Energía y el Uso de la Tierra y Cambio del Uso de la Tierra (UTCUTS). El sector de Energía está compuesto por: Generación de Energía, Eficiencia Energética y Transporte. En acciones propuestas de adaptación al cambio climático, los sectores preponderantes son el manejo de desastres, la agricultura, el manejo del agua y los bosques. Aquí únicamente cinco países mencionan al sector de Energía.

Rol del sector de Energía dentro de los INDCs/ NDCs

La generación de energía es considerada en todos los INDCs o NDCs presentados por los países de la región, excepto, por México y Colombia. La gran mayoría también menciona medidas de eficiencia energética y transporte dentro de sus contribuciones. El hecho de que la mayoría de los países mencionan al sector de Energía, ya sea en la generación de la energía, medidas de eficiencia energética o medidas en el sub-sector transporte, permite inferir la importancia del sector de Energía y demuestra que los países lo consideran como un sector prioritario para reducir sus emisiones de GEI.

En temas de la generación de energía la gran mayoría de países, independientemente de la subregión a la que pertenecen, consideran a la expansión de energías renovables como una medida predominante. Por otro lado, la gran mayoría de países consideran alguna medida en eficiencia energética como parte de sus contribuciones, pero no especifican una medida concreta. Todas las medidas mencionadas por los países se refieren a la energía eléctrica y mayormente se enfocan en el consumo final de energía. La región contempla una diversidad de medidas en el sub-sector de transporte, pasando mejoras en el sistema de transporte público hasta el cambio de combustibles y medidas de tipo impositivo.

Por el contrario, el sector de energía juega un rol muy limitado en temas de adaptación al cambio climático, lo cual significa que aunque los países consideran medidas para reducir las emisiones de GEI del sector de Energía, muy pocos consideran acciones concretas para reducir la vulnerabilidad y adaptar sus sistemas energéticos al cambio climático. Sin embargo, los países que tienen una alta dependencia de la generación hidroeléctrica, si mencionan la alta vulnerabilidad de la generación hidroeléctricadebido a la variabilidad e impacto del cambio climático sobre el recurso hídrico.

Otros aspectos relevantes de la agenda de cambio climático:

Inventarios de Gases de Efecto Invernadero - IGEI

La información sobre las emisiones de GEI presentada por los países de la región, en sus Comunicaciones Nacionales ante la CMNUCC[3], fue analizada con el fin de deducir la importancia y participación del sector de Energía en las emisiones nacionales de GEI. Los datos indican que para la gran mayoría de países el porcentaje de emisiones de GEI provenientes del sector de Energía (el sector de Energía incluye el sub-sector Transporte) es bastante alto. Por lo tanto, se puede concluir que el sector de Energía es un sector clave para la agenda de Cambio Climático, debido a que es donde se pueden implementar medidas que busquen reducir las emisiones de GEI que tendrían un impacto más grande que medidas implementadas en sectores con menos peso dentro del IGEI. Asimismo, en muchos casos estas reducciones son más costo-eficientes.

En general el subsector de Transporte tiene

3 Todos las Comunicaciones Nacionales que fueron utilizadas están listados en las referencias al final del documento

un importante peso dentro de las emisiones de GEI del sector de Energía. Por lo que, es importante considerar e implementar medidas dirigidas a reducir las emisiones del subsector Transporte, además deconsiderar cambiar la matriz energética y formular estrategias para incrementar la eficiencia energética.

Catorce países de la región presentaron una meta de reducción de emisiones de GEI en relación a un escenario de línea base (BAU).

Relación existente entre la Estrategias y Planes Nacionales de Cambio Climático y la información presentada en los INDCs/NDCs

La gran mayoría de los países de la región de Latinoamérica y el Caribe cuentan con una Estrategia Nacional de Cambio Climático, un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, Planes de Acción contra el Cambio Climático o una Ley de Cambio Climático[4]. Muchos de estos documentos no son accesibles al público en general ya que son documentos estratégicos para los países. No obstante, fue analizada la información que es de acceso libre y confrontada con la información presentada en los INDCs o NDCs por los distintos países.

La gran mayoría de países tienen una concordancia entre los sectores de mitigación y adaptación mencionados en sus INDCs o NDCs y sus estrategias y planes nacionales de cambio climático. En general se puede decir que las estrategias y/ o planes nacionales son muy amplios y presentan objetivos gruesos. Los INDCs o NDCs, en cambio, son más detallados en sus metas y objetivos, aunque existen algunos países que no presentan nada concreto.

En temas de mitigación el sector de Energía, con sus tres subsectores de generación de energía, eficiencia energética y transporte, es mencionado por más de la mitad de países tanto en sus estrategias o planes nacionales como en los INDCs o NDCs presentados.

En adaptación son muy pocos los países que mencionan al sector de Energía. Los países que si lo mencionan indican estar preocupados por la cantidad y variabilidad del recurso hídrico necesario para el funcionamiento de sus hidroeléctricas, recurso que está siendo afectado por los impactos del cambio climático.

POLÍTICAS ENERGÉTICAS - CAMBIO CLIMÁTICO

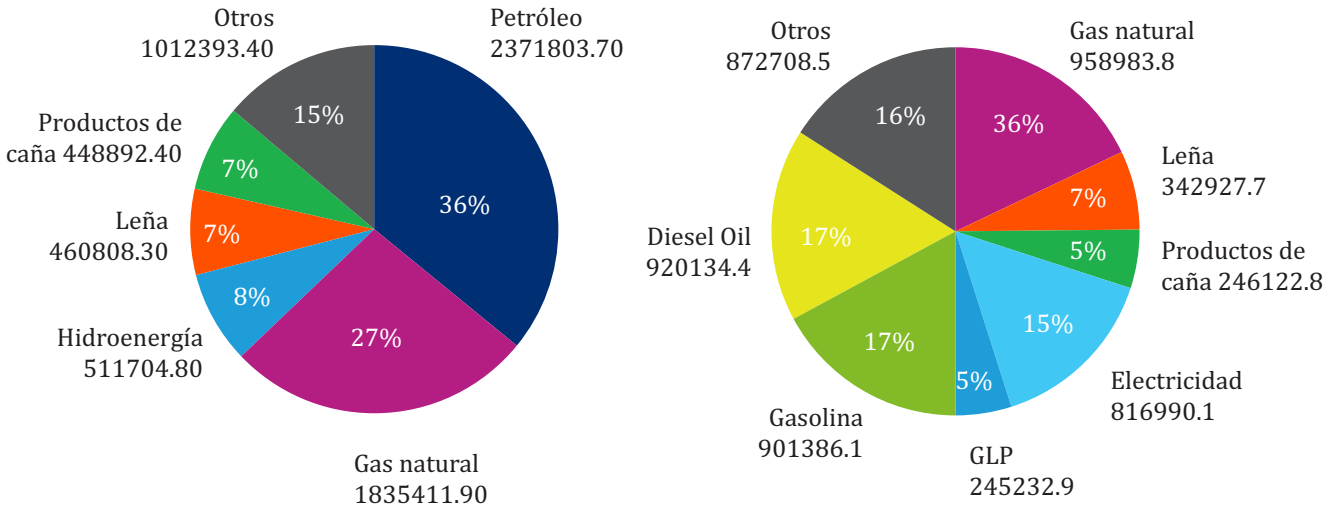
Estado actual del sector energético regional

En el año 2014 la región de Latinoamérica y el Caribe registró una oferta total de energía de 6.641.014,5 kBep, de los cuales más del 60% estuvo generado a partir de combustibles fósiles (petróleo y gas natural), el 8% por hidroenergía y 7% por la leña. El consumo final de energía al año 2014 alcanzó 5.304.486,3 kBep. Por tipo de fuente, el consumo final de energía estuvo concentrado en gas natural con un 18%, diésel oíl con 17% y con el mismo valor la gasolina, la electricidad tuvo una participación del 15%.

El balance energético regional indica que, en la gestión 2014, los sectores de mayor consumo de energía son los de Transporte, Industria y Residencial con un 27%, 21% y 11% respectivamente. El consumo de combustibles fósiles superó el 80% en el sector de transporte; por su parte el sector de industrial cuenta con insumos energéticos más diversificado: gas natural con un 25,8% y electricidad con 23,8%, son las fuentes energéticas más representativas de este sector, seguidas por los productos de la caña con un 10,9%. El sector residencial utiliza como principal fuente de energía a la leña con un 32%, la electricidad con el 30,2%, el GLP 20,8% y el gas natural con el 14,2%. La Figura 1 muestra la composición de la oferta y consumo por fuente (OLADE, 2016).

4 Todos los documentos están listados en las referencias al final del artículo

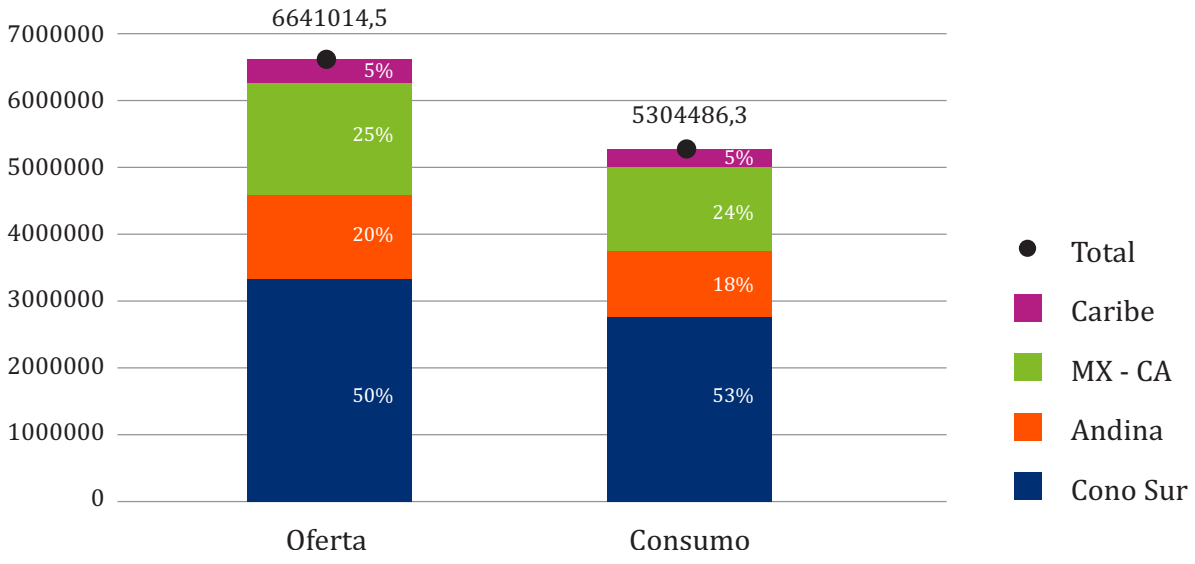
Figura 1. Región, distribución de la oferta por fuente y distribución del consumo final de energía total de energía por fuente - 2014



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances energéticos, SIEE, (OLADE, 2016a)

El 50% de la oferta de energía, equivalente a 3.327.937,4 kBep, se registra en la subregión del Cono Sur, la cual está conformada por los países de Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. El 25% de la oferta de energía se concentra en la subregión de México y Centroamérica (MX - CA) que está conformada por Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua y Panamá. La subregión Andina representa el 20% de la oferta de energía, participando con 1.296.245,2 kBep, y representa a los países de Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela. Finalmente, la subregión del Caribe representa apenas al 5% de la oferta total de energía (347.233,2 kBep).

Figura 2. Región, distribución de la oferta y del consumo de energía por subregión – 2014 (kBep) y (%)



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances energéticos, SIEE, OLADE (2015)

Los datos presentados hacen referencia a una región con una alta participación de fuentes energéticas de origen fósil, mientras que las energías renovables más significativas son la hidroenergía, la leña y productos derivados de la caña.

Asimismo, si bien el perfil de la oferta y la demanda de energía de la región representan datos agregados, la tendencia de los mismos responden a aquellos países que tienen una mayor demanda de energía, lo cual incide notablemente sobre la tendencia global de la región. Esto último es particularmente relevante para Brasil y México.

PROYECCIONES DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA

La base del análisis prospectivo de la oferta y demanda de energía fue desarrollado en base al escenario "Business As Usual" (BAU) del estudio de prospectiva de OLADE. Las proyecciones de consumo (por tipo de fuente y sectores) fueron desarrolladas considerando las series de crecimiento históricas, las tasas de crecimiento, los promedios anuales determinados en base al análisis del consumo de los últimos 10 años (2004-2014) registradas en el SIEE – OLADE, de las diferentes fuentes energéticas para cada sector de consumo, y la oferta proyectada en base a los coeficientes técnicos extraídos del balance energético del año base (2014) y considerando las metas de penetración de fuentes de energías renovables identificadas en los planes de expansión de los países de mayor peso relativo para cada región (OLADE, 2015).

El balance energético regional indica que, en la gestión 2014, los sectores de mayor consumo de energía son los de Transporte, Industria y Residencial con un 27%, 21% y 11% respectivamente.

METAS DE ENERGÍAS RENOVABLES - PROYECCIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA

LAC es una región con grandes recursos naturales y energéticos, no solamente de recursos no renovables como el petróleo, gas natural o carbón; sino también de recursos energéticos renovables como el hidroeléctrico, solar, geotérmico, eólico y de biomasa. Uno de los recursos más importantes de la región en términos de energía renovable es el hidroeléctrico, el potencial de esta fuente energética es del orden de 676 GW, del cual únicamente se están aprovechando 168 GW, lo que corresponde aproximadamente al 25%[5].

La participación de las energías renovables, en los diferentes países de la región, viene definida en términos de porcentaje y horizonte de ejecución, lo cual depende de sus propios procesos de planificación, sean estos de carácter indicativo o de cumplimiento obligatorio. Por lo tanto, las metas de incorporación de renovables varían ampliamente desde un 20% hasta más de 85% para los periodos 2020 al 2035; con años de cumplimiento variados.

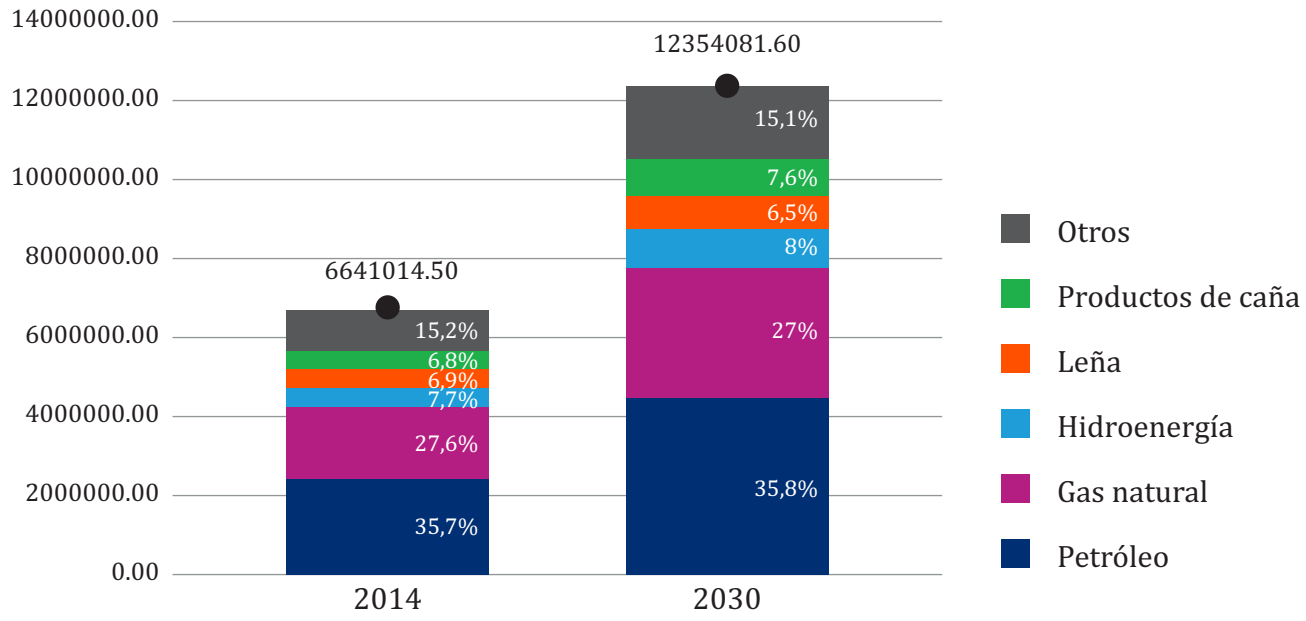
A partir de la definición de la planificación energética sobre las metas de participación de las energías renovables en el mediano y largo plazo de los países de la región, la presente proyección al 2030 está orientada al análisis descriptivo de variables como son: i) la capacidad instalada de generación de electricidad, ii) el consumo de energía eléctrica, y iii) el consumo energético. Variables que pueden indicar el proceso de introducción de energías renovables y patrones de consumo de energía por el tipo de energético demandado, o de la región y sus tres subregiones: Cono Sur, Andina y México + Centroamérica.

Para el periodo de 2014 al 2030 se estima que la oferta de energía crecerá a una tasa de 4%, pasando de 6.641.014,5 kBep a 12.354.081,6 kBep. Donde el petróleo con una participación del 35,8% se mantendría como la principal fuente de

5 SIEE – OLADE. 2016.

oferta de energía hasta el 2030, seguido por el gas natural con un 27% y en un tercer lugar tenemos a la hidroenergía con aproximadamente el 8% (Fig. 3).

Figura 3. Proyección de la oferta de energía por fuente (kBep) y (%) para la región LAC



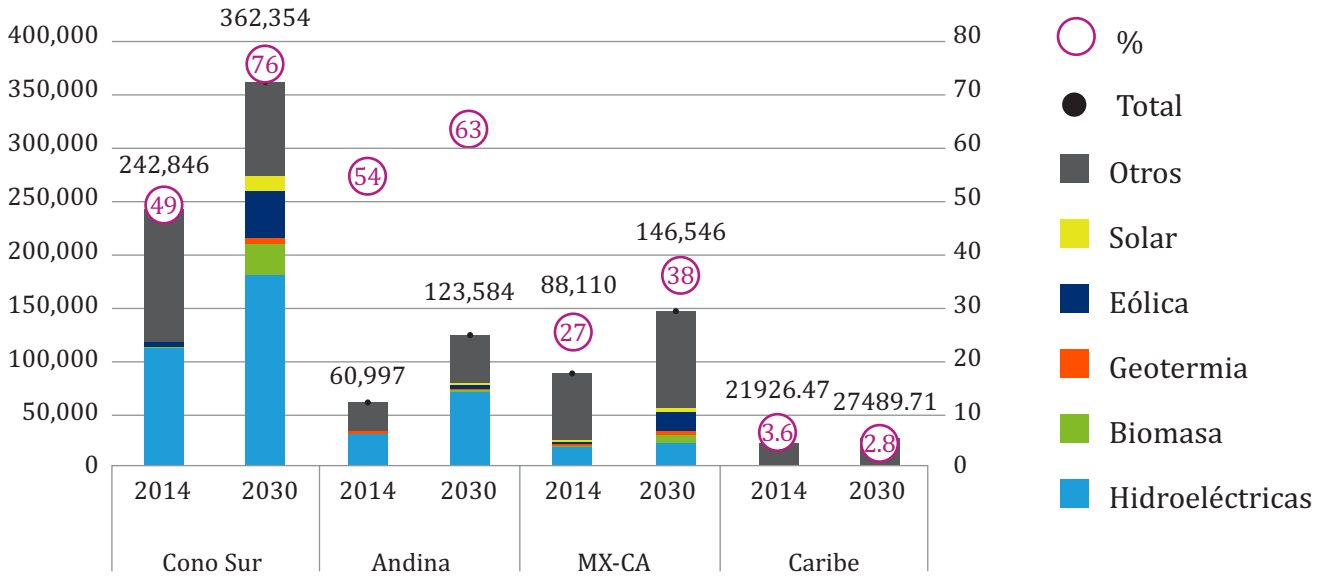
Fuente: Elaboración propia con datos de los balances energéticos, SIEE, OLADE (2015)

En cuanto a la participación de las subregiones, el Cono Sur pasaría de una participación en la oferta de 50.1% al 54,6%, México + Centroamérica de 25,1% a 20,5%, la subregión Andina incrementa su participación de 19,5% a 20,8% y el Caribe reduce su participación de 5,2% a 4,2% (OLADE, 2015).

En las figuras 4 y 5 se observa la proyección y la composición de la participación por subregión.

Para el periodo de 2014 al 2030 se estima que la oferta de energía crecerá a una tasa de 4%, donde el petróleo con una participación del 35,8% se mantendría como la principal fuente de oferta de energía hasta el 2030, seguido por el gas natural con un 27% y en un tercer lugar tenemos a la hidroenergía con aproximadamente el 8%

Figura 4. Proyección de capacidad instalada con fuentes renovables (MW) e incremento de la capacidad instalada de generación eléctrica con energías renovables (%) para cada una de las subregiones



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances energéticos, SIEE, OLADE (2015)

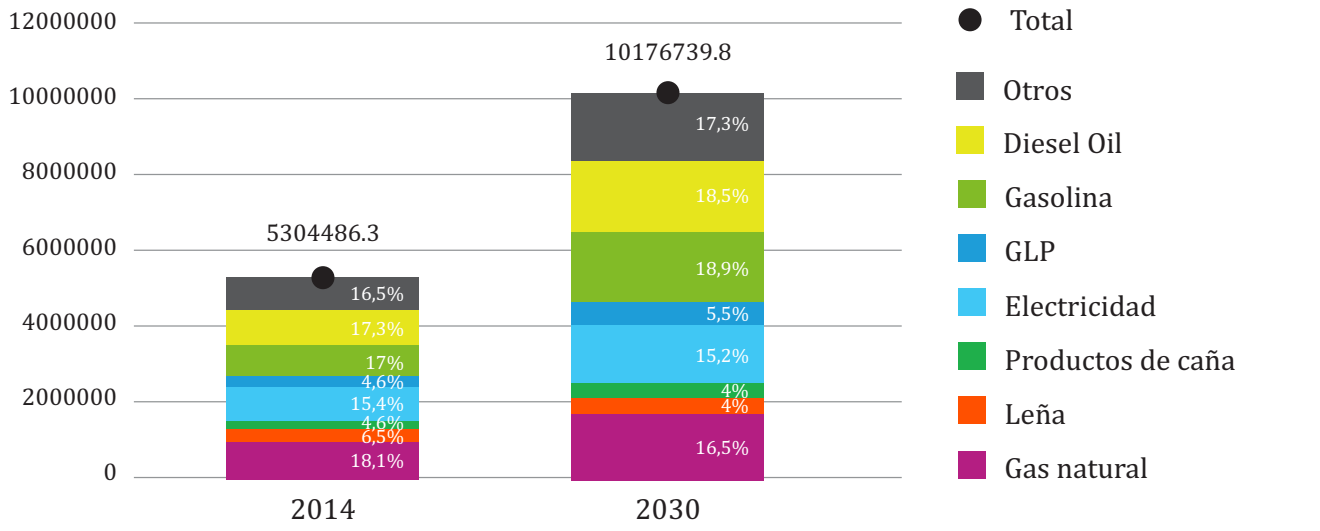
Todos los países de la región tienen metas de incremento de participación de energías renovables. La proyección muestra que el aumento de la aumento de participación de las energías renovables en la matriz energética, se dará fundamentalmente con hidroenergía, la cual supera el 50% en el caso de las subregiones del Cono Sur y Andina respecto al total de la meta establecida de incremento de renovables. Por otra parte, La energía eólica es la segunda más representativa, diversificada con biomasa, solar y geotérmica.

Proyección del Consumo Final de Energía

La región LAC proyecta casi doblar su demanda energética de 5.304.486,3 kBep el 2014 a 10.176.739,8 kBep al 2030. Para el periodo de estudio, la región mantiene dentro de su matriz energética de consumo, rangos que van de un 57% a un 59% de predominancia de los combustibles fósiles. La gasolina, el diésel oil y el GLP crecen en participación a un ritmo de 4,9%, 4,7% y 5,4% respectivamente. Por otro lado, el gas natural, electricidad y leña decrecen en participación a un ritmo de -3,5%, -4,1% y -1,15% respectivamente (OLADE, 2015).

El perfil de consumo energético de la región se concentra en 4 sectores que representan más del 83% del consumo total. Estos sectores son: i) transporte con 39,5%, ii) industria con 22,4%, iii) residencial con 11,5% y iv) consumo propio con 11,6% para el año 2030. No obstante, este comportamiento se mantiene a lo largo del periodo de análisis. La tasa de crecimiento del consumo es de 4,2%, para el periodo 2014 – 2030, siendo el subsector del consumo propio con un 7,7%, el que representa el de mayor crecimiento para el subsector no-energético, seguido por la construcción con 6,4% y el trasporte con 4,9%.

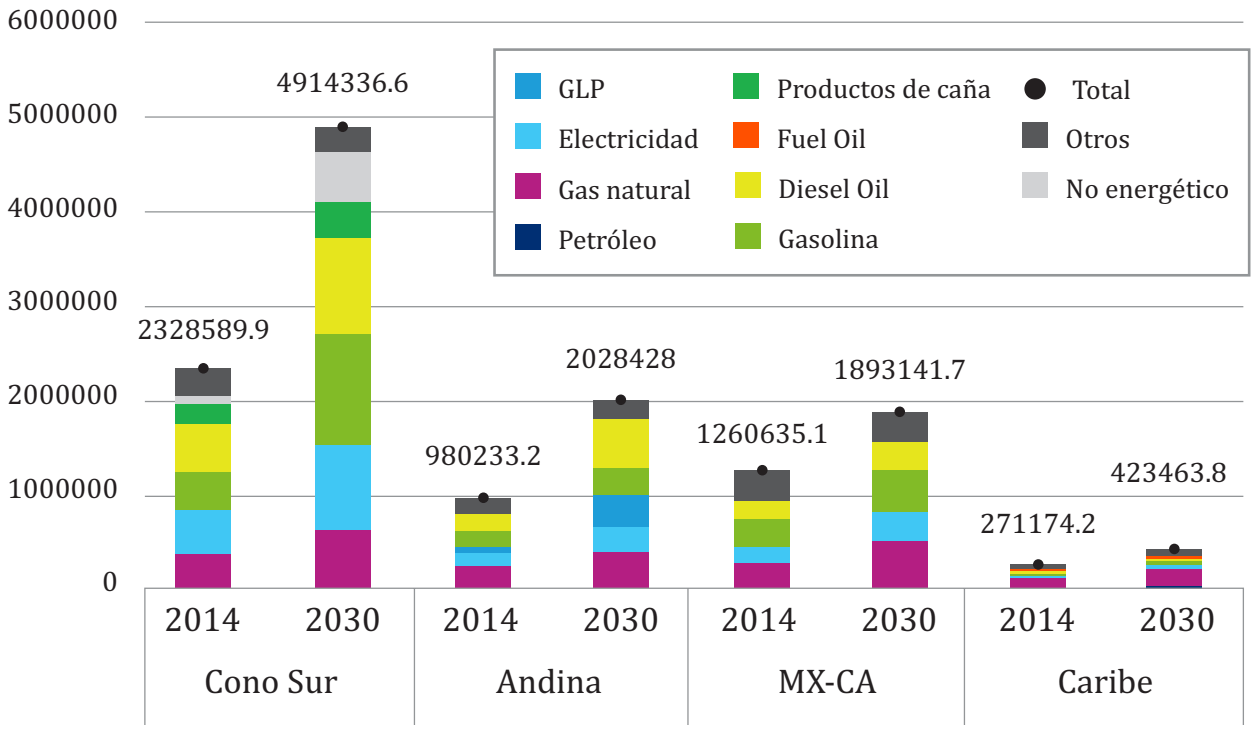
Figura 5. Proyección del consumo de energía de la región LAC por tipo de fuente (kBep) y la distribución del consumo de energía por fuente (%) para los años 2014 y 2030



Fuente: Elaboración propia en base a los datos de los balances energéticos, SIEE (OLADE, 2015)

El consumo de energía por subregiones, para el periodo 2014 – 2030, indica que la subregión de Cono Sur consumirá más de la mitad de la energía, seguido por México + Centroamérica con 23,8%, Andina con 18,5% y el Caribe con 5,1%. No obstante, este parámetro cambia para el 2030 donde la subregión Andina es la segunda región en términos de consumo con 19,9% y México + Centroamérica con 18,6% y el Caribe 4,2%.

Figura 6. Proyección del consumo de energía por tipo de fuente (kBep) y subregiones



Fuente: Elaboración propia en base a los datos de los balances energéticos, SIEE (OLADE, 2015)

La región tiene un crecimiento en la demanda de energía, que principalmente provendrá de combustibles fósiles y donde el sector que representa el mayor consumo, el transporte.

Eficiencia Energética

La demanda energética y el patrón de consumo vienen determinados por las políticas energéticas, las cuales buscan satisfacer y direccionar la demanda proveniente de los diferentes sectores, en base a los recursos energéticos disponibles, y al incentivo del uso de tecnologías que optimicen el consumo de energía y reduzcan a su vez las emisiones de GEI y de contaminantes atmosféricos a nivel local y global (IEA, 2015a) (Lapillonne, 2016).

Los países de la región desarrollan e implementan un conjunto de medidas en eficiencia energética, dirigidos principalmente a diferentes sectores de consumo, en función de las prioridades nacionales y la generación de impactos sobre los mismos. La región presenta una heterogeneidad de medidas, que responde al periodo de incorporación de políticas de eficiencia energética y ahorro de energía. Donde, la diversidad de programas de eficiencia energética presentan metas de ejecución enmarcadas para periodos que están entre 2018 a 2035.

Las políticas de eficiencia energética, definidas por los países de la región, cuentan con una variedad de instrumentos que son: i) transversales como la normalización, estandarización y etiquetado; ii) financieros como los incentivos, fondos de financiamiento, fideicomisos, incentivos fiscales; iii) técnicos como el desarrollo de tecnologías, sustitución de equipos/artefactos o procesos más eficientes, buenas prácticas, y iv) otras como programas de educación y concientización, entre otros. En la Tabla 1 se detalla y agrupan diferen-tes medidas de eficiencia energética en el sector de transporte, la oferta y otros sectores de consumo que de manera diferenciada aplican los diversos países de la región (OLADE, 2015) (Lapillonne, 2016) (IEA, 2015b).

Tabla 1. Medidas de eficiencia energética definidas en países de LAC según el sector de demanda

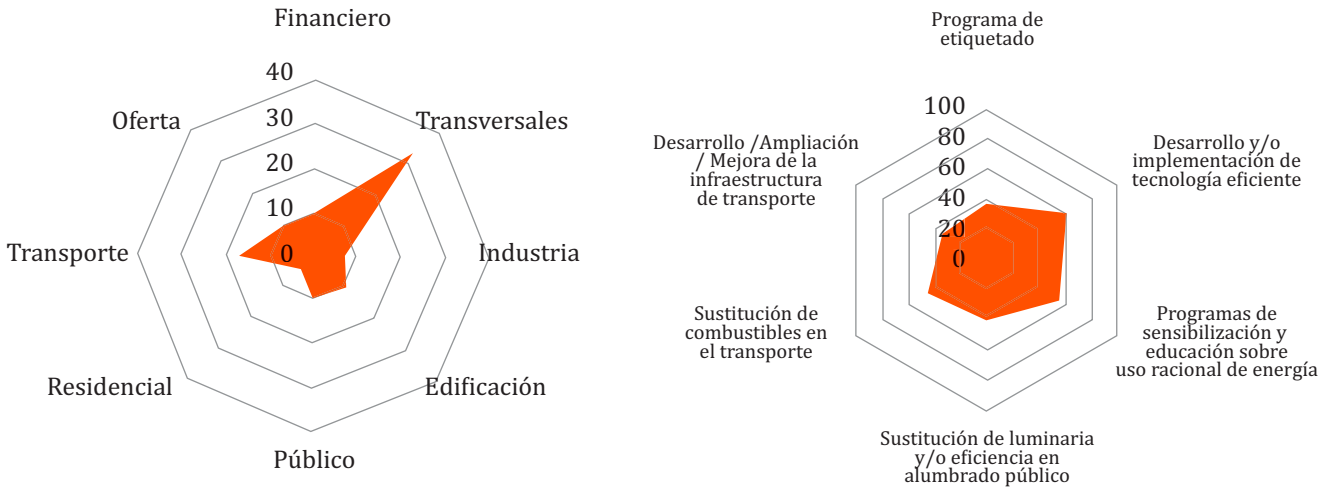
Sector	Medidas
Transversales	Programa de etiquetado
	Programa de normalización
	Horario de verano
	Desarrollo y/o implementación de tecnología eficiente
	Programa de desarrollo de capacidades
	Fomento y desarrollo de proyectos con fuentes energéticas no convencionales en sectores de consumo
	Programas de sensibilización y educación sobre el uso racional de energía energética
Financiero	Generación de un Fondo o fideicomiso para proyectos de eficiencia energética
	Incentivos fiscales
	Cambio de tarifas eléctricas
Público	Sustitución de luminaria y/o eficiencia en alumbrado público Uso racional y eficiente de la energía en edificios públicos
Edificación	Estándares y/o códigos de construcción
	Sustitución de las lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas
	Promover la oferta de productos y servicios de construcción con criterios de eficiencia

- continúa de la página anterior	
Sector	**Medidas**
Residencial	Promover la eficiencia energética en el uso de los recursos en edificios y hogares
	Eficiencia en el uso y consumo de la leña
Industria	Mejora y control de procesos operacionales y/o productivos
	Sistema de Gestión Energética basado en la norma ISO 50001
	Normalización y estandarización en el sector productivo
	Programa de cogeneración
Transporte	Sustitución de la flota vehicular
	Consumo racional de derivados del petróleo
	Estándares y/o etiquetado en el transporte
	Sustitución de combustibles en el transporte
	Desarrollo/ampliación de la infraestructura del sistema de transporte
Oferta	Uso de redes inteligentes
	Control de pérdidas de energía
	Mejora en los sistemas de generación, transmisión y distribución
	Promover la generación distribuida
	Programa de etiquetado
	Dentro energía

Fuente: Elaboración propia en base a información recopilada por (OLADE, 2016b) y al reporte (CEPAL, 2015)

Las principales medidas de eficiencia energéticas implementadas en la región son de tipo trasversal, del sector de transporte, en el sector público y residencial, programas como implementación de tecnologías más eficientes, programas de educación y sensibilización del uso racional de energía, sustitución de combustibles en el sector transporte, entre otros, como se puede apreciar en la figura 7.

Figura 7. Principales sectores de acción en eficiencia energética a nivel región y de las subregiones



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances energéticos, SIEE (OLADE, 2015)

Las medidas de eficiencia energéticas, si bien presentan una metodología e indicadores para la medición de la efectividad de la aplicación de programas de eficiencia energética, se debe fortalecer los procedimientos y la institucionalidad para el monitoreo y seguimiento de la implementación de las medidas de eficiencia energética y que permitan evaluar su sostenibilidad en cuanto a impacto y financiamiento, promover medidas exitosas y asimismo realizar los ajustes necesarios a las medidas en implementación.

VULNERABILIDAD, ADAPTACIÓN Y RESILIENCIA

Los efectos del cambio climático, como son las variaciones de temperatura y los eventos climáticos extremos, incrementan la vulnerabilidad sobre la infraestructura energética en general y las fuentes mismas de generación de energías renovables, poniendo en riesgo el suministro confiable de energía (Schaeffer, Salem Szklo, Fossard Pereira de Lucena, Soares Moreira Cesar Bomba, Pinheiro Pupo Nogueira, Pereira Fleming, Troccoli, Harrison & Sadeck Boulahya, 2012). El grado de vulnerabilidad está en función a la actividad, el tipo de fuente energética, la tecnología y el espacio geográfico (Mideksa & Kallbekken, 2010).

En la literatura disponible se puede identificar impactos del cambio climático sobre los procesos de oferta, transporte y transmisión, y de demanda. Por ejemplo los cambios del incremento de la temperatura generan cambios principalmente en los volúmenes y reservorios de agua, que son primordiales durante las épocas de estiaje. Por otro lado, la variabilidad climática genera impactos que se expresan como cambios en el régimen y volumen de las precipitaciones. Lo que sumado a los cambios en las tasas de evapotranspiración conducen a cambios sustanciales sobre el ciclo hidrológico y a que las planificaciones de participación de la hidroenergía sean erróneas (Schaeffer et al, 2012) (De Queiroz, Marangon Lima, Marangon Lima, da Silva, & Scianni, 2016).

Las fuentes de energías renovables no son las únicas afectadas por el cambio climático, también lo son las plantas térmicas debido a que el incremento de la temperatura y de la tasa de evapotranspiración generan mayores demandas de energía en los procesos de enfriamiento y calefacción de los motores. Esto último afecta la eficiencia en el ciclo de generación de energía, ciclos de Rankine y Brayton, lo cual reduce sustancialmente la eficiencia de generación eléctrica y consecuentemente el rendimiento baja y la demanda de combustibles fósiles se incrementa (Schaeffer et al, 2012) (Mideksa & Kallbekken, 2010).

Los impactos sobre el transporte y distribución de la energía se deben principalmente a la pérdida de infraestructura, debido a los fenómenos meteorológicos extremos, como lo son el incremento en las tormentas, huracanes, tornados y deslizamientos debido a fuertes precipitaciones.

En la región de América Latina y el Caribe existen algunos estudios de vulnerabilidad o gestión de riesgos de alguna actividad o de tipo de fuente energética específica. No obstante, existe muy poco análisis integral sobre los impactos sobre el sistema energético y la mayoría se limita a estudiar los impactos o la vulnerabilidad de un tipo específico de fuente energética o de una parte del proceso de transporte y distribución o en la demanda. En este sentido los países que desarrollaron y publicaron una mayor cantidad de estudios y análisis sobre los impactos de cambio climático son Brasil, Chile y en menor medida a México, Argentina y Colombia.

La incorporación de energías renovables en la planificación energética no incluye, de manera evidente, un análisis de la vulnerabilidad de estas energías a los impactos del cambio climático. Se debe realizar el esfuerzo de incorporar a la planificación energética criterios y variables de vulnerabilidad tanto de las propias fuentes renovables (agua, sol, viento), como de los riesgos del sistema energético ante los impactos

del cambio climático. Incorporar variables de vulnerabilidad, dentro de los modelos y metodologías de planificación energética permitiría visualizar y optimizar el desarrollo de la infraestructura energética en términos de seguridad, sostenibilidad, accesibilidad, economía energética y acentuar la resiliencia del sistema energético al cambio climático.

Potenciales Sinergias entre las Agendas de Cambio Climático y Energía

Se puede indicar que a pesar de que las agendas de cambio climático y energía manejan nomenclaturas distintas y estructuras diferentes, en el fondo presentan muchos aspectos comunes y no se trata de temas enteramente nuevos de trabajo para los responsables del desarrollo y formulación de las políticas energéticas en cada uno de los países de LAC. Sin embargo, la sinergia entre ambas agendas debe ser fortalecida, mediante una interactuación más institucionalizada que permita optimizar el aprovechamiento de los mecanismos establecidos en la agenda de cambio climático y que coadyuven al cumplimiento de la agenda energética de manera efectiva.

Barreras para las energías renovables y el incremento de la eficiencia energética

Para que se dé un incremento efectivo de las energías renovables se requiere contar con una combinación de factores, los cuales deben considerar un adecuado balance entre los precios de las tecnologías renovables, el precio de los combustibles fósiles y la adaptación al cambio climático.

En el tema de la eficiencia energética existen dos factores identificados que definen la efectividad de la misma. El primero son las tecnologías utilizadas para reducir el consumo de la energía, y el segundo son los tipos de combustibles fósiles que se desea desplazar y el precio de los mismos. La combinación de estos dos factores determina la efectividad de la aplicación de las medidas de eficiencia energética. El problema radica en que, en muchos casos, se requiere contar con un financiamiento específico para poder incorporar las nuevas tecnologías y para el desarrollo de sistemas robustos de monitoreo y evaluación, los cuales permitan implementar los ajustes necesarios a los programas o planes de eficiencia energética existentes en los países, para que los mismos sean efectivos y sostenibles.

Estos dos grandes temas deben ser integrados bajo un marco de trabajo de la temática de cambio climático. Esto significa que se deben desarrollar sistemas de planificación energética que incluyan el tema de cambio climático dentro del proceso mismo de planificación. Por esto es que se plantea que los temas de vulnerabilidad al cambio climático sean correctamente identificados, evaluados, incorporados y monitoreados, a su vez que se van desarrollando capacidades, experimentando y adaptando nuevas tecnologías y prácticas que puedan afrontar de forma adecuada los impactos del cambio climático. Esto también ayudaría a insertar apropiadamente las tecnologías de energías renovables y evitar que la planificación de penetración y el rendimiento esperado de las mismas no sea el adecuado, lo cual demande un incremento imprevisto en la capacidad térmica como elemento de "*backup*" o respaldo, y más bien que permita al sistema de energía contar con una confiabilidad y seguridad adecuadas.

De la misma manera, se tendrá que analizar con mayor profundidad cómo se adapta a los efectos del cambio climático el transporte y la distribución de energía, y que pasará probablemente a futuro por la innovación, integración y cambio en las prácticas de manejo de estos sistemas. Finalmente, la demanda también requerirá de innovación importante, debido a la presión que se tendrá por el incremento de aire acondicionado y refrigeración en la región y probablemente se deberá invertir en materiales, procesos de construcción y en el diseño mismo de los sistemas de refrigeración y en algunos casos de calefacción.

El tema de la eficiencia energética es quizás una de las áreas más relevantes de trabajo para la región, en especial para el sector del transporte, además del industrial y residencial. Pero será de igual importancia contar con una métrica clara que permita mostrar claramente cuanto se reduce en el consumo final y si las medidas implementadas realmente logran optimizar el uso de la energía.

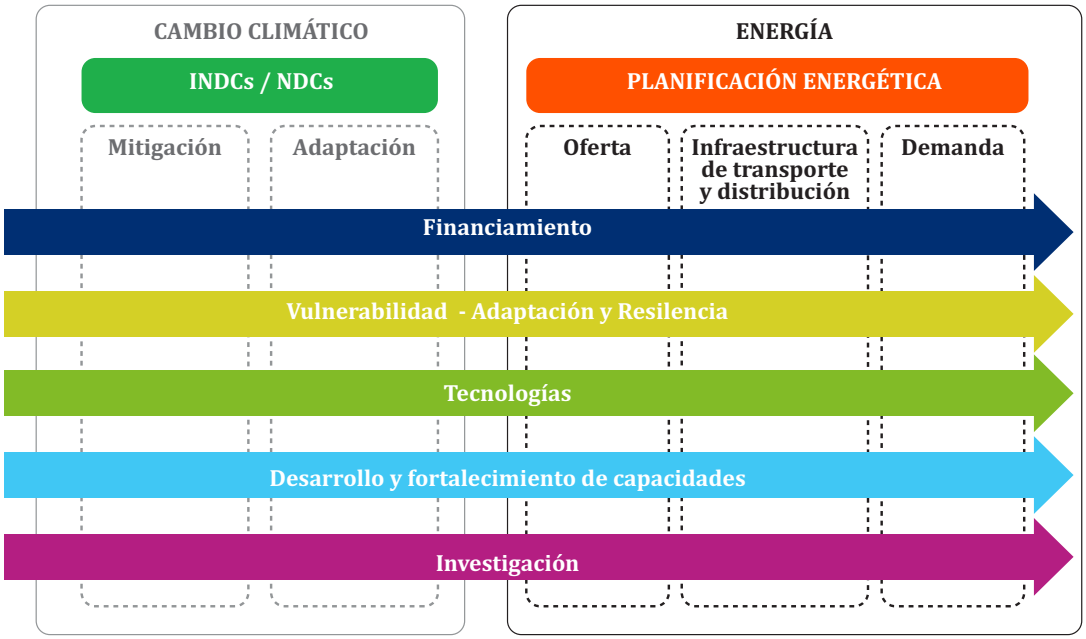
Por todo lo anterior, el cambio climático se convierte en un "*driver*" importante que cambiará las prácticas de planificación energética y aquellos países que la integran con una mayor celeridad serán aquellos que podrán afrontar los impactos del cambio climático de manera adecuada y podrán contar con sistemas ener-géticos resilientes; con una menor intensidad de carbono por unidad de energía generada y con un uso más óptimo de la energía generada. Consecuentemente, hay que considerar el tema de cambio climático como una oportunidad histórica de innovación y reformulación de la planificación energética y consolidar a la región de Latinoamérica y el Caribe como una región líder en energías renovables, resiliente al cambio climático y eficiente en el uso del recurso de energía.

Líneas Estratégicas para un trabajo conjunto de las Agendas de Cambio Climático y Energía

Por todo lo anteriormente indicado es que se proponen líneas estratégicas que permitan que la agenda de cambio climático pueda ser integrada formalmente dentro de la planificación energética (Ver Figura 8). La agenda de cambio climático puede ofrecer financiamiento climático fresco al sector de Energía, con el desarrollo de estudios de vulnerabilidad, identificación y valoración de las medidas de adaptación oportunas para cada país y que lleven, en la medida de lo posible, a obtener sistemas energéticos resilientes al cambio climático y evitar, de esta forma, pérdidas cuantiosas que lleven a "ensuciar" la matriz energética por motivos de seguridad energética.

Por otro lado, se debe trabajar en la implementación de un sistema de monitoreo de resultados y efectividad de las medidas de eficiencia energética y dirigirlas y/o reformularlas para que su aplicación conlleve a efectivizar un patrón de consumo energético bajo en emisiones, y consciente en la necesidad de dar sostenibilidad a nuestro sistema energético.

Figura 8. Líneas Estratégicas para un trabajo conjunto de las Agendas de Cambio Climático y Energía



Fuente: Elaboración propia

Complementario a estas líneas estratégicas que están orientadas a mitigar y adaptar al sistema energético al cambio climático, se hace necesario, por el perfil productor y exportador de combustibles fósiles de varios países de la región, desarrollar un estudio sobre los potenciales impactos y valorar las medidas adecuadas para mitigarlos. En especial porque el cambio de matrices energéticas deriva necesariamente en un menor consumo de fuentes fósiles y consecuentemente, esto puede afectar la balanza comercial y los ingresos económicos que los países productores de fuentes fósiles puedan percibir hacia futuro. No obstante, los autores del presente trabajo consideran que el hecho de que las matrices energéticas en la región se conviertan más limpias significa que los países productores de petróleo tendrán un mayor volumen para exportación a otros mercados internacionales. Aunque se debe tomar en cuenta que acorde a las proyecciones de OLADE, presentadas en la sección 2 de este estudio, el petróleo, el diésel oil y el gas serán las principales fuentes proveedores de la energía para toda la región. No obstante, esto último no significa que los países productores de petróleo no consideren implementar estrategias de diversificación energética, tal cual lo vienen desarrollando varios de los países petroleros como Noruega, Rusia y los países del Medio Oriente.

Los efectos del cambio climático, como son las variaciones de temperatura y los eventos climáticos extremos, incrementan la vulnerabilidad sobre la infraestructura energética en general y las fuentes mismas de generación de energías renovables, poniendo en riesgo el suministro confiable de energía

Por otro lado, el tema de tecnologías será esencial y bajo el paraguas de cambio climático se puede probar nuevas tecnologías, adaptar o innovar tecnologías y prácticas dentro del sector energético. Pero para poder desarrollar todo este proceso, será fundamental desarrollar un programa robusto de fortalecimiento y desarrollo de capacidades, dentro del sector energético y las universidades de los países, que permitan contar con los recursos técnicos necesarios para afrontar los cambios ante los que se encuentra el sector. También será importante desarrollar y desencadenar adecuados procesos de investigación en esta temática y para esto será necesario generar alianzas estratégicas con las universidades e incentivar los procesos de investigación en energía y en tecnología para el sector energético.

CONCLUSIONES

La región está muy comprometida con acciones en la búsqueda de estabilizar la temperatura global, ya que 26 de los 27 países presentaron compromisos de contribuciones y además muestra un liderazgo en la ratificación del Acuerdo de París y en los NDCs presentados por la región. Dentro de los compromisos presentados es evidente que el sector de energía es de gran relevancia, para poder lograr los objetivos de reducción de emisiones de GEI, ya sea en la generación o en la demanda. Esto es respaldado por las agendas de cambio climático de la región.

En relación a la oferta de energía y la incorporación de energías renovables se resalta que a nivel mundial la región LAC es la segunda región con mayor participación de las energías renovables no convencionales y todos los países de la región cuentan con metas de incremento de participación de energías renovables. La proyección muestra que el incremento de la participación de las energías renovables en la matriz energética regional se dará fundamentalmente con hidroenergía.

En temas de demanda y eficiencia energética, en general, el consumo está concentrado en los subsectores de Transporte, Industria y Residencial. Aunque las energías renovables se están incrementando, los resultados muestran que la región sigue siendo productora y consumidora de fuentes fósiles. En los sectores residencial,

industrial y consumo propio en las subregiones, se presenta como principales fuentes de energía al gas natural, electricidad y leña. Todos los países de la región cuentan con programas de eficiencia energética que están orientados al ahorro en el consumo de energía.

En relación a la vulnerabilidad, adaptación y resiliencia al cambio climático, existe la necesidad de desarrollar estudios para proveer claridad sobre estos temas, e incorporar en la planificación energética variables de cambio climático para la optimización de del desarrollo de infraestructura en términos técnicos y económicos.

El cambio climático se convierte en un "*driver*" importante que cambiará las prácticas de planificación energética y aquellos países que la integran con una mayor celeridad serán aquellos que podrán afrontar los impactos del cambio climático de manera adecuada y podrán contar con sistemas energéticos resilientes

Se puede indicar que a pesar de que las agendas de cambio climático y energía manejan nomenclaturas distintas y taxonomías diferentes, en el fondo presentan muchos aspectos comunes y no se trata de temas enteramente nuevos de trabajo para los responsables del desarrollo y formulación de las políticas energéticas.

Para que se dé un incremento efectivo de las energías renovables, se requiere contar con una combinación de factores, los cuales deben considerar un adecuado balance entre los precios de las tecnologías renovables, el precio de los combustibles fósiles y la resiliencia al cambio climático. Las barreras para las energías renovables tienen que ser solucionadas y las medidas deberán ser integradas bajo un marco de trabajo de la temática de cambio climático.

Finalmente, se proponen líneas estratégicas para que la agenda de cambio climático sea integrada formalmente dentro de la planificación energética. La agenda de cambio climático le puede ofrecer financiamiento climático fresco al sector de Energía, al desarrollo de estudios de vulnerabilidad, identificación y valoración de las medidas de adaptación oportunas para obtener sistemas energéticos resilientes al cambio climático y evitar de esta forma pérdidas cuantiosas o que lleven a "ensuciar" la matriz energética por motivos de seguridad energética. Igualmente se propone trabajar en la implementación de un sistema de monitoreo de resultados y efectividad de las medidas de eficiencia energética en la región.

REFERENCIAS

Álvarez Iragorry, A. (2016). *Bases legales y avances en políticas públicas para la adaptación al cambio climático en Venezuela, una mirada desde los derechos humanos.* Obtenido de http://www.derechos.org.ve/pw/wp-con tent/uploads/Informe-Adaptacion-Cambio-Climatico-Venezuela-1.pdf

Belize Enterprise for Sustainable Technology. (2009). *National adaptation strategy to address climate change in the water sector in Belize: strategy and action plan.* Caribbean Community Climate Change Centre, Belmopan, pp.157

CEPAL. (2015). *Eficiencia Energética y Movilidad en América Latina y El Caribe.* Obtenido de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/36798/S1420695_es.pdf;jsessionid=71123FEF8A4F9BD37E2944FCE46AE7F4?sequence=1

Costa Rica. Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. (2009). *Estrategia nacional de cambio climático.* Editorial Calderón y Alvarado S.A., San José, pp. 107

Cuba. Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. (2012). *Plan de acción de la estrategia nacional de cambio climático (ENCC): hacia un modelo de desarrollo bajo en emisiones carbono y resiliente al CC.* Obtenido de http://climateobserver.org/wp-content/uploads/2015/06/Action-Plan-for-the-Climate-Change-strategy.pdf

De Queiroz, A.R., Marangon Lima, L.M., Marangon Lima, J.W., da Silva, B.C. & Scianni, L.A. (2016). *Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. Renewable Energy* (99), p. 379-389

El Salvador. Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2013). *Estrategia nacional de cambio climático 2013*. Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, pp. 16

Estado Plurinacional de Bolivia. (Octubre, 2015). *Contribución prevista determinada nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Bolivia/1/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf

Estado Plurinacional de Bolivia. Ministerio de Medio Ambiente y Agua. (Diciembre, 2009). *Segunda comunicación nacional del Estado Plurinacional de Bolivia ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7132#beg

Estado Plurinacional de Bolivia. Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Viceministerio de Medio Ambiente, Biodiversidad y Cambios Climáticos. Programa Nacional de Cambios Climáticos. (Noviembre, 2009). *Estrategia Nacional de Bosque y Cambio Climático*. Ministerio de Medio Ambiente y Agua, pp.35

Gobierno de Barbados. (Septiembre, 2015). Barbados, *Intended nationally determined contribution*. Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Barbados/1/Barbados%20INDC%20FINAL%20September%20%2028,%202015.pdf

Gobierno de Barbados. Wellington, C. & Moore, R. (Octubre, 2001). *Barbados´ first national communications to the United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC). Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php? rec=j&priref=3229#beg

Gobierno de Belice. (Abril, 2016). INDC. Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Belize/1/Belize%20INDCS.pdf

Gobierno de Belice. Fuller, C. & Wilson, R. National Climate Change Office. Ministry of Agriculture, Fisheries, Forestry, the Environment and Sustainable Development. (Abril, 2016). *Belize´s third national communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7845#beg

Gobierno de Brasil. (Diciembre, 2008). *Executive summary: National plan on climate change*. Brazil. Interministerial Committee on Climate Change, Decree No. 6263 of November 21, 2007, Brasilia, pp.28

Gobierno de Chile. (Septiembre 2015). *Contribución nacional tentativa de Chile (INDC) para el acuerdo climático Paris 2015*.

Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Chile/1/Chile%20INDC%20FINAL.pdf

Gobierno de Chile. CONAMA. (sin año). *Plan de acción nacional de cambio climático 2008-2012*. Ministerio del Medio Ambiente, Santiago, pp.86

Gobierno de Chile. Ministerio del Medio Ambiente. (Octubre, 2011). *Segunda comunicación nacional de Chile ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7592#beg

Gobierno de Colombia. (Septiembre, 2015). *Contribución prevista determinada a nivel nacional.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Colombia/1/INDC%20Colombia.pdf

Gobierno de Costa Rica. Ministerio de Ambiente y Energía. (Septiembre, 2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional de Costa Rica.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Costa%20Rica/1/INDC%20Costa%20Rica%20Version %202%200%20final%20ES.pdf

Gobierno de Costa Rica. Ministerio de Ambiente y Energía. Instituto Meteorológico Nacional. (Diciembre, 2014). *Tercera comunicación nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/ 3599.php?rec=j&priref=7780#beg

Gobierno de El Salvador. Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (Noviembre 2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional de El Salvador.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/El%20Salvador/1/EL%20SALVADOR-INTENDED%20NATIONALLY%20DETERMINED%20CONTRIBUTION.pdf

Gobierno de El Salvador. Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (Septiembre, 2013). *Segunda comunicación nacional sobre el cambio climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7741#beg

Gobierno de Grenada. (Abril, 2016). iNDC. Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published %20Documents/Grenada/1/Grenada%20INDC.pdf

Gobierno de Grenada. (Julio, 2014). *Fifth national report to the convention on biodiversity.* Obtenido de https://www.cbd.int/doc/world/gd/gd-nr-05-en.pdf

Gobierno de Grenada. Charles, L. (Noviembre, 2000). *First national communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=2734#beg

Gobierno de Guatemala. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. (Diciembre, 2015). *Segunda comunicación nacional sobre cambio climático Guatemala.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7825#beg

Gobierno de Guatemala. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. (Septiembre, 2009). *Política nacional de cambio climático.* Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, pp. 16

Gobierno de Guyana. (Noviembre, 2015). *Guyana´s revised intended nationally determined contribution.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Guyana/1/Guyana's%20revised %20iNDC%20-%20Final.pdf

Gobierno de Guyana. National Climate Committee. Natural Resources and Environment Advisory Committee. Ministry of Agriculture. (Marzo, 2012). *Second national communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php? rec=j&priref=7654#beg

Gobierno de Jamaica. (Noviembre, 2015). *Intended nationally determined contribution of Jamaica communicated to the UNFCCC.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Jamaica/1/Jamaica's%20INDC_2015-11-25.pdf

Gobierno de la República Argentina. (Octubre, 2015). República Argentina, *Contribución prevista y determinada a nivel nacional.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/

Submissions/INDC/Published%20Documents/Argentina/1/INDC%20Argentina.pdf

Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela. (Noviembre, 2015). *Contribuciones previstas nacionalmente determinadas de la República Bolivariana de Venezuela para la lucha contra el cambio climático y sus efectos.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Venezuela/1/Venezuela%20Diciembre%202015%20(final).pdf

Gobierno de la República de Guatemala. (Septiembre, 2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Guatemala/1/Gobierno%20de%20Guatemala%20INDC-UNFCCC%20Sept%202015.pdf

Gobierno de la República de Haití. Ministerio de Medio Ambiente. (Septiembre, 2015). *Contribution prévue determineé au niveau national.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Haiti/1/CPDN_Republique%20d'Haiti.pdf

Gobierno de la República de Honduras. (Septiembre, 2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional, INDC-Honduras.* Obtenida de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Honduras/1/Honduras%20INDC_esp.pdf

Gobierno de la República de México. (Marzo, 2015). *Intended nationally determined contribution.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Mexico/1/MEXICO%20INDC%2003.30.2015.pdf

Gobierno de la República de Panamá. (Abril, 2016). *Contribución nacionalmente determinada a la mitigación del cambio climático (NDC) de la República de Panamá ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)*. Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Panama/1/Panama_NDC.pdf

Gobierno de la República de Panamá. Ministerio de Ambiente. (sin año). *Estrategia nacional de cambio climático de Panamá.* Obtenido de http://www.miambiente.gob.pa/images/stories/documentos_CC/Esp_Info_V.1_ENCCP_15.12.2015.pdf

Gobierno de la República de Surinam. (Octubre, 2015). *Intended nationally determined contribution under UNFCCC.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Suriname/1/INDC-2-Suriname%20300915.pdf

Gobierno de la República del Paraguay. (Octubre, 2015). *Contribuciones nacionales de la República del Paraguay, visión Paraguay 2030, plan nacional de desarrollo.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Paraguay/1/Documento%20INDC%20Paraguay%2001-10-15.pdf

Gobierno de la República del Perú. (Septiembre, 2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional (INDC) de la República del Perú.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Peru/1/iNDC%20Per%C3%BA%20castellano.pdf

Gobierno de la República Dominicana. (Agosto, 2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional INDC-RD.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Dominican%20Republic/1/INDC-RD%20Agosto%202015%20(espa%C3%B1ol).pdf

Gobierno de la República Federal de Brasil. (Septiembre, 2015). *Intended nationally determined contribution, towards achieving the objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf

Gobierno de la República Oriental del Uruguay. (Septiembre, 2015). *Contribución prevista nacionalmente determinada.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Uruguay/1/INDC%20Uruguay%20espa%C3%B1ol.pdf

Gobierno de México. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (Noviembre, 2012). *Quinta comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7675#beg

Gobierno de Nicaragua. Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales. (Diciembre, 2008). *Segunda comunicación*

nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Obtenido de http://www.bvsde.org.ni/Web_textos/GOLFONSECA/0166/07%20Segunda%20Comunicacion%20Nacional%20de%20CC.pdf

Gobierno de Paraguay. Secretaría del Ambiente. (Marzo, 2014). *Paraguay: plan nacional de cambio climático, Fase I: estrategia de mitigación.* Obtenido de http://www.seam.gov.py/sites/default/files/users/comunicacion/Estrategia%20de%20Mitigaci%C3%B3n%20-%20Fase%201.pdf

Gobierno de Surinam. Office of the President of the Republic of Surniname. (Marzo, 2016). *Second national communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php? rec=j&priref=7836#beg

Gobierno de Trinidad y Tobago. (Octubre, 2015). *Intended nationally determined contribution (iNDC) under the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/IN DC/Published%20Documents/Trinidad%20and%20Tobago/1/Trinidad%20and%20Tobago%20Final%20INDC.pdf

Gobierno Nacional de Honduras. Secretarios de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente. (Enero, 2012). *Segunda comunicación nacional del Gobierno de Honduras ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7688#beg

Gobierno Nacional de la República de Panamá. Autoridad Nacional del Ambiente. (Diciembre, 2011). *Segunda comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7615#beg

Gobierno Nacional de la República del Ecuador. (Octubre, 2015). *Contribución tentativa nacionalmente determinada de Ecuador (INDC)*. Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Ecuador/1/Ecuador%20INDC%2001-10-2015.pdf

Government of Jamaica. Ministry of Water, Land, Environment and Climate Change. (Noviembre, 2013). *Climate change policy framework and action plan.* Obtenido de http://www.mwh.gov.jm/Library/Public/Climate%20Change/Climate%20Change%20Policy%20Framework%20and%20Action%20Plan%20November%202013%20-%20Green%20Paper.pdf

Government of the Republic of Trinidad y Tobago. (Julio, 2011). *National climate change policy.* Obtenido de http://www.oas.org/en/sedi/dsd/Biodiversity/Sustainable_Cities/Sustainable_Communities/Events/SC%20Course%20Trinidad%202014/ModuleIII/Climate%20Change%20Policy%20FINAL%20doc%20(1).pdf

Grenada. Pilot Program for Climate Resilience. (Marzo, 2011). *Grenada strategic program for climate resilience (SPCR).* Obtenido de https://www-cif.climateinvestmentfunds.org/sites/default/files/final%20grenada%20_SPCR_%20mar%204%202011.pdf

Guyana. (Junio, 2001). *Guyana climate change action plan in response to its commitments to the UNFCCC. Actions for addressing climate change.* Obtenido de http://unfccc.int/resource/docs/nap/guynap01.pdf

Honduras. Dirección Nacional de Cambio Climático. (sin año). *Estrategia nacional de cambio climático Honduras: síntesis para tomadores de decisiones.* Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente, Tegucigalpa, pp.46

IEA. (2015a). *Indicadores de Eficiencia Energética: Bases esenciales para el establecimiento de políticas*. IEA. Paris, Francia. 182 p.

IEA. (2015b). *Recomendaciones de Políticas de Eficiencia Energética Regionales. América Latina y el Caribe.* IEA. Paris, Francia. 12 p.

IPCC. (2013). *Climate Change 2013: The physical science basis. Contribution of working Group I to the Fifh Assembly Report.* Obtenido de https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WGIAR5_SPM_brochure_en.pdf

Lapillonne, B. (2016). *Monitoreando la Eficiencia Energética en América Latina.* CEPAL. Santiago de Chile, Chile. 81 p.

Ludeña, C., Wilk, D. & Quiroga. R. (Agosto, 2012). *Argentina:*

Mitigación y Adaptación al Cambio Climático. Marco de la preparación de la Estrategia 2012-2016 del BID en Argentina. Banco Interamericano de Desarrollo, pp.42

México. Gobierno de la República. (Junio, 2013). ENCC 2013. *Estrategia nacional de cambio climático. Visión 10-20-40.* Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Tlalpan, pp. 62

Mideksa, T.K. & Kallbekken, S. (2010). "*The impact of climate change on the electricity market: a review.*" Energy Policy. (28), p. 3579-3585

Naipal, S. & Tas, A. (sin año). *"Promotion of sustainable livelihood within the coastal zone of Suriname, with emphasis on Greater Paramaribo and Wanica".* Obtenido de https://www.weadapt.org/sites/weadapt.org/files/legacy-new/knowledge-base/files/4f2543e1ed12cncap-suriname.pdf

Nierop, S. (2014). *Envisioning resilient electrical infrastructure: A policy framework for incorporating future climate change into electricity sector planning.* Environmental Science & Policy (40), p. 78-84

OLADE. (2015). *Balances Energéticos 2015*. Obtenidos del Sistema de Información Económica-Energética SIEE de la Organización Latinoamericana de Energía

OLADE. (2016a). *Balances Energéticos 2016*. Obtenidos del Sistema de Información Económica-Energética SIEE de la Organización Latinoamericana de Energía

OLADE. (2016b). *Potenciales Impactos y Adaptación al Cambio Climático en la Infraestructura del Sistema de Transporte de Electricidad de América Central.* Obtenido de www.olade.org

Rathe, L. Fundación Plenitud. (Agosto, 2008). *Lineamientos para una estrategia nacional de cambio climático de la República Dominicana.* Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Santo Domingo, pp. 111

República Argentina. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (Noviembre, 2015). *Tercera comunicación nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7819#beg

República Bolivariana de Venezuela. Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales. (Octubre, 2005). *Primera comunicación nacional en cambio climático de Venezuela.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=5225#beg

República de Colombia. Departamento Nacional de Planeación. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (sin año). *Plan nacional de adaptación al cambio climático: marco conceptual y lineamientos*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, pp.80

República de Colombia. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Ministerio del Medio Ambiente. (Junio, 2010). *Segunda comunicación nacional de Chile ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7355#beg

República de Cuba. (Noviembre, 2015). *Contribución nacionalmente determinada, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Cuba/1/Republic%20of%20Cuba-INDCs-Nov2015.pdf

República de Cuba. Guevara, A. & Paz, L. (Octubre, 2015). *Segunda comunicación nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7803#beg

República de Haití. Ministère de l'Environnement. Programme Changements Climatiques. (Octubre, 2006). *Plan d'Action National d'Adaptation (PANA).* Obtenido de http://unfccc.int/resource/docs/napa/hti01f.pdf

República de Haití. Minsitere de l´Environnement. (Enero, 2013). *Deuxieme communication nationale sur les changements climatiques*. Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7743#beg

República de Jamaica. National Meteorological Service. (Junio, 2011). *The second national communication of Jamaica to the United Nations Framework Convention on Climate Change.*

Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7597#beg

República de Paraguay. Secretaría del Ambiente. Oficina Nacional de Cambio Climático. (2015). *Estrategia nacional de adaptación al cambio climático.* Secretaría del Ambiente, Asunción, pp. 56

República del Ecuador. Ministerio del Ambiente. (2012). *Estrategia nacional de cambio climático del Ecuador 2012-2025*. Ministerio del Ambiente, Quito, pp. 158

República del Ecuador. Ministerio del Ambiente. (Enero, 2011). *Segunda comunicación nacional sobre cambio climático, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7663#beg

República del Paraguay. Secretaría del Ambiente. (Noviembre, 2011). *Segunda comunicación nacional cambio climático.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7633#beg

República del Perú. Ministerio del Ambiente. (2014). *Borrador de la ENCC, estrategia nacional ante el cambio climático.* Ministerio del Ambiente, pp.64

República del Perú. Ministerio del Ambiente. (Abril, 2016). *El Perú y el cambio climático. Tercera comunicación nacional del Perú a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Obtenido de http://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2016/05/Tercera-Comunicaci%C3%B3n.pdf

República Dominicana. Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (Diciembre, 2009). *Proyecto cambio climático: segunda comunicación nacional.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7156#beg

República Federal de Brasil. Ministry of Science, Technology and Innovation. (Abril, 2016). *Volume III. Third national communication of Brazil to the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&priref=7854#beg

República Oriental del Uruguay. Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente. Dirección Nacional de Medio Ambiente. Unidad de Cambio Climático. (Noviembre, 2010). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero – 2004.* Obtenido de http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?such=j&symbol=URY/COM/6%20E#beg

República Oriental del Uruguay. Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la Variabilidad. (2010). *Plan nacional de respuesta al cambio climático: diagnóstico y lineamientos estratégicos.* Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Montevideo, pp. 101

Schaefffer, R., Salem Szklo, A., Fossard Pereira de Lucena, A., Soares Moreira Cesar Bomba, B., Pinheiro Pupo Nogueira, L., Pereira Fleming, F., Troccoli, A., Harrison, M. & Sadeck Boulahya, M. (2012). *Energy sector vulnerability to cliate change: A review.* Energy (38), p.1-12

The Caribbean Disaster Emergency Response Agency & the Caribbean Development Bank.(Junio, 2006). *Belize national hazard mitigation plan*. Development Solutions Ltd, pp. 129

UNFCCC. (2015). *Synthesis report on the aggregate effect of the intended nationally determined contributions.* FCCC/CP/2015/7

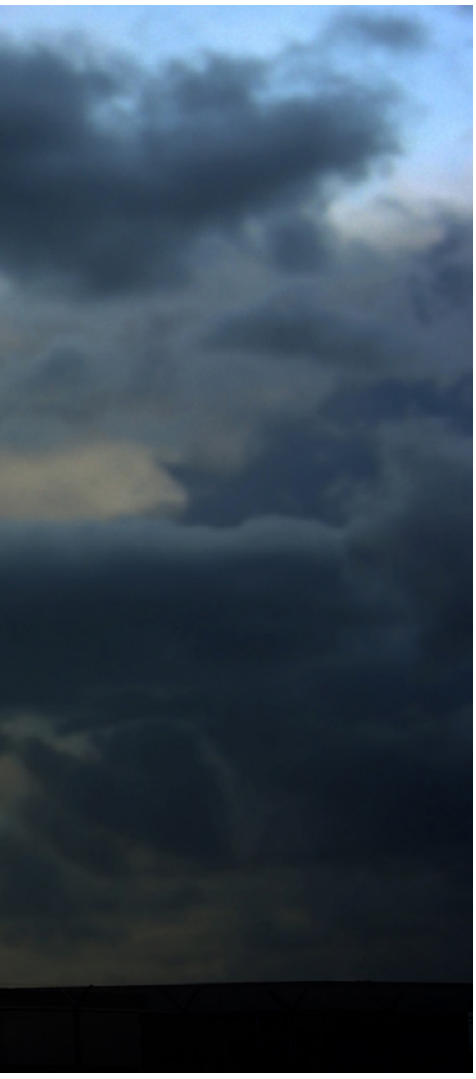
University of West Indies. Centre for Resource Management and Environmental Studies. (2009). *National adaptation strategy to address climate change in the tourism sector in Barbados: strategy and action plan.* Caribbean Community Climate Change Centre, Belmopan, pp. 53

ANÁLISIS DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS NATURAL ASOCIADO: OBSTÁCULOS Y AVANCES EN LATINOAMÉRICA

María Elena Ayuso[1]

Recibido: 16/ene/2017 y Aceptado: 22/may/2017
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (66-105).

[1] Economista de la Universidad Central de Venezuela, con especialización en Gerencia del Negocio del Gas Natural (en tesis) de la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela. Gerente Regional de ventas en Panamerican Technology Group. meayuso@gmail.com



RESUMEN

En el presente artículo se analizarán las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado en términos generales, y en tres países representativos de América Latina, a saber: Ecuador, México y Venezuela. Para tales fines, primero se contextualizará el tema a través de la explicación de las razones técnicas y económicas de la quema y venteo sostenido de gas natural asociado, su impacto en la economía, la sociedad y el ambiente, y las políticas públicas y regulaciones que han surgido para prevenir y/o corregir estas prácticas. Posteriormente, se expondrá la magnitud volumétrica (cantidad de gas natural asociado quemado y venteado), la magnitud económica (valor de mercado y costo de oportunidad de ese gas, versus los costos de inversión requeridos para reducir la quema y el venteo) y la magnitud ambiental (cantidad de CO_2 liberado a la atmósfera), en el mundo y en los países seleccionados, a los fines de mostrar la importancia del tema. Finalmente, se resumirán las mejores prácticas regulatorias implementadas a nivel mundial que han favorecido y/o coadyuvado la reducción de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado, y se emitirán las recomendaciones pertinentes.

A lo largo del documento se observará que, aunque las complejidades técnicas y ausencia histórica de infraestructura para la explotación del gas natural asociado han sido las principales causas

de los actuales niveles de quema y venteo de este hidrocarburo, hoy en día, se ha transformado en un tema económico debido a los altos costos de las inversiones requeridas para el aprovechamiento del gas, versus el valor del mismo en los mercados, convirtiendo al financiamiento en uno de los factores clave para reducir las prácticas de quema y venteo de gas. En la sección sobre la magnitud económica se demostrará que, cuando el gas recuperado se valoriza a costo de oportunidad, su comercialización cubre el 50% de las inversiones de capital, necesarias para minimizar dichas prácticas y, en el apartado de magnitud ambiental, se observará que las emisiones de CO_2, en los países seleccionados, son lo suficientemente representativas como para estructurar proyectos que opten a créditos internacionales por reducción de gases de efecto invernadero. Asimismo, se expondrá cómo las instituciones nacionales contribuyen a la reducción de la quema y venteo mediante políticas fiscales y regulaciones internas, mientras que las instituciones internacionales son una alternativa viable para obtener apoyo técnico y financiero.

Palabras Clave: Quema, Venteo, Energía, Gas Asociado, América Latina.

ABSTRACT

This paper will analyze the nature and magnitude of associated natural gas flaring and venting practices in general terms, and in three representative countries of Latin America: Ecuador, Mexico, and Venezuela. To this end, emphasis will be made on the study of the root cause of the sustained flaring and venting of associated gas, and its impact on the economy, society, and the environment, as well as the public policies and regulations that have emerged to prevent and/or correct these practices. In relation to the magnitude, it will be exposed the technical size (volume of associated natural gas flared and vented), the economic size (market value and opportunity cost of that gas, as well as the capital expenditures required to reduce the flaring and venting) and the environmental (amount of CO_2 emitted to the atmosphere), in the world and in the selected countries, to show the importance of the subject. Finally, we will summarize the regulatory measures implemented in the selected countries that have favored/contributed to the reduction of the associated natural gas flaring and venting practices, and the relevant recommendations will be issued.

Throughout the document, it will be noted that although the technical complexities and historical absence of infrastructure for the exploitation of associated natural gas have been the main cause of the current levels of flaring and venting of this hydrocarbon, today it has been transformed into an issue of economy nature, due to the high investment costs required for the use of the gas, versus the value of the gas in the markets, making financing one of the key factors to reduce the flaring and venting practices of gas. The impact of these practices on the economy, society, and the environment, as well as the use value of gas, have stimulated the interest of national and international organizations in offering this technical and financial support. In the section on the economic magnitude, it will be shown that the commercialization of recovered natural gas covers 50% of the investments necessary to minimize flaring and venting when gas is valued at the opportunity cost. And in the section on environmental magnitude, it will be noted that CO_2 emissions in the selected countries are representative enough to structure projects that opt for credits for reducing greenhouse gases.

Keywords: *Flare, Vent, Energy, Associated Gas, Latin America.*

INTRODUCCIÓN

La existencia del gas natural asociado se conoce desde el inicio de la industria petrolera, sin embargo, a diferencia de los hidrocarburos líquidos, siempre ha tenido problemas de transabilidad, relacionados a sus propiedades físicas y a los retos tecnológicos que implican su manejo, lo que circunscribió su uso al área de los campos petroleros, para ser reinyectado a los yacimientos con fines de recuperación secundaria, o destinado a satisfacer la demanda de los centros de consumo adyacentes a estos.

No fue sino hasta los años 70 del siglo XX, cuando el comercio internacional del gas natural comenzó a dar unos primeros pasos hacia su dinamización con la aparición de las tecnologías de procesamiento del gas, tuberías, metalurgia y capacidad de compresión, para mover el gas a grandes distancias a través de gasoductos. Posteriormente, la aparición de la tecnología de licuefacción de gas habilitó la posibilidad de su transporte transoceánico.

Las nuevas tecnologías representaron opciones y oportunidades para el manejo, transporte y comercialización del gas natural asociado al petróleo, contribuyendo a que éste dejara de ser considerado un subproducto poco deseado (externalidad negativa), que era destinado principalmente a la quema y venteo, para convertirse en un combustible capaz de competir en sectores como el eléctrico, calefacción y transporte.

A pesar de lo anterior, y de los intentos tanto individuales como conjuntos de los países en distintas regiones, es una realidad que el desperdicio de este hidrocarburo, a través de las prácticas de quema y venteo, ha alcanzado anualmente cerca de 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural a nivel mundial, un 4% del total del gas producido, lo que resulta preocupante si se considera que esta cifra representa la cuarta parte del consumo total de gas de EE.UU. en un año; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea, 75% de las exportaciones de gas de Rusia (The World Bank/GGFR[1], 2007, p.1) y casi la totalidad del consumo de gas de Latino América y el Caribe (de acuerdo a las estadísticas 2015, publicadas por BP).

Según estudios realizados por la GGFR, los principales obstáculos que enfrentan los países en desarrollo para reducir la quema y venteo de gas son: 1) Un bajo acceso a los mercados internacionales de gas y mercados locales poco desarrollados e ineficientes, 2) Poco desarrollo en su marco normativo y 3) Falta de financiamiento para establecer la infraestructura necesaria (The World Bank/GGFR, 2007, p.1).

Las prácticas de quema y venteo, ha alcanzado anualmente cerca de 150.000 millones de m³ de gas natural a nivel mundial. Esta cifra representa la cuarta parte del consumo total de gas de EE.UU. en un año, 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea, 75% de las exportaciones de gas de Rusia y casi la totalidad del consumo de gas de Latino América y el Caribe.

La primera parte de este trabajo, tiene como propósito contextualizar las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado, a través de: a) la explicación de las causas técnicas y económicas, que han impedido aprovechar este recurso, b) la descripción de las consecuencias económicas, sociales y ambientales, que representan el costo de oportunidad de la quema y venteo de gas, y c) las acciones preventivas y correctivas en materia de políticas públicas y aspectos legales (marco

1 La Alianza Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (en inglés: Global Gas Flaring Reduction Partnership, GGFR), es una alianza público - privada que lanzó el Banco Mundial en agosto de 2002 con el objetivo de asistir a gobiernos y empresas en sus esfuerzos por reducir la cantidad de gas quemado en el mundo.

regulatorio) implementadas para evitar la quema y venteo irracional del gas natural. Este análisis general, se realizará de manera particular, en tres países de Latinoamérica, a saber, Ecuador, México y Venezuela.

En una segunda parte, se determinará la magnitud técnica, económica y ambiental de las prácticas de quema y venteo para cada uno de los países seleccionados, calculando: a) en términos volumétricos, la cantidad de gas asociado desperdiciado y su proporción con respecto a la producción y el consumo, b) en términos económicos, los costos de las inversiones necesarias para disminuir la quema y venteo versus el ingreso que se obtendría por el aprovechamiento y comercialización del mismo, valorizándolo a precio de mercado y a costo de oportunidad, y c) en términos ambientales, la cantidad de CO_2 emanado a la atmósfera como consecuencia de la quema y venteo de gas asociado.

Finalmente, en una tercera parte, se harán las recomendaciones pertinentes con base en la revisión de las mejores prácticas regulatorias y lecciones aprendidas de las experiencias de otros países.

Así, el propósito del presente trabajo es entender con profundidad el tema, así como proveer las herramientas necesarias para la toma de decisiones, conducentes a disminuir las prácticas de desperdicio del recurso no renovable en Latinoamérica, minimizar el impacto negativo en el bienestar de los países y promover las mejores soluciones regulatorias, con base en las experiencias exitosas observadas en el mundo y en los países seleccionados.

1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO

Cuando existe gas natural asociado al crudo, las empresas productoras tienen dos alternativas, darle un uso productivo o quemarlo y/o ventearlo. Estas empresas toman la decisión de implementar prácticas de quema y venteo de forma permanente y sostenida, cuando la evaluación técnico – económica de darle un uso a ese gas asociado no justifica la inversión. No obstante, tales prácticas generan consecuencias económicas, ambientales y sociales negativas de interés público, requiriendo la participación de los Estados y Organizaciones Internacionales, a través de políticas públicas e instrumentos legales (regulatorios) con el fin de, primero, evitar el inicio de estas actividades (preventivas) y, segundo, minimizarlas en caso de que ocurran (correctivas).

En este apartado se realizará una explicación de las causas de la implementación de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado, sus consecuencias y las acciones políticas–regulatorias implementadas para intentar disminuir las mismas.

1.1 Marco Conceptual

1.1.1 Razones técnicas y económicas

El gas natural es la mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano, y otros hidrocarburos denominados Líquidos del Gas Natural (LGN), tales como etano, propano y butano, entre otros (EIA, 2012); conteniendo, además, pequeñas cantidades de dióxido de carbono (CO_2), sulfuro y nitrógeno, así como gases inertes y metales pesados. El gas natural que se encuentra mezclado con petróleo en los yacimientos se denomina gas asociado, mientras que aquel que se encuentra solo se considera gas no asociado.

Debido a las propiedades físicas del hidrocarburo gaseoso, su explotación, procesamiento[2], almacenamiento, y transporte desde los campos de producción hasta los distantes centros de

2 Cuando se habla de procesamiento se refiere a la separación (del crudo en el caso del gas asociado), deshidratación, endulzamiento y fraccionamiento del gas.

consumo, representan un reto que ha requerido el desarrollo de tecnologías complejas y especializadas de alto costo. Cabe destacar que, los requerimientos técnicos y los costos del almacenamiento son tan elevados, que es usual que no se invierta en ello, y en su lugar, se propicie la sincronía entre la producción y el consumo para minimizar la quema y/o venteo del recurso (eficiencia operacional).

En el caso del gas asociado, que sube inevitablemente a la superficie durante el proceso de extracción de petróleo crudo, la infraestructura y sincronía necesarias para aprovechar los volúmenes de gas excedentarios, agregan complejidad técnica a la cadena industrial, así como también, importantes inversiones adicionales que tienen una baja probabilidad de ser recuperadas, considerando el valor de cambio del gas en los mercados locales y regionales (precio), afectando negativamente las economías de alcance.

Las principales condiciones técnicas e implicaciones económicas que han motivado la decisión de quemar y ventear gas de manera sostenida, por encima de su uso, son:

- **Volumen:** Una cantidad de gas asociado (relación gas/petróleo) tan baja, que no existen economías de escala que justifiquen la inversión (eficiencia económica).

- **Calidad:** Aunque el gas está compuesto principalmente por metano, la presencia de azufre y otros contaminantes, que deben ser removidos para poder hacer comercializable el gas, implican inversiones adicionales en endulzamiento y depuración. Es posible que una proporción considerable de LGN, de alto valor comercial, pueda favorecer las economías del proyecto; no obstante, la presencia de LGN adiciona costos en instalaciones de separación y fraccionamiento.

- **Localización:** Los retos para alcanzar la factibilidad técnico-económica son aún mayores cuando el gas asociado se encuentra en campos remotos o costa afuera, donde no hay redes de transporte y distribución de gas, o líneas de transmisión eléctrica disponibles para utilizar el gas natural con fines de generación eléctrica. Además, cuando el gas es poco y se encuentra en numerosos pozos, la infraestructura requerida para su aprovechamiento aumenta las inversiones (Pieprzyk y Rojas, 2015).

- **Transporte y Distribución:** La existencia o no de conexión entre la producción y los centros de consumo es de gran importancia, puesto que desarrollar esta infraestructura incrementa sustancialmente los costos. Otros problemas habituales son: i) las limitaciones para que las empresas productoras puedan realizar nuevas inversiones en infraestructura de transporte y distribución (por ejemplo, cuando estas etapas están reservadas a los Estados) y/o ii) las restricciones para utilizar la infraestructura existente.

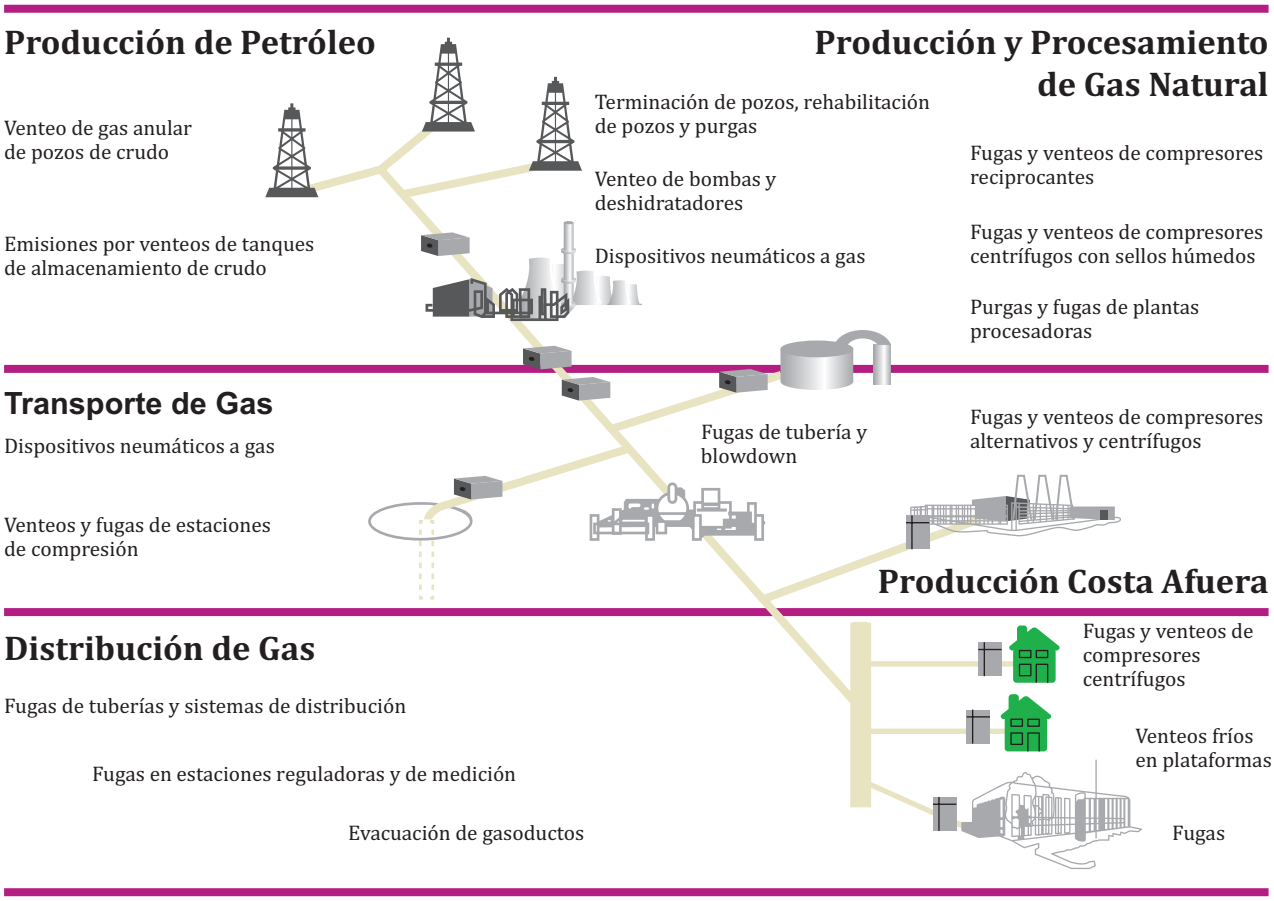
- **Comercialización, estructura y desarrollo de los mercados:** Precios regulados del gas y la electricidad afectan la factibilidad económica de los proyectos. Asimismo, en algunos casos, el tamaño de los mercados puede llegar a ser tan pequeño o inexistente, que no justifica llevar a cabo proyectos de desarrollo de infraestructura energética.

Las mencionadas condiciones han sido históricamente difíciles de superar, propiciando la percepción del gas asociado como una externalidad negativa de la producción de petróleo crudo y, en consecuencia, la implementación de su quema y venteo como prácticas sostenidas y permanentes o, en el mejor de los casos, su reinyección con fines de recuperación secundaria.

Así, tradicionalmente, no ha existido un desarrollo de infraestructura en la etapa de extracción de petróleo, para la captura, manejo y posterior aprovechamiento racional del gas asociado en superficie, convirtiéndose esto, en la principal causa de los volúmenes de gas quemados y/o venteados a nivel mundial.

No obstante, la quema y/o venteo gas se presenta también en otros puntos de la cadena física, por razones de seguridad industrial y/o emergencia operacional (ver Figura 1).

Figura 1. Principales fuentes de emisiones de metano en el sector petróleo y gas



Fuente: Figura adaptada del gráfico original de la AGA (*American Gas Association*, en inglés), como se citó en ECOPETROL, 2014, p.11.

En este sentido, para disminuir los volúmenes de gas quemado y venteado, se ha realizado un esfuerzo a nivel mundial, en analizar las alternativas económicas para el uso del gas asociado, las cuales gravitan en torno a:

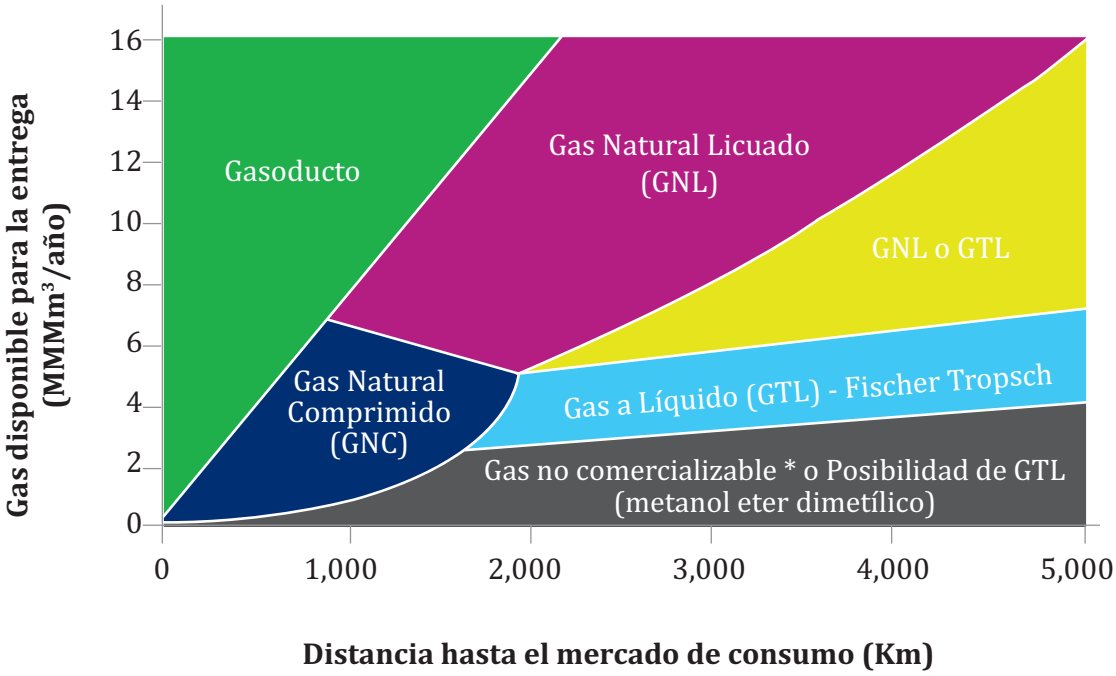
- Su reinyección en los yacimientos para ser preservado para el uso futuro.

- Su reinyección en los yacimientos, para la recuperación mejorada de petróleo.

- Utilizarlo *in situ* para la generación eléctrica.

- Transportarlo a los centros de consumo, donde la tecnología de transporte más factible, desde el punto de vista técnico y económico, dependerá del volumen a ser transportado y la distancia entre los campos de producción y los centros de consumo (ver Figura 2).

Figura 2. Alternativas para el transporte de gas en función del volumen (en Billones de metros cúbicos) y la distancia entre el campo de producción y los mercados finales (Kilómetros)



Fuente: Kelley GTM Manufacturing.

***Nota:** El gas no comercializable (stranded en inglés) se refiere al recurso de gas descubierto, que se considera inutilizable debido a razones físicas o económicas. En este caso, se refiere a volúmenes bajos, descubiertos en lugares distantes de los centros de consumos, lo que dificulta su comercialización.

1.1.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

Ahora bien, independientemente de las causas, estas prácticas representan un desaprovechamiento del recurso gaseoso de gran importancia debido a su valor de uso; algunos de ellos son:

a. Generación de calor para el uso doméstico (servicio público).

b. Combustible para generadores eléctricos industriales/domésticos (servicio público).

c. Insumo para industrias (refinación, petroquímica).

d. Reinyección con fines de recuperación secundaria de crudo.

Es pertinente destacar la condición de servicio público del gas doméstico y la electricidad, porque obliga a los Estados a garantizar la regularidad, continuidad, y el carácter universal y no discriminatorio del suministro (Jaime Rodríguez –Arana Muñoz, 2008, p.155) , por lo tanto, cuando el gas natural no se encuentra disponible, debe ser reemplazado con alternativas de mayor valor comercial, como el diésel y el fuel oil en el caso de la electricidad, o el propano y butano para el gas doméstico, para evitar la pérdida de bienestar de la población. Estos puntos, reflejan un alto costo de oportunidad tanto económico, como social, de la quema y el venteo del gas para los Estados

propietarios del recurso y, por lo tanto, un fuerte estímulo para que se desarrollen políticas públicas regulatorias al respecto.

La GGFR en su sección de preguntas y respuestas del programa "*Zero Routine Flaring by 2030*" menciona otro posible impacto social importante de la quema y venteo de gas natural:

> Se sabe que las llamaradas de gas emiten una variedad de componentes peligrosos para la salud, incluyendo partículas de carbono, monóxido de nitrógeno, monóxido de carbono (todos los cuales pueden causar problemas respiratorios), benceno (que es cancerígeno) y compuestos orgánicos volátiles e hidrocarburos aromáticos policíclicos que pueden causar una variedad de dolencias … Sin embargo, hay pocos datos sobre cómo la proximidad a las llamaradas, la duración de la exposición, etc. están vinculadas a problemas de salud reales, ya que se han realizado pocos estudios sobre el impacto en la salud de la quema (GCFR, sección Q&A, número 24).

En cuanto a las consecuencias ambientales, las prácticas de quema y venteo de gas, liberan un conjunto de contaminantes que son considerados responsables, en gran medida, del cambio climático (de allí se deriva la importancia en el área ecológica - ambiental). El grado de este impacto ambiental negativo, depende de varios factores a saber: a) la composición del gas asociado (proporción de elementos contaminantes), b) el método de disposición, quema o venteo y c) la eficiencia del quemador (Buzcu-Guven et a l., 2010; Johnson and Coderre, 2012, como se citó en Björn Pieprzyk, Paula Rojas Hilje, 2015, p.11).

Al respecto, es oportuno diferenciar el impacto ambiental de la quema en comparación al del venteo. La quema de gas asociado ocurre por medio de instalaciones especiales de combustión, llamadas flare stacks, y es particularmente generadora de CO_2, mientras que el venteo es la emisión directa del gas, principalmente compuesto por metano. El efecto invernadero del venteo es mucho más alto que el de la quema, debido a que el Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés) del metano es entre 28 y 36 veces mayor que el del CO_2 (EPA, 2017)[3].

1.1.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

Una acción legal - regulatoria es la emisión de normativas técnicas y procedimentales enfocadas en indicar las mejores prácticas y limitar el uso de la quema y venteo de gas, las cuales usualmente contemplan los siguientes puntos:

a. Fijación de un porcentaje límite (tope) permitido del volumen de producción de gas a ser quemado y/o venteado (que dependerá del país y de la referencia utilizada como mejores prácticas técnicas y operacionales internacionales).

b. Procedimientos para solicitar permisos para quemar y ventear gas natural, sólo en casos de emergencia operacional y por breves períodos de tiempo de manera controlada.

c. Establecimiento de lapsos de tiempo para solventar las prácticas excesivas.

d. Disposiciones técnicas sobre el método de quema o venteo. Incluyendo la eficiencia mínima exigida en el proceso de quema.

3 Al respecto, la Energy Research Architecture, (ERA) indica lo siguiente: "El venteo se refiere a la liberación deliberada de gas asociado. Esto resulta en emisiones de metano muy altas, ya que el gas asociado entra en la atmósfera sin combustión. El impacto climático de la ventilación es así muchas veces mayor que el de la quema, ya que el factor de calentamiento global del metano es 34 veces mayor que el del CO_2." (2015, p.5).

e. Definición de medidas punitivas económicas, legales y/o administrativas en caso de incurrir en incumplimientos de la norma.

También se hace uso de la política fiscal (impuestos o incentivos) como medio para promover la inversión en proyectos de reducción de la quema y/o venteo de gas.

Cuando se utilizan los tributos como el pago de impuestos y/o regalías por el gas producido que haya sido quemado y/o venteado a boca de pozo, como medida punitiva/coercitiva para evitar y reducir las prácticas de quema y venteo de gas, el objetivo es estimular la utilización efectiva de gas natural asociado, haciendo que la quema y el venteo sean económicamente costosos. El éxito de la medida depende del adecuado análisis económico y legal para la determinación de las tasas y su implementación. Por ejemplo, en algunos países como Nigeria y Rusia, los cargos fueron tan bajos que resultaron accesibles para las compañías y no corrigieron la conducta. Otra opción es aplicar impuestos a las emisiones de CO_2, incluyendo las que se derivan de la quema y/o venteo de gas, como se implementó en Noruega.

En el caso de los incentivos fiscales, como reducciones y/o exenciones en impuestos, aranceles y regalías, son financieramente atractivos para las empresas petroleras, y estimulan la inversión en el aprovechamiento de gas natural asociado, particularmente recomendados en condiciones de mercado de gas domésticos subdesarrollados con oportunidades de exportación limitadas (Perrine - Archibong - Korosteleva, 2014, p.6). Algunos ejemplos exitosos son: las reducciones de impuestos petroleros en Nigeria, y el programa de exención de regalías en Alberta Canadá (GGFR, 2004 a) de los cuales se hablará más adelante.

Un esquema legal, acompañado de un paquete de políticas públicas, no puede ser desarrollado e implementado sin tener el apropiado conocimiento y control de la problemática, mediante procesos de medición, inspección y fiscalización de las operaciones, ejercidos por el(los) organismo(s) del Estado, competente(s) en la materia, según el país. La implementación de las regulaciones sobre el tema requiere, desde el desarrollo de personal experto en la materia, hasta exigir la instalación de medidores de flujo, en campos y facilidades con mayor volumen de quema y venteo, y el uso constante de balances de masa, con el fin de obtener cifras transparentes que permitan conocer la dimensión real del problema y facilitar los correctivos (GGFR, 2004b). También es necesaria la instalación de cromatógrafos de gas, para conocer la composición del gas que está siendo quemado y venteado, es decir, la proporción de metano, LGN y demás compuestos, además del poder calorífico del mismo, a los fines de calcular el valor económico desperdiciado y el impacto ambiental del mismo.

Además, una importante política es exigir que las inversiones para el aprovechamiento del gas asociado estén incluidas en los Planes de Desarrollo de los campos, como para optar a licencias o acuerdos de producción.

En el marco de la política internacional, las organizaciones, tratados y acuerdos, bilaterales y multilaterales, tienen un espectro más amplio, y las acciones más relevantes han sido:

• Ofrecer un espacio para el intercambio de conocimiento, experiencias y estrategias que coadyuven al desarrollo e implementación de medidas que promuevan el suministro de energía confiable, segura y sostenible. Por ejemplo: plataformas regionales como la Asociación Regional de Empresas de Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica (ARPEL) o mundiales como la Alianza para el Gobierno Abierto (*Open Government Partnership*, OGP). También existen iniciativas y coaliciones específicas, a saber: el Foro de Países Exportadores de Gas (*Gas Exporting Countries Forum*, GECF) y la Coalición Clima y Aire limpio (*Climate & Clean Air Coalition*, CCAC).

• En el aspecto económico - financiero, existen opciones como la Iniciativa Global de Metano (Global Methane Iniciative, GMI) encargadas de brindar apoyo y/o asesoría en la estimación de la factibilidad económica de proyectos de inversión en infraestructura y, a su vez, identificar los medios para financiar los mismos. También hay organizaciones que ofrecen financiamiento a largo plazo y con bajos tipos de interés, como: el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco de Desarrollo para América Latina (anteriormente, Corporación Andina de Fomento, CAF). En el marco de los tratados internacionales, se destaca el Protocolo de Kioto (vigente hasta el 2020), que ha facilitado: 1) un mecanismo de autofinanciamiento, con la creación de un mercado de emisiones, donde se pueden vender bonos por reducción de CO_2, convirtiéndose en un potencial incentivo financiero para realizar proyectos e inversiones orientados a reducir la quema y venteo de gas natural asociado y 2) los créditos otorgados a proyectos de reducción de emisiones bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Nigeria, Argelia e Indonesia han reducido las emisiones, con inversiones financiadas a través de los bonos de carbono. Cabe destacar que, a raíz del Acuerdo de París, adoptado en el 2015, es probable que, tanto el mercado de carbono, como los MDL, sean reestructurados o incluso desaparezcan para ser reemplazados por nuevos mecanismos de financiamiento. Al respecto, el Acuerdo de París vincula la responsabilidad con el financiamiento, al reconocer la responsabilidad histórica de los países desarrollados en las condiciones climáticas actuales y, por lo tanto, son quienes asumen el compromiso a brindar apoyo a los países en desarrollo a través de un mínimo de 100.000 millones de US$ anuales a partir del 2020; los detalles de la implementación de esta nueva propuesta están en proceso de desarrollo.

• La concientización sobre esta problemática a través de estudios y análisis, impulsando la tendencia mundial hacia la implementación de las mejores prácticas para el aprovechamiento del gas y reducir al mínimo la quema y/o venteo, y que finalmente, han derivado en compromisos cuantitativos de reducción. Por ejemplo: los llevados a cabo por el Banco Mundial (GGFR).

Luego de este análisis, no queda duda que las regulaciones, políticas y acuerdos nacionales e internacionales son instrumentos importantes, que contribuyen a alcanzar el objetivo de minimizar las prácticas de quema y venteo de gas asociado.

Así, luego de la revisión de las causas generales de la quema y venteo de gas asociado, sus consecuencias, así como las acciones regulatorias recomendadas, a continuación, se analizará el tema específicamente para América Latina. Para tales fines, se seleccionaron tres países representativos a saber: Ecuador, México y Venezuela, por estar entre los 30 países con mayores volúmenes de quema y venteo de gas asociado en el mundo (GGFR, 2013-15).

Petroamazonas EP se convirtió, en abril del 2014, en la primera empresa petrolera latinoamericana en sumarse a la iniciativa liderada por el Banco Mundial "*Zero Routine Flaring by 2030*"

1.2 Contextualización de la quema y venteo de gas asociado en Ecuador

"Desde el inicio de las actividades de la industria petrolera en Ecuador, los esfuerzos exploratorios han sido orientados principalmente a la exploración y producción de petróleo; sin embargo, la mayor parte de los yacimientos descubiertos tienen petróleo y gas asociado, haciéndose necesaria la producción conjunta" (Alvarado – Gallegos, 2008, p.2).

1.2.1 Razones técnicas y económicas

En Ecuador, las cuencas sedimentarias: Oriente y Guayaquil son explotadas desde 1972, presentando volúmenes comerciales de crudo medio-ligero de 28 grados API, en promedio, y son los campos con la mayor cantidad de gas asociado de la Nación. En superficie, el gas natural es separado del petróleo en las estaciones de producción, constituyendo de esa manera la fuente nacional de gas natural. Sin embargo, el problema con las reservas de gas, es que se encuentran disgregadas en diferentes yacimientos del oriente ecuatoriano, y no es fácil ni rentable su captación.

Desde los comienzos de la actividad petrolera, existieron iniciativas en Ecuador de aprovechar el gas natural producido en el oriente. El más importante fue la construcción de la Planta de Gas Shushufindi en el año 1981, para producir Gas Licuado de Petróleo (GLP) y gasolina natural, con una capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado y con capacidad para producir hasta 500 TM/día de GLP y 2.800 BPD de gasolina.

1.2.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

La producción de gas en Ecuador, en comparación con la producción de otros países de Latinoamérica, es relativamente baja; y es utilizada para la generación de energía eléctrica y para la recuperación de GLP en las plantas separadoras.

El GLP producido, no es suficiente para cubrir la demanda local, por lo que más del 80% del consumo corresponde a gas importado, que tiene un costo seis veces más alto del precio al que se vende al consumidor. La diferencia entre el costo y el precio de venta es subsidiada por el Gobierno, con el fin de garantizar el consumo doméstico de los sectores más necesitados (Lapuerta, 2008).

A pesar de lo anterior, en los últimos 30 años, Ecuador ha quemado más de 100 millones de pies cúbicos de gas asociado por día, lo cual representa más de 14 mil millones de US$ en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) (Petroamazonas, Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, 2016, p.2).

1.2.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

Ecuador cuenta con el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV) 2013-2017, preparado por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo de Ecuador (SENPLADES), que permite integrar políticas de cambio climático y estrategias de eficiencia energética. En el sector energía, se están llevando a cabo una serie de iniciativas que apuntan al cambio de la matriz energética, dentro de un esquema de sostenibilidad ambiental, social y económica. Las más importantes de ellas podrían ser consideradas como el eje del potencial de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del Ecuador (Ministerio del Ambiente, Taller Iberoamericano Sobre Contribuciones Nacionales Madrid, 26 de marzo de 2015).

El nuevo modelo energético promueve: 1) Reducir la "huella humana" (impacto al ambiente) por barril de petróleo extraído, 2) optimizar los recursos energéticos existentes (de menor costo y menor impacto al ambiente) dentro de la industria del petróleo y el gas natural, 3) eliminar el uso de diésel y reducir el uso de crudo para la generación eléctrica, 4) optimizar el gas asociado para la producción de GLP y energía eléctrica y 5) desarrollar un sistema de transmisión/

distribución robusto con el fin de entregar energía de menor costo e impacto al ambiente a los diferentes usuarios (Operadoras petroleras y poblaciones dentro del área de influencia).

En este contexto, el Gobierno del Ecuador promovió el proyecto llamado Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética en el Sistema Interconectado Petrolero (OGE&EE), que consiste en la reducción de la quema de gas asociado, destinando dicho gas a la generación eléctrica centralizada en la región amazónica, que sería distribuida a través de un sistema interconectado petrolero para las empresas públicas y privadas y, además, tendría una interconexión con la red nacional (compuesta actualmente por alto componente hidroeléctrico). Esto permitiría a su vez, reemplazar al diésel (importado y de alto costo para la Nación) en la generación de electricidad (NAMA OGE & EE[4]).

Según lo informado por Petroamazonas EP (junio 2015), desde la implementación del proyecto, los avances y logros de este proyecto han sido los siguientes:

- Entre junio de 2009 y abril de 2015, el proyecto ha generado 1,10 millones de MW con gas asociado. Esto equivale al consumo de energía eléctrica de 930.000 habitantes durante un año, y además se colocó al servicio 150 km de líneas eléctricas. En este período se ha desplazado el uso de 193,24 millones de galones de diésel, lo que genera ahorros netos por USD 446,18 millones de dólares. El sistema integrado de distribución/ transmisión eléctrica provee energía a los diferentes usuarios (Operadoras Petroleras y poblaciones aledañas) a menor costo e impacto ambiental.

- Disminuye el impacto ambiental, reduciendo las emisiones de CO_2 y reemplazando por un sistema centralizado de generación en sitio, lo cual elimina el ruido generado por termo generadores en puntos distantes de la operación. Entre junio de 2009 y abril de 2015 este proyecto ha evitado la emisión de 662.440 toneladas de CO_2; equivalente a las emisiones de CO_2 de 141.000 vehículos en un año.

- Petroamazonas EP llegó en septiembre de 2014 a marcar un nuevo hito al aportar energía mediante la primera interconexión de una facilidad petrolera hacia una población de Ecuador, en la Comunidad del Milenio Pañacocha, para lo cual se instalaron 8,4 km de línea enterrada de 13.800 voltios.

- La empresa pública Petroamazonas EP se convirtió, en abril del 2014, en la primera empresa petrolera latinoamericana en sumarse a la iniciativa liderada por el Banco Mundial "*Zero Routine Flaring by 2030*", con este proyecto.

1.3 Contextualización de la quema y venteo de gas asociado en México

La industria gasífera mexicana inicia en 1945, con el descubrimiento del yacimiento Misión localizado en el norte de México. Desde ese entonces, la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha enfrentado una serie de dificultades como: la construcción de sistemas de transporte y el establecimiento de mercados (Márquez, 1989). En el caso del gas natural asociado, los

4 Ministerio del Ambiente de Ecuador sobre NAMA OGE & EE: "A partir del 2013, una vez culminados los compromisos establecidos en el Protocolo de Kioto, la CMNUCC ha llamado a las partes (países desarrollados y en desarrollo) a llevar acciones de mitigación apropiadas para cada país (llamadas NAMA por sus siglas en inglés). En el contexto ecuatoriano, una NAMA es una acción voluntaria de reducción emisiones de gases de efecto invernadero basada en los objetivos de desarrollo del Ecuador que se impulsa a través de las políticas nacionales y sectoriales; y, contribuye al desarrollo sustentable del país, generando cobeneficios. Los resultados de esta acción deberán ser medibles, reportables y verificables." (2015).

problemas con los cuales la empresa ha tenido que enfrentarse son más bien de índole económico y de inversión, más que de orden técnico.

1.3.1 Razones técnicas y económicas

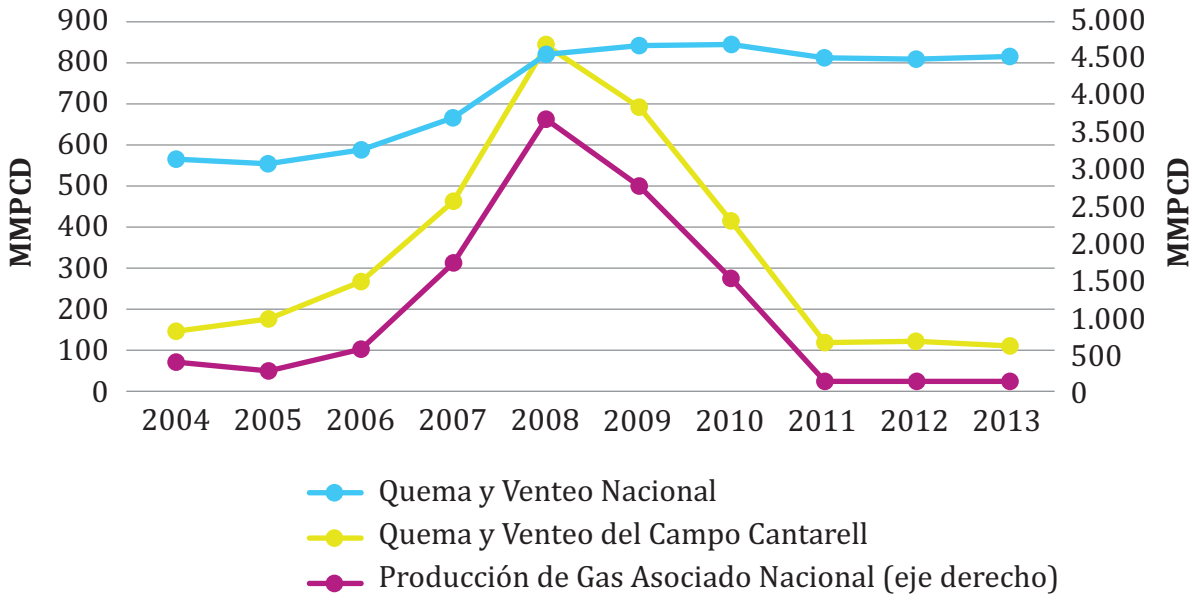
México es un país petrolero, pero también se encuentra entre los 20 principales países productores de gas en el mundo, con uno de los menores costos de descubrimiento, producción y desarrollo, y una tasa de restitución de hidrocarburos cercana al 90% (Larraga, 2011).

En México, el 73% del total de gas natural es gas asociado, producido mayormente en las Regiones Marinas y Norte del país. El venteo a la atmósfera y la combustión en quemadores son operaciones frecuentes en la producción de petróleo y gas en dicho país, donde la infraestructura de tuberías para el manejo del gas está incompleta, y no puede ser reinyectado en los yacimientos.

Uno de los principales campos petroleros con gas asociado de México se llama Cantarell, cuya producción se mantuvo elevada por mucho tiempo, gracias a la existencia de un techo gigante de gas que mantuvo la presión del reservorio hasta 1997, año en el cual, la presión empezó a caer y se liberó parte de ese gas a la atmósfera.

Ante esta situación, PEMEX implementó un programa de inyección de nitrógeno para elevar el recobro de petróleo, que inició en el año 2000 y que funcionó, hasta el año 2006. Con el tiempo, esta medida se hizo insuficiente y PEMEX debió incrementar la extracción de gas natural asociado en la llamada zona de transición entre petróleo y gas, para mantener el nivel de producción de petróleo, así que, en el 2008, los volúmenes de gas quemado y venteado del campo aumentaron drásticamente (Ver Figura 3). Para hacer frente al incremento de la quema y venteo, PEMEX invirtió en equipos de compresión para incrementar la reinyección (Perrine – Archibong, 2014).

Figura 3. Quema y Venteo de Gas en México (Total, Asociado y no Asociado)



Fuente: Roldan y Pena, CNH, 2014, citado por Perrine–Archibong en su trabajo México Associated Gas Utilization Study 2014.

Estas cifras de quema y venteo durante la última década, se deben en parte a la caída en el precio internacional de referencia utilizado por México para su mercado local, es decir, el Henry Hub, que luego de ubicarse en 11 US$/MMBTU en el 2006, pasó a ubicarse en el 2016 en 2,51 dólares por millón de BTU (US$/MMBTU), una caída de más de 77% causada por el incremento de la oferta de gas no convencional (Shale gas) en Estados Unidos, que cambió su matriz energética haciéndolo pasar, de importador a exportador de energía.

Ante la cercanía con los EE.UU., con una cadena industrial del gas desarrollada y precios bajos, ha resultado más rentable ventear el gas de los yacimientos de producción petrolera en México, antes que invertir en infraestructura para su compresión y comercialización. En tanto, que la demanda se sigue sustituyendo con importaciones las cuales, en la última década, se han disparado en casi 300%. (García, 2016). Las importaciones de gas natural de PEMEX equivalen a 52% de la producción, cuando en el promedio del año 2015 pasado fueron 36% y hace 10 años eran apenas 8,4%.

1.3.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

La producción de gas en México desde el año 2010 hasta el 2016 (de acuerdo al *JODI Gas World Database*, 2016), fue superior a la demanda del mercado nacional, no obstante, una parte de la producción de gas asociado fue quemada y venteada y, como consecuencia, se generó un déficit de gas que debió cubierto con importaciones desde EE.UU. (Ver Figura 4).

Figura 4. Producción, Demanda e Importaciones de Gas Natural (MMPC/D)

Año	Producción	Demanda	Importaciones
2010	3.878	3.255	536
2011	3.742	3.383	791
2012	3.766	3.388	1.089
2013	3.916	3.463	1.290
2014	4.046	3.451	1.358
2015	3.929	3.246	1.418
2016	3.659	3.395	1.892

a/ Promedio enero – septiembre 2016

Fuente: Petróleos Mexicanos (PEMEX)

PEMEX podría disminuir una tercera parte del gas natural que importa si aprovechara el gas que quema y ventea (Azarate, 2015).

El 73% del total de gas natural es gas asociado, producido mayormente en las Regiones Marinas y Norte del país.

1.3.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

México emitió algunas regulaciones para recabar información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero en todo el país. El Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones o regulación de gases de efecto invernadero, es una nueva reglamentación emitida por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que creó el registro de gases de efecto invernadero de México y el sistema de notificación, Registro Nacional de Emisiones (RENE). Hasta ahora, no se regulan de manera explícita las emisiones de gases de efecto invernadero.

Más allá de notificar la producción de gases de efecto invernadero, México cuenta con mecanismos regulatorios adicionales para evitar o reducir al mínimo la quema y el venteo de gas, tales como:

1. La Resolución CNH.06.001/09, emitida el 12/11/2009 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), donde se dan a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos. Además, estableció como elemento fundamental, la planeación y ejecución de las inversiones necesarias, para desarrollar la infraestructura para evitar la quema y venteo y aumentar el aprovechamiento de gas. Algunos puntos destacables son:

- Programa de nivel máximo o techo nacional para alcanzar niveles de aprovechamiento de gas. Establece un límite o techo máximo anual decreciente de volumen máximo de quema y venteo de gas, a nivel nacional. Sin incluir Cantarell, por presentar una problemática propia.

- Programa acelerado para reducir al mínimo la quema y venteo de gas en el Activo Integral Cantarell, 2010- 2012.

2. Las disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos publicadas el 07/01/2016 por la CNH con el objeto de:

- Establecer los elementos técnicos y operativos que definirán la Meta, con base en la cual se estructurarán los Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. Lo anterior, dentro del proceso de aprobación de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos;

- Establecer los procedimientos, requisitos y criterios para la evaluación del cumplimiento de la Meta y de los Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, y

- Establecer los procedimientos administrativos para la supervisión del cumplimiento de las Metas y Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, dentro del desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción.

Dentro de los esfuerzos políticos en el ámbito internacional se encuentran:

- Se desarrollaron reportes de opor-tunidades de reducción de quema y venteo de gas con GGFR (2010-2015) y CCAC (2014 -Presente), como un medio para reducción de emisiones de hollín (carbono negro o BC) y metano.

- Desarrollo de NAMA (basada en proyectos a partir de información de GMI y mediciones puntuales instalaciones de proceso de gas y refinería) en conjunto con Environment Canada (2012 -2013), considerando todas las oportunidades prácticas de reducción de GEI (eficiencia energética, reducción de quema y venteo y manejo de emisiones fugitivas).

Una iniciativa privada interesante, es la conducida por la compañía Gas Natural Fenosa (GNF), la

cual busca ampliar el uso del gas natural en los vehículos, como alternativa para disminuir la contaminación del aire de la Ciudad de México a corto plazo, de acuerdo con las opiniones de especialistas en medio ambiente, autoridades de varios países y empresarios del sector. (Rodríguez y Reyna, 2016).

Con el uso del gas natural vehicular se reduce en un 95% las partículas causantes de enfermedades respiratorias, siendo un éxito su uso en Madrid, donde la contaminación se redujo hasta en más de 80% en 15 años. (Rodríguez y Reyna, 2016).

1.4 Contextualización de la quema y venteo de gas asociado en Venezuela

A pesar del hecho de que Venezuela cuenta con unas reservas de gas natural que lo colocan en la 8va posición en la escala mundial de países con mayores reservas del mundo, la industria nacio-nal de este hidrocarburo no ha sido lo suficientemente desarrollada. Tal situación suele ser atribuida a las condiciones técnicas y económicas que por muchos años giraron en torno a la explotación del mismo.

1.4.1 Razones técnicas y económicas

Para entender las razones de la quema y venteo del gas asociado en Venezuela, es necesario posicionarse en el contexto histórico inicial de la explotación petrolera. La primera producción de gas natural asociado al petróleo se inició en el año 1918, y no fue sino hasta 1938, cuando se registra oficialmente la primera medición y control del uso de la producción de gas, en un momento en el cual, tanto a nivel mundial, como para las trasnacionales que operaban en Venezuela, era considerado un elemento indeseable del crudo, sin ningún valor comercial, razón por la cual esta etapa se caracterizó por una baja utilización del gas y un alto desperdicio del mismo, hasta los años 40, cuando se inician las políticas de utilización y conservación del gas que promovieron, en primera instancia, la devolución de la producción a los yacimientos con fines de conservación y del aumento de la recuperación de crudo; años después en 1957, es cuando comienza la instalación del primer gasoducto Anaco - Caracas - Morón, en el marco de una política de industrialización del gas en Venezuela a través de la petroquímica y, en paralelo se inicia su uso de manera local, en el mercado doméstico, generación eléctrica y las cementeras en la Ciudad de Maracaibo (ANHI, 2009).

Las empresas manifestaron en su momento que los costos de instalar las facilidades de transporte y distribución desde los campos remotos, hasta los centros poblados e industriales, eran extre-madamente altos. Así, históricamente, no se contempló el desarrollo de las reservas de gas asociado que representan el 80% de las reservas de gas totales del país, por lo tanto, la infraestructura para su explotación se circunscribió a la del crudo. Además, el bajo desarrollo del mercado local, con una demanda eléctrica cubierta casi en su totalidad con hidro-electricidad, y la regulación de los precios del gas en el mercado interno, muy por debajo de los mercados internacionales e insuficiente para garantizar la recuperación de las inversiones en infraestructura, no estimuló las inversiones necesarias para explotar el gas. Cabe destacar, que los recientes descubrimientos de gas natural económicamente explotable se encuentran costa afuera, tanto en territorio nacional, como en yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, cuyos costos y acuerdos requeridos han retrasado su aprovechamiento.

1.4.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

El alto crecimiento poblacional registrado en Venezuela durante los últimos 20 años, supero la oferta de los servicios públicos de gas y electricidad, generando interrupciones en el suministro que afectaron el bienestar de la población (consecuencias sociales). Para solventar la situación, y ante la ausencia de infraestructura para procesar trasladar las in-mensas reservas de gas asociado hacia los centros

transformadores, el Estado dejó de exportar parte del diésel y fuel oil que se produce en las refinerías nacionales (disminución de ingresos en divisas y pérdida de posicionamiento en los mercados internacionales), para destinarlo a la generación eléctrica interna, además de importar gas natural desde Colombia para satisfacer el mercado local del occidente del país, constituyendo un verdaderamente alto costo de oportunidad para la Nación, de no disponer del gas natural que está siendo quemado y venteado (impacto económico). Cabe destacar que tanto la electricidad como el gas natural se encuentran subsidiados en Venezuela, a niveles que no cubren los costos de producción, incrementando el peso económico asumido por el Estado.

1.4.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, ha establecido por más de 40 años, que la utilización del gas natural producido en la superficie y económicamente acumulable debería mantenerse en un promedio anual no inferior al 98%, manteniendo un límite de 2% para el desperdicio del gas. Sin embargo, no existe una normativa específica para la quema y venteo de gas, lo que ha diluido estos esfuerzos.

En los años 60, se promovió el uso y conservación del gas asociado, con la intención de penalizar los incumplimientos con el cierre de aquellos pozos petroleros que se comprobaba que estuviesen quemando y venteando gas. Sin embargo, la alta dependencia de los ingresos petroleros, los intereses privados y la política de cumplimiento de cuotas de la OPEP, restó efectividad a la medida. Cabe destacar que, el Estado, como propietario del recurso y regulador, ante un entorno poco favorable para el máximo aprovechamiento del recurso, puede tomar la decisión de cerrar pozos productores de gas, manteniendo el nivel de reservas recuperables para su explotación futura, no obstante, en el caso del gas asociado, no es tan sencillo pues significaría el cierre de la producción de petróleo, usualmente de mayor valor.

Actualmente, la principal normativa en materia de gas la representa la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, promulgada en el año 1999, en la cual, entre otras cosas, se establecieron el carácter de utilidad pública y servicio público, y por lo tanto su administración se convirtió en un objeto fundamental de las políticas públicas tendientes a garantizar el bienestar del colectivo.

En la última década, se implementó la política de no autorizar exportaciones de gas, hasta tanto esté satisfecho el consumo nacional. La medida impidió que se apalancaran las inversiones con las ventas del gas a precios internacionales. Como acción de mitigación, el Estado compra el gas a las empresas a precios de costo marginal de largo plazo, y subsidia el consumo interno, asumiendo el peso económico del diferencial.

En Venezuela, la producción total de gas asociado paga regalías en boca de pozo independientemente de que parte de ese gas es quemado y venteado, sin embargo, al ser estimadas a precios del mercado local, los montos son tan bajos que no representan el suficiente estímulo para el aprovechamiento del dicho gas. Los operadores pueden procesar y comercializar el gas asociado conjuntamente con PDVSA (la Empresa del Estado), sujeto a la aprobación de un plan de desarrollo y negociación de un Acuerdo. La utilización del gas asociado en operaciones, su reinyección o su bombeo, requieren la autorización del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

En caso de requerir permisos para quemar el gas que no puede comercializarse, éstos deben ser tramitados ante el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables (MARNR) el cual establece condiciones caso por caso, de conformidad con el Decreto No. 2.225 / 1992, el Decreto No. 638 / 1995 (normas sobre Calidad del Aire y Contaminación Atmosférica) y el Decreto Nº 883 / 1995. El Decreto Nº 638 / 1995 establece límites de calidad del aire y niveles de emisiones para los principales contaminantes orgánicos e inorgánicos tanto de fuentes fijas como móviles y se aplica a todas las fuentes de emisiones atmosféricas.

Al respecto, más que el desarrollo de políticas y regulaciones directas para reducir la quema y venteo de gas, el Estado ha intentado desarrollar el mercado nacional y regional como estrategia para impulsar el uso y aprovechamiento del gas natural. Un ejemplo nacional, fue el intento de implementar la política de uso del gas natural vehicular, que no prosperó frente a los bajos precios internos subsidiados de la gasolina.

En el ámbito internacional, se promovieron acuerdos de cooperación con otros productores como: Bolivia, Perú, Trinidad y Tobago, entre otros, de los que surgieron las siguientes iniciativas: Petrosur, Petrocaribe y Petroandina, así como el Gasoducto del Sur, a los fines de desarrollar un mercado gasífero regional interconectado que permitiera sustituir combustibles líquidos por gas natural en la región, sin embargo, las dificultades de lograr acuerdos han convertido en infructuosos esos intentos.

En Venezuela, la utilización del gas asociado en operaciones, su reinyección su bombeo, requiere la autorización del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

2. MAGNITUD DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO

Este aspecto es importante, porque los volúmenes de gas quemados y venteados reportados suelen ser difíciles de precisar.[5] Estas incertidumbres en la magnitud del gas quemado y venteado necesitan ser resueltos para entender la dimensión del problema y el impacto en los costos y programas de inversión, tanto del gas desperdiciado, como de la oferta total de gas.

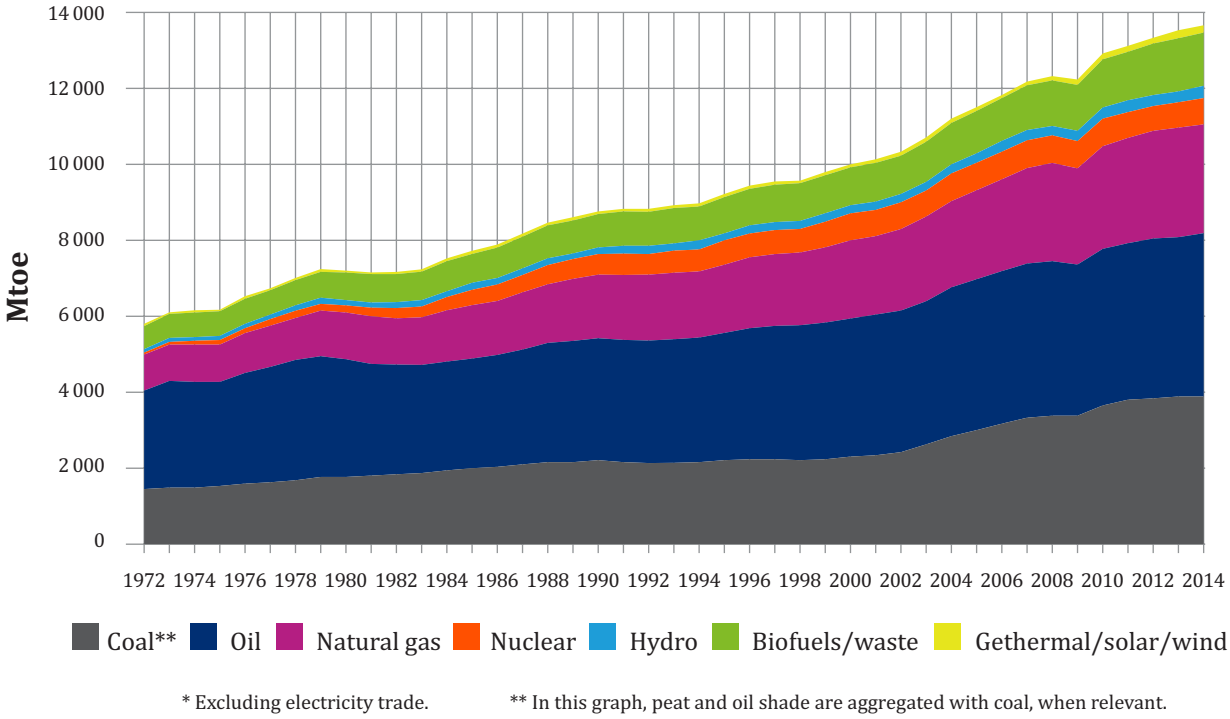
2.1 Magnitud Volumétrica

2.1.1 Panorama Mundial

El gas natural ocupa la tercera posición como fuente de energía primaria a nivel mundial, tal y como se observa en la Figura 5. Es evidente el incremento de la participación del gas en la oferta energética mundial, si se compara el 16% del año 1972 con el 21,2% del año 2014.

5 El NOAA National Geophysical Data Center (NGDC) ha hecho significativas mejoras en la detección de las actividades de quema y estimaciones de los volúmenes de gas venteado en años recientes.

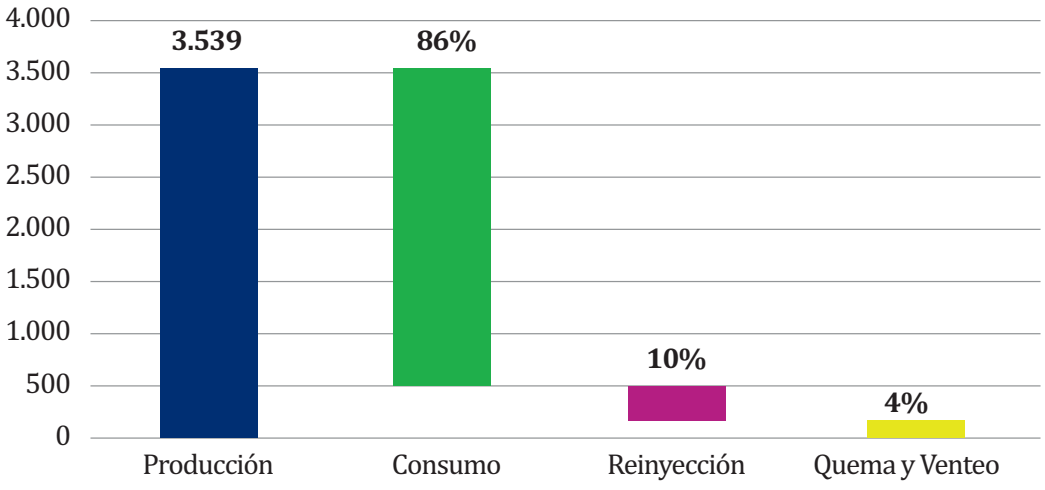
Figura 5. Oferta mundial de energía primaria



Fuente: International Energy Agency (IEA) (2017)

Las cifras del año 2015 muestran una producción mundial del gas natural (libre y asociado) cercana a los 3.538,6 billones de metros cúbicos (MMMm3) (BP, 2015), de los cuales, según la Agencia Internacional de la Energía (en inglés International Energy Agency, IEA), 86% fueron consumidos, 10% fueron reinyectados y 4% se quemaron y ventearon aproximadamente (ver Figura 6).

Figura 6. Balance Mundial de Gas Natural. Año 2015 (Billones de metros cúbicos, MMM m^3)

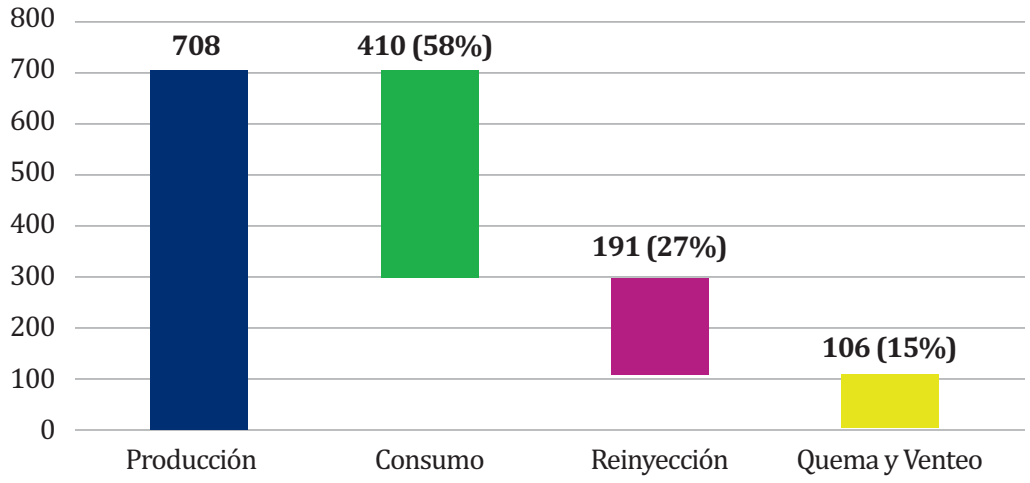


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, IEA World Balances 2015, Cálculos Propios.

Un volumen de gas quemado y venteado de 147 MMMm^3, representa el 4% del total del gas producido en el año 2015, lo cual es verdaderamente significativo si se toma en consideración que, de acuerdo a las cifras de BP del año 2015, el consumo total de gas de Sur y Centro América fue 5% del gas producido a nivel mundial en el 2015 y que, tal y como lo señala el Banco Mundial, esta cantidad de gas quemado y venteado globalmente sería suficiente para generar 750.000 millones de KWh de electricidad, más que el consumo anual de electricidad del continente africano actualmente. Para contextualizar aún más estos volúmenes, la GGFR señala que el gas quemado y venteado anualmente: "equivale a una cuarta parte de todo el consumo de gas de Estados Unidos en un año; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea y 75% de las exportaciones de gas de Rusia" (*The World Bank*/GGFR, 2007, p.1).

Ahora bien, la relación entre la producción petrolera y del gas asociado quemado y/o venteado merece especial atención. Si bien es difícil obtener los datos de producción de gas asociado, el Banco Mundial calcula que cerca del 20% del gas producido está asociado al petróleo, de los cuales estiman que el 15% fue quemado o venteado, el 58% se reinyectó y el 27% se utilizó (EIA). Los resultados se observan en la Figura 7.

Figura 7. Balance Mundial de Gas Natural Asociado. Año 2015 (Billones de metros cúbicos, MMM m^3)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, IEA World Balances 2015. Cálculos Propios.

La comparación entre las figuras 6 y 7, nos permite observar que los 106 MMMm^3 de gas natural asociado quemado y/o venteado, representan el 72% del total quemado y venteado en el mundo.

Un análisis de las cifras por país, revela que ocho países, a saber: Rusia (21 MMMm^3/año), Irak (16 MMMm^3/año), Irán (12 MMMm^3/año), Estados Unidos (12 MMMm^3/año), Venezuela (9 MMMm^3/año), Argelia (9 MMMm^3/año), Nigeria (8 MMMm^3/año) y México (5 MMMm^3/año), fueron los responsables de más del 60% de la quema y venteo de gas en el mundo en el año 2015 (ver Figura 8), todos con una fuerte intensidad en producción petrolera (ver Figura 9) (*National Oceanic and Atmospheric Administration*, NOAA, como se citó en GECF, 2017).

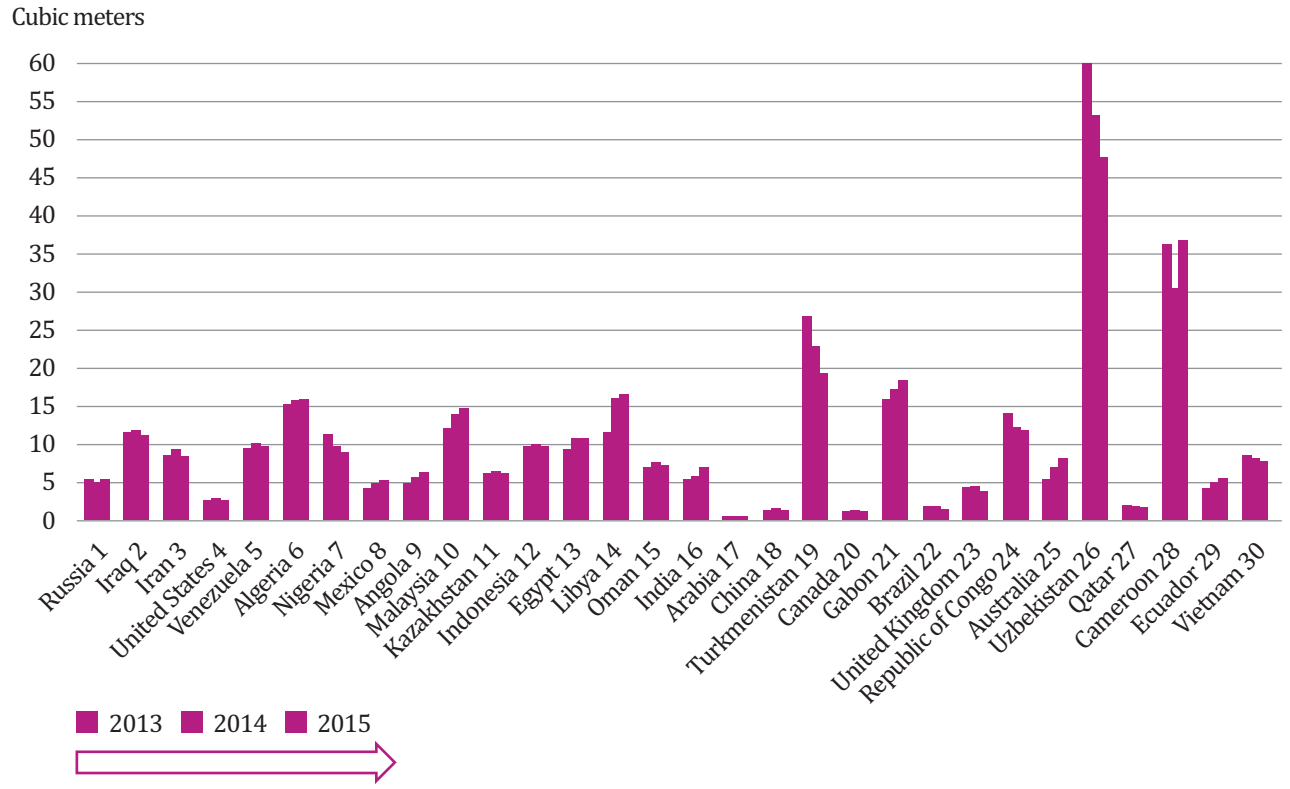
Figura 8. Top 30 de los países con mayores volúmenes de quema y venteo (2013 – 2015) (Billón de metros cúbicos, $MMMm^3$)

		2013 bcm	2014 bcm	2015 bcm	2013-15 change
1	Russia	21.1	19.7	21.2	0.1
2	Iraq	13.3	14.0	16.2	2.9
3	Iran	11.1	12.2	12.1	1.0
4	United States	9.2	11.3	11.9	2.7
5	Venezuela	9.3	10.0	9.3	0.1
6	Algeria	8.2	8.7	9.1	0.9
7	Nigeria	9.3	8.4	7.7	-1.7
8	Mexico	4.3	4.9	5.0	0.7
9	Angola	3.2	3.5	4.2	1.0
10	Malaysia	2.8	3.4	3.7	0.9
11	Kazakhstan	3.8	3.9	3.7	-0.1
12	Indonesia	3.1	3.1	2.9	-0.2
13	Egypt	2.4	2.8	2.8	0.4
14	Libya	4.1	2.9	2.6	-1.5
15	Oman	2.4	2.6	2.4	0.1
16	India	1.7	1.9	2.2	0.5
17	Saudi Arabia	2.0	1.9	2.2	0.2
18	China	1.9	2.1	2.1	0.2
19	Turkmenistan	2.3	2.0	1.8	-0.4
20	Canada	1.5	2.1	1.8	0.3
21	Gabon	1.4	1.5	1.6	0.2
22	Brazil	1.3	1.5	1.3	0.0
23	United Kingdom	1.4	1.3	1.3	0.0
24	Republic of Congo	1.4	1.3	1.2	-0.3
25	Australia	0.8	1.1	1.1	0.3
26	Uzbekistan	1.5	1.3	1.1	-0.4
27	Qatar	1.4	1.3	1.1	-0.3
28	Cameroon	0.8	0.9	1.1	0.3
29	Ecuador	0.8	1.0	1.1	0.3
30	Vietnam	1.1	1.1	1.0	-0.1
	Global total	**140.8**	**145.3**	**147.3**	**6.5**

Fuente: GGFR (2017) Gas flaring data.

La evolución del volumen de gas quemado y venteado fue 140,8 $MMMm^3$ en 2013, 145,3 $MMMm^3$ en 2014 y 147,3 $MMMm^3$ en 2015. La reversión en la tendencia bajista de estas prácticas en los últimos cinco años se atribuye principalmente al crecimiento de la producción de petróleo, en particular en Iraq y Estados Unidos, lo que deja muy claro que aún hay mucho por aprender y mejorar (GGFR, 2016).

Figura 9. Top 30 de los países con mayor intensidad de quema y venteo - Metros cúbicos de gas quemado y/o venteado por barril producido (2013 – 2015).



Fuente: GGFR (2017), Gas flaring data.

Considerando la intensidad de quema y venteo, el orden cambia quedando como sigue: Uzbekistán, Camerún, Turkmenistán, Gabón, Libia, Argelia, Malasia y República del Congo.

En cuanto a los países seleccionados, a continuación, se hace un breve análisis de la magnitud de los volúmenes de gas quemados y venteados.

2.1.2 Ecuador

En Ecuador, el volumen de oferta de gas no es muy significativo frente a otras fuentes de energía, representando apenas un 2% (ocupando el tercer lugar, luego del petróleo y la energía hidroeléctrica) del total nacional.

De acuerdo al Balance Energético Nacional 2014 del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, la producción total de Gas Natural en Ecuador en el año 2013 fue de 156 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales, el 28% correspondió a gas libre y el restante 72% al gas asociado. De los 112,44 MMPCD de gas asociado producido, se aprovecha un promedio estimado de 53 MMPCD, mientras que cerca de 59,5 MMPCD del gas asociado se quema y ventea. Ecuador quema y ventea, cerca de 5m^3 de gas natural por cada barril producido.

2.1.3 México

En México, la oferta energética se encuentra dominada por el petróleo con un 70% de parti-

cipación, mientras que, en segundo lugar, se encuentra el gas natural con un 18% de importancia. Cabe destacar que, del total de gas natural producido, el 73% es gas asociado y que en los últimos 6 años (2010 - 2016), de acuerdo con los datos publicados por PEMEX (2017), se ha incrementado 186% el volumen de gas natural quemado y venteado México, lo que lo ha llevado a ocupar el 8vo lugar en el mundo, además de mostrar una quema y venteo de gas de 5 m^3 por cada barril producido.

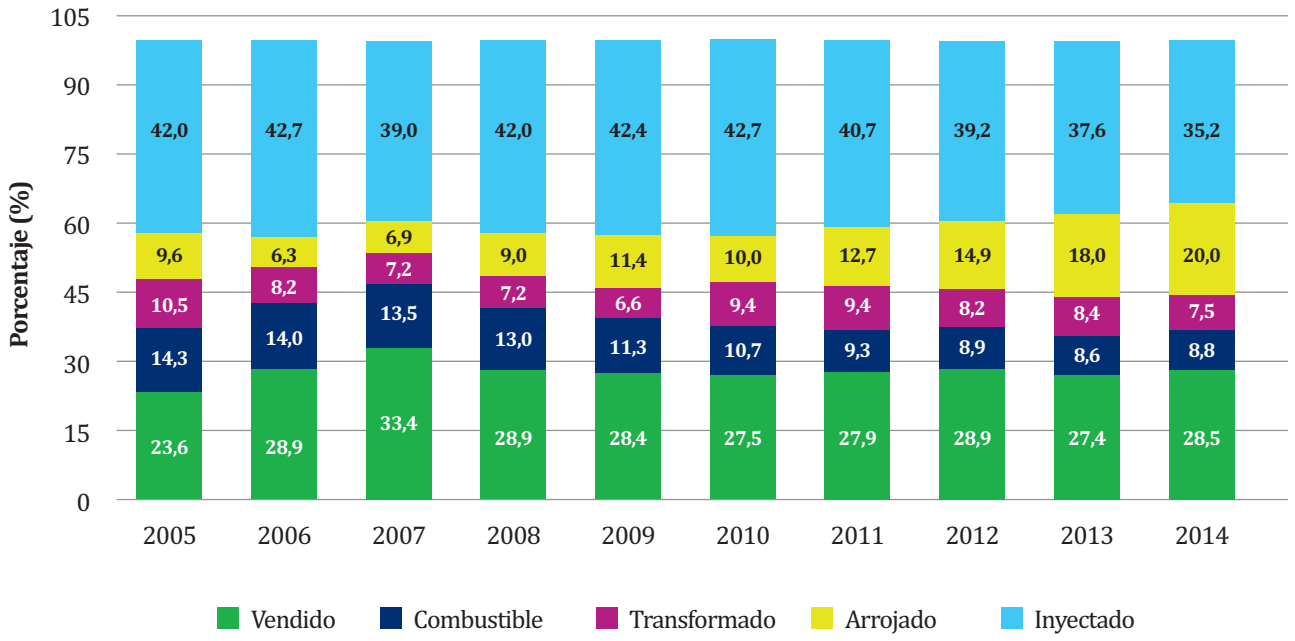
En 2013, PEMEX envió a la atmósfera 123 MMPCD de gas natural, lo cual representó el mínimo nivel en su historia reciente, pero entre enero – septiembre de 2016 el volumen creció a 543 MMPCD, un incremento de más del 300%. Este volumen desperdiciado equivale justamente a la cantidad de gas natural que México compró en el extranjero en 2010, cuando alcanzó los 535,8 MMPCD (Azarate, 2015).

2.1.4 Venezuela

En Venezuela, el petróleo representa cerca del 85% como fuente energética primaria, mientras que en segundo lugar el gas alcanza aproximadamente un 10%. Cabe destacar que el volumen de gas asociado representa aproximadamente el 80% de la producción total de gas. Con una producción de gas cercana a los 73 $MMMm^3$, un 35% es reinyectado, un 20% es desperdiciado a través de la quema y venteo, un 7,5% es transformado, 8,8 % es utilizado como combustible y el restante 28,5% es vendido al mercado interno (Ver Figura 10).

Es importante destacar que, el 90% del volumen de gas quemado y venteado, está asociado al petróleo, y que Venezuela quema y ventea 10 m^3 de gas asociado por cada barril producido (GGFR).

Figura 10. Producción y Distribución de Gas Natural Asociado y No asociado en Venezuela



Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), 2015 y cálculos propios.

Nota: Cabe destacar que el 80% del gas es asociado y la tendencia observada en el gráfico obedece fundamentalmente a su uso y destino.

2.2 Magnitud Económica (costo – beneficio, costo de oportunidad)

Considerando que una de las principales justificaciones de la quema y venteo es la no rentabilidad económica (no recuperación de las inversiones, ni obtención de ganancia por ello), a continuación, se realizará un breve análisis del costo – beneficio de recuperar el gas natural quemado y venteado, con una visión del costo de oportunidad del gas natural.

Los cálculos base provienen de la iniciativa "*Zero Routine Flaring by 2030*" de la GGFR, cuyo propósito es:

> Reducir la quema de rutina que ocurre durante la producción normal de petróleo, en ausencia de instalaciones suficientes para utilizar el gas en el sitio o enviarlo a un mercado, o cuando la geología no permite la reinyección. El ejemplo típico de esta Iniciativa es la combustión continua a largo plazo para la eliminación de gases donde no existe un mercado de gas o capacidad de inyección (GCFR, sección Q&A).

Al respecto hay dos premisas fundamentales tomadas textualmente de la GGFR, una relacionada con los costos de eliminar la quema antes del 2030, y la otra, sobre los posibles ingresos obtenidos de la comercialización del gas recuperado y aprovechado como se detalla a continuación:

1. De los Costos: Los estudios sobre los costos potenciales de la reducción de la quema indican un rango muy amplio en el costo de capital unitario[6] de mitigar la quema. Los estudios de Irak, Rusia y Nigeria, aunque muy pocos, indican un costo de capital unitario promedio (costo de instalar la infraestructura para recuperar 1 PC de gas quemado por día) de alrededor de 6 - 9 US$/PCD (85 - 125 US$/tCO_2/día) para proyectos en tierra. El costo de eliminar la extracción en alta mar es generalmente significativamente mayor. Esto implica un costo potencial de más de 100 mil millones de US$ para eliminar el gas quemado actualmente.

2. De los ingresos: En relación a los ingresos provenientes de la utilización del gas, la GGFR utiliza como valor de referencia del gas al precio de Henry Hub en los EE.UU. cercano a los 4 US$/MMBtu, el cual, multiplicado por los 145 mil millones de metros cúbicos que se queman cada año sería un valor de alrededor de 20 mil millones de US$. Sin embargo, si consideráramos un precio de costo de oportunidad estimado como un promedio del precio del diésel y el fuel oil, es decir de 12 US$/MMBtu, el monto de ingresos se triplicaría a cerca de 60 mil millones de US$. Lo anterior asumiendo que: 1) El gas es mayoritariamente metano, sin considerar la posible quema y/o venteo de cantidades significativas de líquidos de gas natural (LGN), de gran valor de mercado, 2) el valor estimado anterior no toma en cuenta el costo de transporte y distribución del gas asociado a algún mercado y 3) los precios del gas en otros mercados, como en Europa y Asia, son más altos.

Basándonos en lo anterior, se harán a continuación los cálculos referentes a los costos de inversión en recuperar el gas, así como de la cantidad de dinero (potenciales ingresos) que actualmente es arrojada a la atmósfera por causa de la quema y venteo. Para dimensionar los mismos, se presenta la proporción de dichos montos con respecto a las reservas internacionales de cada país (Ver Figura 11).

6 Los costos que se analizarán en esta sección se refieren a los Costos de Capital de implementar un proyecto de recuperación del gas quemado y venteado, es decir, no incluyen los costos variables (operativos, fiscales y de funcionamiento), ni la infraestructura para la transformación, transporte, distribución o uso in situ del gas recuperado. Los costos de capital son aquellos en los que se incurre una sola vez al inicio del proyecto, por ejemplo, el costo de instalación único de una planta, después del cual sólo habrá costos operativos o de funcionamiento recurrentes. http://www.businessdictionary.com/definition/capital-cost.html.

Figura 11. Magnitud Económica (costo–beneficio, costo de oportunidad) de la quema y venteo de gas.

País	Volumen de Gas Natural Quemado y Venteado	Costos de recuperación de Gas	Costos de recuperación de Gas	Ingresos por la recuperación del gas a precio de HH	Ingresos por la recuperación del gas a precio de costo de oportunidad	Ingresos por la recuperación de Gas
	$MMMm_3$/año	**MMUS$**	**% de RI***	**MMUS$**	**MMUS$**	**% de RI***
Ecuador	1,1	798	17%	157	471	10%
México	5,0	3.627	2%	714	2.143	1%
Venezuela	9,3	6.746	61%	1.329	3.986	36%
Mundo	145,0	105.175		20.714	62.143	

*RI= Reservas Internacionales. Equivalentes a 4.563 MMUS$ para Ecuador (julio 2015), 177.597 MMUS$ para México (diciembre 2015) y 10.977 MMUS$ (diciembre 2016) para Venezuela.

Fuentes: GGFR, Banco de México, Banco Central de Venezuela, Banco Central de Ecuador y cálculos propios.

PREMISAS:

Costo de capital unitario diario de mitigar la quema: 7,5 US$/PCD[7]

Valor de referencia del gas al precio de Henry Hub en EE.UU.: 4 US$/MMBtu[8]

Valor estimado promedio del costo de oportunidad (diésel y fuel oil): 12 US$/MMBtu[9]

7 Es el resultado de promediar los 6 - 9 US $/PCD del rango de costos estimados por el GGFR

8 Solo como referencia utilizando el valor promedio que toma la GGRF, aunque actualmente el precio se encuentre en promedio cercano a los 3 US$/MMBTU.

9 Como se mencionó anteriormente, se considera como costo de oportunidad de los volúmenes de gas quemados y venteados de gas, el valor de los productos petrolíferos como el diésel y el *fuel oil* que deben ser utilizados para cubrir el déficit del gas, principalmente en el sector eléctrico y cambian sustancialmente los resultados de la evaluación, triplicando los ingresos y apalancando buena parte de las inversiones.

De acuerdo con este análisis, Ecuador quema y ventea 1,1 $MMMm^3$ al año, equivalentes a 106,38 MMPCD, los cuales, multiplicados por los costos unitarios estimados (7,5 US$/PCD), indican que la inversión requerida para eliminar la quema y venteo de gas sería de 798 MM$ o un 17% de las reservas internacionales de Ecuador (en julio de 2015). Para estimar el monto de inversión real, habría que descontarles a estos costos, los ingresos provenientes de la comercialización de ese gas que se encontrarían entre 157 y 471 MMUS$ dependiendo del precio de referencia, Henry Hub o costo de oportunidad respectivamente. Como resultado se observa que la comercialización del gas no es suficiente para cubrir la totalidad de la inversión, sin embargo, se podría financiar más del 50% del proyecto al costo de oportunidad.

En el caso de México, se queman y ventean 5 $MMMm^3$ al año, aproximadamente 483,56 MMPCD, que multiplicados por los costos unitarios estimados (7,5 US$/PCD), indican que la inversión requerida para eliminar la quema y venteo de gas sería de 3.627 MM$. Para hacerlo comparativo y dimensionarlo con respecto a la realidad del país, se estimó el monto de inversión como porcentaje de las reservas internacionales, correspondiendo a un 2% de las reservas internacionales (en diciembre de 2015). Los ingresos provenientes de la comercialización de ese gas recuperado que se encontrarían entre 714 y 2.143 MMUS$ dependiendo del precio de referencia, Henry Hub o costo de oportunidad, respectivamente. Nuevamente, la comercialización del gas no es suficiente para cubrir la totalidad de la inversión, sin embargo, contribuye a autofinanciar al menos el 50% de los proyectos, utilizando el valor del costo de oportunidad.

Finalmente, el caso de Venezuela, donde se queman y ventean 9,3 $MMMm^3$ al año, equivalentes a 899,42 MMPCD, los cuales, multiplicados por los costos unitarios estimados 7,5 US$/PCD, indican que la inversión requerida para eliminar la quema y venteo de gas sería de 6.746 MM$, un 61% de las reservas internacionales (en diciembre de 2016). Los ingresos provenientes de la comercialización de ese gas recuperado se encontrarían entre 1.329 y 3.986 MMUS$ dependiendo del precio de referencia, Henry Hub o costo de oportunidad, respectivamente. Considerando el ingreso a costo de oportunidad, la inversión que debería ser financiada con otras fuentes serían 2.760 MMUS$ un 36% de las reservas internacionales.

Teniendo en cuenta el análisis realizado, se concluye que el 50% de las inversiones iniciales de capital, requeridas una sola vez, para desarrollar la infraestructura necesaria para recuperar el gas que se quema y ventea, podrían ser cubiertas o autofinanciadas con la comercialización del volumen de gas natural recuperado, a precios de costo de oportunidad. Tal y como se mencionó anteriormente, existen mecanismos de financiamiento para el restante 50% de inversión de capital como, por ejemplo, los vinculados a tratados internacionales como el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, que serían pagados con la venta continua del gas recuperado, contribuyendo al saneamiento del ambiente, así como a la seguridad energética de los países.

2. 2 Magnitud Ambiental

Cada metro cúbico de gas asociado deriva en cerca de 2,5 kilogramos de emisiones de CO_2. Lo anterior, suponiendo una eficiencia ideal de combustión del 98% (es decir, aproximadamente 2% de gas no quemado que termina venteado a la atmósfera), pues funcionando menos eficientemente, pueden quemar tan poco como 60-70% del gas. Este cálculo, no considera otros componentes del gas (GCFR, sección Q&A).

Entonces, si consideramos los actuales volúmenes mundiales de quema y venteo de gas, equivalentes a 145 $MMMm^3$, esto da como resultado unos 363 millones de toneladas anuales de emisiones de CO_2.

Figura 12. Magnitud Ambiental de las prácticas de quema y venteo de gas asociado

País	**Volumen de Gas Natural Quemado y Venteado**	**Emisiones de CO_2**
	$MMMm_3$/año	**MMTON/año**
Ecuador	1,1	3
México	5,0	13
Venezuela	9,3	23
Mundo	145,0	363

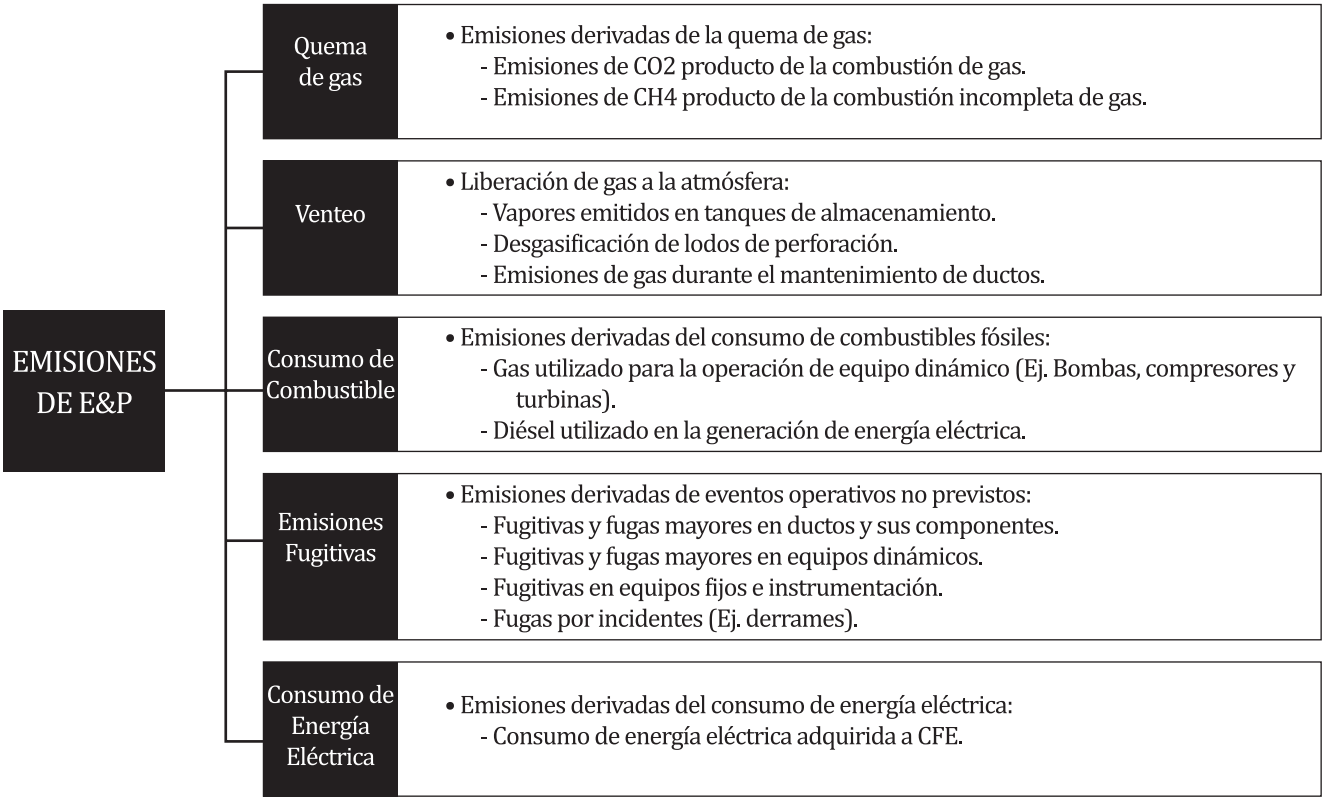
Fuente: GGFR y Cálculos Propios.

Como se puede observar en la Figura 12, el CO_2 emitido a la atmósfera por Ecuador, México y Venezuela, como consecuencia de la quema y venteo de gas natural representa 1%, 3% y 6% del total de emisiones mundiales, respectivamente.

Se considera que estas prácticas contribuyen a las emisiones de gases de efecto de invernadero y resultan además en la pérdida de un valioso recurso energético. En este sentido, y como se ha mencionado anteriormente, es necesario realizar inversiones en infraestructura para reducir al mínimo la quema y el venteo de gas, las cuales, debido a los precios internos del gas, son cuesta arriba realizar.

Al respecto, actualmente es posible financiar proyectos de inversión en infraestructura para la recuperación del gas venteado y/o quemado, en el marco del protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, dado que estas iniciativas son catalogadas como proyectos de disminución de gases de efecto invernaderos (GEI) (Ver Figura 13).

Figura 13. Fuentes de emisión de GEI en operaciones de exploración y producción (E&P)



Fuente: PEMEX (2010-2011). Taller de medición de quema, venteo y emisiones fugitivas de gas: Estrategia de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero

Además, una vez reducidos los gases, se podrían vender bonos de carbono en el mercado y recibir ingresos adicionales por ello (lógicamente esto requiere de un profundo estudio para validar su factibilidad política, legal y económica).

Es importante mencionar nuevamente, que el Protocolo de Kioto estará vigente hasta el 2020 y, es posible que, en el Acuerdo de París alcanzado durante la COP21[10] y que entrará en vigencia a partir del 2018, estos mecanismos sean reestructurados, cambien las condiciones actuales, o sean reemplazados por otros. A pesar de lo anterior, vale la pena revisar las condiciones actuales, bajo las cuales el Protocolo de Kioto facilita financiamiento y que podría aplicar a proyectos de recuperación de gas natural asociado quemado y venteado.

De acuerdo a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (en inglés United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), el Protocolo de Kioto cuenta con medidas para contribuir a lograr los objetivos individuales de reducción de emisión de GEI, dependiendo del grado de desarrollo del país (UNFCCC, 2014). La medida aplicable a los países en desarrollo como Ecuador, México y Venezuela corresponde al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), establecido en el Artículo 12 del Protocolo de Kioto.

10 21va Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC)

Este de mecanismo se basa en el reconocimiento de que los costes varían de región a región mientras que el efecto para la atmósfera de la reducción de las emisiones beneficia a todos, independientemente de donde se tome la acción. En este sentido, se promueve la inversión de países desarrollados en otros países con la finalidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero de manera rentable.

En mayor detalle, el MDL es un marco aplicable a los proyectos entre los países industrializados y los países en desarrollo. Consiste en que uno o varios países industrializados proporcione transferencia de tecnologías o inversión para reducir las emisiones de GEI en el país en desarrollo llamado anfitrión, y reciba a cambio el crédito de carbono (Reducción de Emisiones Certificadas, CERs) generado de las actividades. Los CERs pueden ser usados para lograr el objetivo de reducción de emisión al país inversor (el derecho de emisión del país se incrementará).

Sin embargo, no todos los países, ni cualquier proyecto, se consideran elegibles para acceder al MDL, por el contrario, se deben cumplir con las condiciones definidas en el artículo 12 párrafo 5 del Protocolo de Kioto (Naciones Unidas, 1998) y que se detallan a continuación:

- Participación voluntaria aprobada por cada parte involucrada;

- Beneficios reales y apreciables a largo plazo, relacionados a la mitigación del cambio climático;

- Reducción certificada de emisiones adicionales a cualquiera que ocurriría en la ausencia del proyecto.

- Además, los proyectos MDL deben contribuir a mejorar el "desarrollo sostenible" en países anfitriones.

3. MEJORES PRÁCTICAS REGULATORIAS REFERENTES A NIVEL MUNDIAL

Luego de analizar la situación económica y ambiental específica de los países seleccionados, la última parte de este documento se centrará en algunos ejemplos de los resultados de la implementación de las mejores prácticas regulatorias a nivel mundial que han contribuido a la reducción de la quema y venteo de gas y pudieran ser aplicadas en el contexto latinoamericano.

a. Noruega: Redujo sustancialmente sus índices de venteo, emisiones fugitivas y quema de gas a través de esquemas regulatorios incrementales, el reconocimiento de la pérdida económica que implican estas prácticas, y una cercana cooperación entre las autoridades y la industria. Algunas de sus regulaciones son:

1972. Decreto Real que regula la práctica de la quema de gas.

1985. Ley de Actividades Petroleras que establece la prohibición del venteo y la quema de gas ya que dilapida un recurso valioso. Una reforma posterior, establece que sólo se permitirá el venteo, en cantidades predefinidas, cuando éste se relacione con la seguridad industrial de la operación. Lo anterior, previa autorización del Ministerio competente.

1991. Adición a la Ley, estableciendo que la contaminación del venteo y quema de gas queda sujeta a regulación económica, con un impuesto especial al CO_2. Este impuesto ha aumentado progresivamente y la tasa es de 0,96 NOK (~ $ 0,16 USD) por metro cúbico estándar de gas y litro de petróleo o condensado a partir del 1 de enero de 2013 y se ha convertido en una herramienta para regular la combustión e incentivar el uso de gas asociado.

1996. Ley de actividades petroleras. Prohíbe la quema, excepto con el permiso del Ministerio: "No se permitirá la quema en exceso de las cantidades necesarias para la seguridad operacional normal a menos que sea aprobada por el Ministerio" (Sección 4.4) (Perrine Toledano, Belinda Archibong, Julia Korosteleva, 2014):

• Se requiere incluir la utilización de gas asociado en el Plan de Desarrollo y Operación, para obtener la aprobación de la autoridad.

• Permisos anuales de quema de gas.

• Evitar el desperdicio de petróleo y energía del yacimiento.

• El venteo no está de acuerdo con el principio de producción de petróleo ambientalmente prudente.

2005. Ley de Comercio de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (modificada en abril de 2011). Implica que la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (UE), y las decisiones conexas, aplican a las actividades petroleras noruegas, por lo que están sujetas a derechos de emisión obligatorios, en consonancia con las actividades sujetas a derechos obligatorios en la UE.

La Dirección de Petróleo de Noruega (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) monitorea de cerca el desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas imponiendo estrictamente las prohibiciones de quema.

De acuerdo a Perrine, Archibong y Korosteleva:

> La aplicación de este marco normativo se ve facilitada por la proximidad a los enormes mercados de gas natural, combinados con una infraestructura de transporte de gasoductos existente que puede acceder a esos mercados. Esto hace que la inversión incremental para monetizar el gas sea mucho menor que en países no ubicados cerca de grandes mercados como los de África. En el contexto de Noruega, la reducción de la quema de gas natural asociado es mucho más fácil y menos costosa de lograr. (2014, p.2).

Aunque la situación descrita en el párrafo anterior difiere de las condiciones de los países en Latinoamérica, las medidas del marco legal de Noruega han sido exitosas en disminuir las prácticas de quema y venteo de gas. Algunas medidas que se recomienda replicar se indican en la Figura 14.

Figura 14. Medidas exitosas orientadas a la disminución de la quema y venteo de gas en Noruega

Enfoque	Operadores	Gobiernos
Medición	• Los operadores que queman y ventean gas asociado durante la fase operacional son responsables de establecer el sistema de control interno para asegurar el cumplimiento, como la obligación de verificar la calibración del sensor cada seis meses. • Los operadores son responsables de mantener un inventario de emisiones con el requisito de someterse a la NPD antes del 1 de marzo de cada año.	• La NPD supervisa los sistemas de control interno de los operadores para verificar que las actividades petroleras se lleven a cabo de acuerdo con los requisitos de las autoridades y los objetivos aceptados por las empresas. • También se observa (audita) la aplicación del equipo que mide la cantidad de gas destinado a la quema y venteo de gas.
Informes	• La empresa operadora que tiene permiso de quemar, debe presentar un informe al Estado, indicando la cantidad de gas quemado diariamente. • Cada seis meses tiene que informar sobre los volúmenes del gas quemado por efectos fiscales.	• Obtención y evaluación de los informes presentados por los operadores de petróleo.

Fuente: Perrine Toledano, Belinda Archibong, Julia Korosteleva (2014). Norway Associated Gas Utilization Study.
Traducción realizada por la autora.

b. Canadá. El régimen regulatorio y comercial jugó un rol significativo en el incremento de la utilización del gas asociado en Canadá. Algunas medidas que fueron efectivas y se recomienda implementar son: 1) El gas quemado y venteado es regulado por las provincias, no por el gobierno federal, 2) se establecieron objetivos voluntarios, discutidos con los socios de la industria, a través de La Alianza Estratégica para un Aire Limpio, 3) Establecimiento de metas consensuadas y de manera individual.

Las normas nacionales sobre la quema y venteo de gas se establecen a nivel federal y a nivel local por agencias como el Consejo de Conservación de Recursos Energéticos de Alberta (*Alberta´s Energy Resources Conservation Board*, ERCB) para garantizar el cumplimiento de los objetivos de calidad del aire local. Los reguladores de las provincias de Canadá solicitan reportes de los volúmenes quemados de forma anual y publican los resultados de cada productor de petróleo, aplicando un estricto cumplimiento de las multas y cancelación de licencias en casos de incumplimiento. Alberta también tiene un mercado de gas desregulado, de acceso abierto a la infraestructura y políticas de extensión de regalías, para reducir los niveles de quema y venteo.

El buen desarrollo de la infraestructura de gasoductos y transporte entre Canadá y EE.UU. también ayudó a la distribución del gas asociado a los mercados en Norteamérica. Asimismo, existe un mercado interno sólido para el gas, donde los productores pueden vender gas asociado a compradores minoristas o industriales.

Así, las empresas se comprometieron a reducir el 25% de la quema de gas asociado entre 1996 y 2001 y como resultado se superó la meta al reducir en 50% la quema para el 2001. El aumento de la quema de gas en 2013, particularmente en Alberta, ha sido atribuido a un aumento en la producción de arenas de petróleo pesado y a los bajos precios del gas que hacen no factible el uso de gas asociado.

Algunas de las legislaciones canadienses en la materia son:

• La ley de Protección del Medio Ambiente, que provee directrices y objetivos cualitativos en materia de protección ambiental, atendiendo a las exigencias de las jurisdicciones locales.

• En Alberta, se establecieron concentraciones máximas de agua (H_2O), dióxido de azufre (SO_2), dióxido de nitrógeno (NO_2) y monóxido de carbono (CO), sin que dicha regulación ignorara los requerimientos propios de la industria petrolera. El Consejo de Energía y Rentabilidad de la EUB en Alberta participa en el proceso de definición de estos umbrales.

• La regulación promueve además la colaboración de instituciones públicas y privadas, a los efectos de obtener el mayor valor económico posible de la quema y el venteo de gas.

• A partir de 1998, el Ministro de Energía anunció un programa de exenciones de regalías sobre el gas asociado como un incentivo adicional para la conservación de gas asociado (Perrine, Archibong y Korosteleva, 2014, p.6); el cual incluye:

- La renuncia por 10 años a las regalías, independientemente del uso final del gas natural asociado.

- Las compañías están exentas de regalías, si se comprueba que la producción se vuelve antieconómica debido al cobro de las mismas.

- Cualquier gas destinado a la generación eléctrica está exento de regalías.

c. Otros países. La breve descripción de las experiencias de varios países en materia de incentivos fiscales y medidas punitivas (Ver Figura 15) nos permite concluir que una mezcla de ambas estrategias, y su correcta aplicación, es la mejor práctica regulatoria recomendada para promover la disminución de las prácticas de quema y venteo de gas.

De igual forma, se sugiere que estas acciones, estén acompañadas de algunas reformas institucionales necesarias para incentivar la utilización de gas natural asociado.

El costo de oportunidad del gas quemado y venteado en términos económicos, sociales y ambientales son un estímulo lo suficientemente importante como para que los Estados y Organizaciones Internacionales promuevan y provean las condiciones necesarias para la disminución de estas prácticas.

Figura 15. Incentivos fiscales y medidas punitivas aplicadas en el mundo

Ejemplos de Incentivos Fiscales	Marco de Penalización
1. Disminución de las tasas de regalías (por ejemplo: Nigeria, Túnez, Vietnam); 2. Techos y/o participaciones en beneficios más elevados para la recuperación de los gastos (por ejemplo: Egipto, Indonesia, Malasia); 3. Tasas impositivas más bajas (por ejemplo: Nigeria, Túnez, Papua Nueva Guinea); 4. Reducción de los impuestos existentes sobre el petróleo (por ejemplo: Trinidad y Tobago con el Impuesto adicional sobre el petróleo); 5. Calificar el proyecto APG como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que permite a la compañía obtener créditos de carbono bajo un sistema de límites y comercio establecido en ciertos países / regiones tras la ratificación del Protocolo de Kyoto.	Las sanciones suelen adoptar la forma de una multa impuesta al gas quemado o venteado. Existen 2 condiciones importantes adoptar una política de penalización para abordar eficazmente la quema y venteo: **1. Alto Nivel:** El nivel de penalidad debe ser lo suficientemente alto para que las opciones de utilización sean más atractivas que el pago. • Impuesto sobre el carbono - fija un precio por unidad de emisión - fácil de administrar y flexible para el contaminador (invertirá en la reducción de la quema hasta el punto en que el costo de reducir una unidad más de emisiones sea igual al impuesto por unidad de emisiones). **2. Marco reglamentario establecido:** La presencia de un órgano regulador fuerte e independiente es necesario para medir e informar los requisitos, monitorear los volúmenes de quema y venteo, hace cumplir las regulaciones e imponer sanciones.

Fuente: Perrine Toledano, Belinda Archibong, Julia Korosteleva (2014). Overview Associated Petroleum Gas (APG). Traducción realizada por la autora.

Figura 16. Reformas Institucionales enfocadas a incentivar el uso de gas asociado

Legislación	• Directrices y normas claras sobre objetivos de utilización de gas. • Multas y sanciones efectivas. • Claridad reglamentaria. • Apoyo a las inversiones en proyectos de gas asociado, centrándose principalmente en regiones con altos niveles de quema y venteo. • Subsidios al gas natural asociado.
Autoridades	• Roles y objetivos claros • Autonomía • Participación • Responsabilidad • Transparencia • Predictabilidad
Aplicación	• Aplicación basada en sanciones escalonadas, incluyendo la revocación de la licencia • Aplicación coherente y no discriminatoria

Mecanismos de mercado que crean medios e incentivos para la comercialización de gas natural asociado. (Precios liberalizados, acceso a redes de terceros regulados, etc.)

Fuente: ídem.

Finalmente, las regulaciones y acciones para prevenir o mitigar la quema y venteo de gas fueron estudiadas por la EIA y PFC Energy (2007) ofreciendo recomendaciones, similares a las mencionadas de Canadá, Noruega y otros países. A continuación, se ofrece un resumen de las más exitosas, como referencia para los países latinoamericanos. Estas son:

1. Incluir en las licencias y/o permisos de explotación de petróleo otorgados, los requerimientos e infraestructura para el uso del gas asociado (condiciones de uso, disposición y límites específicos de quema y/o venteo de gas).

2. Desarrollar legislaciones específicas para la utilización de gas asociado, que definan las responsabilidades y derechos de las partes, incluyendo la regulación y límites de los niveles de quema y venteo para las agencias gubernamentales y compañías petroleras.

3. Incentivos como, reducción de impuestos o excepciones a compañías que desarrollen tecnologías que reduzcan la quema o venteo.

4. Complementar el punto 3 con multas. Para mejores resultados, se sugiere que sean lo suficientemente altas, además de específicas para la quema y el venteo, pues los impuestos por unidad de gas quemado, en lugar de concentrarse en las emisiones de metano, son más efectivos en desestimular la quema de gas.

5. Requerir el reporte de volúmenes de gas quemado y venteado, de forma regular y pública.

6. Definir claramente responsabilidades a las autoridades locales, regionales o nacionales según corresponda.

7. Desarrollar capacidades de monitoreo y medición por parte de las autoridades competentes en la materia.

8. Acceso abierto responsable a las redes de transporte, distribución y procesamiento de gas, así como libertades para invertir en ellos (bajo la guía y autorización de las autoridades locales).

9. Promover créditos de carbono, bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto, como un potencial incentivo financiero que soporte los proyectos de reducción de quema y venteo, hasta tanto se definan los nuevos mecanismos de financiamiento ofrecidos en el marco del Acuerdo de París.

10. Desregular los mercados de gas y combustibles. La ausencia de mercados competitivos para el gas y otros combustibles, retrasan los esfuerzos por valorar el gas a su costo de oportunidad, y en cambio, su bajo valor promueve el uso de este hidrocarburo en la reinyección en campos de petróleo o su quema y venteo.

En cuanto a las mejores prácticas técnicas y operacionales:

1. Adecuado diseño y ciclo de vida de los yacimientos y su proyección.

2. Análisis previo de los efectos de la extracción del gas sobre la recuperación del petróleo vs reinyección.

3. Eficiencia en las instalaciones (diseño, coordinación, normas y estándares) o modernización de las instalaciones existentes y su operación.

4. Pronósticos y programas de quemas rutinarias.

5. Situaciones de quema o venteo que requieren autorización implícita o expresa

6. Quemar o ventear conforme a estándares, establecidos en instructivos o manuales.

7. Mantener seguimiento de responsables, bitácoras, reportes, supervisiones y auditorías.

CONCLUSIONES

Luego del análisis de las prácticas de quema y venteo de gas, tanto en términos generales, como particulares para los casos de Ecuador, México y Venezuela, se puede concluir que:

1. Los países queman y ventean gas debido a que no cuentan con la infraestructura para su uso y aprovechamiento, ni con un marco fiscal y legal que incentive la inversión para desarrollar de dicha infraestructura.

2. Para revertir esta condición es necesario realizar inversiones que, considerando el valor del gas natural en los mercados locales (subsidiados), no resultan económicamente atractivas para las empresas petroleras. Sin embargo, cuando se evalúan los costos de capital versus el ingreso obtenido por la comercialización del gas natural valorizado a costo de oportunidad, cambian los resultados, lo que indica que hay una oportunidad económicamente viable para lograr los objetivos de recuperación del gas quemado y venteado que debe ser estudiada con mayor profundidad.

3. El costo de oportunidad del gas quemado y venteado en términos económicos (costo de los combustibles alternos para cubrir el déficit de gas), sociales (bienestar que brindan a la población los servicios públicos de gas doméstico y electricidad) y ambientales (daños a la presente y futuras generaciones) son un estímulo lo suficientemente importante como para que los Estados y Organizaciones Internacionales promuevan y provean las condiciones necesarias para la disminución de estas prácticas.

4. Los instrumentos que tienen los Estados para disminuir al mínimo las prácticas de quema y venteo de gas asociado son: a) Difundir, promover y facilitar el acceso de las empresas petroleras a asesoría técnica y opciones de financiamiento de los proyectos de infraestructura para el aprovechamiento de los volúmenes de gas asociado y b) Un marco regulatorio apropiado, aceptado y entendido por las partes involucradas, enfocado específicamente en controlar y minimizar las prácticas de quema y venteo de gas asociado.

En cuanto a la asesoría técnico–financiera y los estímulos económicos a los proyectos de infraestructura para el aprovechamiento del gas asociado a continuación, se recomiendan algunas acciones estatales:

1. Promover acuerdos de cooperación con Organizaciones Internacionales para realizar un diagnóstico de las condiciones técnicas de los campos petroleros con gas asociado, por empresa y país, y de la infraestructura disponible para el aprovechamiento del gas asociado. Asimismo, promover el intercambio y la transferencia tecnológica.

2. Conducir alianzas con Organizaciones Internacionales que apoyen con la definición y delimitación de los proyectos necesarios para disminuir al mínimo las prácticas de quema y venteo de gas asociado en cada país, y su factibilidad económica; incluyendo, tanto los costos fijos y variables de las inversiones necesarias para la recuperación del gas natural asociado, como también, los costos fijos y variables de la infraestructura necesaria para la utilización y monetización del gas.

3. Ofrecer a las empresas el retorno/ reconocimiento económico por concepto de las externalidades positivas que generen, como por ejemplo: 1) el ahorro de los combustibles alternativos como diésel y fuel oil que sean reemplazados con el gas natural asociado recuperado y 2) la venta de bonos de carbono.

4. Asesorar y respaldar a las empresas en el acceso a créditos frente a instituciones internacionales.

5. Desarrollar un marco fiscal/regulatorio donde se combinen los incentivos fiscales, como la reducción de impuestos o excepciones a compañías que desarrollen proyectos de infraestructura para el aprovechamiento del gas asociado, con medidas punitivas/coercitivas que conviertan la quema y venteo de gas en una actividad costosa.

En relación a la recomendación de un marco normativo específico, de mutuo acuerdo con las empresas, para regular las prácticas de quema y venteo por país, se recomienda que abarque:

1. La obligatoriedad de la medición de los volúmenes de gas quemados y/o venteados, así como la publicación de los mismos como mecanismo de transparencia y responsabilidad.

2. Fijar un límite máximo de volumen de gas natural asociado quemado y venteado permitido.

3. Establecimiento caso a caso, de los límites y lapsos de tiempo transitorios para la implementación de proyectos de infraestructura enfocados en la disminución progresiva de la quema y venteo sostenido de gas natural asociado.

4. Procedimientos para solicitar y notificar excepciones temporales, causas para las cuales aplican (emergencias operacionales o por razones de seguridad) y lapsos de tiempo para implementar los correctivos.

5. Medidas punitivas aplicables en caso de incumplimiento, impuestos por volúmenes de gas quemado y venteado, e incluso suspensión de permisos de explotación.

6. Definición de las autoridades locales, regionales o nacionales que darán seguimiento al cumplimiento de la norma.

Finalmente, se destaca que las Organizaciones Internacionales juegan un rol fundamental en conocer con profundidad la situación de los principales países que presentan esta problemática, difundir los avances e iniciativas exitosas y contribuir en las soluciones, demostrando que la unión de esfuerzos y cooperación internacional son altamente efectivas. En este sentido, las acciones y gestiones gubernamentales serán fundamentales para aprovechar estas iniciativas en pro de apoyar a las empresas petroleras nacionales en el logro de sus objetivos de minimizar los volúmenes de gas quemados y venteados.

REFERENCIAS

Alvarado - Gallegos (2008). Artículo de Difusión. Título: *Captación del gas natural producido en un campo petrolero del oriente ecuatoriano para su utilización como combustible para la generación de energía eléctrica*.

Azarate, E. (2015, 18 de noviembre). *México es deficitario en gas natural… y aun así lo desperdicia*. Recuperado de http://www.forbes.com.mx/mexico-es-deficitario-en-gas-natural-y-aun-aso-lo-desperdicia/#gs.NTbybMI

AVHI (2009). *La industria del Gas en Venezuela*.

Banco Central de Ecuador. Recuperado de https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/761

Banco Central de México. Recuperado de http://www.banxico.org.mx/

Banco Central de Venezuela. Recuperado de http://www.bcv.org.ve/

Björn Pieprzyk, Paula Rojas Hilje (diciembre 2015). Energy Research Architecture (ERA), preparado en nombre de la Association of the German Biofuel Industry (VDB) *Flaring and Venting of Associated Gas Current Developments and Impacts of Marginal Oil*.

British Petroleum (BP) (2015). *Statistical Review of World Energy para 2015*.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (noviembre 2009). *Resolución CNH.06.001/09 por la que la comisión nacional de hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos*. http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5122914

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (enero 2016). *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.* http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016

ECOPETROL (diciembre, 2014). *Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción*. Recuperado de http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Geses_efecto_invernadero/Gu%C3%ADa_Metano_con_ISBN__pdf.pdf

Energy Information Administration (EIA) (2012). *What are natural gas liquids and how are they used?*. Recuperado de https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5930

Energy Research Architecture (ERA). (2015). *Flaring and Venting of Associated Petroleum Gas. Current Development and Effects of Marginal Oil.*

Environmental Protection Agency (EPA). *Understanding Global Warming Potentials*. Recuperado de: https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials.

Estrada, Javier. (2010) *Disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos*.

GGFR, (2017). *Gas flaring data*. Recuperado de http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7

GGFR. *Global Gas Flaring Reduction Partnership (2013 -15)*. *The new ranking – top 30 flaring countries.* Recuperado de: http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7

GGFR (Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership). (2002) *Report on Consultations with Stakeholders*. World Bank–GGFR Report 1. Washington, D.C.

GGFR 2004a. *Report 3. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: A Global Overview and Lessons from International Experience.* Washington, D.C.

GGFR 2004b. *Report 4. A Voluntary Standard for Global Gás Flaring and Venting Reduction.* Washington, D.C.

GGFR. "*overview*" de la sección *Global Gas Flaring Reduction Partnership*. Recuperado de http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction

GGFR *Zero Routine Flaring by 2030*, sección Q&A. Recuperado de http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#7

GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. (2004). *Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas*.

International Energy Agency (IEA). (2017). Gráfico: *Energy Production World 1972-2014*. Recuperado de http://www.iea.org/statistics/

International Energy Agency (IEA). (2006a). *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris

International Energy Agency (IEA). (2006b). *Energy Technology Perspectives – Scenarios and Strategies to 2050*, IEA/OECD, Paris

International Energy Agency (IEA). (2006a). *Natural Gas Market Review*. OECD/IEA, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2006b). *Optimising Russian Natural Gas: Reform and Climate Change*, Paris.

Jaime Rodríguez – Arana Muñoz. (2008). *Derecho Administrativo Español*, Tomo I.

JODI Gas World Database (2016). Recuperado de https://www.jodidata.org/gas/

Kelley GTM Manufacturing. Recuperado de http://kelleygtm.com/

Larraga Palacios, A (2011). *Suministro de gas natural, retos y opciones para México. El sitio del sector energético mexicano*. Recuperado de http://energiaadebate.com/suministro-del-gas-natural-retos-y-opciones-para-mexico/

Márquez. M. (1989). *La Industria del Gas Natural en México 1970 – 1985. México: El Colegio de México*. Recuperado de http://revistas.unam.mx/index.php/pde/article/download/35448/32295

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. (2014) *Balance Energético Nacional 2014.* Recuperado de http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/11/Balance-Enege%CC%81tico-2014-web.pdf

Ministerio del Ambiente de Ecuador (2015) *NAMA OGE & EE*. Recuperado de https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/ECU/NAMA%20OGE.pdf

Naciones Unidas (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Recuperado de: https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf

Oportunidades de reducción de venteo y quema de gas. *Encuentro Nacional de Respuestas al Cambio Climático*. INECC. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/171776/20160628_mitigacion_PPG_PEMEX_J_Bocanegra.pdf

Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía y Minería (ORSINERGMIN). Tomado de http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cont_004.htm

PFC Energy. (Diciembre, 2007). *Using Russia's Associated Gas*. Prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank

PEMEX, *Embajada Britanica de México y CO_2 Solutions. (2013)*. Programa de Reducción de Emisiones (NAMA) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de

gas natural a través de la reducción de emisiones fugitivas. Recuperado de http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/nama_130325.pdf

PEMEX. (2017). Recuperado de http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx

Perrine – Archibong (2014) *México Associated Gas Utilization Study 2014*. Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/06/Mexico-APG-Utilitzation-Study-July-2016-CCSI.pdf

Perrine - Archibong - Korosteleva (2014). *Overview Associated Petroleum Gas (APG)*. Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/03/Overview-APG-Utilization-Study-May-2014-CCSI1.pdf

Perrine - Archibong - Korosteleva (2014). *Norway Associated Gas Utilization Study.* Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/03/Norway-APG-utilization-study-July-2014-CCSI.pdf

Perrine - Archibong - Korosteleva (2014). *Canada Associated Gas Utilization Study.* Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/06/Canada-APG-utilization-study-July-2014-CCSI.pdf

Petroamazonas EP (Junio 2015). Recuperado de http://www.petroamazonas.gob.ec/avances-en-el-proyecto-de-eficiencia-energetica-de-petroamazonas-ep-se-exponen-en-foro-en-estados-unidos/

Petroamazonas, Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (2016). *Generando sostenibilidad en el ámbito de la energía no renovable.* Recuperado de http://red-lac-ee.org/wp-content/uploads/2016/03/Presentacion-OGEEE-Espanol-Ejecutiva-Rev-11.pdf

PFC Energy. *Using Russia's Associated Gas*, Report prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank, December 2007

Pieprzyk, B., y Rojas Hilje. P (2015). *Quema y venteo de gas asociado de petróleo. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal*. Energy Research Architecture. Recuperado de http://www.era-er.com/uploaded/content/proyecto/967176174.pdf

Prieto, R. (Año). *Análisis Producción, Consumo y Quema en Ecuador*. Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, MEM – DNH.

Rodríguez, I., y Reyna, J. (2016, 28 de junio). *Fenosa busca ampliar el uso de gas natural en los vehículos*. Periódico La Jornada. Recuperado de http://www.jornada.unam.mx/2016/06/28/economia/020n1eco

Roldán, O y Silva, E. (2011). *Regulación de quema y venteo de gas; experiencia y próximos pasos. El sitio del sector energético mexicano.* Recuperado de http://energiaadebate.com/regulacion-de-quema-y-venteo-de-gas-experiencia-y-proximos-pasos/

Soltanieh, M., Zohrabian, A., Javad Gholipour, M., y Kalnay, E. (2016) *International Journal of Greenhouse Gas Control A review of global gas flaring and venting and impact on the environment: Case study of Iran*.

THE WORLD BANK. *Regulation of Associated Gas Flaring and Venting, A Global Overview and Lessons from International Experience*.

The World Bank/GGFR (2007). *Issue Brief*. Recuperado de http://siteresources.worldbank.org/INTGGFR/Resources/GGFR-IssueBrief_Spanish_.pdf

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2014) *Los mecanismos de Kyoto*. Recuperado de http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/organizacion/mecanismos/items/6219.php

United States Environmental Protection Agency (EPA). *Understanding Global Warming Potentials*. Recuperado de https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials

ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN REGIONAL CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (ALC)

Yecid A. Muñoz Maldonado[1], Ronald F. Güiza Pineda[2], Samuel S. Salazar Blanco[3]

Recibido: 23/ene/2017 y Aceptado: 15/may/2017
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (106-125).

RESUMEN

La región de Latinoamérica y el Caribe cuenta con un vasto potencial en cuanto a fuentes de energía renovable se refiere, que hasta el día de hoy ha sido pobremente aprovechado. A este hecho se le pueden atribuir varias causas, una de estas, es la falta de recorrido en su implementación, por parte de los miembros de la región y la poca disponibilidad de recursos financieros para desarrollar proyectos; la integración energética puede ser una solución a estas barreras, ya que puede disminuir los costos en grandes proyectos con fuentes renovables y aprovecharse como punto significativo en la transferencia de conocimiento, acelerar los avances tecnológicos de la región, ofrecer una mayor confiabilidad del sector eléctrico y aportar en la generación de empleos.

Este artículo ha analizado la complementariedad del sistema de generación de la región por medio de fuentes renovables no convencionales, y las barreras que estas puedan tener en su desarrollo para lograr la integración energética de ALC; el análisis muestra factores del entorno que determinan la participación de las renovables en la matriz energética de cada país, siendo fundamental el político, ya que por medio de leyes e incentivos se puede influenciar en alto grado la implementación de las tecnologías limpias.

[1] PhD Energy Technology, Docente-Investigador en la Universidad Autónoma de Bucaramanga, Colombia.
ymunoz294@unab.edu.co

[2] Ing(c) en Energía, Investigador en la Universidad Autónoma de Bucaramanga, Colombia.
rguiza787@unab.edu.co

[3] Ing(c) en Energía, Investigador en la Universidad Autónoma de Bucaramanga, Colombia.
ssalazar90@unab.edu.co

Se ha determinado el estado actual del potencial instalado de las energías renovables en Latinoamérica y el Caribe, para posteriormente analizar el potencial renovable disponible, y su capacidad de cubrir la demanda eléctrica de la región. Se ha revisado la matriz energética regional, y analizado de qué forma las energías limpias pueden aumentar su participación en la canasta eléctrica mediante proyecciones de demanda y oferta; todo esto con el objetivo de examinar oportunidades que influyan en el aumento de la contribución de las energías renovables en Latinoamérica y el Caribe, determinando oportunidades de integración regional, para la generación energética sostenible.

La integración regional es una clara manera de aportar a la sostenibilidad de proyectos de suministro energético renovable. Actualmente, en la región existen casos donde se comparte un potencial energético por varios países y que puede ser utilizado para la generación eléctrica, igualmente interconexiones disponibles para su aprovechamiento conjunto, este tipo de proyectos de integración, ofrecen ventajas, como la reducción de costos por economía a escala, el complemento de disponibilidad de recursos energéticos en los países, mitigación de la sensibilidad a los efectos de fenómenos climáticos y del agotamiento de recursos energéticos de tipo fósil, ofreciendo mayor sostenibilidad energética, ambiental y social. De igual manera, facilita avanzar con paso rápido y firme, gracias a la suma de experiencias de los países integrados, las cuales se pueden compartir y capitalizar sinergias por medio del potenciamiento del observatorio de energía renovable de ALC.

Para conseguir los objetivos de integración energética renovable, es necesario buscar la armonía en los mercados, pasar de modelos bilaterales, y llegar a uno multilateral centralizado donde se comparta una red regional con participación de los operadores de todos los países, igualmente, se propone la integración de los entes referentes como el SIEPAC, CAN y MERCOSUR.

Palabras Clave: Integración Energética, Energías Renovables, Seguridad Energética, América Latina.

ABSTRACT

The Latin America and the Caribbean region has a vast untapped potential of renewable energy sources. This fact can be attributed to several causes; one of them is the lack of implementation by the members of the region and the little availability of financial resources to develop such projects. Energy integration can be a solution to these barriers as it can reduce costs in large projects with renewable sources and to avail, in a significant way, of the knowledge transfer, accelerate technological advances in the region, provide greater reliability of the electricity sector and contribute to job creation.

This article has analyzed the complementarity of the region's generation system through non-conventional renewable sources, and the barriers that these may overcome in its development to achieve the energy integration of the region; the analysis shows surroundings factors that determine the participation of renewables in the energy matrix of each country, where is fundamental the political factor, because laws and incentives can greatly influence the implementation of clean technologies.

The current status of the installed potential of the renewable energies in Latin America and the Caribbean has been determined, in order to analyze the renewable potential available and its capacity to cover the region's electricity demand. The regional energy matrix has reviewed and analyzed how clean energy can increase its participation in the electricity mix through projections of demand and supply. All the above, with the objective of examining opportunities that influence the increase of the contribution of the renewable energies in Latin America and the Caribbean, determining opportunities of regional integration for the sustainable energy generation.

Regional integration is a clear way to contribute to the sustainability of renewable energy supply projects. Nowadays, there are cases in the region where an energy potential is shared by several countries and can be used for electricity generation. There are also interconnections available for cooperative use, such integration projects that offer advantages such as cost reduction by economies of scale, complementing the availability of energy resources in the countries. These can also mitigate the sensitivity to the effects of climate change and the depletion of fossil energy resources, offering greater energy, environmental and social sustainability. Likewise, it facilitates the progress at a fast and steady pace, thanks to the sum of experiences of the integrated countries, which can be shared and capitalized through the enhancement of the regional renewable energy observatory.

In order to achieve the renewable energy integration objectives, it is necessary to seek harmony in the markets, shift from bilateral models, and reach a centralized multilateral structure, where a regional network is shared with operators from all the countries. It also proposes the integration of the relevant entities such as SIEPAC, CAN, and MERCOSUR.

Keywords: *Energy Integration, Renewable Energies, Energy Security, Latin America.*

La integración energética se caracterizó por acuerdos bilaterales para resolver al mismo tiempo problemas de límites y de poder relativo entre las naciones

INTRODUCCIÓN

Latino América y el Caribe (ALC) cuentan con un gran potencial para la implementación de generadoras eléctricas a partir de fuentes renovables, la fuente mayormente aprovechada corresponde al recurso hidráulico con una capacidad instalada de 171.054 MW al 2015, esto indica que se está aprovechando solo el 26% de dicho potencial[1].

En los últimos años, algunos países de la región han sufrido crisis energéticas debido a la dependencia de una o muy pocas fuentes de energía para suplir la demanda eléctrica local. Uno de los casos se presentó en Colombia a principios del 2016, donde por causa del fenómeno de El Niño varias hidroeléctricas sufrieron afectaciones de su capacidad, ocasionadas por los bajos niveles en los embalses, llevando el promedio a disponibilidades de solo un 25%, siendo los más graves los del Valle del Cauca que bordearon el 21% (Clavijo, 2016), por otra parte los problemas financieros de las plantas térmicas impidieron que estas respaldaran de forma eficaz el sistema eléctrico del país (Periódico Semana, 27 de febrero de 2016); otra crisis energética se vivió en Venezuela por la misma época, en la cual el país afronto un apagón general y racionamiento de energía eléctrica, afectando a los sectores residencial, comercial e industrial (Campillo, 27 de abril de 2016), dicha crisis fue causada por la escaza planificación, y el detonante fue, como en el caso de Colombia el fenómeno de El Niño y a falta de diversificación de la matriz energética.

Por otra parte, es importante resaltar que la integración con energías renovables constituye una base sólida para el desarrollo energético de la región, además de que fortalece el sistema eléctrico en términos de generación de energía firme, evitando situaciones de crisis energética o incapacidad de atender la demanda. Respecto a los aspectos ambientales y económicos, se hace

1 Según datos del SIER-OLADE.

imperativa la participación de fuentes de energía renovable disponibles en cada subregión, con el objetivo de constituir un sistema más confiable, de bajo costo y con impactos ambientales negativos menos perjudiciales que los involucrados en la generación convencional. De esta manera, antes de proponer estrategias de integración energética se deben considerar los impactos que estas ocasionaran en los aspectos: social, político, económico y ambiental.

Este informe presenta el estado actual de la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica de ALC, con el fin de realizar una proyección de participación de estas fuentes al año 2030, conociendo el potencial de disponible en la región; posteriormente, se profundiza en el tema de la integración energética, analizando la situación actual, las oportunidades de desarrollo y las estrategias políticas para el alcance de las metas energéticas de la región.

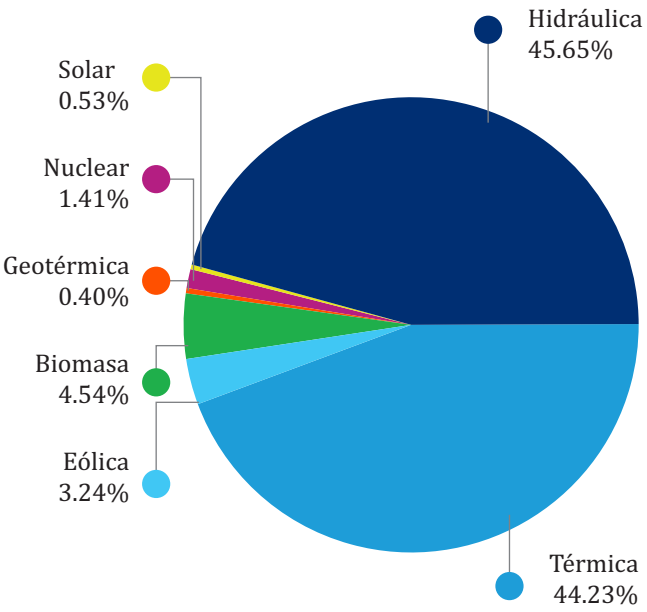
SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

El estado actual de las energías renovables y su implementación como fuentes para generación eléctrica en América Latina y el Caribe (ALC) al 2016 no es muy diferente de los años inmediatamente anteriores. Para el año 2015 la región contaba con un aporte incipiente a la matriz de energía eléctrica en lo referente a energías renovables no convencionales, como la energía eólica, solar, geotérmica y la proveniente de biomasa, las cuales aportan un 8,71% a la matriz eléctrica regional. A pesar de ello, se resalta la amplia participación por parte de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas con un aporte del 45,65%; es notable la gran dependencia de los recursos fósiles como fuente de energía con aporte del 44,23%.

Matriz de energía eléctrica en ALC

A finales de 2015, la región de ALC contaba con un total de 171.381 MW de capacidad hidroeléctrica, 12.175 MW de eólica, 1.983 MW de solar, 17.061 MW provenientes de biomasa, 1.499 MW de geotérmica y 5.280 MW asociados a energía nuclear (Ver figura 1).

Figura 1. Matriz de energía eléctrica de Latino América y el Caribe a 2015[2].



Fuente: Elaboración de autores. Según datos OLADE e informes de cada país[3].

Brasil es el país líder en la región en términos de capacidad instalada de energías renovables y no convencionales, actualmente cuenta con la mayor infraestructura en energía hidráulica, eólica, de biomasa y nuclear, con capacidades instaladas de 91.650 MW, 7.633 MW, 13.257 MW

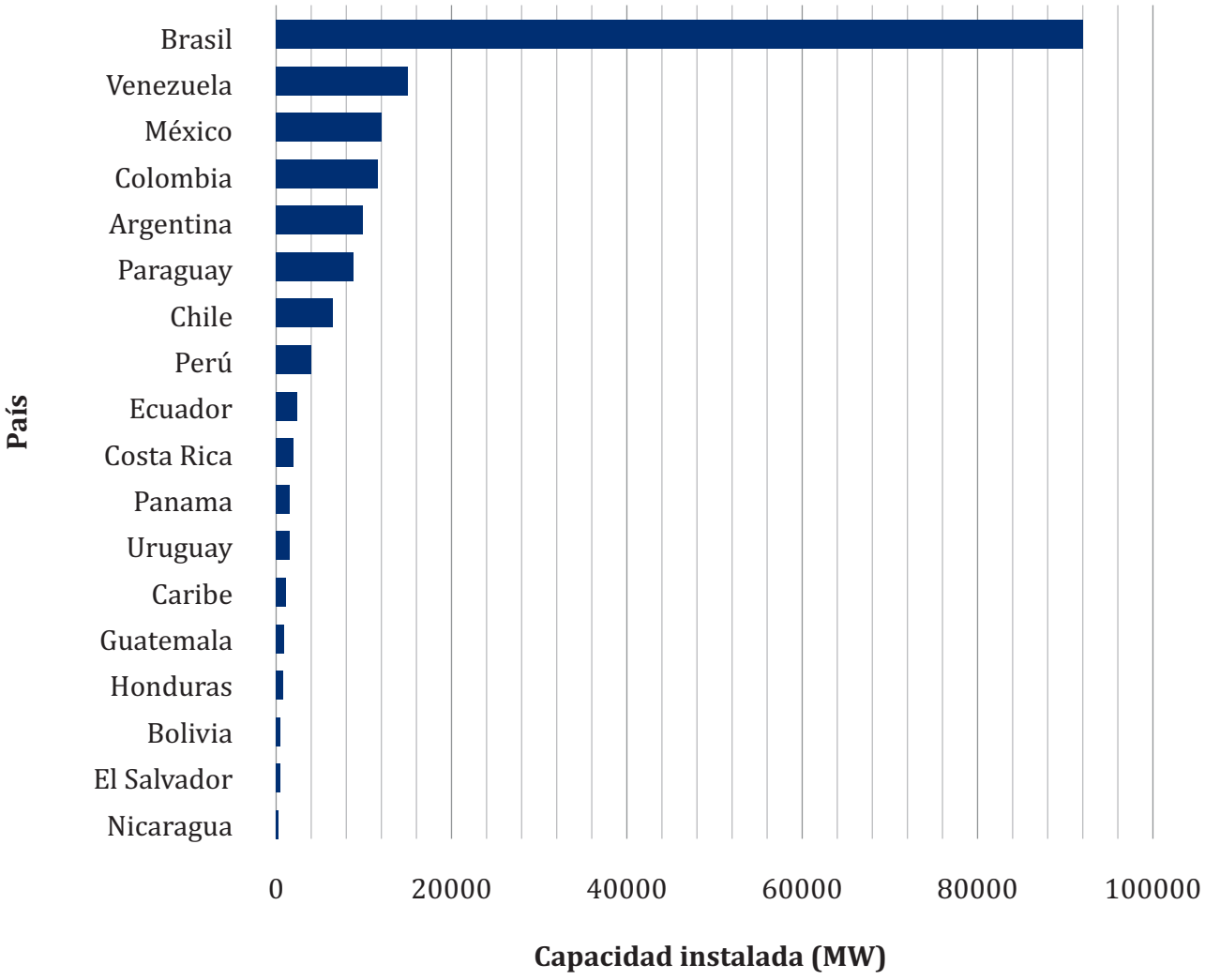
2 **Nota:** Para la elaboración de la matriz eléctrica se tuvieron en cuenta todos los países pertenecientes a ALyC.

3 Argentina (CNEA, 2015), Bolivia (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2015), Brasil (Ministério de Minas e Energia, 2015), Chile (CNE, 2016), Colombia (UPME, 2015), Costa Rica (Instituto Costarricense de Electricidad, 2015), Ecuador (MEER, 2015), El Salvador (SIGET, 2016), Guatemala (REN21, 2016), Honduras (ENEE, 2015), México (SENER, 2016), Nicaragua (Ministerio de Energía y Minas, 2015),Perú (Ministerio de Energía y Minas, 2016), Uruguay (MIEM, 2016).

y 2.007 MW respectivamente para finales del año 2015. El top 5 de países con capacidad instalada de hidroeléctricas está conformado por Brasil, Venezuela, México, Colombia y Argentina, los cuales representan el 81,91% de la infraestructura de toda la región.

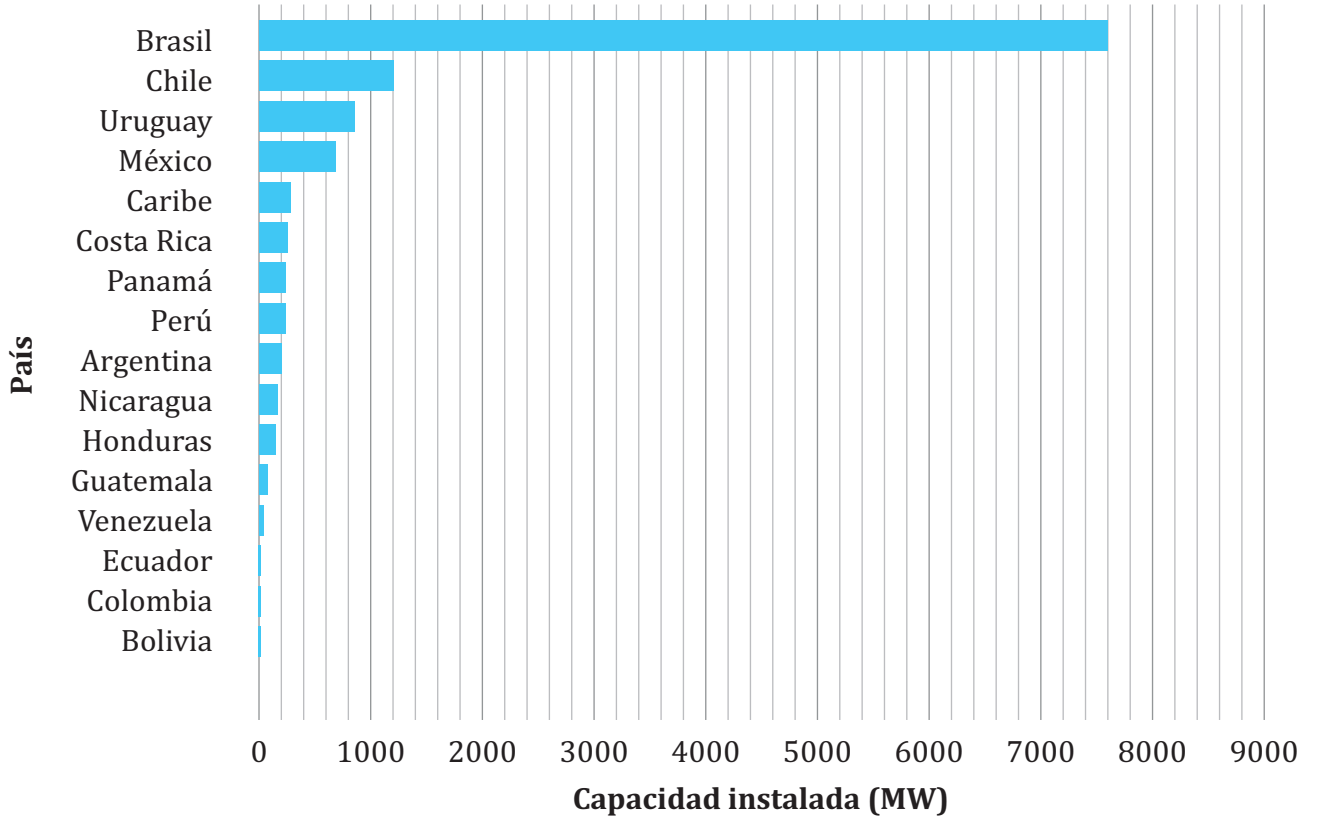
Asimismo, Chile es el país con mayor capacidad instalada de energía solar con 1.052 MW y México es líder en energía geotérmica con 874 MW instalados. En las siguientes graficas se muestra el estado actual de capacidad instalada de la región de ALC por cada tipo de tecnología de generación de electricidad a partir de fuentes renovables (Ver Figuras 2, 3, 4, 5 y 6). Solo Brasil, Argentina y México cuentan con centrales de generación nuclear en la región de ALC, con capacidades instaladas de 2007 MW, 1763 MW y 1510 MW (Figura7).

Figura 2. Capacidad instalada por país de energía hidráulica a 2015.



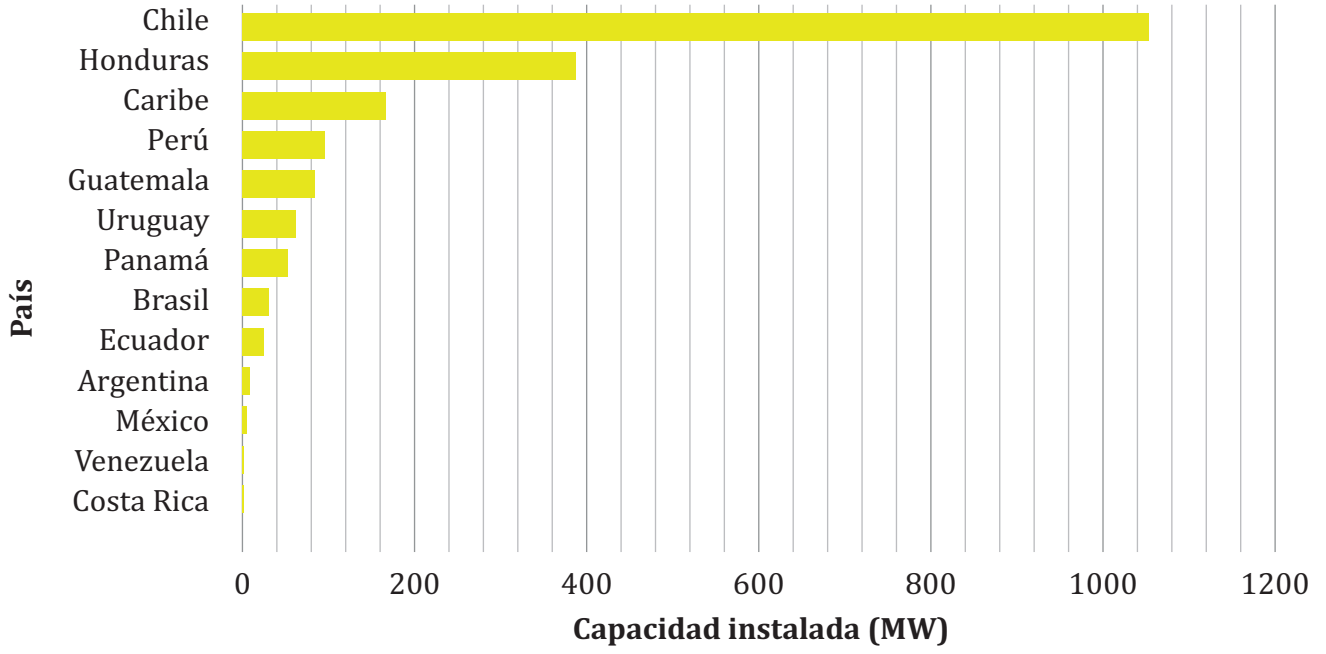
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE-SIELAC 2015.

Figura 3. Capacidad instalada por país de energía eólica a 2015.



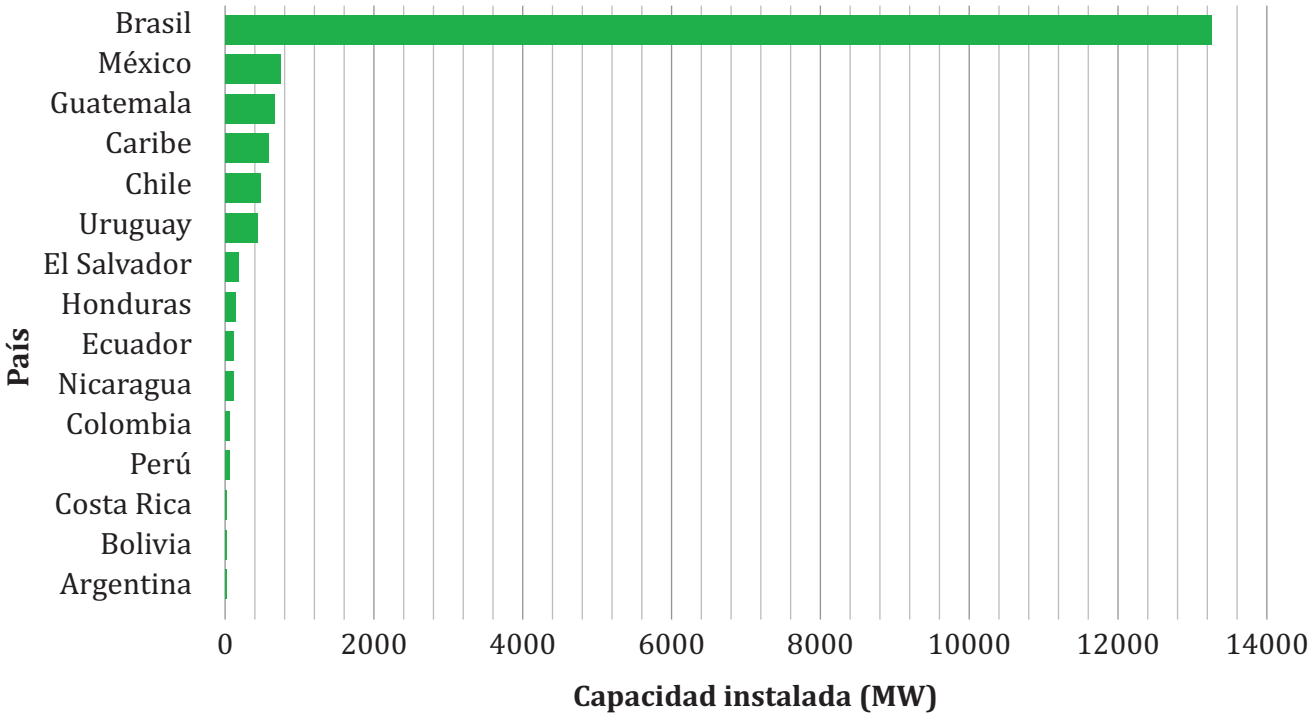
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE-SIELAC 2015.

Figura 4. Capacidad instalada por país de energía solar a 2015.



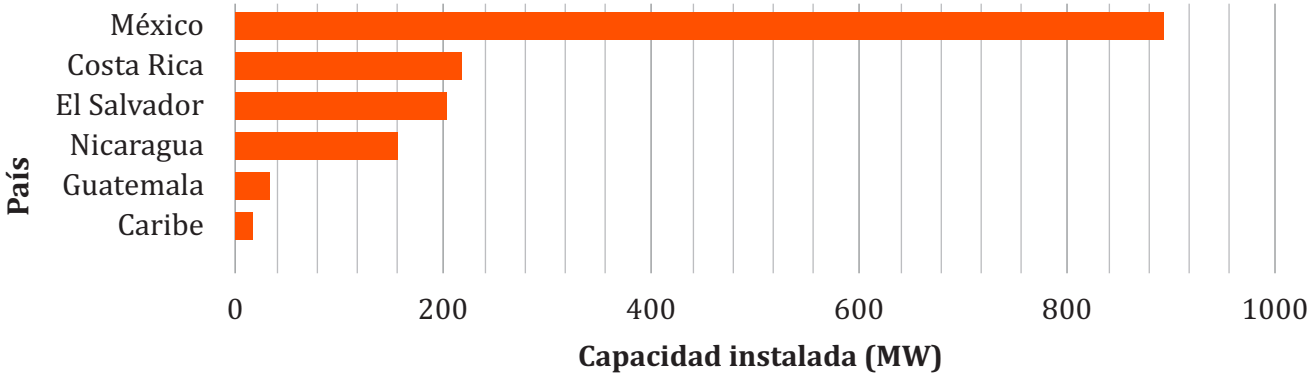
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE-SIELAC 2015.

Figura 5. Capacidad instalada por país de energía de biomasa a 2015.



Fuente: Elaboración de autores. Agencias de cada país[4].

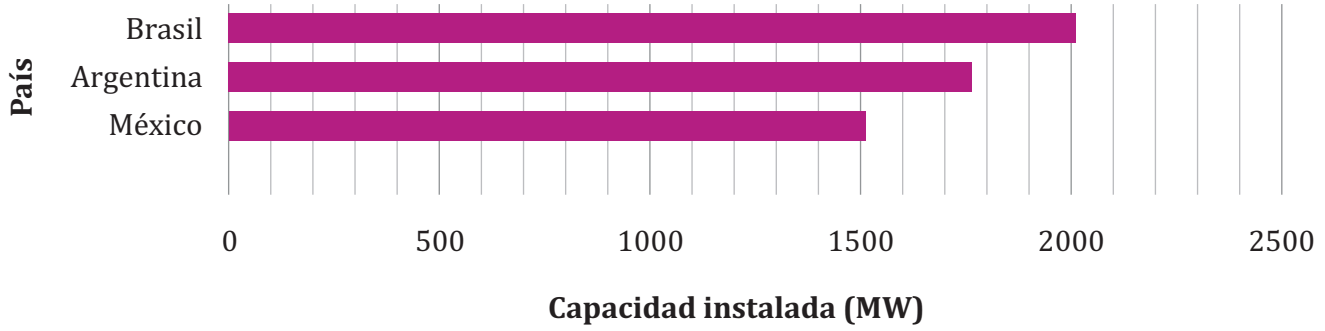
Figura 6. Capacidad instalada por país de energía geotérmica a 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE-SIELAC 2015.

4 Argentina (CNEA, 2015), Bolivia (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2015), Brasil (Ministério de Minas e Energia, 2015), Chile (CNE, 2016), Colombia (UPME, 2015), Costa Rica (Instituto Costarricense de Electricidad, 2015), Ecuador (MEER, 2015), El Salvador (SIGET, 2016), Guatemala (REN21, 2016), Honduras (ENEE, 2015), México (SENER, 2016), Nicaragua (Ministerio de Energía y Minas, 2015),Perú (Ministerio de Energía y Minas, 2016), Uruguay (MIEM, 2016).

Figura 7. Capacidad instalada por país de energía nuclear a 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE-SIELAC 2015.

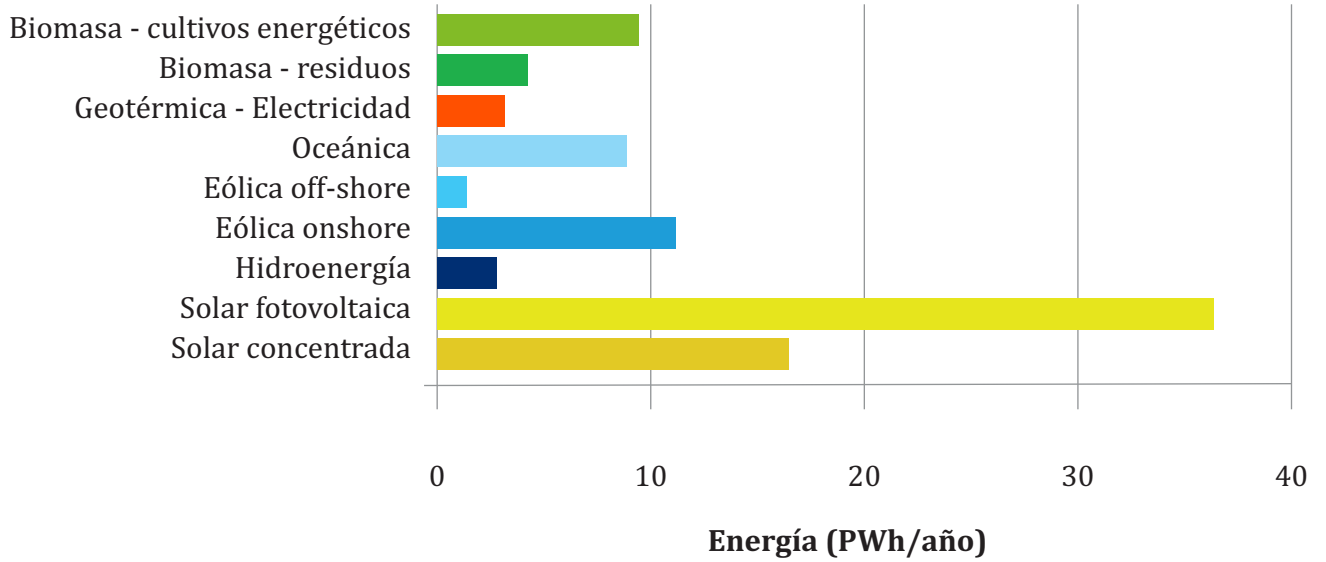
Potencial energético de fuentes renovables

En ALC los recursos renovables distintos a la energía hidroeléctrica son también abundantes, de calidad mundial y podrían fácilmente proporcionar el complemento necesario para satisfacer la demanda regional hasta 2030 y más allá, incluso suponiendo tasas de crecimiento de demanda muy dinámicas y teniendo en cuenta una serie de limitaciones técnicas. Los diagnósticos recientes muestran que la región podría producir cerca de 80.000 TWh a partir de energía solar, eólica, marina, geotérmica y de biomasa (Ver Figura 8). La capacidad pico nominal correspondiente sería de unos 34 TW (500 GW de geotérmica; 3.400 GW de marina y oceánica; 450 GW de eólica en alta mar; 4.200 GW de eólica en tierra firme; 17.000 GW fotovoltaica; 7.500 GW energía solar concentrada ESC y 850 GW de residuos de biomasa), muy por encima de la demanda esperada y lo suficiente como para satisfacer la demanda de la región entera e incluso la del mundo (Hoogwijk & Graus, 2008).

Teniendo en cuenta que el consumo actual es de 1.400 TWh, el aprovechamiento de alrededor de 2% del potencial técnico disponible permitiría satisfacer toda la demanda actual de electricidad. Más aún, el crecimiento estimado de demanda para 2030 de 2.049 TWh, solamente daría cuenta del 2,4% del potencial técnico total disponible. En un contexto global, teóricamente el potencial de energía renovable de ALC podría satisfacer una gran parte de la demanda mundial de electricidad. La disponibilidad de este recurso frente al desafío de la sostenibilidad en el suministro de electricidad, así como los beneficios que su despliegue le podría traer a la región, invita a que se estudie y explore aún más la manera de maximizar su uso.

En la década del '90 las perspectivas del mercado regional permitieron que se desarrollara una gran infraestructura de gasoductos de exportación, en especial desde Argentina hacia sus países vecinos.

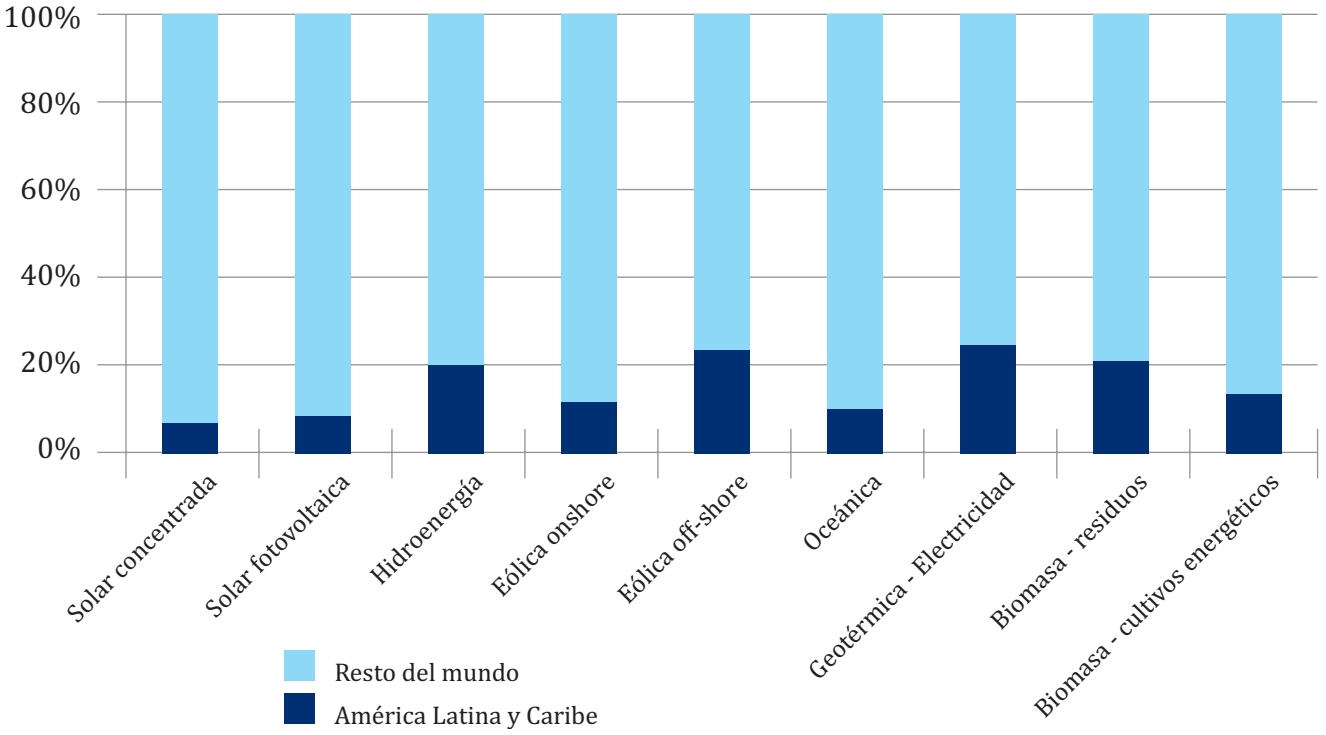
Figura 8. Potencial técnico regional total para las tecnologías renovables a largo plazo.



Fuente: (Hoogwijk & Graus, 2008).

En la figura 9 se presenta la comparación del potencial técnico de recursos renovables disponibles en ALC frente al resto del mundo, donde la región cuenta con un potencial de 80 PWh frente 895 PWh de las otras regiones del mundo, lo que representa el 8.2% del potencial mundial.

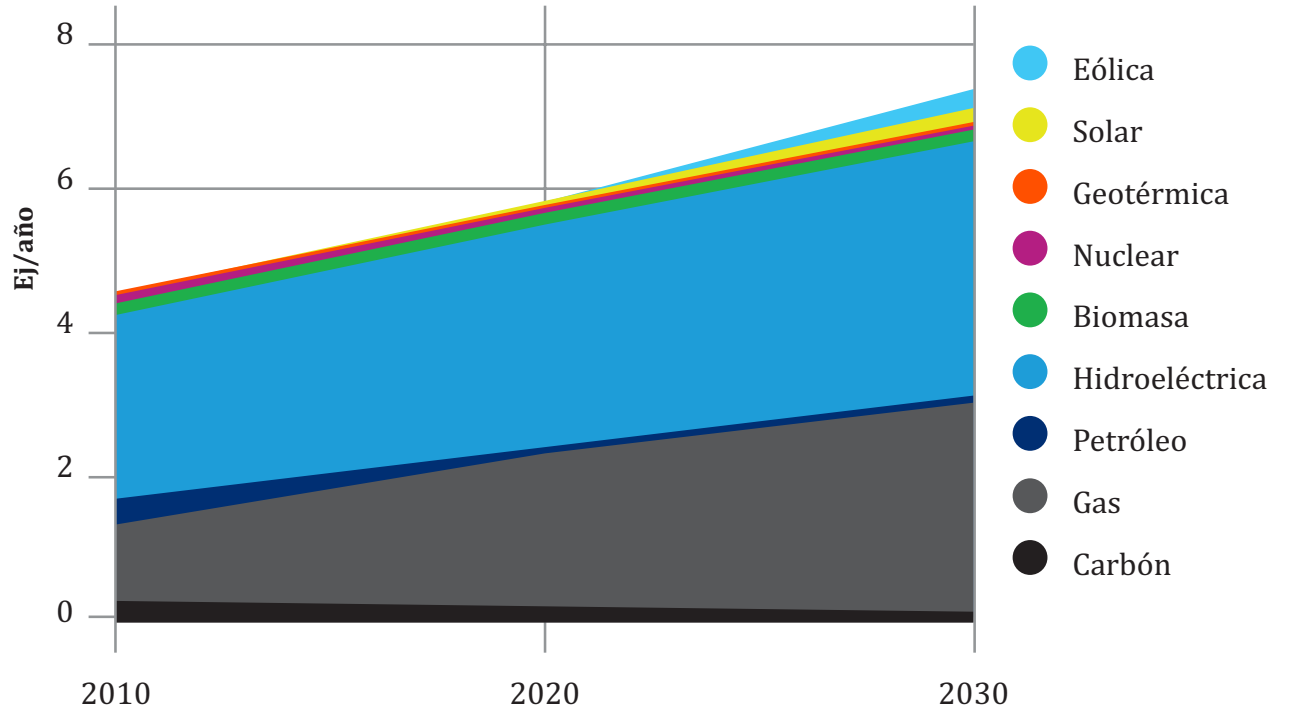
Figura 9. Porcentaje de potencial técnico de renovables en la región frente al del mundo.



Fuente: Elaboración de autores con datos del estudio de potencial (Hoogwijk & Graus, 2008).

PROSPECTIVA A 2030 DE DEMANDA Y OFERTA EN ALC

Figura 10. Evolución proyectada de la matriz eléctrica de ALC hasta 2030



Fuente: Adaptado por autores. Datos BID (Vergara, Alatorre, & Leandro, 2013).

En la proyección hecha por el GEA[5] Model Database de IIASA[6] (Figura 10), se evidencia la inercia a continuar con el suministro basado en fuentes convencionales como la hidroenergía, y el gas, con una incipiente participación de nuevas energías renovables como solar y eólica. Esta tendencia desvela la necesidad de desarrollar procesos que permitan incrementar la participación de energías renovables no convencionales en el mediano plazo.

Como sustento de las interconexiones eléctricas, se han identificado básicamente cuatro tipos de acuerdos: (i) los Tratados binacionales que sustentaron la construcción de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos y las interconexiones asociadas (ii) los acuerdos binacionales referidos a proyectos de interconexión específicos, instrumentados a través de las empresas nacionales; (iii) los marcos generales para el fomento de las interconexiones eléctricas, utilizados especialmente en los países del Cono Sur, y (iv) los acuerdos entre Estados en el marco de la CAN que sustentan conexiones bilaterales y que tienen en miras la progresiva integración subregional.

5 Global Energy Assessment.

6 International Institute for Applied Systems Analysis.

PROCESOS PARA INCREMENTAR LA PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍAS RENOVABLES CON EL FIN DE BRINDAR SEGURIDAD ENERGÉTICA

En ALC la seguridad en términos de abastecimiento de energía, es un tema que ha estado en discusión por países pertenecientes de la región durante los últimos años, debido a que existen naciones que no están en condiciones o tienen inconvenientes para cubrir su demanda energética con recursos propios; muchos de los países de ALC han avanzado en la búsqueda de soluciones en el ámbito de seguridad energética, reducción de la dependencia e incorporación de consideraciones de tipo social en sus políticas energéticas, fundamentándose en la preservación de los recursos no renovables (priorizando su uso para la demanda interna) y una revalorización de la planificación energética (CAF, 2013).

El World Economic Forum define desde el punto de vista de acceso a la energía y seguridad, tres indicadores: La diversidad del suministro (Diversidad de los recursos primarios), el nivel y calidad del acceso (Grado de electrificación, calidad del suministro eléctrico y población que utiliza combustibles sólidos), y autosuficiencia (dependencia de la importación); asimismo dicta un concepto de seguridad energética, como "el grado en que la matriz de energía está en riesgo de un impacto y si se proporciona un acceso adecuado a la energía para todos los sectores de la población".

Para lograr el abastecimiento energético regional, es necesario desarrollar la capacidad doméstica de producción, potencializar la disponibilidad de los recursos existentes y reducir el grado de incertidumbre sobre el abastecimiento externo de la región, todo esto con el fin de alcanzar un nivel de cobertura de suministro energético adecuado y de los inventarios requeridos para la seguridad energética de ALC (CAF, 2013).

La participación de las energías renovables aporta ampliamente a la seguridad energética de la región a largo plazo, debido a que los recursos fósiles y no renovables serán menos explotados para la generación de energía eléctrica, dicha participación depende de tres factores principales: la disponibilidad de recursos renovables en la región, las políticas y reglamentación adoptadas por cada nación, y la demanda eléctrica que se deberá cubrir a partir de dichas tecnologías.

La complementariedad entre países es un proceso que aumenta la seguridad energética, ya que un país con recursos energéticos excedentes después de cubrir su consumo interno puede ayudar a abastecer a otro con déficit de los mismos, evitando así crisis energéticas.

Los retos que imponen la realidad económica y social actual, comprenden la necesidad de incrementar la base de recursos existentes y desarrollar las potencialidades con las cuales se cuenta, así como la infraestructura necesaria para disponer de los mismos, aumentando de esta forma la independencia energética de la región en los próximos años (CAF, 2013).

El Observatorio de Energía Renovable para América Latina y el Caribe es un programa de cooperación técnica multi-institucional y multidisciplinario abierto a todos los países de ALC. El fin último de este programa regional es contribuir al logro de los objetivos de desarrollo del milenio aumentando el acceso de los más desfavorecidos a servicios de energía modernos y promoviendo a su vez las tecnologías de energía renovable para aplicaciones productivas y usos industriales en la región de ALC. De este modo, el Observatorio de Energía Renovable para ALC ha establecido las bases para coordinar y promover el desarrollo sostenible a partir de iniciativas de energía renovable cuyo propósito sea aumentar el acceso a los servicios de energía y diversificar la matriz energética (ONUDI, 2016).

Esta entidad, presenta un alto potencial para promover el incremento de la participación de energías renovables. Sería muy valioso, aumentar su capacidad, y funciones; de tal forma que cada

país miembro de la región, por medio de sus entes respectivos reporte de manera oportuna y real la información concerniente a: capacidad instalada por fuente de energía, potencial renovable, nuevos proyectos y experiencias adquiridas. Esto con el fin de que se realice un acompañamiento para que la región crezca de manera acelerada y este a un mismo nivel de desarrollo tecnológico energéticamente. Lo cual se puede promover también, mediante encuentros (foros, congresos, convenciones, etc.) periódicos donde se compartan las experiencias, con el fin de construir una red de actores con conocimientos adquiridos por la experiencia, superando así las barreras de falta de conocimiento y experiencia tecnológica.

Para incrementar la participación en Energías Renovables a fin de favorecer la seguridad energética regional es necesario superar además la barrera que suponen sus costos; por medio de la implementación de políticas internacionales que permitan crear un mercado más globalizado, donde haya participación de todos los miembros de la región con una reglamentación clara, conllevando al aumento de transacciones internacionales y un desarrollo del mercado regional. Promover incentivos fiscales y la adopción de programas e instrumentos como el "feed in tariff", pueden conducir a un sistema de precios que beneficie el desarrollo de las tecnologías provenientes de fuentes renovables, igualmente los compromisos adquiridos por los países de la región en el COP 21[7] deben ser aprovechados para el impulso de estas políticas energéticas. La integración energética regional será fundamental para la superación de barreras mediante las estrategias presentadas.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

El tema de integración energética regional abarca lo referente a la demanda, oferta, generación, consumo y otras actividades de las fuentes primarias de energía en cada sector económico de la región (transporte, electricidad, etc.), en esta sección solo se tocarán los puntos concernientes a la integración energética en términos de electricidad.

Actualmente la integración energética en ALC se ha venido desarrollando por subregiones o bloques y no como una región única, de tal forma que ya existen antecedentes de integración subregional.

Beneficios de la integración

• Complementariedad energética y de recursos renovables entre países de la región.

• Transferencia de experiencia tecnológica y formación de recursos humanos.

• Reducción de costos de implementación de generación basada en fuentes renovables.

• Disminuir el déficit de suministro eléctrico de algunos países miembros.

• Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero GEI.

• Fortalecimiento de la infraestructura energética regional.

• Promoción de la industrialización y desarrollo del sector energético.

7 Conferencia de las naciones unidas sobre el cambio climático 2015.

Barreras para la integración en ALC

• Dificultades por la no liberalización del mercado eléctrico de los países miembros.

• Monopolios estatales del mercado eléctrico nacional.

• Poca voluntad política para la integración.

• Insuficiencia de infraestructura para realizar las interconexiones.

La región de ALC cuenta con experiencia en tres estilos diferentes de interconexión eléctrica (CAF, CIER, 2012):

• Grandes plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande, entre Argentina y Uruguay; e Itaipú, entre Paraguay y Brasil.

• Exportación de electricidad, como por ejemplo: Colombia–Ecuador y Argentina–Brasil.

• Proyectos donde se comparten las reservas y se aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión SIEPAC de los países de América Central.

Actualmente la integración energética en ALC se ha venido desarrollando por subregiones o bloques y no como una región única, de tal forma que ya existen antecedentes de integración subregional. A la fecha, se han consolidado tres bloques con tres modelos, niveles y características diferentes de integración energética (Carrasco, 2013), entre los cuales se reconocen principalmente:

El primer bloque está conformado por los países miembros del Sistema de Integración Centroamericana SICA, cuyo núcleo central de integración energética tiene actualmente lugar en el ámbito eléctrico. Esta iniciativa fue liderada por México en el marco del ex Plan Puebla Panamá (denominado Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica a partir de 2008), en el que también participa Colombia desde 2009 (Ruiz, 2010). El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) tiene como objetivo la consolidación de un mercado eléctrico regional, que permita ayudar a satisfacer la demanda de energía eléctrica de los países de América Central. Con el proyecto SIEPAC I se logró la interconexión de seis países Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá con un sistema de despacho integrado; y se espera que con la ampliación esta red contemplada en el proyecto SIEPAC II llegue a una capacidad de 600 MW.

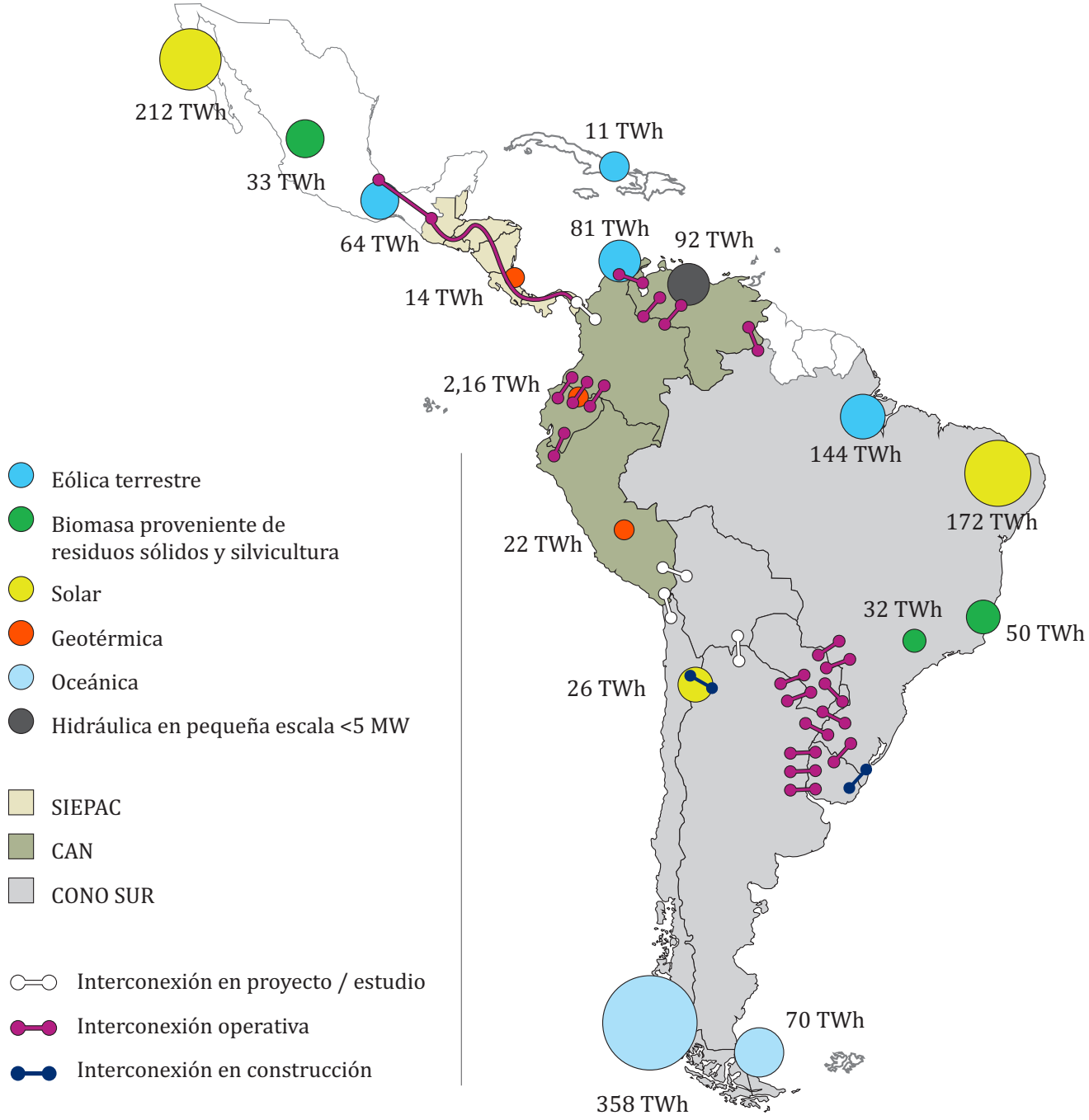
En el segundo bloque se encuentran los acuerdos de Transacciones internacionales de Energía (TIES) adoptados por la comunidad andina de naciones (CAN) mediante un mercado de despacho coordinado. En Suramérica la CAN tiene un mercado eléctrico internacional de exportaciones e importaciones entre sus países con un enfoque bilateral. Estas interconexiones podrían ser un primer paso para lo que en el futuro pueda ser un sistema integrado más desarrollado.

Por último, los proyectos de interconexión de los países del cono sur MERCOSUR regidos mediante contratos internacionales de carácter bilateral; este bloque cuenta con más de 15 interconexiones eléctricas internacionales sin contar con las interconexiones gasíferas, entre las cuales se destacan los grandes aprovechamientos de recursos con plantas binacionales.

Oportunidades de abastecimiento por medio de fuentes renovables de energía

Para tener una amplia idea de las oportunidades de abastecimiento mediante energías renovables en la región, en la figura 11, se presenta la ubicación de los recursos de energías renovables con mayores potenciales para utilizar en los próximos años, también se pueden observar las líneas de inconexión operativas, en construcción y en fase de estudio/proyecto.

Figura 11. Mapa de ALC, indicando los tres bloques de interconexión regional (SIEPAC, CAN y Cono Sur), las interconexiones que existen en la región y ejemplos de sitios ricos en recursos de energía renovable para generación eléctrica.



Fuente: Elaboración de autores con datos de CIER[8] y BID[9].

8 Los datos fueron tomados de (Carrasco, 2013).

9 Los datos fueron tomados de (Vergara, Alatorre, & Leandro, 2013).

Iniciativas/avances de la región de ALC

Suramérica cuenta con varios casos de interconexiones binacionales entre países vecinos, pero estas iniciativas no han logrado tener madurez al punto de conformar un único sistema de interconexión multilateral como es el caso de la SAPP en África, la PJM en Norteamérica y la UCTE en Europa, siendo este último el referente más importante a nivel mundial gracias su nivel de desarrollo e integración económica y política.

Proyecto SIEPAC

En la región de Centroamérica, los países decidieron interconectar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos energéticos y su infraestructura. Con este propósito, desde 1985 se crearon organismos regionales, como el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), para promover la cooperación, la construcción de infraestructura, los intercambios de energía y la planificación conjunta. Con la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, suscrito por los seis países de América Central, la integración dio surgimiento al proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central - SIEPAC, la región centroamericana fue conectada eléctricamente por una nueva línea de transmisión que cubre los seis países participantes (Gigardi, 2016).

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano está concebido para crear un séptimo mercado, que convive superpuesto a los mercados internos particulares de cada país, y que respeta las diferencias que entre ellos existen. Las transacciones comerciales de los intercambios de energía están regidas por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER). La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), conformada con representantes de los organismos reguladores de cada país, actúa como regulador regional. El Ente Operador de la Red (EOR) se encarga de operación y despacho regional. Los intercambios se realizan entre los agentes habilitados por cada país ante el EOR. Todas las transacciones deben ser coordinadas con el Operador de Mercado (OM) de cada país y comunicadas con anticipación al EOR, que verifica factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Hechos los ajustes, el EOR coordina con los OM el pre-despacho (GTPIR, CEAC, 2012).

Comisión de Integración Energética Regional (CIER)

El CIER es una organización de carácter internacional regional, con reconocimiento de los gobiernos, de duración ilimitada y sin fines de lucro que reúne a Empresas y Organismos del sector energético de los Países Miembros, así como a los Miembros Asociados y Entidades Vinculadas. Su objetivo es promover y favorecer la integración del sector energético en la región a través de la cooperación mutua entre sus asociados. Actualmente está desarrollando proyectos en materia de interconexiones internacionales e integración energética, uno de los proyectos es el Atlas Energético Latinoamericano y SIGER Base de Datos (CIER, 2016).

Referente europeo de integración energética

Un referente de integración energética a nivel mundial es el caso de la Unión Europea (UE), donde por años se ha intentado organizar un Estado Federativo con una política común, en la cual se represente los intereses de un solo mercado energético europeo. La UE estableció reglas comunes para el sector de la electricidad con el objetivo de armonizar los mercados energéticos de la región. Esto fue posible gracias a la directiva 96/92/EC, la cual se enfocó en dar pautas referidas al sector eléctrico, y la libre competencia entre los mercados nacionales de sus países miembros, incluyendo tres aspectos claves (Castillo, 2013): Libertad a los consumidores para elegir su suplidor de energía - Separación de las actividades- Libre acceso a las redes.

La apertura a la libre competencia de los mercados eléctricos se dio en un cronograma gradual, las directivas en un inicio fueron no vinculantes, sin embargo la directiva vinculante, no fue adoptada uniformemente por los países miembros, pues aunque hubo una cantidad significativa de países que abrieron sus mercados rápidamente a la libre competencia sin obstáculos, también se dio el caso de naciones donde existen fuertes monopolios estatales, y este proceso de liberalización ha sido dificultoso. En la integración energética europea existen conflictos entre el enfoque nacional y el regional, y además existen barreras como: las diferencias en la situación económica entre los países, la diversidad de la estructura de suministro y consumo de energía, la presencia de fuertes intereses de monopolios públicos y la reticencia de los estados en dejar la política energética nacional en manos de una entidad supranacional (Castillo, 2013).

Los nuevos acuerdos ponen el foco en dos aspectos clave para la integración energética: (i) la planificación de la infraestructura de interconexión; y (ii) la necesidad de trabajar fuertemente en la armonización regulatoria

Influencia de los procesos de integración en el desarrollo de fuentes renovables

La integración regional promueve grandes mercados eléctricos al interconectar varios países, haciendo que la economía a escala pase a tomar lugar en el desarrollo y la disminución de costos de implementación de tecnologías con fuentes de energía renovable. De esa manera los proyectos renovables de diferentes tecnologías se ven beneficiados, ya que por un lado, se pueden desarrollar grandes proyectos para suplir grandes demandas, y además, aprovechar los recursos energéticos compartidos para interconectar los países de la región, situación que conduce a que entre varios países pueden desarrollar proyectos comunes de grandes magnitudes, permitiendo que los costos disminuyan.

La integración regional se ha propuesto desde un principio con el fin de promover la seguridad energética, de acuerdo a ese objetivo las fuentes renovables contribuyen a aumentar ese grado de seguridad del que se desea que la red eléctrica disponga. Es por esto que la integración fomenta el desarrollo y la aplicación de estas tecnologías, ya que para brindarle seguridad y garantizar el suministro de energía firme, la matriz eléctrica además de ser robusta y flexible, debe contar con un nivel favorable de diversificación de la canasta eléctrica. Esto con la finalidad de evitar y mitigar el impacto que ejercen los fenómenos naturales sobre la generación.

La energía solar y eólica son fuentes renovables intermitentes, que pueden en ciertas épocas del año sobrepasar la demanda eléctrica, pero también hay épocas del año y periodos del día donde la generación por medio de dichas tecnologías será baja debido a fenómenos naturales; es aquí donde el rol de la integración energética se hace imperativo, ya que al haber amplia diferencia geoespacial de las zonas, el comportamiento de los recursos renovables tiene una menor correlación, y por este motivo se pueden complementar entre países.

Las interconexiones regionales vienen evolucionando, y pasan de ser relaciones bilaterales basadas en comerciar excedentes y prestarse apoyo mutuo en casos de emergencia de los sistemas, a convertirse en entidades legales que cubren numerosos estados y países; estas cuentan con poder regulatorio formal y ejercen un control

centralizado sobre el despacho de electricidad. En ALC, los sistemas regionales de electricidad han sido considerados como un elemento clave de integración económica. Es así como se han propuesto e implementado en algunos casos proyectos de interconexión eléctrica en Sudamérica, Centroamérica y el Caribe. Hoy día, el objetivo de escalar las TERNC[10] se constituye en una razón adicional poderosa para poner en marcha estos proyectos (Vergara, Alatorre, & Leandro, 2013).

La creación de vínculos eléctricos entre países puede generar la formación de un mercado regional, que no solo beneficia a los países importadores sino también a los que tengan excedentes de energía. Los proyectos de integración energética, aunque son beneficiosos para ambas partes y están presentes en todas las regiones económicas del mundo, tienen barreras de tipo geográfico, regulatorias, ambiental, comerciales y legales. Para la integración energética se deben tener en cuenta tres condiciones mínimas claves: Voluntad política - Institucionalidad – Disponibilidad de infraestructura. La integración energética ha sido un tema presente en las agendas de gobiernos y organismos regionales de integración, quienes conocen los beneficios que traen dicha integración: ampliación de los mercados, optimización y/o complementariedad en uso de las fuentes energéticas, las economías de escala, exploración de recursos compartidos y mejoramiento de niveles de seguridad de abastecimiento (Castillo, 2013).

Los avances en esa dirección no han sido fáciles, ni veloces, en especial para el desarrollo de obras de infraestructura fija. Así, se han logrado algunos resultados importantes, aunque persisten barreras de diverso tipo que no permiten incorporar a la integración como una alternativa beneficiosa en el más amplio sentido (CAF, 2013).

En la práctica los procesos de integración no son ni armónicos ni regulares y requieren un alto grado de voluntad política, debido a su alto nivel de complejidad. Se deben revisar las prioridades de cada gobierno y su voluntad a la hora de invertir. Existen dificultades, como compatibilizar las decisiones nacionales con las regionales, en materia de política energética; esto se debe la diversidad de los ambientes regulatorios surgidos de los procesos de reforma, el financiamiento de la infraestructura de interconexión también juega un papel fundamental, así como la multiplicidad de instituciones regionales con la mismas funciones (Castillo, 2013).

El papel que juega la integración energética en el desarrollo de las energías renovables en ALC es fundamental, por cuanto potencia superar las principales barreras que han venido dilatando su participación significativa en la matriz de generación eléctrica, siendo estas relacionadas con falta de experiencia, conocimiento y desarrollo tecnológico, y los costos de implementación.

CONCLUSIONES

El aprovechamiento del potencial renovable no convencional en ALC es incipiente, ya que solo presenta un 8,71% de participación en la matriz eléctrica, sin embargo en el caso de la energía hidráulica hay aporte significativo, del orden del 45,65%, ya que la región cuenta con un excelente potencial hídrico, del cual aún sólo se está aprovechando un 26% del estimado.

De manera general se está aprovechando menos del 2% del potencial renovable estimado, el cual puede aportar notoriamente a la independencia energética de la región, ya que aprovechando solo un 3%, es posible suplir más de la demanda de la región a 2030, prevista en 2.049 TWh para un potencial técnico disponible total de 80.000 TWh/año.

Se han determinado barreras significativas en la vía de incrementar la participación en Energías Renovables en ALC, constituidas primordialmente por los costos de implementación, y la falta de trayectoria; estas se pueden superar

10 Tecnologías de Energías Renovables No Convencionales.

mediante políticas internacionales que creen condiciones económicas propicias, y el trabajo regional mancomunado que genere experiencia conjunta, apoyándose de herramientas como el Observatorio de Energía Renovable.

Para conseguir los objetivos de integración energética renovable, es necesario buscar la armonía en los mercados, pasando de los modelos bilaterales, hacia a uno multilateral centralizado donde se comparta una red regional con participación de los operadores de todos los países. El integrar los bloques regionales ya constituidos permitirá una integración regional completa.

La integración energética influye en el aumento de la participación de las energías renovables, por cuanto, la complementariedad que aporta la integración regional, permite reducir costos tecnológicos por economía a escala, generar una experiencia conjunta, y aprovechar sinergias, incluso en fuentes intermitentes como la solar y la eólica.

REFERENCIAS

CAF. (2013). *Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe.* Integración energética. ALADI, ARPEL, CAF, CEPAL, CIER, OEA, OLADE, WEC-LAC.

CAF, CIER. (2012). *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina*. Bogotá: Banco de desarrollo de América Latina, CIER.

Campillo, S. (27 de abril de 2016). *Crisis eléctrica*. Venezuela. Hipertextual.

Carrasco, J. (2013). *Nuevo enfoque de la Integración Energética Regional de América Latina – PR CIER 15*. Santa Cruz de la Sierra. Bolivia: CIER.

Castillo, I. (2013). *Apuntes sobre la integración eléctrica regional y propuestas para avanzar*. Quito: OLADE.

CELEC EP. (2015). *Ficha informativa de proyecto 2015. Estudio de prefactibilidad de proyecto geotérmico binacional Tufiño - Chiles - Cerro Negro*. Quito, Ecuador: Corporación Eléctrica del Ecuador.

CIER. (14 de diciembre de 2016). *Comisión de Integración Enegética Regional*. Obtenido de Organismo Internacional del Sector Enegético de América Latina y el Caribe: http://www.cier.org.uy

Clavijo, S. (2016). *La crisis energética de Colombia (2015-2016)*. Asociación Nacional de Intituciones Financieras (ANIF).

CNE. (2016). *Capacidad instalada gneración.* Chile: Comisión Nacional de Energía.

CNEA. (2015). *Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina*. Subgerencia de Planificación Estratégica Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. Comisión Nacional de Energía Atómica.

ENEE. (2015). *Boletin Estadístico Diciembre 2015*. Honduras: Dirección de planifiación estrategica y corporativa.

Gigardi, R. (2016). *Planificación e Integración Energética en América Central: Análisis de la Expansión del Sector Eléctrico y de las Alternativas de Abastecimiento de Gas Natural*. Organización Latinoamericana de Energía . OLADE.

GTPIR, CEAC. (2012). *an Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027. San Salvador –República de El Salvador*. an Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

Hoogwijk, M., & Graus, W. (2008). *Global potential of renewable energy sources: A literaure assassment. Background report*. Ecofys prepared by order of REN21– Renewable Energy Policy.

Instituto Costarricense de Electricidad. (2015). *Generación y demanda. Informe anual*. Costa Rica: Centro Nacional de Contro de Energía.

MEER. (2015). *Sistema Nacional de Información (SNI).* Ecuador: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

MIEM. (2016). *Potencia instalada por tipo de equipo y Potencia Instalada por Fuente*. Uruguay: DNE.

Ministerio de Energía y Minas. (2015). *Generación neta inyectada al mercado mayorista nacional por centrales eléctricas (agentes generadores del mercado)*. Nicaragua: Dirección de mercado eléctrico.

Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Balance y principales indicadores eléctricos*. Perú: DGE.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2015). *Anuario estadístico 2015*. Bolivia: Auroridad de Fisalización y Control Social de Electricidad.

Ministério de Minas e Energia. (2015). *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Dezembro - 2015*. Brasil: Secretaria de Energia Eléctrica. Departamento de Monitorio do Sistema Eléctrico.

ONUDI. (14 de diciembre de 2016). *Observatorio de Energía Renovable para América Latina y el Caribe.* Obtenido de http://www.renenergyobservatory.org/es/antecedentes.html

Periódico Semana. (27 de febrero de 2016). Crisis energética prende la alerta roja. *Revista Semana*.

REN21. (2016). *Reporte global de energias renovables.* Renewable Energy Policy Network for the 21st Century .

Ruiz, A. (2010). *La cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. Puente@Europa, 62-67.

SENER. (2016). *Reportes de avances de energías limpias 2015*. México: Secretaria de Energía.

SIGET. (2016). *Funcionamiento y Supervisión del Mercado de Electricidad en El Salvador.* El Salvador: ARIAE, SIGET.

UPME. (2015). I*nforme mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano - Diciembre de 2015.* Colombia: Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.

Vergara, W., Alatorre, C., & Leandro, A. (2013). *Repensemos nuestro futuro energético.* Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático y Sostenibilidad.

LOS CONVENIOS BILATERALES QUE SOPORTAN LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS EN AMÉRICA DEL SUR (RESUMEN PARA PUBLICACIÓN ENERLAC)

Griselda Lambertini[1]

Recibido: 13/dic/2016 y Aceptado: 24/ene/2017
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (126-145).

[1] Abogada y Licenciada en Ciencias Políticas. Especialista en Regulación Energética y Magister en Energía de la Universidad de Buenos Aires y Coordinadora Académica en el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires.
griseldalambertini@gmail.com

RESUMEN

En el marco del proyecto "Fortalecimiento de la Integración Energética Subregional y Mejora del Acceso a los Mercados de Energía" desarrollado por OLADE con la cooperación financiera del gobierno de Canadá, se promovió la realización de un estudio para la identificación y el análisis jurídico de los convenios que sustentan las interconexiones eléctricas y gasíferas binacionales existentes en América del Sur. El presente artículo provee un resumen de los principales hallazgos de este estudio.

Respecto del enfoque del trabajo, cabe destacar que -en general- los estudios sobre integración energética han puesto el foco sobre las barreras u obstáculos que afectan el desarrollo de los proyectos, a fin de proponer soluciones para la superación de las barreras identificadas. Una mirada alternativa consiste en analizar, para aquellos proyectos e interconexiones energéticas que lograron concretarse y que están actualmente en funcionamiento, cuáles fueron los elementos -en este caso, desde el punto de vista jurídico- que han hecho viables y que continúan soportando tales proyectos e interconexiones. Tal es el enfoque de este estudio.

Palabras Clave: Integración Energética Subregional, Convenios Bilaterales, Interconexiones Eléctricas, Interconexiones Gasíferas, América del Sur.

ABSTRACT

Within the framework of the project "Strengthening Sub-regional Energy Integration and Improving Access to Energy Markets" developed by OLADE with the financial cooperation of the Government of Canada, a study was carried out for the identification and legal analysis of the Agreements that support the bi-national electricity and gas interconnections existing in South America. This article provides a summary of the main findings of this study.

Regarding the work approach, it should be noted that general studies on energy integration have focused on the barriers or hindrances that affect the development of the projects in order to propose solutions to overcome the identified barriers. An alternative view is to analyze several elements - from the legal point of view that were able to be implemented and those that continue to support such projects and interconnections- of those projects and energy interconnections that were able to materialize and those which are currently under operation. Such is the focus of this study.

Keywords: *Sub-regional Energy Integration, Bilateral Agreements, Electrical Interconnections, Gas Interconnections, South America.*

La integración energética se caracterizó por acuerdos bilaterales para resolver al mismo tiempo problemas de límites y de poder relativo entre las naciones

LOS CONCEPTOS DETRÁS DE LOS CONVENIOS

Como cuestión preliminar, se observa que **los convenios celebrados por los Estados responden a una determinada concepción de sus intereses y posibilidades en materia de integración**. A su vez, la concepción de la integración regional se inscribe en teorías más amplias sobre las relaciones internacionales.

Desde una perspectiva 'realista' o *hobbesiana* de las relaciones internacionales, los procesos de integración carecen de viabilidad, ya que para esta teoría el sistema internacional es anárquico y no existe una autoridad capaz de regular las interacciones de los Estados que sólo persiguen intereses propios.

En el otro extremo, la concepción 'idealista' ha experimentado notorios fracasos, en la medida en que ha valorado los vínculos transnacionales entre los seres humanos por encima de la división territorial entre Estados, sin prever mecanismos jurídicos ni políticos para resolver eventuales conflictos entre los intereses nacionales.

En cambio, las teorías intermedias o 'internacionalistas' proveen un modelo conceptual acorde a las necesidades del proceso de integración, ya que entienden que **es posible conciliar los objetivos de la política nacional con los compromisos integradores.** Se reconoce la posibilidad de conflictos, pero se confía en que las reglamentaciones que se acuerden permitirán facilitar su resolución y fortalecer los intercambios.

En cuanto a los paradigmas de la integración energética que se sucedieron en los países de América del Sur, hasta principios de los '90 el Estado era el actor fundamental del proceso integracionista y su principal beneficiario. La política exterior de algunos Estados tenía concepción geopolítica y aspiraciones de poder regional. La integración energética se caracterizó

por acuerdos bilaterales para resolver al mismo tiempo problemas de límites y de poder relativo entre las naciones. La participación privada tuvo un rol pasivo. Así, la disputa fronteriza entre Brasil y Paraguay sobre el aprovechamiento del los Saltos del Guayrá o Sete Quedas tuvo inicio de solución cuando se firmó un acuerdo que apuntaba a resolver la cuestión de límites al mismo tiempo que avanzaba en la definición de una gran central hidroeléctrica: Itaipú, un mega-proyecto que puso el área en conflicto en condominio entre ambos países.

Durante la década del '90, el proceso de integración en Sudamérica tomó un contenido neoliberal. Se buscó la apertura a la inversión extra-regional mediante la reducción de las barreras arancelarias y no arancelarias. En el Cono Sur, la firma del Tratado de Asunción de 1991 que fundó el MERCOSUR desencadenó una cooperación eminentemente económica, dando cabida a los enfoques del neoliberalismo. La energía pasó a ser un nuevo eje de integración y los Estados promovieron la implementación de proyectos de infraestructura por iniciativa y a riesgo del sector privado.

En la última década se advierte un retorno a la presencia del Estado, con énfasis en una agenda de integración centrada en la creación de instituciones y políticas comunes, con invitación a la inversión privada, aunque preservando los aspectos sociales y la preocupación por superar las asimetrías en los niveles de desarrollo de los países. En el Cono Sur, a partir de la crisis energética de 2001 en Brasil y de la oferta gasífera limitada de Argentina a partir de 2004, se retomó la presencia estatal en los intercambios energéticos, subordinando las decisiones basadas en criterios comerciales a la prioridad del abastecimiento interno de cada país.

Este proceso ha revelado que el enfoque primordialmente técnico y económico no es suficiente. Se debe incorporar el enfoque político, que tiene en cuenta los aspectos de gobernabilidad y seguridad, y plasmarlo en instrumentos jurídicos con compromisos directos y vinculantes entre los Estados. Las inversiones y desarrollos a cargo del sector privado solamente se verán garantizados a largo plazo en el marco de los compromisos estratégicos definidos y avalados por los gobiernos.

Por ello, es posible anticipar que **los instrumentos jurídicos que perduraron en el tiempo y que dieron sustento y respuesta adecuada a los conflictos que se presentaron, son aquellos que fueron diseñados con una concepción política y estratégica de las relaciones de integración**. El carácter político y estratégico de los acuerdos coloca a los Estados como garantes de las relaciones de integración.

DE LO BILATERAL A LO MULTILATERAL

Al considerar los acuerdos que sustentan las interconexiones energéticas existentes en América del Sur, se observa que -a pesar de la creación de foros multilaterales- **en la práctica el proceso de integración energética ha sido abordado desde una perspectiva bilateral**.

Los grandes aprovechamientos hidroeléctricos Itaipú (Brasil-Paraguay), Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay) fueron desarrollados por los Estados a partir de la firma de tratados binacionales. Los gasoductos que permiten exportar gas de Bolivia a Brasil y a Argentina se sustentan sobre acuerdos bilaterales. Los protocolos de interconexión firmados en la década del '90 en el marco de la ALADI, con el objetivo de promover la inversión privada en infraestructura de gas y electricidad, también tuvieron carácter bilateral. Los acuerdos que sustentan las interconexiones eléctricas en el ámbito de la CAN se desarrollaron -en la práctica- en forma bilateral (Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú).

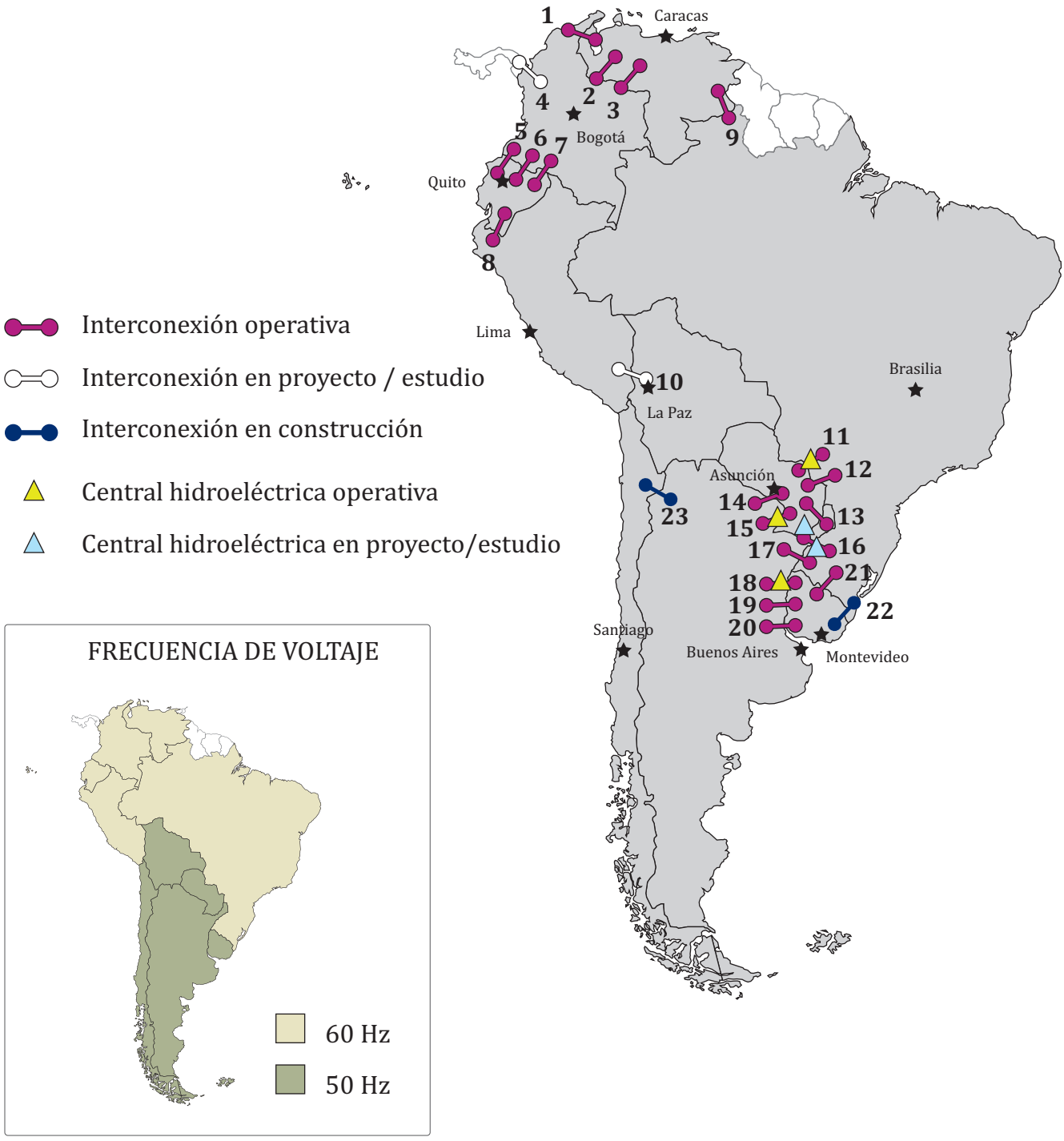
La bilateralidad de los vínculos energéticos entre los países de América del Sur resulta, sin

dudas, un punto de partida valioso. Sin embargo, se ha advertido que los problemas que derivan de los vínculos puramente bilaterales están relacionados con la falta de diversificación de la demanda y de la oferta de los bienes energéticos. Al relacionarse solamente un país con recursos naturales y otro país con posibilidades de inversión, se presenta una rigidez en los intereses de cada una de las partes. Tal rigidez resulta una amenaza para la necesaria flexibilidad y el mutuo beneficio que cabe esperar de los intercambios. Por el contrario, un esquema de integración energética multilateral permitiría alcanzar los objetivos de diversificación de oferta y demanda, seguridad de abastecimiento y mayor equidad en el aprovechamiento de los recursos.

De tal modo, en este estudio se analizan los instrumentos jurídicos bilaterales, porque son los que han dado sustento efectivo a la materialización de las transacciones y de la infraestructura de interconexión. No obstante, **se espera un avance hacia esquemas de integración multilaterales** con el objetivo de alcanzar una mayor complementariedad productiva y comercial entre países con dotaciones de factores disímiles, otorgando mejores posibilidades de acortar las diferencias de desarrollo relativo existentes.

LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS Y LOS CONVENIOS QUE LAS SUSTENTAN

Figura 1. Interconexiones eléctricas.



Fuente: CIER

En la década del '70, Sudamérica fue pionera en el desarrollo de aprovechamientos hidráulicos compartidos: Salto Grande sobre el río Uruguay; Itaipú y Yacyretá sobre el río Paraná. Los tres complejos hidroeléctricos se encuentran actualmente en operación y continúan rigiéndose por los tratados internacionales que les dieron origen.

De la mano de estos proyectos surgieron las primeras interconexiones binacionales eléctricas de transmisión de potencia en bloque: entre Argentina y Uruguay, Argentina y Paraguay, Brasil y Paraguay. Paralelamente se establecieron interconexiones transfronterizas de potencia menor, con funciones de respaldo y de emergencia para la demanda local limítrofe. Tanto las grandes centrales hidroeléctricas como las interconexiones vinculadas fueron impulsadas y ejecutadas por los Estados, a través de sus organismos energéticos gubernamentales.

Con el crecimiento de los mercados eléctricos, las interconexiones evolucionaron desde el objetivo inicial de compartir el aprovechamiento de los recursos hidráulicos comunes y de proporcionar respaldo local y de emergencia, hacia una mayor integración de los sistemas a través de sus mercados y en base a una optimización económica de los recursos disponibles. Los países firmaron acuerdos-marco para la promoción de las inversiones privadas en interconexión eléctrica.

Las interconexiones realizadas en la década del '90 por iniciativa privada tuvieron el propósito de realizar ventas de potencia firme de un país a otro: es el caso de las interconexiones Argentina-Brasil y Brasil-Venezuela. Estas interconexiones estuvieron asociadas a contratos de largo plazo, que aseguraban a la empresa vendedora el flujo de ingresos para cubrir los costos y obtener el financiamiento de las obras de interconexión. La interconexión Argentina-Chile también fue ejecutada para realizar intercambios de electricidad en firme, pero en combinación con la provisión de gas natural de Argentina para la generación eléctrica.

También se realizaron interconexiones para permitir los intercambios de oportunidad en los dos sentidos de la línea, aprovechando la diferencia de costos marginales entre los sistemas interconectados. Es el caso de las interconexiones Colombia-Venezuela, Brasil-Uruguay, Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú. Las dos primeras fueron impulsadas por las empresas estatales, ya que los marcos regulatorios competitivos se encontraban aún en una etapa incipiente. Las interconexiones Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú se ejecutaron en el marco institucional de la CAN, en una situación en la que ya se habían implementado los mercados eléctricos mayoristas de ambos países.

En el caso de los Países Andinos, aun con retrasos en sus programas de coordinación y desarrollo del mercado subregional, se ha manifestado mayor predisposición que en los Países del Cono Sur para aceptar esquemas de regulación integrados a nivel subregional. Esto resulta del análisis del alcance que tienen (o pretenden tener) las Decisiones adoptadas en el marco de la CAN respecto de los compromisos mucho más generales del MERCOSUR.

La tabla siguiente resume las características de los grandes aprovechamientos hidráulicos compartidos y de las principales líneas de interconexión que se encuentran en funcionamiento en los países de América del Sur. Se han incluido solamente las interconexiones mayores (entre 230 y 500 kV), a fin de identificar los convenios que las sustentan.

La bilateralidad de los vínculos energéticos entre los países de América del Sur resulta, sin dudas, un punto de partida valioso. Sin embargo, se ha advertido que los problemas que derivan de los vínculos puramente bilaterales están relacionados con la falta de diversificación de la demanda y de la oferta de los bienes energéticos.

Tabla 1. Interconexiones Eléctricas.

Proyecto Países	Descripción	Marco Regulatorio	Operación
CH Salto Grande Cuadrilátero Salto Grande Argentina Uruguay	Represa y central hidroeléctrica binacional sobre el río Uruguay Capacidad instalada: 1890 MW Generación media anual: 8700 Gwh/año Anillo de interconexión de 330 km en 500 kV, llamado Cuadrilátero de Salto Grande, que conecta 4 estaciones transformadoras (Ayuí y Colonia Elía en Ar y Ayuí y San Javier en Ur) con capacidad de transmisión de 2000 MW	Acta de 1938 Convenio y Protocolo Adicional de 1946 Acuerdo de Interconexión Energética (1974) y Convenio de Ejecución (1983) Notas Reversales	Desde 1979
CH Itaipú Brasil Paraguay	Represa y central hidroeléctrica binacional sobre el río Paraná Capacidad instalada: 14.000 MW Generación media anual: 90.000 GWh/año Interconexión LAT en 500/220 kV con capacidad de transmisión de 14.000 MW	Acta de Iguazú de 1966 Tratado de Itaipú de 1973 Acuerdo 2009 y Notas Reversales	Desde 1984
CH Yacyretá Clorinda - Guarambaré 220 kV 80 MW Argentina Paraguay	Represa y central hidroeléctrica binacional sobre el río Paraná Capacidad instalada: 3200 MW Generación media anual: 20.000 GWh/año LAT en 220 kV que une Clorinda (Ar) y Guarambaré (Pa) con capacidad de transmisión de 80 MW	Acuerdo de 1926 Tratado de Yacyretá de 1973 Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica de 1987 Acta Acuerdo de 1989	Desde 1984 A cota plena desde 2011
Interconexión Rincón Sta. María - Garabí Argentina Brasil (Sur)	LAT en 500 kV con capacidad de transmisión 2100 MW 2 Estaciones conversoras [50/60Hz]	Protocolo de Intención sobre Cooperación e Intercambios Energéticos de 1996 Inversión privada bajo Protocolo Mercosur N° 10/98 Contratos de Venta de Potencia Firme	Desde 2000
Interconexión Rivera - Livramento **Interconexión San Carlos - P.Medici** Brasil Uruguay	LAT Rivera (Ur) - Livramento (Br) en 230-150 kV y capacidad de transmisión de 70 MW LAT S.Carlos (Ur) - P.Medici (Br) en 500 kV y capacidad de transmisión de 500 MW	Convenio de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil (1968) Memorándum de Entendimiento de 1997 Contratos de 1997 entre UTE y ELETROBRAS-ELETROSUL Memorándum de Entendimiento de 2006 Adenda de 2009	Rivera - Livramento desde 2001 S.Carlos - P.Medici en ejecución 2016

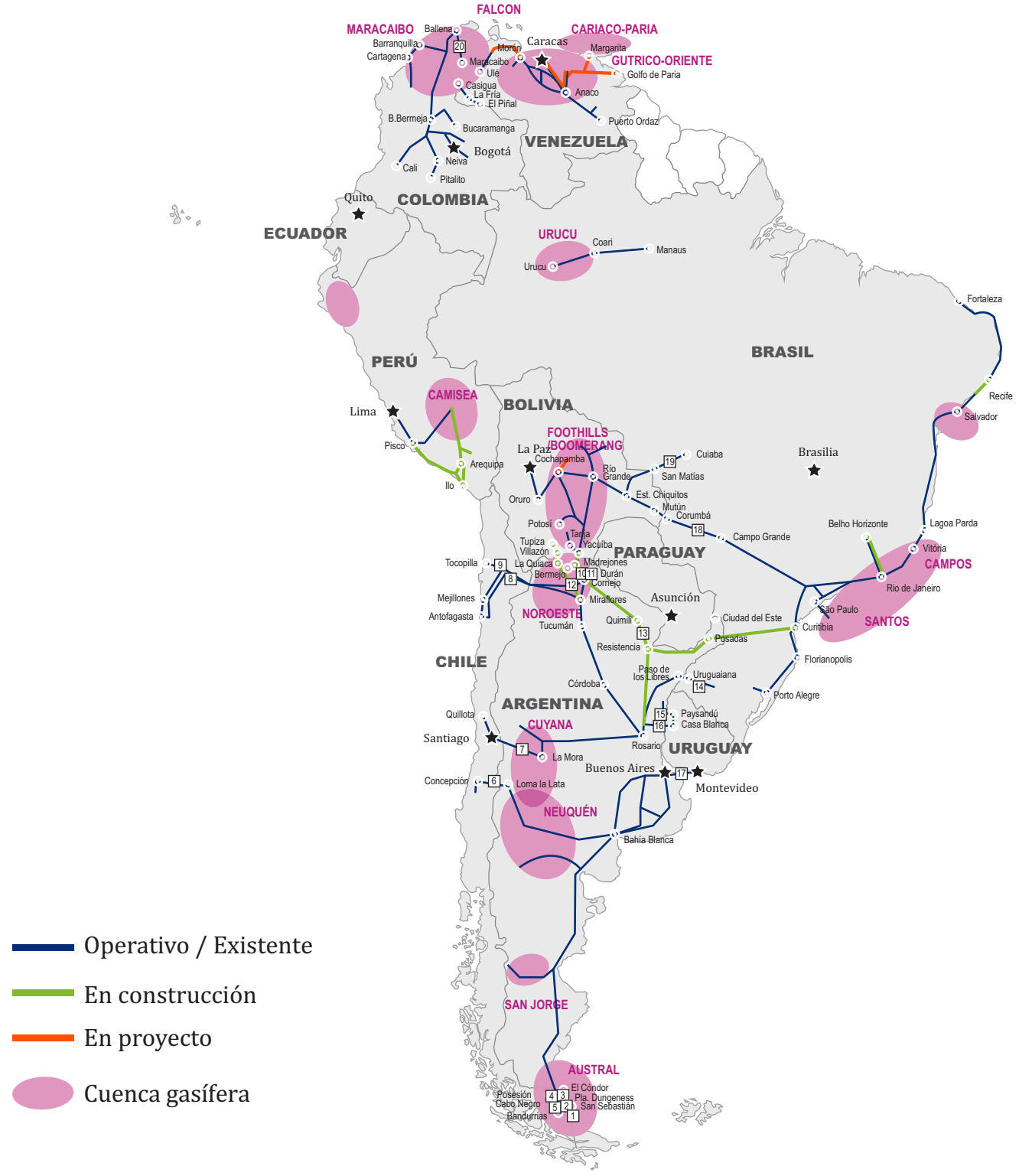
(continúa de la página anterior)

Proyecto Países	Descripción	Marco Regulatorio	Operación
Interconexión Termoandes - Subandes Argentina Chile	LAT Cobos (Ar) - Atacama (Ch) de 400 km en 345 kV y capacidad de transmisión de 643 MW	Inversión privada bajo Protocolo Mercosur N° 10/98	Desde 1999
Interconexión Pasto - Quito Jamondino - Pomasqui Colombia Ecuador	LAT Pasto (Co) - Quito (Ec) de 213 km, 230 kV y capacidad de transmisión de 250 MW LAT Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec) de 230 kV y 250 MW	Decisiones CAN 536 - 720 - 757 Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica - Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)	Desde 2003
Interconexión Machala - Zorritos Ecuador Perú	LAT Machala (Ec) - Zorritos (Pe) de 230 kV y capacidad de transmisión de 160 MW	Decisiones CAN 536 - 720 - 757 Contrato de Suministro de Electricidad entre EDEGEL de Perú y CELEC de Ecuador	Desde 2009
Interconexión Colombia Venezuela	LAT San Mateo (Co) - El Corozo (Ve) de 230 kV y 180 MW LAT Cuestecita (Co) - Cuatricentenario (Ve) 230 kV y 150 MW	Acuerdo de Interconexión Eléctrica 1989 Contratos entre ISAGEN de Colombia y CORPOELEC de Venezuela	Desde 1992
Interconexión El Gurí – Boa Vista Brasil Venezuela	LAT de 680 km y 400 / 230 kV Exportación de electricidad de la represa venezolana El Gurí a Brasil hasta 200 MW	Convenio de Suministro de Energía de 1997 entre Edelca de Venezuela y Eletrobrás de Brasil	Desde 2001

Fuente: Elaboración propia

LAS INTERCONEXIONES GASÍFERAS Y LOS CONVENIOS QUE LAS SUSTENTAN

Figura 2. Gasoductos



Fuente: CIER

En la década del '90 las perspectivas del mercado regional permitieron que se desarrollara una gran infraestructura de gasoductos de exportación, en especial desde Argentina hacia sus países vecinos. Sin embargo, a partir de 2004 comenzaron las restricciones a las exportaciones, en tanto la inyección de los productores argentinos no fue suficiente para abastecer simultáneamente el crecimiento de la demanda interna y los contratos de exportación.

Asimismo, la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil representó un gran avance en términos de suministro de gas natural, con una capacidad máxima de transporte de 30 MMm^3/día. El contrato de exportación celebrado en 1999 entre Petrobrás e YPFB tiene una vigencia de 20 años. Si bien se consideraron proyectos para la ampliación del gasoducto Bolivia-Brasil, Bolivia por ahora no aumentaría la oferta actual al mercado brasileño. A partir de 2004, la producción excedente del mercado boliviano se destinó a satisfacer en forma creciente el consumo de Argentina sobre la base de acuerdos entre los gobiernos y las empresas estatales.

En el caso del gasoducto Colombia-Venezuela, la perspectiva era comenzar con un suministro inicial de Colombia al occidente venezolano, para luego revertir el flujo y que Venezuela exportara gas a Colombia. Esta segunda etapa se encuentra demorada.

En la década del '90 las perspectivas del mercado regional permitieron que se desarrollara una gran infraestructura de gasoductos de exportación, en especial desde Argentina hacia sus países vecinos.

Del análisis de los convenios que sustentan las interconexiones gasíferas resulta que Argentina y Bolivia asumieron el rol de proveedores de gas natural bajo esquemas institucionales y normativos distintos. Bolivia planteó sus acuerdos e iniciativas de integración en torno a proyectos de inversión específicos. En cambio, Argentina lo ha hecho en torno a acuerdos amplios para la interconexión, que no comprendían un gasoducto en particular, sino que establecían un marco general para las exportaciones e importaciones, independientemente de qué obra se ejecutase. Además, este tipo de acuerdos no preveía todas las contingencias derivadas de los intercambios de gas, sino que remitía a la aplicación de la legislación interna de cada país.

La tabla siguiente resume las características de los principales gasoductos de interconexión que se encuentran en funcionamiento en los países de América del Sur e identifica los convenios que las sustentan.

Tabla 2. Interconexiones Gasíferas.

Proyecto Países	Descripción	Marco Regulatorio	Operación
Gasoductos entre Argentina y Chile			
Gasandes	Exportación de gas de Argentina al centro de Chile. Capacidad: 9,5 MMm3/d	Protocolo No. 2 al Acuerdo de Complementación Económica No. 16 de 1991 y Protocolo Adicional No. 15 de 1995	Operativo 1997 - 2009
Gas del Pacífico	Exportación de gas de Argentina al centro de Chile. Capacidad: 3,5 MMm3/d	Protocolo No. 2 al Acuerdo de Complementación Económica No 16 y Protocolo Adicional No. 15	Operativo 1999 - 2009
Gas Atacama	Exportación de gas de Argentina al norte de Chile. Capacidad: 8,5 MMm3/d	Protocolo No. 2 al Acuerdo de Complementación Económica No. 16 y Protocolo Adicional No. 15	Operativo 1999 - 2008
Norandino	Exportación de gas de Argentina al norte de Chile. Capacidad: 8 MMm3/d	Protocolo No. 2 al Acuerdo de Complementación Económica No. 16 y Protocolo Adicional No. 15	Operativo 1999 - 2008
Gasoductos Methanex	Son 3 gasoductos para exportación de gas de Argentina al sur de Chile para fabricación de etanol. Capacidad: 5,5 MMm3/d	Protocolo No. 2 al Acuerdo de Complementación Económica No. 16 y Protocolo Adicional No. 15	Operativo 1996 - 2007
Gasoductos entre Argentina y Brasil			
Transportadora de Gas del Mercosur (TGM)	Conecta Aldea Brasilera (Ar) y Uruguaiana (Br) para suministrar gas a una central térmica. Capacidad: 2,8 MMm3/d	Protocolo de Entendimiento sobre Integración en Materia Energética de 1996	Operativo 2000 - 2009
Gasoductos entre Argentina y Uruguay			
Gasoducto del Litoral	Exportación de gas natural de Colón (Ar) a Paysandú (Uy) para una central térmica que no se construyó Operador: ANCAP Capac. 1 MMm3/d	Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la Rep. Oriental del Uruguay de 1991 y Acuerdo Complementario de 1996	Operativo desde 1999 Actualmente casi vacío
Gasoducto Casablanca	Exportación de gas natural desde el Gasoducto Entrerriando (Ar) a Casablanca (Uy) para una central térmica de UTE Operador: ANCAP Capac. 2 MMm3/d	Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la Rep. Oriental del Uruguay de 1991 y Acuerdo Complementario de 1996	Operativo desde 2000 Actualmente casi vacío
Gasoducto Cruz del Sur	Exportación de gas natural desde Punta Lara (Ar) a Montevideo (Uy) para el abastecimiento de Montevideo y alrededores Operador: BG Capac. 6 MMm3/d	Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la Rep. Oriental del Uruguay de 1991 y Acuerdo Complementario de 1996	Operativo desde 2002 Actualmente vacío

(continúa de la página anterior)

Proyecto Países	Descripción	Marco Regulatorio	Operación
Gasoductos entre Bolivia y Argentina			
Gasoducto Pocitos	Exportación de gas natural desde Bermejo (Bo) a Ramos (Ar) Capac. 6.5 MMm3/d	Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y Contrato ENARSA-YPFB, junio 2006	Operativo desde 1972.
Gasoducto Madrejones	Exportación de gas natural desde Madrejones (Bo) a Campo Durán (Ar) Capac. 1,2 MMm3/d	Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y Contrato ENARSA-YPFB, 2006	Operativo desde 2005.
Gasoducto Juana Azurduy	Exportación de gas natural desde los campos del sur del Chaco boliviano hasta el Gasoducto Norte de TGN en Ar; forma parte del GNEA Capac. 7,7 MMm3/d (hasta 27,7 MMm3/d)	Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y Contrato ENARSA-YPFB, junio 2006. Adenda 2010.	Operativo desde 2011.
Gasoductos entre Bolivia y Brasil			
Gasoducto Bolivia – Brasil	Exportación de gas de Río Grande (Bo) a Sao Paulo y Porto Alegre (Br) Operador: GTB/TBG Capac. 30 MMm3/d	Contrato de Compraventa de Gas Natural entre YPFB y PETROBRAS 1999	Operativo desde 1999.
Lateral a Cuiabá	Exportación de gas de Rio Grande (Bo) a Cuiabá (Br) para central térmica en Cuiabá Operador: Gasoccidente do Mato Grosso Capac. 2.8 MMm3/d	Concesión administrativa para el transporte y acuerdos privados	Operativo desde 2002. Vacío desde 2008.
Gasoductos entre Colombia y Venezuela			
Gasoducto Transguajiro o Antonio Ricaurte	Conecta el Campo Ballena (Co) con las plantas termoeléctricas en Maracaibo (Ve) Capac. 14 MMm3/d	Contrato de Suministro entre ECOPETROL-Chevron y PDVSA de 2007	Operativo desde 2008.

Fuente: Elaboración propia

CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS CONVENIOS

Sobre la base del análisis de los principales convenios bilaterales que sustentan las princi-pales interconexiones energéticas existentes en los países de América del Sur, conforme fueron identificados en la sección anterior, puede realizarse la siguiente clasificación.

Tabla 3. Clasificación de los Convenios.

CONVENIOS QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS		
Tratados para grandes aprovechamientos hidroeléctricos compartidos	• Compromisos directos y vinculantes asumidos por los Estados • Concepción estratégica de proyectos de infraestructura • Creación de un ente binacional	**Salto Grande:** Argentina - Uruguay **Itaipú:** Brasil - Paraguay **Yacyretá:** Argentina - Paraguay
Acuerdos binacionales	• Compromisos de los Estados a través de sus empresas nacionales • Concepción estratégica de proyectos de infraestructura	Colombia - Venezuela Venezuela - Brasil
Marcos generales para la Interconexión en el MERCOSUR	• Iniciativa privada • Contratos de largo plazo y spot • Aplicación de marcos regulatorios nacionales	Argentina - Brasil Argentina - Chile
Acuerdos en el marco de Decisiones CAN	• Compromiso de los Estados a través de sus empresas nacionales • Transacciones spot: excedentes y respaldo • Aplicación de marcos regulatorios nacionales con referencia a marco supranacional	Colombia - Ecuador Ecuador - Perú
CONVENIOS QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES GASÍFERAS		
Acuerdos específicos entre Estados	• Compromisos directos y vinculantes asumidos por los Estados • Contratos de largo plazo	Gasoducto Bolivia - Brasil Gasoducto Bolivia - Argentina Gasoducto Colombia - Venezuela
Marcos generales para la Interconexión en el MERCOSUR	• Iniciativa privada • Contratos de largo plazo • Aplicación marcos regulatorios nacionales	Gasoductos Argentina - Chile Gasoductos Argentina - Uruguay Gasoductos Argentina - Brasil

Fuente: Elaboración propia

Como sustento de las **interconexiones eléctricas**, se han identificado básicamente cuatro tipos de acuerdos: (i) los Tratados binacionales que sustentaron la construcción de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos y las interconexiones asociadas, que a partir de su carácter geo-estratégico establecieron compromisos directos y vinculantes para los Estados; (ii) los acuerdos binacionales referidos a proyectos de interconexión específicos, instrumentados a través de las empresas nacionales; (iii) los marcos generales para el fomento de las interconexiones eléctricas, utilizados especialmente en los países del Cono Sur, que operaron como marco para que los inversores privados celebraran contratos conforme a las regulaciones internas del país exportador; y (iv) los acuerdos entre Estados en el marco de la CAN que sustentan conexiones bilaterales y que tienen en miras la progresiva integración subregional.

Respecto de los Tratados para el desarrollo de los aprovechamientos hidráulicos compartidos, cabe concluir que se trata de instrumentos exitosos en cuanto a su contribución al sustento de las interconexiones. Las divergencias que se presentaron con motivo de la permanente evolución de los mercados -frente a un texto que por definición pretende perdurar en el tiempo- se van resolviendo dentro del marco del propio Tratado. Una observación similar merecen los acuerdos binacionales que sustentan las interconexiones eléctricas Colombia-Venezuela y Venezuela-Brasil.

En cuanto a los protocolos de entendimiento o marcos generales para el fomento de las interconexiones, estos han sido útiles en la medida en que los inversores privados han percibido mercados con excedentes y sobre esa base han desarrollado la confianza suficiente para asumir compromisos de largo plazo que permitieran el repago de las inversiones en infraestructura. De todos modos, este tipo de acuerdos no resuelve los problemas que pudieren presentarse cuando la evolución de los mercados no acompaña el tipo de transacciones previstas por los inversores. No obstante, en el caso de la electricidad, en la medida en que sea posible recurrir a fuentes primarias de generación alternativas y revertir el flujo de las interconexiones, los actores han logrado reformular sus acuerdos dentro de los marcos regulatorios nacionales aplicables.

En los Países Andinos, la integración del sector eléctrico se estructuró sobre una base institucional. Los acuerdos celebrados en el marco de la CAN permitieron que las empresas estatales desarrollaran interconexiones que, si bien hasta el presente han operado con volúmenes limitados, están diseñadas con una mirada de largo plazo, en procura de avanzar en la armonización y coordinación de las regulaciones nacionales para ampliar las posibilidades de intercambio. Los acuerdos alcanzados en el marco de la CAN, aun aquellos de carácter transitorio, presentan un grado de compromiso de los agentes y de los organismos reguladores nacionales que le otorgan buenas perspectivas en cuanto a los objetivos de la integración. Si bien la Decisión 536, así como los Anexos I y II de la Decisión 757 autorizan los contratos de largo plazo, las regulaciones nacionales los dejaron de lado, explicitando solamente las reglas para las TIE de corto plazo de los excedentes originados en el despacho coordinado. Hasta el presente se trata de interconexión física y regulación de intercambios, regulares o para emergencias. Una segunda fase -que representaría un mayor grado de integración- seria avanzar en proyectos de inversión comunes de generación.

En el caso de los acuerdos que sustentan las **interconexiones gasíferas**, cabe concluir que solamente los acuerdos entre Estados, referidos a proyectos específicos, han perdurado en el tiempo y han contribuido a los objetivos de la integración. Los convenios bilaterales firmados por Bolivia como exportador de gas, tanto a Brasil como a Argentina fueron celebrados por la máxima autoridad ejecutiva de cada país, mientras que las empresas estatales se obligaron en forma directa a realizar inversiones, construir infraestructura,

comprar y vender el gas. Estos acuerdos se mantienen vigentes, con las modificaciones que se han considerado necesarias, y continúan respaldando las transacciones internacionales de gas.

Los acuerdos-marco generales que buscaron fomentar las interconexiones a cargo y riesgo de los agentes privados fueron útiles ante la perspectiva de un mercado subregional excedentario. Sin embargo, ante la escasez del recurso estraté-gico no renovable, los acuerdos entre privados, celebrados en el marco de las declaraciones de intención de fomento que remiten a las leyes internas de cada país, se han mostrado insuficientes para resolver los requerimientos cambiantes del escenario energético. Este tipo de declaraciones de principios, sean bilaterales o multilaterales, apenas crean las condiciones para la inversión privada, sin otorgar respaldos concretos. Son acuerdos que solo sirven en situaciones en las que hay excedentes. Las interconexiones gasíferas del Cono Sur se construyeron porque los inversores privados confiaron en que los excedentes de Argentina se mantendrían sin limitaciones. Pero en el momento de escasez, el acuerdo binacional -e incluso al resolución multilateral del MERCOSUR- que había dado sustento a la interconexión no fue eficaz para resolver los conflictos. El objetivo de la integración se vio más bien afectado y en retroceso.

Las interconexiones gasíferas Argentina-Chile, Argentina-Uruguay y Argentina-Brasil se hicieron en el marco de un conjunto de protocolos orientados a fomentar las inversiones privadas en gasoductos, para llevar gas argentino a los países vecinos. Estos protocolos, al mantener la aplicación de las legislaciones internas de cada país, sometían cualquier faltante de gas natural en el sistema argentino a las condiciones del principio de prioridad del abastecimiento interno establecido en la Ley de Hidrocarburos y en la Ley de Gas Natural de Argentina. En consecuencia, cuando a partir de 2004 se manifestó la crisis de abastecimiento de gas, el gobierno argentino se limitó a asegurar la observancia por parte de los productores locales de la previa satisfacción del mercado interno, impidiendo toda exportación hasta que no estuviere cumplida dicha condición. No se aplicaron mecanismos de alerta temprana, ni cupos mínimos de abastecimiento al mercado externo. La solución se dejó librada a que las empresas privadas buscaran una forma de suplir el suministro y, principalmente, de resolver los conflictos derivados del incumplimiento de los contratos de exportación.

LOS LÍMITES A LA INTEGRACIÓN GASÍFERA

A fin de situar el análisis jurídico en el escenario real de los intentos de integración gasífera de la región, resulta pertinente aclarar que -sin perjuicio de las mayores garantías que han representado los acuerdos binacionales referidos a proyectos específicos de gas natural- los hidrocarburos presentan una particularidad respecto de la energía eléctrica: son **recursos primarios no renovables**, mientras que la electricidad es una fuente secundaria de energía que puede producirse a partir de recursos renovables y no renovables. Por ello, los compromisos asumidos por Bolivia frente a Argentina y a Brasil también están circunscriptos a la producción boliviana excedente. Por razones estratégicas, **los países productores tienen menor disponibilidad para comprometer sus recursos agotables en condiciones de absoluta igualdad y no discriminación entre el mercado nacional y los mercados extranjeros**.

Cuando un país productor cuenta con reservas intermedias (como en el caso de Argentina o Colombia), la apertura de un mercado de exportación puede tener como objetivo acelerar el desarrollo del sector, pero difícilmente puedan considerarse exentos de riesgos para ambas partes los compromisos de suministro en firme de largo plazo. Ello, por la imposibilidad de excluir totalmente las contingencias que podrían derivarse desde el punto de vista técnico, económico o empresarial. La evidencia empírica

de lo anterior se verificó justamente en los casos de Argentina y de Colombia, cuyos productores de gas natural, ante fenómenos extraordinarios de origen geológico y económico (Argentina) o climático (sequía provocada por el fenómeno del Niño en Colombia) que afectaron la capacidad de abastecimiento, se vieron imposibilitados de satisfacer simultáneamente la demanda interna y la demanda de exportación.

Incluso, en países con extensas reservas probadas de gas natural -como Bolivia o Venezuela- los compromisos de exportación también están sujetos al riesgo de que no llegue a desarrollarse la capacidad de inyección o de transporte proyectada al momento de asumir tales compromisos. En 2010, Bolivia y Argentina se vieron en la necesidad de modificar el Acuerdo Marco suscripto en junio de 2006 para la exportación de gas boliviano a Argentina por un plazo de 20 años, porque Bolivia no pudo cumplir con el suministro de los volúmenes mínimos acordados. Asimismo, en todos los casos en que Bolivia ha sufrido algún problema de confiabilidad en su sistema, también aplicó restricciones a sus exportaciones a Brasil. Las prioridades en el suministro de gas boliviano (abiertamente declaradas por las autoridades gubernamentales y aceptadas por los países importadores) son las siguientes: primero se abastece el mercado interno, luego Brasil y, en tercer lugar, Argentina.

En definitiva, la historia de los intercambios de gas natural en América Latina se ha limitado por ahora a la exportación sujeta a la satisfacción de la demanda interna. Ninguno de los acuerdos regionales ha configurado (ni siquiera como propósito) un mercado verdaderamente integrado o común de gas. Todas las transacciones internacionales de gas han llevado implícito el riesgo de que no se efectivice la necesaria expansión de reservas, producción o infraestructura en los países exportadores.

Cabe insistir en que con independencia del alcance y de la forma de instrumentación de los acuerdos, por su vinculación con la seguridad y con el funcionamiento económico de un país, la energía no es una mercadería como otras, sino que tiene carácter estratégico. Este carácter estratégico explica las dificultades para alcanzar la integración a través de la sola liberalización del comercio o de la construcción de interconexiones, tal como sucede con otro tipo de bienes. Los Estados aspiran a mantener intacta su soberanía sobre los recursos naturales y esto genera una tensión permanente entre soberanía y voluntad de integración. Esta tensión estará siempre presente y debe ser administrada mediante las decisiones políticas y regulatorias adecuadas.

PERSPECTIVAS: PLANIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y ARMONIZACIÓN REGULATORIA

En años recientes los países de la región han realizado avances significativos en la celebración de acuerdos para la interconexión. Hacia 2010 la CAN puso en marcha la Agenda Estratégica Andina, a fin de ampliar el espectro de las prioridades fijadas en el campo de la integración energética. En abril de 2011 mediante la Declaración de Galápagos se constituyó el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) con el objetivo de desarrollar un Corredor Eléctrico Andino. Actualmente el proyecto de infraestructura se encuentra en etapa de diseño básico e ingeniería para la construcción de una línea de transmisión de 500 kV que estaría operativa en 2024, interconectando Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile. En materia regulatoria se prevé la construcción de un mercado en tres etapas: 1) Mercado de Corto Plazo con Despacho Coordinado entre Colombia, Ecuador y Perú; 2) Mercado de Corto Plazo con Despacho Coordinado y Contratos financieros entre Agentes; y 3) Mercado de Largo Plazo, Despacho Coordinado, Contratos financieros entre Agentes, Contratos Físicos, Planificación Regional. Se espera que esta interacción produzca una nueva Decisión supranacional emitida por la Comisión de la CAN, para reemplazar en forma definitiva el mecanismo de la suspendida Decisión 536,

superando los regímenes transitorios que rigen actualmente en materia de intercambios eléctricos. Chile podrá incorporarse a través de un acuerdo como país asociado.

En los países del Cono Sur también se han registrado avances recientes. Entre estos avances se destaca el objetivo manifestado por Bolivia de constituirse en el 'corazón energético' de la subregión. Además de consolidar su rol como exportador de gas, Bolivia planea exportar electricidad a los países vecinos hasta alcanzar 10.000 MW en el año 2025. Para ello, ha firmado convenios bilaterales con sus vecinos.

Se observa que **los nuevos acuerdos ponen el foco en dos aspectos clave para la integración energética**: (i) la **planificación de la infraestructura** de interconexión; y (ii) la necesidad de trabajar fuertemente en la **armonización regulatoria**, incluyendo en el caso de los Países Andinos el objetivo de contar con una nueva norma supranacional para la regulación de las transacciones de electricidad en la subregión.

En los próximos años estaremos en condiciones de evaluar si estos nuevos acuerdos dieron los frutos esperados, tanto en materia de construcción de la infraestructura proyectada como en el aumento del volumen de las transacciones. El hecho de que los acuerdos hagan hincapié tanto en la planificación coordinada de la infraestructura como en la armonización regulatoria es un buen augurio en tal sentido.

Asimismo, el pasaje de lo bilateral a lo multilateral que se observa en los Países Andinos con la iniciativa SINEA permite esperar -tal como se anticipó al principio de este artículo- un proceso integrador más equilibrado. La posibilidad de que los países puedan conectar sus fuentes y mercados energéticos en forma de red, accediendo al tránsito por terceros países en condiciones equitativas, permitiría a los pueblos alcanzar las ventajas concretas de la multilateralidad y potenciar un desarrollo más armónico del conjunto de las naciones.

REFERENCIAS

Bertero, Raúl (2007), *Integración Regional Gasífera - Ciento ochenta años de proyectos de integración*, Revista Petrotecnia, junio 2007, págs. 54-60.

Bodemer, Klaus (2010), *Integración energética en América del Sur: ¿eje de integración o fragmentación?*, trabajo que integra la publicación "Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur", Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja editores, Fundación CIDOB, Barcelona 2010.

Bull, Hedley (2005), *La sociedad anárquica: un estudio sobre el orden en la política mundial*. Madrid, Los Libros de la Catarata, pp. 78-79.

Caballero Santos, Sergio (2008), *Tres hitos del proceso de integración sudamericana a la luz de las teorías de las Relaciones Internacionales*, presentación ante el Seminario de Investigadores en Formación, Miraflores de la Sierra, noviembre 2008.

Cadena, Medardo, *Sistema de Interconexión Eléctrica Andina*, Presentación del Viceministro de Energía de Ecuador, Panamá, septiembre 2016, http://www.slideshare.net/OladeComunicacin/xifier-06-sistema-de-interconexin-elctrica-andina-sinea

Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (1994), *El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile. Disponible en: http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/7/4377/lcg1801e.htm

Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL (2010), *El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: la experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009*, estudio preparado por Beno Ruchansky e Hilda Dubrovsky, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, enero 2010.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL (2013), *Integración Eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, estudio coordinado por Beno Ruchansky, febrero 2013.

Freyre & Asociados, *Estudio sobre el mercado de gas natural del Cono Sur latinoamericano*, Buenos Aires 2011

García, David Arturo (2015), *Integración energética en América Latina: análisis de los convenios bilaterales de interconexiones energéticas entre 2004 y 2014*, Consultoría para la elaboración de Estudios sobre Evolución y Perspectiva de la Integración Energética en América Latina y el Caribe.

Ghiggino, Gonzalo (2009), *Las relaciones argentino-brasileñas: cómo se fue gestando el acercamiento que dio como resultado el MERCOSUR*, Historia de las Relaciones Internacionales, Brumario No 1, Cuadernos de Pensamiento, noviembre-diciembre 2009.

González Silva, Milko Luis (2008), *Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur*, publicado por el Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-ILDIS, Caracas, abril 2008.

Haas, Ernst B. (1958), *The Uniting of Europe: Political, Social and Economic Forces, 1950-1957*, Stanford University Press, Stanford, California, 1958.

OLADE – Organización Latinoamericana de Energía (2012), *Estudio para la identificación de alternativas de solución para las barreras a la integración energética en América Latina y el Caribe*, realizado por el CEARE de la Universidad de Buenos Aires y otros consultores independientes.

Rodríguez Manzano, Irene (2006), *Funcionalismo, Neofuncionalismo y Relaciones Internacionales. Dos contribuciones doctrinales al estudio de la organización internacional*. Revista Dereito Vol. 5, no 1, pp 289-303, Universidad Santiago de Compostela.

Rojas, Gustavo y Arce, Lucas, *La renegociación de Itaipú: una nueva oportunidad para el Paraguay*, publicado en el Observatorio Económico de la Red MERCOSUR. Disponible en: www.oered.org

Ruiz Caro, Ariela (2010), *La integración y la cooperación energética en América Latina y Caribe*, Puente@Europa - Año VIII - No 1 - abril 2010.

Sanahuja, José Antonio (2010), *La construcción de una región: Suramérica y el regionalismo posliberal*, Fundación CIDOF - Cienfuegos y Sanahuja editores, Barcelona, 2010.

Vieira Posada, Edgar (2005), *Evolución de las Teorías sobre Integración en el contexto de las Teorías de Relaciones Internacionales*, Papel Político No 18, Pontificia Universidad Javeriana, Colombia.

ORGANIZA

olade

Presidencia de la Nación | Ministerio de Energía y Minería

BID

4-7 DE DICIEMBRE 2017

PUERTO MADERO - BUENOS AIRES
ARGENTINA

SEMANA DE LA ENERGIA

ARGENTINA, DICIEMBRE 2017

www.semanadelaenergia.olade.org

CON EL APOYO DE

cier
COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

IRENA
International Renewable Energy Agency

arpel

CEPAL

UNDP

BANCO MUNDIAL

ONUDI

Un espacio para el intercambio de experiencias

La Semana de la Energía a desarrollarse del 4 al 7 de diciembre del 2017, en la ciudad de Buenos Aires-Argentina, será el espacio de intercambio de experiencias y conocimiento del sector energético. El objetivo principal es contribuir a la integración subregional y regional en escenarios de transición energética.

Este evento está organizado por la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE-, el Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, el Banco Interamericano de Desarrollo –BID-, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe–CEPAL-, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo –PNUD- y la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y El Caribe –ARPEL-, con el apoyo de la Agencia Internacional de Energías Renovables –IRENA-.

El espacio para el intercambio de **experiencias del sector energía en LAC**

Público asistente

Se espera un total de 400 participantes, incluidos conferencistas y panelistas nacionales e internacionales, funcionarios de gobiernos, empresarios y miembros de la academia en el sector energético a nivel global, regional y nacional.

Especialistas internacionales y delegados de países de América Latina y el Caribe también participarán en este encuentro, así como representantes de países fuera de la Región, invitados de instituciones auspiciantes, participantes locales y público relacionado al sector energético.

Eventos destacados

Durante esta semana se llevarán a cabo eventos institucionales de OLADE (Junta de Expertos y Reunión de Ministros), incorporando el Diálogo Regional sobre Políticas y Estrategias para el sector energía, promovido por el BID, y eventos del Hub SEforALL Américas (BID – OLADE – CEPAL – PNUD), el Diálogo Político de Eficiencia Energética (CEPAL), Mercados de Gas Natural y GNL (ARPEL).

Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador
Edif. OLADE - Sector San Carlos, Quito - Ecuador.
Telf: (593 2) 259 8122 / 2598 280 / 2530 828
http://olade.org/

fier

XII FORO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

El Foro de Integración Energética Regional (FIER), en su décimo segunda edición será el evento de inicio de la Semana de la Energía donde se llevará a cabo eventos institucionales de OLADE (Junta de Expertos y Reunión de Ministros) y eventos de Hub SEforALL Américas (BID - OLADE - CEPAL - PNUD), Diálogo Político de Eficiencia Energética (CEPAL), Mercados de Gas Natural y GNL (ARPEL).

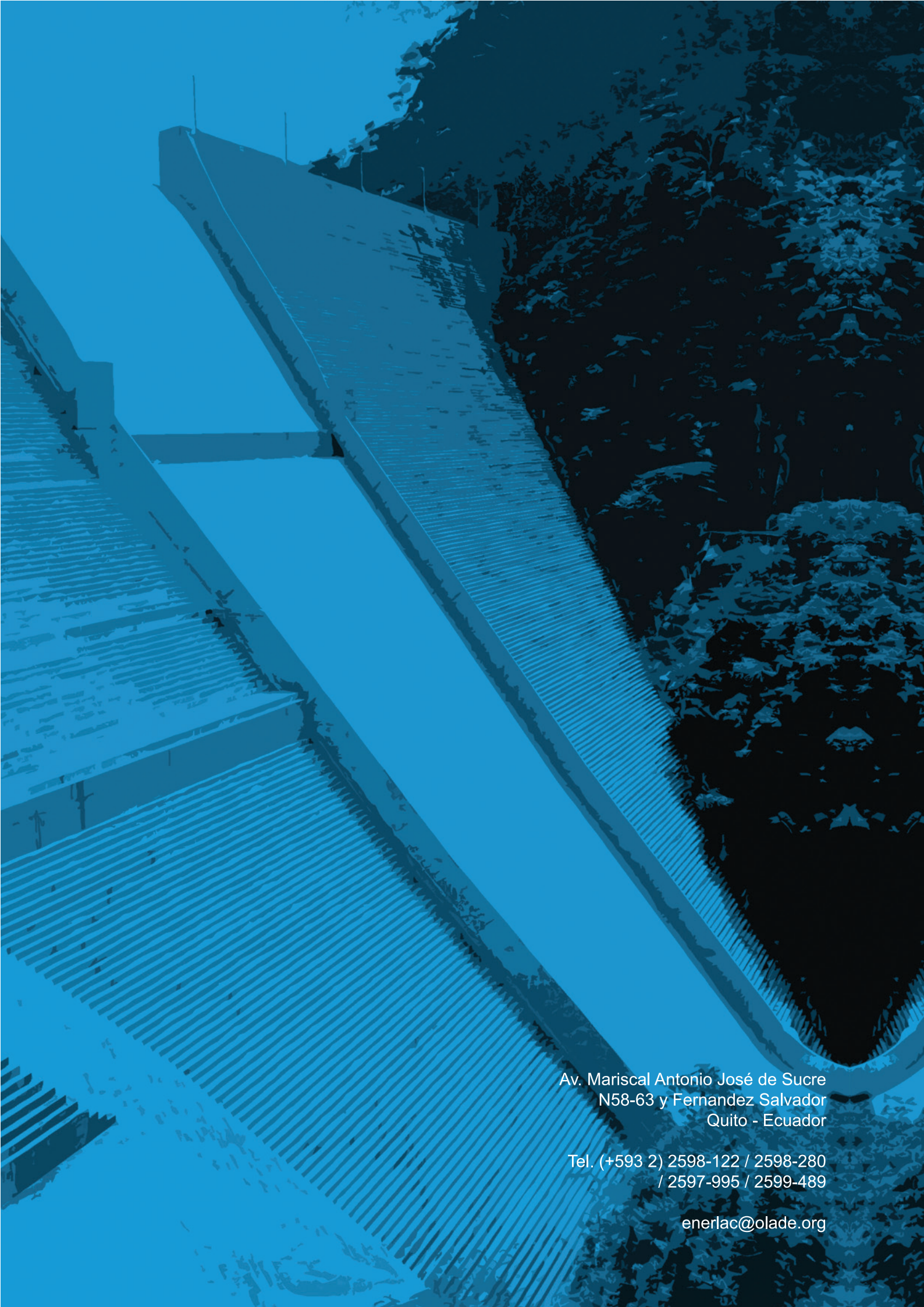
El evento está dirigido a funcionarios de Ministerios y Secretarías de Energía, agencias reguladoras, institutos de planificación y empresas de los Países Miembros; personal de la industria; especialistas de organismos internacionales; representantes del sector privado, inversionistas, desarrolladores de proyectos; representantes de universidades y expertos en el área de integración energética de reconocido prestigio internacional.

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA · olade

Contactos

Patrocinios
Martha Vides
martha.vides@olade.org

Comunicación
Gabriela Jarrín
gabriela.jarrin@olade.org



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