

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Pronóstico
Demanda
Eléctrica

Energía Eólica
y Gestión
Sistemas
Eléctricos

*Sulphuric
acid-catalysed
steam
pretreatment*

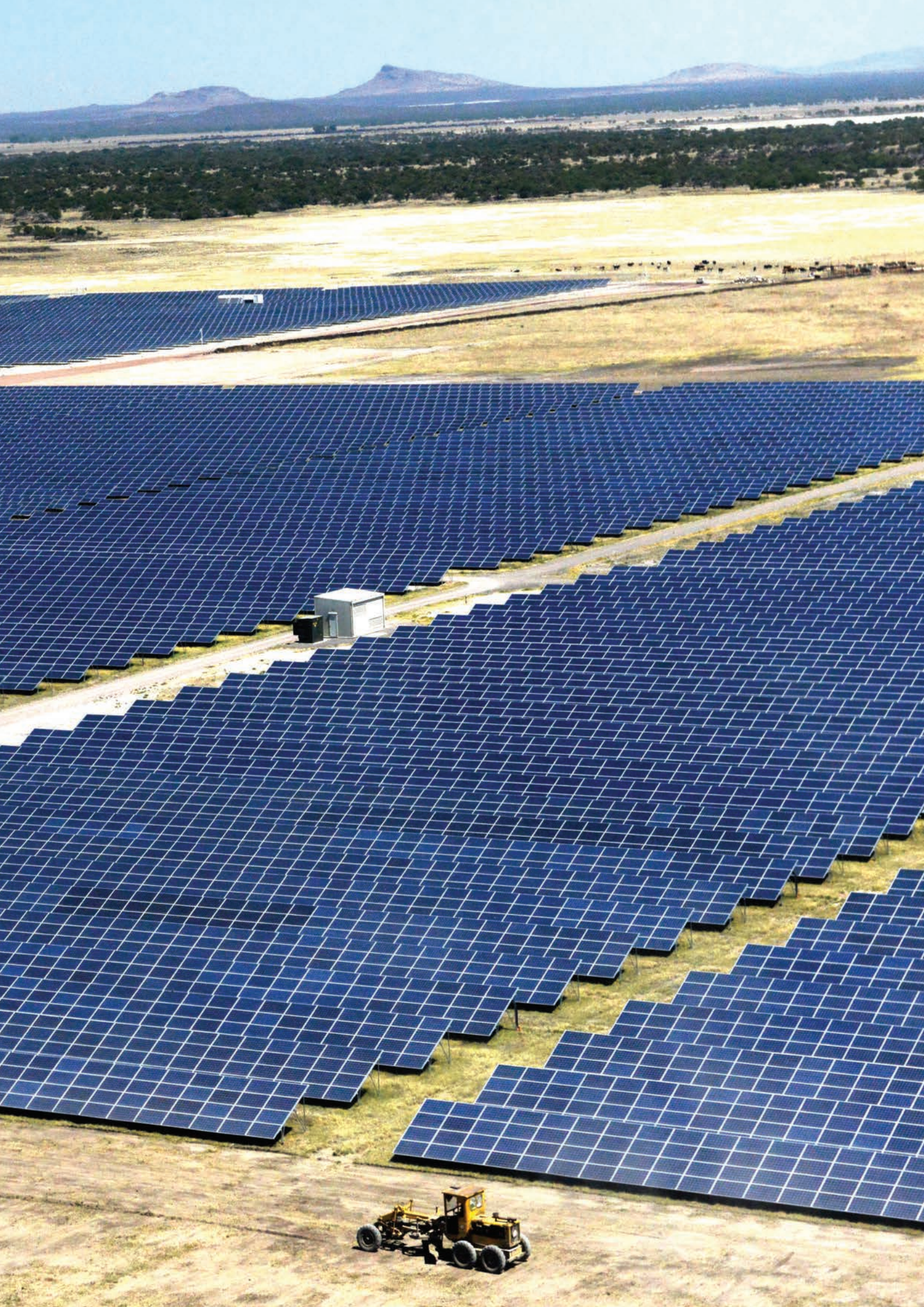
Residuos
Agrícolas
Uruguay

Agenda 2030
y América
del Sur

Modelo de
Adopción
Energías
Renovables

*SWH NAMA
Concept
for Belize*

Efectividad/
Políticas de
Fuentes
Renovables



COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

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

Martha Ligia Vides Lozano
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS DE OLADE

Blanca Guanocunga
BIBLIOTECARIA OLADE

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Martha Ligia Vides Lozano

REVISORES

Alfonso Blanco Bonilla. *Secretario Ejecutivo de OLADE*

Fabio García. *Especialista Asociado de OLADE*

Andrés Schuschny. *Director de Estudios y Proyectos e
Información de OLADE*

Luis Guerra. *Consultor de OLADE*

Jaime Guillén. *Consultor de OLADE*

Alexandra Arias. *Consultora de OLADE*

Francisco Lotufo. *Universidad Estadual Paulista
(UNESP). Brasil*

Guillermo Garrido. *Universidad Nacional de Córdoba
(UNC). Argentina*

Gustavo Figueredo. *Universidad Nacional del Nordeste
(UNNE). Argentina*

Leonardo Assaf. *Universidad Nacional de Tucumán
(UNT). Argentina*

Byron Chiliquinga. *Gerente de Proyecto de Cooperación
Canadiense*

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

Carlos Orestes Martín Medina. *Umea University. Suecia*

Patricia Arnera. *Universidad Nacional de la Plata
(UNLP). Argentina*

Héctor Chávez. *Universidad Santiago de Chile. Chile*

COLABORADORES

Gabriela Martínez. *Traductora OLADE*

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

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

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

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

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

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

Fotografía de la portada Huerto Solar Fotovoltaico Fase II
de Eosol. Durango. México. Foto cedida por la Secretaría de
Energía del Gobierno de México.

Esta revista es financiada por la Cooperación Canadiense.



Global Affairs
Canada

Affaires mondiales
Canada

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

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





Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO

¿Transición Energética, economías intensivas en carbono o transiciones?

La transición energética es un concepto que se ha extendido y que consiste en la adopción de un modelo de desarrollo sostenible, de bajo contenido de carbono, a partir de una mayor eficiencia energética y la utilización de fuentes renovables de energía.

En virtud del discurso políticamente correcto, es un modelo sin grietas conceptuales; sin embargo, debemos analizar objetivamente la capacidad que tiene nuestra región de lograr esta visión general que se deriva detrás de la transición energética.

Nos encontramos en una región que en promedio posee la mayor participación de energías renovables en su matriz energética respecto al resto del mundo. Esto se debe a dos factores principales, en primer lugar, la muy elevada participación de la biomasa en la matriz energética que aún representa en el entorno del 16% de la matriz de energía primaria (OLADE, 2017)¹ y en segundo lugar un alto aprovechamiento del recurso hidroeléctrico que representa el 8% de la energía primaria, muy por encima de la media global. Así en promedio LAC posee un índice de renovabilidad respecto a la energía primaria del 27% (OLADE, 2017)², aunque debemos destacar que, si consideramos subregiones, estos promedios difieren considerablemente. Para ejemplificar la asimetría regional, mientras tenemos países que han logrado superar el 95% de participación de fuentes renovables en su matriz de generación de electricidad, Costa Rica (98,2%), Paraguay (99,9%) y Uruguay (96,7%), hay otros países con indicadores muy inferiores (OLADE, 2017)³.

Si centramos el análisis en la incorporación de algunas de las energías renovables no convencionales (eólica, solar y geotermia), el desarrollo de estas fuentes se ha producido a diferentes ritmos y de forma asimétrica a lo largo de los países de nuestra región. Esta penetración ha estado fuertemente condicionada por la dotación de recursos de los países, la estructura interna de costos del sistema energético y el marco de políticas e institucionalidad que permite o promueve el desarrollo de proyectos de infraestructura energética.

Se observa que la penetración de energías renovables no convencionales en los países que han logrado mejores resultados, se ha dado bajo mecanismos de mercado, que integran la generación renovable de manera costo eficiente, sin la necesidad de subsidios para la incorporación de nuevas tecnologías. La energía eólica o la solar ha logrado competir de forma directa en precio con la generación fósil de menor costo, esto se constituye en una fortaleza para el subsector de energías renovables de LAC.

Pero en un mundo que se caracteriza por una creciente tendencia a la polarización, la caída del discurso de corrección política ante corrientes que se sustentan en un nacionalismo pragmático y antisistema; los extremos se separan y la discusión se fanatiza, observándose la carencia de espacios de diálogo para lograr soluciones de acuerdo. Nuestro propósito es presentar un análisis que permita acercar estas posibles visiones polarizadas del sector energía para nuestra región.

Existen muchas economías que dependen esencialmente del petróleo y demás combustibles fósiles como su principal fuente de ingresos. No es ilógico que se identifique en las energías renovables a un potencial competidor que pone en riesgo el futuro del sector y por ende ponga en riesgo sus economías.

Por otro lado, también existen economías importadoras de petróleo, gas o carbón mineral, que presentan una carga muy elevada asociada a la salida de divisas que demanda una economía concentrada en fuentes fósiles, por lo cual tampoco resulta ilógico que estas economías busquen como modelo de desarrollo reducir la dependencia interna al petróleo y desarrollar sistemas energéticos autóctonos.

Pero no todo es blanco o negro, el aprovechamiento de fuentes fósiles y un modelo basado en el desarrollo de la dotación de recursos propios no necesariamente es excluyente a la incorporación de fuentes renovables y la eficiencia energética; y en sí alinearse con un concepto más amplio de transición energética. Las fuentes renovables y la eficiencia energética pueden representar una mayor eficiencia del sistema energético, que permite extender el horizonte temporal de aprovechamiento del recurso fósil y lograr mejores condiciones de monetización respecto a su utilización en un mercado interno de precios deprimidos o subsidiados. Asimismo, la transición a un modelo que migra de empresas petroleras a empresas energéticas que integran una cartera de negocios más amplia y diversificada es una estrategia factible y recomendable. No es casual que grandes conglomerados de gas y petróleo están transitando esta migración, buscando responder

1 Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, (2017). Anuario de estadísticas energéticas 2017. Quito: OLADE.

2 Ibid.

3 Ibid.

a las expectativas de consumidores que presentan una mayor conciencia medioambiental.

Tampoco puede pensarse en el corto y mediano plazo en un modelo que excluya a los hidrocarburos sin que esto represente un sobre costo para la sociedad en su conjunto. Por un lado, los combustibles fósiles aportan el respaldo que las fuentes intermitentes de energía requieren, aun cuando se hayan producido notorios avances en soluciones tecnológicas que permiten disponer de un respaldo firme no fósil, la necesidad de respaldo a partir de hidrocarburos en la generación eléctrica se mantendrá por un tiempo prolongado. También debemos tener conciencia de la poca elasticidad del consumo energético del sector transporte (en muchos casos el principal sector de consumo que representa un 38% del consumo final de energía en LAC) respecto a los hidrocarburos. Aunque se celebran los grandes avances en materia de movilidad eléctrica individual, los segmentos de mayor incidencia en el consumo de combustibles fósiles en transporte no han logrado la dinámica necesaria para la sustitución de fuente.

En todo lo anterior debemos ser claros, los sobre costos asociados a la incorporación temprana de nueva tecnología, ya sea a nivel de fuentes o usos, por parte de las economías emergentes pueden ser elevados. Estos sobre costos pueden ser absorbidos por mecanismos de incentivo y subsidios de las economías que anidan a los desarrolladores de tecnología, pero para quienes son estrictamente demandantes de tecnología, la adopción temprana bajo esquemas que no resulten costo-eficiente representa cubrir los costos de la curva de aprendizaje del desarrollador. Un ejemplo de lo anterior es que si en LAC entre 2003 y 2008, se hubiera incorporado generación fotovoltaica con esquemas subsidiados, al costo nivelado de la tecnología en ese período, el sobreprecio pagado por el sistema respecto a los valores de la actualidad sería del orden de tres veces.

De lo anterior surgen aspectos que son la base del tomador de decisiones en materia de política energética. Para nosotros resulta claro, la decisión para LAC no se encuentra en los extremos. Nos encontramos en una región que aún no ha logrado satisfacer sus necesidades básicas, habitamos una de las regiones del mundo más desiguales y asimétricas, con aproximadamente 20 millones de personas que no tienen acceso a la energía. Una economía libre de carbono es claramente un ideal, un modelo de planeta futuro que queremos dejar a nuestra descendencia. Sin embargo, nuestra región también padece las externalidades negativas de una historia de desarrollo industrial que no nos incluyó, y que hoy

estamos socializando su costo con sus responsables.

Buscar desplazar o aplazar la explotación de una dotación de recursos que son la base de la economía de muchos países de la región, puede representar suspender el derecho genuino de cubrir las necesidades básicas de muchos de nuestros habitantes, así como de nuestras generaciones futuras. Una adopción tecnológica temprana también puede representar sobre costos que desplazarían otros objetivos primarios como la universalidad de acceso y un acceso asequible a la energía por parte de nuestra población.

Por ello entendemos que el camino de muchos de los países de LAC que se han comprometido profundamente a una descarbonización de su economía, adoptando el concepto de transiciones energéticas como base de su política de largo plazo, pero bajo un cuidadoso criterio de costo eficiencia, que incorpora además las implicancias sociales, resulta el camino recomendado para nuestra región. Así también debemos impulsar a las economías productoras de petróleo a hacer más eficientes sus sistemas, transitar gradualmente un camino de descarbonización de sus economías internas y reducir las distorsiones de precio que atentan contra la eficiencia en la asignación de recursos, permitiendo así una mejor monetización de sus reservas para un mayor bienestar de toda su población.

Así que la respuesta es complementariedad, planificación y un modelo de desarrollo sostenible propio, con visión de largo plazo, bajo una estricta soberanía, pero aprovechando las oportunidades que nos brinda la integración regional, y siempre respondiendo al beneficio de nuestra población y su desarrollo.

En línea con todo lo expuesto, sobre un concepto más amplio y profundo de la transición energética, en junio de 2018, en la Cumbre del G20 desarrollada en la República Argentina, los Ministros de Energía del grupo discutieron sobre el abordaje propuesto por la presidencia pro tempore de Argentina para las “transiciones energéticas”. En el enfoque propuesto se admite que existen diferentes caminos nacionales posibles para lograr sistemas de energía más limpios, mientras se promueve la sostenibilidad, la resiliencia y la seguridad energética. Coincidieron en afirmar el compromiso de los miembros del grupo en las transiciones energéticas hacia sistemas más limpios, flexibles y transparentes pero asumiendo que cada país cuenta, de acuerdo con su etapa de desarrollo, con un sistema de energía único y diverso como punto de partida, con diferentes recursos energéticos, dinámicas de demanda, tecnologías, stock de capital, geografías y culturas.

ÍNDICE



p.8

**PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO
CON LÓGICA DIFUSA**, Jordan Blancas , Julien Noel.



p.28

**PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE ENERGÍA EÓLICA PARA LA
GESTIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LA REGIÓN**,
Alejandro Gutiérrez, Everton de Almeida, Claudio Porrini, Marcelo Romero,
Sofia Ortelli, Gabriel Cazes, Alex Alisson Bandeira, Davidson Moreira, José Cataldo.



p.42

**APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE RESIDUOS AGRARIOS
EN URUGUAY**, Gabriel Pena-Vergara, Álvaro Durante, Pedro Curto-Risso.



p.56

**STUDY OF SULPHURIC ACID-CATALYSED STEAM
PRETREATMENT OF THE HARDWOOD *ANADENANTHERA*
*COLUBRINA***, Cristhian Carrasco, Luis Fernando Quispe, Gunnar Lidén.



p. 72

RELACIONES ENTRE LA INSTITUCIONALIDAD GLOBAL Y REGIONAL EN MATERIA DE ENERGÍA: LA AGENDA 2030 DE NACIONES UNIDAS Y LA AGENDA ENERGÉTICA DE AMÉRICA DEL SUR, María Cristina Silva Pareja.



p. 92

MODELO DE ADOPCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN URUGUAY Y SU COMPARACIÓN CON ECUADOR Y COLOMBIA, Mauricio Boada Herrera, Claudia Cabrera Ottaviani, Elizabeth Mesa Múnera.



p. 136

SOLAR WATER HEATING (SWH) NAMA CONCEPT FOR THE INDUSTRIAL, COMMERCIAL AND RESIDENTIAL SECTORS IN BELIZE, Luis Guerra.



p. 158

LA EFECTIVIDAD DE LAS POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA: EXPERIENCIAS EN AMÉRICA DEL SUR, Germán Bersalli, Michelle Hallack, Carina Guzowski, Luciano Losekann, María Florencia Zabaloy.

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO CON LÓGICA DIFUSA

Jordan Blancas ¹, Julien Noel ²

Recibido: 14/05/2018 y Aceptado: 25/07/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (8-27).



¹ Becario Maestría en Ciencias con Mención en Energética: Universidad Nacional de Ingeniería-Fondecyt, Ingeniero Mecánico Electricista (Perú) jblancass@uni.pe

² Universidad de Ingeniería y Tecnología –UTEC, Ingeniería de la Energía (Perú) jnoel@utec.edu.pe



RESUMEN

En este artículo, lógica difusa es aplicada al problema del pronóstico de la demanda eléctrica de corto plazo (día siguiente). Para lograrlo es necesario seleccionar los datos históricos de la demanda real ejecutada para el periodo de estudio y pre procesarlos con el método *c-means* agrupándolos de acuerdo a niveles de potencia (MW) para definir la cantidad de funciones de pertenencia del sistema difuso, el cual influye en el cálculo del menor error de pronóstico. Esta metodología es aplicada para pronosticar la demanda eléctrica diaria del Sistema Eléctrico peruano y mediante el cálculo del error MAPE se demuestra que brinda mejores resultados que la metodología tradicional utilizada.

Palabras Clave: Demanda Eléctrica, Lógica Difusa, Pronóstico, C-medios, Sistema Eléctrico Interconectado.

Abstract

In this paper, fuzzy logic is applied to the problem of short-term load forecasting (next day). To achieve this, it is necessary to select the historical data of the actual demand executed for the study period and to pre-process them using the c-means method, grouping them according to power levels (MW) to define the number of membership functions to the fuzzy system, which influences the calculation of the lowest forecast error. This methodology is applied to predict the daily electrical demand of the Peruvian Electricity System and by calculating the MAPE error it is shown that the fuzzy logic offers better results than the traditional methodology used.

Keywords: Electric Demand, Fuzzy Logic, Forecast, C-means, Interconnected Electrical System.

INTRODUCCIÓN

En todos los horizontes de tiempo, el pronóstico de la demanda eléctrica ha cumplido un rol importante en la industria eléctrica por más de un siglo (Hong, 2014) debido a su impacto tanto en la economía (previsión de precios en los mercados de energía) como en el planeamiento, la operación confiable y el mantenimiento de los sistemas eléctricos. Para el caso del horizonte de corto plazo (día siguiente) se puede mencionar que si la demanda eléctrica resulta ser más baja que los valores pronosticados, entonces la energía generada será más costosa e ineficiente y, por otra parte, si la demanda eléctrica es mayor de lo previsto, entonces las restricciones de seguridad como los márgenes de reserva, la frecuencia y la fiabilidad del sistema pueden estar en riesgo (Pandian, Duraiswamy, Rajan, & Kanagaraj, 2006).

Resulta entonces importante lograr la mejor aproximación posible a la demanda eléctrica a suministrar, puesto que un pronóstico preciso no sólo puede mejorar el rendimiento de gestión de la industria eléctrica, sino también disminuir la frecuencia de ocurrencia de interrupciones para aumentar el grado de satisfacción de los usuarios.

Con este propósito, hasta ahora se han desarrollado varios estudios para mejorar la exactitud del pronóstico de la demanda eléctrica. De acuerdo con (Ying & Pan, 2008), estos estudios se pueden dividir en cinco grandes categorías: modelos de series temporales, modelos basados en regresión, espacio de estados y tecnología de filtrado de Kalman, técnicas de inteligencia artificial y métodos de lógica difusa.

A pesar de los estudios realizados, el problema de predicción de la demanda de energía eléctrica aún es difícil de manejar debido al comportamiento no lineal y al azar de la variación del consumo eléctrico influido por factores como: (a) Clima, (b) tiempo, (c) data histórica e (c) incertidumbres (envejecimiento de las máquinas, las fluctuaciones, pérdidas en líneas de transmisión, inestabilidad de tensión y frecuencia, etc).

Estas incertidumbres pueden ser tratadas con la implementación de lógica difusa (LD) en el cálculo del pronóstico de la demanda eléctrica de corto plazo (PDECP)¹. La LD resulta un enfoque efectivo para tratar estas incertezas pues se caracteriza por generalizar la lógica clásica de dos valores (0, 1) para el razonamiento en condiciones no lineales e inciertas; por lo tanto, resulta el método más apropiado para describir el “conocimiento humano” (información) que contiene conceptos vagos y gran cantidad de datos.

Por otro lado, el sistema actual de PDECP en Perú está basado en técnicas de modelado estadístico (regresión lineal con mínimos cuadrados) y según lo mencionado y de acuerdo con (Mamlook, Badran, & Abdulhadi, 2009), estas técnicas tienen posibilidades limitadas de predecir cargas precisas para días anormales cuando ocurren algunos eventos irregulares, lo cual puede solucionarse con el uso de LD.

(Song, Baek, Hong, & Jang, 2005) utilizaron regresión lineal difusa para pronosticar las cargas para los días feriados en Corea del Sur. El modelo mostró un importante y prometedor nivel de precisión en comparación con un enfoque de inferencia difusa y redes neuronales, con errores promedio de 3.57% y 5.51%, respectivamente. El enfoque propuesto resalta porque pronosticaba la demanda eléctrica basada solamente la data histórica de la misma sin considerar la entrada de información meteorológica.

(Pandian et al., 2006) propuso un sistema de lógica difusa para el pronóstico de la demanda eléctrica para el caso de la central térmica de Neyveli Unit-II (NTPS-II) en la India. Se consideró funciones de pertenencia triangulares para las variables de entrada: Tiempo del pronóstico (media noche, amanecer, matutino, ante mediodía, post medio día, tarde, anochecer, noche) y temperatura (sub normal, normal, sobre normal y alto) y la variable de salida Pronóstico (Muy bajo, bajo, sub normal, normal, normal moderado, normal, sobre normal,

1 Short Term Load Forecasting (STLF) en inglés.

alto, muy alto). Al igual que las funciones de pertenencia, las reglas difusas en la formulación de lógica difusa proporcionan una manera intuitiva y directa de incluir heurísticas en la previsión de carga. Al comparar el error de pronóstico entre el método convencional (utilizado en ese estudio) y el método difuso, en este último caso el error porcentual resulta inferior a $\pm 3\%$, lo cual resulta de carácter significativo para este caso.

(Mamlook et al., 2009) modeló un sistema de LD con funciones de pertenencia de formas gaussianas considerando las variables de entrada: consumo del último día, consumo de la última semana, temperatura del último día, temperatura pronosticada, clima y el día. La data fue tomada la Compañía de Energía Eléctrica Nacional (NEPCO en inglés) de Jordania y los resultados con el modelo de LD arrojaron errores promedio de 1.3%, 3.2%, 2.2% y 1.2% frente a 2%, 7.6%, 4.6% y 2.8%, respectivamente, para cuatro días diferentes en el año 2007.

(Hong, 2010) consideró que, para muchas técnicas que se basan en variables explicativas, un paso importante es determinar qué variables explicativas utilizar y sus formas funcionales; de esta manera propuso un mecanismo de “selección de variables” (como método) y lo aplicó a tres técnicas diferentes para PDECP: regresión lineal, ANN² y regresión difusa. Los resultados mostraron que, para cada una de las tres técnicas, el mecanismo propuesto fue capaz de reducir gradualmente los errores de predicción.

(Gonzales, 2014) propuso el análisis estocástico con ARIMA³ como metodología para el pronóstico de la demanda eléctrica en el Perú. En el estudio se realiza el pronóstico de cada una de las áreas operativas consideradas por el COES-SINAC⁴ (operador del sistema eléctrico peruano) y se

logra pasar de un MAPE⁵ de 2.3% con la metodología tradicional a 1.3% en el Área Centro con la metodología propuesta, de 2.1% a 1.5% en el Área Sur y de 2.7% a 1.6% en el Área Norte.



(Zuniga, Castilla, & Aguilar, 2014) realizaron dos modelos en LD para modelar los perfiles de consumo de energía eléctrica para electrodomésticos e iluminación basadas en el comportamiento de usuarios residenciales. En este caso la LD permite la inclusión de características clave del comportamiento humano que afectan el uso de varios aparatos e iluminación en el hogar. Como resultado se muestran gráficos donde la propuesta es una herramienta que, al combinar pocos datos de entrada y conocimiento experto, puede aproximarse de cerca a la forma de los perfiles de consumo de los aparatos y la iluminación.

(Vesely, Klöckner, & Dohnal, 2016) demostraron que la lógica difusa puede proporcionar una mejor herramienta de predicción que una regresión lineal. Este estudio se centró en la predicción del comportamiento de reciclaje de los estudiantes de pregrado de cuatro universidades noruegas.

² Artificial Neural Network (Redes neuronales artificiales)

³ Autoregressive integrated moving average (Modelo autorregresivo integrado de media móvil)

⁴ Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

⁵ Mean absolute percentage error (Error porcentual absoluto medio)

Se compararon los valores absolutos medios de los residuos en las predicciones de la variable dependiente (comportamiento de reciclaje) proporcionada por el modelo de lógica difusa (0.48) y el modelo de regresión lineal (0.96).

El objetivo de este artículo es utilizar lógica difusa para lograr un error menor en el pronóstico de la demanda eléctrica diaria en comparación con el método tradicional en Perú. El enfoque está dividido en 5 sub etapas enmarcadas dentro de 2 grandes etapas: 1) Pre procesamiento: Selección de la data según la mecánica usada por el COES-SINAC, ordenamiento ascendente, agrupación de datos con *c-means* y 2) Pronóstico: Fusificación, inferencia, defusificación. La sub etapa de agrupación y la etapa de pronóstico se repite para los casos de 01 hasta 24 “clusters” (grupos) que definen el número de funciones de pertenencia, de cuya evaluación y resultados con cada una de ellas elige el aquella con la cual se obtenga el mínimo error.

La organización del artículo se presenta de la siguiente manera: La primera sección detalla las características más importantes de la demanda eléctrica del SEIN⁶; la siguiente sección describe la metodología difusa propuesta,

posteriormente se presenta el caso de estudio aplicando la metodología difusa, se muestran los resultados de la aplicación y finalmente se presenta algunas conclusiones.

CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA

La demanda eléctrica en el SEIN considera los tres periodos horarios mostrados en la tabla 1, de acuerdo con el nivel de potencia consumida durante un día completo:

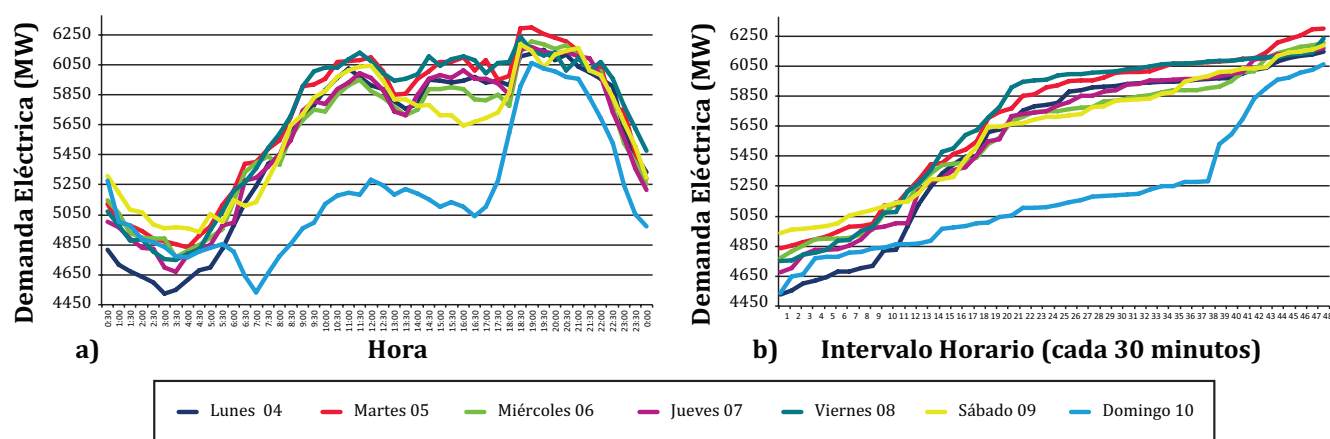
Tabla 1. Periodos horarios SEIN

Periodo	Horario
Base	00:00 - 08:00
Media	08:00 - 18:00
Pico	18:00 - 24:00

Fuente: Elaboración propia con información del PR-03 (COES-SINAC, 2011)

En la figura 1(a) se muestran los perfiles de demanda eléctrica típicas para cada día de una semana. En este caso se consideró los días del lunes 04 al domingo 10 de septiembre del 2017.

Figura 1. Demanda eléctrica del 04 al 10 de septiembre del 2017.



Fuente: Elaboración propia con datos de IDCOS⁷ (COES-SINAC, s.f.).

6 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

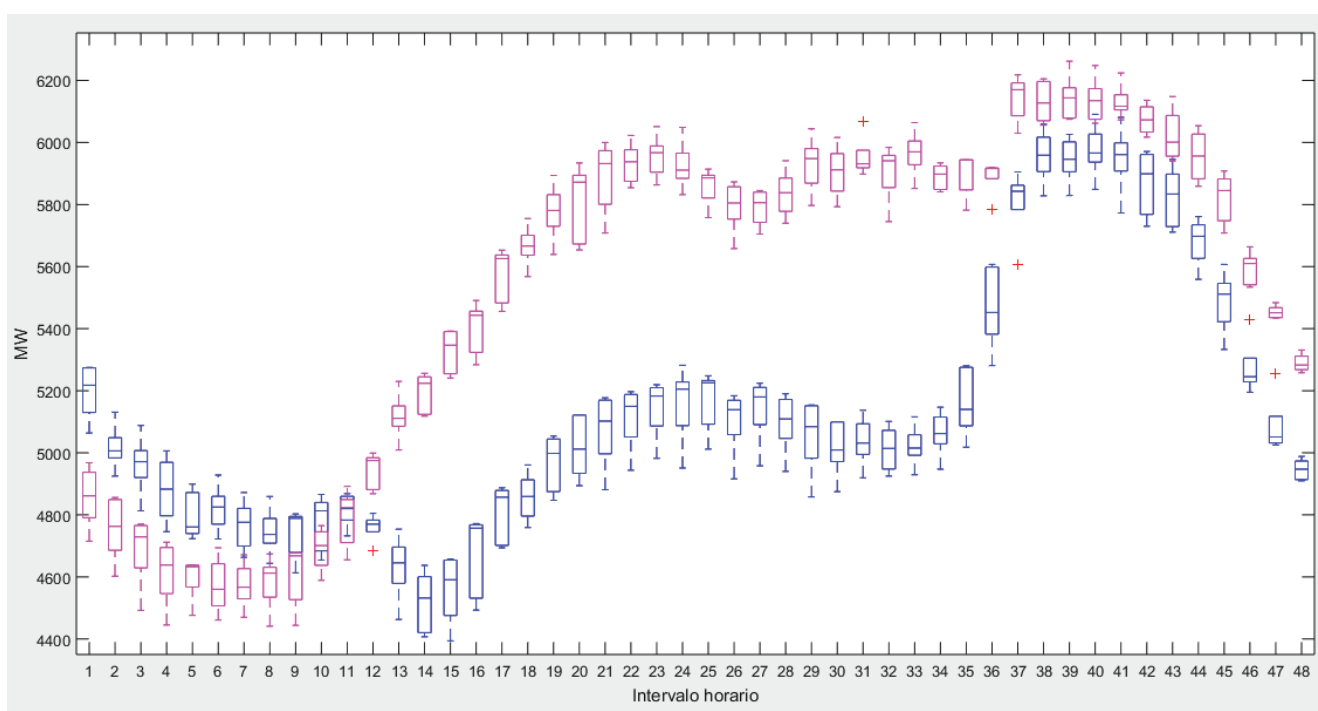
7 Informe Diarios del Coordinador de la Operación del Sistema

La figura 1 muestra la existencia de una particularidad de la demanda eléctrica propia de cada día, con variaciones evidentes y muy representativas como en el caso de los días sábado y domingo.

Para denotar de mejor forma esta variación, en la figura 2 se ha tomado datos de 05 días lunes anteriores al lunes 11 y 05 días domingos anteriores al domingo 17 de septiembre del 2017 y se ha realizado diagramas de caja⁸ en los intervalos de tiempo correspondientes (cada 30 minutos) para ilustrar la importante variación en la demanda eléctrica entre los días lunes (magenta) y domingos (azul).

**En este artículo
se utiliza lógica difusa
para lograr un error menor
en el pronóstico de la
demanda eléctrica diaria
en comparación con el
método tradicional
en Perú.**

Figura 2. Demanda eléctrica del 04 al 10 de septiembre del 2017.



Fuente: Elaboración propia con datos de IDCOS (COES-SINAC, s.f.).

8 "Boxplot" en inglés.

Por otro lado, actualmente el COES-SINAC se encarga del cálculo del perfil de la demanda eléctrica del día siguiente utilizando una metodología de cálculo que implica la selección de la data histórica de acuerdo a la tabla 2, depuración de datos atípicos y el pronóstico mediante regresión lineal por mínimos cuadrados. Este procedimiento se realiza a la demanda vegetativa de cada área operativa del SEIN considerada por

el COES-SINAC (Sur, Norte, Centro y Electroándes) que luego es sumada con la demanda industrial (Usuarios Libres⁹ con demanda mayor o igual a 10 MW) de cada área operativa obteniendo así la demanda total por áreas. Finalmente se realiza la suma de las demandas totales de las cuatro áreas operativas y se halla la demanda total del SEIN (COES-SINAC, 2011).

Tabla 2. Selección de data histórica para el pronóstico de demanda eléctrica diaria

Día a pronosticar	Días seleccionados
Lunes	5 últimos lunes no feriados
Martes	5 últimos días que no incluye sábados, domingos, lunes y feriados
Miércoles	5 últimos días que no incluye sábados, domingos, lunes y feriados
Jueves	5 últimos días que no incluye sábados, domingos, lunes y feriados
Viernes	5 últimos días que no incluye sábados, domingos, lunes y feriados
Sábado	5 últimos sábados no feriados
Domingo	5 últimos domingos no feriados

Fuente: PR-03 (COES-SINAC, 2011)

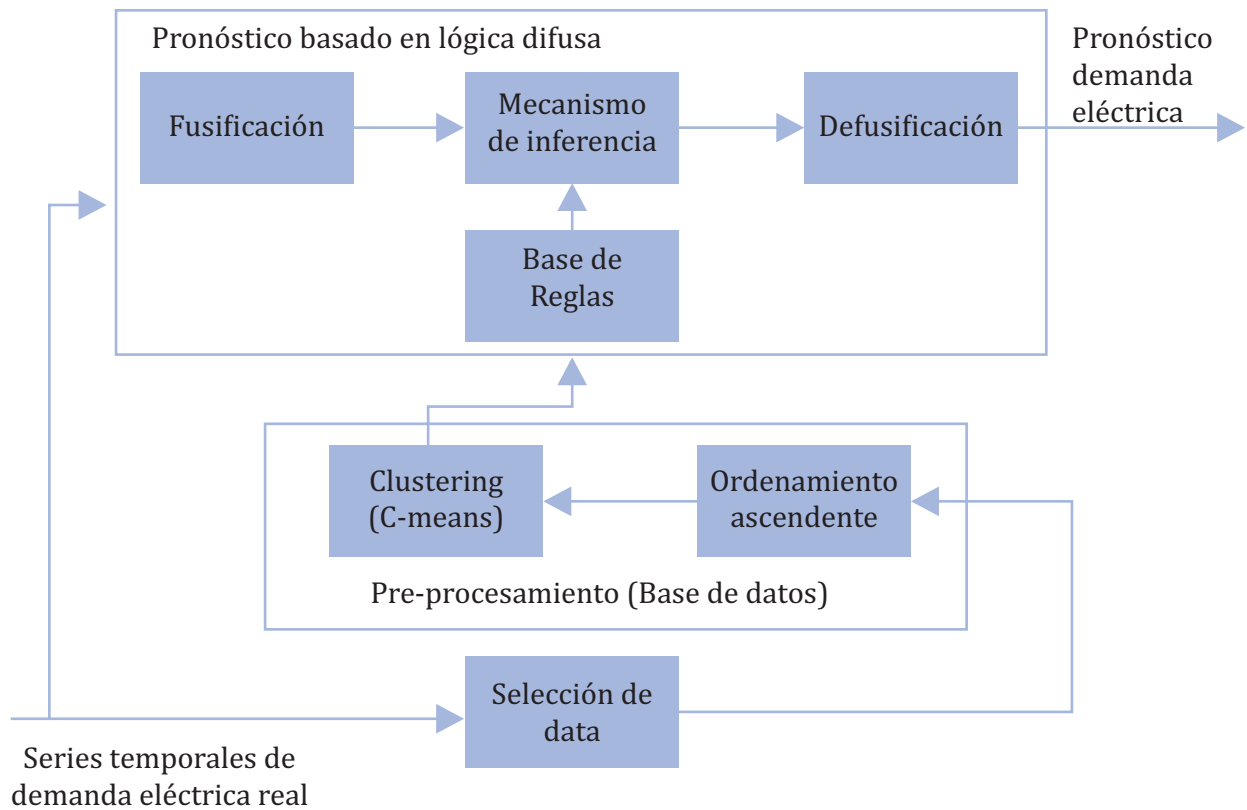


METODOLOGÍA DIFUSA PROPUESTA

La figura 3 ilustra la metodología propuesta en este artículo para el cálculo del perfil de la demanda eléctrica del SEIN, la misma que será descrita con mayores detalles.

⁹ Según el Decreto Supremo N°022-2009-EM, los Usuarios Libres son aquellos usuarios que no se encuentran sujetos a regulación de precios.

Figura 3. Metodología propuesta basada en reconocimiento de patrones y lógica difusa.



Fuente: Elaboración propia.

Base de datos

Este enfoque consta de una selección de las series temporales históricas de la demanda eléctrica del SEIN disponibles en el portal web del COES (COES-SINAC, s.f.). Se considera la selección de los días conforme a lo establecido en la tabla 2. Por otra parte, la figura 1 y figura 2, demuestran la importancia de considerar un análisis diario para la demanda eléctrica, por lo que resulta también importante una clasificación más amplia de los niveles de demanda eléctrica diaria, para ello es preferible tratar con la “duración de la carga” de acuerdo al nivel de potencia (MW), la cual consiste en ordenar los datos de la demanda diaria en forma ascendente, tal como se muestra en la figura 1(b), la cual será importante para

la clasificación de “clusters” (grupos) mediante reconocimiento de patrones (*c-means*) de acuerdo a su nivel de potencia para poder determinar las correspondientes “funciones de pertenencia”.

Dado que los métodos basados en la técnica de minería de datos en series temporales son capaces de caracterizar y predecir con éxito series temporales complejas, no periódicas, irregulares y caóticas (Povinelli, 1999), a continuación se considera el estudio de “fuzzy c-means” como una técnica de descubrimiento de patrones útiles en datos que están ocultos y desconocidos en circunstancias normales.

Reconocimiento de patrones con fuzzy c-means

El agrupamiento de datos es el proceso de dividir los elementos de datos en clases o *clusteres* para que los elementos de la misma clase sean lo más similares posible y los elementos de las diferentes clases sean tan diferentes como sea posible.

En el agrupamiento duro, los datos se dividen en *clusteres* nítidos, donde cada punto de datos pertenece exactamente a un *cluster*. En el agrupamiento *fuzzy*, los puntos de datos pueden pertenecer a más de un *cluster*. Hay muchos métodos de “*clustering*” hoy en día. En nuestro trabajo revisamos el método *Fuzzy c-means clustering* (fcm) en MATLAB (MathWorks, 2017) según (1):

$$J_m = \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^N \mu_{ij}^m \|x_i - c_j\|^2 \quad (1)$$

Donde D es el número de puntos de datos, N es el número de grupos, m exponente de la matriz de participación difusa para controlar el grado de superposición difusa, con $m > 1$. La superposición difusa se refiere a cuán difusos son los límites entre *clusteres*, es decir, el número de puntos de datos que tienen una pertenencia significativa en más de un grupo; x_i es el i -ésimo punto de datos, c_j es el centro del j -ésimo *cluster*, μ_{ij} es el grado de pertenencia de x_i en el j -ésimo *cluster*.

Para un punto de datos dado, x_i , la suma de los valores de pertenencia para todos los *clusteres* es uno.

Fcm realiza los siguientes pasos durante la agrupación: 1. Inicializa los valores de pertenencia de *cluster* μ_{ij}^m aleatoriamente. 2. Calcula los centros de *cluster* de acuerdo con (2), 3. Actualiza μ_{ij} de acuerdo con la ecuación (3), 4. Calcular la función objetivo J_m , 5. Repite los pasos 2-4 hasta que J_m mejore en menos de un umbral mínimo especificado o hasta después de un número máximo especificado de iteraciones.

$$c_m = \frac{\sum_{i=1}^D \mu_{ij}^m x_i}{\sum_{i=1}^D \mu_{ij}^m} \quad (2)$$

$$\mu_{ij}^m = \frac{1}{\sum_{k=1}^N \left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_k\|} \right)^{\frac{2}{m-1}}} \quad (3)$$

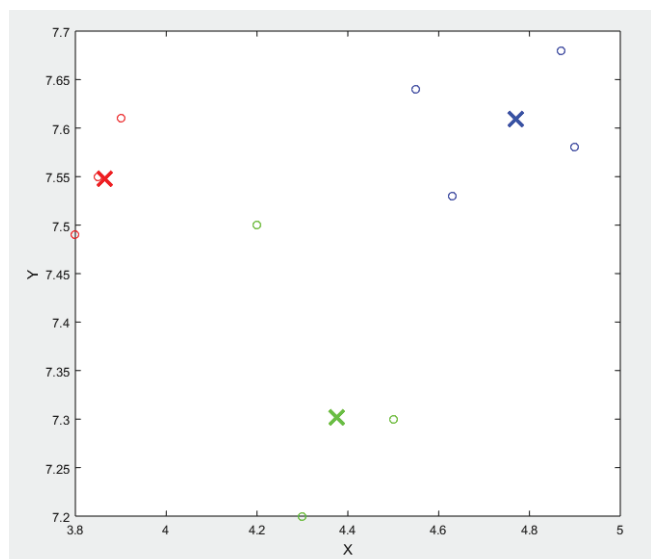
Como ejemplo se puede considerar los datos X e Y de la tabla 3, con el cual se realiza una clasificación de 03 “*clusters*” (grupos) y mediante la utilización del código “fcm” de MATLAB se obtiene la Figura 4:

Tabla 3. Datos de ejemplo *C-means*

X	4.5	4.3	4.2	3.8	3.9	3.85	4.9	4.87	4.55	4.63
Y	7.3	7.2	7.5	7.49	7.61	7.55	7.58	7.68	7.64	7.53

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4. Ejemplo reconocimiento de patrones con fuzzy *C-means*



Fuente: Elaboración propia.

Luego de la distribución de los puntos de acuerdo a la tabla 3, fcm identifica los centroides (“centros”) de cada conjunto de datos (representados con “x”). Para este caso, el algoritmo del fcm identificó los *cluster* de acuerdo a tres niveles en la variable X.

Conjuntos difusos

Los conjuntos difusos fueron formulados por (Zadeh, 1965) como una generalización de los conjuntos clásicos en donde un elemento pertenece o no a un conjunto (denotándose esto con el conjunto binario de valores de verdad {0,1} o {cierto, falso}) y la lógica difusa permite adquirir valores de verdad multivaluados, es decir, cualquier valor dentro del intervalo unitario continuo {0,1} (Mugica, 1995).

Afirmaciones como alto, bajo, lento, rápido, frío o caliente acerca de una variable son ambiguas porque son afirmaciones del observador y pueden variar de un observador a otro. Con conjuntos difusos se intenta modelar estas ambigüedades con la que se percibe una variable y emular el pensamiento humano.

En suma, la lógica difusa es una metodología que proporciona una manera simple y elegante de obtener una conclusión a partir de información de entrada vaga, ambigua, imprecisa, con ruido o incompleta (D’Negri & De Vito, 2015).

Definición: Se tiene un posible rango de valores al cual llamaremos U, por ejemplo $U=R^n$, donde R^n es un espacio de n dimensiones, a U se le denominará Universo de Discurso (Set). En se tendrá un conjunto difuso (Set difuso) de valores llamado F el cual es caracterizado por una **función de pertenencia** $Memb_F : U \rightarrow [0,1]$ como:

$$Memb_F(u) = \begin{cases} 1 & \text{cuando } u \in R^n \\ 0 & \text{cuando } u \notin R^n \end{cases} \quad (4)$$

donde $Memb_F(u)$ representa el grado de pertenencia de un u que pertenece a U en el conjunto difuso F (atributo).

Visto de otra manera la función $Memb_F(u)$, llamada función de pertenencia del atributo F, nos indica cual es el grado de pertenencia de u (elemento) al atributo F (conjunto difuso) definida por una “etiqueta” (variable lingüística) y tiene que ver con un grado de ambigüedad sobre la característica de la variable que se está midiendo.

Variable lingüística: Es una descripción simbólica constante utilizada para representar, en general, una cantidad variable en el tiempo dentro del intervalo definido por un universo de discurso. Los diferentes valores que esta variable puede adquirir son conocidos como valores lingüísticos o etiquetas lingüísticas.

Funciones de pertenencia¹⁰: Las funciones de pertenencia representan el grado de pertenencia de un elemento a un subconjunto definido por una etiqueta. Existe una gran variedad de formas para las funciones de pertenencia, las más comunes son del tipo trapezoidal, triangular, gaussiana y S, entre otras utilizadas en MATLAB (MathWorks, 2017). Según (Fisher, 2006) no existe una sola “mejor” forma de establecer parámetros en un modelo de lógica difusa, esto podría implicar que la forma de función de pertenencia puede comportarse favorablemente en ciertos casos, mientras que en otros deberá cambiarse la forma hasta lograr un rendimiento aceptable del modelo. Este enfoque heurístico se utilizó en el presente trabajo, inicialmente con funciones de pertenencia de forma trapezoidal y luego de forma gaussianas, destacando estas últimas sobre las primeras debido a su mejor rendimiento evidente en el pronóstico de la demanda.

La función gaussiana depende de dos parámetros: T y μ y se puede calcular fácilmente con la ecuación (5):

$$Memb_i = \exp(-T_i * (x - \mu_i)^2) \quad (5)$$

10 Membership function para el término en inglés

donde x es la variable continua a ser codificada, i es la i -ésima clase del conjunto difuso F , μ_i es la media algebraica entre dos valores límite ("landmarks") vecinos¹¹, y T_i es determinada de tal forma que la función de pertenencia $Memb_i$, alcance el valor de 0.5 en los valores límite, tal como se muestra en la figura 9.

Como ejemplo se puede representar la variable lingüística ti = Temperatura interior en el rango $T_{int} = [-10, 50]$, tal que $ti \in T_{int}$, que puede adquirir los valores lingüísticos (con sus respectivos parámetros para forma gaussiana): Frío $[10 \ 0]$, agradable $[10 \ 20]$ y caliente $[10 \ 40]$, tal como se muestra en la figura 5.

Con las definiciones de este ejemplo se pueden construir expresiones lingüísticas del tipo: "La temperatura está agradable". Si la temperatura del termómetro marca 20°C, se puede representar como $t = T_{int,agradable}$ con $Memb_{T_{int,agradable}} = 1.0$.

A continuación, se describirá cada una de las etapas que comprende todo sistema de lógica difusa, que en este caso representa el conjunto de etapas final para el cálculo del perfil de la demanda eléctrica.

Interfaz de fusificación¹²

Es el procedimiento matemático en el que se convierte un elemento del universo de discurso (variable medida del proceso) en un valor en cada función de pertenencia a las cuales pertenece; es decir, convertir una cantidad "nítida" en difusa.

11 En el caso de la función gaussiana, este valor es el centro de la función y a la vez toma el máximo valor.

12 No existe un término en idioma Español que describa el proceso de transformar la información concreta en información difusa. Por ello, para efectos del artículo, se define el término "fusificación" como significado de: a) la codificación de un valor expresado en forma 'escalar' en un(os) valor(es) 'difuso(s)' y b) el proceso de representar la información concreta en información difusa.

La figura 5 representa la fusificación de la variable lingüística "temperatura interior" del ejemplo de la sección 3.3.3:

Para un valor de la temperatura de 0 °C arroja los siguientes datos:

$$Memb_{Frío}(0) = 1.0000$$

$$Memb_{Agradable}(0) = 0.1353$$

$$Memb_{Caliente}(0) = 0.0000$$

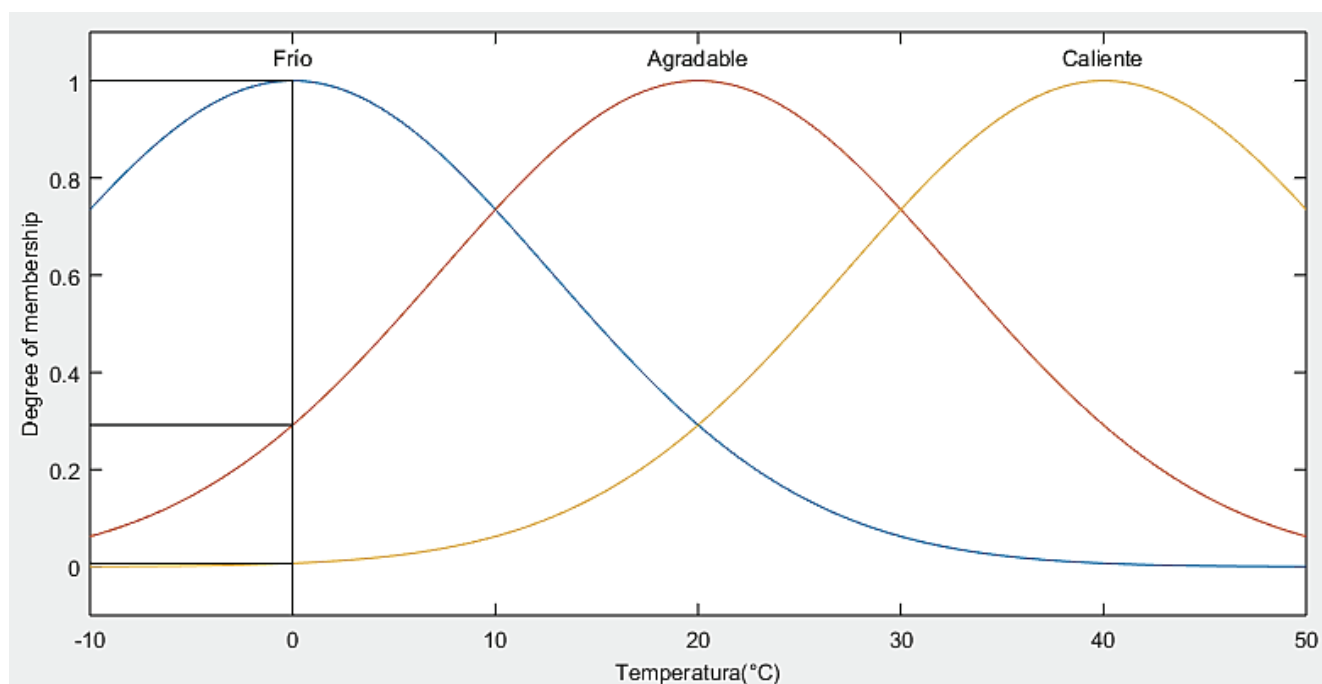
El valor de la temperatura igual a 0 °C pertenece a tres conjuntos con distintos grados en cada uno.

A partir de ahora y durante el resto de las operaciones en el interior del corazón difuso, estos datos (1.0000, 0.1353 y 0.0000, son valores de las funciones de pertenencia) representarán a las variables registradas en lo que corresponda al proceso.

La metodología propuesta está basada en el reconocimiento de patrones y lógica difusa.

Se considera el estudio de "fuzzy c-means" como una técnica de descubrimiento de patrones útiles en datos que están ocultos y desconocidos en circunstancias normales.

Figura 5. Ejemplo de fusificación de una variable.



Fuente: Elaboración propia.

Base de conocimiento

La Base de Conocimiento está formada por dos componentes. 1) Base de Datos que mantiene los parámetros y las características de cada una de las variables lingüísticas. 2) Base de Reglas que almacena el conocimiento respecto a la causalidad entre las variables de entrada y las variables de control.

Base de datos: Proporciona información a la interfaz de fusificación al mecanismo de inferencia y a la interfaz de defusificación. Asimismo, proporciona los elementos del lenguaje para construir las reglas. Su contenido está estructurado con respecto a cada variable lingüística y proporciona para cada una: a) El número de valores lingüísticos, b) los parámetros de la función de pertenencia correspondientes a cada valor lingüístico y c) el factor de normalización y “desnormalización” aplicado al universo de discurso (si lo hubiera).

Base de reglas: Una vez definidas las variables difusas y sus respectivos valores lingüísticos, es posible expresar el modelo cualitativo del sistema difuso mediante el conjunto de reglas que las relacionan, pero al igual que la base de datos, no existen métodos generales para obtener las reglas adecuadas. (Sugeno & Murakami, 1985) presentaron cuatro métodos para derivar las reglas de un sistema difuso: a) experiencia y conocimiento de un experto, b) modelando de acciones de control que ejerce el operador, c) modelando un proceso y d) auto organización. Quizá la forma más común para representar el conocimiento humano es formarlo en una expresión del lenguaje natural del tipo:

*Si premisa (antecedente),
ENTONCES conclusión (consecuente)*

(Timothy, 2010) establece que esta forma se conoce generalmente como la forma deductiva. Típicamente expresa una inferencia tal que

si conocemos un hecho (premisa, hipótesis, antecedente), entonces podemos inferir, o derivar, otro hecho llamado conclusión (consecuente).

En este estudio, se realizarán reglas intuitivas basadas en cada función de pertenencia hallada previamente con *c-means*. Por ejemplo: SI la potencia de entrada del día 01 es “baja”, ENTONCES el pronóstico será “bajo”.



Mecanismo de inferencia

El corazón de cualquier sistema basado en lógica difusa es el mecanismo de inferencia. De acuerdo con (Vesely, Klöckner, & Dohnal, 2016), el motor de inferencia busca en la base de conocimiento disponible para predecir el valor de una variable desconocida para un nuevo caso. Lo que sucede es que cada caso nuevo se compara con la base de conocimiento de casos existentes y se hace una predicción sobre la variable desconocida para el nuevo caso basada en los valores de esta variable en casos similares incluidos en la base de conocimientos. En otras palabras, las

reglas difusas representan el conocimiento y la estrategia de control, pero cuando se asigna información específica a las variables de entrada en el antecedente, la inferencia difusa es necesaria para calcular el resultado de las variables de salida del consecuente, este resultado se obtiene en términos difusos, es decir que se obtiene un conjunto difuso de salida de cada regla, que posteriormente junto con las demás salidas de reglas se obtendrá la salida del sistema.

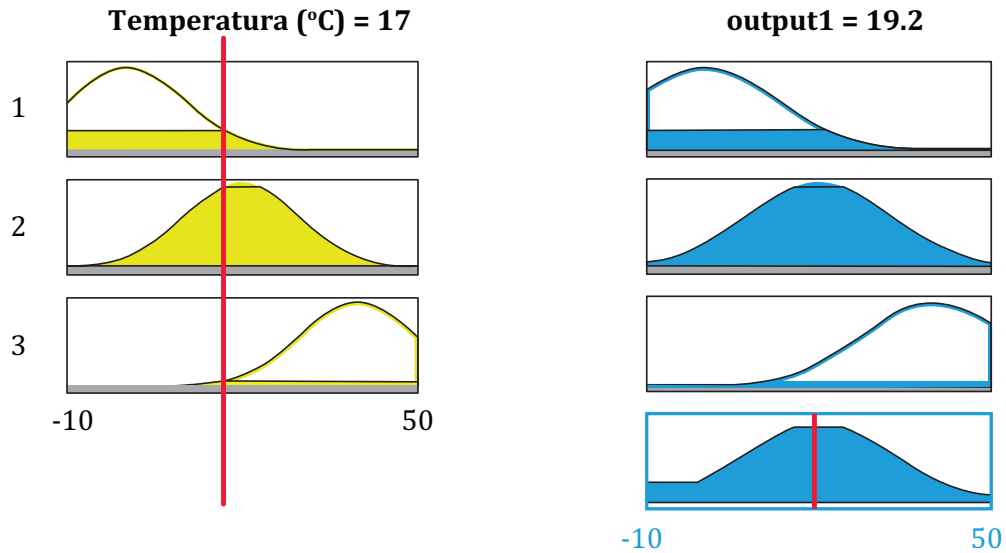
De la gran cantidad de métodos de inferencia difusa, existen cuatro que generan mejores resultados, estos son (Patel & Mohan, 2004): a) Sistema de inferencia Mamdani, b) método Larsen, c) inferencia basada en funciones monótonas y c) sistema de inferencia Sugeno. En este artículo se utilizará el sistema de inferencia Mamdani, propuesto en (Mamdani & Assilian, 1975).

Interfaz de defusificación

El proceso de defusificación es el proceso matemático inverso de la fusificación, es decir, es el proceso de convertir un conjunto o valor difuso (o una conclusión difusa) en información concreta expresada mediante un escalar (número real).

El sistema de inferencia difusa obtiene una conclusión a partir de la información de la entrada, pero en términos difusos. Esta conclusión o salida difusa es obtenida por la etapa de inferencia difusa, la cual genera un conjunto difuso pero el dato de salida del sistema debe ser un número real y debe ser representativo de todo el conjunto obtenido en la etapa de agregado. De los diferentes métodos de defusificación existentes el más común y ampliamente utilizado es el método del centroide o centro de gravedad. Con este método se transforma la salida difusa en un número real el cual es la coordenada equis (x) del centro de gravedad de tal conjunto difuso de salida. En este artículo se utilizará este método ya implementado en la herramienta *Fuzzy Logic Toolbox de MATLAB*. La figura 6 muestra un ejemplo de defusificación del ejemplo mostrado en la Figura 5:

Figura 6. Defusificación con el método centroide. Salida = 19.2.

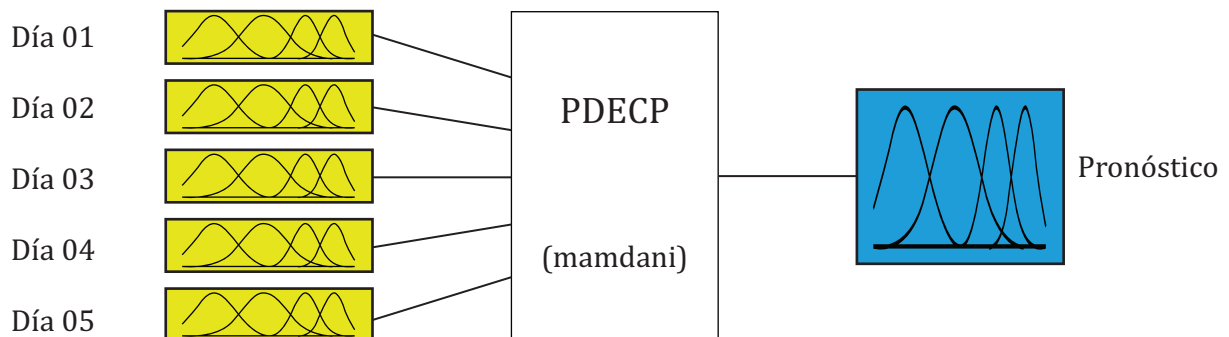


Fuente: Elaboración propia en Fuzzy Logic Toolbox de MATLAB

Finalmente, el sistema difuso será el mostrado en la figura 7, donde las entradas corresponden a los datos de los días seleccionados de acuerdo a lo mencionado en la sección 3.1, el sistema de inferencia mamdani con una base de reglas

intuitiva correspondiente a una relación directa uno a uno de acuerdo con el preprocesamiento con *c-means* y los datos de salida correspondientes a los datos del pronóstico hallado.

Figura 7. Sistema difuso para el cálculo del pronóstico de demanda eléctrica.



Fuente: Elaboración propia en Fuzzy Logic Toolbox de MATLAB.

CASO DE ESTUDIO

En este estudio se realizará el pronóstico de la demanda eléctrica para la semana 37 del presente año, correspondiente a los días del lunes 11 al domingo 17 de Septiembre del 2017. De acuerdo a lo mencionado en la Base de datos, los días seleccionados para iniciar con la metodología son los mostrados en la tabla 4.

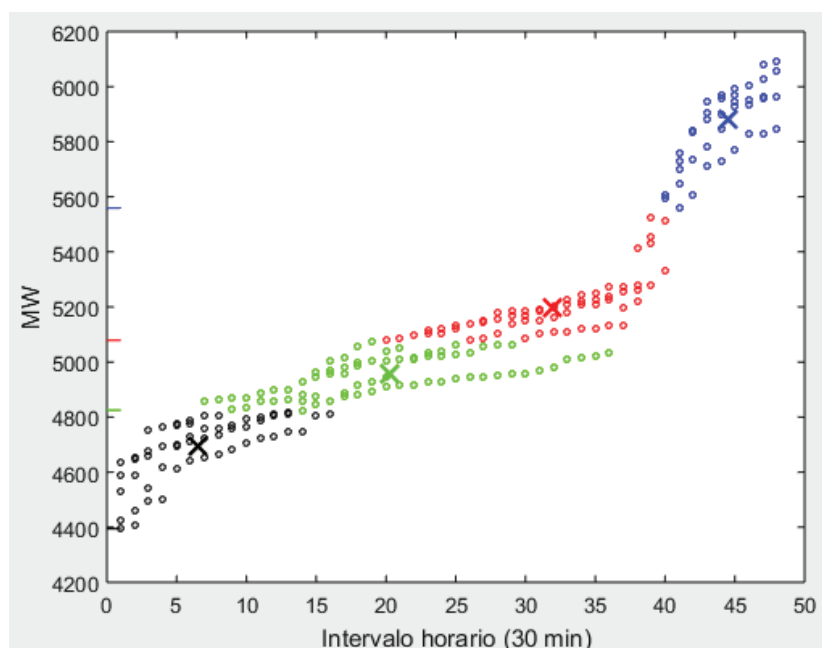
Con los datos de los 05 días seleccionados se realizará el ordenamiento ascendente con su correspondiente clasificación con *fuzzy c-means* como se muestra en la figura 8 (para el caso de pronosticar el día domingo):

Tabla 4. Selección de días (datos históricos)

Día a pronosticar (septiembre)	Días seleccionados	
	Septiembre	Agosto
Lunes 11	4	28, 21, 14, 07
Martes 12	08, 07, 06, 05, 01	-
Miércoles 13	12, 08, 07, 06, 05	-
Jueves 14	13, 12, 08, 07, 06	-
Viernes 15	14, 13, 12, 08, 07	-
Sábado 16	09, 02	26, 19, 12
Domingo 17	10, 03	27, 20, 13

Fuente: Elaboración propia.

Figura 8. Ordenamiento de la data y clasificación con *c-means* (04 cluster).



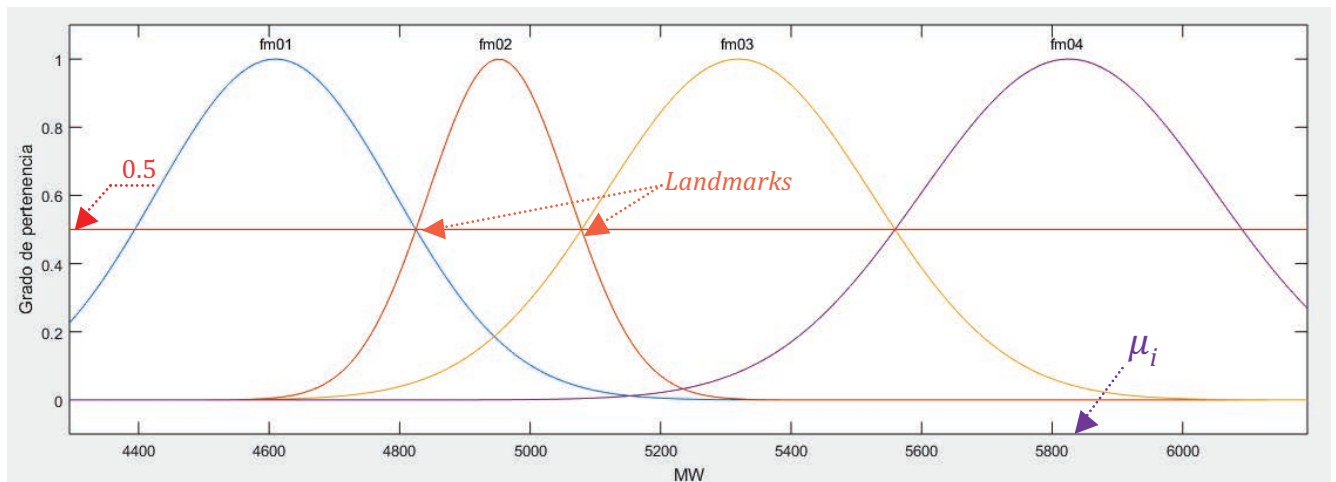
Fuente: Elaboración propia.

Esta clasificación permite obtener el centro de cada *cluster* e identificar el mínimo y máximo de los mismos. En este paso, los valores mínimos de cada *cluster* representarán las marcas de clase (*landmarks*), mediante las cuales luego

se determina un nuevo centro para formar las funciones de pertenencia (FP¹³) como se puede identificar en la figura 9.

13 *Membership function* (mf) por defecto en MATLAB

Figura 9. Funciones de pertenencia identificadas (04 FP).



Fuente: Elaboración propia.

En este estudio se evaluarán los resultados obtenidos desde 01 hasta 24 funciones de pertenencia (FP) para la demanda eléctrica de cada día a pronosticar y se elige como óptima aquella con la cual se obtiene el menor error MAPE.

RESULTADOS

El estudio calcula el pronóstico de la demanda eléctrica de cada día, realiza el cálculo del MAPE tanto con la solución con lógica difusa y con

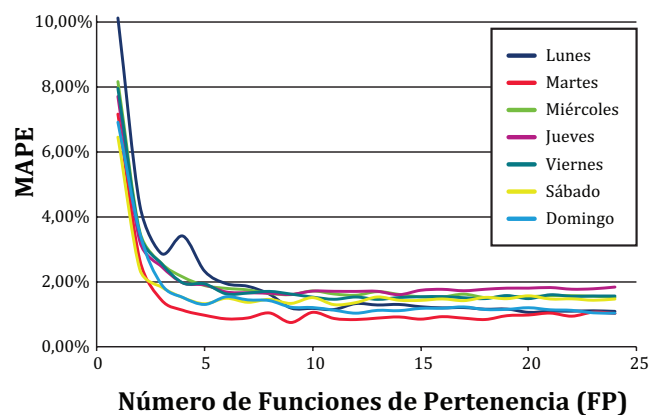
el método tradicional. El cálculo con lógica difusa comprende la realización del pronóstico con cada una de las funciones de pertenencia halladas por medio de *c-means* (24 FP) y se elige el resultado con menor error de pronóstico. La tabla 5 muestra los resultados encontrados para cada día, con el respectivo cálculo donde el número de función de pertenencia óptimo (FP_{opt}) es aquel que brinda el menor error. La figura 10 muestra la variación del error MAPE de acuerdo con el número de funciones de pertenencia calculados en cada día.

Tabla 5. Selección de días (datos históricos)

Resultados	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
NºFP _{opt}	20	9	18	14	13	11	24
MAPE Mínimo							
LD	1.0584%	0.7455%	1.5125%	1.6013%	1.4575%	1.2943%	1.0315%
MAPE (método tradicional)	1.7083%	1.7094%	2.2410%	1.2451%	1.3026%	2.2566%	1.7435%

Fuente: Elaboración propia.

Figura 10. Tendencia del MAPE de acuerdo al número de FP.

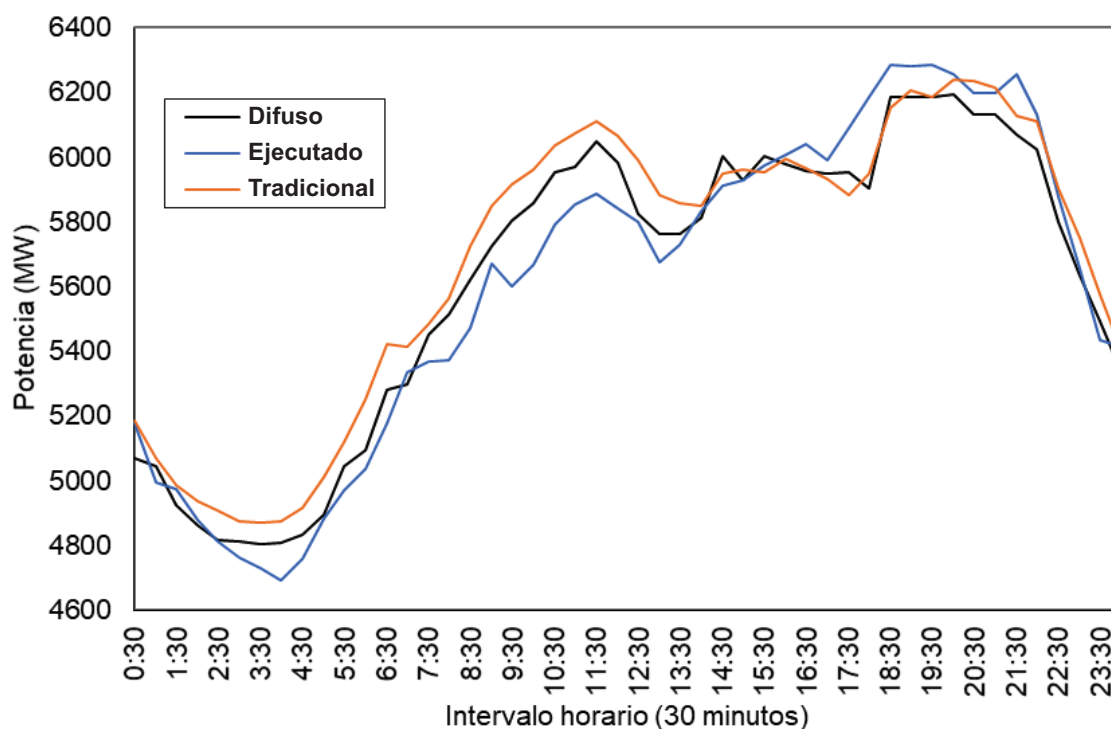


Fuente: Elaboración propia.

La figura 10 muestra gráficamente que el número de funciones de pertenencia influye directamente en la obtención del resultado óptimo de pronóstico. Sin embargo, es evidente que los buenas aproximaciones podrían obtenerse a partir de 6 funciones de pertenencia, mientras que resultados inferiores a este número de FP producen pronósticos con MAPE muy elevado para nuestro propósito.

La figura 11 muestra claramente una mejor aproximación de pronóstico para el día 13 de septiembre del 2017 cuyo MAPE obtenido con 18 funciones de pertenencia con lógica difusa es de 1.51%, mientras que con el método tradicional sobrepasa el 2% de acuerdo con la tabla 5.

Figura 11. Perfil de demanda eléctrica miércoles 13 de septiembre del 2017.

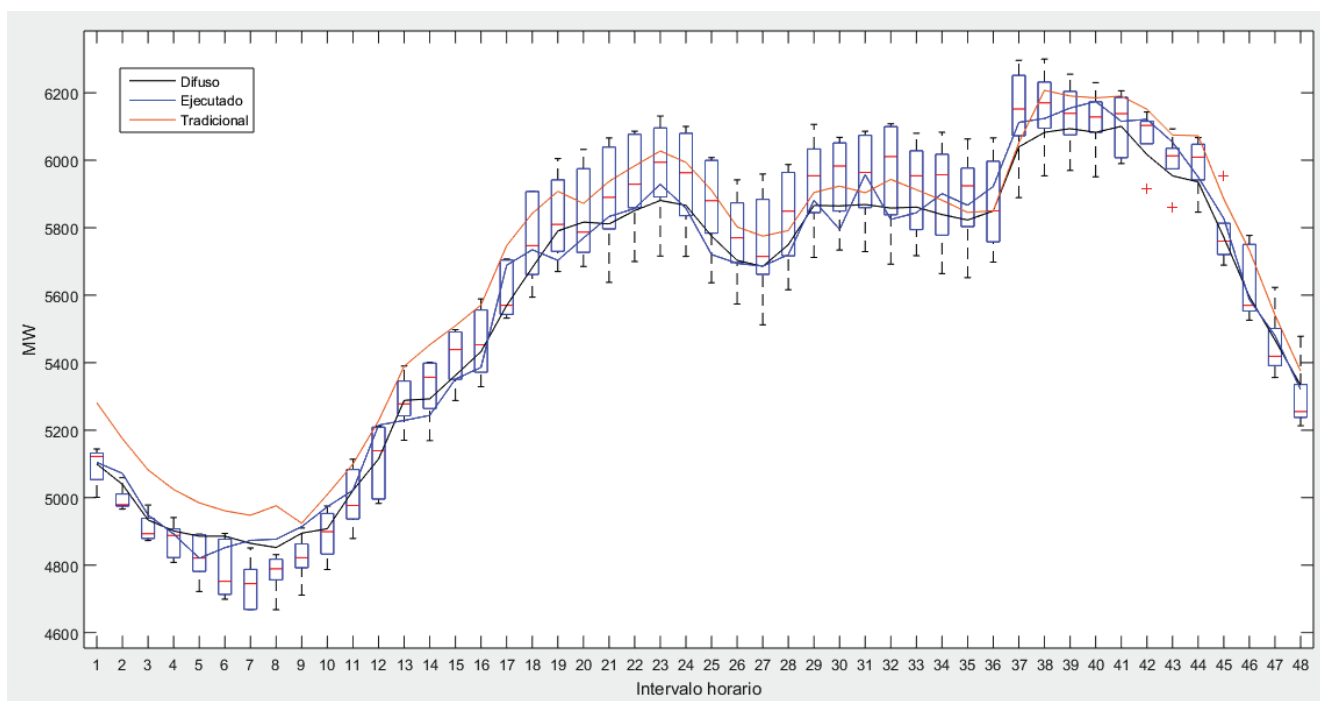


Fuente: Elaboración propia.

De la tabla 5, de todos los días pronosticados, el mejor rendimiento se obtiene para el día 12 de septiembre del 2016 para el cálculo con 9 funciones de pertenencia con lógica difusa. Por otro lado, el método difuso presenta dos días en

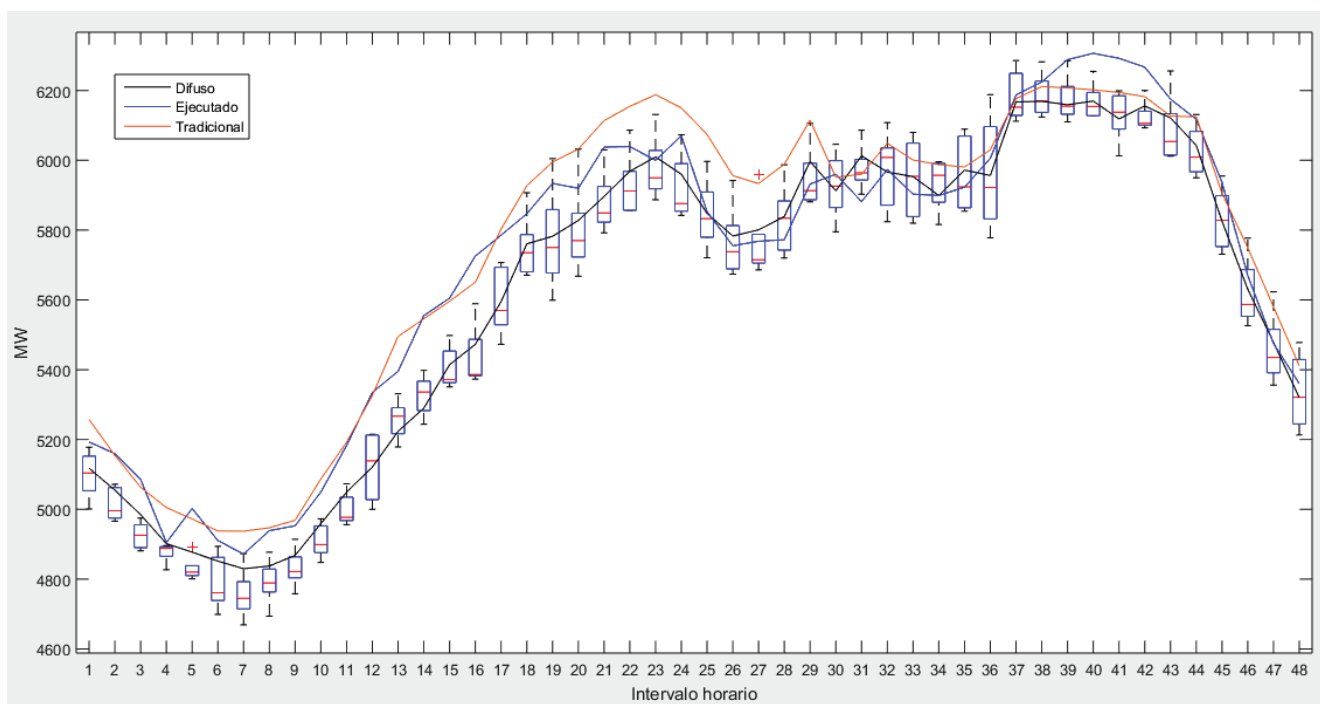
los cuales el MAPE resulta mayor al del método tradicional. Estos resultados corresponden a los días jueves 14 y viernes 15 de septiembre de 2017. Estos casos “extremos” se analizan gráficamente según la figura 12 y figura 13.

Figura 12. Perfil de demanda eléctrica martes 12 de septiembre del 2017.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 13. Perfil de demanda eléctrica jueves 14 de septiembre del 2017.



Fuente: Elaboración propia.

De la figura 12 y figura 13, evidentemente el sistema difuso se desenvuelve dentro del margen de los datos de entrada. El intervalo horario del 1 al 17 y del 39 al 43 en la figura 13, muestra que la demanda ejecutada fue un caso excepcional pues muestra datos atípicos con respecto a la data histórica considerada para el pronóstico de ese día. Esto se puede considerar como limitación para el enfoque con lógica difusa propuesto cuando se deben pronosticar casos que no tienen un caso de referencia en la base de datos de conocimiento. Mientras una regresión puede (al menos en teoría) ser extrapolada a valores extremos, el modelo de lógica difusa falla si no se encuentra un caso similar en la base de conocimiento (Vesely, Klöckner, & Dohnal, 2016).

Una alternativa para poder “forzar” una mejor aproximación se puede lograr si se consideran parámetros adicionales en la entrada del sistema difuso como el nivel de temperatura en cada hora, humedad, cambios en la tasa de producción o consumo.

Por otro lado, desde un punto de vista general, el pronóstico difuso propuesto muestra una tendencia similar al método convencional pero con la ventaja de una mayor aproximación (MAPE <1.5% en muchos casos).

Por lo tanto, el pronóstico convencional utilizado por los operadores del sistema eléctrico puede ser reemplazado por este enfoque como un sistema moderno de administración de energía en primera instancia.

CONCLUSIONES

El PDECP es una actividad básica pero necesaria e imprescindible para estimar las necesidades de los consumidores de energía eléctrica, por lo que la precisión del cálculo juega un papel importante para una adecuada gestión operativa, económica y técnica del sistema eléctrico.

Para este propósito, la lógica difusa cuenta con ventajas al condensar gran cantidad de datos en

pequeños grupos de reglas variables, considerar la experiencia humana para inferir el propósito deseado de un pronóstico preciso, mayor rapidez y precisión que el método de pronóstico convencional que trata con datos rígidos y requiere mayor tiempo de procesamiento.

Con estas ventajas a favor, este enfoque propone tres contribuciones al estado del arte del PDECP: 1) metodología no lineal basada en lógica difusa. 2) Reconocimiento de patrones de demanda eléctrica con *c-means* y 3) relevancia del número de FP; logrando de esta manera errores inferiores a su correspondiente cálculo con la metodología tradicional.

Finalmente, nuestro modelo hace referencia solo a demanda histórica como datos de entrada, por lo que es posible mejorar la precisión (reducir el error) al agregar variables de entrada como el clima, factores económicos y/o sociales, etc. O al complementar la metodología con un proceso de optimización cuya función objetivo sea la minimización del error.

REFERENCIAS

- Ambalal, V. P. (2004). Transformation Functions for Trapezoidal Membership Functions. *International Journal of Computational Cognition*, 2(3), 115-135.
- Badri, A., Ameli, Z., & Birjandi, A. (2012). Application of artificial neural networks and fuzzy logic methods for short term load forecasting. *Energy Procedia*, 14, 1883-1888.
- COES-SINAC. (2011, Enero 15). Procedimientos Técnicos: 03 Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional. Retrieved from Marco Normativo: <http://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

- COES-SINAC. (s.f.). IDCOS (Informe Diario del Coordinador de la Operación del Sistema). Retrieved from Post Operacion: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Idcos>
- D’Negri, C., & De Vito, E. (2015). Sistema de Información Científica Redalyc. Retrieved from Universidad Autónoma del Estado de México: <http://www.redalyc.org/html/3821/38213867007/>
- Feng, X., & Huang, H. (2005). A Fuzzy-Set-Based Reconstructed Phase Space Method for Identification of Temporal Patterns in Complex Time Series. *IEEE Trans. on Knowledge and Data Engineering*, 17(5), 601-613.
- Fisher, B. (2006). Fuzzy approaches to environmental decisions: application to air quality. *Environmental Science & Policy*, 9(1), 22-31.
- Gonzales, S. (2014). Pronóstico eficiente de la demanda diaria del Sistema Eléctrico Interconectado del Perú mediante análisis estocástico ARIMA con sucesos externos. *TECNIA*, 24(1), 87-98.
- Hong, T. (2010). Short term electric load forecasting. North Carolina State University.
- Hong, T. (2014). Energy forecasting: past, present, and future. *Foresight: The International Journal of Forecasting*, 2014(32), 43-49.
- Mamdani, E., & Assilian, S. (1975). An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. *International journal of man-machine studies*, 7(1), 1-13.
- Mamlook, R., Badran, O., & Abdulhadi, E. (2009). A fuzzy inference model for short-term load forecasting. *Energy Policy*, 37, 1239-1248.
- MathWorks. (2017). Foundations of Fuzzy Logic. Retrieved from <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/foundations-of-fuzzy-logic.html#bp78170-2>
- MathWorks. (2017). MathWorks. Retrieved from Documentation: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/fcm.html>
- Mugica, F. (1995). Diseño sistemático de controladores difusos usando razonamiento inductivo. Tesis de disertación doctoral. Barcelona.
- Pandian, S., Duraiswamy, K., Rajan, C., & Kanagaraj, N. (2006). Fuzzy approach for short term load forecasting. *Electric Power Systems Research*, 76(6), 541-548.
- Patel, A., & Mohan, B. (2004). Transformation functions for trapezoidal membership functions. *International Journal of Computational Cognition*, 2(3), 115-135.
- Povinelli, R. (1999). Time Series Data Mining: Identifying Temporal Patterns for Characterization and Prediction of Time Series Events. Ph.D. Dissertation. Marquette University.
- Song, K., Baek, Y., Hong, D., & Jang, G. (2005). Short-term load forecasting for the holidays using fuzzy linear regression method. *IEEE transactions on power systems*, 20(1), 96-101.
- Sugeno, M., & Murakami, M. (1985). An Experimental Study on Parking Control Using a Model Car. *Industrial Applications of Fuzzy Control*, 125-138.
- Timothy, J. R. (2010). *Fuzzy Logic with Engineering Applications*. United Kingdom: WILEY.
- Vesely, S., Klöckner, C., & Dohnal, M. (2016). Predicting recycling behaviour: Comparison of a linear regression model and a fuzzy logic model. *Waste management*, 49, 530-536.
- Ying, L.-C., & Pan, M.-C. (2008). Using adaptive network based fuzzy inference system to forecast regional electricity loads. *Energy Conversion and Management*, 49, 205-211.
- Zadeh, L. (1965). Fuzzy sets. *Information and Control*, 8(3), 338-353.
- Zuniga, K., Castilla, I., & Aguilar, R. (2014). Using fuzzy logic to model the behavior of residential electrical utility customers. *Applied Energy*, 115, 384-393.

PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE ENERGÍA EÓLICA PARA LA GESTIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LA REGIÓN

Alejandro Gutiérrez ¹, Everton de Almeida ², Claudio Porrini ³, Marcelo Romero ⁴, Sofia Ortelli ⁵, Gabriel Cazes ⁶,
Alex Alisson Bandeira ⁷, Davidson Moreira ⁸, José Cataldo ⁹

Recibido: 15/05/2018 y Aceptado: 08/08/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (28-41).



¹ Profesor Adjunto IMFIA FING UdelaR
aguti@fing.edu.uy

² Estudiante de Posgrado IMFIA FING UdelaR
ealmeida@fing.edu.uy

³ Contrato UTE-FING-FJR
cporrini@ute.com.uy

⁴ Profesor Adjunto Unipampa
marceloromero@unipampa.edu.br

⁵ Contrato UTE-FING-FJR
sortelli@ute.com.uy

⁶ Profesor Agregado IMFIA FING UdelaR
agcm@fing.edu.uy

⁷ Profesor Agregado SENAI CIMATEC
alex.santos@fieb.org.br

⁸ Profesor Titular SENAI CIMATEC
davidson.moreira@fieb.org.br

⁹ Profesor Titular IMFIA FING UdelaR
jcataldo@fing.edu.uy

RESUMEN

En los últimos años se ha desarrollado una importante transformación en algunos sistemas eléctricos en la región, Brasil en términos absolutos destaca como el país que ha incorporado más potencia eólica en América del Sur. Uruguay se ha posicionado en los primeros lugares a nivel mundial en lo que refiere a la participación relativa de la energía eólica en el sistema eléctrico. Los sistemas en los cuales se tiene una participación relevante de la energía eólica requieren el desarrollo e implementación de sistemas operativos de pronósticos a los efectos de la gestión del sistema eléctrico de modo de equilibrar producción y demanda, despachando

las centrales, con pronósticos reportados en diferentes horizontes de tiempo. En este trabajo se describe una herramienta de pronóstico de corto plazo de energía eólica basada en un sistema de pronóstico de conjuntos de corridas (SPCC) del modelo WRF-GFS que ha sido implementada de modo operativa en el sistema eléctrico en Uruguay con estimaciones para la producción de energía eólica RG-Brasil. Asociado al pronóstico se presenta la metodología desarrollada para el cálculo de los intervalos de confianza de los pronósticos en función del horizonte de tiempo.

Palabras Clave: Energía Eólica, Gestión, Pronóstico, Sistema Eléctrico, Uruguay, Brasil

ABSTRACT

In recent years there has been an important transformation in some electrical systems in the region. Brazil in absolute terms stands out as the country that has incorporated further wind power in South America. Uruguay has positioned itself as one of the world's leading countries in terms of the relative share of wind energy in the electricity system. The systems in which wind energy has a significant share require the development and implementation of operating forecasting systems for the purpose of managing the electricity system in order to balance production and demand, dispatching the plants, with forecasts reported in different time horizons. This paper describes a short-term wind energy forecasting tool based on a run set forecasting system (SPCC) of the WRF-GFS model that has been operationally implemented in the electricity system in Uruguay with estimates for RG-Brazil wind energy production. Associated with the forecast is the methodology developed for the calculation of the confidence intervals of the forecasts according to the time horizon.

Keywords: Wind Energy, Management, Forecasting, Electric System, Uruguay, Brazil

INTRODUCCIÓN

La creciente incorporación de nuevas tecnologías vinculadas con la explotación de los recursos eólicos y solar en la región en los últimos años, implican la necesidad de desarrollar e implementar nuevos sistemas para la gestión del sistema eléctrico.

La generación eléctrica de origen eólico tiene características inherentes asociadas a la necesidad de inyectar toda la energía generada instante a instante por los parques eólicos (Ackerman, 2005). Un sistema eléctrico a escala de un país o de una región está compuesto por un conjunto de centrales de generación de distintas características.

A los efectos de la planificación del sistema energético es de relevancia conocer las escalas de variación de los recursos que son incorporados al sistema o que se plantean incorporar a futuro.

En la circulación atmosférica los distintos fenómenos asociados, tienen asociadas distintas escalas, tanto espaciales como temporales (Orlanski, 1975), (Fujita, 1981). La naturaleza fluctuante de la energía eólica a escala horaria es, en alguna medida, la razón de existencia de las herramientas de predicción de la energía eléctrica de origen eólico (Fox et al 2014).

Un aspecto fundamental en los sistemas de energía eléctrica a los efectos de asegurar la estabilidad en el sistema es que en todo momento se debe cumplir que la producción de energía eléctrica en el sistema sea igual a la demanda. La variación de la demanda era la principal incertidumbre de corto plazo a la cual estaban sometidos los modelos eléctricos tradicionales (Ackerman, 2005). Las principales variaciones en la demanda están asociadas a los ciclos de producción en la industria, a requerimientos de iluminación y a cambios en condiciones climáticas que puedan requerir suministro de energía para adecuar las condiciones de confort. Sin embargo, un sistema en el que se tenga una importante participación

de fuentes fluctuantes a escalas horarias, como la eólica y solar puede tener variaciones en la generación a dichas escalas de tiempo, lo que implica un desafío desde el punto de vista del despacho del sistema eléctrico (Orteli, Porrini, Tozzo, Vogel & Ribeiro, 2017).

Las fuentes de energía renovables y en especial la energía eólica y solar, son esencialmente fuentes de flujo. Su disponibilidad varía significativamente a escalas horarias y toda la producción de energía en base a estas fuentes debe ser entregada a la red. Los sistemas eléctricos en los que se insertan la producción de energía eólica y solar, fueron concebidos en su origen y desarrollo histórico desde la óptica de la demanda. Si bien se ha tenido históricamente una importante participación de la generación hidroeléctrica, la capacidad de represar agua, resulta una forma inherente de acumulación de energía potencial, lo que permite planificar el despacho de las centrales con escalas semanales. En los sistemas eléctricos interconectados (a escala de un país o de una región) es una condición necesaria que en todo momento se tiene que generar el requerimiento de energía determinado por la demanda.

La creciente incorporación de nuevas tecnologías vinculadas con la explotación de los recursos eólicos y solar en la región en los últimos años, implican la necesidad de desarrollar e implementar nuevos sistemas para la gestión del sistema eléctrico.

Esto quiere decir que al introducir fuentes altamente fluctuantes en las escalas de tiempo horarias resulta relevante disponer de información respecto a la producción futura que se tendrá de modo de asegurar el balance, $\text{Producción} = \text{Demanda}$, en el sistema eléctrico. Los sistemas de pronóstico operativos, deben generar información para resolver la planificación

del despacho a diferentes escalas; semanal, diario y resolver la operación del sistema en tiempo real, lo que implica decisiones frente a contingencias que se pudieran tener en escalas de tiempo con un horizonte de tiempo de muy corto plazo (1 a 6 horas).

ENERGÍA EÓLICA EN LOS SISTEMA ELÉCTRICOS EN LA REGIÓN

Brasil es el país que más ha incorporado energía eólica en la región en términos absolutos, teniéndose previsto concretar 18790 MW al finalizar 2019 lo cual representará en términos relativos del orden del 10 % de la potencia instalada en Brasil (ABEE, 2018). Uruguay tiene instalado actualmente 1475MW lo cual representa el 35 % de participación relativa (UTE, 2018), lo cual posiciona al país en uno de los primeros lugares a nivel mundial tomando en cuenta este indicador.

Desde el punto de vista de la generación de energía eólica la zona de la atmósfera de interés se encuentra en alturas cercanas a la superficie terrestre, la cual se denomina capa límite atmosférica (CLA) (Stull, 1988). Los aerogeneradores transforman la energía cinética disponible en la CLA que atraviesa el área de barrida por las palas de un aerogenerador en energía eléctrica. Luego, la energía eléctrica que es producida por los parques eólicos entregada a la red, depende de las condiciones de la energía cinética del flujo medio ("viento") en la CLA y la interacción del viento con el aerogenerador y entre los aerogeneradores en el parque en particular (Gutiérrez, 2015). Las variaciones en la producción de energía eólica, están asociadas a procesos que se tienen en la atmósfera como es la transferencia de energía proveniente de la radiación solar que al calentar la superficie terrestre, da lugar al intercambio de calor y agua entre la superficie terrestre y la atmósfera y que provoca mezclas turbulentas. En de Almeida, Gutiérrez, Romero, Cazes & Cataldo, (2016), se describe el ciclo diario de la estructura vertical de los primeros 100 metros de la CLA. Estos

intercambios de calor y masa, dependiendo de condiciones concretas pueden determinar la formación de nubes y tormentas convectivas las cuales darían lugar a ráfagas (Gutiérrez & Fovell, 2018) y por consiguiente rampas en la producción de potencia de los parques eólicos (Gutiérrez, Cataldo, Cazes & de Mello, 2015), por otro lado, los flujos de aire interactúan con la topografía. Como se verá en la próxima sección todos estos procesos físicos que se desarrollan en la atmósfera terrestre pueden ser simulados numéricamente, de modo de generar información de la evolución futura de las variables que determinan el estado de la atmósfera (Pielke, 2013).

PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE ENERGÍA EÓLICA

Desarrollar una herramienta de predicción, implica generar información de lo que sucederá en el futuro en términos de la descripción de la evolución temporal de la potencia eólica $P(t)$ a partir de la información disponible en el presente y pasado.

La predicción de la potencia será realizada en un instante de tiempo t , para un horizonte temporal de predicción k , es decir el pronóstico se realiza en el instante t con el objeto de conocer la potencia que se inyectará a la red en el instante $t+k$, a este pronóstico se lo nota $P(t+k/t)$. El horizonte de pronóstico k es muy relevante en términos de la definición del método a ser empleado (Lange, 2006). Cuando el horizonte temporal es menor o igual que cuatro horas, son denominados de muy corta duración y pueden ser utilizados en este caso modelos de tipo estadísticos como el de persistencia. En este caso, el pronóstico de la potencia se realiza a partir de la información de la potencia inyectada a la red en el presente y pasado, pudiéndose agregar información de modelos de mesoescala (de Mello, Cazes & Gutiérrez, 2015). Cuando el horizonte de pronóstico es superior a cuatro horas, necesariamente se deben utilizar modelos numéricos de mesoescala (Markowski, Richardson, 2010), (Pielke, 2013).

Para el desarrollo de las herramientas de pronóstico se utiliza la información histórica de la potencia generada por los parques eólicos, así como el conjunto de variables atmosféricas significativas.

Dado el conjunto amplio de información que se debe manejar, así como la complejidad de un sistema que se debe operar en tiempo real, es necesario jerarquizar la información que será incorporada en el sistema de pronóstico, de modo de maximizar beneficios y simplificar los procesos de cómputo. Siempre la definición del sistema de pronóstico va estar condicionada a la capacidad de cálculo disponible, esta restricción determinará la escala de la grilla del modelo de mesoescala, y el número de corridas a implementar.

La atmósfera terrestre es un ejemplo de un sistema, donde pequeños cambios en las condiciones iniciales pueden llevar a resultados muy distintos a lo largo del tiempo, esto es en base a los fundamentos de la teoría del caos (Lorenz, 1995). Los modelos numéricos de mesoescala, generan pronósticos de los estados futuros de la atmósfera, a partir de condiciones iniciales. Las condiciones iniciales siempre tienen incertidumbres, las cuales provienen de errores producidos por los instrumentos con los que se realizan las observaciones de las variables atmosféricas, así como de la escala espacial de las mediciones y de la integración de esta información en una grilla para la resolución numérica, lo cual implica la imposibilidad de conocer con precisión y exactitud el estado inicial de la atmósfera (Kalnay, 2003).

Además los métodos de cálculos de los modelos numéricos de circulación general de atmósfera introducen errores condicionados por los esquemas numéricos de los procesos físicos (parametrizaciones). Las parametrizaciones dentro los modelos numéricos de circulación atmosférica, son esquemas numéricos que introducen formulaciones para expresar la dinámica y cambio en el tiempo de las magnitudes, en escalas no resueltas explícitamente dentro de cada

dimensión de grilla. Estas formulaciones resultan una representación de los distintos procesos físicos que tienen en la atmósfera (Stensrud, 2007). Otras fuentes de errores, provienen de los límites de cálculo y procesamiento en la dinámica de los modelos así como de las condiciones de borde. En resumen, se puede decir que las principales fuentes de incertidumbre en los modelos de pronósticos numéricos son: los errores introducidos en condiciones iniciales, las parametrizaciones físicas, y las condiciones de borde (Buizza et al, 2005).

Buscando resolver y desarrollar un modelo de pronóstico que tome en cuenta la incertidumbre que se tiene en el modelado de la circulación atmosférica, se introduce el sistema de pronóstico por conjuntos de corridas (SPCC), lo cual consiste generar un conjunto de corridas del modelo de mesoescala con condiciones iniciales perturbadas. El SPCC se utiliza para generar una muestra representativa de los posibles estados futuros del sistema dinámico de la atmósfera, teniendo así un pronóstico con base probabilística.

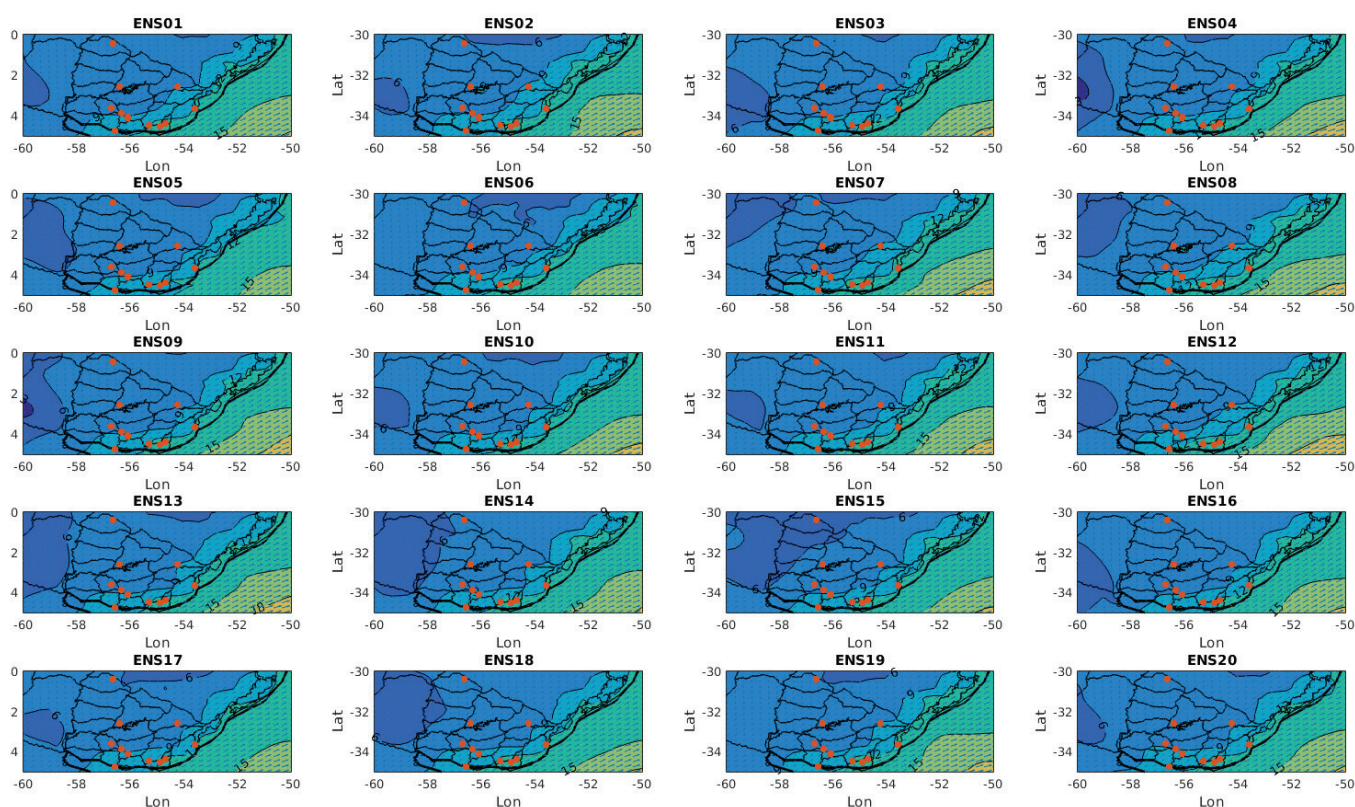
Se tienen varios modelos de circulación general que pueden ser utilizados como condiciones iniciales y de contorno, para correr modelos de mesoescala como el WRF (Skamarock, 2008). Por ejemplo los de disponibilidad libre como los GFS-NCEP u otros como el Centro Europeo de Predicción a Plazo Medio (CEPPM/ECMWF) (ECMWF, 2013), y el modelo Centro de Previsión del Tiempo e Estudios Climáticos – CPTEC/INPE – Brasil.

Los pronósticos numéricos basados en modelos de circulación general atmosférica tienen asociada los datos de condiciones iniciales y de frontera que se hacen disponibles cada seis horas a las 00:00, 06:00, 12:00 y 18:00 GMT, la información disponible es dada en una grilla a escala planetaria. Es decir que es posible generar un pronóstico, basados en corridas de modelos de mesoescala cada 6 horas considerando la información disponible a escala planetaria.

En la figura 1 se presenta los valores de la velocidad del modelo para un nivel representativo de una altura de 100 metros sobre el nivel del suelo, para la inicialización 12:00 GMT salidas del modelo WRF con un horizonte de pronóstico de 12 horas, para 20 corridas en base a condiciones iniciales perturbadas del modelo GFS. Se presentan resultados de un dominio con una grilla de 30 km de resolución horizontal

que abarca el territorio en Uruguay, los puntos rojo se presentan los parques (identificados en la figura 3) que fueron considerados para el análisis en este trabajo. Cada corrida representa un estado posible de la atmósfera y por consiguiente cada corrida tiene asociada valores de velocidad distintos, los cuales tendrán asociados pronósticos de potencia inyectada a la red diferentes.

Figura 1. Velocidades de viento (m/s) a 100 metros de altura en una grilla de 30 km para 20 conjuntos de corridas con condiciones iniciales perturbadas (GFS) del modelo WRF horizonte de pronóstico 12 horas



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede ver dado un horizonte de tiempo objetivo, si se utilizan como entrada del modelo de pronóstico diferentes corridas asociadas a un SPCC (ensembles), se tendrá a cada instante de tiempo tantos pronósticos como corridas.

Pronóstico de energía eólica basados en SPCC WRF-GFS.

El modelo de pronóstico desarrollado se basa en corridas del modelo WRF, a partir de un

conjunto de 20 corridas con condiciones iniciales perturbadas del modelo GFS (*ensembles*). Los productos de conjuntos de corridas (*ensembles*) que se tienen disponibles libremente del modelo GFS, se generan a partir del enfoque de “crianza de vectores”, (*bread-vector approach*), identificando los conjuntos de corridas que tienen más probabilidades de amplificar la perturbación de origen, esta estrategia busca una mejor descripción de los posibles estados futuros atmosféricos (Buizza, 2005).

Para cada uno de los conjuntos de condiciones iniciales perturbadas del modelo GFS

(*ensembles*), se corre el modelo de mesoescala WRF. Los esquemas numéricos utilizados en las corridas del modelo WRF son, de radiación Dudhia (Dudhia 1989), (Mlawer, Taubman, Brown, Iacono & Clough, 1997), en micro física Purdue-Lin (Lin, Farley & Orville, 1983), el modelo de superficie Noah (Chen & Dudhia, 2001) y fue utilizado el esquema de cúmulus Kain-Fritsch (Kain, 2004). La resolución de grilla horizontal es de 30 km, y en vertical de 30 niveles. En la figura 2 se presenta el dominio que abarca Uruguay y la región de Río Grande del Sur en Brasil, donde se tienen instalados los parques eólicos a los que se le realiza el pronóstico de la producción.

Figura 2. Dominio WRF de 30 km utilizado para los pronósticos operativos de energía eólica



Fuente: Elaboración propia.

Un aspecto central en el desarrollo del modelo es el proceso de calibración en base a la información histórica de producción de los parques eólicos, en base a la misma se calculan los coeficientes del modelo, que minimizan el error, luego estos coeficientes son utilizados en el pronóstico. En el modelo desarrollado se tiene como variable de pronóstico objetivo, el factor de capacidad horario $FC_h(t)$, definido como (1), cociente entre la producción horaria $P(t)$ del parque eólico considerado y la potencia instalada P_{INST} .

$$FC_h(t) = \frac{P(t)}{P_{INST}} \quad (1)$$

$FC_h(t)$ es un parámetro adimensionado lo cual resulta relevante ya que para un sistema en el que se están teniendo incorporaciones de parques eólicos nuevos, no es posible disponer de históricos de producción de parque recientemente incorporados al sistema. Por lo que aplicar un coeficiente adimensional para parques nuevos calculado, en base a la información histórica de un parque cercano como estimativo es de utilidad.

Para cada corrida de los SPCC, se consideran las siguientes variables pronosticadas: el gradiente vertical de temperatura $\frac{\partial T}{\partial z}$ en los primeros 100 metros sobre la superficie, la densidad del aire $\bar{\rho}$ a 100 metros sobre la superficie y la velocidad en el plano horizontal (velocidad del viento) $\bar{V}$ a 100 metros sobre el nivel de superficie.

En este trabajo se describe una herramienta de pronóstico de corto plazo de energía eólica basada en un sistema de pronóstico de conjuntos de corridas (SPCC) del modelo WRF-GFS que ha sido implementada de modo operativa en el sistema eléctrico en Uruguay con estimaciones para la producción de energía eólica RG-Brasil.

El gradiente vertical de temperatura $\frac{\partial T}{\partial z}$ correspondiente a cada parque, es relevante ya que esta variable es un indicador de la estabilidad atmosférica (Arya, 1998), salvo situaciones de inestabilidad como tormentas convectivas entre otros. Durante el día la radiación solar calienta la superficie terrestre y se tendrá $\frac{\partial T}{\partial z} \leq 0$ y durante la noche $\frac{\partial T}{\partial z} > 0$ (Gutiérrez & Fovell, 2018). La energía cinética y potencia disponible en el flujo de aire en la CLA en términos medios pueden ser calculado con densidad $\bar{\rho}$ y la velocidad $\bar{V}$ en el área barrida por las palas de los aerogeneradores instalados. De este modo el modelo toma en cuenta las variables significativas a los efectos del cálculo de la producción de energía del parque eólico.

Luego se pronostica el factor de capacidad con (2) y (3);

$$\text{cuando } \frac{\partial T}{\partial z}(t+k/t) \leq 0$$

$$\widehat{FC}_h(t+k/t) = a_n \frac{(\bar{\rho}(t+k/t) \bar{V}(t+k/t)^2)}{P_{INST}} \quad (2)$$

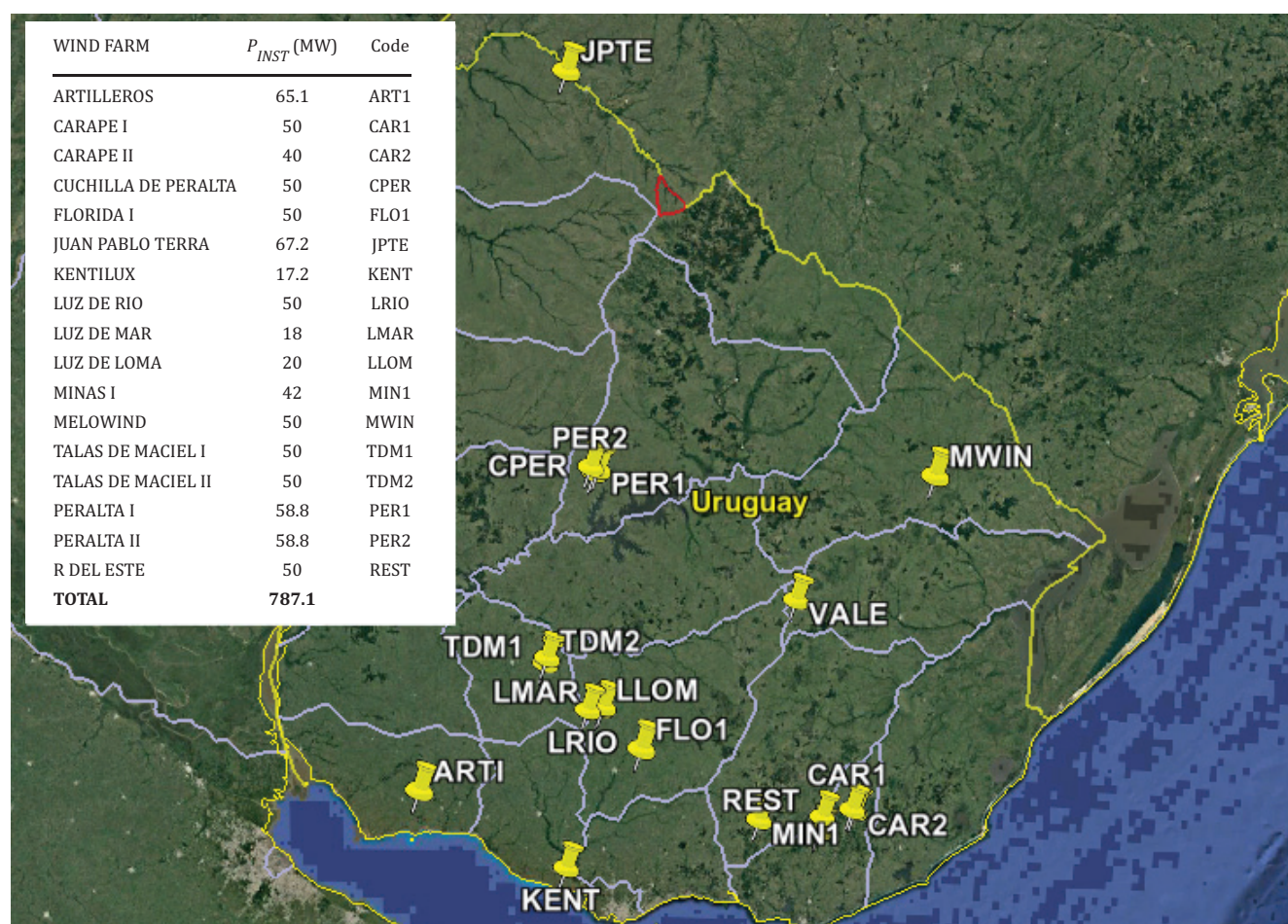
$$\text{cuando } \frac{\partial T}{\partial z}(t+k/t) > 0$$

$$\widehat{FC}_h(t+k/t) = a_p \frac{(\bar{\rho}(t+k/t) \bar{V}(t+k/t)^2)}{P_{INST}} \quad (3)$$

Los coeficientes a_n y a_p se calculan durante el proceso de calibración por medio de regresiones lineales, de modo de minimizar el error del pronóstico en el periodo histórico de calibración.

En la figura 3 se presenta la localización y potencia instalada en los 17 parques analizados en el presente trabajo.

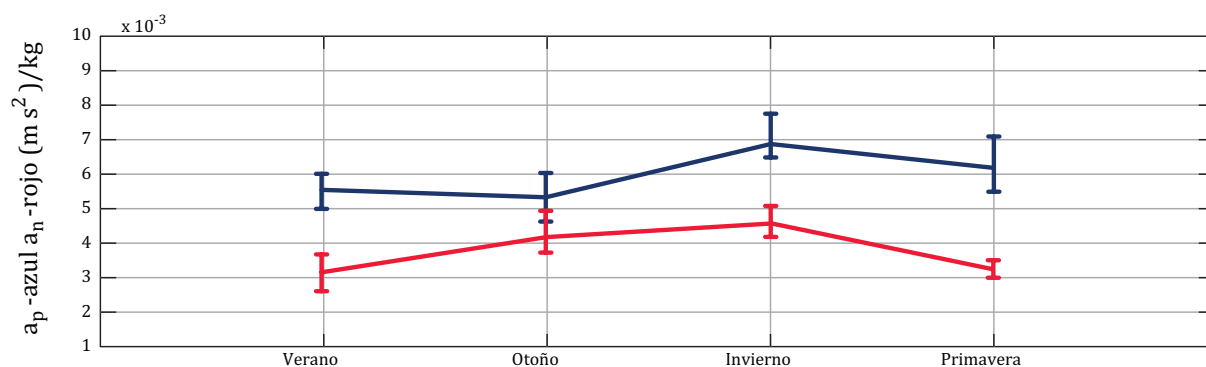
Figura 3. Localización y potencia instalada de parques eólicos analizados



Fuente: Elaboración propia.

La figura 4 se muestra los resultados de a_n (rojo) y a_p (azul) para los 17 parques evaluados, el valor medio se presenta en línea continua y los percentiles 16% y 84% con barras verticales. Los

coeficientes presentan variaciones estacionales (para el período Julio 2016 a Mayo de 2017) en el proceso de calibración así como baja dispersión dentro de cada estación del año.

 Figura 4. a_n (rojo) y a_p (azul), el valor medio en línea continua y percentiles 16% y 84% representados por barras verticales


Fuente: Elaboración propia.

La baja dispersión de los coeficientes en términos estacionales, implica que los mismos pueden ser utilizados a los efectos de estimar el pronóstico de parques cercanos. Este aspecto es sumamente relevante en el caso de parques eólicos en construcción en los que no se disponga de una serie histórica prolongada con la cual realizar el proceso de calibración. Así como para la estimación de la producción de parques instalados en regiones cercanas.

Metodología para el cálculo de los intervalos de confianza de los pronósticos

Como se describió anteriormente, a partir de los conjuntos de corridas se dispone de 20 pronósticos para cada parque, siendo i el pronóstico correspondiente a cada corrida del modelo de mesosescala con perturbaciones en las condiciones iniciales $i=[1,20]$ (4). Es decir, en cada instante de tiempo t , para cada horizonte de pronóstico k , es posible calcular el valor medio de los pronósticos (5) y la desviación estándar (6).



$$\widehat{P}_i(t+k/t) = \widehat{FC}_h^i(t+k/t) P_{INST} \quad (4)$$

$$\widehat{P}_m(t+k/t) = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^{i=20} \widehat{P}_i(t+k/t) \quad (5)$$

$$\widehat{\sigma}_P(t+k/t) = \sqrt{\frac{1}{20} \sum_{i=1}^{i=20} (\widehat{P}_i(t+k/t) - \widehat{P}_m(t+k/t))^2} \quad (6)$$

Dado un periodo de tiempo donde se tiene el conjunto pronósticos, se plantea el desarrollo de una metodología para calcular los intervalos de confianza (aciertos de potencia pronosticada dentro de las bandas definidas) a partir de la información generada por el conjunto de corridas.

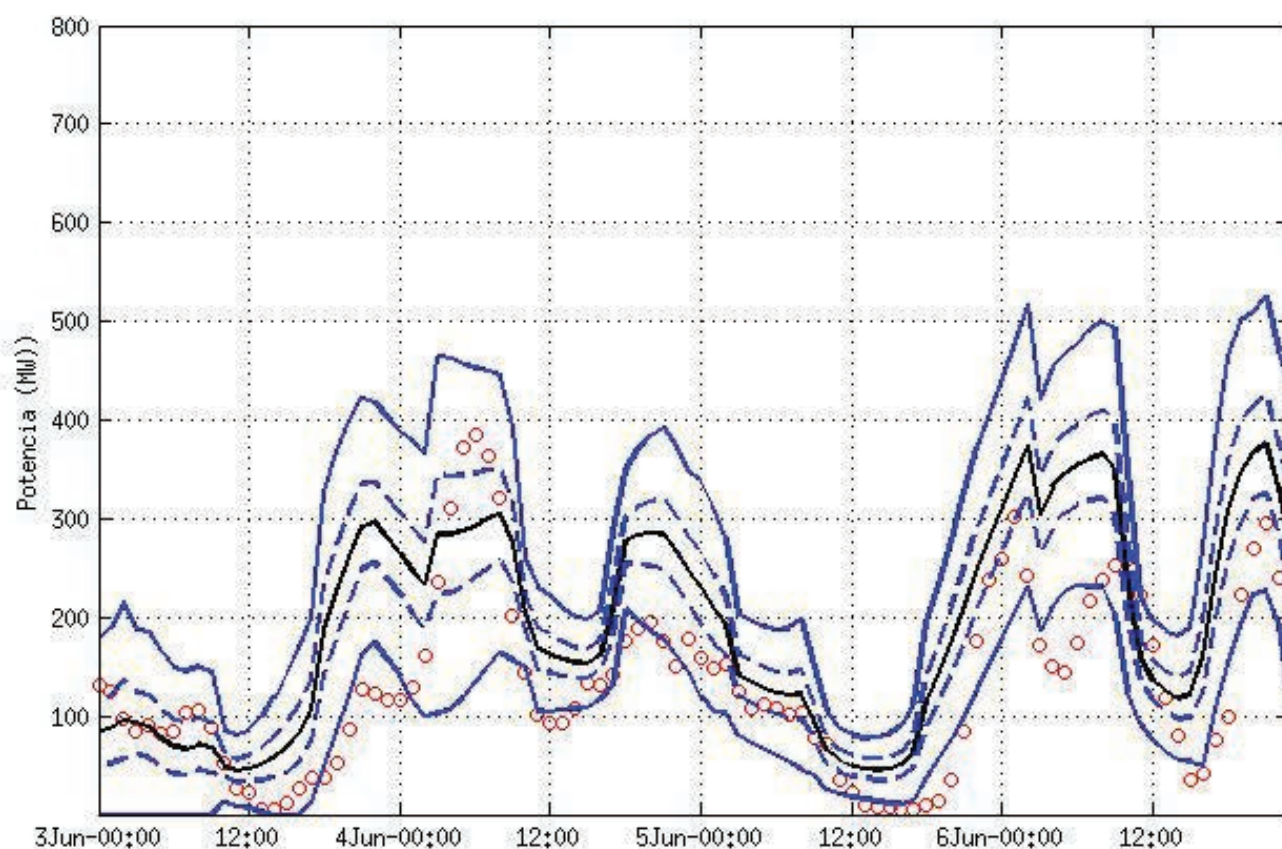
Dado un horizonte de tiempo k se calculan el porcentaje de número de casos que la potencia real $P(t+k)$ está dentro del intervalo definido en (7) (aciertos), siendo $N\sigma$ el número de desviaciones estándar a los efectos de definir el intervalo de confianza.

$$\widehat{P}_m(t+k/t) - N_{\sigma}\widehat{\sigma}_P(t+k/t) < P(t+k) < \widehat{P}_m(t+k/t) + N_{\sigma}\widehat{\sigma}_P(t+k/t) \quad (7)$$

A los efectos de visualizar la metodología se presenta en la figura 5, las primeras 48 horas de pronóstico para 4 días de pronóstico, en círculos rojos la potencia real inyectada a la red (por el

conjunto de parques detallados en la figura 3), en línea negra continua $\widehat{P}_m$ y en punteada azul el entorno de pronósticos ($[\widehat{P}_m - N_{\sigma}\widehat{\sigma}_P; \widehat{P}_m + N_{\sigma}\widehat{\sigma}_P]$) con $N\sigma=1$ y en línea continua azul $N\sigma=3$.

Figura 5. Círculos rojos la potencia real, en línea negra $\widehat{P}_m$ continua y en punteada azul el entorno de pronósticos ($[\widehat{P}_m - N\sigma\widehat{\sigma}_P, \widehat{P}_m + N\sigma\widehat{\sigma}_P]$) con $N\sigma=1$ y en línea continua azul $N\sigma=3$ - 3, 4, 5 y 6 Junio 2017.



Fuente: Elaboración propia.

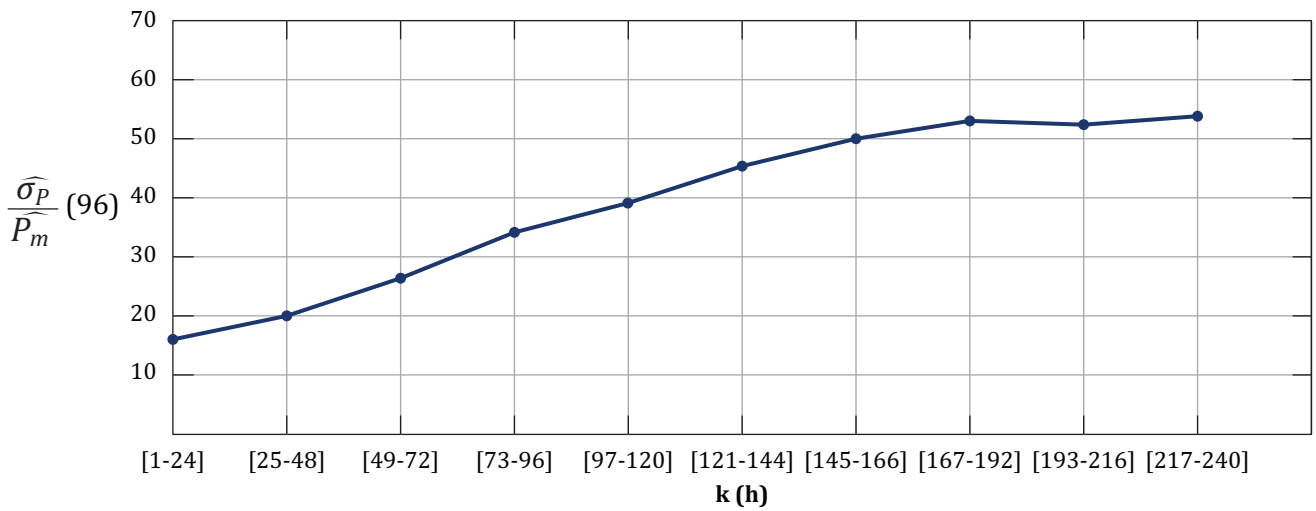
Se propone como metodología contabilizar el porcentaje de casos dentro de las bandas definidas por $N\sigma$ y calcular dicho valor para cada horizonte de pronóstico considerado.

Intervalos de confianza en función del horizonte de pronóstico

A medida que el horizonte de pronóstico crece, las distintas corridas del modelo de mesoescala tienden a tener mayor dispersión, por lo tanto, los pronósticos de potencia eólica tendrán el mismo comportamiento. En la figura 6 se gráfica (dispersión relativa entre pronósticos), para el conjunto de parques detallado en la figura 3, para el periodo Mayo 2017-Agosto 2017, en función del horizonte de tiempo.

A los efectos de la planificación del sistema energético es de relevancia conocer las escalas de variación de los recursos que son incorporados al sistema o que se plantean incorporar a futuro. En la atmósfera los distintos fenómenos asociados a la circulación, tienen asociadas distintas escalas, tanto espaciales como temporales. La naturaleza fluctuante de la energía eólica a escala horaria es, en alguna medida, la razón de existencia de las herramientas de predicción de la energía eléctrica de origen eólico.

Figura 6. Dispersión relativa del conjunto los pronósticos $\frac{\hat{\sigma}_P}{\hat{P}_m}$ Mayo 2017-Agosto 2017.



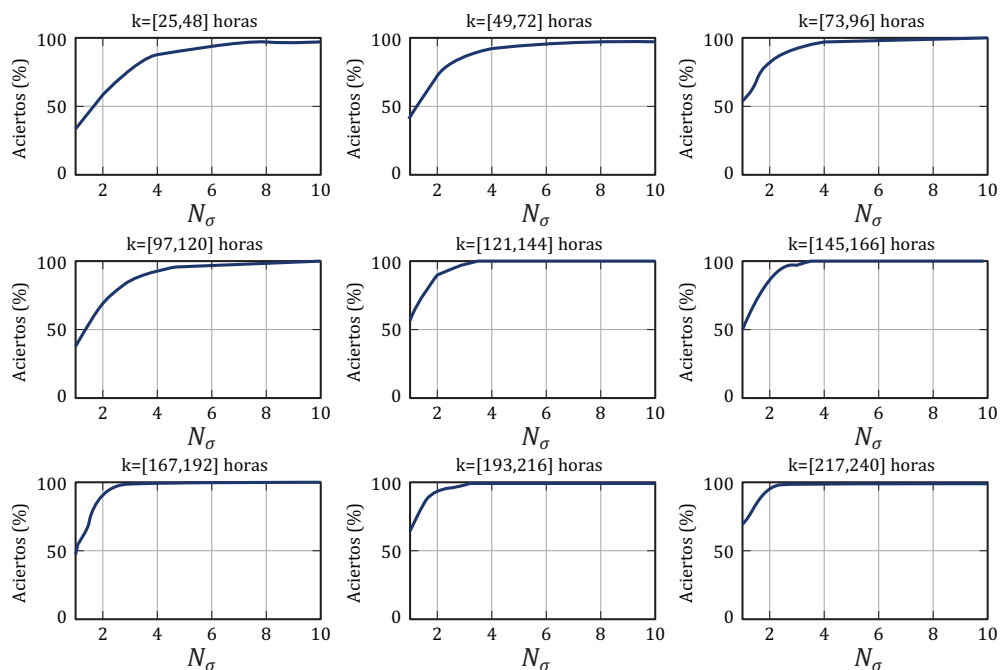
Fuente: Elaboración propia.

En la metodología propuesta se contabilizan para cada entorno de horizontes de pronóstico ($k=[1;24]$, $[25;48]$, $[49;72]$, $[73;96]$, $[97;120]$, $[121;144]$, $[145;168]$, $[169;192]$, $[193;216]$, $[217;240]$ horas) el porcentaje de casos en los que la potencia real está dentro del intervalo definido por $N\sigma$. De este modo, dado un porcentaje de casos

de aciertos dentro de las bandas, se elige $N\sigma$ para definir las bandas para el intervalo de confianza o porcentaje de aciertos objetivo.

En la figura 7 se presentan los aciertos dentro de las bandas en función de $N\sigma$, para los horizontes de tiempo entre 25 y 240 horas.

Figura 7. Dispersión relativa del conjunto los pronósticos Mayo $\frac{\hat{\sigma}_P}{\hat{P}_m}$ 2017-Agosto 2017.



Fuente: Elaboración propia.

Se puede constatar que para horizontes de tiempo crecientes se tienen valores menores de $N\sigma$, para obtener el mismo número de aciertos. Esto se debe a que la dispersión relativa de los SPCC crece con el horizonte de tiempo.

CONCLUSIONES

El método presentado en este trabajo permite generar pronósticos a partir de procesos de calibración con información histórica de producción de parques eólicos. Se infiere a partir de la baja dispersión de los coeficientes, que estos pueden ser utilizados para realizar pronósticos de parques ubicados en una región cercana.

Se puede constatar que para horizontes de tiempo crecientes la dispersión de los SPCC también aumenta. La metodología propuesta permite determinar las bandas entorno a los pronósticos medios a partir de la definición del número de aciertos, lo cual es asimilable a la definición de un intervalo de confianza para cada horizonte de tiempo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), por facilitar los datos para hacer posible esta publicación. También agradecen a los clusters FING-UdelaR, UNIPAMPA y SENAI CIMATEC centro de supercomputo industrial para la innovación, con el apoyo de BG Brasil y a la Autoridad de combustibles de Brasil (ANP), por proveer capacidades de cálculo para las investigaciones y desarrollos presentados en este trabajo.

REFERENCIAS

- ABEE (2018) Boletim. Dados Associacao Brasileira de Energia Eolica ABEE <http://www.abeeolica.org.br>
- Ackerman, T., (2005). Wind Power in Power Systems, England, Wiley
- Arya,S.P. (1998). Air Pollution Meteorology and Dispersion. Oxford University Press.
- Buizza, R., Houtekamer P.L., Toth Z., Pellerin G., Wei M., and Zhu Y., (2005). A comparison of the ECMWF, MSC, and NCEP global ensemble prediction systems. Mon. Wea. Rev., Vol(13), 1076–1097.
- Chen F, Dudhia J. (2001) Coupling an advanced land-surface/ hydrology model with the Penn State/ NCAR MM5 modeling system. Part I: Model description and implementation. Mon. Wea. Rev. Vol (129), 569-585.
- de Almeida E., Gutiérrez A., Romero M., Cazes G., y Cataldo J. (2016) Descrição estatística do ciclo diário do vento nos primeiros 100 metros de altura da C.L.P na localidade de Colonia Eulacio, Uruguai, Ciencia & Natura Vol(38) 426-434
- de Mello, S., Cazes, G. and Gutiérrez, A. (2015) Operational wind energy forecast with power assimilation. 14Th International Conference on Wind Engineering. IAWE. Porto Alegre, Brazil.
- Dudhia, J. (1989). Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model, J. Atmos. Sci. Vol(46), 3077-3107.
- ECMWF (2013) IFS DOCUMENTATION Cy37r2Operational implementation 22 November 2013 PART IV: PHYSICAL PROCESSES <https://www.ecmwf.int/sites/default/files/elibrary/2014/9204-part-iv-physical-processes.pdf>
- Fox, B., Flynn, D., Bryans, L., Jenkins, N., Milborrow, D., O'Malley, M., Watson, R., and Olimpo A.L. (2014) Wind Power Integration: Connection and system operational aspects, 2nd Edition, London, UK, IET

- Fujita, T. T., (1981) Tornadoes and downbursts in the context of generalized planetary scales. *J. Atmos. Sci.*, Vol(38), 1511-1534.
- Gutiérrez, A., (2015) Description of Intensity of Turbulence IT in dependence with stability regime at swept area of wind turbines blades heights. 14Th International Conference on Wind Engineering. IAWE. Porto Alegre, Brazil.
- Gutiérrez, A., Cataldo, J., Cazes, G. and de Mello, S. (2015) Forecast of cut out events in Emanuele Cambilargiu 20 MW wind Farm. 14Th International Conference on Wind Engineering. IAWE. Porto Alegre, Brazil.
- Gutiérrez A., Robert G.F. (2018) A new gust parameterization for weather prediction models, *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics* Vol (177) 45–59
- Kain J.S. (2004). The Kain-Fritsch convective parameterization: An update. *J. Appl. Meteor.* Vol(43), 170-181.
- Kalnay, E. (2003). *Atmospheric Modeling, Data Assimilation and Predictability*. New York, USA, Cambridge University Press.
- Lin Y.L., Farley R.D., and Orville H.D. (1983). Bulk parameterization of the snow field in a cloud model. *J. Climate Appl. Meteor.* Vol(22), 1065-1092.
- Lange, M., Focken U. (2006). *Physical approach to short-term wind power prediction*. Berlin, Germany, Springer
- Lorenz (1995). *The Essence Of Chaos* Seattle, USA, University of Washington Press
- Markowski, P. and Richardson, Y. (2010) *Mesoscale Meteorology in Midlatitudes* Penn State University, University Park, PA, USA, John Wiley & Sons, Ltd
- Mlawer E.J., Taubman S.J., Brown P.D., Iacono M.J., and Clough S.A. (1997). Radiative transfer for inhomogeneous atmosphere: RRTM, a validated correlated-k model for the long-wave. *J. Geophys. Res.* Vol (102(D14)), 16663-16682.
- Orlanski, I., (1975). A rational subdivision of scales for atmospheric processes. *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, Vol (56), 527-530.
- Pielke, R.A. (2013). *Mesoscale Meteorological Modeling*. USA, Elsevier.
- Skamarock, (2008) NCAR/TN 475+STRNCAR TECHNICAL NOTE June 2008 A Description of the Advanced Research WRF Version 3 <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/>
- Stensurd, D.J. (2007) *Parameterization Schemes: Keys to Understanding Numerical Weather Prediction Models*. New York, USA, Cambridge University Press 2007
- Stull RB. (1988) *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Boston, London, Kluwer Academic Publishers
- UTE (2018) Potencia instalada en Uruguay UTE <https://portal.ute.com.uy/>

APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE RESIDUOS AGRARIOS EN URUGUAY

Gabriel Pena-Vergara ¹, Álvaro Durante ², Pedro Curto-Risso ³

Recibido: 18/05/2018 y Aceptado: 24/07/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (42-55).



¹ Docente Grado 2, Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial, Facultad de Ingeniería, Udelar, Uruguay, gabpena@fing.edu.uy

² Docente Grado 1, Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial, Facultad de Ingeniería, Udelar, Uruguay, adurante@fing.edu.uy

³ Profesor Agregado Grado 4, Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial, Facultad de Ingeniería, Udelar, Uruguay, pcurto@fing.edu.uy

RESUMEN

La agricultura es una de las principales actividades en Uruguay, donde se generan gran cantidad de residuos de biomasa. En la actualidad, la mayoría de éstos no son empleados con fines energéticos. En el presente trabajo se estudia el potencial energético de los rastrojos de los principales cultivos cerealeros: soja, trigo, maíz, cebada y sorgo. Se realizan modelos de las principales tecnologías aplicables para la generación de energía eléctrica utilizando biomasa, tanto a pequeña como a gran escala. Se analizan el ciclo Rankine convencional a vapor de agua y el ciclo Rankine orgánico (ORC). Partiendo de los resultados de la cuantificación y datos de la caracterización de las biomásas, se realiza un cálculo del potencial energético de cada biomasa residual, para cada tecnología. Los resultados demuestran la existencia de un potencial energético actualmente desaprovechado, principalmente para los rastrojos de soja y trigo a nivel país. Son los rastrojos de maíz los de mayor potencial energético por unidad de superficie. En cuanto a las tecnologías, los mejores rendimientos se obtienen con el ciclo Rankine convencional, pero para una escala de potencia mayor que el ORC.

Palabras Clave: Biomasa, Ciclo Rankine, ORC, Potencial Energético, Rastrojos

ABSTRACT

Agriculture is one of the main economic activities in Uruguay and it causes the generation of an important amount of biomass residues. Currently, the majority of these biomass residues are not used with energetic purposes. Therefore, in this work it is studied the potential use of straw of the main cereal crops found in Uruguay as fuels for power generation; soybean straw, wheat straw, corn straw, barley straw and sorghum straw. Models of the main technologies for power generation with biomass are developed, in both small and large scale, in particular studying the Steam Rankine Cycle and Organic Rankine Cycle (ORC). From the results obtained from the quantification of each biomass and together with the data from its characterization as fuels, calculations are made for each biomass to study its potential use for power generation, for both technologies previously mentioned. The results show that there is a potential energetic use of these biomass residues that it is currently unexploited, mainly regarding the soybean straw and wheat straw in a whole country point of view. It is also shown that the corn straw is the biomass which has the highest potential of power generation per harvested area. With respect to the technologies, the Steam Rankine Cycle shows higher efficiency but the ORC is more suitable for smaller scales of power generation.

Keywords: Biomass, Rankine Cycle, ORC, Energy Potential, Straws

INTRODUCCIÓN

Biomasa como combustible

La utilización de biomasa como combustible tiene asociado una serie de ventajas y desventajas respecto a otros combustibles o fuentes de energía. La biomasa se presenta como una fuente de energía renovable e inagotable, siendo considerada como un combustible de emisiones neutras de CO₂ y con beneficios para el cambio climático. Cabe destacar que esto no es estrictamente correcto al considerar el ciclo de vida completo de la biomasa (siembra, cosecha, transporte, etc.) donde las emisiones de CO₂ no son neutras debido al uso de combustibles fósiles. Dependiendo de las condiciones locales, puede ser un recurso barato y de gran disponibilidad, por lo cual presenta un potencial en la diversificación del suministro de combustibles y favorece la soberanía energética. Adicionalmente, colabora con la revitalización rural mediante la creación de puestos de trabajo. En algunas aplicaciones, las tierras utilizadas para cultivos energéticos pueden ser utilizadas también con otros fines, como por ejemplo para la agricultura o ganadería. Según la biomasa que se utilice, se puede dar valor a residuos de otras actividades, provenientes de actividades agrícolas (Saidur et al., 2011; Vassilev et al., 2010). Comparado con otras fuentes de energía renovable, como la energía solar o eólica, la biomasa no tiene problemas de almacenamiento, dado que puede considerarse como energía almacenada en sí misma. Además, a partir de ésta pueden ser generados otros tipos de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos o directamente energía térmica y/o eléctrica (Saidur et al., 2011).

Por otro lado, como principales desventajas se puede destacar su baja densidad energética, lo cual aumenta los costos de transporte, además de tener altos costos de cosecha y almacenamiento. Esto hace que la disponibilidad de la misma sea regional. En aplicaciones de quema directa, si esta no se realiza en buenas condiciones, puede contribuir fuertemente al calentamiento

global y a la emisión de material particulado. La explotación de cultivos energéticos puede generar daños al suelo y a la biodiversidad, o en ocasiones puede generar incluso una competencia con la producción de alimentos. Al día de hoy, se tiene un conocimiento insuficiente de la composición, propiedades y calidad de estas biomásas, las cuales presentan una gran variabilidad. Tampoco se tiene una terminología, sistema de clasificación y estándares aceptados a nivel mundial. Otra de las desventajas de las biomásas es su contenido de humedad elevado, así como de Cl, K, Na y Mn. (Saidur et al., 2011; Vassilev et al., 2010).

Tecnologías para la generación de energía eléctrica con biomasa

De las principales tecnologías empleadas en la actualidad para la generación de potencia con biomasa como combustible, y también las que presentan una potencial aplicación en el futuro, tanto a pequeña como a gran escala, se destacan el Ciclo Rankine convencional y el Ciclo Rankine Orgánico. En el presente trabajo se analiza el desempeño de los ciclos mencionados, mediante la realización de modelos de los mismos y posterior simulaciones con las biomásas estudiadas. Cabe destacar que la utilización de motores de combustión interna, acoplados con un gasificador de biomasa, así como turbinas de combustión externa (Durante et al., 2017), son también tecnologías prometedoras para su uso con biomasa, pero no serán analizadas en el presente trabajo (EPA, 2007; EPA, 2015).

El ciclo Rankine se ha utilizado comercialmente para la generación de energía desde hace más de cien años, generalmente para potencias eléctricas mayores a 2MW. Sin embargo, las inversiones en la generación de energía con este tipo de tecnología se vuelven interesante a partir de la decena de *megawatts*, ya que en esas franjas de potencias se obtienen eficiencias considerablemente mayores. Esto se debe a que la implementación de métodos y tecnologías que aumentan el desempeño, como el calentamiento regenerativo y/o el recalentamiento, se vuelven

viables en sistemas de mayor porte (Lora & Venturini, 2012). De este modo, las plantas termoeléctricas de ciclo Rankine a vapor de agua que operan con biomasa, generalmente tienen una capacidad de generación entre 25MW y 50MW (Cortez et al., 2008), aunque existe la tecnología y ejemplos de aplicación por encima de los 100MW (Siemens, 2017). En la actualidad, el rango de potencias de generación eléctrica cuando se tiene biomasa como combustible, mediante el Ciclo Rankine a vapor, abarca desde los 6MW hasta 150MW (Gerssen-Gondelach et al., 2014; Siemens, 2017), rango considerado en el presente estudio. La eficiencia eléctrica para dichas plantas de generación eléctrica o CHP (*combined heat and power*), es entre 18% y 28% (Gerssen-Gondelach et al., 2014). Los principales factores que determinan el rendimiento alcanzado del ciclo, son la temperatura y presión de vapor a la entrada de la turbina. Los límites que presenta la tecnología en la actualidad permiten alcanzar presiones y temperaturas de vapor de 330bar y 650°C respectivamente (General, 2017).

Alternativamente se puede utilizar el ciclo Rankine Orgánico (por sus siglas en inglés ORC), para generar energía a partir de biomasa. En este tipo de ciclos, el fluido de trabajo es una sustancia orgánica de alto peso molecular, como: hidrocarburos (HCs), hidrocloroflorurocarburos (HCFCs) y clorofluorcarburos (CFCs). La particularidad de estas sustancias es que, en su mayoría, la curva de saturación es asimétrica con pendiente invertida en la sección del vapor saturado. Esto genera que el vapor se seque en lugar de humedecerse en la expansión isentrópica ya que la curva de expansión se aparta de la curva de saturación, teniendo su punto final fuera de la zona de estado bifásico (vapor sobrecalentado). Por tal motivo, este tipo de fluido orgánico se clasifica como seco. A diferencia de cuando se emplea vapor de agua como fluido de trabajo, que en la expansión de la turbina se obtienen gotas de condensación que pueden dañar los álabes de las últimas etapas de expansión, con fluidos secos o isentrópicos, este problema se evita ya que se obtiene vapor saturado o sobrecalentado

a la salida de la turbina, lo cual permite utilizar turbinas mucho más sencillas. También aumenta la eficiencia isentrópica de las mismas (entre 85-90%), aumentan su vida útil y disminuyen las sollicitaciones mecánicas con respecto a la aplicación del mismo tamaño en un ciclo Rankine convencional (Algieri & Morrone, 2011). Por otra parte, algunas de estas sustancias poseen bajas presiones críticas, dando la posibilidad de trabajar en estados supercríticos, siendo realizable en la práctica de manera más económica y segura en comparación con la utilización de agua. En definitiva, los ciclos ORC pueden diseñarse para trabajar con vapor saturado, vapor sobrecalentado y en condiciones supercríticas (Algieri & Morrone, 2015; Barse & Mann, 2016).

Una consideración a tener en cuenta con estos fluidos orgánicos, es que se debe operar con temperaturas inferiores a 400°C para asegurarse que las temperaturas alcanzadas sean ampliamente menores a la temperatura de estabilidad química de los mismos. Las temperaturas alcanzadas en el hogar de la caldera superan los 900°C, lo que podría ocasionar que el fluido alcance localmente temperaturas mayores a la de estabilidad, y por esto es necesario trabajar con un circuito de aceite intermedio. De este modo, la caldera le aporta calor al aceite, que luego es conducido a un intercambiador de calor donde le transfiere su calor al fluido orgánico. La inclusión de este circuito intermedio tiene un efecto negativo en el rendimiento del sistema. (Algieri & Morrone, 2011; Angelino & Colonna di Paliano, 1998).

Los ciclos orgánicos presentan las desventajas de que algunos de los fluidos de trabajo son sustancias inflamables (en el caso de los hidrocarburos) o están prohibidas por el Protocolo de Montreal y Copenhague debido a que atacan a la capa de ozono (en el caso de los HCFCs y CFCs, también llamados “freones”).

Comparado con el ciclo Rankine convencional, los ciclos ORC permiten obtener eficiencias más altas cuando se trabaja con fuentes de calor de

baja temperatura (incluso inferiores a 100°C) y en aplicaciones de relativamente pequeña escala. Según Beni (2010), actualmente se cuenta con un rango de potencia eléctrica de entre 0,5MW y 8MW (Bini, 2010; Turboden). Para potencias menores a 2,5MW, se considera una tecnología industrial bien establecida, donde se obtienen soluciones eficientes en generación eléctrica y cogeneración de pequeña escala, de forma más confiable y sostenible. Como fuente de calor se puede utilizar, por ejemplo, la energía geotérmica, la quema de combustibles de baja calidad (como los residuos de biomasa), o vapor residual a baja presión cuando se tiene disponibilidad del mismo (Algieri & Morrone, 2015; Barse & Mann, 2016; Montouliu & Tenconi, 2015). En este ciclo, la principal medida para mejorar el rendimiento es la regeneración interna, es decir, precalentar el fluido antes del generador de vapor utilizando el vapor sobrecalentado a la salida de la turbina (Algieri & Morrone, 2011; Drescher & Brüggemann, 2006; EPA, 2007).

Alcance del trabajo

Uruguay es un gran productor agrícola, actividad donde se generan residuos provenientes de distintos cultivos y/o procesos agroindustriales. En la actualidad, sin considerar la cáscara de arroz, bagazo de caña y los residuos de la industria maderera, el resto de las biomásas generadas como residuos en los procesos agrícolas o agroindustriales no son empleados con fines energéticos.

El presente trabajo tiene como objetivo cuantificar el potencial energético, para generación de energía eléctrica a partir de los residuos de biomasa generados en la cosecha de los principales cultivos cerealeros del Uruguay: soja, trigo, maíz, sorgo y cebada. Mediante la identificación y cuantificación de biomásas residuales, contemplando que una fracción de la biomasa generada permanece en el suelo como medida de conservación del mismo. Finalmente, en base a los resultados tanto de la cuantificación como de la caracterización de las biomásas, se

realiza un cálculo del potencial energético de cada una de las biomásas estudiadas, para las tecnologías ORC y Ciclo Rankine convencional.

CUANTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE BIOMASAS RESIDUALES NO TRADICIONALES

Cuantificación de biomásas residuales

Como primer paso para evaluar el potencial energético de las biomásas, se debe identificar y cuantificar la disponibilidad de estas. El relevamiento de los residuos generados en dichas actividades se realizó recurriendo a los medios publicados por oficinas de estadísticas agropecuarias dentro del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP) de Uruguay, para la búsqueda de información. Se diferencian dos fuentes, los anuarios (DIEA, 2016) y los censos (DIEA, 2012). Como resultado se obtienen mapas de distribución de superficies plantadas para cada biomasa seleccionada por departamento, así como la generación de biomasa residual asociada a cada uno de ellos. De este modo se identifican como biomásas a estudiar en profundidad los rastrojos de los principales cultivos cerealeros del país (soja, trigo, cebada, sorgo y maíz).

Actualmente la mayor parte de la biomasa aérea producida en los cultivos cerealeros se destina como cobertura de suelo. Por otra parte, antes de establecerse las medidas contra incendios en los ámbitos rurales, la quema de la biomasa aérea que quedaba en el campo luego de la cosecha de un cultivo, era un procedimiento relativamente frecuente. Esta quema de rastrojos es una actividad poco defendible desde la óptica técnico-científica.

La información disponible de la producción de los cultivos cerealeros, a partir de las encuestas, es la producción del grano. Dado que el interés de este trabajo es el estudio de los residuos, se debe tener en cuenta el índice de cosecha para el cálculo de rastrojo generado. El índice de cosecha se define como la relación, en base seca, entre la biomasa que se cosecha (rendimiento del cultivo)

y la biomasa aérea total de dicho cultivo (rastroyo más rendimiento) (Kemanian et al., 2007).

$$IC = \frac{\text{Biomasa cosechada (grano)}}{\text{Biomasa Total}} \quad (1)$$

Para los cálculos del rastroyo generado se utiliza un índice de cosecha de 40% para todos los cultivos. Además para las estimaciones de biomasa aprovechable y los posteriores cálculos, se considera únicamente el 65% del total de rastroyo generado. Esto es debido a las leyes de conservación del suelo que no permiten retirar

la totalidad del rastroyo, así como la inviabilidad tecnológica de recoger la totalidad de dicho material (Kemanian et al., 2007).

En la tabla 1 se presentan las biomazas residuales consideradas, su disponibilidad anual y producción por hectárea, ambos en base seca. En cuanto a la disponibilidad de biomasa, se destacan los rastrojos de soja y trigo, los cuales se generan en momentos diferentes del año (otoño y verano respectivamente). En orden descendente de cantidad de biomasa generada, continúan los rastrojos de maíz, sorgo y cebada, los cuales también se generan en verano u otoño.

Tabla 1. Cuantificación de biomazas residuales no tradicionales

Biomasa	Nomenclatura	Disponibilidad anual (T - b.s.)	Rendimiento aprov. (T/ha - b.s.)
Rastrojo de Soja	R. Sj	1.880.031	2,43
Rastrojo de Trigo	R. T.	1.398.841	3,08
Rastrojo de Maíz	R. M.	400.265	5,29
Rastrojo de Sorgo	R. Sg	288.671	4,09
Rastrojo de Cebada	R. C.	213.263	3,41

Fuente: Elaboración propia.

Caracterización de biomazas estudiadas

Las características y calidad de la biomasa como combustible pueden variar en un amplio rango, dependiendo del tipo de biomasa y de la tecnología de pre-tratamiento que se le aplique. Por medio de éstos se pueden mejorar las propiedades del combustible, pero tiene asociado un costo adicional (van-Loo & Koppejan, 2008).

Las biomazas antes mencionadas fueron caracterizadas por nuestro grupo de trabajo (Pena-Vergara et al 2017). Dicha caracterización consistió en la realización de análisis de laboratorio para determinar la Humedad *in nature* (W), composición próxima (carbono fijo - CF, materia volátil - MV, cenizas - Cnz) y composición elemental (carbono -

C, hidrógeno - H, oxígeno - O y nitrógeno - N), poder calorífico inferior (PCI), análisis termogravimétrico y temperatura de fusión de cenizas (temperatura de deformación - DT). En la tabla 2 se presentan las principales características de las mismas.

Comparado con otras fuentes de energía renovable, como la energía solar o eólica, la biomasa no tiene problemas de almacenamiento, dado que puede considerarse como energía almacenada en sí misma. Además, a partir de ésta pueden ser generados otros tipos de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos o directamente energía térmica y/o eléctrica

Tabla 2. Propiedades de las biomásas residuales no tradicionales.

Biomasa	W	Análisis Próximo (% b.s.)			Análisis Elemental (% b.s.s.c)				PCI	DT
	(% b.h.)	CF	MV	Cnz	C	H	O	N	(MJ/kg)	(°C)
R. Sj	9,8	15,4	80,8	3,8	51,4	6,2	41,7	0,7	18,5	1.328
R. T.	8,1	15,7	75,1	9,2	49,8	5,9	43,2	0,2	16,5	974
R. M.	27	16,5	78,7	4,7	50,1	5,2	43,8	0,9	17,2	852
R. Sg	29	15	78	7	50,6	5,9	42,8	0,7	16,7	1.048
R. C.	8,8	15,5	77,1	7,4	48,8	6,1	44,8	0,3	16,9	811

Fuente: Adaptado de Pena-Vergara et al. (2017).

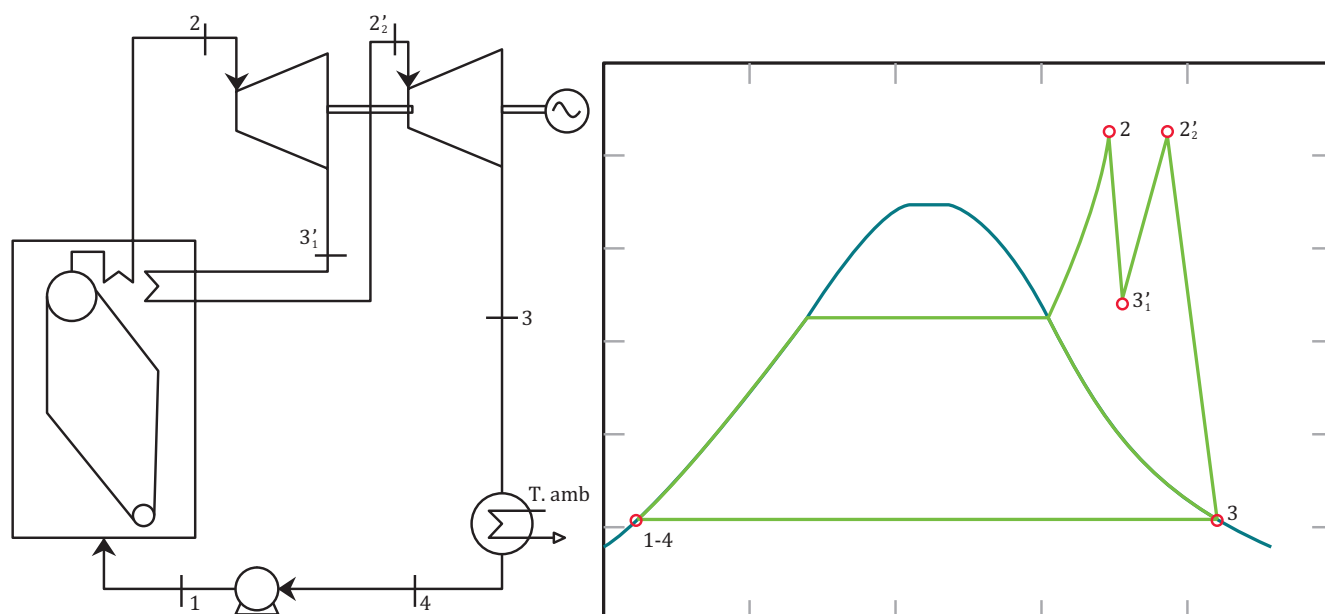
MODELOS DE MÁQUINAS PRODUCTORAS DE POTENCIA

Para calcular el potencial energético de las biomásas se utilizaron modelos de dos máquinas térmicas capaces de operar con estos combustibles. De este modo, fueron considerados el ciclo Rankine convencional (utilizando vapor de agua) y el ciclo Rankine orgánico (ORC).

Ciclo Rankine convencional (vapor de agua)

El ciclo de vapor considerado se esquematiza en la figura 1, donde se asume la expansión de vapor en dos etapas (2 a 3' y 2' a 3) con recalentamiento intermedio (3'a 2'), siendo ésta la configuración más usual en plantas de generación de potencia que operan bajo esta tecnología (Montouliu & Tenconi, 2015). Además de la expansión, el ciclo se compone por una etapa de condensación a baja presión (3 a 4), bombeo de agua líquida (4 a 1) y generación de vapor sobrecalentado (1 a 2).

Figura 1. Esquema de ciclo Rankine convencional y curva T-s



Fuente: Elaboración propia.

Con la finalidad de calcular la potencia y el rendimiento que se obtienen en la utilización de este ciclo, se debe determinar las condiciones termodinámicas del fluido en cada punto característico del ciclo. Para ello se fijan eficiencias isentrópicas y pérdidas de calor en la caldera, parámetros de operación de los distintos elementos que componen el ciclo, de tal forma de considerar irreversibilidades y también se imponen determinadas restricciones tecnológicas actuales.

Una de las principales limitantes es la presión y temperatura del vapor sobrecalentado antes de la primera etapa de expansión. Estos valores varían según la potencia del ciclo de vapor, lo que se traduce en tamaños muy diferentes de turbinas. Por lo tanto, para los cálculos se toman cuatro turbinas comerciales desarrolladas para plantas de generación a partir de biomasa y que abarcan los rangos de potencia estudiados. De este modo, para cada turbina se fija la presión y temperatura de entrada.

En cuanto a la expansión, no se encuentra en la literatura un criterio definido para fijar la presión intermedia P_3' a la salida la primera turbina. Sin embargo, un valor representativo de diversas plantas de generación eléctrica se obtiene al considerar que P_3' sea aproximadamente un 30% de P_2 . En las etapas de expansión y bombeo se definen las eficiencias isentrópicas de estos equipos para considerar las irreversibilidades de estos procesos.

$$\mathcal{E}_T = \frac{h_2 - h_{3'}}{h_2 - h_{3s'}} \quad (2)$$

$$\mathcal{E}_B = \frac{h_{1s} - h_4}{h_1 - h_4} \quad (3)$$

donde el subíndice “s” hace referencia al proceso isentrópico. Se asumen eficiencias isentrópicas de 85% para ambas etapas de expansión y 75% en el bombeo.

En el condensador se fija la temperatura de condensación en 50°C, lo cual corresponde a una presión de saturación de 0,12 bara. Este valor es superior al mínimo tecnológico en condensadores de 0,05 bara y viabiliza un intercambio de calor con una fuente fría del orden de 30°C (Angelino & Colonna di Paliano, 1998; Drescher & Brüggemann, 2006).

Una vez determinados todos los puntos del ciclo, la potencia eléctrica se calcula como:

$$P_E = m_{ft} [h_2 - h_{3'} + h_{2'} - h_3 - (h_1 - h_4)] \eta_{elec} \quad (4)$$

Donde m_{ft} corresponde al flujo másico de vapor y η_{elec} el rendimiento de conversión electromecánica.

De este modo, para el cálculo de la potencia se debe determinar el flujo másico de vapor, el cual se determina mediante un balance energético del generador de vapor.

$$m_F h_F + m_a h_a(T_a) = m_{ft} q_u + Q_P + m_g h_g(T_{ch}) \quad (5)$$

donde m_F corresponde al flujo másico de combustible, h_F la entalpía del combustible, $m_a h_a(T_a)$ el flujo másico de aire por su entalpía sensible a la temperatura de entrada al sistema, $m_{ft} q_u$ el flujo másico de vapor por el calor útil entregado al mismo ($q_u = h_{vap} - h_{ag}$), Q_P las pérdidas de calor del generador de vapor por convección y radiación, $m_g h_g(T_{ch})$ el flujo de gases de escape por su entalpía a la temperatura que se encuentran en la chimenea. La temperatura de chimenea T_{ch} se define mediante un *pinchpoint* de 20°C con respecto a la temperatura de evaporación del fluido de trabajo T_{ev} . Las pérdidas de calor se consideran como 2% de la energía que ingresa al generador de vapor.

Para estudiar la eficiencia a la que se genera energía a partir de cierta biomasa como combustible, se define mediante la ecuación 6 el rendimiento de conversión de combustible, referido al poder calorífico inferior.

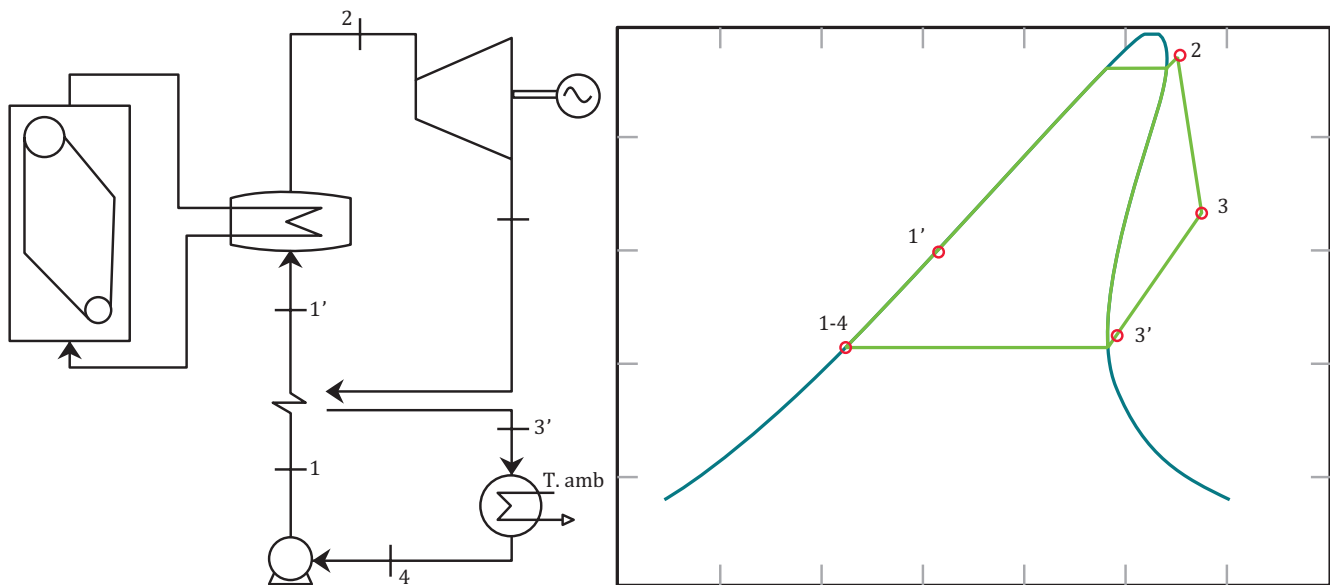
$$\eta = \frac{P_e}{m_F PCI_F} \quad (6)$$

Ciclo Rankine Orgánico (ORC)

El modelado del ciclo Rankine orgánico es relativamente similar al Rankine convencional pero con algunas diferencias notorias. Se define el octametiltrisiloxano (OMTS) como fluido de trabajo, debido a que en la actualidad es el fluido más utilizado en la mayoría de las plantas a biomasa (Algieri & Morrone, 2011; Pezzuolo et al., 2016). Para determinar las propiedades termodinámicas del fluido de trabajo, se emplea la base de datos de distribución libreCoolprop (Bell et al., 2014). Debido a que el OMTS es un fluido seco en su expansión, se considera

únicamente un sobrecalentamiento de 5°C. Siguiendo las configuraciones típicas de los sistemas ORC (Duvia et al., 2009; Obernberger et al., 2002) y aprovechando las ventajas que permite la utilización de un fluido orgánico, se emplea un intercambiador de calor interno a modo de recuperador de calor y aceite térmico como fluido intermedio. Además, no se consideran recalentamientos intermedios en la expansión. El uso de aceite térmico como fluido intermedio está ligado a las temperaturas máximas que pueden soportar los fluidos orgánicos, las cuales generalmente son mucho menores a las temperaturas alcanzadas en la combustión (Algieri & Morrone, 2015; Schuster et al., 2009). En la figura 2 se esquematiza el ciclo considerado.

Figura 2. Esquema de ciclo Rankine orgánico y curva T-s



Fuente: Elaboración propia.

El fluido de trabajo seleccionado presenta una temperatura crítica de 291°C, además los aceites térmicos generalmente no deben exceder los 315°C. De este modo y considerando un sobrecalentamiento del OMTS de 5°C, los parámetros de entrada a la turbina seleccionados son los siguientes: $T_2 = 285 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_2 = 11,95 \text{ bara}$.

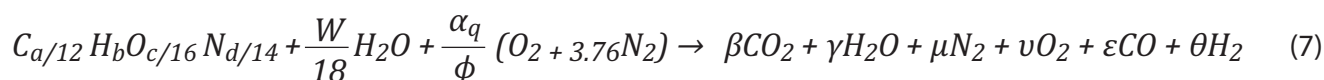
En cuanto a la condensación, diversos autores (Angelino & Colonna di Paliano, 1998; Drescher & Brüggemann, 2006) establecen un mínimo en la presión del condensador para sistemas ORC, por motivos tecnológicos y constructivos, de 0,05 bara. La temperatura de saturación, correspondiente a dicha presión, para el OMTS es 66,6 °C, la cual es

suficientemente elevada para poder intercambiar calor con la fuente fría a temperatura ambiente.

De la misma forma que para el ciclo Rankine convencional, se asumen eficiencias isentrópicas de 85% y 75% para la turbina y compresor respectivamente, así como un rendimiento electromecánico de 90%.

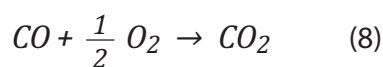
Reacción de combustión

La reacción de combustión se resuelve a partir de la estequiometría y el equilibrio químico de los productos, dejando por fuera otros factores como los considerados en la cinética química. Se considera a las biomásas como un combustible húmedo, con una composición elemental determinada. Para cualquier biomasa, la reacción se puede escribir como:



Donde $C_{(a/12)}H_{(b/16)}O_{(c/16)}N_{(d/14)}$ representa un mol de combustible seco y a, b, c y d son la fracción másica de cada elemento. α_q la cantidad estequiométrica de O_2 en el aire y ϕ la riqueza de la mezcla combustible-aire.

Adicionalmente se considera la reacción de disociación,



mediante la ecuación de equilibrio químico a la temperatura T y presión atmosférica,

$$k_p(T) = \frac{(x_{CO_2})}{(x_{CO})(x_{O_2})^{1/2}} \quad (9)$$

donde (x_i) representa las fracciones molares de cada especie y T corresponde a la temperatura de llama adiabática. Para resolver la combustión planteada se sigue el desarrollo expresado en Medina et al. (2014).



Para los cálculos se fija un exceso de aire en la combustión de 50%, para todos los rastrojos y las dos tecnologías consideradas. Este valor es acorde a los distintos tipos de quemadores empleados para biomasa (EPA, 20017).

RESULTADOS DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

Según se mencionó anteriormente, los rangos de potencias que se adecúan a cada tipo de tecnología considerada en este trabajo son los siguientes:

- Rankine convencional: 6 MW a 150 MW
- ORC: 0,5 MW a 8,0 MW

Ciclo Rankine convencional

Según los parámetros del ciclo fijados en la página 48 y para las cuatro turbinas de vapor consideradas, independientemente de la biomasa en cuestión, se obtienen los resultados presentados en la tabla 3 (Siemens, 2017).

Tabla 3. Principales características del ciclo de vapor.

Modelo de Turbina	SST-111	SST-150	SST-300	SST-600
Rango de Potencia (MWe)	6 - 12	12 - 20	20 - 50	100 - 150
(bar)	130	103	120	165
(°C)	530	505	520	565
(%)	36,6	35,5	36,2	37,8

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 4, se muestran los valores de potencia eléctrica que se podrían obtener para cada biomasa. A nivel país se tiene un potencial total superior a 700 MW considerando los rastrojos generados por los cinco cultivos en cuestión, donde prácticamente la mitad corresponde a los rastrojos de soja (340 MW), seguido por los rastrojos de trigo (225 MW). El rendimiento eléctrico de conversión de combustible que se obtendría en este sistema, bajo las consideraciones antes mencionadas, es entre 23,0% y 25,6% respecto al PCI. Se observa que las biomásas con menor contenido de humedad presentan mejores rendimientos. Una alternativa para aumentar este rendimiento es disminuir la temperatura de los humos, los cuales sobrepasan los 330°C. Para disminuir esta temperatura se puede recurrir a economizadores y/o precalentadores de aire en el generador de

vapor, los cuales no fueron contemplados en el modelo.

Considerando una planta que genere 10 MWe durante 300 días al año y con la finalidad de visualizar el requerimiento de biomasa para operar la misma, se calcula la superficie necesaria donde se debe cosechar el rastrojo para satisfacer dicha demanda. De esta forma, considerando cada rastrojo de forma independiente, son necesarias 23.000ha de soja, 20.200ha de trigo, 12.000ha de maíz, 16.800ha de sorgo o 17.800ha de cebada. Esto equivale a radios de acción entre 6 y 9 km dependiendo del cultivo. Este mismo resultado pero visualizado desde otra óptica, implica que los rastrojos de maíz son la biomasa con mayor potencial por hectárea, en orden descendente se ordenan: rastrojo de sorgo, rastrojo de trigo, rastrojo de soja y por último el rastrojo de cebada.

Tabla 4. Potencial de generación de energía eléctrica a partir de ciclo Rankine convencional.

Biomasa	Pot. (MW)	Rend. (%)	Pot. esp. (W/ha)
R. Soja	340	25,6	439
R. Trigo	225	25,6	495
R. Maíz	63	23,6	832
R. Sorgo	42	23,0	595
R. Cebada	35	25,1	559

Fuente: Elaboración propia

Ciclo Rankine orgánico

Bajo las consideraciones de presión, temperatura, tipo de fluido, rendimientos isentrópicos y demás parámetros explicitados en la Sección 3.2, el rendimiento del ciclo resulta en 27,2% y la temperatura de los humos en la chimenea es de 300°C.

En la tabla 5 se presenta, para cada biomasa, el consumo de combustible por año necesario para alimentar una planta de generación de un *megawatt* operando 300 días al año. Además, se presenta el rendimiento de generación que se obtendría y el potencial de generación a partir de

la cosecha parcial de los residuos por hectárea. Se observa que los rendimientos del ORC con estas biomásas se encuentra entre 18,0% y 19,6%, donde la humedad de la biomasa es el factor que más influyen en esta fluctuación. En cuanto al consumo de combustible, las biomásas con mayor poder calorífico son las que presentan menores requerimientos de consumo. Debido a la generación de biomasa por hectárea y considerando que los rendimientos son muy similares para cada uno de ellos, los rastrojos de maíz son la biomasa estudiada con mayor potencial por unidad de superficie, seguido de los rastrojos de sorgo, trigo, soja y por último de cebada.

Tabla 5. Potencial energético a partir de ORC.

Biomasa	Consumo (T/año.MWe)	Rend. (%)	Pot. esp. (W/ha)
R. Soja	7.195	19,5	316
R. Trigo	8.062	19,5	326
R. Maíz	8.177	18,0	687
R. Sorgo	8.594	19,5	454
R. Cebada	7.828	19.6	304

Fuente: Elaboración propia

Si bien el fluido de trabajo empleado en este ciclo es el usualmente utilizado, el rendimiento puede ser incrementado cambiando dicho fluido, teniendo en cuenta factores ambientales y de seguridad.

CONCLUSIONES

El presente trabajo se centró en el cálculo del potencial energético de biomásas residuales generadas en actividades agrícolas, particularmente en los rastrojos de los cultivos cerealeros con mayor extensión en Uruguay. Se evaluó la disponibilidad de las mismas, se definieron dos tecnologías para la producción de potencia y se obtuvieron los valores de potencia eléctrica generada en períodos anuales, para cada una de las biomásas estudiadas.

En cuanto a disponibilidad a nivel nacional, los rastrojos de soja son los de mayor producción neta, seguidos de los rastrojos de trigo, maíz, sorgo y cebada. Considerando la producción de residuos por hectárea (rendimiento de cultivo), el orden decreciente de la generación de rastrojos es la siguiente: maíz, sorgo, cebada, trigo y soja.

De las tecnologías evaluadas, los mejores rendimientos se alcanzan con el ciclo Rankine convencional, del orden de 25%, para rangos de potencia entre 6 y 150 MWe. El ORC se presenta como una alternativa en pequeña escala pero con menores rendimientos, entre 18,0% y 19,6%.

Si se considera la totalidad de los rastrojos de residuos cerealeros, que se encuentran distribuidos en gran parte del territorio, se presenta un

potencial de generación eléctrica de 700MW. Por motivos económicos, de recolección y transporte, se debe pensar un aprovechamiento de dichos residuos en forma regional y escalas de potencia menores.

Los rastrojos de soja son la biomasa estudiada con mayor potencial de generación de energía con 340MWe. Además de la gran disponibilidad, esta biomasa presenta aceptables cualidades como combustible, lo que se ve reflejado en buenos rendimientos obtenidos para cada tecnología. Como desventaja presenta una producción de materia por hectárea inferior a otras biomásas, lo que puede afectar los costos de logística.

En términos relativos a la superficie, los rastrojos de maíz son el residuo estudiado con mayor potencial con 316W/ha. Esto se debe a las diferencias en generación de biomasa por hectárea y que los rendimientos de los ciclos no varían fuertemente entre los diferentes rastrojos.

REFERENCIAS

- Algieri, A. & Morrone, P. (2011). Comparative energetic analysis of high-temperature subcritical and transcritical Organic Rankine Cycle (ORC). A biomass application in the Sibari district. *Applied Thermal Engineering*.
- Algieri, A. & Morrone, P. (2015). Energy Analysis of Organic Rankine Cycles for Biomass Applications. *Thermal Science*.
- Angelino, G. & Colonna di Paliano, P. (1998). Multicomponent Working Fluids for Organic Rankine Cycles (ORCs). *Energy*.
- Barse, K. & Mann, M. (2016). Maximizing ORC performance with optimal match of working fluid with system design. *Applied Thermal Engineering*.
- Bell, I., Wronski, J., Quoilin, S. & Lemort, V. (2014). Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp (www.coolprop.org). *Industrial & Engineering Chemistry Research*.



- Bini, R. (2010). State of the art of ORC technology for biomass plants. *Turboden*.
- Cortez, L., Lora, E. & Olivares-Gómez, E. (2008). Biomassa para energia. San Pablo/Brasil: Ed.Unicamp.
- DIEA. (2012). Censo general agropecuario 2011. Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca - Uruguay.
- DIEA. (2016). Anuario estadístico agropecuario 2015. Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca - Uruguay.
- Drescher, U. & Brüggemann, D. (2006). Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomasspower and heatplants. *Applied Thermal Engineering*.
- Durante, A., Pena-Vergara, G., Curto-Risso, P. L., Medina, A. & Calvo Hernández, A. (2017). Thermodynamic simulation of a multi-step externally fired gas turbine powered by biomass. *Energy Conversion and Management*.
- Duvia, A., Guercio, A. & Rossi, C. (2009). Technical and economic aspects of Biomass fuelled CHP plants based on ORC turbo generators feeding existing district heating networks. *Turboden*.
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency). (2007). Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies. *Combined Heat and Power Partnership*.
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency). (2015). Catalog of CHP Technologies. *Combined Heat and Power Partnership*.
- General Electric. (2017). <https://www.gepower.com/steam/steam-turbines/reheat>.
- Gerssen-Gondelach, S., Saygin, D., Wicke, B., Patel, M. & Faaij, A. (2014). Competing uses of biomass: Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Kemanian, A., Stöckle, C., Huggins, D. & Viegas, L. (2007). A simple method to estimate harvest index in grain crops. *Field Crops Research*.
- Lora, E. & Venturini, O. (2012). Biocombustíveis, Vol.1. Rio de Janeiro/Brasil: Ed. Interciência.
- Medina, A., Curto-Risso, P., Calvo Hernández, A., Guzmán-Vargas, L., Angulo-Brown, F. & Sen, A. K. (2014). Quasi-dimensional simulation of spark ignition engines. *Springer*.
- Montouliu, J. & Tenconi, M. (2015). Notas del curso Energía 2. Facultad de Ingeniería - Udular: Departamento de Termodinámica Aplicada - IIMPI.
- Obernberger, I., Thonhofer, P. & Reisenhofer, E. (2002). Description and evaluation of the new 1.000 kWel Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria. *Euroheat & Power*.
- Pena-Vergara, G., Durante, A., Curto-Risso, P., Franco, E., Pina, A., Amaya, A. & Tancredi, N. (2017). Characterization of residual biomass from agricultural and agroindustrial activities. COBEM-2017, 0668.
- Pezzuolo, A., Benato, A., Stoppato, A. & Mirandola, A. (2016). The ORC-PD: A versatile tool for fluid selection and Organic Rankine Cycle unit design. *Energy*.
- Saidur, R., Abdelaziz, E.A., Demirbas, A., Hossain, M.S. & Mekhilef, S. (2011). A review on biomass as a fuel for boilers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 2262-2289.
- Schuster, A., Karellas, S., Kakaras, E. & Spliethoff, H. (2009). Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle applications. *Applied Thermal Engineering*.
- Siemens. (2017). Turbines for Biomass Plants. www.siemens.com/energy.
- Turboden. Biomass, ORC cogeneration system for your green waste.
- van-Loo, S. & Koppejan, J. (2008). The Handbook of Biomass Combustion and Co-Firing. *Earthscan*.
- Vassilev, S. V., Baxter, D., Andersen, L. K., & Vassileva, C. G. (2010). An overview of the chemical composition of biomass. *Fuel*, 89, 913-933

STUDY OF SULPHURIC ACID-CATALYSED STEAM PRETREATMENT OF THE HARDWOOD *ANADENANTHERA COLUBRINA*

Cristhian Carrasco ¹, Luis Fernando Quispe ², Gunnar Lidén ³

Received: 18/06/2018 y Accepted: 23/07/2018
ENERLAC. Volume II. Number 1. September, 2018 (54-68).



¹ Department of Chemical Engineering, Lund University, Sweden. Instituto de Investigación y Desarrollo de Procesos Químicos, Ingeniería Química, La Paz, Bolivia
cristhian.carrasco@gmail.com

² Instituto de Investigación y Desarrollo de Procesos Químicos, Ingeniería Química, La Paz, Bolivia
luis.quispe@umsa.edu.bo

³ Department of Chemical Engineering, Lund University, Sweden. gunnar.liden@chemeng.lth.se



ABSTRACT

Hemicellulose from lignocellulosic materials constitutes a large potential source of fermentable sugars to be used for fuel production. The hardwood *Anadenanthera colubrina* is used in the South American forest industry. The wood (and its residues) has a high carbohydrate content (cellulose 43% and hemicellulose 21%) and may be of interest as a lignocellulose feedstock for fuel production. The aim of the present study was to determine conditions for a good recovery of hemicellulose, primarily pentose sugars from that material. *A. colubrina* hardwood was subjected to steam pretreatment using dilute sulphuric acid ($\text{H}_2\text{SO}_4 = 0.5$ or 1.5% (w/w)), at a temperature between 180 to 220°C , a holding time of 5 or 10 min and different moisture contents ($40 - 60\%$). Acid hydrolysis gave a good recovery of pentose sugars, with a xylose yield of 68% , and only minor amounts of degradation products in terms of furan compounds. Only minor proportion of the lignin was solubilised. Acid-catalysed steam pretreatment thus appears to be a suitable pretreatment process for recovery of hemicellulose sugars from this feedstock to be used in fermentation processes.

Keywords: *Anadenanthera Colubrina*, Ethanol, Steam Pretreatment

RESUMEN

La hemicelulosa proveniente de residuos lignocelulósicos constituye una fuente potencial de azúcares fermentables para la producción de combustibles. La especie de madera dura *Anadenanthera colubrina* es utilizada en Suramérica para la industria forestal. Esta madera (sus residuos) tiene un alto contenido de carbohidratos (celulosa 43% y hemicelulosa 21%) siendo una posible materia prima lignocelulósica para la producción de combustibles. El objetivo del presente estudio fue determinar las condiciones para alcanzar una alta recuperación de hemicelulosa,

principalmente pentosas provenientes de este material. La madera dura A. colubrina fue sujeta a pretratamiento de vapor utilizando ácido sulfúrico diluido ($H_2SO_4 = 0.5$ a 1.5% (p/p)) entre temperaturas de 180 a 220 °C, un tiempo de residencia de 5 a 10 min y diferentes contenidos de humedad (40 – 60%). La hidrólisis ácida alcanzo una buena recuperación de pentosas, con un alto rendimiento de xilosa del 68%, y con pequeñas cantidades de productos de degradación en términos de furanos. Solo una pequeña proporción de lignina fue solubilizada. El pretratamiento de vapor catalizado con ácido sulfúrico aparece como un proceso de pretratamiento sostenible para la extracción de azúcares de hemicelulosa a partir de materias primas lignocelulósicas que puede ser utilizado para procesos fermentativos.

Palabras Clave: Anadenanthera Colubrina, Etanol, Pretratamiento de Vapor

Latin American and the Caribbean countries (LAC) are potential suppliers of raw materials such as lignocellulosics for bioethanol production, since these raw materials have well-established cultivation procedures, as well as technology for harvesting and their transportation.

INTRODUCTION

Over the last years there has been an increasing interest in using renewable energy as a substitute for fossil fuels. A major reason behind this interest is the concern about the effects of greenhouse gases and the associated risks for global warming (Cao, 2003; de Campos et al., 2005). In the context of renewable resources, lignocellulosic feedstocks constitute important sources of fermentable sugars to be used for fuel production. Xylan is the most abundant non-cellulosic polysaccharide present in several biomasses (about 20-40%), including agricultural residues, herbaceous crops, and deciduous (hardwood) trees (Ebringerová et al., 2005). The lignocellulosic sector of Latin America and the Caribbean (LAC) is a potential supplier of feedstocks for bioethanol, since these feedstocks already have well-established cultivation procedures in place, as well as technology for harvesting and transportation (McMillan, 1994; Zhan et al., 2005; IICA, 2007). The costs of the feedstock normally depend on, for example, plant location, size and the method of procurement (Zhan et al., 2005).

In the forest sector, South America possesses large wood reserves (23% of global forests) predominantly dominated by hardwood trees. Numerous of these trees species are used to produce energy either by being burnt directly or in the form of charcoal or pellets (Juslin & Hansen, 2002; ECLAC et al., 2013). One of the species is *Anadenanthera colubrina* (Vell.) Brenan, which is widely distributed in Argentina, Bolivia, Brazil, Colombia, Ecuador, Paraguay and Peru (Prado & Gibbs, 1993; Delgobo et al., 1998; Carrasco, 2013). In Bolivia, *A. colubrina* (also known as Curupaú) is an important commercial hardwood, and large quantities of forest and mill residues, such as sawdust and chips, are produced in the Bolivian forest industry. *A. colubrina* has a high carbohydrate content and together with the facts above, this makes it an interesting substrate for bioethanol production (Carrasco, 2013).

One of the most widely used pretreatment methods is the steam pretreatment, which hydrolyses most of the hemicellulose into monomeric sugars (D-xylose, L-arabinose, D-galactose, and D-mannose). The addition of catalyst as H_2SO_4 and SO_2 during steam pretreatment can significantly improve the hemicellulose hydrolysis in terms of pentoses removal in comparison to autohydrolysis pretreatment (i.e. treatment without catalyst) (Grohmann et al., 1986; Galbe & Zacchi, 2007; Carrasco et al., 2010). Catalysis by sulphuric acid has been most extensively studied, including feedstocks as aspen (Mackie et al., 1985; Grohmann et al., 1986; Josefsson et al., 2002; De Bari et al., 2007), eucalyptus (Carrasco et al., 1994; Emmel et al., 2003), poplar (Carrasco et al., 1994), oak (Carrasco et al., 1994), *Salix* (Sassner et al., 2008), and willow (Eklund et al., 1995). In general, steam pretreatment generates xylose-rich liquors (hydrolysates) as effluent due to the hydrolysis of hardwood hemicellulose sugars. The presence of high amounts of *O*-acetyl groups facilitates the catalytic hydrolysis of the hemicellulose sugars by acetic acid formation (Dekker, 1987). The composition of hydrolysates furthermore depends on the pretreatment conditions such as catalyst concentration, reaction temperature, liquid-to-solid ratio (L/S) and residence time. Ideally, the cellulose polymer should be easily accessible to enzymatic hydrolysis after steam pretreatment. In addition to mixed sugars and oligosaccharides, inhibitory compounds such as organic acids, furans and numerous phenolic compounds are also likely to be present in the pretreated feedstocks (McMillan, 1994; Galbe & Zacchi, 2007).

The objective of the present study was to investigate the potential of the hardwood *A. colubrina* as a feedstock for bioethanol production. The work focused on production of sugars from the hemicellulose during steam pretreatment, with the aim of reaching as high pentose sugars yield as possible, with low formation of by-products. Steam pretreatment experiments using H_2SO_4 as catalyst were made

in the temperature range 180 to 220°C, reaction times of 5 or 10 minutes, and moisture contents between 40 and 60%.

MATERIALS AND METHODS

Feedstock preparation

Fresh sawdust *A. colubrina* was supplied by a sawmill, MARSASRL (La Paz, Bolivia). The collected material was stored at room temperature (15°C) awaiting milling. Before washing, the woody material was screened to remove the oversized material, which was sent to a re-milling. Here the lignocellulosic was hammer-milled through a sieve size of 1.2 mm, after which the feedstock was washed with water (to remove dirt, sand and other solid residues). Following this, different preparations of moisture content (MC) were made. The sawdust material was dewatered by pressing to reach approximately 60% of high moisture content (HMC), and was drying at room temperature, reaching 40% of low moisture content (LMC). The prepared feedstock was stored in plastic bags at 4°C for later H_2SO_4 impregnation and steam pretreatment. The woody material composition is indicated in table 1.

Impregnation and H_2SO_4 -catalysed steam pretreatment

Several batches of *A. colubrina* were impregnated with 0.5-1.5 % H_2SO_4 (w/w), amount based on the water content of the woody material. The samples were wetted with sufficient sulphuric acid solution to give a liquid-to-solid ratio of 2:1 (including the moisture content of the hardwood) in glass flasks for eight hours at room temperature. Following impregnation, the acidified hardwood was placed into a laboratory-scale hydrolysis reactor with a volume of 0.5-L, equipped with a flash collector tank and a steam generator. A batch of 7 g of dry wood was used in each experiment. The size of the material (1.2 mm) to be used and the charge in the reactor were tested in previous experiments. Dilute-acid hydrolysis was performed at temperature

Table 1. Composition of woody biomass (g kg⁻¹, dry basis)

Component	<i>A. colubrina</i> ^a	Aspen ^b	<i>Salix</i> ^c
Oligosaccharides			
Glucan	433	477	414
Xylan	156	158	150
Arabinan	21	5	12
Mannan	14	17	32
Galactan	21	6	23
Lignin			
Klason lignin	188	258	242
Acid soluble lignin	12	12	22
Acetyl groups	N.A.	N.A.	29
Ash	14	12	9
Extractives			
Water	126	N.A.	N.A.
Ethanol	17	N.A.	N.A.

^a Current study; ^b source from De Bari et al. [17]; ^c source from Sassner et al. [20].

N.A. not analysed.

range of 180 to 220 °C with a residence time of 300 or 600 s. After hydrolysis, the slurries were cooled by flashing to atmospheric pressure and subsequently separated into two fractions, hydrolysate and fibre residue, by filtration. This procedure was repeated two times at each condition.

The temperature, residence time and catalyst concentration variables in steam pretreatment can be combined in single reaction typically reported as combined severity factor CS (Chum et al., 1990). CS is defined by the following equation

$$CS = \log \left(t \times e^{\frac{T - T_{ref}}{14.75}} \right) - pH$$

where t is residence time in minutes, T is pretreatment temperature in °C, and T_{ref} is a reference temperature set to 100 °C.

Analytical methods

The composition of *A. colubrina* with respect to carbohydrates, lignin, extractives and ash was determined at the *Instituto de Investigación y Desarrollo de Procesos Químicos* (IIDEPROQ) Laboratory, UMSA, La Paz, Bolivia. The oligomeric and monomeric sugars of hardwood sawdust were determined according to standard procedure developed by NREL described in (Sluiter et al., 2008c). Extractives were determined by NREL method described in (Sluiter et al., 2008e). Ash was determined by a standard procedure NREL described in (Sluiter et al., 2008a).

Oligosaccharides determination

The water insoluble solids (WIS) were separated by filtration after hydrolysis, the filter cakes were washed thoroughly in hot water for 60

min, and the yield of the fibrous material was determined. Moreover, the composition of the WIS pulp was determined according to NREL standard assay (Sluiter et al., 2008d). In addition, the liquid fractions were analysed for monomeric and oligomeric sugars, cellobiose and by-products (acetic acid, 5-hydroxymethyl furfural and furfural) using high-performance liquid chromatography (HPLC). Sugars and by-products were analysed according to NREL standard assay described in (Sluiter et al., 2008b). All hydrolysates were analysed in duplicate.

HPLC analysis

All hydrolysates were centrifuged at 12100 x g for 5 min (Mini Spin Plus, Eppendorf, Germany) and filtered through 0.20 mm sterile filters before analysis by HPLC. Cellobiose, glucose, mannose, galactose, xylose and arabinose were analysed on an Aminex HPX-87P column (Bio-Rad laboratories, Hercules, CA, USA) at 85°C. MilliQ-water was used as eluent at a flow rate of 0.6 mL min⁻¹. Acetic acid, 5-hydroxymethyl furfural (HMF) and furfural were determined by Aminex HPX-87H column (Bio-Rad laboratories, Hercules, CA, USA) at 60°C eluted with 0.6 mL min⁻¹ of 5mM H₂SO₄. The analytical HPLC system was an Agilent 1100 (Santa Clara, CA, USA) equipped with a vacuum degasser G1379A (Santa Clara, CA, USA), an isocratic pump G1310A (Santa Clara, CA, USA), a refractive index (RI) detector G1362A (Santa

Clara, CA, USA) and an UV-visible wavelength detector G1365B MWD (Santa Clara, CA, USA). All samples were quantified using a refractive index detector with the exception of acetic acid, HMF and furfural, which were quantified using a UV detector at 210 nm.

Experimental design

In the experimental design, the effects of four variables, temperature (°C), residence time (min), percentage of H₂SO₄ (w/w), and moisture content (%), were investigated respect to two response variables, release of hemicellulose sugars (xylose and arabinose) by hydrolysis, and formation of by-products (furfural). Other possible variables, such as liquid-to-solid ratio or particle size, or responses, such as oligomer-to-monomer ratio were not included in the present study. The statistical experimental design was evaluated with Matlab software (V6.5, Mathworks Inc., Natick, MA, USA). The experiments were made in duplicates with a fully randomized run order. Thus, forty pretreatment experiments of *A. colubrina* were tested on two levels, according 24 factorial designs increasing the temperature from 180 to 220°C. The results were statistically analysed by ANOVA analysis for the response variables xylose yield, furfural yield and arabinose yield (expressed in g 100⁻¹ g⁻¹). The conditions of the experiments are listed in table 2.

Table 2. Experimental design for pretreatment of *A. colubrina*

Factor	Variable	Level				
A*	Temperature (°C)	180	190	200	210	220
B	Time (min)	5		10		
C	H ₂ SO ₄ , % (w/w)	0.5		1.5		
D	Moisture content (%)	40		60		

* Range considering in the experimental design: Low A [180-190°C]; moderate low A: [190-200°C]; moderate high A: [200-210°C]; high A: [210-220°C].

Based on the characterization results, a dry metric ton of *A. colubrina* (as hardwood sawdust) would theoretically produce 329 liters of ethanol from hexoses and 128 liters of pentoses.

RESULTS AND DISCUSSION

Chemical composition of the *A. colubrina*

The chemical composition of *A. colubrina* analysed in the present work is shown in table 1 together with reported values for aspen and *Salix*. The high carbohydrate content makes *A. colubrina* (hardwood) a potential feedstock for production of many other products like synthesis gas, ethanol, methanol, hydrogen and electricity. The glucan content is significantly presented in the woody material that than is comparable with common hardwoods previously investigated (De Bari et al., 2007; Sassner et al., 2008). The glucan fraction of yellow poplar (42.1%), birch (42.5%), willow (37.0%), and eucalyptus (36.0%) is much lower than *A. colubrina*, as is the total carbohydrate content (Eklund et al., 1995; IICA, 2007; Zhu & Pan, 2010; Vivekanand et al., 2013). The hemicellulose matrix in the hardwood is mainly made up and dominated by xylan. This material is to some extent similar to aspen and *Salix*, and it has a glucan content of about 43% and a xylan content of about 16%. Acetyl groups were not analysed but are known to constitute a minor contribution to the total content of hemicellulose (Delgobo et al., 1999). The material has a relatively

low lignin content (20%) in comparison to e.g. aspen and *Salix*. The total lignin in aspen and *Salix* are 27.0 and 26.4%, respectively (De Bari et al., 2007; Sassner et al., 2008). The acid-insoluble lignin also constitutes a small part of total lignin value in *A. colubrina* than other hardwoods such as *Salix* and *Eucalyptus regnans* (Dekker, 1987; Sassner et al., 2008). The material contains large amounts of extractives as comparing previous studies of this wood specie (Mota et al., 2017). It is well-known that especially tropical wood contain significant amounts of extractives (Vassilev et al., 2012). Extractives analysis of *A. colubrina* tested show significant differences, where reported high values in contrast to commercial hardwoods (Grohmann et al., 1986). The very low ash of hardwood is also notable. Based on the values in table 1, one dry metric ton of *A. colubrina* would theoretically yield 329 litres ethanol from the hexose sugars and 128 litres from pentose sugars.

Steam pretreatment of hardwood

The feedstock was then subjected to several steam explosion pretreatments in order to find the most suitable conditions giving a high level of hemicellulose hydrolysis with a small degradation of the cellulosic fraction.

Four factors, namely temperature, sulphuric acid concentration, residence time and moisture content were evaluated. The response measured was xylose and arabinose recovery and furfural formation. These sugars and furfural were selected as examples because the sugars are the most important pentoses and furfural is the main degradation product in hemicellulose pretreatment (Gairola & Smirnova, 2012). The significance of the effects was determined by ANOVA (table 4). All main factors showed a significant effect on the xylose and furfural yields from steam pretreatment of *A. colubrina*, whereas, the residence time did not come out as significant for the arabinose recovery. It was concluded that all variables are important factors to define the best conditions for pentose sugars recovery.

figure 1 shows the predicted relationship between temperature and residence time in the reactor charge (Carrasco, 2013). A significant portion of hemicellulose from *A. colubrina* wood became solubilized during the steam pretreatment. A large proportion of these sugars occurred as monomers rather than oligomers, due to the catalytic activity of the hydronium ions associated with low pH (the measured pH was in the range 1.6 to 2.5). From Fig. 1, the highest xylose yield achieved was around 12 g per 100 g DM at 200°C, i.e. 68 % of the theoretical maximum yield, at 1.5% (w/w) H₂SO₄ for 5 min. Overall, the xylose recovery in the current study appeared to be in the expected range for this kind of pretreatment (Ramos et al., 2000; Sassner et al., 2008). The hydrolysis of glucan was low at all conditions studied (table 3). Although not tested in the current study, the efficient removal of most of the hemicellulose is likely to give increased accessibility of the

cellulose to the cellulase enzymes and thereby provide a material which can be hydrolysed (Horn & Eijssink, 2010). The major part of the weight loss during dilute acid pretreatment was caused by hydrolysis and solubilisation of hemicellulosic sugars, for averaged reaction times (5-10 min) and temperatures (190-200°C). Comparing to other hardwoods (e.g. poplar hardwood), slightly higher yields of pentose sugars have been obtained than for *A. colubrina* (cf. table 3) (Carrasco et al., 1994). It is noteworthy is that the high resistance to dilute acid hydrolysis exhibited by the pentose fraction of this feedstock biomass, despite the facts that it was subjected to the harshest conditions of hydrolysis. The formation of the by-products, furfural and 5-hydroxymethylfurfural, was low in all hydrolysates obtained (table 3). This indicates that the hydrolysates might not be very inhibitory for fermentation in ethanol production.

CONCLUSIONS

Under the conditions tested in this study, pretreatment of H₂SO₄-impregnated *A. colubrina* for 5-10 min at 200-220°C resulted in pentose-rich hydrolysates. At such conditions, higher temperatures in the steam reactor seemed to impair higher severities to the hardwood material. This was apparent from the amount of glucose released in the liquid phase and lower hemicellulose recovery when pretreatment was carried out for higher severities of 220 °C. The best xylose recovery yield (nearly 70%) was obtained after pretreating 1.5% H₂SO₄-impregnated *A. colubrina* for 5 min at 200 °C.

Acknowledgements

The Swedish International Development Cooperation Agency (SIDA) is gratefully acknowledged for its financial support of this project. The authors are also grateful to Benny Palmqvist, Department of Chemical Engineering, Lund University, for help with some of the analysis.



Table 3. Yield of sugars and by-products after H₂SO₄-steam pretreatment of *A. colubrina* (g/100 g of dry wood)

Run	T	H ₂ SO ₄	τ	MC	CS	Xylose		
	(°C)	(%)	(min)	(%)		Mono	Oligo	Total
1	180	0.5	5	40	2.54	0.27	0.28	0.55
2	190	0.5	5	40	2.83	1.55	2.24	3.79
17	200	0.5	5	40	3.13	4.30	3.01	7.31
25	210	0.5	5	40	3.42	4.83	3.57	8.40
33	220	0.5	5	40	3.72	5.14	2.73	7.87
3	180	0.5	10	40	2.84	0.06	3.07	3.13
4	190	0.5	10	40	3.13	1.13	5.44	6.57
18	200	0.5	10	40	3.43	4.63	4.51	9.14
26	210	0.5	10	40	3.72	6.66	3.84	10.50
34	220	0.5	10	40	4.02	5.88	4.56	10.44
5	180	1.5	5	40	2.97	0.19	1.64	1.83
6	190	1.5	5	40	3.26	2.73	6.46	9.19
19	200	1.5	5	40	3.56	3.76	4.88	8.64
27	210	1.5	5	40	3.85	5.39	2.93	8.32
35	220	1.5	5	40	4.15	5.29	2.52	7.81
7	180	1.5	10	40	3.27	3.32	3.11	6.43
8	190	1.5	10	40	3.57	6.06	3.59	9.65
20	200	1.5	10	40	3.86	7.19	1.90	9.08
28	210	1.5	10	40	4.15	7.09	1.51	8.61
36	220	1.5	10	40	4.45	6.53	1.38	7.91
9	180	0.5	5	60	2.54	1.09	0.48	1.57
10	190	0.5	5	60	2.83	2.06	3.73	5.79
21	200	0.5	5	60	3.13	4.03	4.30	8.33
29	210	0.5	5	60	3.42	4.35	4.17	8.52
37	220	0.5	5	60	3.72	4.63	3.36	7.99
11	180	0.5	10	60	2.84	2.49	3.39	5.89
12	190	0.5	10	60	3.13	6.02	4.29	10.31
22	200	0.5	10	60	3.43	5.04	3.49	8.53
30	210	0.5	10	60	3.72	5.13	3.11	8.24
38	220	0.5	10	60	4.02	4.89	2.61	7.50

Arabinose			Glucose			HAc	Furf	HMF
Mono	Oligo	Total	Mono	Oligo	Total			
0.01	0.02	0.03	bdl	bdl	bdl	0.02	bdl	bdl
0.22	0.30	0.52	0.19	0.27	0.46	0.25	0.06	bdl
0.65	0.09	0.74	0.53	0.09	0.62	0.84	0.17	bdl
0.64	0.20	0.84	0.42	0.58	1.00	1.01	0.23	bdl
0.57	0.09	0.66	0.20	0.91	1.11	2.13	0.05	0.01
0.01	0.16	0.17	0.01	0.04	0.04	0.02	0.02	bdl
0.45	0.14	0.58	0.01	0.29	0.30	0.88	0.24	bdl
1.07	0.15	1.22	0.09	0.62	0.72	1.47	0.34	0.01
0.83	0.46	1.29	0.00	0.68	0.68	2.72	0.33	0.01
0.83	0.11	0.94	0.36	1.12	1.48	2.83	0.28	0.03
0.08	0.37	0.45	0.03	0.07	0.10	0.02	0.05	bdl
0.79	0.18	0.97	0.16	0.17	0.33	0.43	0.29	bdl
0.74	0.19	0.93	0.44	0.28	0.72	0.59	0.23	0.01
0.63	0.13	0.75	0.49	0.43	0.91	1.67	0.16	0.01
0.30	0.35	0.65	1.62	1.07	2.69	2.60	0.11	0.03
0.61	0.13	0.74	0.14	0.26	0.39	bdl	0.04	bdl
0.72	0.24	0.96	0.10	0.53	0.62	1.16	0.19	0.00
0.59	0.23	0.82	0.68	0.40	1.08	1.59	0.26	0.00
0.57	0.20	0.75	0.91	0.91	1.83	3.77	0.34	0.01
0.43	0.26	0.70	1.75	1.28	3.03	4.10	0.34	0.03
0.60	0.13	0.74	bdl	0.30	0.30	0.72	0.06	bdl
0.95	0.15	1.11	0.05	0.25	0.30	0.99	0.12	bdl
0.68	0.24	0.92	0.00	1.01	1.01	2.00	0.18	bdl
0.64	0.19	0.82	0.12	0.82	0.94	2.50	0.19	bdl
0.48	0.26	0.74	0.36	1.06	1.41	2.53	0.05	0.01
0.80	0.13	0.93	0.06	0.22	0.28	1.06	0.01	bdl
0.98	0.40	1.38	0.07	0.49	0.55	2.00	0.09	bdl
1.31	0.18	1.49	0.02	0.40	0.41	2.12	0.16	bdl
0.94	0.10	1.04	0.26	0.65	0.91	2.82	0.27	0.01
0.47	0.24	0.71	1.04	0.34	1.38	4.29	0.06	0.01

Run	T	H ₂ SO ₄	τ	MC	CS	Xylose		
	(°C)	(%)	(min)	(%)		Mono	Oligo	Total
13	180	1.5	5	60	2.97	3.34	6.37	9.71
14	190	1.5	5	60	3.26	4.47	7.05	11.52
23	200	1.5	5	60	3.56	7.99	4.05	12.03
31	210	1.5	5	60	3.85	7.29	2.40	9.69
39	220	1.5	5	60	4.15	7.11	1.39	8.50
15	180	1.5	10	60	3.27	4.14	3.99	8.14
16	190	1.5	10	60	3.57	4.93	5.43	10.36
24	200	1.5	10	60	3.86	7.32	3.91	11.23
32	210	1.5	10	60	4.15	7.47	2.87	10.34
40	220	1.5	10	60	4.45	7.34	2.09	9.43

CS: combined severity factor; HAc: acetic acid; Fur: furfural; bdl: below detectable level.

The standard deviation was less than 5% based on duplicate experiments.

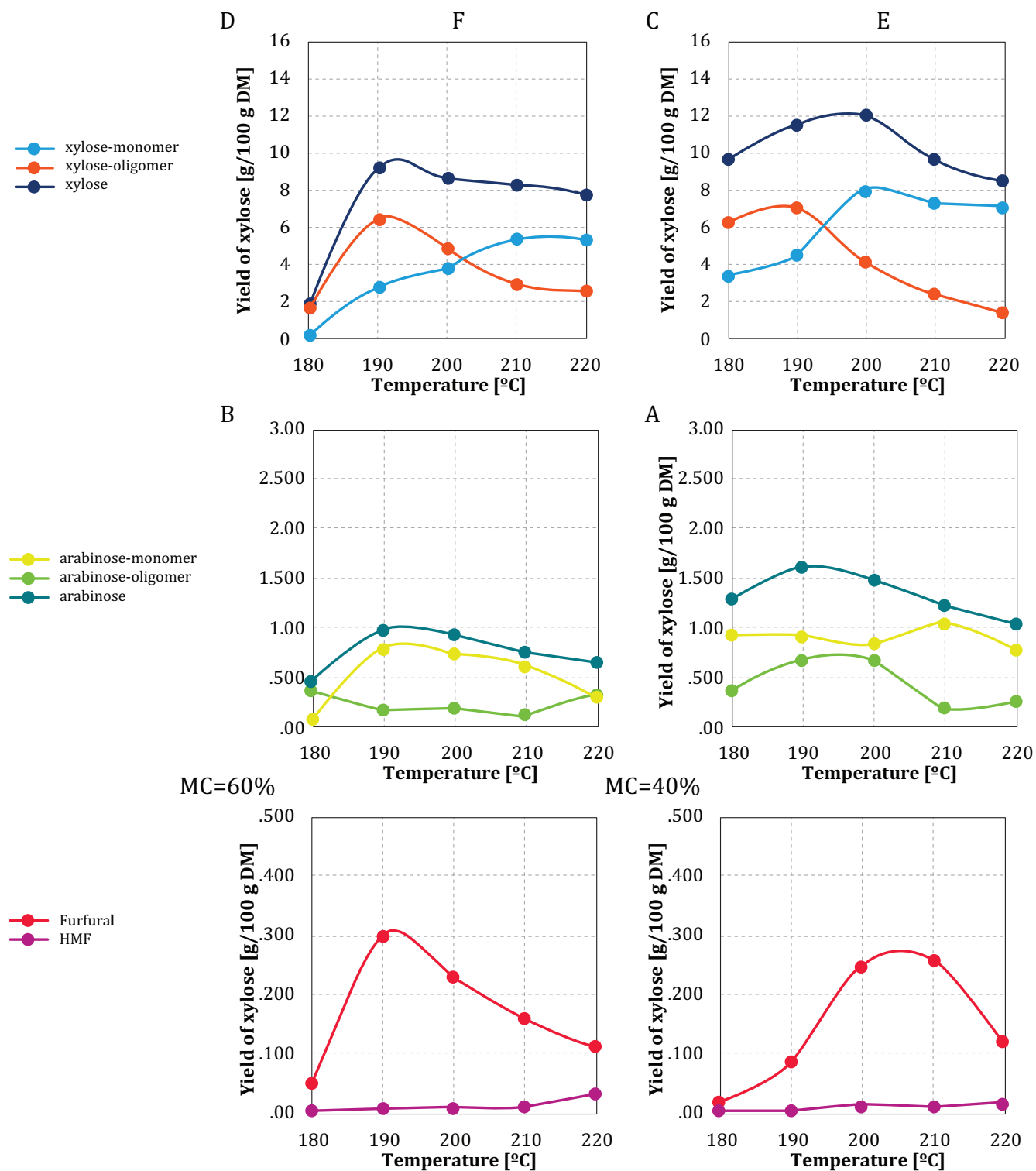


Arabinose			Glucose			HAc	Furf	HMF
Mono	Oligo	Total	Mono	Oligo	Total			
0.93	0.36	1.29	0.12	0.48	0.60	1.16	0.02	bdl
0.92	0.68	1.60	0.20	0.69	0.89	2.55	0.08	bdl
0.83	0.66	1.49	1.03	0.84	1.87	2.64	0.24	0.01
1.03	0.20	1.23	1.42	0.68	2.11	4.31	0.26	0.01
0.79	0.25	1.04	2.15	1.62	3.77	4.79	0.12	0.01
0.56	0.37	0.93	0.10	0.56	0.66	1.12	0.01	bdl
0.81	0.38	1.19	0.11	0.72	0.83	2.76	0.19	bdl
0.80	0.16	0.96	1.09	0.56	1.64	4.26	0.33	bdl
0.62	0.29	0.91	1.29	1.17	2.46	4.53	0.33	0.02
0.49	0.38	0.88	2.40	1.70	4.11	4.83	0.14	0.07

Table 4. ANOVA for xylose and arabinose recovery, and furfural formation response from H₂SO₄-steam pretreatment

Effect	Sum of squares	Degrees of Freedom	Mean Squares	F-ratio	P value
Xylose recovery					
Temperature (°C)	229.5665	4	57.3916	23.0627	2.7006×10 ⁻¹²
H ₂ SO ₄ , % (w/w)	72.3240	1	72.3240	29.0632	8.4624×10 ⁻⁷
Time (min)	28.9760	1	28.9760	11.6440	0.0011
Moisture content (%)	40.4589	1	40.4589	16.2583	1.3579×10 ⁻⁴
Error	179.1723	72	2.4885		
Total	550.4977	79			
Arabinose recovery					
Temperature (°C)	1.8886	4	0.4722	8.4431	1.2113×10 ⁻⁵
H ₂ SO ₄ , % (w/w)	0.3166	1	0.3166	5.6614	0.0200
Time (min)	0.0700	1	0.0700	1.2524	0.2668
Moisture content (%)	2.2152	1	2.2152	39.6128	2.1522×10 ⁻⁸
Error	4.0264	72	0.0559		
Total	8.5169	79			
Furfural formation					
Temperature (°C)	0.5243	4	0.1311	31.7623	3.0219×10 ⁻¹⁵
H ₂ SO ₄ , % (w/w)	0.0373	1	0.0373	9.0349	0.0036
Time (min)	0.0691	1	0.0691	16.7538	1.0982×10 ⁻⁴
Moisture content (%)	0.0353	1	0.0353	8.5536	0.0046
Error	0.2971	72	0.0041		
Total	0.9631	79			

Fig. 1 Pentose sugars and furans yields when *A. colubrina* hardwood is hydrolysed for different reaction temperatures. At 40% of moisture content: xylose in oligomeric and monomeric forms (A); arabinose in oligomeric and monomeric forms (C); furfural and HMF (E). At 60% of moisture content: xylose in oligomeric and monomeric forms (B); arabinose in oligomeric and monomeric forms (D); furfural and HMF (F).



REFERENCES

- Cao, X. 2003. Climate change and energy development: implications for developing countries. *Resources Policy*, 29(1-2), 61-67.
- Carrasco, C. 2013. Bioethanol Production from Lignocellulosic Materials: Some studies on Sugarcane Bagasse, Paja Brava, Wheat Straw, Quinoa Stalks and Curupaú, Ph.D. thesis, Lund University.
- Carrasco, C., Baudel, H.M., Sendelius, J., Modig, T., Roslander, C., Galbe, M., Hahn-Hägerdal, B., Zacchi, G., Lidén, G. 2010. SO₂-catalyzed steam pretreatment and fermentation of enzymatically hydrolyzed sugarcane bagasse. *Enzyme and Microbial Technology*, 46(2), 64-73.
- Carrasco, J.E., Sáiz, M., Navarro, A., Soriano, P., Sáez, F., Martínez, J.M. 1994. Effects of dilute acid and steam explosion pretreatments on the cellulose structure and kinetics of cellulosic fraction hydrolysis by dilute acids in lignocellulosic materials. *Applied Biochemistry and Biotechnology*, 45-46(1), 23-34.
- Chum, H., Johnson, D., Black, S., Overend, R. 1990. Pretreatment-Catalyst effects and the combined severity parameter. *Applied Biochemistry and Biotechnology*, 24-25(1), 1-14.
- De Bari, I., Nanna, F., Braccio, G. 2007. SO₂-Catalyzed Steam Fractionation of Aspen Chips for Bioethanol Production: Optimization of the Catalyst Impregnation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 46(23), 7711-7720.
- de Campos, C.P., Muylaert, M.S., Rosa, L.P. 2005. Historical CO₂ emission and concentrations due to land use change of croplands and pastures by country. *Science of The Total Environment*, 346(1-3), 149-155.
- Dekker, R.F.H. 1987. The Utilization Of Autohydrolysis-Exploded Hardwood (*Eucalyptus Regnans*) And Softwood (*Pinus Radiata*) Sawdust For The Production Of Cellulolytic Enzymes And Fermentable Substrates. *Biocatalysis and Biotransformation*, 1(1), 63-75.
- Delgobo, C.L., Gorin, P.A.J., Jones, C., Iacomini, M. 1998. Gum heteropolysaccharide and free reducing mono- and oligosaccharides of *Anadenanthera colubrina*. *Phytochemistry*, 47(7), 1207-1214.
- Delgobo, C.L., Gorin, P.A.J., Tischer, C.A., Iacomini, M. 1999. The free reducing oligosaccharides of angico branco (*Anadenanthera colubrina*) gum exudate: an aid for structural assignments in the heteropolysaccharide. *Carbohydrate Research*, 320(3-4), 167-175.
- Ebringerová, A., Hromádková, Z., Heinze, T. 2005. Hemicellulose. in: *Polysaccharides I*, (Ed.) T. Heinze, Vol. 186, Springer Berlin Heidelberg, pp. 1-67.
- ECLAC, FAO, IICA. 2013. The Outlook for Agriculture and Rural Development in the Americas: A perspective on Latin America and the Caribbean. IICA, Santiago, Chile.
- Eklund, R., Galbe, M., Zacchi, G. 1995. The influence of SO₂ and H₂SO₄ impregnation of willow prior to steam pretreatment. *Bioresource Technology*, 52(3), 225-229.
- Emmel, A., Mathias, A.L., Wypych, F., Ramos, L.P. 2003. Fractionation of *Eucalyptus grandis* chips by dilute acid-catalysed steam explosion. *Bioresource Technology*, 86(2), 105-115.
- Gairola, K., Smirnova, I. 2012. Hydrothermal pentose to furfural conversion and simultaneous extraction with SC-CO₂ – Kinetics and application to biomass hydrolysates. *Bioresource Technology*, 123(0), 592-598.
- Galbe, M., Zacchi, G. 2007. Pretreatment of Lignocellulosic Materials for Efficient Bioethanol Production. in: *Biofuels*, (Ed.) L. Olsson, Vol. 108, Springer Berlin Heidelberg, pp. 41-65.
- Grohmann, K., Torget, R., Himmel, M. 1986. Optimization of dilute acid pretreatment of biomass. *Biotechnol. Bioeng. Symp.*, 15(Copyright (C) 2013 American Chemical Society (ACS). All Rights Reserved.), 59-80.
- Horn, S.J., Eijsink, V.G.H. 2010. Enzymatic Hydrolysis of Steam-Exploded Hardwood Using Short Processing Times. *Biosci., Biotechnol., Biochem.*, 74(6), 1157-1163.

- IICA. 2007. Agroenergy and biofuels Atlas of the Americas: I. Ethanol. Inter-American Institute for Cooperation on Agriculture ed. IICA, San Jose, Costa Rica.
- Josefsson, T., Lennholm, H., Gellerstedt, G. 2002. Steam Explosion of Aspen Wood. Characterisation of Reaction Products. in: *Holzforschung*, Vol. 56, pp. 289.
- Juslin, H., Hansen, E. 2002. Strategic marketing in the global forest industries. Authors Academic Press.
- Mackie, K.L., Brownell, H.H., West, K.L., Saddler, J.N. 1985. Effect of Sulphur Dioxide and Sulphuric Acid on Steam Explosion of Aspenwood. *Journal of Wood Chemistry and Technology*, 5(3), 405-425.
- McMillan, J.D. 1994. Pretreatment of Lignocellulosic Biomass. in: *Enzymatic Conversion of Biomass for Fuels Production*, Vol. 566, American Chemical Society, pp. 292-324.
- Mota G.S., Sartori C.J., Miranda I., Quilhó T., Mori F.A., Pereira H. 2017. Bark anatomy, chemical composition and ethanol-water extract composition of *Anadenanthera peregrina* and *Anadenanthera colubrina*. *PLoS ONE*, 12(12).
- Prado, D.E., Gibbs, P.E. 1993. Patterns of Species Distributions in the Dry Seasonal Forests of South America. *Annals of the Missouri Botanical Garden*, 80(4), 902-927.
- Ramos, L.P., Carpes, S.T., Silva, F.T., Ganter, J.L.M. 2000. Comparison of the susceptibility of two hardwood species, *Mimosa scabrella* Benth and *Eucalyptus viminalis* Labill, to steam explosion and enzymatic hydrolysis. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, 43, 195-206.
- Sassner, P., Mårtensson, C.G., Galbe, M., Zacchi, G. 2008. Steam pretreatment of H₂SO₄-impregnated *Salix* for the production of bioethanol. *Bioresource Technology*, 99(1), 137-145.
- Sluiter, A., Hames, B., Ruiz, R., Scarlata, C., Sluiter, J., Templeton, D. 2008a. Determination of ash in biomass laboratory analytical procedure (LAP) : issue date, 7/17/2005, National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado.
- Sluiter, A., Hames, B., Ruiz, R., Scarlata, C., Sluiter, J., Templeton, D. 2008b. Determination of sugars, byproducts, and degradation products in liquid fraction process samples laboratory analytical procedure (LAP) : issue date, 12/08/2006, National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado.
- Sluiter, A., Hames, B., Ruiz, R., Scarlata, C., Sluiter, J., Templeton, D., Crocker, D. 2008c. Determination of structural carbohydrates and lignin in biomass laboratory analytical procedure (LAP) : issue date, 4/25/2008, National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado.
- Sluiter, A., Hyman, D., Payne, C., Wolfe, J. 2008d. Determination of insoluble solids in pretreated biomass material laboratory analytical procedure (LAP) : issue date, 03/21/2008, National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado.
- Sluiter, A., Ruiz, R., Scarlata, C., Sluiter, J., Templeton, D. 2008e. Determination of extractives in biomass laboratory analytical procedure (LAP) : issue date, 7/17/2005, National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado.
- Vassilev, S.V., Baxter, D., Andersen, L.K., Vassileva, C.G., Morgan, T.J. 2012. An overview of the organic and inorganic phase composition of biomass. *Fuel*, 94(0), 1-33.
- Vivekanand, V., Olsen, E.F., Eijssink, V.G.H., Horn, S.J. 2013. Effect of different steam explosion conditions on methane potential and enzymatic saccharification of birch. *Bioresource Technology*, 127(0), 343-349.
- Zhan, F.B., Chen, X., Noon, C.E., Wu, G. 2005. A GIS-enabled comparison of fixed and discriminatory pricing strategies for potential switchgrass-to-ethanol conversion facilities in Alabama. *Biomass and Bioenergy*, 28(3), 295-306.
- Zhu, J.Y., Pan, X.J. 2010. Woody biomass pretreatment for cellulosic ethanol production: Technology and energy consumption evaluation. *Bioresource Technology*, 101(13), 4992-5002.



III SEMANA DE LA ENERGÍA

Montevideo, Uruguay
10 - 14 de diciembre 2018

#SemanaEnergia2018

El espacio para el intercambio de experiencias del sector energía en LAC

- La III edición de la Semana de la Energía se desarrollará del **10 al 14 de diciembre de 2018 en Montevideo, Uruguay**. Será un espacio de intercambio de experiencias y conocimiento del sector energético, a través de la generación de oportunidades de negocio y financiamiento de proyectos.
- Este evento es organizado por el **Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de Uruguay**, la **Organización Latinoamericana de Energía (Olade)** y el **Banco Interamericano de Desarrollo (BID)**.
- La Semana de la Energía se ha constituido en el principal referente energético de la región que convoca a las altas autoridades del sector, representantes de los gobiernos de los **27 Países Miembros de Olade**.

Este año se realiza la **I Rueda de Negocios del sector energético**, evento propicio para establecer contactos para futuras negociaciones con los países de América Latina y El Caribe.

Disertantes principales



CAROLINA COSSE
Ministra de Industria, Energía y
Minería de Uruguay



ALFONSO BLANCO
Secretario Ejecutivo de la Organización
Latinoamericana de Energía (Olade)



ARIEL YÉPEZ GARCÍA
Jefe de la División de Energía en el Banco
Interamericano de Desarrollo (BID)

Para más información visite nuestra página web:
semanadelaenergia.olade.org

Contactos:

Comité organizador: semanadelaenergia2018@olade.org
Comunicación: gabriela.jarrin@olade.org

RELACIONES ENTRE LA INSTITUCIONALIDAD GLOBAL Y REGIONAL EN MATERIA DE ENERGÍA: LA AGENDA 2030 DE NACIONES UNIDAS Y LA AGENDA ENERGÉTICA DE AMÉRICA DEL SUR

María Cristina Silva Pareja ¹

Recibido: 22/06/2018 y Aceptado: 27/08/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (72-90).



¹ Periodista y licenciada en Comunicación Social, especializada en Estudios Internacionales. Coordinadora de Asuntos Bilaterales en el Departamento Internacional del Ministerio de Energía de Chile.

msilvap@minenergia.cl

RESUMEN

El estudio pretende valorizar la conexión entre los niveles de gobernanza global y regional, en el caso de la implementación y seguimiento de la planificación en torno a la energía sostenible. El espacio regional –intermedio– es poco reconocido, aun cuando puede constituir un puente apropiado para traducir las realidades y necesidades comunes de los países que integran los mecanismos subregionales, en este caso, los suramericanos.

A partir de una comparación de las agendas y foros mundiales con los propósitos de los tres mecanismos geográficos suramericanos –Mercosur, Comunidad Andina y UNASUR– se constata que la planificación global en materia energética (ODS 7 de la Agenda 2030), que debería estar naturalmente recogida en la planificación energética regional, no se encuentra considerada. De esta forma, se verifica que no habría una relación bidireccional ni complementaria entre el nivel global y regional en materia del ODS 7, referido a la energía sostenible.

Como parte de las conclusiones, se incluye un conjunto de recomendaciones que pueden ser de utilidad a los tomadores de decisiones políticas regionales.

Palabras Clave: Naciones Unidas, Agenda 2030, América del Sur, Gobernanza, Energía, Integración Regional

ABSTRACT

The study aims to highlight the connection between the global and regional governance levels, in the case of the implementation and planning monitoring on sustainable energy. The regional space -intermediate- is not much recognized, although it can constitute an appropriate bridge to translate the realities and common needs of the countries that are part of the subregional mechanisms, in this case, in South America. Comparing the global agendas and forums with the objectives of the three South American geographic mechanisms -Mercosur, the Andean Community and UNASUR- it shows up that the global planning in energy matters (SDG 7 of the 2030 Agenda), which should be naturally gathered in the regional energy planning, is not considered. Thus, it is confirmed that there would be no bidirectional or complementary relationship between the global and regional level in terms of SDG 7, referred to sustainable energy. As part of the conclusions, a set of recommendations that may be useful to regional policy makers is included.

Keywords: United Nations, Agenda 2030, South America, Governance, Energy, Regional Integration

PREÁMBULO

El problema de investigación

Latinoamérica y el Caribe se han dotado de mecanismos representativos a nivel regional y subregional. En el caso de América del Sur, el espacio se subdivide entre el Mercosur, en la vertiente atlántica, la Comunidad Andina, en la costa pacífica. Por su parte, la UNASUR congrega al Mercosur y a la CAN, así como a los dos países independientes de Suramérica (Surinam y Guyana) que forman parte además de los sistemas caribeños.

A nivel mundial, el mecanismo de gobernanza por excelencia es el sistema de Naciones Unidas, que promueve desde comienzos del siglo XXI una planificación y seguimiento de metas globales en marcos plurianuales de quince años. Estos se iniciaron con los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), centrados en la superación de la pobreza, y en torno a los cuales se trabajó entre los años 2000 y 2015. En el siguiente período de quince años se estableció una planificación centrada en el desarrollo sostenible. Se trata de la denominada Agenda 2030, que establece 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), uno de ellos referido específicamente a la energía sostenible (ODS 7).

Esta agenda de planificación y seguimiento ofrece un marco global para orientar el desarrollo de los países en torno a 17 temáticas que requieren una acción coordinada. En su diseño, Naciones Unidas considera también la participación de distintos agentes en esta red de trabajo mundial, entre los que se cuentan los mecanismos regionales.

No obstante, si bien estas metas se están trabajando de manera cercana con los países, a través de diversas instancias de seguimiento, no parece existir aún un involucramiento activo de las regiones.

Y esta ausencia constituye un problema necesario de abordar, si consideramos que el espacio regional

puede ser el intermediario más apropiado para organizar a los países de una determinada región en función de sus problemáticas comunes, así como para impulsar soluciones compartidas.

En consecuencia, el presente trabajo académico pretende constatar en qué medida los mecanismos de la integración regional suramericana están reproduciendo el objetivo de la agenda global referido a la energía sostenible (ODS 7), para luego proponer eventuales vías para avanzar en este plan mundial.

Relevancia y aportes de la investigación

El estudio pretende valorizar la conexión entre los distintos niveles de gobernanza, global y regional, para la implementación y seguimiento de la planificación en torno a la energía sostenible. Este espacio intermedio es poco reconocido y puede constituir un puente apropiado para traducir las realidades y necesidades comunes de los países que integran los mecanismos subregionales suramericanos.

Su consideración permitiría proyectar complementariedades entre ambos niveles, facilitar el intercambio de información y de indicadores regionales, incorporar mayor eficiencia en el seguimiento de los objetivos al permitir elaborar recomendaciones comunes basadas en diagnósticos compartidos, establecer prioridades para la cooperación horizontal, y diseñar una planificación subregional en torno a la Agenda 2030 que sea traspasada a cada uno de los países del espacio suramericano, contribuyendo así a la armonización y construcción de metas comunes, entre otras potencialidades.

Metodología de investigación

El estudio es de carácter básicamente exploratorio, dado que obedece al objetivo de identificar las conexiones entre los niveles globales de gobernanza y los regionales en el ámbito de las políticas de desarrollo energético.

La investigación se centra en el caso de América del Sur, analizando la vinculación de las instancias relacionadas a la energía en el Mercosur, CAN y UNASUR con la Agenda 2030 de Naciones Unidas, particularmente respecto a su Objetivo de Desarrollo de energía sostenible (ODS 7).

Como complemento a las conclusiones, se ensayarán algunas recomendaciones relacionadas a los hallazgos que se identifiquen en el desarrollo del estudio.

OBJETIVOS

Objetivo General

Dar cuenta de la conexión entre la institucionalidad global y la regional suramericana en torno a sus agendas de desarrollo energético sostenible.

Objetivos Específicos

Revisar los objetivos relacionados a la energía y el funcionamiento de la institucionalidad en esta materia en el Mercosur, la CAN y UNASUR.

Constatar el nivel de implementación del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de la Agenda 2030 de Naciones Unidas, referido a la energía sostenible, en los espacios de integración que abordan objetivos energéticos en América del Sur.

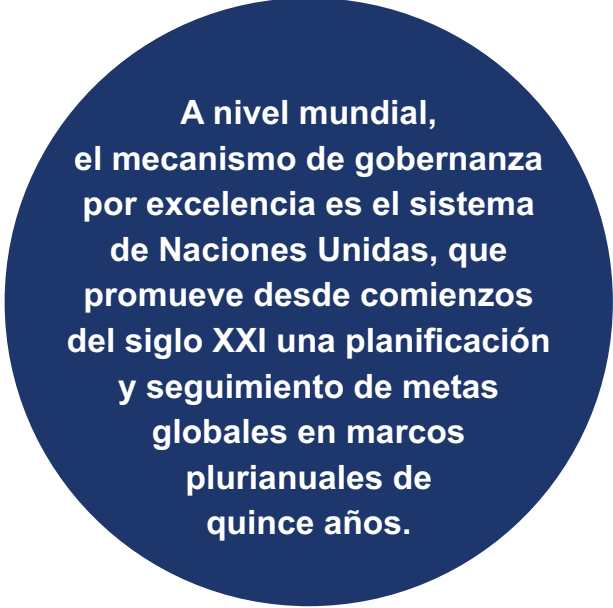
Revisar la consideración del espacio regional suramericano en la estructura de seguimiento del ODS 7 de Naciones Unidas.

HIPÓTESIS

De acuerdo a los objetivos planteados y a los fundamentos que se plasman en el marco teórico, se propone como hipótesis central del trabajo que no habría una relación bidireccional ni complementaria entre el nivel global y regional en materia de los objetivos de energía sostenible.

MARCO TEÓRICO

Para el desarrollo del trabajo se describirán primeramente las instancias de la gobernanza política global relacionadas al desarrollo energético sostenible, así como las vinculadas a la institucionalidad regional de América del Sur, para así poder establecer luego el nexo entre ambos espacios.



**A nivel mundial,
el mecanismo de gobernanza
por excelencia es el sistema
de Naciones Unidas, que
promueve desde comienzos
del siglo XXI una planificación
y seguimiento de metas
globales en marcos
plurianuales de
quince años.**

La gobernanza global: La agenda 2030 de Naciones Unidas y su objetivo de energía sostenible

El sistema global inició el siglo con una iniciativa de planificación estratégica mundial para avanzar en los principales desafíos de la agenda mundial, a través de objetivos plurianuales que establecían metas para los problemas más acuciantes de la humanidad.

Así, la primera agenda 2000-2015 estuvo referida principalmente a la superación de la pobreza, para lo cual se establecieron los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM).

La segunda agenda de desarrollo de Naciones Unidas es la que rige entre el 1 de enero de 2016

y el año 2030, la denominada “Agenda 2030”, que plantea 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas a cumplir en un plazo de 15 años.

En esta nueva planificación mundial los temas se han diversificado, y la energía sostenible (ODS 7) aparece como un eje estratégico, que se relaciona transversalmente con los demás objetivos.

Es decir, para que el mundo se desarrolle de manera racional, la energía sostenible es un imperativo, que se expresa en la necesidad de asegurar el acceso a servicios energéticos asequibles, fiables, sostenibles y modernos, reduciendo al mismo tiempo los efectos en el medio ambiente.

Como señala la CEPAL, la energía es el “hilo dorado” que se entrelaza a lo largo de la Agenda 2030 y que está en el centro de las aspiraciones para una mejor calidad de vida del mundo. (CEPAL 2017). En efecto, Naciones Unidas reconoce que la energía es un elemento fundamental para el desarrollo sostenible y para la erradicación de la pobreza. Bien es sabido que las necesidades del crecimiento pasan por la disponibilidad de energía. Es decir, el desarrollo económico conlleva un consumo proporcional de energía, expresado en la relación entre el PIB per cápita y el consumo de energía de determinados países.

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de Naciones Unidas (ODS 7):

Dentro de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible que se han propuesto los 193 países de Naciones Unidas, el Objetivo 7 se refiere a “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”, a través de tres metas principales al año 2030:¹

1 El ODS 7 considera también otras dos metas transversales:

- Aumentar la cooperación internacional a fin de facilitar el acceso a la investigación y las tecnologías energéticas no contaminantes, incluidas las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y las tecnologías

- Garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.
- Aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en el conjunto de fuentes de energía.
- Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

Situación del ODS 7 en América Latina:

En el segundo informe anual sobre el progreso y los desafíos regionales de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible elaborado por la CEPAL en 2018, se constata el estado actual de las metas del ODS 7 en América Latina y el Caribe (ALC):

a) Acceso universal a la energía

La región es una de las más cercanas a alcanzar el acceso a la energía universal, después de América del Norte, Europa y Asia Central. Aun así, en 2014 más de 18 millones de personas no tenían acceso a la electricidad, principalmente en la subregión del Caribe (7 de sus 38 millones de habitantes, correspondiendo 6,5 millones a Haití). Junto a esto, la energía es un gasto importante en los hogares más pobres, por lo que el desafío es alcanzar una energía universal y asequible para todos.

b) Aumento de la energía renovable

En ALC el petróleo representa un 46% de la matriz energética primaria, en consecuencia que

avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías de energía no contaminante.

- Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

en el promedio mundial este recurso representa un 31%. En contrapartida, la región tiene uno de los más altos porcentajes de fuentes renovables en la matriz eléctrica (55% versus un 21% en el promedio mundial). La región es también uno de los mercados que más creció en lo que respecta a energía solar y eólica. Así, por ejemplo, la duplicación de las energías renovables en las matrices de Brasil y México al 2030 elevaría el PIB de estos países en un más de un 1%, según cálculos de IRENA.

Otro dato positivo es que en la región más de 2 millones de personas trabajaban en el sector de energías renovables en 2015. En términos globales, el informe señala que la energía fotovoltaica crea dos veces más empleos que la generación de electricidad por carbón mineral o gas natural.

Por otra parte, las licitaciones de energía renovable en ALC en 2015 y 2016 representaron los precios más bajos a escala global.

Otros datos destacados de la región es la situación de países con alta incorporación de energías renovables a 2015, como Costa Rica (99%, con un 75% de generación hidroeléctrica) y Uruguay (92,8%), mientras que Brasil es el segundo país a nivel mundial en aumento de la energía hidroeléctrica y el cuarto en capacidad instalada de energía eólica. México, por su parte, destacó por la incorporación de geotermia y Chile, por el recurso fotovoltaico y eólico.

c) Duplicación de la eficiencia energética

Respecto a esta meta, el informe de la CEPAL no se pronuncia de manera específica. No obstante, el informe 2017 del Marco Mundial de Seguimiento del Banco Mundial señala que desde hace más de dos décadas ALC es la región del mundo con menor intensidad energética –la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de PIB–, lo cual es, al mismo tiempo, un factor de dificultad para el logro del objetivo de duplicar su reducción. Los mayores avances están dados en la

sustitución de la leña por gas y por la adopción de programas de fomento de la eficiencia energética. El sector industrial es el que más ha aportado a la reducción de la intensidad energética. A nivel mundial, es también la industria y el transporte los que más habrían aumentado su eficiencia energética. En cualquier caso, los avances en esta materia son todavía insuficientes para el cumplimiento de la meta.

Instituciones especializadas como la AIE han advertido la urgencia de trabajar para el logro de los objetivos, pues a nivel global ninguna de las tres metas principales sería alcanzable, al ritmo de los actuales avances. De acuerdo a las proyecciones, al 2030 todavía quedarán 670 millones de personas sin acceso a la electricidad. Y si bien la incorporación de las energías renovables modernas ha ido en aumento, para alcanzar un sistema energético verdaderamente sostenible se requiere que éstas aumenten en un 21% al 2030. Igualmente, la eficiencia energética debería aumentar a una tasa anual de entre un 2,6 y 3,4%. La conclusión es que se requieren acciones urgentes en todas estas áreas, especialmente en energías renovables y eficiencia energética, consideradas las áreas claves para la sostenibilidad energética.

Institucionalidad global de seguimiento de la Agenda 2030:

La complejidad de la Agenda 2030 ha dado lugar al establecimiento de distintas estructuras para el seguimiento de su implementación, a nivel político global, regional y técnico.

a) Foro Político de Alto Nivel (FPAN)

Es la instancia más relevante de seguimiento a nivel político global, donde los países dan exámenes anuales de manera voluntaria para ir midiendo el avance en torno a los 17 ODS.

En el FPAN que tuvo lugar en julio de 2018 en Nueva York, se examinó por primera vez el ODS 7 de energía sostenible. Y, de acuerdo a lo

informado por CEPAL, en el FPAN de 2019 se prevé incorporar nuevas medidas para acelerar la implementación de los ODS. Allí se iniciará un nuevo ciclo de reuniones, destinadas a “maximizar la coherencia del seguimiento de la Agenda 2030 con el proceso de revisión cuatrienal amplio de la política”.

Asimismo, en 2019 se iniciará un análisis integral de “la importancia que para el desarrollo sostenible tienen las dimensiones regionales y subregionales, la integración económica regional y la interconectividad. Se podrán estudiar los vínculos entre los exámenes nacionales y los procesos regionales inclusivos, y su contribución al seguimiento de la Agenda 2030 en el plano mundial”. (CEPAL, 2018)

En el FPAN 2019 será posible “analizar la relación entre los marcos regionales y subregionales, y su traducción en medidas concretas y en políticas de desarrollo sostenible a escala nacional y subnacional. También se podrán considerar los efectos del seguimiento y el examen regional y subregional en los procesos de aprendizaje mutuo, el intercambio de mejores prácticas y los debates sobre objetivos comunes, entre otros”. (Idem)

Por tanto, se espera que el 2019 las regiones también puedan presentar sus contribuciones al logro de los objetivos de la Agenda 2030.

b) Global Tracking Framework (GTF)

Es una iniciativa técnica liderada por el Grupo Banco Mundial y que integra a otras 13 instituciones como la Agencia Internacional de Energía y la iniciativa Sustainable Energy for All de Naciones Unidas. El GTF da seguimiento a los tres objetivos principales del ODS 7 (energías renovables, eficiencia energética y acceso a la energía).

En el Informe 2017 para América Latina y el Caribe del GTF, elaborado en conjunto con la CEPAL, se apela a implementar “cambios profundos e inmediatos en cómo la energía se produce, se transforma, se negocia y se consume”, indicando que la Agenda 2030 deberá “plasmarse en medidas concretas para mejorar la productividad energética, racionalizar el uso de la energía, optimizar los recursos energéticos y desplegar las nuevas tecnologías energéticas y la infraestructura energética sostenible”.

c) Foro de los Países de América Latina y el Caribe sobre el Desarrollo Sostenible

En el 36° período de sesiones de la CEPAL, del 27 de mayo de 2016, se aprobó una resolución para el establecimiento de esta instancia de reunión anual de los países de ALC destinada a dar un seguimiento regional a los 17 ODS.

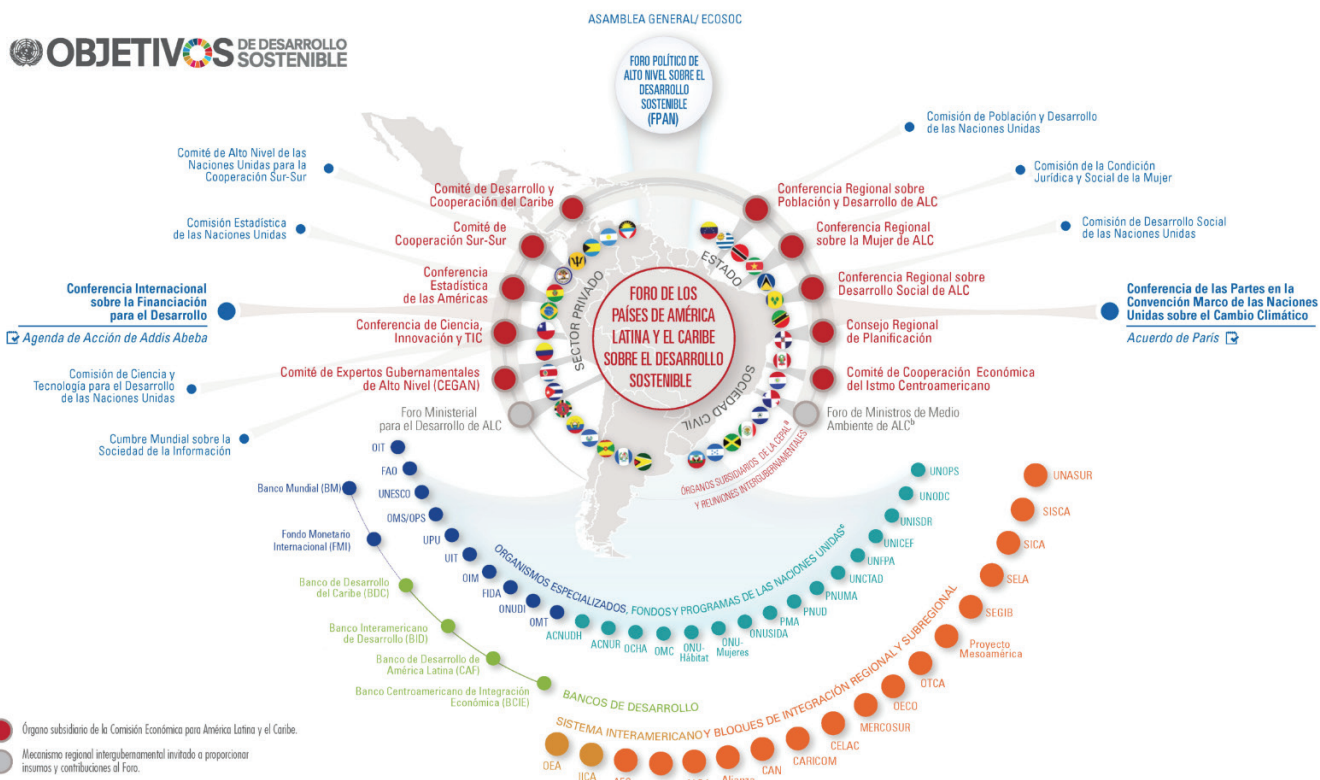
El Foro ha funcionado en sus dos primeros años bajo presidencia de México, y se encuentra institucionalizando un formato y organización de los trabajos, así como la modalidad de participación de sus múltiples actores.

En la actual estructura se prevé la relación concertada entre las agencias de Naciones Unidas y otras instancias, tales como los mecanismos de integración regional de América Latina y el Caribe.

El Foro se ordena en círculos concéntricos, donde el último de ellos es el de los mecanismos subregionales de integración (AEC, ALBA, Alianza del Pacífico, CAN, CARICOM, CELAC, Mercosur, OECS, SICA y UNASUR), foros y organismos especializados de apoyo a la integración regional (ALADI, IICA, OTCA, Proyecto Mesoamérica, SELA, SISCA) e incluso organismos hemisféricos e iberoamericanos (OEA y SEGIB), todos bajo la denominación de “Sistema interamericano y bloques de integración regional y subregional”.

DIMENSIÓN REGIONAL Y GLOBAL DE LA AGENDA 2030 PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Foro de los Países de América Latina y el Caribe sobre el Desarrollo Sostenible



* Algunos nombres han sido abreviados en beneficio de una mejor comprensión de la imagen. Para ver un listado detallado de los órganos subsidiarios de la CEPAL, ingrese a <http://www.cepal.org/es/organos-subsidiarios>.

* PNUMA/UNEP actúa como Secretaría del Foro de Ministros de Medio Ambiente de América Latina y el Caribe. Cuenta además con un Comité Técnico Interagencial (CTI) conformado por el PNUMA, el PHUD, la CEPAL, el BID y el Banco Mundial.

* Listado no exhaustivo. Para ver un listado completo de los organismos especializados, fondos y programas de las Naciones Unidas ingrese a <http://www.unsco.org/content/unsco/en/chart-dpi-2015>.

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). "Establecimiento del Foro de los Países de América Latina y el Caribe sobre el Desarrollo Sostenible", resolución aprobada en el trigésimo sexto período de sesiones de la CEPAL, 27 de mayo de 2016.

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2016.

<https://www.cepal.org/es/infografias/dimension-regional-global-la-agenda-2030-desarrollo-sostenible>

El nivel regional: Las instancias energéticas de los mecanismos de integración suramericanos

El objetivo de la integración regional:

Es innegable que América Latina y el Caribe requiere de estructuras que representen sus intereses, que resguarden y promuevan sus recursos y potencialidades, que construyan un discurso común y posiciones concertadas en función de un desarrollo armónico de la región y de un posicionamiento relevante en la arena internacional, los mecanismos existentes muestran ciertas debilidades que los hacen sujetos de crítica, desconfianza y escepticismo respecto a su valor y utilidad. Por ello, las definiciones teóricas contribuyen a entender la

función y proyectar el potencial de los espacios regionales.

Estas concepciones van desde la etapa primaria de los años 60, como la definición clásica del economista húngaro Bela Balassa, que entendía el proceso de integración como una forma de relación económica, caracterizada por la eliminación gradual de factores de discriminación comercial entre países, hasta las más recientes, como la del investigador sueco Fredrik Söderbaum, que concibe al regionalismo como "la política y proyecto por el cual el estado y los actores no estatales cooperan y coordinan estrategias dentro de una región particular" (Söderbaum, 2009). Este autor es uno de los principales exponentes de una de las corrientes explicativas de los años

2000, denominada “Aproximación al Nuevo Regionalismo” (*New Regionalism Approach, NRA*), que nos permite entender el valor de las regiones como el espacio intermedio entre lo nacional y lo global.

Vista esta evolución desde la integración latinoamericana, observamos que ha evolucionado desde un paradigma económico de los años 60 que dio origen, por ejemplo, al Mercado Común Centroamericano y al Pacto Andino (antecedentes del SICA y de la CAN, respectivamente), hasta un paradigma de integración multidimensional, que se aprecia desde los años 90, y que asigna un mayor peso a la coordinación política incorporando, entre otros, temas sociales, ambientales y energéticos, entre otros.

Söderbaum explica que hay una creciente tendencia a mirar al regionalismo desde una perspectiva omnicomprensiva y flexible, centrada en su dimensión política e instrumental, entendiéndolo como “las ideas cognitivas y políticas destinadas a reforzar la cooperación, integración o coordinación en un espacio regional”. Recalca en particular el aporte del austríaco Karl Polanyi en explorar el rol del regionalismo como “una respuesta política a la globalización económica”. (Schouten 2008)

Para Söderbaum, las regiones estarían “mejor equipadas para manejarse con las características, culturas e intereses regionales, y facilitarían un mejor multilateralismo: el multilateralismo regional”. (Idem)

La visión de este autor puede ser complementada también con otras miradas que incorporan la variable de las relaciones extrarregionales, del desarrollo y de la multifuncionalidad en los regionalismos.

Para el británico Andrew Hurrell, las regiones serían “un conjunto de políticas de uno o más estados, diseñadas para promover la emergencia de una unidad regional cohesionada, que domina el patrón de relaciones entre los estados de esa

región y el resto del mundo, y que forma las bases de organización de políticas dentro de la región en una serie de asuntos”. (Hurrell, 1992)



Se requieren acciones urgentes en todas estas áreas, especialmente en energías renovables y eficiencia energética, consideradas las áreas claves para la sostenibilidad energética.

La brasilera Sonia de Camargo va incluso más allá en su valoración de las regiones, que “al lado o por encima de Estados nacionales, pueden pasar a constituir las unidades básicas de un futuro orden mundial multilateral”. (De Camargo, 2000)

En los últimos años los marcos explicativos respecto a los nuevos propósitos que se le atribuyen a la integración regional han llevado a caracterizar estos espacios con distintos apellidos.

Así por ejemplo, el catedrático español José Antonio Sanahuja se refiere al “regionalismo post-liberal”, que se caracterizaría, entre otras cosas, por el retorno a una agenda de desarrollo, por la búsqueda de fórmulas para promover una mayor participación de actores no estatales, un mayor énfasis en la seguridad energética y carencias de infraestructura regional (Sanahuja, 2011), situaciones que se aprecian claramente en el caso de los mecanismos latinoamericanos.

Igualmente, el chileno Francisco Rojas caracteriza las nuevas formas de regionalismo en función del desarrollo de un “multilateralismo cooperativo”, que tendría por finalidad la construcción de consensos; la incorporación de más actores al debate, en las definiciones y en los cursos de acción; la promoción de marcos institucionales flexibles para la participación y vinculación con diversos actores; el desarrollo de nuevas redes de vinculación sobre temas específicos o para enlazar de manera más horizontal los distintos actores, entre otros. (Rojas, 2011)

Por su parte, el investigador italiano Gian Luca Gardini, piensa el proceso latinoamericano como “regionalismo modular”, caracterizado por una multiplicidad de actores, de mesas de negociación y la multiplicación e intersección de temas. En este tipo de regionalismo, “los estados toman y eligen membresías de proyectos de integración regional, reflejando sus intereses nacionales y prioridades de política exterior en áreas específicas”. (Gardini, 2013)

Y el diplomático chileno Alberto van Klaveren propone el concepto de “regionalismo heterodoxo”, caracterizado por “un mayor pragmatismo en comparación con las experiencias anteriores de integración y por la superposición de múltiples vías de acción, que incluyen mecanismos formales e informales, procesos multilaterales o bilaterales, esquemas regionales o subregionales, acciones amplias y restringidas”. (van Klaveren, 2012)

Este autor toma distancia de las definiciones clásicas inspiradas en la construcción europea, señalando que “a diferencia de lo que ocurría en el pasado, no todas las iniciativas tienen un componente comercial o apuntan al establecimiento de zonas de libre comercio”, abriéndose hoy a otras motivaciones, de carácter más específico y pragmático. (Idem)

En síntesis, el regionalismo es un hecho a dimensionar desde su expresión en un contexto particular, y adquiere un nuevo valor al constituirse como un espacio intermedio entre

la agenda nacional y la global, y que puede llegar a ser incluso más efectivo que los estados como actores en la arena internacional, así como en las nuevas agendas, como es el caso de la energía sostenible.

El espacio de la integración suramericana:

A objeto de seleccionar los mecanismos de integración latinoamericana en este estudio, tomaremos el punto de vista clásico de la proximidad geográfica. De acuerdo a esto, podemos subdividir a América Latina y el Caribe en tres grandes espacios: Mesoamérica (SICA y México), el Caribe (CAIRCOM y AEC) y Suramérica (Mercosur, CAN y UNASUR).

En estas subregiones se expresa en líneas generales la diversidad de una vasta zona con realidades diferenciadas, donde se desarrollan temáticas sectoriales, de acuerdo a diagnósticos subregionales particulares, objetivos, políticas, metas e institucionalidades propias, que permiten responder colectivamente a sus desafíos a través de la integración.

Para efectos del análisis, se abordará el espacio suramericano y su aproximación a los temas energéticos, para lo cual se revisará la institucionalidad de la CAN, del Mercosur y de la UNASUR.

La energía en la institucionalidad suramericana:

- a) La Comunidad Andina y el camino de la interconexión eléctrica

La CAN es la continuación del Pacto Andino de 1969, que se reconfiguró en 1997, ampliando sus objetivos más allá del paradigma del intercambio comercial del siglo XX. Hoy, la Agenda Estratégica Andina (AEA) identifica a la integración energética como una de las doce áreas estratégicas relevantes de la comunidad que congrega a Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, y que asocia a los países del Mercosur y Chile.

En el ámbito de la energía, la CAN se ha centrado principalmente en la creación de un mercado energético regional y en la interconexión eléctrica de sus países. Para ello, cuenta con un Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) y con dos grupos de trabajo: el GTOR, de los organismos reguladores y el GOPLAN, para la planificación de la infraestructura. En el área de gas, también se creó un Grupo Ad Hoc, pero no está activo desde el año 2005.

La AEA y su Plan de Implementación ampliaron el campo de acción en materia de integración energética en la Comunidad Andina, al establecer como lineamientos estratégicos del sector lo siguiente:

- Promover el intercambio de información y experiencias en cooperación hidrocarburífera, minera e hidroeléctrica de la subregión en un marco de respeto y protección del medio ambiente.
- Fortalecer la institucionalidad en los temas asociados a la integración energética en general y a la interconexión eléctrica y de gas natural, en particular.
- Propiciar en la subregión la seguridad energética y la preservación del medio ambiente.
- Promover el desarrollo y uso de energías renovables.
- Facilitar procesos de integración energética (incluidos intercambios de electricidad e interconexión de sistemas de gas natural).
- Propiciar en la subregión la seguridad energética, el abastecimiento y el intercambio energético subregional.
- Integración Eléctrica.

b) El Mercosur y el Subgrupo de Trabajo 9 sobre Energía

El Mercosur congrega a Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Venezuela se sumó posteriormente al mecanismo, pero fue suspendida en agosto de 2017. Igualmente, Bolivia se encuentra en proceso de adhesión y los países andinos, Chile, Guyana y Surinam son miembros asociados.

La labor cotidiana del mecanismo se desarrolla en el marco del Grupo Mercado Común (GMC). En este último se encuentran los grupos de trabajo, comisiones, reuniones especializadas, grupos ad hoc y otras instancias específicas. Así, energía es abordada en el Subgrupo de Trabajo N°9, pero también hay temáticas relacionadas que llevan otros grupos (ej.: Comisión de Gas o el Subgrupo 3 de Reglamentos Técnicos, donde se aborda la seguridad de productos eléctricos).

El SGT-9 considera dos subcomisiones: Programas energéticos, y Precios, tarifas y tratamiento tributario. Allí se abordaban los siguientes temas: panoramas energéticos de los países, hidrocarburos, intercambio de energía eléctrica, aprovechamiento de los excedentes hidroeléctricos, el proyecto “Base de Indicadores de Eficiencia Energética para el Mercosur”, entre otros.

Esta instancia se creó en 2007, pero a poco andar discontinuó sus reuniones, siendo la última la sostenida en Paraguay en mayo de 2011.

c) UNASUR y el Consejo Energético Suramericano

UNASUR es el mecanismo formalizado el año 2008, que surge de la conciencia del valor estratégico de Suramérica, ante lo cual sus países deciden integrarse para abordar sus potencialidades comunes, necesidades de desarrollo y sus déficits, tales como la integración física o la administración de sus recursos energéticos y naturales.

UNASUR tiene un carácter geoestratégico, derivado de su ubicación –entre dos océanos– y de la riqueza de sus recursos. Posee más del 20% de la superficie forestal del planeta, y amplias zonas cultivables que convierten a la región en el principal productor y exportador de alimentos a nivel mundial. En términos energéticos, mantiene importantes reservas de hidrocarburos y distintas fuentes de energía renovable.

La base de la UNASUR es la convergencia entre los dos mecanismos geográficos sudamericanos: Mercosur y CAN. Su accionar se sustenta en una agenda de prioridades, ejecutada por diferentes consejos, los que funcionan a través de coordinaciones ministeriales entre los países suramericanos (ej.: Consejo Suramericano de Energía, que congrega a los ministerios de energía de América del Sur).

La importancia de la energía para la UNASUR queda de manifiesto en el hecho de que el primer consejo suramericano creado fue precisamente el de energía, que se lanzara en la I Cumbre Energética Suramericana efectuada en Isla Margarita en abril de 2007, un año antes de que se institucionalizara la UNASUR.

El Consejo Energético Suramericano (CES) proponía la integración energética regional. Para ello planteaba establecer una Estrategia Energética Suramericana, un Plan de Acción que calendariza las actividades de cuatro grupos de trabajo y avanzar en la elaboración de un Tratado energético para garantizar la energía de todos los países suramericanos.

La II Cumbre energética se realizó en mayo de 2010 en Argentina, donde se establecieron los lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana (15 puntos) y el Plan de Acción para la Integración Energética Regional, que plantea trabajos en el ámbito del ahorro y eficiencia, así como en petróleo, gas natural, carbón, energía eléctrica, nuclear, renovable y biocombustibles.

El CES sesionó de manera constante a nivel de Grupo de Expertos en Energía (GEE) y organizó seis reuniones ministeriales, la última de ellas el 11 de noviembre de 2016. Allí se reconocieron los avances de los cuatro grupos de trabajo: Balance Energético (BEN), Tratado Energético Suramericano (TES), estudio de viabilidad para la creación de un Instituto de Investigaciones Energéticas (IIE) y Planificación energética (PE). Igualmente, se aprobaron los estatutos para regular el funcionamiento del CES. No obstante, dado que el mecanismo entró en una crisis institucional y financiera, el CES y sus otros consejos suspendieron sus actividades, hasta la fecha.

DESARROLLO

De acuerdo a los fundamentos teóricos expuestos, el nivel regional se presenta como un espacio óptimo para aterrizar los objetivos globales a la realidad de un espacio geográfico regional. Por otra parte, como señala Hurrell, los regionalismos tienen una dimensión extrarregional, una conexión con el resto del mundo que “forma las bases de organización de políticas dentro de la región”. Tal sería el caso de la agenda 2030 de Naciones Unidas y su implementación en las diferentes regiones, la cual pasaremos a examinar en el caso suramericano.

La incorporación del ODS 7 en los espacios regionales suramericanos

Desde la perspectiva del regionalismo modular de Gardini, los países y otros actores pueden participar de diferentes espacios de acuerdo a sus intereses. En este caso, los objetivos de energía sostenible podrían ser abordados a través de las instancias energéticas de los mecanismos geográficos, como el Consejo Energético Suramericano de la UNASUR, el Grupo de Trabajo 9 del Mercosur o del CANREL en el caso de la Comunidad Andina. O bien de organismos regionales especializados, como la OLADE.

Tomando la idea del multilateralismo cooperativo que propone Rojas, la integración energética pasaría por la construcción de consensos y por la participación y vinculación de diversos actores, reforzando la perspectiva del vínculo entre academia, organismos especializados y mecanismos de integración, con lo cual se valida tanto el papel de los mecanismos de integración como de los organismos especializados, en este caso, la OLADE.

No obstante, si revisamos los mecanismos de integración geográficos, constatamos que sus agendas energéticas escasamente se hacen cargo de la planificación global en materia de energía sostenible.

Así por ejemplo, en la CAN no hay un trabajo en torno a la agenda global de energía sostenible. Aquí, el foco de acción se restringe principalmente a la interconexión eléctrica, tanto en la planificación de la infraestructura como en el diseño de un marco regulatorio regional para administrar los intercambios. Es decir, aborda aspectos técnicos, pero no políticos, como es el caso de la agenda de Naciones Unidas.

Respecto al Mercosur, la agenda del subgrupo de trabajo 9 se muestra más amplia, incluyendo algunos aspectos de energía sostenible. Así se refleja en su última acta de reuniones, donde se alude, por ejemplo, a acciones relacionadas con el uso racional y eficiente de la energía, como es la generación de una base de indicadores de eficiencia energética para el Mercosur.

Pero dado que el SGT 9 discontinuó sus trabajos y no se reúne desde 2011 -sin una explicación formal- no es posible establecer una relación con la Agenda 2030 de Naciones Unidas, que se lanzó en 2015. Asimismo, tampoco hay constancia de si los aspectos de energía sostenible que estaban abordándose hasta el año 2011 tuvieron alguna aplicación o impacto en los países de esta subregión.

El caso de la UNASUR, por tratarse de un mecanismo de índole más política, podría tener una aproximación más cercana a la agenda global. Si revisamos la Declaración de Margarita “Construyendo la integración energética del Sur”, que creó el Consejo Energético Suramericano (CES) en 2007, podremos ver que muchos de sus compromisos tienen plena vigencia para los objetivos que se plantean hoy los países de la región. Allí, entre otros asuntos, los ministros de energía de Suramérica acordaron:

- Promover, a través de inversiones conjuntas, el desarrollo y expansión de la infraestructura de integración energética de la región.



- Establecer una sistematización y evaluación del balance energético suramericano con el fin de proyectar una matriz energética regional.
- Impulsar el desarrollo de la infraestructura energética.
- Estudiar mecanismos para compatibilizar reglamentos, normas y especificaciones técnicas que viabilicen la materialización de interconexiones y el intercambio energético.
- Impulsar la cooperación técnica y los programas de formación de recursos humanos, así como el intercambio de información, fortalecimiento institucional y desarrollo de capacidades.
- Establecer vínculos entre los centros de investigación de los países suramericanos, reconociendo la importancia de la innovación científica y tecnológica y la de la promoción de investigaciones conjuntas en materia energética.
- Impulsar el desarrollo de las energías renovables, en función de la diversificación de la matriz de energía primaria, la seguridad energética, la promoción del acceso universal a la energía y la preservación del medio ambiente.
- Desarrollar programas de cooperación en materia de ahorro y uso eficiente de la energía.

Estos dos últimos objetivos coinciden plenamente con el ODS 7 de la Agenda 2030, lanzada ocho años después de la declaración que sienta las bases del CES. Esto daría cuenta de una coherencia entre los objetivos globales y los regionales, que habían sido ya diagnosticados y para los cuales se establecían propósitos en el marco de la UNASUR.

Sin embargo, este espacio político donde se podrían transmitir las metas del ODS 7 y establecer

coordinaciones para avanzar de manera más eficiente, se encuentra actualmente paralizado. En el caso del CES, era el único consejo de la UNASUR liderado permanentemente por Venezuela, país que no volvió a convocar a reuniones desde noviembre de 2016, debido a su crisis interna.

En el VII Consejo Energético Suramericano de 2017 se preveía celebrar los 10 años de creación del Consejo, y se presentarían los productos de sus distintos grupos. Así, quedaron pendientes de aprobarse:

- El texto consensuado respecto al preámbulo y Parte I del Tratado Energético Suramericano (TES), que contenía las disposiciones iniciales (Principios fundamentales, Objeto, Objetivos estratégicos, Objetivos específicos, Protocolos específicos y Ámbito de aplicación). A partir de la aprobación de este marco general, se lanzaría la negociación de la Parte II, relacionada a la Infraestructura energética.
- Los resultados del Balance Energético Suramericano 2013.
- La creación del Sistema de Registro de Proyectos Energéticos Estructurantes, elaborado por el Grupo de Trabajo de Planificación Energética, y que contenía una cartera de proyectos a ser desarrollados en América del Sur.
- El informe de diagnóstico (Fase I) del Estudio de Viabilidad de Creación de un Instituto de Investigaciones Energéticas de UNASUR.

La interrupción del funcionamiento del CES fue la antesala de la paralización de la UNASUR, hecho que ocurrió en abril de 2018, cuando la mitad de sus países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Paraguay y Perú –que integran además el denominado Grupo de Lima, destinado a atender la crisis de Venezuela–, acordaron no seguir participando en ninguna de las instancias de trabajo de la UNASUR, dada la imposibilidad de elegir un secretario general de consenso, y la

falta de financiamiento necesario para mantener los costos de la Secretaría General. Esto implicó automáticamente el cese de las actividades del mecanismo, puesto que sus consejos funcionaban con un quórum de la mitad más uno de sus estados miembros.

En síntesis, sea por intereses divergentes o por parálisis institucionales, la planificación global en materia energética, que debería estar naturalmente recogida en la planificación energética regional, no se encuentra considerada, debido a los objetivos divergentes de los mecanismos o por las debilidades de la institucionalidad regional, que se ve supeditada a los vaivenes políticos contingentes.

La incorporación de las subregiones en la estructura institucional de implementación y seguimiento del ODS 7 de Naciones Unidas

La mejor ventana de observación del acercamiento entre la agenda global y la latinoamericana es el Foro de Desarrollo Sostenible de América Latina y el Caribe, dado que otras instancias no consideran la dimensión regional o se refieren de manera puramente técnica a los objetivos.

Aquí, si bien es clara la intención de realizar un proceso ampliamente participativo, el esquema aprobado en 2017 resulta todavía poco representativo en cuanto a la participación de las instituciones energéticas. Así por ejemplo, no contempla instituciones relacionadas al ODS 7 de energía sostenible, el cual por un lado es destacado por ser un objetivo transversal y altamente estratégico, pero que no tiene un correlato en la institucionalidad prevista para darle seguimiento a través del Foro.

Tampoco se explicita la vinculación de los actores considerados por Naciones Unidas en el esquema del Foro de Desarrollo Sostenible de ALC con el “Sistema interamericano y bloques de integración regional y subregional”, que aparece en una ubicación periférica, con una función más distante del proceso.

En general, el organigrama incluye organismos de las más variadas categorías, pero no se encuentran todos los existentes en ALC ni están los que deberían estar para dar cuenta de las 17 temáticas que conforman los ODS. Así por ejemplo, si para el ODS 2 (Hambre Cero) se considera la participación del Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, para el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) no se incluye ninguna organización relacionada, como podría ser la Organización Latinoamericana de Energía, que representa a 27 países de la región.

Igualmente, este Foro es de los países de América Latina y el Caribe, pero considera organismos que involucran a países de otras regiones, como Canadá, Estados Unidos y España, que si bien pueden tener una participación en el esquema, deberían ser considerados de manera diferenciada, en un status de observadores.

Y en su mecánica, las indicaciones de la agenda 2030 se traspasan directamente a los Estados, que se organizan internamente a través de sus distintas reparticiones gubernamentales, saltándose el nivel regional intermedio, que podría tener un papel relevante en el caso de América Latina, a partir de los diagnósticos particulares y caminos propios que diferencian a las subregiones.



**No habría una relación
bidireccional ni
complementaria
entre el nivel
global y regional
en materia de los
objetivos de energía
sostenible.**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Habiendo revisado las agendas de la institucionalidad geográfica suramericana y la estructura de los foros previstos por Naciones Unidas para dar seguimiento a los ODS, se comprueba la hipótesis inicial de que **no habría una relación bidireccional ni complementaria entre el nivel global y regional en materia de los objetivos de energía sostenible.**

Resulta clara la constatación de que ni los mecanismos regionales de América del Sur ni la propia institucionalidad global de Naciones Unidas consideran una vinculación en materia de energía sostenible entre ambas dimensiones, desaprovechando así el potencial que ofrece el espacio intermedio, previsto como el puente entre lo global y lo nacional.

En tal sentido, como sugiere van Klaveren, se requieren acciones pragmáticas, donde los asuntos puedan ser tratados por múltiples vías de acción y a través de mecanismos formales o informales. De acuerdo a esto, es posible ensayar recomendaciones desde la academia para contribuir a visibilizar los desafíos para hacer un efectivo enlace entre el espacio geográfico regional suramericano y el global en materia energética.

Por tanto, las conclusiones estarán centradas principalmente en sugerir cursos de acción para abordar el problema constatado a través de la comprobación de la hipótesis de trabajo.

Dado que se plantea un problema relacional entre dos niveles de acción -el global y el regional-, se establecerán recomendaciones para cada uno de estos espacios y luego desafíos generales a futuro.

a) Recomendaciones en el nivel subregional:

- Reactivar el SGT 9 del Mercosur.

En el ámbito del Mercosur, se debería solicitar al Grupo Mercado Común que los estados miembros expliciten sus voluntades de superar las trabas

que derivaron en la suspensión de las reuniones de su SGT 9. Su funcionamiento cobra una gran importancia a la luz de los nuevos escenarios energéticos, de las ventajas comparativas del bloque en cuanto al desarrollo de fuentes renovables y de los desafíos que plantean nuevas vinculaciones extrarregionales, tales como un posible Acuerdo de Asociación entre el Mercosur y la Unión Europea.

- Evaluar los costos de la paralización del Consejo Energético de UNASUR y reencausar su trabajo técnico.

Dado que el CES de la UNASUR desarrolló una década de trabajos con la participación activa de los países, cuyos resultados quedaron a la espera de ser lanzados, en caso de una eventual desaparición del mecanismo se sugiere evaluar el costo de desperdiciar el trabajo avanzado y explorar la forma de rescatar el trabajo técnico, dándole continuidad a través de otra instancia u organismo regional que los países acuerden.

- Promover la agenda 2030 en la Comunidad Andina.

A excepción de la UNASUR, se constata que las estructuras regionales suramericanas no consideran la dimensión política de la energía. En tal sentido, tanto la CAN como el Mercosur han abordado la energía desde una dimensión eminentemente técnica. En el caso andino – donde efectivamente existen trabajos en materia de energía–, el foco está puesto en los temas de interconexión eléctrica. Y aun cuando este objetivo apunta a un tema mayor, como es la integración energética, no obsta que igualmente puedan incorporarse temas de interés global, como es el impulso de las energías renovables, de la eficiencia energética y del acceso universal a la energía, señalados en la agenda global 2030.

- Hacer efectivo el papel de la OLADE como “Secretaría Técnica” de la integración energética suramericana, en función de dinamizarla.

De acuerdo al enfoque de multilateralismo cooperativo, ante la ausencia de espacios activos en los mecanismos regionales suramericanos, la OLADE parece ser la institución llamada a impulsar la vinculación entre el espacio regional y global, en función de implementar los objetivos de energía sostenible en América Latina y el Caribe.

En efecto, OLADE es el único y más antiguo organismo dedicado a promover la integración energética regional. Por la experticia desarrollada en su larga trayectoria y por la confianza depositada por los ministerios de Energía de sus países miembros, se recomienda que esta organización formalice sus vínculos de apoyo a los distintos mecanismos de integración de ALC, asumiendo, por ejemplo, un rol formal de Secretaría Técnica del CES de UNASUR o de otras instancias regionales que aborden materias energéticas, como la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños.

Esta función de la OLADE debe ser consensuada y respaldada por los gobiernos, para lo cual se requiere de una acción directa con las cancillerías y ministerios de Energía de la región, no solo de apoyo a la propuesta sino también de respaldo financiero a la Organización. En tal sentido, la parálisis de la UNASUR puede resultar una ventana de oportunidad para proponer la migración de los contenidos técnicos del CES a un organismo técnico especializado y de alcance regional. Con esto, se podría rescatar el valioso trabajo realizado y se evitarían interrupciones o politización de los temas.

Por otra parte, la experticia de la OLADE en la generación de datos y en la elaboración de estudios puesta al servicio de los espacios regionales a través de una función formal de Secretaría Técnica, fortalecería su reconocimiento como referente principal en asuntos energéticos en América Latina y el Caribe, por sobre otros actores que igualmente elaboran estadísticas o informes para la región, tales como la CEPAL, IRENA, bancos multilaterales u otros.



OLADE parece ser la institución llamada a impulsar la vinculación entre el espacio regional y global.

b) Recomendaciones en el nivel global:

- Mejorar la incorporación de las regiones en la estructura del Foro de Desarrollo Sostenible de ALC.

Una tarea pendiente para Naciones Unidas, y para la CEPAL en particular, es avanzar en la definición del rol que jugarán los espacios regionales en la estructura del Foro de Desarrollo Sostenible de América Latina y el Caribe. Esto cobra especial urgencia ante los objetivos definidos por el Foro Político de Alto Nivel de incorporar activamente a las regiones en el trabajo en torno a los ODS hacia el año 2019. Estas definiciones y posibles requerimientos a las regiones pueden incidir eventualmente en la necesidad de reactivar –en el caso del Mercosur o UNASUR– o replantear el trabajo de las subregiones –en el caso de la CAN– en materia de energía.

- Incluir a la OLADE en el Foro de Desarrollo Sostenible de ALC, así como a asociaciones regionales empresariales y organismos públicos o privados relacionados a la energía.

La implementación del ODS 7 requiere de un acompañamiento de los organismos técnicos regionales especializados. En tal sentido, el principal organismo intergubernamental técnico para el impulso de la energía sostenible es la OLADE, que debería insertarse por derecho propio en el Foro de Desarrollo Sostenible de ALC.

Igualmente, desde una dimensión inclusiva, la energía sostenible requiere en América Latina y el Caribe de la participación de actores públicos y privados, para lo cual OLADE podría articular la participación de otras organizaciones especializadas en energía, como el CIER, ARPEL, WEC, universidades y centros de estudio e investigación u otros que apoyen el desarrollo energético regional.

c) Una mirada hacia adelante:

Como se ha señalado, en el corto plazo las regiones tendrán que responder al desafío de participar activamente en el esquema de Naciones Unidas en torno a la Agenda 2030. Un hito fundamental será el Foro Político de Alto Nivel de 2019, que deberá poner en práctica su propósito de incorporar a las regiones en la implementación de los ODS. Para ello, se requiere desde las regiones y organismos regionales especializados plantearse activamente respecto al rol que pueden tener como intermediarios entre el nivel global y nacional para impulsar mayores avances en los objetivos y metas de desarrollo sostenible.

En este sentido, a través de este trabajo académico se pretende eventualmente alertar sobre las posibilidades que se avecinan, así como contribuir a valorar adecuadamente y poner en práctica la participación del nivel regional en la agenda mundial.



BIBLIOGRAFÍA

AIE, 2018. Birol, Fatih. Energy is at the heart of the sustainable development agenda to 2030. 19 de marzo de 2018. En: http://www.iea.org/newsroom/news/2018/march/energy-is-at-the-heart-of-the-sustainable-development-agenda-to-2030.html?utm_content=bufferb094b&utm_medium=social&utm_source=twitter-ieabirol&utm_campaign=buffer

CEPAL, 2017. Avances en materia de energías sostenibles en América Latina y el Caribe. Resultados del Marco de seguimiento mundial, informe de 2017. Coviello, Manlio y Ruchansky, Beno. Santiago, Noviembre 2017.

CEPAL, 2018. Segundo informe anual sobre el progreso y los desafíos regionales de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe. Foro de los países de ALC de Desarrollo Sostenible. Santiago, Abril 2018.

De Camargo, Sonia (2000). Orden mundial, multilateralismo, regionalismo. Perspectivas clásicas y perspectivas críticas. En: Multilateralismo. Perspectivas latinoamericanas.

Gardini, Gian Luca (2013). The added value of the Pacific Alliance and the “modular regionalism” in Latin America. En: <http://blogs.lse.ac.uk/ideas/2013/06/the-added-value-of-the-pacific-alliance-and-modular-regionalism-in-latin-america/>

Hurrell, Andrew (1992). Latin America in the New World Order: A regional bloc of the Americas? Revista International Affairs N°68.

Hurrell, Andrew (1995). Regionalism in theoretical perspective. En Regionalism in world politics: regional organization and international order. Fawcett, L y Hurrell, A. (eds.). Oxford University Press.

Hurrell, Andrew (1996). Regionalismo en las Américas. En: América Latina en un mundo nuevo. Lowenthal, A. y Treverton, G. (compiladores). Fondo de Cultura Económica. México.

Naciones Unidas, 2017. Progresos en el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2017. Informe del Secretario General. En: <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

Rojas, Francisco (2011). Potencialidades y desafíos de la CELAC en el contexto de un nuevo regionalismo. En: Los desafíos del multilateralismo en América Latina. Revista Pensamiento propio. N° 33, enero-junio 2011. Año 16. Edición especial CRIES-Universidad de Guadalajara-Universidad Iberoamericana.

Sanahuja, José Antonio (2011) Multilateralismo y regionalismo en clave suramericana: El caso de UNASUR. En: Los desafíos del multilateralismo en América Latina. Revista Pensamiento propio. N° 33, Enero-Junio 2011. Año 16. Edición especial CRIES-Universidad de Guadalajara-Universidad Iberoamericana.

Silva, María Cristina (2015). Las regiones como actores internacionales: una mirada al diálogo ALC/CELAC-UE. En: El valor de la integración regional y del diálogo entre regiones. ECSA-Chile, diciembre 2015.

Silva, María Cristina (2012) Los nuevos esquemas de integración en América Latina. Instituto Latinoamericano de Relaciones Internacionales, Santiago de Chile, abril 2012.

Schouten, Peer (2008). Frederik Söderbaum on the waning State, conceptualizing the Region and Europe as a Global Actor. En: Theory talk #19 Theory Talks (01-10-2008) <http://www.theory-talks.org/2008/10/theory-talk-10.html>

Söderbaum, Fredrik (2009). Comparative Regional Integration and Regionalism. En: Todd Landman and Neil Robinson (eds), SAGE Handbook of Comparative Politics, London.

Van Klaveren, Alberto. (2012). América Latina en un nuevo mundo. Revista CIDOB d'Afers Internacionals, N° 100, diciembre 2012.

www.comunidadandina.org

www.mercosur.int

www.unasursg.org



XXVI JJI

JORNADAS DE JÓVENES
INVESTIGADORES AUGM

A 100 AÑOS DE LA REFORMA UNIVERSITARIA: SABER TE HACE LIBRE

17, 18 y 19 de Octubre de 2018

<http://www.uncuyo.edu.ar/jovenesinvestigadoresaugm/>



UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO
MENDOZA, REPÚBLICA ARGENTINA
OCTUBRE 2018



COMITÉ ACADÉMICO DE ENERGÍA (CAE)

Creado por resolución de la XLVII Reunión del Consejo de Rectores, Florianópolis, 26-27 de abril de 2007

Cuáles son los objetivos del CAE?.

El Comité busca contemplar el complejo tema de la energía en sus diferentes matices. Las diversas tecnologías, planificaciones y aplicaciones en este tema son de un gran interés para las Universidades miembro de la AUGM dado que los mismos están ampliamente relacionados con el desarrollo económico, social y medioambiental, así como del uso de recursos naturales de los países.

INTEGRANTES:

Coordinado por la Universidad Nacional de Rosario (Argentina)

Coordinador UNR: Marcelo Vega

Vicecoordinador:

Paulo César da Costa Pinheiro (UFMG)

Representantes:

UBA (Argentina)

Silvia Daniela Romano

UNC (Argentina)

Guillermina Luque

Laura Moyano

UNCuyo (Argentina)

Dante Bragoni

Cecilia Rébora

UNL (Argentina)

Javier Schmidt

María Laura Pisarello

UNLP (Argentina)

Patricia L. Arnera

UNMdP (Argentina)

Pedro Prado

UNNE (Argentina)

Arturo Busso

Hugo Daniel Zurlo

UNR (Argentina)

Marcelo Vega

Néstor Sidotti

UNS (Argentina)

Carina Guzowski

Héctor Chiacchiarini

UNT (Argentina)

María Rosa Hernández

UMSA (Bolivia)

Gonzalo Lima Vacaflor

UFMG (Brasil)

Paulo César da Costa

Pinheiro

UFPR (Brasil)

Luiz Pereira Ramos

UFRGS (Brasil)

Adriane Prisco Petry

UFSCar (Brasil)

Octavio Antonio Valsechi

UFMS (Brasil)

Marco Antonio Dalla Costa

UNESP (Brasil)

Agnelo Marotta Cassula

UNICAMP (Brasil)

Gustavo Mockaitis

USP (Brasil)

Elvio Calixto Burini Junior

USACH (Chile)

Héctor Chávez O.

UNA (Paraguay)

Eduardo Redondo

UNE (Paraguay)

Luis Germán Barrientos

Mujica

UNI (Paraguay)

Oscar Trochez

UdelaR (Uruguay)

Alejandro Gutiérrez Arce

Alicia Picción

MODELO DE ADOPCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN URUGUAY Y SU COMPARACIÓN CON ECUADOR Y COLOMBIA

Mauricio Boada Herrera ¹, Claudia Cabrera Ottaviani ², Elizabeth Mesa Múnera ³

Recibido: 21/06/2018 y Aceptado: 04/09/2018

ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (92-135).



¹ Corporación Eléctrica del Ecuador, Quito, Ecuador
mauricio.boada@celec.gob.ec

² Ministerio de Industria, Energía y Minería, Montevideo, Uruguay
claudia.cabrera@miem.gub.uy

³ Empresas Públicas de Medellín, Medellín, Colombia
elizabeth.mesa@epm.com.co

RESUMEN

Se analizó la experiencia de Uruguay en lo referente a las medidas que se utilizaron para diversificar su matriz de generación y los resultados que se obtuvieron, con el propósito de compararlos con otros dos países: Colombia y Ecuador, que tienen al igual que Uruguay, una gran participación de generación hidroeléctrica. El objetivo fue identificar mecanismos y alternativas que hayan sido exitosos en Uruguay para luego plantear recomendaciones que se puedan aplicar a Colombia y Ecuador. Se incluye la descripción, cifras y características claves frente a los potenciales, capacidades instaladas y beneficios de utilizar distintos tipos de recursos energéticos por país.

Palabras Clave: Energías Renovables, ERC, ERNC, Variabilidad Hidrológica, Desarrollo Eólico, Mix Energético, Uruguay, Colombia, Ecuador

ABSTRACT

The experience of Uruguay was analyzed with regard to the measures used to diversify its generation matrix and the results obtained, in order to compare them with two other countries: Colombia and Ecuador, which, like Uruguay, have a large share of hydroelectric generation. The objective was to identify mechanisms and alternatives that have been successful in Uruguay and then make recommendations that can be applied to Colombia and Ecuador. It includes the description, figures and key characteristics against the potentials, installed capacities and benefits of using different types of energy resources per country.

Keywords: Renewable Energies, ERC, ERNC, Hydrological Variability, Wind Development, Energy Mix, Uruguay, Colombia, Ecuador

INTRODUCCIÓN

Dados los cambios y tendencias de los últimos 30 años del entorno internacional en torno a la transición hacia una matriz energética “más limpia” y a la reducción de dependencia de energéticos de origen fósil (importados como en el caso de Uruguay), además de la amplia disponibilidad del recurso natural, en muchos países se ha ido incrementando la capacidad instalada de Energías Renovables Convencionales (ERC) y No Convencionales (ERNC) buscando desarrollar proyectos competitivos, que generen a su vez menores impactos ambientales. Sin embargo, las medidas para promover la identificación, desarrollo y construcción de proyectos de energías renovables son diferentes de país a país, lo que conlleva a encontrar desarrollos muy diversos frente a la penetración de estas tecnologías en distintas geografías. Las ERC y ERNC son una alternativa para diversificar el mix energético inclusive incorporando factores relevantes como la seguridad energética, competitividad y sostenibilidad.

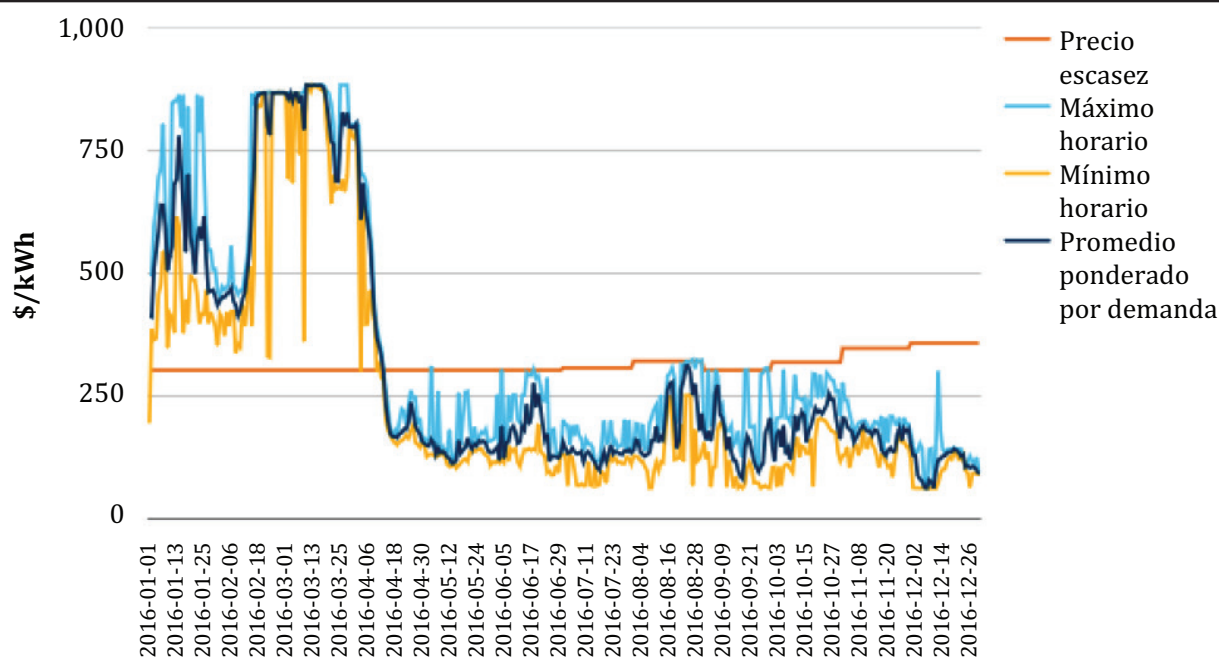
Ecuador aún cuenta con una matriz relativamente dependiente de los fósiles (40%) que se estima podría satisfacer una demanda de 20 años, entre tanto que el 60% restante es principalmente hidroeléctrico, mismo que se ha visto afectado por el cambio climático y fenómenos como El Niño o La Niña, lo que obliga a considerar la incorporación de otras fuentes y tecnologías que con su complementariedad permitan mitigar los riesgos propios de la dependencia de una sola fuente o tecnología. Hasta el momento, la planificación energética del país ha mostrado una marcada tendencia hacia una matriz eléctrica dependiente de la generación hidroeléctrica, concentrada en pocas grandes centrales, la mayoría ubicadas en la vertiente Amazónica, lo cual vuelve a esta estrategia muy vulnerable frente a posibles impactos del cambio climático.

Por otra parte, en **Colombia** se cuenta con un sistema de generación bajo en emisiones (por tener gran parte de su generación con hidroelectricidad),

no hay una dependencia en importación de energéticos y hay suficiente capacidad de generación para abastecer la demanda en el corto plazo. Sin embargo, Colombia es bastante vulnerable al fenómeno de El Niño, como lo demostró el último evento que resultó ser el de mayor duración desde 1950 [1] [2] y además no existen garantías de contratos a largo plazo

de gas natural para las cantidades requeridas en generación, lo que resulta en generación térmica con combustibles líquidos y carbón, altamente contaminantes y en el primero de los casos, aumentando radicalmente los precios de generación (ver figura 1). En consecuencia, Colombia necesita diversificar su matriz de generación aumentando la penetración de ERNC.

Figura 1. Comportamiento del precio de bolsa y de escasez evidenciando el impacto generado por el fenómeno del Niño de 2014-2016 [2].



Fuente: Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>

Uruguay, con una demanda media de 1.230 MW (año 2017) y un pico máximo de 1.997 MW (registrado en el verano de 2018), cuenta con un sistema de generación de energía eléctrica con un alto componente de potencia instalada de origen hidroeléctrico (1.538 MW) cuya capacidad de embalse es relativamente baja y se ve afectado por una alta variabilidad hidrológica; dicho sistema se complementa con centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo para su funcionamiento (1.180 MW), así como con parques eólicos (1.480 MW), centrales de generación térmica en base a biomasa (420 MW, de los cuales aprox. 110 MW se vuelcan al SIN) y plantas solares fotovoltaicas (228 MW).

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra fuertemente interconectado con el argentino a través de las líneas que componen el cuadrilátero de transmisión de Salto Grande (2.000 MW), y se encuentra asimismo interconectado con Brasil en dos puntos mediante convertidoras de frecuencia 50/60 Hz: en Melo (500 MW) y en Rivera (70 MW).

El país no posee reservas probadas de combustibles fósiles, y el potencial hidroeléctrico se encuentra ya prácticamente agotado. Las opciones de generación autóctona para abastecer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica involucraron en los últimos años el aprovechamiento de los recursos renovables

no tradicionales como energía eólica, biomasa y solar fotovoltaica. De manera complementaria se instalaron centrales térmicas que utilizan energéticos no renovables de origen importado y otorgan un respaldo de potencia firme al sistema.

La alta variabilidad hidrológica a que se ve sometido el sistema uruguayo afecta el Costo Marginal (CMg) que éste presenta, resultando muy diferente en temporadas húmedas, medias o de sequía. Asimismo, el CMg se encuentra muy afectado por las variaciones en los precios internacionales de los combustibles fósiles. Mediante la incorporación de generación renovable autóctona, la que fuera promovida activamente haciendo énfasis en la diversificación de los recursos de generación y buscando incrementar la independencia energética del país, se logró una estabilización y marcada disminución del precio de la energía, lo que permitió reducir la incertidumbre respecto a la evolución del costo de abastecimiento de la demanda.

Dentro de la generación renovable autóctona se verificó un notorio predominio de ofertas por incorporación de energía eólica, dado el excelente potencial que el recurso eólico presenta en el país, así como la creciente disminución del precio internacional junto con el aumento de disponibilidad en el mercado de las turbinas eólicas. Éstas han venido presentando además en el correr de los años mejoras tecnológicas que permitieron incrementar el factor de planta de los parques a valores mayores a los previstos inicialmente. Algo similar, pero en mucho menor medida, sucedió con las plantas solares fotovoltaicas. En Uruguay la generación de energía eléctrica es una actividad libre, solo sometida a requerimientos técnicos de calidad, por lo que a la incorporación de generación renovable planificada mediante estudios que garanticen su viabilidad, tanto técnica como económica, y cuya energía se comercializa mayoritariamente en la modalidad de contratos, se agrega el desafío de la incorporación de generación renovable adicional a la planificada, que comercializa su energía en el Mercado Spot.

En este trabajo se pretende analizar la experiencia de Uruguay en cuanto a las medidas que se utilizaron para diversificar su matriz de generación y los resultados que se obtuvieron, con el propósito de analizar su aplicabilidad para Colombia y Ecuador, dos países que tienen al igual que Uruguay, una gran participación de generación hidroeléctrica, considerando que las ERC y ERNC están disponibles incluso con relativa abundancia en ciertas regiones geográficas de estos países y por tanto representan grandes potenciales energéticos que pueden aprovecharse más aun teniendo en cuenta los avances tecnológicos que han ocurrido en los últimos años y que han incrementado su viabilidad técnico-económica. Se buscó identificar los factores que determinan que las ER resulten competitivas en el mix de generación, así como las estrategias a seguir para su exitosa incorporación, mediante el análisis del proceso llevado a cabo en Uruguay que determinó una exitosa incorporación de ER en su matriz de generación con el propósito de comparar esta experiencia con la situación actual de Ecuador y Colombia, a efectos de determinar la aplicabilidad de un proceso análogo en dichos Países, así como posibles barreras y diferencias existentes entre ellos. Así las cosas, se podrán identificar mecanismos y alternativas que hayan sido exitosos en Uruguay para luego plantear recomendaciones que se puedan aplicar a Colombia y Ecuador.

Los objetivos específicos comprenden: identificar los factores que determinaron una incorporación exitosa de ER en Uruguay, explorar la situación actual de Ecuador y Colombia en lo relativo a su matriz de generación y recursos existentes, regulación, políticas de promoción de ER, fuentes de financiación disponibles, licitaciones o subastas que ya se hayan realizado, así como vacíos existentes en la normativa, y los cambios y tendencias actuales, así como identificar posibles puntos en común y/o diferencias entre estos países y la situación de Uruguay, que determinen si entre los mismos pueda resultar competitiva o no en una futura incorporación de ER, con el propósito de analizar si los factores que

determinaron una incorporación exitosa en Uruguay son aplicables a dichos países.

Adicionalmente por la naturaleza de esta investigación se presenta el marco teórico, que incluye las principales definiciones y conceptos que sustentan este tipo de investigación, y el marco de referencia, en el cual se incluye la descripción, cifras y características claves frente a los potenciales, capacidades instaladas y beneficios de utilizar distintos tipos de recursos energéticos por país.

Los factores que contribuyeron para que un país latinoamericano consiga en aproximadamente 10 años un alto componente de generación renovable (convencional y no convencional) en su matriz de generación, fueron: consenso y voluntad política, evaluación completa e imparcial del recurso, trabajo reglamentario que se enfoque en establecer normas claras, viabilización económica de los proyectos, disponer de herramientas de optimización y despacho, y una adecuada infraestructura en lo que hace a la red eléctrica y vial.

METODOLOGÍA PROPUESTA

A efectos de dar respuesta a la interrogante planteada se utilizó el método de observación, que nos permite obtener información sobre la penetración de energías renovables convencionales y no convencionales en Uruguay, cantidad de proyectos implementados en los últimos 10 años, tipo y esquema de contratación elegido, así como su incidencia en la matriz de generación.

Esto permite relacionar dicha penetración con la presencia de los factores enumerados en

las hipótesis, a efectos de estimar su posible incidencia.

Asimismo, dicho método permite analizar la situación actual de Colombia y Ecuador, y la presencia o posible implementación de los factores identificados como relevantes para un desarrollo exitoso de energías renovables no tradicionales en dichos países en los próximos 10 años.

El análisis comparativo tendrá un alcance limitado a ciertas tecnologías para la generación de electricidad a gran escala (grandes parques y plantas); las tecnologías consideradas son: solar fotovoltaica y eólica.

HIPÓTESIS

El elevado componente de generación renovable (convencional y no convencional) en la matriz de generación que presenta actualmente Uruguay pudiera estar condicionado a diversos factores tales como: los económicos y coyunturales, estructurales, institucionales, jurídicos, los mecanismos de contratación, estatales, de promoción y apoyo, además de otros como los naturales, normativos, políticos y tecnológicos.

En el presente estudio se analizó la situación actual de Colombia y Ecuador, y su proyección para los próximos años, a efectos de verificar la presencia o no de estos factores, así como su aplicabilidad y posible incidencia en los respectivos contextos nacionales, a efectos de impulsar el desarrollo de las energías renovables en estos países.

En el caso de Uruguay se analizó lo ocurrido en los últimos 15 años, esto es en el período 2002-2017. Para Colombia se analizó la evolución de la regulación en los últimos 15 años (resaltando los hitos principales) y con base en lo ocurrido previamente, se plantearon hipótesis de lo que podrá suceder y evolucionar en los próximos 5 años. Finalmente, para el caso de Ecuador se analizaron las perspectivas para los próximos 10 años, considerando el horizonte 2018-2028.

MARCO TEÓRICO

Las teorías formuladas a través de los años sobre las fuentes no convencionales de energía constituyen los cimientos conceptuales y formales de las investigaciones en temas de fuentes no convencionales de energía, así mismo, estas inciden en el marco legal y en los instrumentos útiles para el aprovechamiento de tales fuentes energéticas. A continuación, se exponen en términos generales los conceptos fundamentales que orientan al lector a homogenizar los conceptos diversos que pueda tener sobre las fuentes de energía no convencionales. Es decir que se abarca desde la generalidad los conceptos y las teorías hasta las formulaciones políticas y planes energéticos de un país.

Cada país necesita de un complejo suministro energético para sostener los diversos sectores económicos, como por ejemplo el residencial, comercial, industrial y transporte, entre otros. Las fuentes energéticas son diversas, y pueden ser catalogadas según diferentes criterios. Si consideramos la disponibilidad de los recursos en el largo plazo, entonces podemos hablar de dos tipos de fuentes: no renovables porque son finitas y se agotarán en algún momento (petróleo, gas, carbón, nuclear) y renovables porque como su nombre lo indica, se renuevan de forma natural (hidroenergía, solar, eólica, biomasa, geotermia, mares, etc.). En términos tecnológicos, las tecnologías de energía renovables son aquellas que transforman los flujos de energía que se presentan en la naturaleza. Esta definición permite relacionar de manera directa a las energías renovables con el clima porque son estos flujos de energía los que se presentan y modelan el clima [3]. Por lo tanto, existe una relación intrínseca con el clima de nuestro planeta¹.

Es el clima entonces un elemento fundamental para el desarrollo y crecimiento de las fuentes

renovable y, por lo tanto, el cambio climático tiene que afectarlas, positiva o negativamente.

En términos prácticos, el cambio climático se entiende aun como una teoría que intenta explicar mediante observaciones y modelos el comportamiento futuro del clima global del planeta, usando a menudo enfoques teóricos para corresponder a los datos del clima pasado, proyecciones futuras y asociar las causas y efectos del cambio climático [4].

Como estrategias de mitigación a los efectos climáticos, los gobiernos alrededor del mundo han adoptado marcos regulatorios que promuevan y aprovechen las fuentes no convencionales de energía.

En caso de Colombia, el Congreso de la República, a través de la Ley 1715 del 2014 [5] y que, sumada al interés de diversos actores comerciales, reguló la integración de energías renovables al sistema energético nacional, anunciando un acelerado crecimiento de estas tecnologías en los próximos años [1].

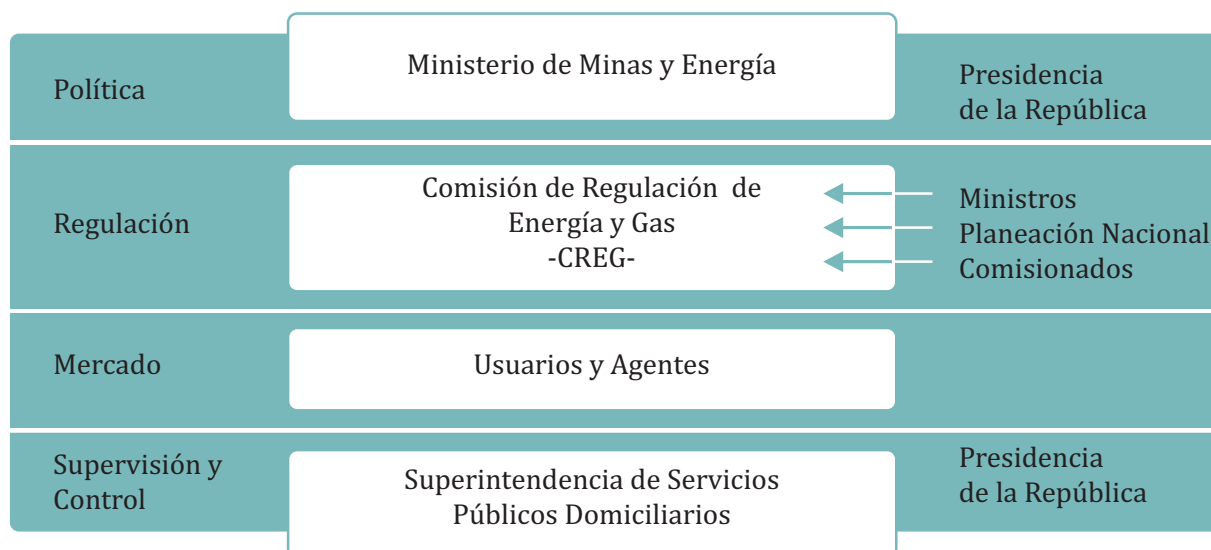
En el caso de Uruguay, los distintos actores políticos consensuaron un documento de Política Energética 2005-2030, donde se establecieron, entre otros lineamientos, metas concretas de incorporación renovable en el corto, mediano y largo plazo [6] así como líneas de acción que posibiliten alcanzar las mismas.

Estructura del sector energético colombiano

En Colombia se cuenta con un esquema que involucra las entidades que producen la energía, transportan, venden, coordinan a todas las anteriores, establecen las políticas generales, hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes [7]. En la figura 2 se presenta el mismo en forma esquemática.

¹ El único tipo de energía renovable que no se afecta por el clima es la geotermia

Figura 2. Estructura del sector energético colombiano [7].



Fuente: CREG, Estructura del sector Energía Eléctrica en Colombia, <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>

Ministerio de Minas y Energía. Entidad rectora de la política energética del país; define la política sectorial. Tiene adscritas entidades como la CREG, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE).

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Tiene como funciones:

- Planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros.
- Es el administrador del libre acceso al Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- Elaborar y actualizar el plan nacional minero, el plan energético nacional, el plan de expansión del sector eléctrico, y los demás planes sub-sectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
- Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar

el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio. Tiene como funciones:

- Realizar la función de regulación del Estado frente a energía eléctrica y gas combustible (gas natural y gas licuado de petróleo).
- Promover la competencia donde sea pertinente, y regular los monopolios naturales.
- Establecer las fórmulas tarifarias para los usuarios regulados.
- Promover que los servicios se presten al menor costo posible para los usuarios, garantizando la calidad, cobertura y expansión y con una remuneración adecuada para las empresas.

- Desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural.

Agentes. Llevan la energía al usuario final. Son: generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores.

Usuarios. Se subdividen en:

- Usuarios Regulados: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG (tarifas reguladas). Aquí están la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.
- Usuarios No Regulados: Persona natural o jurídica que pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores

(Potencia > 0.1 MW, Energía > 55.000 KWh/mes).

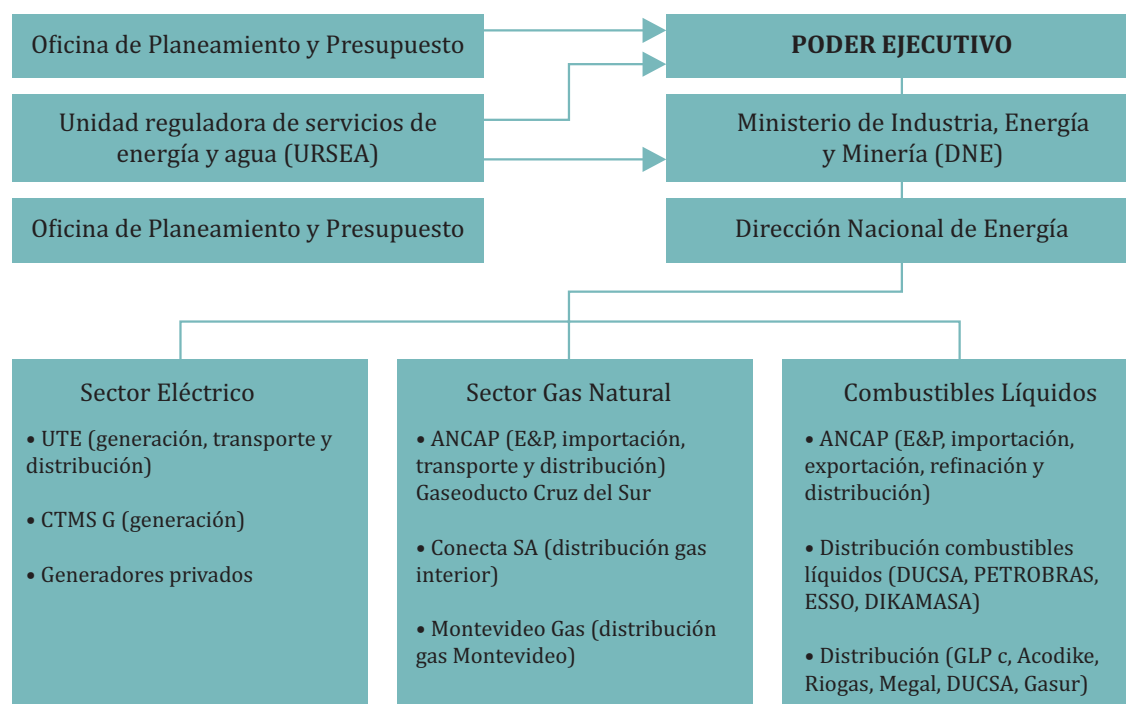
Supervisión y Control. Está en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas. Tiene las siguientes funciones:

- Ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- Tiene a su cargo la administración del sistema de información de las empresas del sector, para lo cual ha desarrollado el Sistema Único de Información del sector de servicios públicos domiciliarios.

Estructura del sector energético uruguayo

En Uruguay el sector energético se divide en: eléctrico, combustibles líquidos y gas [8]. Un esquema del mismo se muestra en la figura 3.

Figura 3. Estructura del sector energético uruguayo [8].



Fuente: MIEM, Sector Energético en Uruguay, http://www.dne.gub.uy/invierta-en-energia-en-uruguay/-/asset_publisher/G1lQ59b7RjDv/content/sector-energetico-en-uruguay

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). La unidad responsable de la proposición y coordinación de la política energética nacional es la Dirección Nacional de Energía (DNE), unidad ejecutora del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Entre sus principales obligaciones se encuentran la de coordinar y orientar las acciones de los actores que operen en el sector de la energía y la de participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas.

Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA). Es el organismo regulador del sector, creado como órgano desconcentrado del Poder Ejecutivo, con competencia de control de actividades del sector tales como el mercado eléctrico, de gas y de hidrocarburos. Es una institución estatal, creada con el fin de defender a los usuarios, y contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua [9].

Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP). Es una unidad ejecutora de la Presidencia de la República. Uno de sus principales cometidos consiste en asesorar al Poder Ejecutivo en la definición de la estrategia económica y social del Gobierno, en la elaboración del Presupuesto Nacional y Rendición de Cuentas, así como en el análisis y evaluación de los presupuestos, planes de inversión y tarifas de las Empresas Públicas, entre ellas UTE (electricidad) y ANCAP (combustibles) [10].

Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Es una persona pública no estatal, creada por el Artículo 4 de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997, que establece el nuevo Marco Regulatorio legal para el sistema Eléctrico Nacional [11]. Administra el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, el que para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) se ajustará a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo, las que deberán garantizar la transparencia,

razonabilidad y equidad de sus resoluciones, contemplando los siguientes principios:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores.
- b) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según criterios y valores establecidos en la ley 16.832.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Es una empresa propiedad del Estado uruguayo, fundada en 1912, que se dedica a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría [12]. Para satisfacer la demanda de un millón doscientos mil clientes ubicados en los 176.215 km² del territorio nacional, UTE cuenta con centrales de generación hidráulica, eólica y térmica. La producción se complementa con la energía proveniente de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande (emprendimiento binacional entre Argentina y Uruguay) y con la energía proveniente de plantas de generación propiedad de terceros. Además de ser el principal generador, junto con Salto Grande, cumple el rol de transmisor, distribuidor y comercializador, no existiendo otros actores participando actualmente con los roles de transmisor o distribuidor en el país. La tasa de electrificación (total país) alcanza actualmente el 99,7%.

Comisión Técnico Mixta de Salto Grande (CTM-SG). Es un organismo binacional creado mediante un Tratado firmado en 1946 por la República Argentina y la R.O. del Uruguay con el fin de realizar lo necesario para el aprovechamiento de los rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande. Tuvo a su cargo los estudios, proyectos y más adelante la construcción (año 1974) y puesta en servicio del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (1.890 MW), que fue el primer

aprovechamiento hidráulico de uso múltiple en América Latina. Su misión es producir y suministrar energía eléctrica mediante una efectiva administración de dicha central [13].

Generadores Privados y Autoproductores. La mayor parte tiene su energía comprometida con UTE, quien la compra mediante contratos a largo plazo producto de licitaciones públicas o bien negociaciones entre partes. Una pequeña parte vende su energía en el Mercado Spot. Los Generadores deben tramitar ante el MIEM un permiso de generación y formalizar su registro como Participante Generador del Mercado Mayorista ante ADME. Los Autoproductores deben tramitar autorización ante el Regulador. Actualmente se cuenta con generadores privados eólicos, solares fotovoltaicos, en base a biomasa (forestal, residuos de aserradero, cáscara de arroz, bagazo de caña), en base a biogás y cogeneradores, instalados en territorio Nacional. La mayoría de generadores privados de energía eléctrica ubicados en el territorio uruguayo, se encuentran nucleados en una Asociación civil sin fines de lucro, AUGPEE [14].

Usuarios. Se subdividen en:

- Usuarios Regulados: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por el Poder Ejecutivo (tarifas reguladas). Se trata de consumidores cautivos que deben comprar su suministro al Distribuidor. Aquí se encuentran la mayoría de usuarios residenciales, comerciales e industriales.
- Grandes consumidores (potenciales): Persona natural o jurídica que pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. Deben ser titulares de un suministro con una potencia contratada ≥ 250 kW. En este nivel de consumo se encuentran algunos usuarios industriales y comerciales. Deben formalizar su registro como Participante Gran Consumidor del Mercado Mayorista ante ADME.

Estructura del sector eléctrico ecuatoriano

En Ecuador, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Registro Oficial 418 del 16 de enero de 2015 [15], en sus artículos 9 y 10 establece la estructura institucional y empresarial del sector eléctrico, la que se muestra esquemáticamente en la figura 4.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Entidad planificadora y rectora de la política del sector eléctrico del país (definen la política sectorial), en cuanto a la planificación es responsable de elaborar el Plan Maestro de Electricidad “PME” y el Plan Nacional de Eficiencia Energética “PLANEE”. Tiene adscritas entidades como: ARCONEL, CENACE, Instituto de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), Corporación Eléctrica del Ecuador.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Organismo técnico administrativo encargado de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final. Entre las más relevantes, tiene como funciones:

- Regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general,
- Dictar las regulaciones a las que deberán ajustarse las empresas eléctricas; el CENACE y los usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética,
- Establecer los pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y para el servicio de alumbrado público,
- Coordinar con la Autoridad Ambiental Nacional los mecanismos para la observancia

al cumplimiento de la normativa jurídica, por parte de las empresas eléctricas, relacionada con la protección del ambiente y las obligaciones socio ambientales, determinadas en los títulos habilitantes.

Operador Nacional de Electricidad (CENACE). Actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector. Administra el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, sin ejercer actividades empresariales en el sector eléctrico. Opera y administra el Centro Nacional de Control de Energía (Despacho de Carga), y entre sus funciones, destacan:

- Efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazos para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible,

optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional,

- Coordinar la operación en tiempo real del S.N.I., considerando condiciones de seguridad, calidad y economía (mínimo costo posible),
- Administrar y liquidar comercialmente las transacciones del sector eléctrico en el ámbito mayorista,
- Administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico,
- Coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión,
- Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico.

Figura 4. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano



Fuente: Elaboración propia con base en la información de la Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica, <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/leyes/>

Agentes (Participantes del Mercado). Llevan la energía al usuario final. Son: generadores, transportadores y distribuidores y comercializadores.

Usuarios. Se subdividen en:

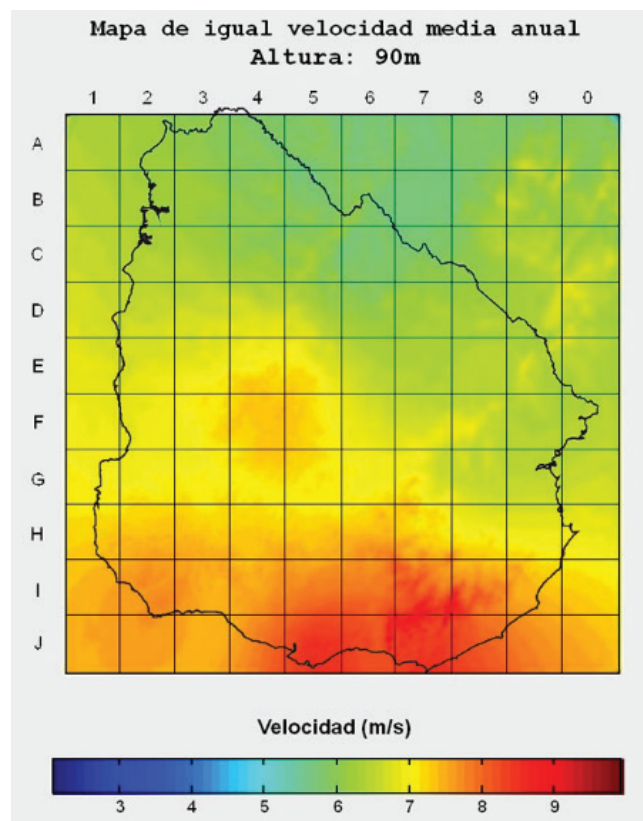
- Usuarios Regulados: Persona natural o jurídica que mantiene un contrato de suministro con la empresa eléctrica de distribución y que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- Grandes Consumidores: Personas jurídicas, debidamente calificadas como tales por el organismo competente (ARCONEL), cuyas características de consumo le facultan para actuar a través de contratos bilaterales. Las características de consumo serán definidas a través de la respectiva regulación.

MARCO DE REFERENCIA

Potencial en Uruguay

En lo concerniente al **recurso eólico**, se elaboró un Mapa Eólico (figura 5) en base a las series de medidas de viento disponibles de 27 estaciones de medición dispersas en diversos puntos del país, aplicando un modelo numérico de conservación de masa que permitió extrapolar estas mediciones a todo el territorio nacional. El Mapa Eólico [16] fue realizado por la Facultad de Ingeniería (Universidad de la República, con el apoyo del Proyecto de Energía Eólica del MIEM) y presentado públicamente en septiembre de 2009. La red de estaciones de medición fue ampliándose y cuenta en la actualidad con más de 50 estaciones, muchas de ellas con mástiles de alturas cercanas a los 100m, a efectos de un correcto relevamiento del potencial a la altura que es aprovechado por los aerogeneradores. Se cuenta en la actualidad con **1.480 MW operativos** de generación eólica de gran escala.

Figura 5. Mapa de velocidad de viento para Uruguay [16].

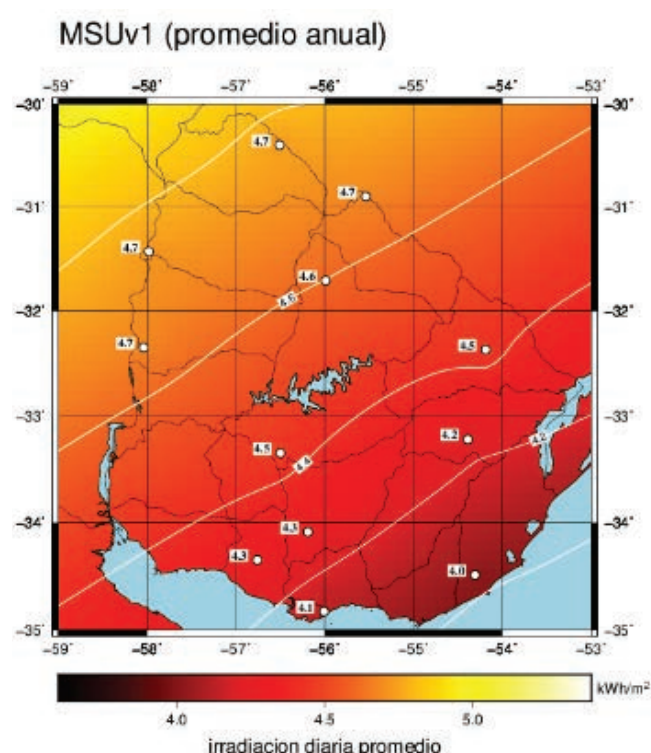


Fuente: MIEM, Proyecto de Energía Eólica (9/2009). Programa de Energía Eólica en Uruguay, <http://www.energiiaeolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>

Algo similar ocurrió con el relevamiento del **recurso solar**, en los años 2008-2009 se realizó el primer relevamiento del recurso solar a nivel nacional por parte de la Facultad de Ingeniería (Universidad de la República, con el apoyo del Proyecto de Eficiencia Energética del MIEM) que culminó con la publicación de la primera versión del Mapa Solar[17] en mayo de 2010 (figura 6). Se obtuvo un promedio anual de irradiación global diaria que varía entre 4.0 y 4.8 kWh/m² aumentando desde la zona sureste del país hacia la zona noroeste, lo que vuelve a ésta la zona más propicia a efectos de la instalación de plantas de generación SFV. Esta primera versión

de mapa solar se perfeccionó mediante el uso de datos satelitales con series de irradiación horaria disponibles a partir del año 2000, obteniéndose así la segunda versión del Mapa Solar, la cual se encuentra aún en elaboración y se espera su próxima publicación para el año 2018. Se cuenta en la actualidad con **225 MW operativos** de generación SFV de gran escala.

Figura 6. Mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI) diaria promedio para Uruguay [17].



Fuente: MIEM, Proyecto de Eficiencia Energética (5/2010). Plan Solar, <http://www.energiasolar.gub.uy/index.php/investigacion-e-innovacion/recurso-solar/mapa-solar>

Uruguay no cuenta con **recursos geotérmicos** relevantes factibles de explotación económica para su uso en generación eléctrica.

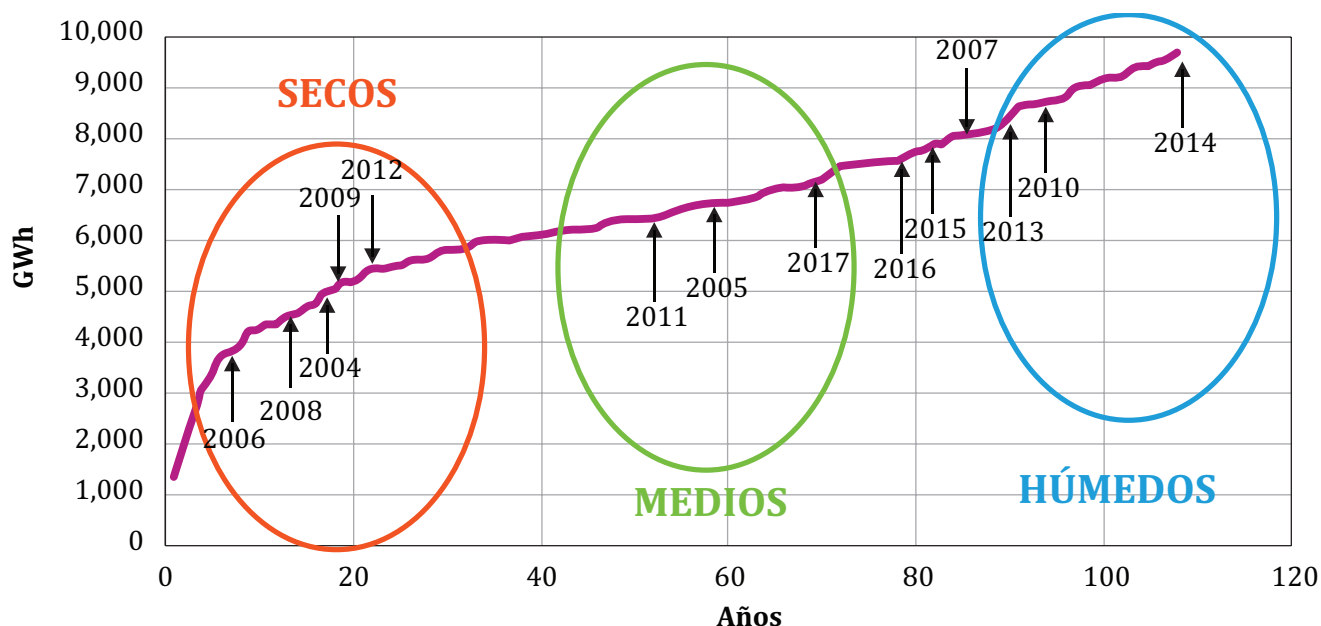
En lo que respecta al **recurso hidroeléctrico** el mismo se encuentra ya plenamente explotado en lo que hace a las grandes centrales hidroeléctricas, todas de salto hidráulico medio a bajo (menor a 35m) debido a la orografía del

país. Los ríos más importantes y caudalosos del país son el Río Uruguay (en el límite de frontera occidental con Argentina) sobre el que se encuentra instalada la central binacional de Salto Grande de 1.945 MW compartida con Argentina, y el Río Negro que atraviesa el país de este a oeste (desembocando en el Río Uruguay) sobre el que se encuentran instaladas en cascada tres centrales hidroeléctricas: Gabriel Terra o Rincón del Bonete (160 MW), Rincón de Baygorria (108 MW) y Constitución (Palmar) (333 MW). Se encuentra en estudio una posible repotenciación de la central Rincón del Bonete, la cual cuenta además con la mayor capacidad de embalse del país, de 8,8 km² situado a 80m s.n.m. En lo concerniente a PCH se llevó a cabo un relevamiento por parte de la Facultad de Ingeniería en el año 2013 identificándose más de 70 sitios de interés para la posible instalación futura de pequeñas centrales hidroeléctricas [18].

Entre las posibles barreras que pudieran limitar la expansión de las ERNC, se cuentan: alta disponibilidad de recursos de otras fuentes renovables e incluso fósiles, sobre capacidad de potencia, bajo crecimiento de la demanda, precios de energía eléctrica bajos debido a la alta participación de ER en la matriz de generación, y cantidades de energía a subastar y plazos.

Se muestra en el gráfico de la figura 7 la generación hidroeléctrica correspondiente a los 109 años de los que existen registros históricos de aportes a caudales de las represas, habiéndose estimado la misma en base a simulaciones para los años en que dichas centrales no se encontraban operativas. Puede observarse allí la gran variabilidad interanual que presenta dicha generación; se resaltan en el mismo los últimos 14 años (período 2004-2017):

Figura 7. Generación hidroeléctrica anual para el período 1909-2017, ordenada desde los años de menor (parte izquierda del gráfico) a mayor pluviosidad (parte derecha)



Fuente: Elaboración propia con base en datos reales y registros de aportes históricos.

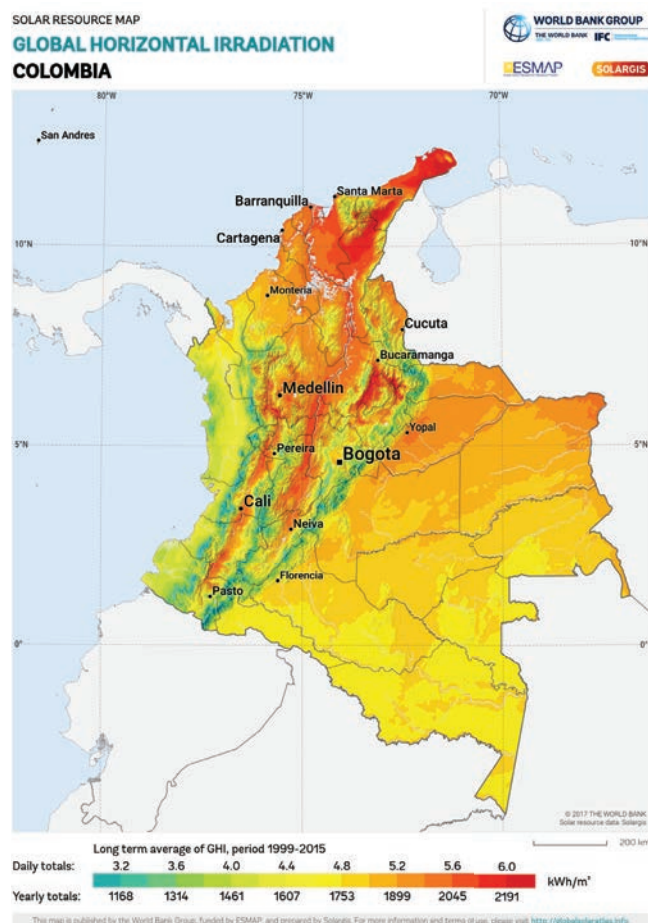
Potencial en Colombia

De acuerdo con la Ley 1715 de 2014² que promueve la utilización y el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía renovable (o ERNC) en Colombia, se definen como ERNC aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal. Se consideran ERNC: biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares [5].

La disminución sostenida de los precios internacionales de equipamiento para generación renovable eólica y SFV, su disponibilidad, junto con el rápido y continuo desarrollo tecnológico que presentan las ERNC, han permitido su masificación y también las ha vuelto competitivas frente a otras fuentes de generación tradicionales, convirtiéndolas en una opción atractiva para los inversores.

² La Ley 1715 de 2014 regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional

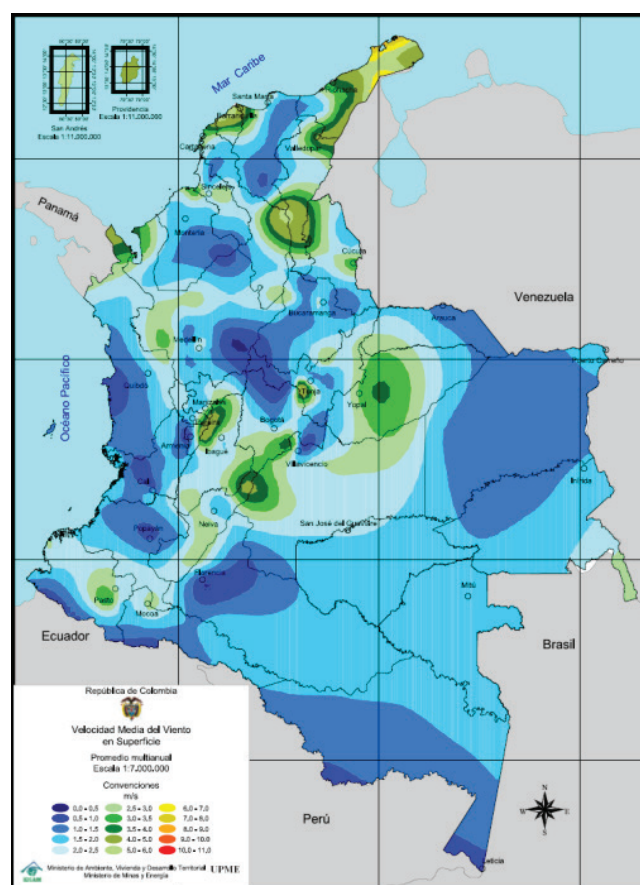
Figura 8. Mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI) para Colombia [19].



Fuente: SolarGIS (2017). Mapa de Irradiación Horizontal Global para Colombia, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/colombia/>

El **recurso solar** en Colombia se distribuye como lo muestra la figura 8. Allí se observa que la concentración del recurso se focaliza en zonas centrales y norte del país [19]. A pesar del potencial existente en el país, aun en Colombia no se tienen grandes parques solares operativos (existen instalaciones pequeñas), sin embargo, gracias a los avances regulatorios, la reducción de los precios de la tecnología se espera que a futuro esta situación cambie. Otro aspecto ventajoso para Colombia es la estabilidad del recurso a lo largo del año al ser un país que no cuenta con estaciones.

Figura 9. Mapa de velocidad de viento en Colombia.

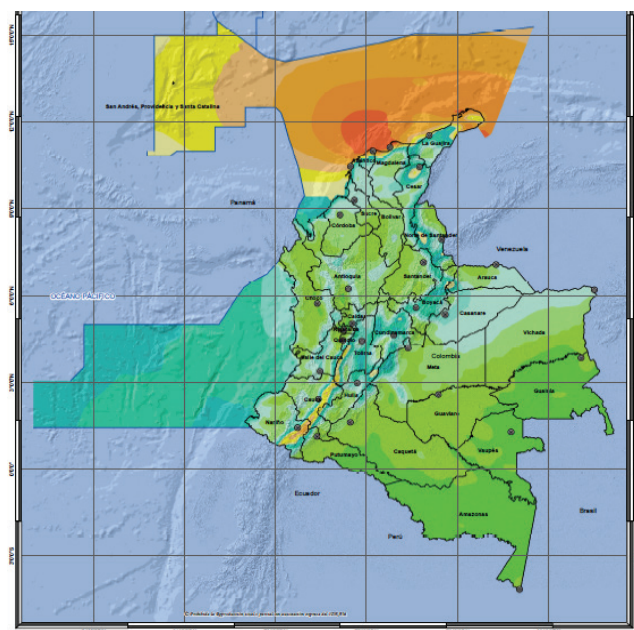


Fuente: SolarGIS (2017). Mapa de Irradiación Horizontal Global para Colombia, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/colombia/>

El **recurso eólico** en Colombia se distribuye como lo muestra la figura 9, donde se grafican las diferentes velocidades de viento en superficie. Allí se observa que zona con mayor potencial eólico en el país es en la Guajira (extremo norte), donde actualmente se encuentra el único parque eólico del país (Jepirachi) con una capacidad instalada de 19.5 MW y que está operando desde el 2004 [20].

Además de esta información publicada por UPME, el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y estudios Ambientales) publicó en 2015 un mapa con la velocidad de viento promedio a 150 metros de altura en m/s. En la figura 10 se resalta mejor el potencial eólico en otras zonas del país (o incluso mar adentro).

Figura 10. Velocidad del viento promedio a 150 metros de altura, unidades: m/s.



Fuente: IDEAM.

Actualmente se están explorando múltiples proyectos en el país y se espera aumentar pronto la capacidad instalada para aprovechar este recurso que según el informe de la UPME para la integración de energías renovables en Colombia podría tener las siguientes expectativas:

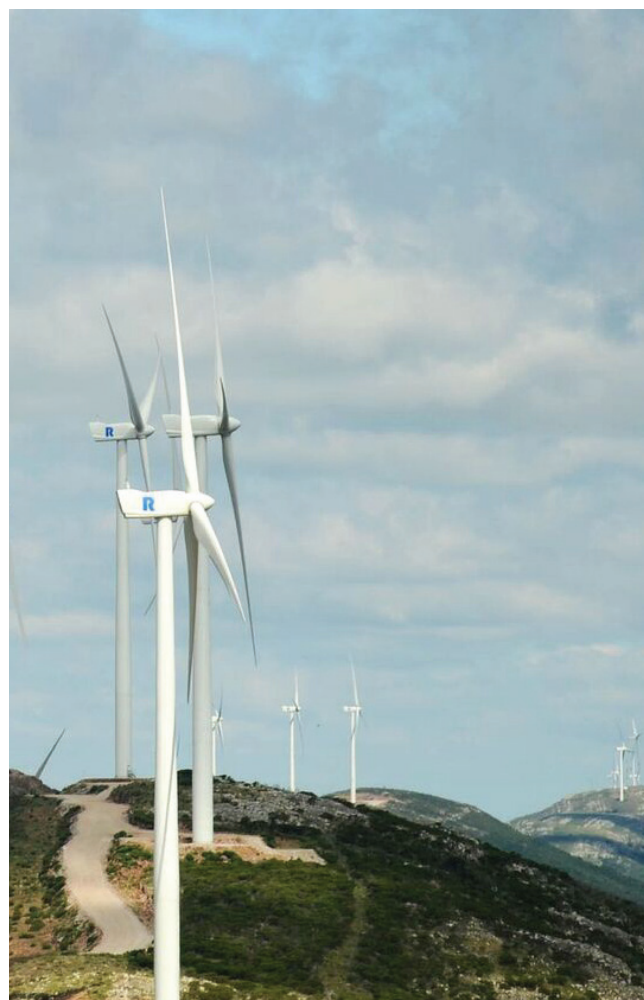
Tabla I. Potencial eólico para diferentes regiones del país [1].

Área	Potencial Eólico (MW de capacidad instalada)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Huila	2.000
Risaralda-Tolima	1.000
Boyacá	1.000
Valle del Cauca	500

Fuente: UPME, U. d. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.

Como generalmente sucede es difícil estimar una cifra de potencial de generación por país y usualmente estas cifras tienden a ser muy optimistas frente a las que efectivamente los países logran aprovechar. Para el caso de Colombia se escucha hablar de potenciales eólicos del orden de 15 GW³ o incluso 30 GW como se menciona en la tabla I y para el tema solar se habla de 42 GW.

No obstante, lo anterior, y remitiéndose a los proyectos registrados ante UPME, según el borrador del plan de expansión de referencia de UPME entre 2017 y 2031, se tiene una mirada más delimitada, pero aún bastante optimista, de los proyectos que pueden entrar a generar en dicho horizonte temporal. Los mismos se muestran en la tabla II.



3 <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/06/30/colombia-tiene-un-potencial-solar-de-42-gigavatios/>

Tabla II. Distribución de proyectos por zonas y tecnología que están registrados ante UPME para hacer parte de la posible expansión de Colombia entre el 2017 y 2031, unidades en MW

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Geot
Ant-Cho	1,504		350	279			2	90	
Atlántico			350		7		597	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		155					92	35	
Boy-Cas		147	240					40	
Cuaca				54				12	
Cor-Suc			250				313	35	
CQR				59				30	50
GCM			660		8	4,127	4,430	60	
THC	45						116	35	
Met-Guav					55		103	20	
Nar-Put								15	
NSant			160				6	25	
Sant-Ara	150				20		101	35	
Valle				83	61		10	70	
Total	1,699	302	2,010	475	161	4,127	5,888	732	50

Fuente: Borrador plan de expansión de UPME.

Potencial en Ecuador

En lo concerniente al **recurso solar**, en el año 2008 el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC (actualmente ARCONEL), presento el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica [21] (ver figura 11), el cual fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE. La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas fue generada por el National Renewable Energy Laboratory - NREL de los Estados Unidos, el NREL desarrolló el modelo CRS (*Climatological Solar Radiation Model*), que permite conocer la insolación diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 km x 40 km alrededor del mundo. La CIE uso la información generada por el modelo CRS, y usando un SIG convirtió las referencias geográficas al sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso Universal Transverse de Mercator, WGS84, Zona 17 Sur. Se obtuvieron datos promedio mensual y anual de insolación difusa, directa y global, para la insolación promedio anual global se obtuvo el valor de 4.8 kWh/m²/día.

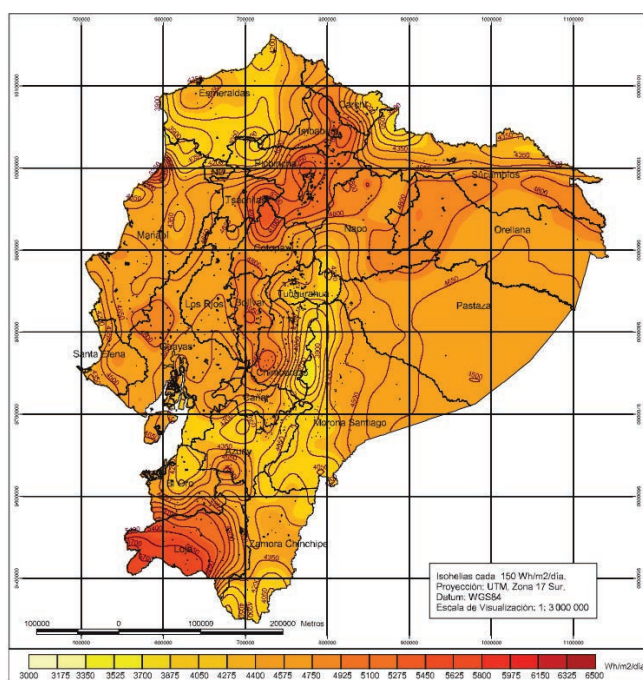
Si bien es cierto que el potencial de esta energía en el país no es muy alto, el mismo posee la ventaja de tener intensidad homogénea durante todo el año, lo cual reduce el problema de variabilidad y si se complementa con otro tipo de tecnologías (también renovables) se constituiría en una fuente significativa.

En la actualidad se cuenta con **26,48 MW operativos** de generación SFV y no se tiene previsto (al menos en corto plazo) incorporar potencia adicional de este tipo de tecnología.

En cuanto al **recurso eólico**, se elaboró el Atlas Eólico del Ecuador (ver figura 12) con fines de Generación Eléctrica en base a técnicas de modelización mesoescalares y microescalares [22], combinadas con la utilización de un sofisticado modelo de simulación atmosférica, permitió identificar y evaluar regiones potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos. A partir de estas consideraciones, se

estimó un Potencial Disponible Bruto Total del orden de 1670MW y un Potencial Factible a Corto Plazo de 884MW. El Atlas Eólico fue realizado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con la consultora AWS Truepower y con el apoyo del BID, fue presentado en el año 2003. El Atlas no ha sido actualizado.

Figura 11. Mapa de Insolación Global Promedio para Ecuador [21].



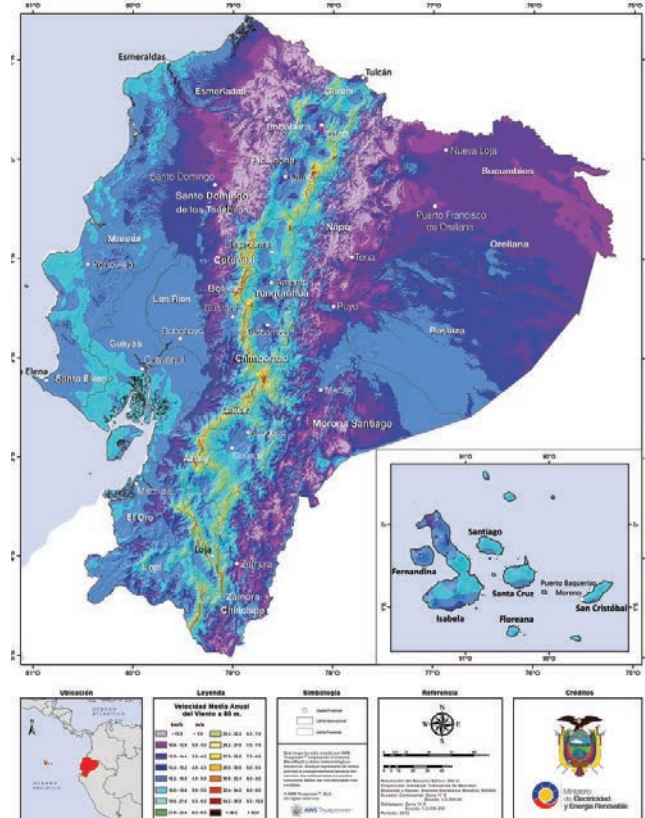
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad, Consultora CIE (2008). Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://energia.org.ec/cie/energia-solar/>

Se debe indicar que para determinar con mayor precisión el potencial eólico en el país es necesario realizar evaluaciones técnicas específicas y a nivel local en sitios concretos, porque una de las características de este tipo de energía es su alta variabilidad y su bajo factor de planta (promedios globales están entre 20-40%).

En la actualidad se cuenta con **21,15 MW operativos** de generación eólica y sin que por ahora se prevea instalar potencia adicional de este tipo de tecnología. Las centrales eólicas

son: Villonaco (16,5 MW) ubicada en Loja y El Tropezón (2,40 MW) y Baltra (2,25 MW), ubicadas en las Islas Galápagos. Es importante mencionar que, en el año 2015, Villonaco fue reconocida por GOLDWIND (fabricante de turbinas eólicas) como el parque eólico con el factor de planta más alto del mundo, pues en dicho año alcanzó el 52%.

Figura 12. Mapa de Velocidad Media del Viento a 80 m de altura para Ecuador [22].



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Consultora AWS Truepower con el apoyo del BID (2003). Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>

Se puede afirmar en cuanto a los **recursos geotérmicos** relevantes factibles de explotación económica que hay 4 proyectos geotérmicos de alta entalpía: Chachimbiro, Chacana y Chalpatán que han llegado a la etapa de prefactibilidad avanzada, mientras que el proyecto Tufiño-Chiles está actualmente bajo investigación. Estudios de

aprovechamientos de este tipo datan del año 1978 con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL. En el año 2015 el INER presentó el Plan de Líneas de Investigación para el Desarrollo de la Geotermia, el cual no es un inventario del recurso, pero presentó conclusiones importantes para futuras investigaciones considerando que el potencial geotérmico estimado para el país es superior a 1000 MW.

El **recurso hidroeléctrico** ha incorporado en el año 2016, 6 centrales hidroeléctricas sumando un total de 2039,6 MW de potencia, destacándose la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW. En cuanto al potencial, se estima que el país cuenta con 31000 MW de potencial técnicamente factible y 22000 MW de potencial Económicamente factible (en 11 cuencas hidrográficas). Una vez que se incorporen todos los proyectos hidroeléctricos que se encuentran actualmente en fase de construcción, se llegará a una potencia efectiva hidroeléctrica de 5401 MW; con lo cual, el porcentaje aprovechado será del 24,55%.

Así también se cuenta con un inventario que clasifica a los proyectos hidroeléctricos en: de gran capacidad (mayor a 50MW), de mediana

capacidad (10 a 49MW) y pequeña capacidad (1 a 9 MW). De los primeros destaca el proyecto Zamora Santiago G8 que aprovecharía el caudal del Río Santiago (provincia de Morona Santiago, cantones Tiwintza y Limón Indanza) con una potencia estimada de 3600 MW.

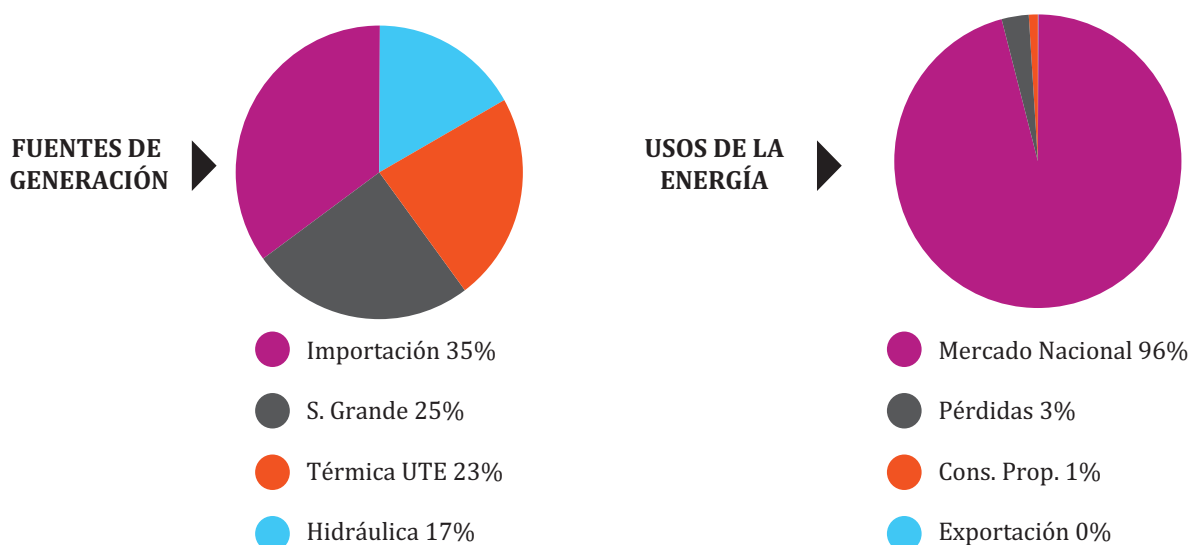
RESULTADOS

La matriz de generación representa una fotografía del estado actual de cada país en cuanto a los recursos utilizados para abastecer su demanda en un año determinado. En países con alta penetración de energías renovables para la generación eléctrica, dicha matriz puede presentar variaciones considerables según el año que se considere, principalmente debido a la influencia de la alta variabilidad hidrológica. La misma es un buen indicador de la incidencia que tienen los recursos renovables en el abastecimiento de la demanda de un país.

URUGUAY - Matriz de Generación

Se muestra en la figura 13 la matriz correspondiente al año 2006, cuando no se contaba aún con generación proveniente de ERNC instalada en el país:

Figura 13. Matriz de generación en Uruguay en el 2006 [23].

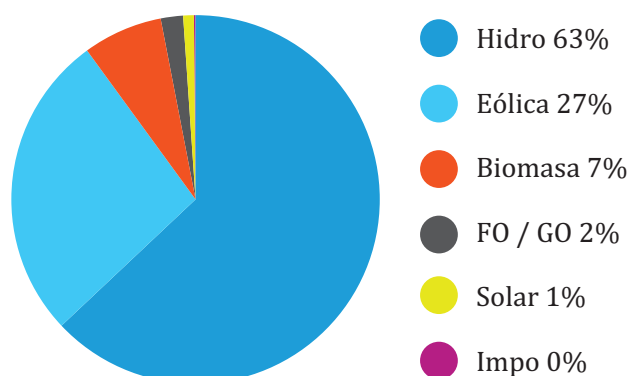


Fuente: UTE en Cifras, <https://portal.ute.com.uy/institucional-informaci%C3%B3n-econ%C3%B3mica-y-financiera/ute-en-cifras>

Puede observarse que para el año 2006, año seco a consecuencia del fenómeno de La Niña, con una generación hidroeléctrica de tan solo 37%, la generación térmica resulta insuficiente para completar el abastecimiento de la demanda (23%), debiendo recurrirse a importación de los países vecinos (35%). A la derecha, la Matriz de Usos muestra que no existieron excedentes de exportación, como es esperable en un año con dichas características.

El año 2016 en cambio fue un año de pluviosidad elevada, a consecuencia del fenómeno del Niño, además de contarse ya con una fuerte presencia de generación con ERNC instalada en el país; esto se observa al analizar la matriz de abastecimiento de la demanda del SIN (figura 14).

Figura 14. Matriz de abastecimiento de la demanda del SIN en Uruguay, año 2016.

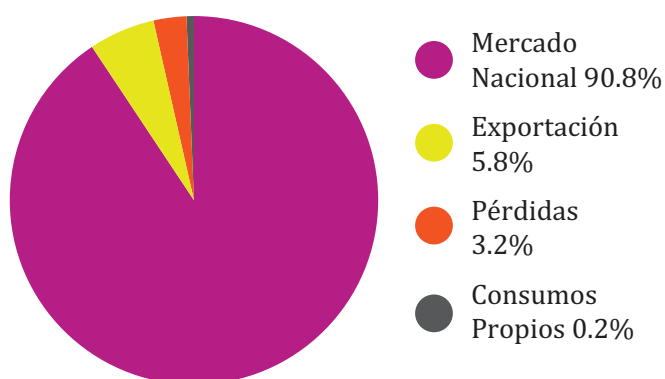


Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ADME.

Puede observarse en la figura 14 que la matriz 2016 es 98% renovable, habiéndose recurrido a la generación térmica con Fuel Oil (FO) o Gas Oil (GO) solamente a efectos de abastecer un 2% de la demanda, principalmente en horas del pico de consumo que se produce

a primeras horas de la noche. El resto de la demanda se abasteció principalmente con generación hidráulica y eólica, algo de biomasa y una pequeña fracción de SFV (solar fotovoltaica). Dicho año hubo asimismo exportaciones de energía (hidráulica y térmica, por un 5.8% del total generado) a los países vecinos (Argentina y Brasil), como puede observarse de la Matriz de Usos de la Energía mostrada en la figura 15.

Figura 15. Matriz de usos de la energía en Uruguay, año 2016 [23].

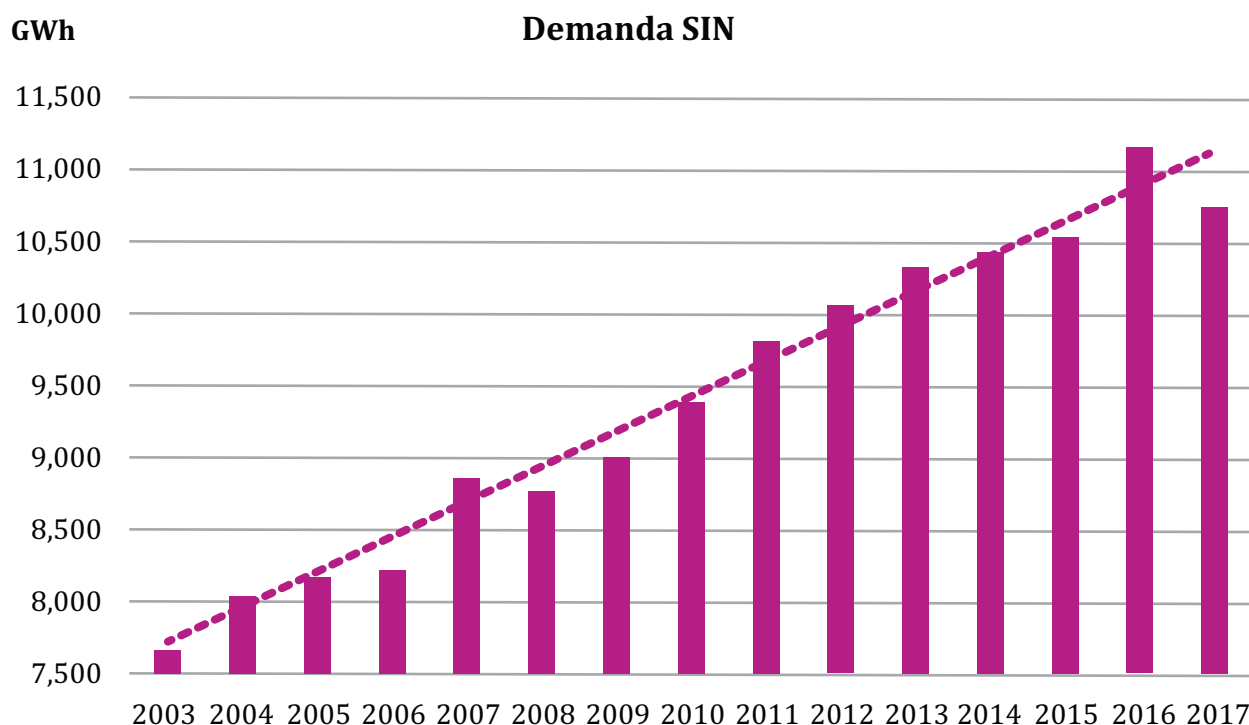


Fuente: UTE en Cifras, <https://portal.ute.com.uy/institucional-informaci%C3%B3n-econ%C3%B3mica-y-financiera/ute-en-cifras>

Demanda de energía

A continuación, se muestra en la figura 16 la gráfica de la evolución de la demanda nacional en el período analizado 2003-2017, la cual presentó una tendencia de crecimiento sostenido del 2,9% promedio anual, con oscilaciones interanuales debidas mayormente a las variaciones en la temperatura (inviernos fríos como por ejemplo el 2016, implicaron un mayor crecimiento, que se compensa luego con decrecimiento en el año inmediatamente siguiente):

Figura 16. Evolución de la demanda en Uruguay en el período analizado 2003-2017. En punteado se indica la línea de tendencia. Se considera la demanda neta en bornes de generación; esto es la misma incluye las pérdidas de transmisión y distribución, pero no incluye la demanda interna de autoprodutores.

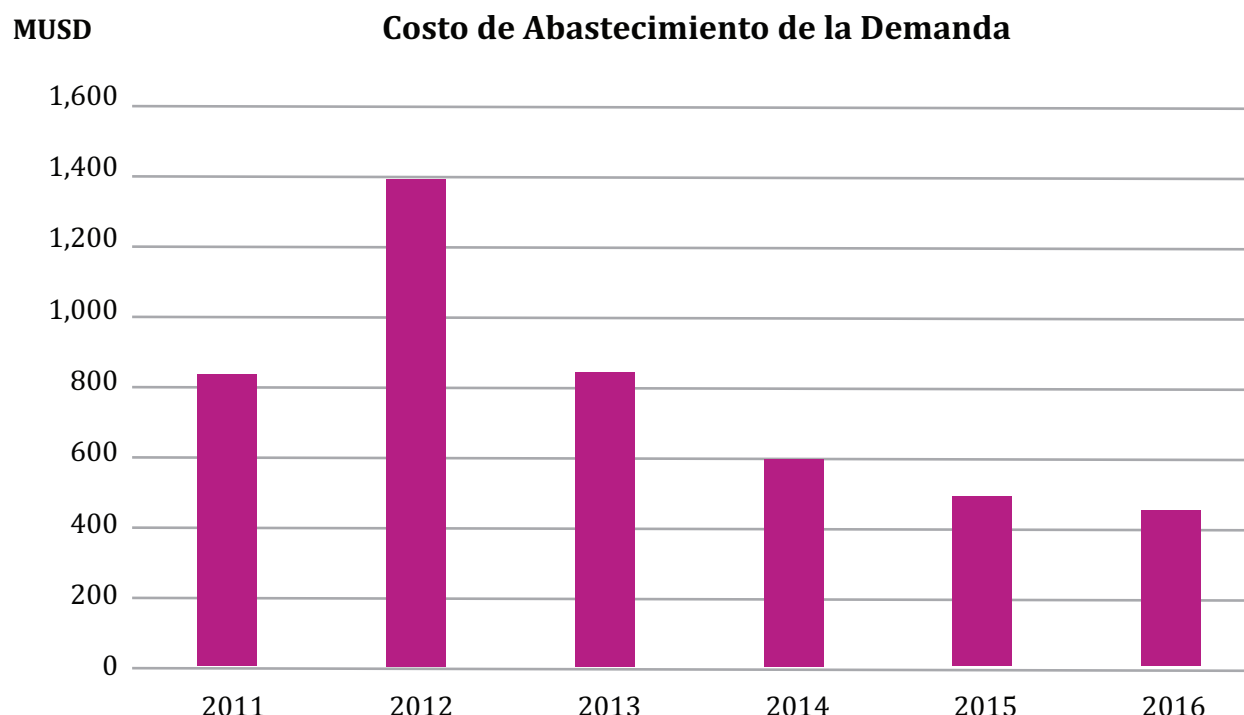


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de UTE.

Se muestran a continuación en la figura 17 los Costos de Abastecimiento de la Demanda (en MUSD) para el período 2011-2016; el mismo se compone de la suma de todos los costos variables de generación, incluidos los pagos a las ERNC (eólicas y SFV), el pago a la CTM-SG por la energía hidroeléctrica de S.Grande y gastos de funcionamiento de CTM, así como algunos costos varios (arrendamiento de tanques de combustible, pagos por leasing de algún parque eólico gestionado en dicha modalidad, canon por uso de las dos Conversoras de frecuencia, por líneas de interconexión con Brasil y por gasoducto Cruz del Sur con Argentina):



Figura 17. Costo de Abastecimiento de la Demanda (en MUSD, IVA incluido) en Uruguay para el período 2011-2016.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ADME y UTE.

Puede observarse que los mismos presentan un valor notoriamente elevado para el año 2012, por tratarse de un año de baja pluviocidad (aunque la misma resultara superior al año “seco” 2006 ya mencionado); en dicho año la penetración de ERNC era aún muy escasa. Los años 2013 a 2016 fueron años de buena pluviocidad (ver Fig.7), resultando el año 2014 el año de mayor lluvia en el período de 108 años históricos de los que se cuenta con datos. A pesar del crecimiento sostenido de la demanda en el período, y particularmente para el año 2016 como se mostrará más arriba, el costo de abastecimiento de la misma resultó notoriamente decreciente, para estos 4 años de pluviocidad buena y similar (2013-2016), debiéndose esto a la creciente

incorporación de energías renovables, dado que el uso del térmico resultara residual en dichos años, por lo que sus costos no afectan mayormente la comparación.

En la tabla III se muestra la generación con ERNC (MW) que se encontraba instalada y operativa al final de cada año; puede observarse que en el período 2014-2017 se instalaron del orden de 350MW adicionales por año de generación eólica, duplicándose prácticamente la generación por biomasa entregada al SIN (por la instalación de una segunda planta de procesamiento de celulosa) a lo que se agrega a partir del año 2015 el comienzo del desarrollo de la generación SFV:

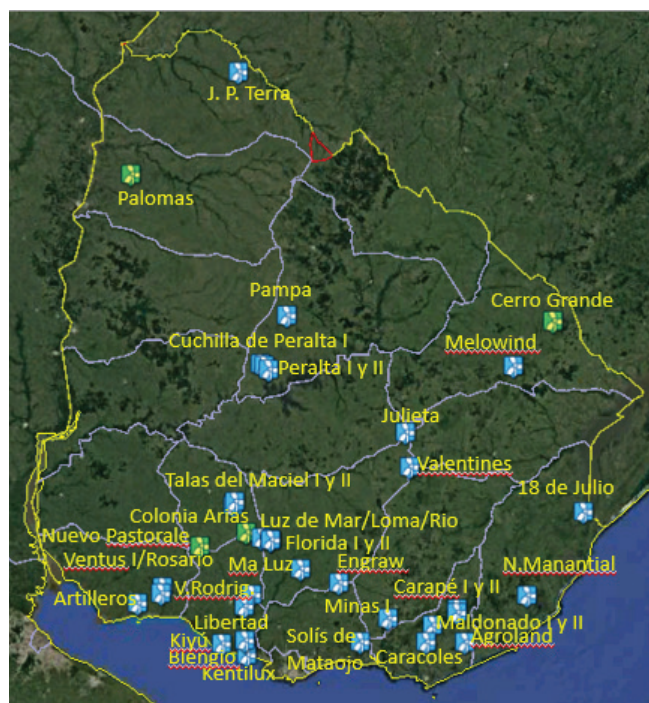
Tabla III. Potencia eólica y SFV de gran porte instalada a finales de cada año para el período 2011-2017. Para la generación con biomasa se muestran los MW medios entregados al SIN (no se contabilizan consumos propios, esto es, el autoabastecimiento de dichos emprendimientos, el cual tampoco se contabiliza en la Demanda del SIN, Fig.16).

	MW eólicos	MW SFV	MW biomasa
2011	43	0	59
2012	47	0	64
2013	56	0.5	64
2014	411	0.5	84
2015	834	58	110
2016	1189	78	110
2017	1480	225	110

A continuación en las figura 18a, 18b y 18c se muestran mapas con los emprendimientos de generación eólica, SFV y en base a biomasa

instalados y operativos en la actualidad (año 2018) en Uruguay:

Figura 18a. Parques eólicos operativos en Uruguay a fines de 2017 [24].



Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

Figura 18b. Plantas SFV operativas en Uruguay a fines de 2017 [24].



Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

Figura 18c. Plantas de biomasa y de biogás (señaladas en verde y naranja respectivamente) operativas en Uruguay a fines de 2017 [24].

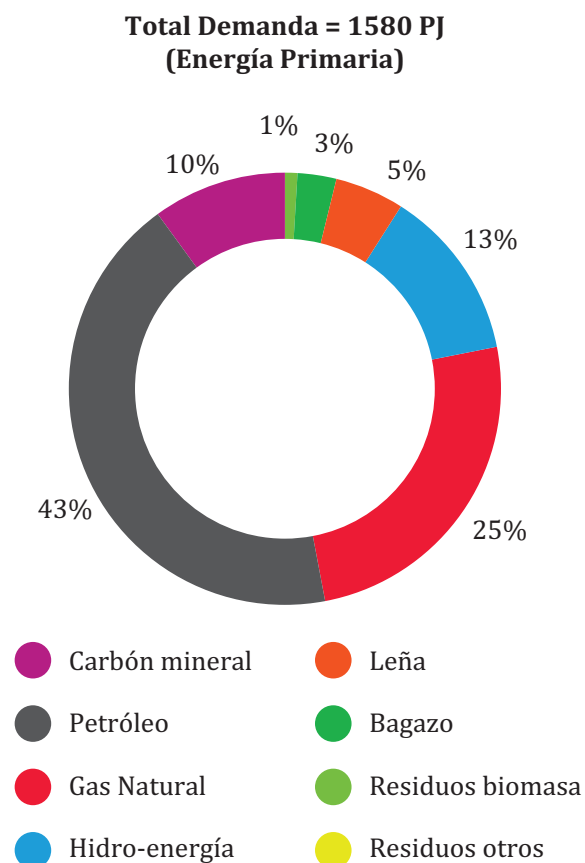


Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

COLOMBIA - Matriz de Generación

Como se muestra en la figura 19, cerca del 78% de la energía que se consume en Colombia proviene de derivados del petróleo y el 22% restante se produce con fuentes renovables [1]. No obstante, los principales consumidores de petróleo y gas natural son el sector transporte e industrial con consumos correspondientes al 35% y 30% respectivamente, de la energía total consumida en el país (ver figura 20). Adicionalmente del total de energéticos consumidos en Colombia, el 18% corresponde a electricidad (ver figura 21), según lo reportó el Director de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) en el Programa de formación de líderes energéticos [2].

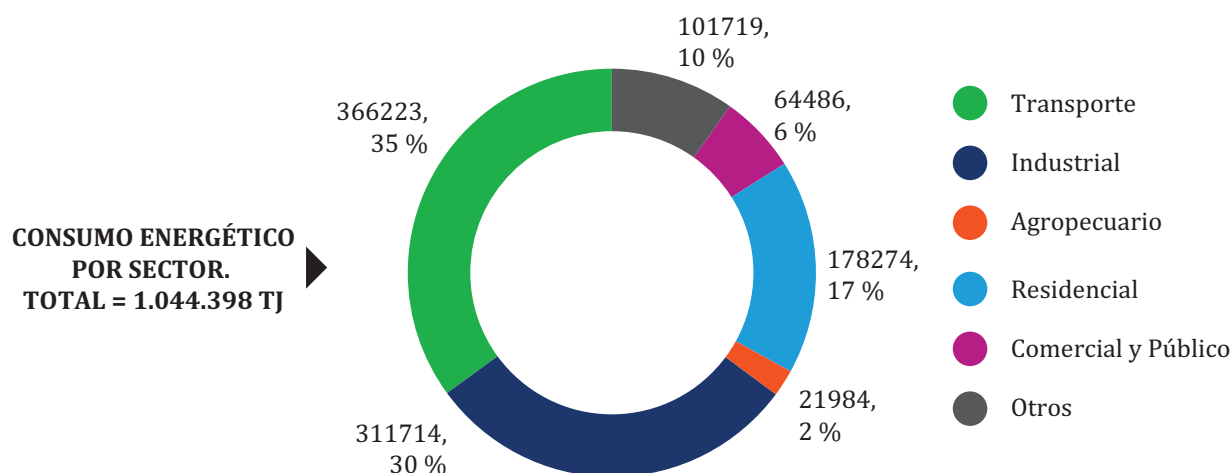
Figura 19. Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012 [1].



Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

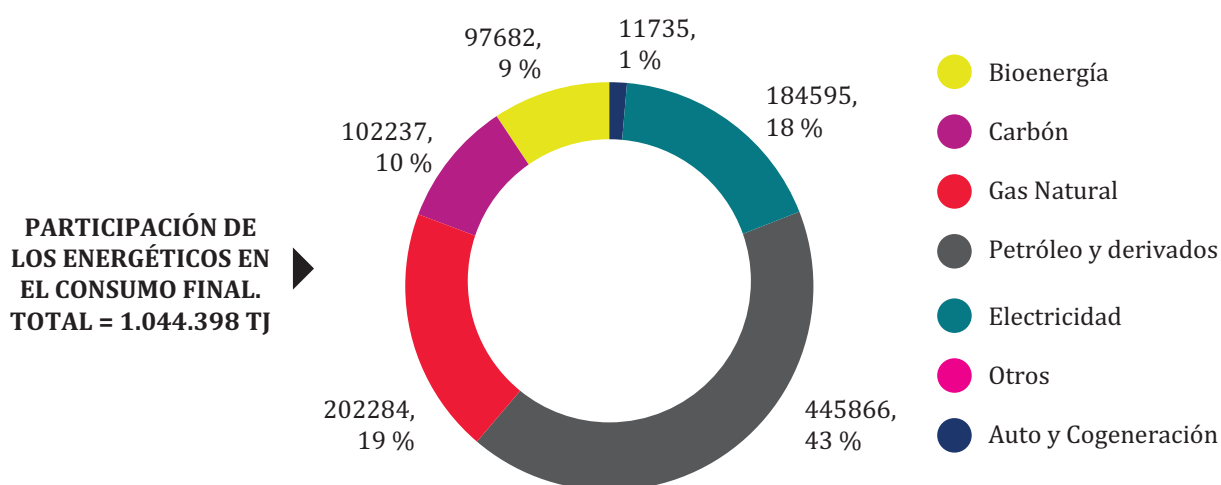


Figura 20. Consumo energético por sector en el año 2014 [2].



Fuente: E[1] Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>

Figura 21. Consumo final por energético 2014 [2].

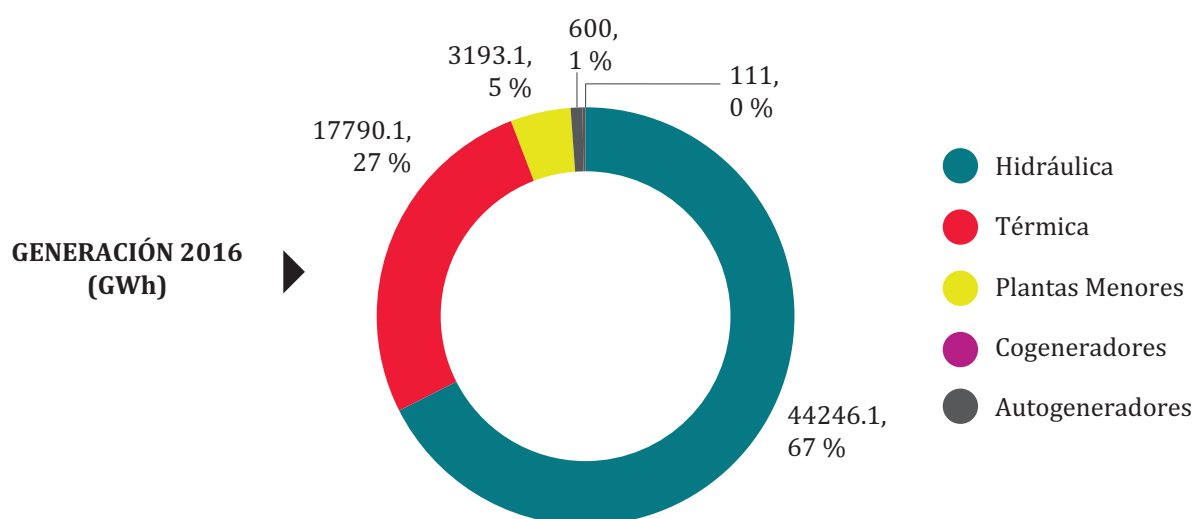


Fuente: [1] Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>

Al remitirse únicamente a electricidad la matriz de generación tiene 70% de hidroelectricidad y 29% de fuentes fósiles (ver figura 22 y tabla IV), según lo reporta el operador de red (XM) en su informe anual de operación para el

2016 [25]. Es así como Colombia, es un país que en su generación de electricidad tiene una huella de carbono relativamente baja respecto a otros países en el mundo, pero a su vez es bastante vulnerable al fenómeno del Niño.

Figura 22. Generación de electricidad en 2016 [25].



Fuente: XM (2016). Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016. Medellín

Tabla IV. Capacidad Instalada en plantas de generación de electricidad en Colombia (al 31 de diciembre de 2016) [25].

Recursos	Capacidad instalada 2016 (MW)	Participación (%)
Hidráulicos	10.963	66.6
Térmicos	4.728	28.49
Gas	2.128	
Carbón	1.339	
Fuel-Oil	---	
Combustóleo	187	
ACPM	774	
Jet 1	46	
Gas-Jet A1	264	
Menores	771.52	4.65
Hidráulicos	648.10	
Térmicos	105	
Eólica	18.42	
Cogeneradores	99.60	0.60
Autogeneradores	32	0.20
TOTAL SIN	16594.52	100%

Fuente: XM (2016). Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016. Medellín

Como se mencionó anteriormente, Colombia dispone de diferentes fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) que aún no están siendo aprovechadas y teniendo en cuenta la reducción de los costos de la tecnología, la necesidad de diversificar la canasta energética y las políticas de promoción de ERNC en Colombia, se espera que dichas fuentes se integren pronto a la canasta con un mayor porcentaje de participación.

Por otra parte, es importante resaltar que se está construyendo la mayor central hidroeléctrica del país: Hidro Ituango, con una potencia de 2400 MW. Este aspecto evidencia que Colombia aún dispone de recursos hidroeléctricos por aprovechar; no obstante, son cada vez más notorias las posiciones opuestas al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas en el país y por lo tanto los nuevos desarrollos hidroeléctricos (al menos en el corto plazo) podrían limitarse a PCHs (pequeñas centrales hidroeléctricas).

Demanda de energía

En Colombia el comportamiento promedio de la demanda de electricidad, hora a hora, se muestra según la figura 23, donde se resalta que existe una tendencia dependiendo del

tipo de día, (ordinario: de lunes a viernes y un comportamiento diferente el sábado y domingo). Adicionalmente, existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país [26].

El operador de red (XM) realiza el despacho económico día a día para asignar la generación de energía eléctrica basado (entre otros) por el pronóstico de consumo para cada una de las subáreas del país y tiene además en cuenta los precios ofertados por los generadores y las demás restricciones, eléctricas y operativas, que se puedan presentar en el sistema [26].

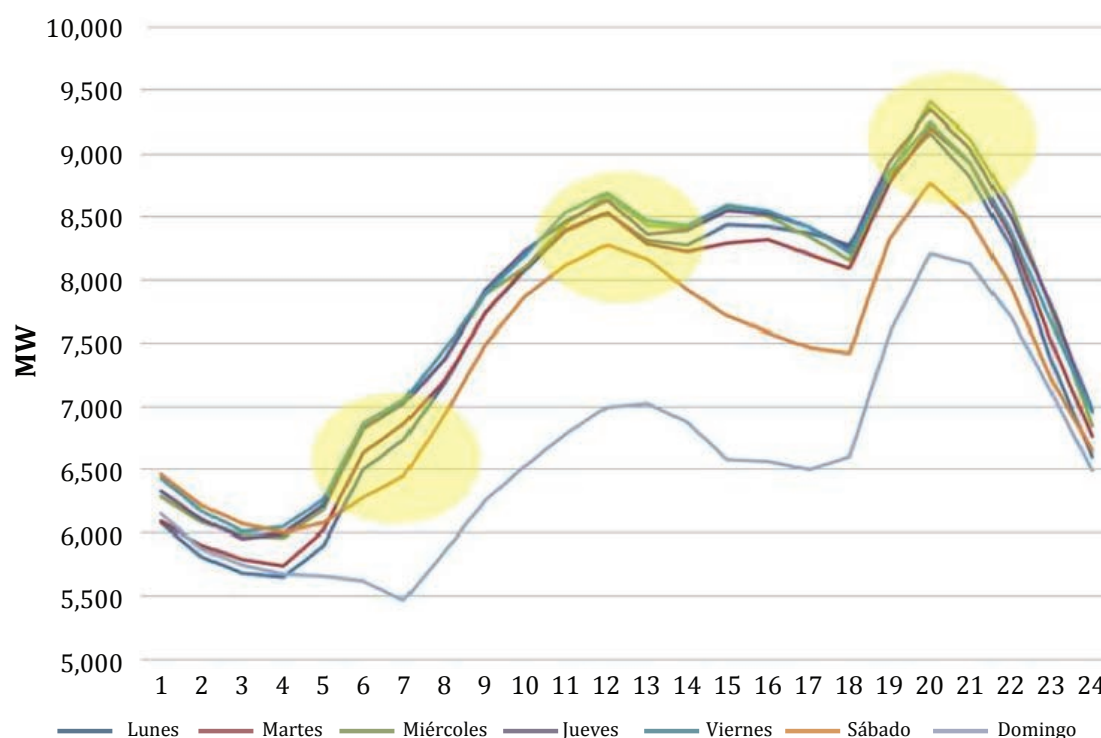
La demanda al 2016 de energía en Colombia reflejó los efectos del fenómeno de El Niño, el más agresivo desde 1950, (asociado a altas temperaturas) en el primer trimestre del año, donde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó los mayores crecimientos del año con

valores de 5.7% y 4.4%. Lo anterior, llevó al país a la aplicación de la resolución CREG 029 de 2016, para establecer tarifas diferenciales para promover el ahorro voluntario de energía (campaña “Ahorrar paga”, impulsada por el Gobierno Nacional) [25].

En Colombia en el año 2016 la demanda de energía eléctrica decreció 0.2% respecto al año 2015, con un consumo de 66,315 GWh. La figura 24 muestra el comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, desde el 2005 al 2016, donde se permite observar que la tendencia continua a crecer se vio fuertemente impactada por el reciente fenómeno del Niño.

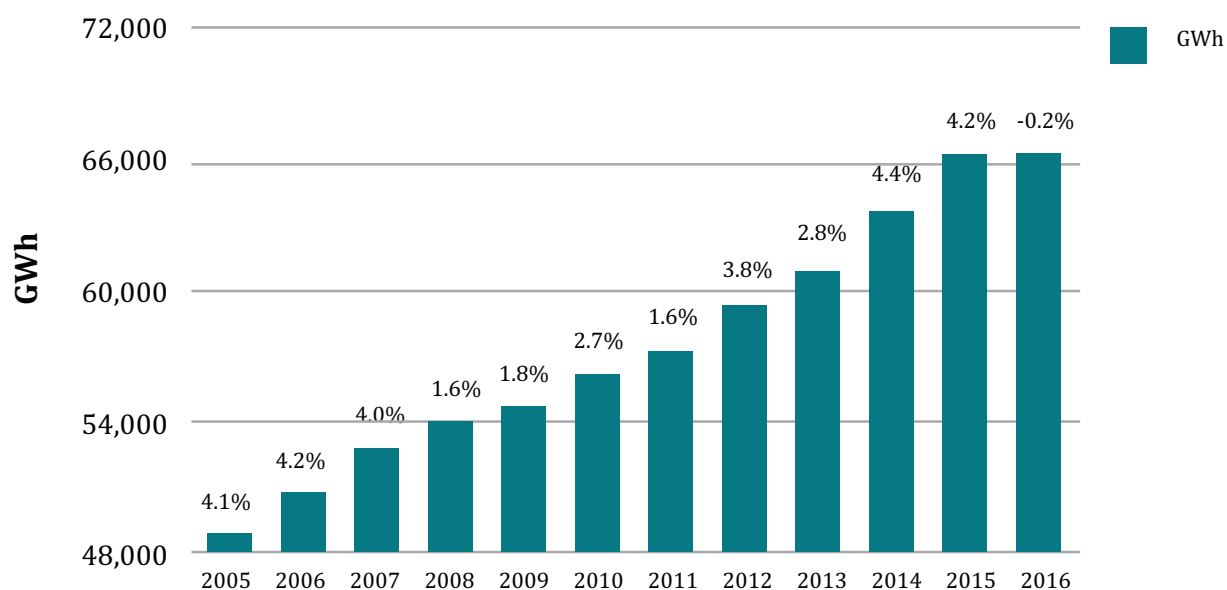
La figura 25 muestra también las desviaciones existentes entre los tres escenarios de proyección de demanda realizados por la UPME respecto al valor real de demanda mensual, dejando una evidencia clara de que se deben ajustar dichas proyecciones siendo conservadores respecto al crecimiento de la demanda.

Figura 23. Comportamiento promedio horario de la demanda de electricidad en Colombia [26].



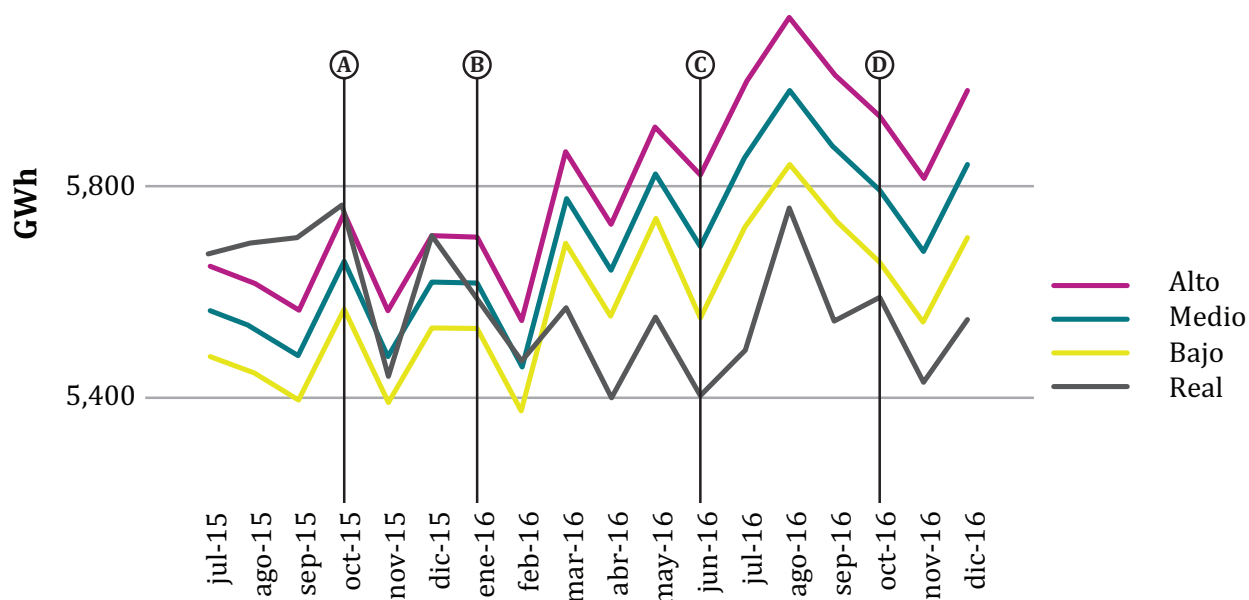
Fuente: XM. Históricos de demanda, <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

Figura 24. Comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica en Colombia [7].



Fuente: CREG, Estructura del sector Energía Eléctrica en Colombia, <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>

Figura 25. Diferencia entre las proyecciones de demanda dadas por la UPME y la real.

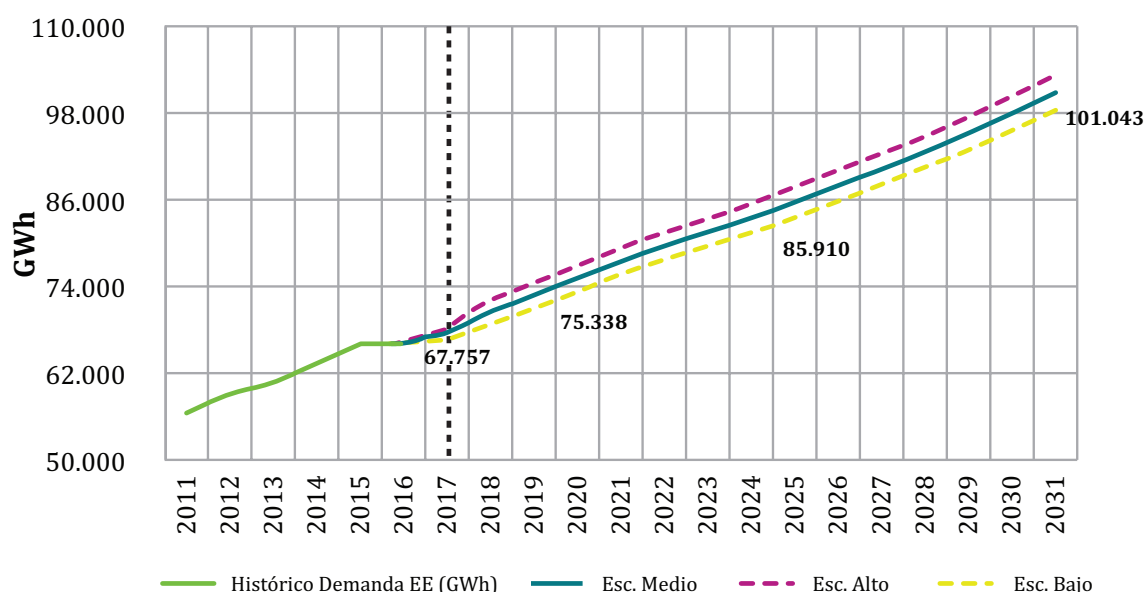


Fuente: UPME (2017). Plan preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031.

De acuerdo con el Plan de expansión preliminar de la UPME para el 2017 al 2031 [27], la proyección de la demanda nacional de electricidad tendrá un crecimiento promedio anual (en el escenario medio de proyección) de 2.85% (ver figura 26).

Sin embargo, este valor podría verse como optimista según lo ocurrido en proyecciones anteriores (como la planteada en la figura 25) y se deben tener en cuenta los impactos de la eficiencia energética y la autogeneración.

Figura 26. Escenarios de Proyección de demanda de la UPME [27].

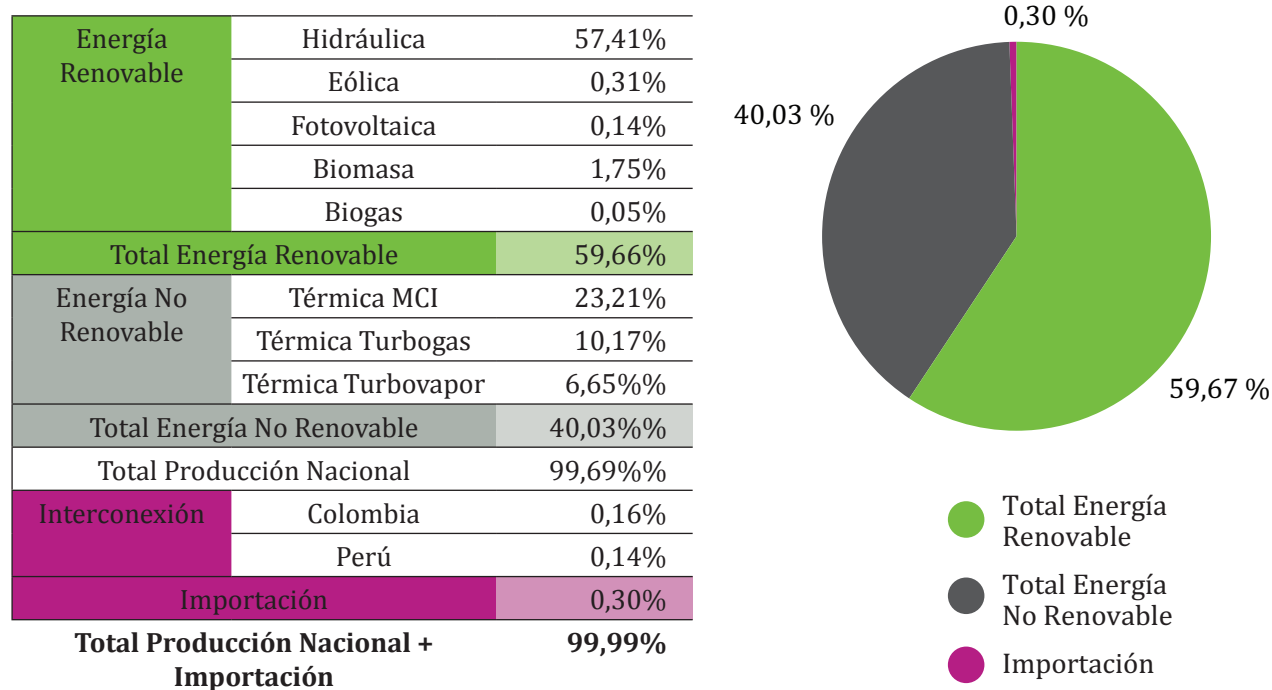


Fuente: UPME (2017). Plan preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031.

ECUADOR - Matriz de Generación

En el año 2016, la producción total de energía eléctrica renovable alcanzó los 16.202 GWh, esta representó un 59,67 % del total; la no renovable 10.870 GWh con un valor de 40,03 %, como puede apreciarse en la figura 27.

Figura 27. Balance Nacional de energía eléctrica de Ecuador (12/2016).



Fuente: Balance Nacional de Energía Eléctrica, 2016.

El sector eléctrico en los últimos años ha experimentado una profunda transformación y se ha priorizado la utilización de fuentes de energías renovables, en este contexto se ha reemplazado aproximadamente 600 MW de generación térmica.

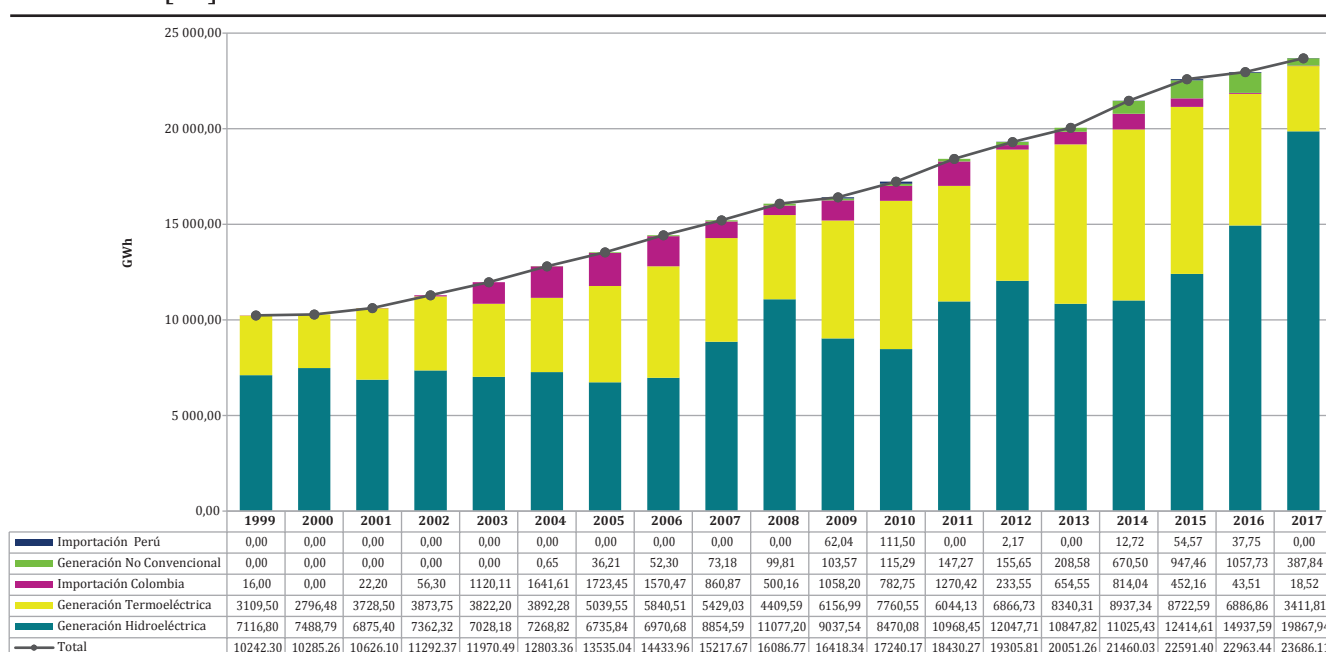
La variación en cuanto a la potencia instalada de hidráulica, eólica y solar fotovoltaica, comparada con el año 2006 fue de: 54% (de 2057 MW a 4446 MW), 89% y 100% respectivamente.

Para el año 2017 se verificó lo siguiente (ver figura 28):

- 83,88% de la producción corresponde a generación hidroeléctrica,
- 14,40% generación termoeléctrica,
- 1,64% generación no convencional y
- 0,08% importación de Colombia.

A pesar de dicha transformación, sigue constituyendo un objetivo el modificar la matriz energética actual mediante la incorporación de centrales de generación hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y centrales eficientes de generación termoeléctrica.

Figura 28. Producción Neta Total de Energía del Sistema Nacional Interconectado para el período 1999-2017 [28].



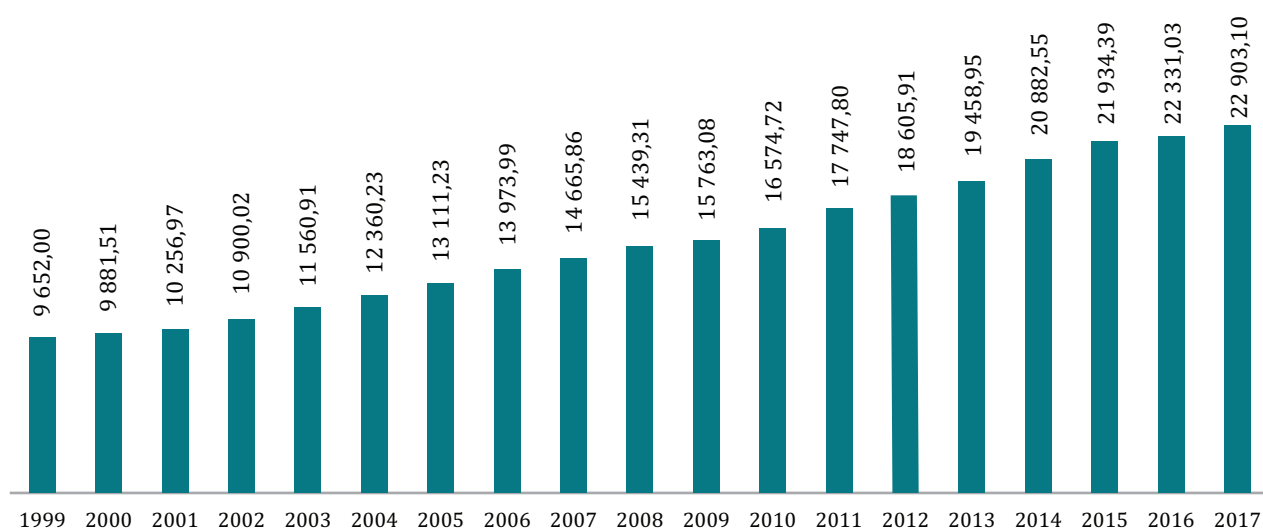
Fuente: CENACE. Informes Anuales, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinanuales&Itemid=1

Demanda de energía

Durante 2017 la demanda de energía de las empresas eléctricas de distribución y comercialización, en subestaciones de entrega y consumos propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú, fue de 22.903,10 GWh; lo cual representa un incremento de 2,56% con relación a 2016 (ver figura 29).

En promedio el crecimiento (anual) de la demanda ha sido de 4,9%. Para el estudio de la demanda, en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 (elaborado por el MEER) [29] se muestran las variables utilizadas y la metodología empleada; el estudio es útil para planificar la expansión y se han planteado 5 hipótesis:

Figura 29. Demanda de energía eléctrica en Ecuador para el período 1999-2017 [28].



Fuente: CENACE. Informes Anuales, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=1

Hipótesis 1.- Crecimiento tendencial (línea base),

Hipótesis 2.- H1 + Cargas Singulares: industrias minera, cementera, siderúrgica, transporte (metro de Quito, tranvía de Cuenca),

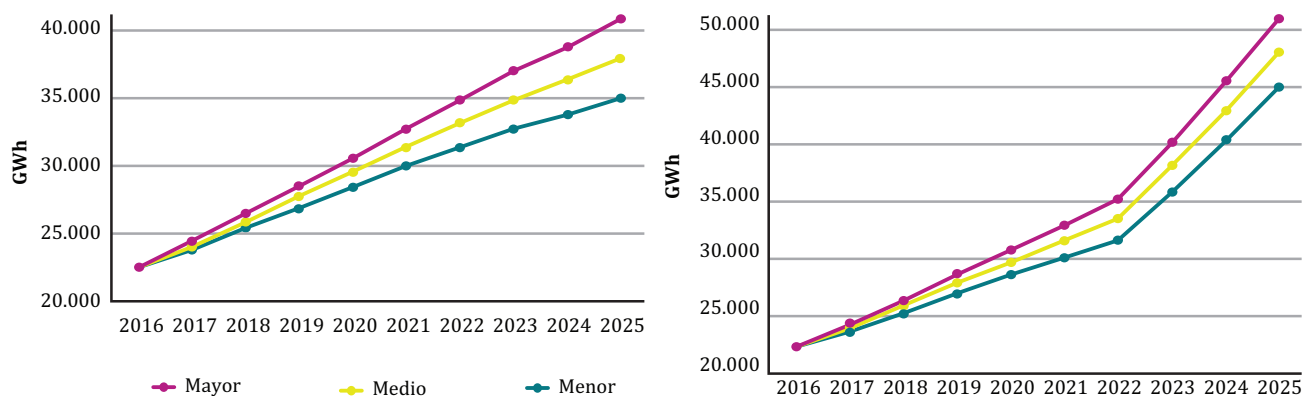
Hipótesis 3.- H2 + Programa de Eficiencia Energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad “PEC”,

Hipótesis 4.- H3 + Refinería del Pacífico “RDP” Eloy Alfaro,

Hipótesis 5.- H4 + Matriz Productiva que prevé la implementación de industrias básicas.

En la figura 30 se muestran los resultados de las proyecciones correspondientes a los escenarios H3 y H5.

Figura 30. Resultados de las Hipótesis 3 y 5. H3: se observa un crecimiento promedio del 6,04% en los resultados de la proyección de demanda de energía en bornes de generación. H5: A partir del 2023, se observa un incremento de la proyección de demanda de energía y potencia en bornes de generación, comportamiento que obedece a las Industrias Básicas y Refinería del Pacífico; con un crecimiento del 13,4% en energía y del 12,4% en potencia [29].



Fuente: Plan maestro de electricidad 2016 - 2025, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017.

RESULTADOS

Uruguay

Es posible inferir que el éxito obtenido por Uruguay en la incorporación de energías renovables, se debe a una serie de factores, sin los cuales el mismo no hubiera sido posible.

Uruguay dio un primer paso, que culminaría mucho más adelante en la incorporación de generación renovable, mediante la actualización de su **marco jurídico-normativo**, desmonopolizando las actividades de generación y comercialización, cumplidas hasta el momento por la empresa estatal UTE. En el año 1997 se promulga la **ley 16.832** [30], la cual establece un nuevo Marco Regulatorio legal para el Sistema Eléctrico Nacional.

Mediante dicha ley se crea un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, compuesto por:

- Mercado de contratos.
- Mercado spot con precio spot fijado con criterio marginalista.

Asimismo, se define la generación como actividad a desarrollarse en libre competencia, la cual podrá ser realizada por cualquier Agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros.

Se crean instituciones que garanticen un correcto funcionamiento del Mercado:

UREE: Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (actualmente URSEA) que brinda garantías a todos los actores (Agentes, Consumidores, etc.) siendo el encargado de dirimir ante posibles controversias.

ADME: Administración del Mercado Eléctrico, a quien asigna la operación y administración del Despacho Nacional de Cargas (DNC), con independencia de cualquier Agente, lo que garantiza la transparencia en las decisiones de despacho.

Redefine asimismo algunos cometidos de UTE, la empresa eléctrica estatal, que ostentaba hasta ese momento el monopolio de la generación, transmisión, distribución y comercialización, la cual continuará siendo una empresa integrada verticalmente, conservando solamente el monopolio de las actividades de transmisión y distribución.

En el año 2002 mediante el **Decreto 276/002** [31] se aprueba el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y mediante el **Decreto 360/002** [31] se aprueba la versión final del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (R.MM.EE.), vigente actualmente, con algunas modificaciones. El mismo tiene por objeto establecer los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE).

El mencionado marco normativo, si bien de carácter genérico (el mismo no tiene en cuenta aún la posible incorporación de energías renovables no convencionales), abre las puertas a la introducción de generación privada, crea un mercado mayorista de energía eléctrica y crea las instituciones necesarias para garantizar su funcionamiento. Sin la existencia del mismo, no hubiera sido posible la participación de generadores privados en el sistema de generación, lo que favoreció la posterior incorporación de energía renovable. Éste se complementa con un marco técnico normativo existente (Reglamento de Transmisión y de Distribución) que, junto con los detallados requerimientos técnicos publicados en cada pliego de licitación, especifica los requisitos que deben cumplir los generadores que se instalen, a efectos de no generar perturbaciones en la red existente.

Por otra parte, la existencia de un importante **potencial del recurso** a explotar, en particular eólico, pero también solar, fue comprobada

mediante un adecuado relevamiento del mismo, y la confección del mapa eólico y del mapa solar [14] [15], llevado a cabo por un organismo independiente como la Universidad de la República, con el impulso del MIEM, que brindó a los interesados la información necesaria en lo que hace a cuantificación y ubicación del recurso, en forma transparente, a efectos de posibilitar la concreción de las inversiones privadas.

En el año 2005 se comenzó a trabajar en la elaboración de un documento de **Política Energética** [6] con metas a corto, mediano y largo plazo, entre las cuales se cuenta la incorporación de generación de origen renovable, consensuado por todos los partidos políticos representativos, como forma de garantizar continuidad en las acciones emprendidas, más allá de los cambios de Gobierno que ocurran en el período analizado; dicho documento se publicó en el año 2008 y culminó con acuerdos multipartidarios en el año 2010. Esto en el marco de un ambiente de **estabilidad** política, institucional y jurídica que presenta el país, donde existe independencia entre los poderes del Estado (Ejecutivo, Legislativo y Jurídico), lo cual brinda garantías a los potenciales inversores nacionales y extranjeros.

La presencia de factores **económicos y coyunturales**, como ser la elevada dependencia del país del recurso hidrológico, el cual presenta una alta variabilidad intrínseca. Junto a eso una fuerte dependencia de los combustibles fósiles para poder hacer frente a los períodos de sequía, unida a la carencia de recursos fósiles propios, habiéndose tenido un elevado y creciente precio del petróleo en el contexto internacional en los años previos a la incorporación de las ERNC en Uruguay, coincidiendo además con varios años casi consecutivos de sequía (2004, 2006, 2008, 2009, 2012) (ver Fig.7), los que implicaron un elevado sobrecosto en el abastecimiento de la demanda nacional (ver Fig.17). Todo esto además en el marco de una crisis internacional que a partir del año 2009 determinó la disponibilidad de equipamiento para generación renovable eólica a un menor costo, existiendo un surplus

disponible en mercados que ya no lo absorberían, junto con una sostenida disminución de los precios internacionales del equipamiento para generación SFV, y el rápido y continuo desarrollo tecnológico que presentan las energías renovables no tradicionales, que implican la rápida aparición en el mercado de modelos que cuentan cada vez con mayores rendimientos en la conversión de energía, con la marcada caída de precios que lo acompaña, aceleraron el proceso de incorporación de las ERNC, volviendo su desarrollo masivo cada vez más viable y volviéndolas competitivas frente a otras fuentes de generación tradicionales, y una opción atractiva para los inversores.

Las metas fijadas en la Política Energética 2005-2030, así como la situación energética del país en su dependencia de factores externos, con incertidumbre en el abastecimiento energético acompañada por un crecimiento sostenido de la demanda, desencadenaron un intenso trabajo en la elaboración de un **marco normativo** [32] promocional a efectos de incentivar y viabilizar los proyectos que conlleven la incorporación de generación renovable no convencional:

- Decretos 389/005, 77/006, 397/007, 296 y 299/008 (promulgados en el período 2005-2008) de promoción de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo por parte de UTE a generadores privados, que produzcan energía de fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas o mediante cogeneración. Se fijó inicialmente un tope de 60MW en total para las nuevas incorporaciones.
- Decretos 228 y 229/007 de jun/2007 establecen la metodología de cálculo y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Trasmisión (peajes para la red de 500 y 150kV) y paramétrica de ajuste para los mismos.
- Decreto N° 354/009 (ago/2009) que brinda exoneraciones impositivas a la renta en actividades que comprendan la instalación

de generación renovable no convencional, cogeneración, uso eficiente de la energía y utilización de energía solar térmica.

- Decreto N° 403/009 (ago/2009) de promoción de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo por parte de UTE de fuente eólica, con un tope de 150MW.
- Ley N° 18.585 de set/2009 de Promoción de Energía Solar Térmica, que declara de interés nacional la investigación, desarrollo y formación en su uso, concediendo exoneraciones fiscales para la fabricación, implementación y utilización efectiva de la misma. Asimismo, establece obligatoriedad de su uso en determinados porcentajes en el calentamiento de agua para determinado tipo de edificaciones (centros de asistencia de salud, hoteles, clubes deportivos, construcciones nuevas del sector público, nuevos emprendimientos industriales y agroindustriales, piscinas climatizadas, etc.).
- Ley N° 18.597 de set/2009 de Eficiencia Energética que declara de interés nacional el uso eficiente de la energía, encomendando al Poder Ejecutivo el desarrollo de políticas de corto, mediano y largo plazo que promuevan el mismo, así como la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética.
- Decreto N° 567/009 de dic/2009 que reglamenta el Despacho de Centrales Eólicas, puesto que el R.MM.EE no contempla en forma explícita dicha generación, lo que hace necesario establecer la modalidad de despacho aplicable a las mismas.
- Decreto N° 173/010 de jun/2010 que autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable (mini y microgeneración), pudiendo intercambiar energía en forma bidireccional con la red de distribución, la cual será comprada por UTE.
- Decreto N° 367/010 de dic/2010 de Promoción a la Generación con Biomasa, que encomienda a UTE la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo con proveedores que produzcan energía eléctrica a partir de biomasa con centrales de hasta 20MW de capacidad.
- Ley N° 18.719 de dic/2010, que en su art.773 crea un Fondo de Estabilización Energética (FEE) con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y sobre las finanzas públicas globales.
- Decreto N° 159/011 de may/2011 de incorporación de Energía Eólica, adicional al Dec. 403/009, a efectos de completar la meta fijada en la Política Energética de contar con 300MW de generación eólica privada contratada para el año 2015.
- Decreto N° 424/011 de dic/2011 incorporación de restantes ofertas Eólicas no adjudicadas en la convocatoria dada por Dec.159/011, en el entendido que la explotación del recurso eólico como fuente autóctona y renovable de generación eléctrica puede contribuir además al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales, existiendo una amplia disponibilidad del recurso en territorio nacional.
- Decreto N° 442/011 de dic/2011 que aprueba el Reglamento que define los criterios con los cuales se efectuarán los aportes, la administración y la utilización de los recursos del Fondo de Estabilización Energética.
- Decreto 451/011 de dic/2011 reglamenta lo establecido en la ley Solar Térmica.
- Decreto N° 50/012 de feb/2012 creación del Plan Solar con objeto de promocionar y financiar la adquisición de equipamiento de Energía Solar Térmica (EST).

- Decretos N° 136 y 138/012 de abr/2012 de actualización de los cargos por el uso de Sistemas de Trasmisión y metodología de cálculo y valores de los cargos de la Red de Subtrasmisión (peajes para la red de 63 y 31,5kV).
- Decreto N° 158/012 de may/2012 promueve la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica entre UTE y consumidores industriales que produzcan energía eléctrica a partir de fuente eólica, considerando entre otras cosas que la generación eólica a escala industrial constituye una práctica de eficiencia energética.
- Decreto N° 105/013 de abr/2013 que actualiza los costos de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociado establecidos en el R.MM.EE.
- Decreto N° 113/013 de abr/2013 que reglamenta el Despacho de Centrales SFV, puesto que el R.MM.EE no contempla en forma explícita dicha generación, lo que hace necesario establecer la modalidad de despacho aplicable a las mismas.
- Decreto N° 133/013 de may/2013 de promoción de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo por parte de UTE de fuente solar fotovoltaica, estableciendo 3 franjas para plantas de hasta 1MW, 5MW y 50MW de capacidad, con un tope de 1MW, 5MW y 200MW respectivamente.
- Decreto N° 114/014 de abr/2014 modifica las definiciones de Suscriptor y de Participante Consumidor contenidas en el R.MM.EE a efectos de incluir en la definición de suscriptor a los que instalen centrales de generación de energía eléctrica para consumo propio sin volcar excedentes a la red.
- Decreto N° 43/015 de feb/2015 que realiza ajustes al R.MM.EE. a efectos de regular la instalación de centrales de energía eléctrica aisladas de la Red de Interconexión o, que estando conectadas a dicha red paralela no inyecten energía a la Red de Interconexión, caso no contemplado en el R.MM.EE.
- Decreto N° 59/015 de feb/2015 que establece explícitamente el pago de la energía eléctrica de fuente renovable no gestionable (eólica o solar fotovoltaica) que el generador eventualmente se encontrara en condiciones de generar, pero que no resulte despachada por restricciones operativas establecidas por el DNC, al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa. La misma se determinará en base a las medidas disponibles del recurso, mediante un procedimiento realizado por ADME. Asimismo, encomienda a ADME a implementar un sistema de generación de pronósticos de viento, temperatura, radiación y demanda de corto plazo para su utilización en la programación de la operación y proyección operativa de la generación eólica y solar fotovoltaica.
- Decreto N° 217/015 de ago/2015 modifica el R.MM.EE a efectos de definir al “Exportador Spot” y reglamentar sus condiciones de operación, dado el importante desarrollo de nuevas fuentes de energía que implica la posibilidad de exportación de energía eléctrica con carácter interrumpible.
- Entre otros (ver [32]).

Como puede verse de lo anterior, la incorporación de energías renovables ocurrió en su mayor parte en el marco de procesos licitatorios de libre competencia, encomendándose a la empresa estatal UTE, como brazo ejecutor de las políticas definidas por el Gobierno, la contratación de determinados cupos de energías renovables por períodos del orden de los 20 años, con garantía de pago por parte del Estado, todo lo cual vuelve a los proyectos atractivos para los inversores, que ven su renta garantizada en el largo plazo, y así mismo al tratarse de procesos competitivos por precio, garantiza al sistema que se obtengan los

precios más bajos, siempre exigiendo el estricto cumplimiento de los requisitos técnicos detallados en los pliegos de condiciones. Los pliegos por lo general incluían cláusulas promocionales con incentivos por la entrada temprana de los proyectos. Esto no obstó la incorporación adicional de algunos proyectos de energías renovables para su venta en el Mercado Spot o para exportación, en las condiciones establecidas en el R.MM.EE.

El MIEM, como encargado de la ejecución de la Política Energética, promovió, en algunos casos con el apoyo del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), **programas de apoyo institucional** a efectos de actuar como facilitadores para la incorporación de energías renovables no tradicionales en la matriz de generación, a saber: el Programa de Energía Eólica (PEEU) [33], el Programa de Energía Solar [34], el Proyecto de Producción de electricidad a través de Biomasa (ProBio) [35] y el Proyecto BioValor (generando valor con residuos agroindustriales) [36], implementando asimismo incentivos fiscales para las industrias y comercios que incorporaran la generación con energías renovables en su portafolio (ver [32]).

La existencia de una adecuada **infraestructura eléctrica**, en lo que hace a las redes de transmisión y distribución, facilita la entrada de nueva generación en gran parte del territorio nacional [37]. Se cuenta con una interconexión fuerte en CA (2.000MW) con el sistema argentino, el cual es de mucho mayor tamaño que el uruguayo, lo que brinda un soporte en la regulación de frecuencia de la red [38]. Adicionalmente se realizaron adecuaciones al Sistema de generación uruguayo de forma de dotarlo de mayor flexibilidad que garantizara la mínima alteración de corto plazo posible en el flujo de interconexión, con la instalación de un AGC (Control Automático de la Generación) en el centro de control del Despacho de Cargas de UTE, en el año 2016 [39] [40] así como la realización de adecuaciones en la red, tomando diferentes acciones para aumentar su capacidad de transmisión, como ser la aplicación de cargabilidad dinámica en líneas de transmisión

y el uso de aplicaciones específicas sobre SCADA que permiten p.ej. identificar y desconectar automáticamente un exceso de generación eólica [39]. Asimismo, el centro de control del Despacho de Cargas dispone de la posibilidad de enviar consignas de potencia activa al 85% de la potencia eólica instalada (parques de gran tamaño), así como de realizar en tiempo real una estimación de la generación eólica reducida en caso de resultar ésto necesario, a efectos de evaluar las necesidades de reserva [39]. En paralelo a esto último, se comenzaron a realizar ofertas semanales de oportunidad a grandes consumidores, con importantes descuentos, a efectos de optimizar el uso de excedentes y favorecer la regulación de potencia [39]. Por otra parte, en el centro de control del Despacho de Cargas se dispone de la posibilidad de establecer el modo de funcionamiento de cada parque eólico (V , Q , $\cos \varphi$) y la consigna asociada, a efectos del control de tensión y de potencia reactiva, lo cual es usado frecuentemente lográndose así un mejor desempeño de la generación eólica ante fallas, en el pico y disminuyendo los efectos dados por su variabilidad intrínseca [39].

Por otro lado, una adecuada **infraestructura vial** y portuaria permitió el transporte de los elementos necesarios (torres, generadores, palas, maquinaria, etc.) hasta los sitios de interés a efectos de permitir la ejecución de los proyectos.

El desarrollo nacional por parte de la Facultad de Ingeniería, de la Universidad de la República (Udelar), con el apoyo de la ANII (Agencia Nacional para la Investigación y Desarrollo) de una **herramienta para la optimización y simulación** de la operación de sistemas de generación eléctrica (SimSEE, [41]), que contempla de forma adecuada las fuentes renovables, modelando la aleatoriedad de su generación, fue asimismo un impulsor para la incorporación de dichas fuentes de generación, permitiendo a los todos los actores involucrados (instituciones gubernamentales, potenciales inversores, generadores privados, etc.) realizar las simulaciones necesarias de los distintos escenarios de posible evolución del

sistema, tratándose de un software libre. Es asimismo la herramienta que utiliza actualmente la ADME a efectos de realizar el despacho de la generación, así como a los efectos del cálculo de las Restricciones Operativas. Dicha herramienta llena un vacío, puesto que las herramientas utilizadas anteriormente, provenían de desarrollos de décadas anteriores, y no tenían en cuenta las fuentes renovables con sus características de aleatoriedad.

Asimismo, se implementaron **pronósticos de generación** eólica y solar fotovoltaica, disponiéndose de diferentes fuentes de pronósticos y con distintos horizontes (semanal, diario, y en tiempo real (6 horas)) [39]. El proyecto PRONOS, que fuera desarrollado por ADME por encomendación del Dec.59/015 y culminara en mayo de 2017, realiza pronósticos de potencia horaria eólica y solar [42]. Estas herramientas son utilizadas por el DNC (Despacho Nacional de Cargas) al momento de realizar la programación semanal, diaria y el despacho de los recursos de generación en tiempo real.

Colombia

En 1992 en Colombia se presenta una **crisis energética** debido al fenómeno del Niño [43] y una alta dependencia del recurso hídrico, obligando al país a tomar medidas radicales: racionamiento. En consecuencia, nace la **ley 142 de 1994⁴, de servicios públicos domiciliarios** que busca garantizar la calidad y disponibilidad de los servicios, la ampliación permanente de cobertura, la prestación continua e ininterrumpida, prestación eficiente, participación de usuarios en la gestión y fiscalización de la prestación de los servicios y aplica los siguientes criterios para definir el régimen tarifario: eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia [2].

Hasta el año 2014, en Colombia no se tenían mecanismos de apoyo propios para las ERNC.

⁴ Posteriormente se complementa con la Ley 143 de 1994

Sin embargo, con la expedición de la **Ley 1715 de 2014** [5] se establecieron instrumentos particulares para apoyarlas [1]:

- **Art. 8:** la posibilidad a autogeneradores para entregar excedentes a la red y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional) para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con ERNC, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración;
- **Art. 10:** la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (el FENOGE), destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional;
- **Art. 11 a 14:** la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos: (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50% de la inversión en proyectos con ERNC, hasta por 5 años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14);
- **Art 15 a 23:** apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.

Cabe resaltar que en la actualidad aún están pendientes por reglamentarse varias disposiciones de esta ley para su posible implementación.

En Colombia la expansión de sistema de generación se rige por subastas de energía firme (asociadas al esquema del Cargo por Confiabilidad CxC) para cubrir las necesidades de firmeza que requiera el sistema para atender los aumentos de demanda bajo condiciones críticas de abastecimiento. Este esquema ha demostrado ser

exitoso para promover la expansión de un sistema de generación hidrotérmico convencional, con dos subastas realizadas en 2008 y 2012.

A abril de 2018, se estudiaba un **proyecto de decreto** que buscaba definir los lineamientos de política pública para la **contratación a largo plazo** de proyectos de generación de energía eléctrica, entre otros, basándose en:

- La necesidad de diversificar la canasta energética (altamente dependiente en el recurso hídrico, con limitantes en la disponibilidad del gas natural y combustibles líquidos, y la vulnerabilidad ante el fenómeno del Niño),
- Los compromisos COP21,
- El CxC fue diseñado en el contexto de la generación convencional, y no es instrumental para acomodar el ingreso de las energías renovables no convencionales (solar y eólica), que por definición son intermitentes y por lo tanto requieren otro instrumento para aumentar su participación en la matriz de generación. Además, se resalta la competitividad esperada en costos de estas tecnologías.

A pesar de que la implementación de este mecanismo sería una garantía para la entrada de las ERNC al país, fue difícil obtener un consenso entre los actores del sector debido (entre otros) a:

- Los impactos en las tarifas de electricidad (usuarios finales) que estarían condicionados a las características definidas en la(s) subasta(s) durante tiempos largos, a sabiendas que los costos de estas tecnologías siguen reduciéndose.
- Se busca que se mantenga la condición de libre competencia, que ha primado en Colombia, y que la subasta no esté limitada por tecnología de generación. De esta manera, la entrada de las ERNC en Colombia no debería

condicionarse a subsidios o esquemas especiales, considerando las experiencias dadas en otros países.

- Se debe analizar con rigurosidad la cantidad de energía a subastar para no afectar la sostenibilidad del sistema y agentes, debido a los impactos en los precios que se tendrán con una entrada masiva de las ERNC.
- Que hoy el sector eléctrico colombiano cuenta con una matriz de generación en su mayoría renovable (limpia) y por lo tanto no se debería justificar la entrada de tecnologías renovables no convencionales bajo el argumento de reducción de emisiones.
- Se subestima la confiabilidad del sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, en consecuencia, **el pasado 23 de marzo se expide por el Ministerio de Minas y Energía el Decreto 0570** como adición al Decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, donde se resalta:

Principales consideraciones en la realización y aprobación del decreto:

- La prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica constituye servicios públicos esenciales y se debe garantizar su calidad, continuidad y eficiencia.
- Necesidad de diversificar la matriz de generación de energía eléctrica colombiana, como medida de mitigación y adaptación frente al cambio climático, fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética del país.
- Compromisos de Colombia frente a la COP21 para reducir sus emisiones de gases efecto invernadero en un 20%.

- Aprovechamiento del potencial y complementariedad entre las ERNC (como solar, eólica y biomasa) con los recursos hidroeléctricos convencionales, especialmente durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología.
- Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.

Objeto: establecer los lineamientos de política pública, para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.

Características del mecanismo:

- Esquema competitivo de asignación.
- Definición de volumen y plazo del producto.
- Cumplimiento de las consideraciones previamente mencionadas.
- Criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación.
- Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.
- Entidades responsables en su implementación.
- Los costos de la compra de esta energía se trasladarán a la formula tarifaria, según lo defina la CREG.

A pesar de que el decreto 0570 de 2018 no es explícito en excluir tecnologías que puedan acceder a este mecanismo, se evidencia que se limitará a tecnologías de generación con fuentes renovables, premiando aquellas que sean complementarias a las actuales, es decir, hidroeléctricas. Aún se desconocen los detalles de las características propias de este mecanismo

y según se definan, será la futura expansión de ERNC en el país.

Ecuador

Es importante comenzar mencionando los cambios institucionales que han ocurrido en el país en los últimos 10 años, para comprender la transformación que el sector eléctrico ecuatoriano ha tenido y cómo esta institucionalidad ayudaría para el fortalecimiento del sector y la penetración de la energía basada en ERNC.

El 9 de julio de 2007, por decreto ejecutivo se escindió el Ministerio de Energía y se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), mismo que recibe todas las delegaciones que hasta ese entonces tenía el denominado Fondo de Solidaridad (FS).

El 13 de mayo de 2008, se expidió el Mandato Constituyente No.9, por el cual se autoriza que el patrimonio del FS se invierta de manera directa en la capitalización de las empresas eléctricas, a manera de complemento el 23 de julio de 2008 se expidió el Mandato Constituyente No.15, por el cual se autoriza al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC, actualmente ARCONEL) a establecer una tarifa única por tipo de consumo, eliminando el concepto de costos marginales en generación y sin considerar la inversión para la expansión en transmisión y distribución.

El 20 de octubre de 2008, entró en vigencia la Constitución de la República del Ecuador, que establece que el sector eléctrico es parte de los sectores estratégicos; reservándose para el Estado el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar dichos sectores, de manera tal que se garantice la provisión del servicio público bajo los preceptos de: accesibilidad, eficiencia, calidad, continuidad, regularidad, responsabilidad, uniformidad y universalidad.

El 14 de enero de 2010, se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del

Ecuador (CELEC EP), que subrogó en sus derechos y obligaciones a CELEC S.A. (producto de la fusión de cinco empresas de generación y una de transmisión, creada el 13 de enero de 2009) y a Hidronación S.A.

El 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), sucediendo en sus derechos y obligaciones a CNEL S.A. (producto de la fusión de 10 empresas de distribución, creada el 15 de diciembre de 2008).

El 16 de enero de 2015, mediante registro oficial No. 418, se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), derogándose las siguientes normas: Ley de Régimen del Sector Eléctrico (1996) y todas sus reformas, Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (2006) y todas sus reformas, Mandato Constituyente No. 9, Mandato Constituyente No.15, Acuerdo Ministerial No. 151 del Ministerio de Energía y Minas (1998).

El cambio de la matriz energética en Ecuador, propendió el uso de fuentes de energía renovable y el uso eficiente de las fuentes no renovables. La disponibilidad de recursos energéticos, consta en el “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Producción Eléctrica, 2015” [44], que identifica el potencial técnico viable por tipo de fuente, incluidas las ERNC.

En el documento antes mencionado, se dice que el potencial eólico bruto del país es de 1691MW, considerando zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7m/s, pudiendo producir una energía media anual de 2869GWh. A corto plazo se estima un potencial factible de 884MW y energía media anual de 1518GWh. No hay una estimación del potencial solar, pero se menciona que el promedio de insolación global es de 4575 Wh/m²/día.

En cuanto al **marco normativo** que tiene relación directa a efectos de incentivar y posibilitar la incorporación de generación renovable no

convencional, se han dictado algunas resoluciones y regulaciones por el ente regulador ARCONEL:

- Resolución ARCONEL 056/16.- “Participación de Empresas Públicas con Proyectos de ERNC”, establece los Requisitos y Procedimiento General para la obtención del Título Habilitante de Empresas Públicas que desarrollen proyectos de generación con ERNC, entendiéndose por ERNC a los nuevos proyectos de generación hidroeléctricos con una capacidad máxima de 30MW, a los cuales durante un período máximo de 15 años se les reconocerá el precio de 6,58 cUSD/kWh y se las despachará de manera obligatoria y preferente excepto en condiciones extraordinarias o de emergencia del S.N.I.
- Resolución ARCONEL 031/16.- “Derogatoria de la Codificación de la Regulación No. CONELEC 001/13”, resuelve derogar la Codificación de la Regulación No. CONELEC 001/13, “Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, hasta que se expida el nuevo marco normativo de detalle, en función de las disposiciones de la LOSPEE.
- Regulación No. CONELEC 001/14.- “Participación de Auto-generadores en el Sector Eléctrico”, establecer las condiciones técnicas y económicas para la participación de los Autogeneradores privados en el Sector Eléctrico. En su artículo 14 “Incentivos para Autogeneradores que utilicen ERNC”; se menciona que se podrá acceder a los esquemas de incentivos para el desarrollo y producción más limpia, que constan en los artículos 233-235 del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones.
- Regulación No. CONELEC 002/13.- “Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW”, determina el procedimiento que

deben cumplir los proyectos de generación de energías renovables menor a 1 MW, para obtener el Registro ante el CONELEC, así como su tratamiento en los aspectos comerciales, técnicos y de control.

- Regulación No. CONELEC 003/11.- “Determinación de la Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referenciales de los Proyectos de Generación y Autogeneración”, define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables. Para el caso de nuestro interés los plazos para la energía eólica y solar (fotovoltaica) son 25 y 20 años respectivamente.

Es importante indicar que la Regulación No. CONELEC 001/13, “Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, fue la que mayor incentivos consiguió para el fomento de proyectos basados en ERNC, puesto que principalmente estableció precio y despacho preferencial por un período de 15 años y los precios variaban dependiendo del tipo de tecnología empleada.

Actualmente y como se mencionó, está derogada y a espera del nuevo marco normativo en función de las disposiciones de la LOSPEE y demás que busquen el fomento de las ERNC tal como lo han hecho la mayoría de países a nivel mundial.

CONCLUSIONES

El importante desarrollo que han tenido las energías renovables en **Uruguay** no se debió solamente a una buena disponibilidad del recurso, la cual siendo condición necesaria para ello, debe verse acompañada de un consenso y la voluntad política que permita la consecución de metas de mediano y largo plazo de incorporación de ERNC, de una evaluación lo

más completa posible e imparcial del recurso a efectos de permitir a los distintos actores realizar las evaluaciones económicas adecuadas de los proyectos, de un importante trabajo reglamentario que se enfoque en establecer normas claras para todos los actores involucrados en la instalación y despacho de las mismas, de herramientas de despacho que contemplen las características inherentes a estos nuevos recursos a explotar, de la promoción económica mediante la celebración de contratos a largo plazo de compra de energía con garantía estatal de pago, exoneración de peajes por la energía generada, etc., a efectos de viabilizar económicamente los proyectos, de mecanismos de contratación transparentes como ser los procesos licitatorios que garantizando la viabilidad técnica de los proyectos resulten en la implementación de los más económicos para el sistema y más eficientes, de una adecuada infraestructura en lo que hace a la red eléctrica y vial que hagan posible la implementación de los proyectos, así como de interconexiones internacionales que permitan los intercambios de excedentes con países vecinos y brinden estabilidad al sistema, así como de un entorno jurídico e institucional estable que brinde certeza a los inversores.

Puede verse que en Uruguay todo el proceso abarcó un lapso del orden de 10 años, desde el comienzo de las negociaciones políticas en el año 2005, hasta tenerse un desarrollo masivo de las ERNC en el período 2014-2017. El mismo ha requerido sucesivas modificaciones en la reglamentación establecida inicialmente, a efectos de ir contemplando las nuevas situaciones imprevistas que fueron presentándose, así como transitar por una curva de aprendizaje en lo que hace a la contratación, instalación y despacho de estas nuevas centrales. Aún hoy se continúa trabajando en las adecuaciones normativas a efectos de potenciar el desarrollo y la mejor utilización del recurso, pensando en los temas de acumulación y gestión de demanda, así como en el futuro desarrollo del parque automotor eléctrico, como instrumentos para reducir el impacto de las

restricciones operativas. En paralelo se continúa trabajando a efectos de mejorar la integración regional, con miras de poder aprovechar en el largo plazo las complementariedades existentes y optimizar así el uso de los recursos de cada país.

Por otra parte, puede concluirse que el proceso resultó beneficioso para Uruguay, permitiéndole reducir el costo de abastecimiento de su demanda, reduciendo las incertidumbres relativas a su suministro, y convirtiéndolo de un país netamente importador a un país exportador de excedentes.

Así mismo, se evidencia una clara tendencia en **Colombia** a desarrollar políticas e instrumentos que faciliten la penetración de las ERNC al país argumentados en: su complementariedad con la hidroelectricidad (especialmente en periodos secos), su competitividad en precios (como lo evidencian los resultados de las subastas de la región), el alto potencial eólico y solar por desarrollar en el país, el interés de actores internacionales y nacionales en construir parques, etc. No obstante, no ha sido fácil consensuar los términos del novedoso decreto 0570 de 2018 porque en general los agentes del sector consideran que, si bien deben entrar las ERNC para aprovechar sus beneficios, esto debe hacerse con criterios de libre competencia, cuidando los impactos a la matriz actual de generación y con especial atención a las cantidades de energía a subastar y plazos, porque éstos se verán directamente reflejados en la tarifa del usuario final.

Ecuador en el corto y mediano plazo deberá implementar políticas públicas y fortalecer el marco jurídico que fomenten la inversión en ERNC a pequeña y gran escala, puesto que si bien es cierto y en este momento (apoyada en la Constitución, Leyes, etc.) la participación del Estado es activa, pero ha provocado una alta concentración en cuanto a la propiedad, lo que posiblemente no permita la sustentabilidad y el desarrollo experimentado en la última década.

Hasta la derogatoria de la regulación CONELEC 001-13 en Ecuador para fomentar la inversión en ERNC se usó el sistema de tarifas especiales “*feed-in tariff*”, que en resumen fija un precio para las energías renovables, se garantiza la conexión y acceso a la red y se liquida con el pago de una tarifa fija por MWh producido. En Ecuador adicionalmente se impusieron límites de capacidad (a instalarse) por tipo de tecnología; pero en la actualidad se hace evidente la falta de regulación en cuanto a ERNC lo cual denota la falta de una política nacional a largo plazo.

Los aspectos que se deben considerar y limitan la expansión de ERNC en Colombia, son: se cuenta con alta disponibilidad de recursos hídricos y carbón, sobre capacidad de potencia (incluyendo la entrada de Hidro Ituango), no se espera un crecimiento importante de la demanda, precios de energía eléctrica bajos (~60 USD/MWh) debido a la alta participación hidroeléctrica en la matriz de generación.

Se puede afirmar que las ERNC se están desarrollando en los países analizados pero no a la misma velocidad, presentando cada país sus particularidades no necesariamente trasladables a los otros, y también que las mismas se adaptan a las condiciones atmosféricas y recursos naturales de la región. Es por eso que los grandes desarrollos han sido y en algunos casos siguen siendo en torno a la generación hidroeléctrica; la diversificación puede explicarse por la variabilidad e intermitencia de las fuentes de las energías renovables y más aún de las no convencionales. Por tanto y si se trata de garantizar la seguridad energética de los países, se necesita un mix puesto que ninguna de ellas puede por sí misma garantizarla.

Entre los factores que han permitido su mayor participación en la matriz energética se pueden mencionar: competitividad (en cuanto a precio) de las tecnologías, consensos políticos basados en la institucionalidad y regulaciones, establecimiento de objetivos claros de política energética en el

corto, mediano y largo plazo, estos últimos que demuestran un rumbo claro independiente de quienes estén gobernando y dan seguridad a los inversores. El factor medioambiental, que suele ser una barrera, no se ha presentado en escala considerable por cuanto a nivel global hay una mayor concientización sobre el alto impacto de las energías fósiles y la comunidad internacional lucha contra el cambio climático no solamente con la promoción de las energías renovables sino también con iniciativas enfocadas en eficiencia energética.

REFERENCIAS

- [1] UPME, U. d. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. doi:ISBN No. 978-958-8363-26-4
- [2] PFLE (2016). Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>
- [3] UPME, (12/2010). Diagnóstico de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en Colombia, http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol_2_diagnostico_fnce.pdf
- [4] Wikipedia, Cambio climático, https://es.wikipedia.org/wiki/Cambio_clim%C3%A1tico
- [5] República de Colombia, G. N. (2014). Ley 1715 de 2014. Colombia http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- [6] MIEM. (2008). Política Energética 2005-2030, <http://www.miem.gub.uy/web/energia>
- [7] CREG, Estructura del sector Energía Eléctrica en Colombia, <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>
- [8] MIEM, Sector Energético en Uruguay, http://www.dne.gub.uy/invierta-en-energia-en-uruguay/-/asset_publisher/G1lQ59b7RjDv/content/sector-energetico-en-uruguay
- [9] URSEA, Información Institucional, <http://www.ursea.gub.uy/inicio/Institucional/>
- [10] OPP, Información Institucional, <https://www.opp.gub.uy/>
- [11] ADME, Información Institucional, <http://www.adme.com.uy/institucional/mision.php>
- [12] UTE, Información Institucional, <https://portal.ute.com.uy/institucional/qui%C3%A9nes-somos>
- [13] Salto Grande, Información Institucional, <https://www.saltogrande.org/>
- [14] AUGPEE, Información Institucional, <http://www.augpee.org.uy/index.php/institucional/augpee-info>
- [15] ARCONEL. (2015). Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica, <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/leyes/>
- [16] MIEM, Proyecto de Energía Eólica (9/2009). Programa de Energía Eólica en Uruguay, <http://www.energieolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>
- [17] MIEM, Proyecto de Eficiencia Energética (5/2010). Plan Solar, <http://www.energiasolar.gub.uy/index.php/investigacion-e-innovacion/recurso-solar/mapa-solar>
- [18] MIEM, Publicaciones y estadísticas (5/2013). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, <http://www.miem.gub.uy/energia/publicaciones-sobre-pequenas-centrales-hidroelectricas-pch>
- [19] SolarGIS (2017). Mapa de Irradiación Horizontal Global para Colombia, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/colombia/>
- [20] EPM (2017). Parque Eólico Jepirachi, <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/ParqueE%C3%B3lico.aspx>

- [21] Consejo Nacional de Electricidad, Consultora CIE (2008). Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://energia.org.ec/cie/energia-solar/>
- [22] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Consultora AWS Truepower con el apoyo del BID (2003). Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>
- [23] UTE. UTE en Cifras, <https://portal.ute.com.uy/institucional-informaci%C3%B3n-econ%C3%B3mica-y-financiera/ute-en-cifras>
- [24] MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>
- [25] XM (2016). Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016. Medellín
- [26] XM. Históricos de demanda, <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- [27] UPME (2017). Plan preliminar de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031.
- [28] CENACE. Informes Anuales, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinanuales&Itemid=1
- [29] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2017). PME. Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, Capítulo 2, pp. 58-71.
- [30] Parlamento Uruguayo. Leyes promulgadas, <https://parlamento.gub.uy/documentosyleyes/leyes>
- [31] URSEA. Energía Eléctrica, Marco normativo, Decretos, http://www.ursea.gub.uy/inicio/Energia_Electrica/Marco_Normativo/Decretos/
- [32] MIEM. Energías Renovables, Marco normativo, Decretos, <http://www.miem.gub.uy/web/energia/marco-normativo/energias-renovables/decretos>
- [33] MIEM. Programa de Energía Eólica en Uruguay, <http://www.energiaeolica.gub.uy/>
- [34] MIEM. Programa de Energía Solar en Uruguay, <http://www.energiasolar.gub.uy/>
- [35] MIEM. ProBio: Proyecto de Producción de Electricidad en base a Biomasa en Uruguay, <http://www.probio.dne.gub.uy/cms/>
- [36] MIEM. Proyecto BioValor, <http://biovalor.gub.uy/>
- [37] UTE. Conexión de generación a la red de distribución de MT, <https://portal.ute.com.uy/clientes-generaci%C3%B3n-privada/conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-media-tensi%C3%B3n>
- [38] UTE, Portal institucional. Sistema eléctrico, <https://portal.ute.com.uy/institucional-nuestro-patrimonio/sistema-el%C3%A9ctrico>
- [39] Tozzo A. (2017). La operación del sistema uruguayo con alta presencia de eólicas. Latam Wind Power, III Congreso Latinoamericano de Energía Eólica. www.latamwindpower.com/img/presentaciones/10/Andres_Tozzo.pdf
- [40] Naccarino J., Yedrzejewski N. Implementation of AGC in Uruguay - Operational challenges and solution approach. IEEE 2012, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2012/NY12/NY12.pdf>
- [41] Facultad de Ingeniería, Udelar. Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE), Simuladores, SimSEE, <https://simsee.org/simsee/>
- [42] ADME (5/2017). Proyecto PRONOS, <http://pronos.adme.com.uy/>
- [43] Wikipedia. Crisis energética de 1992 en Colombia, https://es.wikipedia.org/wiki/Crisis_energ%C3%A9tica_de_1992_en_Colombia
- [44] ARCONEL (2015). Inventario de recursos energéticos de Ecuador, <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/inventario-de-recursos-energeticos-del-ecuador/>

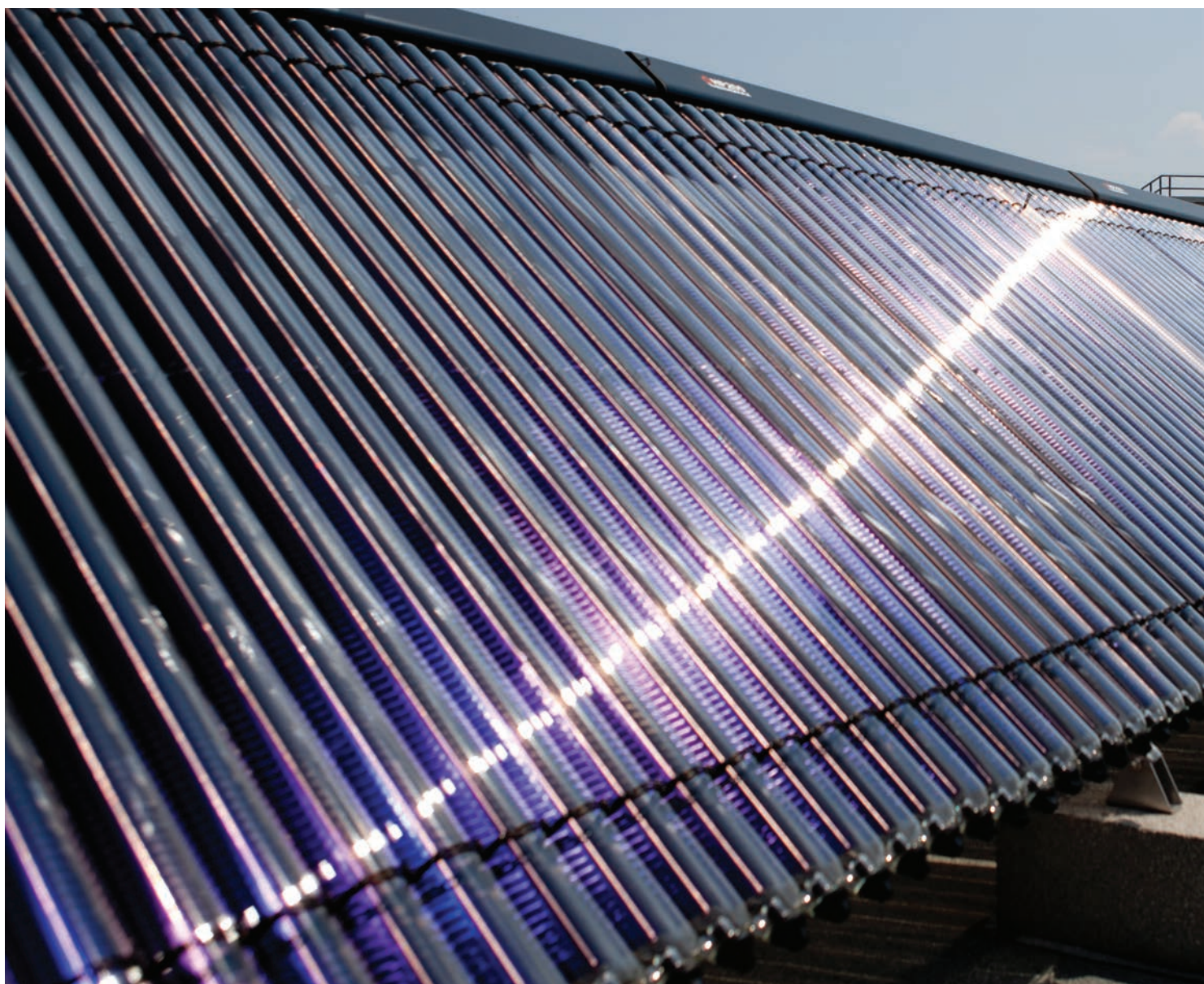
SOLAR WATER HEATING (SWH) NAMA CONCEPT FOR THE INDUSTRIAL, COMMERCIAL AND RESIDENTIAL SECTORS IN BELIZE

Luis Guerra ¹

Executive summary is written by OLADE, drawn from the consultancy work of María Luz Farah,
of the consulting firm POCH by WSP.

Received: 31/08/2018 and Accepted: 06/09/2018

ENERLAC. Volume II. Number 1. September, 2018 (136-157).



¹ Mr. Guerra is an Environmental Engineer with a M. Sc. in Renewable Energy Management. He is currently working as a consultant for the Latin American Energy Organization (OLADE) on projects related to mitigation and adaptation to climate change. luis.guerra@olade.org



ABSTRACT

The SWH NAMA in Belize aims to implement the solar water heating technology for the industrial, commercial and residential sectors, with the objective of reducing the emission of greenhouse gases from the use of fossil fuels for water heating through the installation and use of solar collectors and storage tanks. It includes an estimation of the GHG emission reductions expected for the implementation of the project, considering several scenarios according to the current situation and using appropriate methodologies to assess these estimations; and an analysis of the financial and technical support required and estimation of the financial and technological resources needed for the proper development of the SWH NAMA.

Keywords: Climate Change, Solar Water Heating, Nationally Determined Contributions, National Appropriate Mitigation Action, Belize

RESUMEN

El NAMA SWH en Belice tiene como objetivo implementar la tecnología de calentamiento solar de agua para los sectores industrial, comercial y residencial, con el objetivo de reducir la emisión de gases de efecto invernadero por el uso de combustibles fósiles para el calentamiento de agua a través de la instalación y uso de colectores solares y tanques de almacenamiento. Incluye una estimación de las reducciones de emisiones de GEI esperadas para la implementación del proyecto, considerando varios escenarios de acuerdo a la situación actual y utilizando metodologías apropiadas para evaluar estas estimaciones; y un análisis del apoyo financiero y técnico requerido y una estimación de los recursos financieros y tecnológicos necesarios para el correcto desarrollo del NAMA SWH.

Palabras Clave: Cambio Climático, Calentamiento Solar de Agua, Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional, Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación, Belice

INTRODUCTION

The SWH NAMA in Belize is a project that aims to implement the solar water heating technology for the industrial, commercial and residential sectors, with the objective of reducing the emission of greenhouse gases from the use of fossil fuels for water heating through the installation and use of solar collectors and storage tanks.

The development of an efficient and effective Solar Water Heating NAMA concept for the industrial, commercial and residential sectors in Belize requires, the evaluation of institutional stakeholders in order to define the specific roles for the NAMA implementation. Also, estimations of the GHG emission reductions expected for the implementation of the project, considering several scenarios according to the current situation and using appropriate methodologies to assess these estimations, were elaborated. Followed by a barriers analysis that has the objective of identifying and analyzing the way and the level in which the barriers would affect the implementation of the SWH NAMA. Furthermore, the analysis of the financial and technical support required and estimation of the financial and technological resources needed, allows the identification of the most relevant requirements for the proper development of the SWH NAMA. It also helps with the establishment of the main planning priorities, before and during the SWH NAMA operation. Finally, the development of an MRV framework is also key step for a NAMA since the results of this process enables the country to consistently track the performance of the project.

RELEVANT INFORMATION FOR THE SWH NAMA

The following is a summary of the relevant information for the SWH NAMA concept, showing important data available in the consulted documents.

National context

Population

According to the 2010 census, Belize has a population of 322,453 and a density of 14.1 (Pop/km²). Urban population corresponds to 52%, with a 3.1% urbanization rate estimated between 2005 and 2010. Poverty rate in Belize is 41.3% (The Statistical Institute of Belize, 2017).

Economy

Belize has a small economy, based primarily on agriculture, commerce, tourism and construction. Agriculture represents 30% of the GDP and provides 70% of the importations incomes. The most relevant products are bananas and sugar cane. The most developed industries are textile, agri-food, tourism and construction.

According to the Central Bank of Belize, in 2015 the tertiary sector represented 61% of the country's GDP, of which the wholesale and retail trade is the most relevant sub sector (Central Bank of Belize, 2017).

The travel and tourism sector in Belize has grown considerably in the recent years, and it has become an important industry of the nation, with a direct contribution of 495.5 BZDmn in nominal prices in the year 2015 (14% of the GDP) and a total contribution of 1,309.1 BZDmn in nominal prices in the same year (40% of the GDP), including other impacts in the domestic supply chain, capital investment, other related incomes (Central Bank of Belize, 2017) & (World Travel and Tourism Council, 2017).

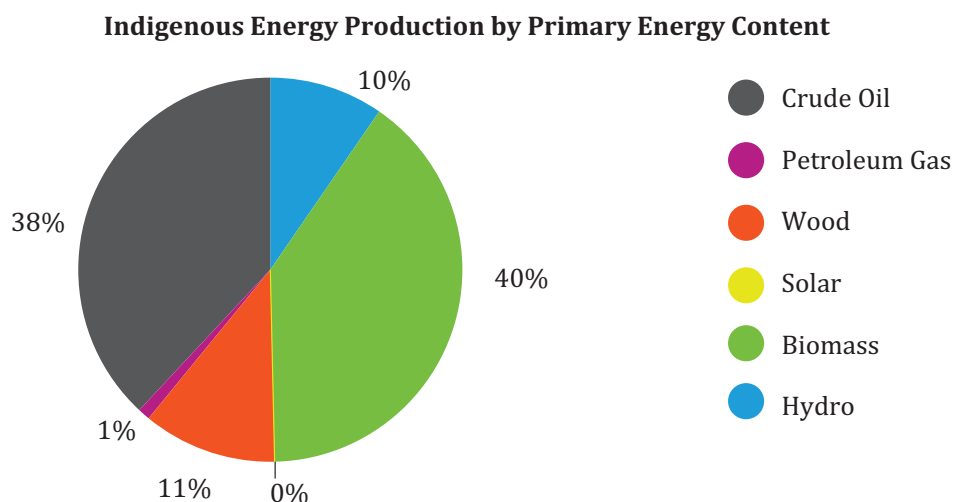
Belize has high energy dependence because of the percentage of imported energy, which leads to high costs and inadequate energy data; although the energy sector is a main source of government revenue (e.g., fuel taxes, license fees and royalties) (REEP, 2011).

Energy sector

The Energy Report 2015 (Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities, 2015), made by the Ministry of Public Service, Energy and

Public Utilities, presents the general data of the energy sector, showing the total consumption and production in Belize during 2015. According to the report, the energy generation in Belize during 2015 was 8,592 TJ, comprising of:

Figure 1. Domestic Energy Production by Primary Energy Content in 2015

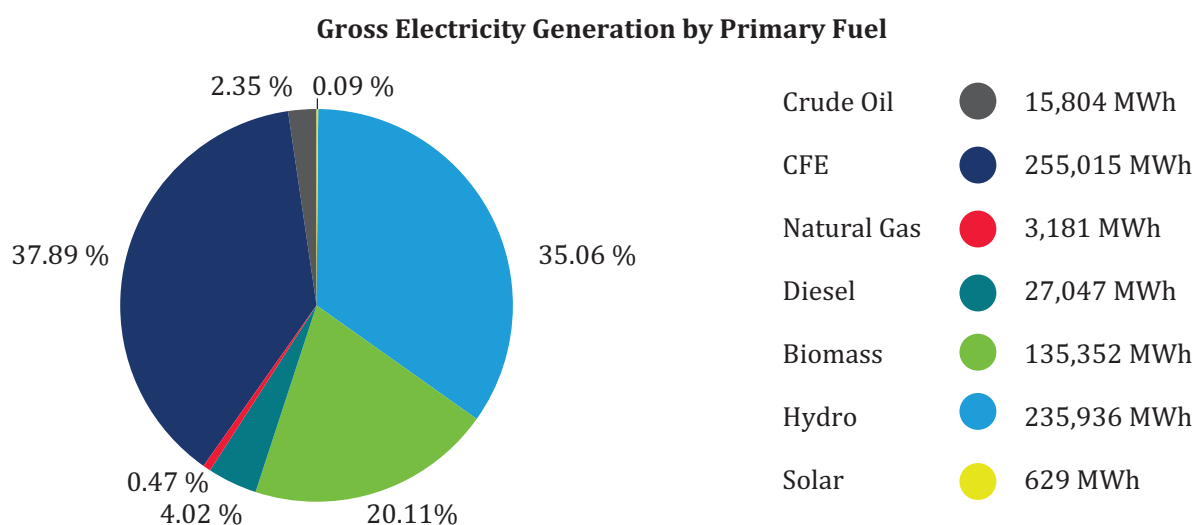


Source: Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities, 2015

On the other hand, Belize imported 9,822 TJ, most of its total energy supply. In the case of electricity generation, during 2015, a total of 656,530 MWh

were produced with a total installed capacity of 141.78 MW. The fuel distribution of this generation is shown in figure 2.

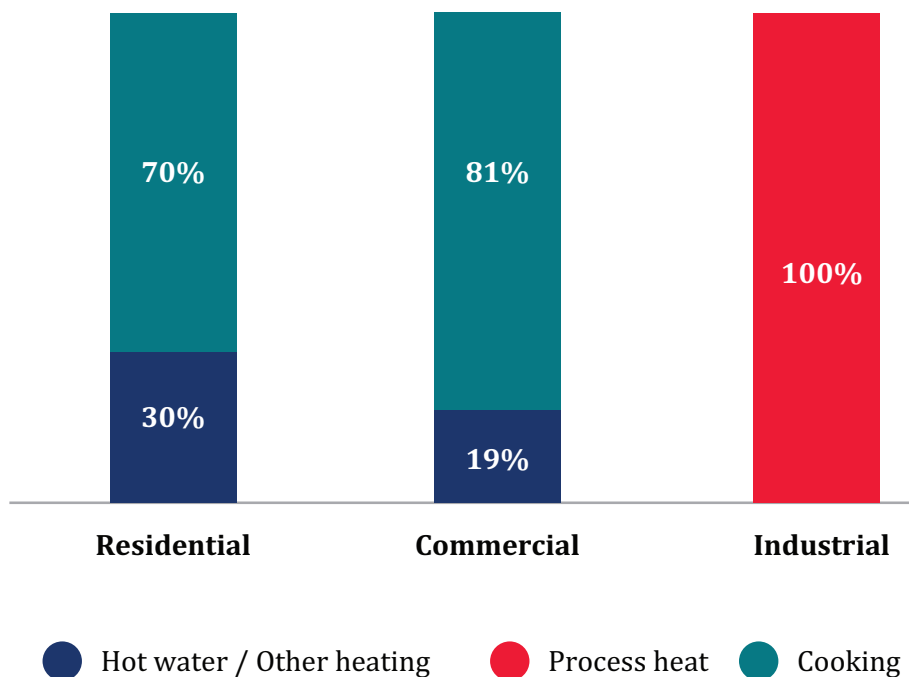
Figure 2. Breakdown of electricity generation output by primary fuel in 2015



Source: Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities, 2015

The document “Overcoming barriers EE and RE” (Castalia, 2014) presents a series of graphics with information that explains the energy consumption by several classifications, as the ones below:

Figure 3. Purpose of heat energy by sector



Source: Castalia, 2014

The graphic shows the uses of the heat consumption in the Residential, Commercial and Industrial sector. Hot water for sanitary purposes is only used in the residential and

commercial sector; and cooking is the main use in these sectors. In the other hand, the industrial sector uses heat for several processes.

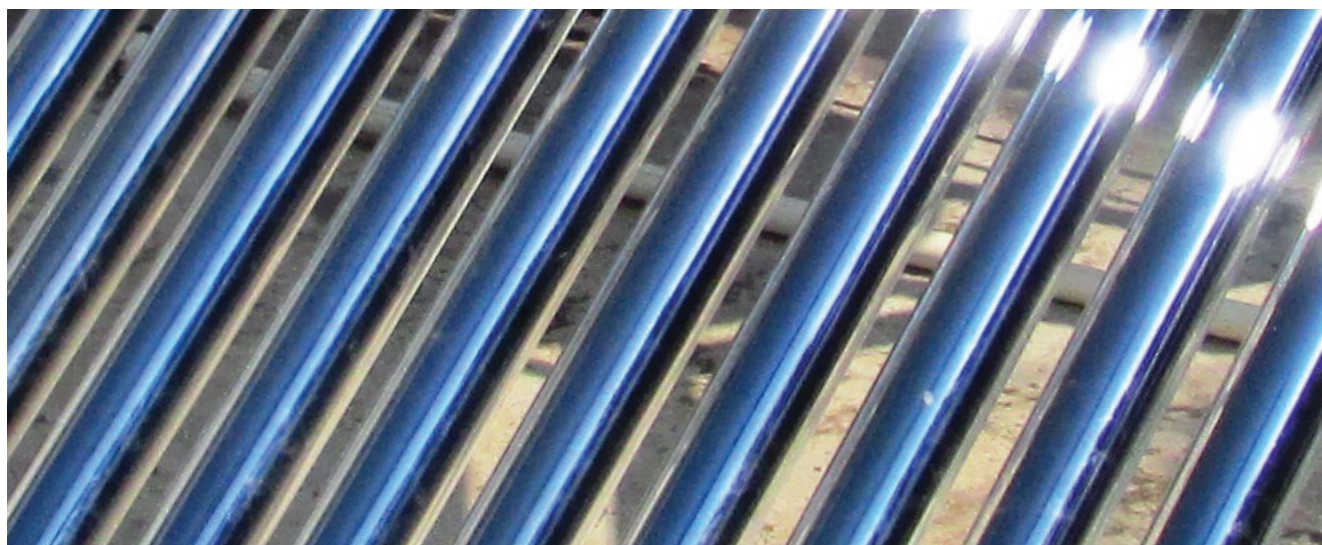
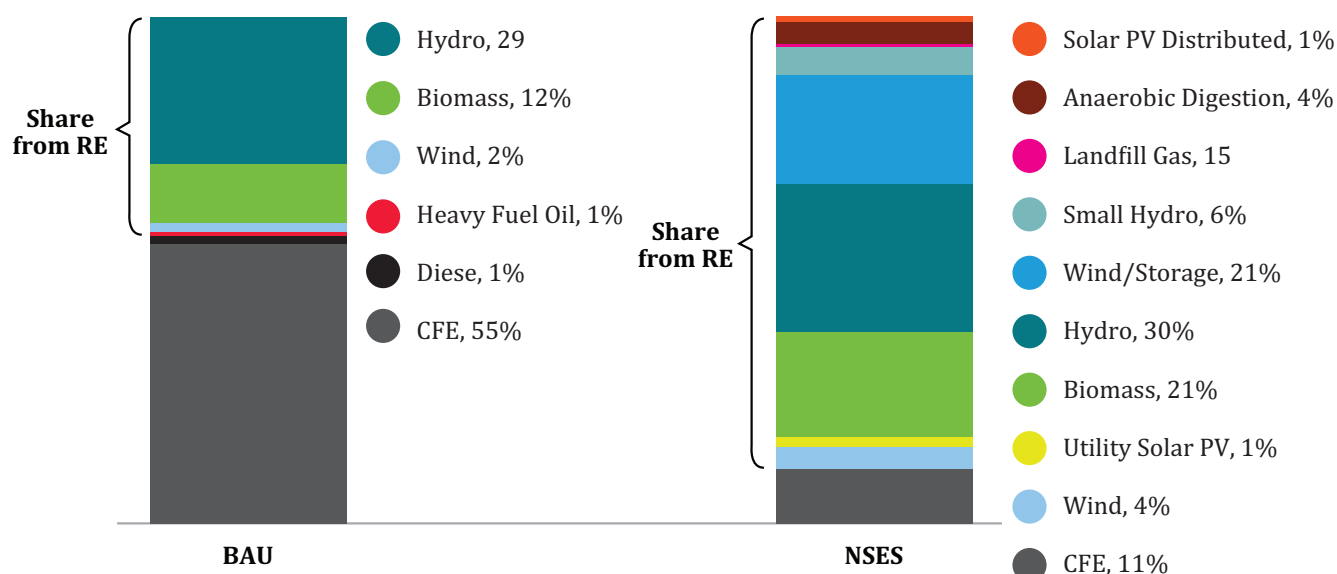


Figure 4. Generation share in Belize



Source: Castalia, 2014

As shown above, BAU scenario for Generation share includes a high dependence on electricity imports (CFE, 55%), which is expected to change with the introduction of renewable energy technologies to Belize's grid.

The document "Toward a national energy policy. Assessment of the energy sector in Belize" (REEP, 2011) presents information about the characteristics of energy generation in Belize and the main fossil fuels that are used in the country for lightning and cooking. Furthermore, it also includes the actual description of the renewable energies share.

The National Energy Policy Framework (Government of Belize, 2012) presents estimated comparative costs for the electricity sources which includes the installation of solar water heaters. This – as opposed to solar PV - makes sense in Belize's context because the per-KWh cost of solar thermal (\$0.11 USD per KWh on average) is lower than grid electricity (\$0.12 USD

per KWh); but the cost of solar PV is much higher than grid electricity".

The same document also presents some projections to 2040, for lightning and water heating. The predictions are as follows:

- Shift away from electric to solar lighting. By 2040: electric lighting (75%) and solar lighting (25%).
- Shift towards using solar and geothermal technologies for cooling. By 2040: electric cooling (50%), geothermal cooling (25%) and solar cooling (25%).
- Total phasing out of electric water heating. By 2040: LPG water heating (10%), solar water heating (70%) and geothermal water heating (20%).

Furthermore, it includes potential policies for the implementation of SWH systems, which are presented in the Policy section below.

Climate Change

The following paragraphs show the information included in Belize's INDC and National Communications.

Belize has submitted its INDC to the UNFCCC during the COP21, and its NDC in April 2016, in matters of mitigation in the energy sector, the NDC shows that the Sustainable Energy Strategy and Action Plan states the goal of becoming a low carbon economy by 2033, improving energy efficiency and conservation, with an energy intensity reduction of at least 30% by 2033 and a fuel imports dependency reduction of 50% by 2020 due to increasing renewable energies.

The specific goal is to increase the share of renewable energies up to 85% by 2030 by implementing hydropower, solar, wind and biomass, and reduction of transmission and distribution losses.

Furthermore, Belize has submitted three National Communications to the UNFCCC. The Third Communication presents Belize's national inventory of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks. Key source assessments for reference years 2003, 2006 and 2009 were conducted and sought to capture new sources and sinks in addition to those described in the Initial and Second National Communications that might have arisen because of recent developments in the country.

Table 1. Emissions estimates

Reference years	CO ₂ Emissions (Gg)	CO ₂ Removals (Gg)	CH ₄ (Gg)	N ₂ O (Gg)	NO _x (Gg)	CO (Gg)	Total Emissions
2000	11,950	3,862	40	0	10	349	8,487
2003	18,168	9,666	43	0	11	376	8,932
2006	17,375	9,208	41	0	10	361	8,579
2009	13,449	8,778	40	0	10	346	5,067

Source: National Climate Change Office, 2016

SWH information

The document "Overcoming Barriers EE and RE" (Castalia, 2014) includes SWH as one of the proposed technologies to displace electricity consumption as an energy efficiency measure:

And also to displace LPG use in the residential and commercial sectors:

Solar water heating	RES, CO1, CO2	Solar water heaters use the heat of the sun to warm water in a roof-mounted system; they can displace over 80 percent of electricity.
Solar water heating	Residential, Commercial	Solar water heaters use the heat of the sun to warm water in a roof-mounted system; they can displace over 80 to 100 percent of LPG use.

Another report that includes SWH is “Belize’s Sustainable Energy Strategy Final (Vol 2)” (Ministry of Energy, 2015). It presents a financial assessment for the installation of SWH systems in the commercial, industrial and residential sectors.

Commercial Solar Hot Water

The main fuel that would be displaced is LPG, with a displacement rate of 95%.

Costs would reach an average of BZ\$15,000¹ for the installation of a 5kWth system, which would be paid off in 5.5 years.

Solar Industrial Process Heat

In the industrial sector, the solar heating technology considered was the concentrated solar power with parabolic trough devices; this would result in higher capitals costs for the industrial sector compared with the residential and commercial sector. This application is to produce steam and not hot water, which makes the payback period longer (60 years).

The solar water heating NAMA in Belize is a project that seeks to implement solar water heating technology through the installation and use of solar collectors and storage tanks in the industrial, commercial and residential sectors of the country. In this way it will be possible to reduce the emission of GHG produced by the use of fossil fuels for water heating.

Table 2. SWH in industrial sector

Target sector	Target Fuel	Capital Cost (BZD/TJ)	Incremental O&M Costs (BZD/TJ)	Annualized Cost of Savings (BZD/TJ)	Simple Payback Period (yrs)
Industrial	Crude Oil	160,186	0	160,186	60.0

Source: Ministry of Energy, Science & Technology and Public Utilities, 2015

Residential Solar Hot Water

In the case of residential SWH, the displacement of an 85% of the annual LPG use would mean an average investment of BZ\$3,500 which should be paid off in 1.3 years.

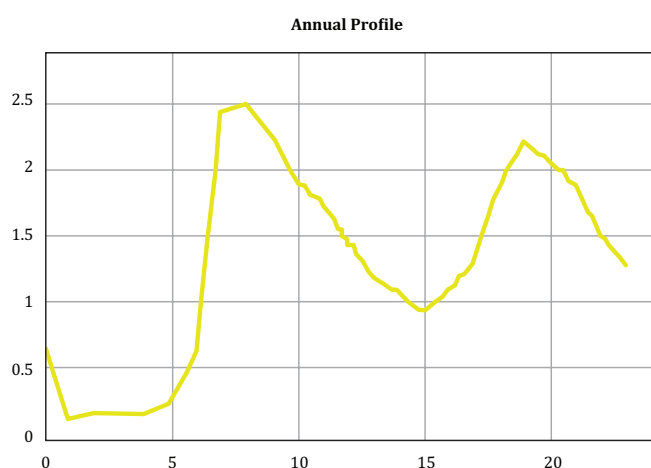
Solar Hot Water Production Potential

The potential of SWH technologies in Belize were assessed for two scenarios, both for a typical residential unit and a commercial user (a hotel). The estimated demand for a US residential building considered for a 12.2 gallons per person per day demand. On the other hand, the hotel demand was estimated considering 24 rooms serving 12,000 persons-day per year.

¹ 1 USD = 2 BZ

Figure 5 shows the annual average daily load profile for hot water demand in kWth.

Figure 5. Annual profile



Source: Ministry of Energy, Science & Technology and Public Utilities, 2015

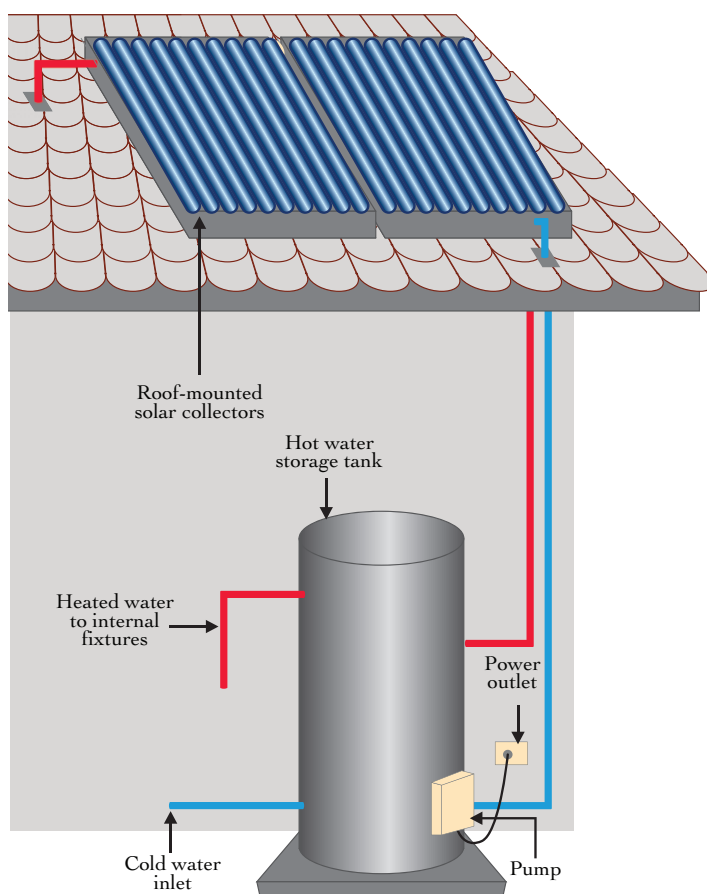
The results of the analysis show that for the residential sector the optimum system displaces 94% of the conventional fuel with a 9.9% capacity factor, and for the commercial sector the optimum system displaces 64% of the fuel with a 16.9% of the SWH capacity factor, as shown on table 3.

Table 3. SWH Demand assessment

Scenario	Typical Size (kWth)	Hot water Demand (gal/day)	Annual SHW Supply (kWh)	Solar Fraction of DHW	SHW Capacity Factor
Residential	1.4	44.2	1,225	94%	9.9%
Commercial	4.8	377	7,093	64%	16.9%

Source: Ministry of Energy, Science & Technology and Public Utilities, 2015

Even though the study “Belize’s Sustainable Energy Strategy Final (Vol 2)” (Ministry of Energy, 2015), shows targets and potential of GHG reduction due to the implementation of SWH, this NAMA Concept will estimate a potential according to the field validation as a result of the first mission (please see Annex 1 for details regarding the mission).



Purpose and objectives of the SWH NAMA

The SWH NAMA aims to implement solar water heaters in the residential, commercial and industrial sectors in Belize; its main objective is to reduce the GHG emissions of the country, to generate a more sustainable scenario for the energy sector and a global access to clean and renewable energy.

A gradual implementation of the SWH systems is expected, considering a 13 years term in order to meet the “Belize Sustainable Development Strategy” goals related to climate change. The primary scope for the NAMA is to reach an 80% of the buildings, considering the ones that are, at the moment, capable of sustain the SWH system. Additionally, a pilot project is intended to be applied in the early years of the project, in order to identify further requirements and to test the proposed planning and implementation terms.

Analysis of institutional stakeholders

The stakeholder analysis is a key topic for the determination of the actual capacities of the country for the NAMA management and implementation. Also, it can be helpful for the planning and coordination needs through the lifetime of the project.

In this context, an institutional stakeholder is any organization related to the NAMA, who will be actually implementing the action or providing necessary conditions for the NAMA implementation. These institutional stakeholders could be public sector stakeholders (e.g. the related ministries or related units/offices), private sector stakeholders (e.g. providers and private banks) and supporting entities (e.g. development banks).

The identified institutional stakeholders for the SWH NAMA are the following:

- Energy Unit of the Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities
- National Climate Change Office
- Public Utilities Commission
- SWH systems providers
- Private financial institutions
- Development Finance Corporation

Policies

Main policies related to SWH are:

National Energy Policy Framework (Government of Belize, 2012): It includes SWH as an energy alternative to displace fossil fuels consumption, under the micro-generation technologies proposal. It also shows estimations on how SWH could be implemented according to Belize’s conditions, as the following paragraph stands:

“If we assume that all concrete houses are capable of supporting solar water heating systems, then almost all of the water heating needs of 50% of the households in Belize can be met by using solar water heaters, particularly during the warmer and sunnier days of the year. This conclusion is drawn from insights gotten from the IEA Buildings Technology Roadmap 2010 which reports that “solar water-heating systems for single-family dwellings are relatively small, with collector areas of 4 m² to 6 m², and meet 20% to 70% of average domestic hot water needs”.

Belize Sustainable Energy Strategy (Ministry of Energy, 2015): This document presents technical information for several technologies, which includes solar water heating as one of them.

Growth Sustainable Development Strategy (Ministry of Economic Development, Government of Belize, 2016): Besides this document does not state SWH specifically, it aims to guide the development of Belize for the period 2016-2019, considering sustainable development as one of its principles. This strategy is based on critical success factors, where renewable energy and low-carbon development are accounted.

The most relevant information included in this document is shown in the Solar Water Heating information section.

ESTIMATION OF THE IMPACTS OF THE SWH NAMA

The Solar Water Heating NAMA will be implemented in these 3 sectors:

Table 4. SWH NAMA accounted sectors

Residential	Household sector, composed of all the houses in Belize that fulfil the conditions for the installation of a SWH system.
Commercial	Buildings with commercial purposes, mainly the hotel sector and other related buildings with hot water demand.
Industrial	Industrial buildings that have several purposes, such as meat and fruit processing, which requires hot water for different uses.

Source: Own elaboration, 2017

Baseline scenario

The Baseline scenario for the SWH NAMA in Belize is usually developed by calculating the GHG emissions generated by the fuel and electricity consumption from the water heating processes across the country; particularly in the aforementioned sectors. As the required information for the specific fuel and electricity consumption is not available, a baseline emissions scenario can't be directly calculated. Nevertheless, based on the emissions savings calculations of the SWH systems implementation and estimation of the baseline, GHG emissions can be determined.

In section 3.4 the method for this calculation is presented given that the complete baseline scenario cannot be calculated considering the available information. Instead, an estimation of the fuel and electricity consumption by building unit (household, commercial or industrial) has been made from the emission reduction calculation. This allowed for the different GHG emission projections and scenarios.

Currently, the main barriers facing this technology in Belize are: the high cost of the devices - which is explained in part due to high import taxes -; the lack of incentives to install the devices; and the lack of knowledge about technology.

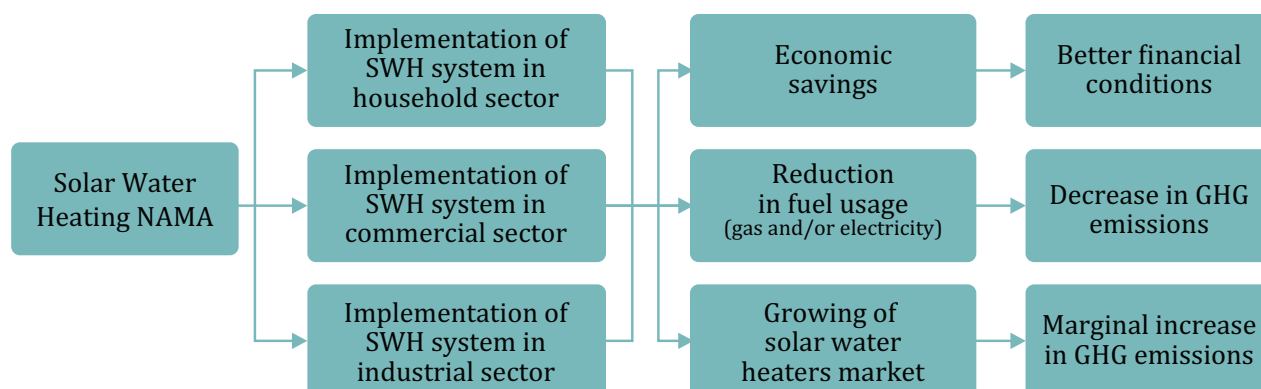
NAMA scenario

The NAMA scenario corresponds to the situation in which the SWH systems are already installed in the determined buildings and households, reducing the GHG emissions from the previous use of electricity and fossil fuels. The emission reduction produced in the NAMA scenario was calculated according to the hot water demand and the share that was covered by the SWH system, taking into consideration its size and performance.

Potential impacts of the NAMA

The implementation of the NAMA will potentially result in reduction of the GHG emissions and it can also have other non-GHG impacts, which would include the potential sustainable development benefits of implementing SWHs in Belize. In order to identify all the effects, a causal chain will be mapped, following the Policy and Action Standard document of the Greenhouse Gas Protocol (World Resources Institute, 2014).

Figure 6. Causal chain



Source: Own elaboration, 2017

A causal chain represents a diagram that “trace the process by which NAMA brings different effects through a series of logical and sequential related stages”. Due to complexity of possible cause effect relations of NAMA actions and the impossibility of mapping all possible effects, a causal chain will be always incomplete.

GHG impacts of the NAMA

In order to define the methodology that was used to calculate the GHG emission reduction of the SWH NAMA, a research of available applicable methodologies from climate change related mechanisms as CDM, VCS or CAR was carried out. Nevertheless, the only methodology that fits the requirements of the NAMA is the CDM Small Scale Methodology “AMS-I.J.: Solar water heating systems (SWH) --- Version 1.0”.

This methodology is focused on residential and commercial SWH systems for hot water production, presenting guidelines for the determination of the Baseline scenario and the Emission Reductions calculation according to the energy savings from the project. This is then multiplied by an emission factor for the electricity and/or fossil fuel displaced, as shown on the following equation.

Where,

$$ER = (IFC - AFC) * EF$$

ER: Emission reduction (tCO₂e)

IFC: Initial fuel consumption (kWh)

AFC: Actual fuel consumption (kWh)

EF: Fuel emission factor (tCO₂e/kWh)

Projections

Considering the values for the emission reduction, a projection for each sector was made using the following data:

Table 5. Projection input values

Term	13 years (2018-2030) ²
Scope	30%, 50% and 80% ³

Source: Own elaboration, 2017

Available information, geographical data and general estimations were used as input for the emission reduction calculation using the RETScreen software.

Total emission reductions

The following table shows the total emission reductions considering the separate fuel types scenarios.

² Considering Belize’s NDC

³ Based on Belize’s Sustainable Energy Strategy

Table 6. Total emission reductions

Sector	Fuel type/ Industry	Emission reduction (tCO ₂ e)		
		30% Goal ER	50% Goal ER	80% Goal ER
Household	LPG	33,508	55,852	89,368
	Electricity	44,681	74,473	119,161
Commercial	LPG	2,130	3,558	5,700
	Electricity	3,018	5,042	8,077
Industrial	CPBL		988	
	Quality Poultry		806	
Total LPG		37,432	61,204	96,862
Total Electricity		49,493	81,309	129,032

Source: Own elaboration, 2017

Sustainable development benefits of the NAMA

Beside from GHG emission reductions from the SWH NAMA implementation in Belize, there are several benefits to other areas of the country's development; those can be classified as social,

economic, environmental, technological and institutional, and may be contributions to achieving the Sustainable Development Goals.

As seen on the figure 12, there are 17 Sustainable Development Goals, from which the most relevant for the SWH NAMA are:

Figure 12. Belize Sustainable Development Goals



Source: United Nations Development Programme in Belize, 2017

1. No poverty: Even though the SWH NAMA is not directly related to economic issues, it certainly contributes to fighting poverty, allowing people to access to sustainable energy and long-term savings from the fuel and electricity consumption that was avoided.

7. Affordable and Clean Energy: The implementation of SWH systems across the country would increase and improve the access to hot water through sustainable technologies, making it affordable for the population, commercial establishments and industries.

9. Industry, innovation and infrastructure: The SWH NAMA aims to implement solar water heaters in several types of buildings, introducing and promoting this technology across the country.

11. Sustainable cities and communities: The implementation of SWH systems certainly contributes to more sustainable cities replacing the electricity and fossil fuel consumption with renewable energy for water heating.

13. Climate action: The SWH NAMA aims directly reduce the GHG emissions in Belize through

the replacement of fossil fuels and electricity consumption, contributing to the country's NDC.

IDENTIFICATION AND ANALYSIS OF BARRIERS

The SWH implementation in Belize could face different type of barriers, such as economic and financial, regulatory and institutional, technical and market barriers at different levels: government, users, financial institutions and providers. The analysis of barriers provides useful information in order to define the potential interventions of the NAMA, aiming to reduce and overcome the barriers.

Typology of barriers

Based on a literature review of the potential barriers for the implementation of NAMAs, and for the implementation of SWH systems, a typology of barriers was defined with the purpose of representing the analytical framework for the barriers analysis.

The following table shows the identified barriers and its qualification is presented.

Table 7. Identified Barriers

Type of barrier	Barrier	Level
Regulatory and institutional	Lack of managing structure and related budget	High
Technical and capacity	Lack of awareness about SWH technologies	Medium
Technical and capacity Regulatory and institutional	Lack of specific information on energy consumption	High
Economic and financial	Lack of financing capacities	High
Economic and financial Technical and capacity	Different priorities for lower incomes families	Medium

Source: Own elaboration, 2017

ANALYSIS OF THE FINANCIAL AND TECHNICAL SUPPORT REQUIRED AND ESTIMATION OF THE FINANCIAL AND TECHNOLOGICAL RESOURCES NEEDED

The various NAMA implementation and operation stages require different technical and financial resources. The initial assessment of the required technical and financial resources is presented in this section.

Administration and financing

The National Climate Change Office (NCCO) is the entity that must be in charge of the SWH NAMA administration and financing management, assuming a coordination role for the development of the project. Additionally, other institutions should collaborate with the implementation of the NAMA. The Energy Unit of the Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities can be responsible for the design and implementation of the project during its development; the Public Utilities Commission can also be part of the implementation process, through the certification and supervision of the equipment and technicians.

The organization in charge of the SWH NAMA management needs to administrate the financial resources for the several requirements of the NAMA: Investment for pilot projects, financing mechanisms for the industrial and commercial sector.

Direct investment on SWH

The development of the SWH NAMA will require a proper investment and budget management for the following:

- NAMA development and implementation: The development of the SWH NAMA will require appropriate management of its financial resources in order to achieve all the project administration needs.
- Technical capacities development: Improvement of the management capacities

for the SWH NAMA administration and implementation; Suppliers registration in order to keep updated records of the available providers, installers and maintenance technicians for the project.

Divulcation and communication

In order to ensure the expected results of the SWH NAMA implementation, divulgation and communication of the NAMA features for all the interested parties and relevant stakeholders should occur, with special emphasis on the population of Belize, the commercial and industrial sector. Communication should include information on the responsible parties, objectives of the project, opportunities for participation, and general conditions and requirements for beneficiaries.

Local technical capacities

The institutions in charge of the management of the SWH NAMA should acquire and improve the technical capacities requirements for the effective development and implementation of the NAMA, the sustainment of its results and the maintenance of the equipment. For example, some minimum requirements to be strengthened are:

- Solar radiation and solar potential analysis and operative maximization of the resource, by districts.
- Sizing of the several types of solar water heaters, according to their operative differences and beneficiary requirements.
- Installation and maintenance of the several SWH systems.
- Identification of technical feasibility: Requirements for correct installation of SWH systems, as water quality, roof load capacity, installation point optimization for loss reductions, radiation gains, and costs reduction on intervention in structures.

Standards or regulation definitions

Standards, regulations or guidelines for technical requirements for imports, selection and installation of solar water heaters must be clearly defined, considering:

- Material resistance of solar water heaters should meet special climate conditions (hurricanes, for example).
- Water quality, considering calcium concentrations in some areas in the south-west region.
- Load capacity of the roof structure.

Pilot projects

A public outreach activity should be promoted in order to identify non-government associations that could access funds to develop demonstrative SWH projects. Those SWH systems must be installed by certified professionals and provide maintenance for two years at least, including training for at least two members of the community association.

Bidding rules and eligibility criteria must be developed according to technical documents (prefeasibility studies). Also, areas of socio-economic interest, disposition of the association to data collection for MRV and the ability to cooperate with other entities that want to replicate their experience, must be considered for the selection.

Technical information

The availability of public radiation records is a key requirement for the development of solar potential studies. Additionally, a list of suppliers containing at least the available equipment, sizes, reference prices, installation options, and technical services should be developed.

Monitoring, report and verification

For the MRV framework, the following considerations should be fulfilled:

- The emissions and energy consumption baseline should be improved with more reliable data, informed by industries, hotels and a significant sample of households.
- Installation of SWH systems must be recorded, including size, replaced energy consumption and solar fraction data.
- Monitoring and reporting horizon should be clearly stated.
- Communication channels for monitoring should be determined, along with data recording, measuring and gathering requirements.

Financial and technical resources needs estimation

The estimation of the financial and technical requirements estimation is based on referential values for the proposed activities of the SWH NAMA development and implementation.

First, for the direct implementation of SWH devices, considering the referential values of the different SWH systems, provided by Chromagen (GREENSUN Ltd., 2016), the implementation costs for the several sectors are shown in the table below.

Table 7. Unit costs of SWH system

Sector	Number of collectors	Total cost (BZD)
Hotel	5	16,307
Household	1	4,112
CPBL	150	457,313
Quality Poultry	600	1,829,250

Source: Own elaboration

With the values presented in the table above, and considering the amount of buildings to be covered by the NAMA, as detailed in the previous report, the total values for the full implementation are shown in table 8. These costs are expected to be covered by the users (private sector).

On the other hand, the costs of the planning and the technical requirements of the SWH NAMA are shown in the following table.

Table 8. Total costs by sector

Sector	Total buildings	Total cost (BZD)
Hotel	680	11,088,675
Household	42,560	175,001,400
CPBL	150	457,313
Quality Poultry	600	1,829,250
Total		188,376,638

Source: Own elaboration

Table 9. Technical requirement costs

Item	Includes	Annual Cost (BZD)	Comments
Administration	- One employee	\$50,000	One person exclusively dedicated to the NAMA management
Dissemination and communication	- Campaign - Capacity building for households, and private sector	\$60,000	- Dissemination strategy and materials - Capacity building: 4 sessions per year
Capacity Building	- Capacity building for institutional stakeholders	\$30,000	4 sessions per year
Standard definitions	- Part-time employee	\$60,000	- Referential value
Pilot projects	- Installation of SWH Systems in 1% of Households and Hotels	\$2,326,000	Competitive funds
MRV	- Design and building of technology system	\$400,000	Complete MRV system implementation
MRV	- QA/QC - Audits - Verification	\$30,000	Annual operational costs
Total			\$2,956,000

Source: Own elaboration, 2017

ELABORATION OF AN MRV FRAMEWORK DESIGN FOR THE SWH NAMA

The main objective of the elaboration of an MRV framework is to generate an appropriate evaluation system for the SWH NAMA impacts, considering the measurement, reporting and verification specific requirements of this project. This MRV system must accurately account for the expected GHG emission reductions from the use of solar water heating systems, replacing fossil fuel-based heaters. The system is intended to have a gradual approach, according to the implementation of the NAMA. Thus, the MRV system can be equally applied to earlier phases of the project and also fully operational ones.

The MRV system will be based on several indicators that aim to consistently measure the impacts of the NAMA, considering the values of transparency, consistency, comparability completeness, and accuracy according to the IPCC 2006 guidelines. All the data from the project activity must be collected and stored by the NAMA coordinating entity, while using an integrated system to allow access to all the information.

Measurement

Monitoring activities from the MRV framework have two main purposes, according to the Greenhouse Gas Protocol's document "Policy and Action Standard":

- To monitor and measure relevant indicators to assess the implementation progress of the SWH NAMA.
- To estimate GHG impacts through data collection for the ex-post GHG emission reduction calculation.

Monitoring procedures

The monitoring process will cover several data collection activities, considering the relevant indicators required for the assessment of the SWH NAMA development.

The main data collection method will be the development of specific surveys to be applied to a representative sample of the household and commercial sectors. This sample will be determined for each district, in order to assess the results of the SWH NAMA in each one, considering the different conditions and situations across the country. Furthermore, for the industrial sector, surveys may be applied to all the available industries.

The collected data for the monitoring process should be stored in a specifically designed system for the SWH NAMA, which allows the data input from several locations and access to the updated data.

**A key factor for the success
of the NAMA will be the
implementation of pilot projects,
which will serve as
demonstration projects to obtain
the acceptance and interest
of the local population in order
to increase the awareness of
the SWH technology.
They will also be considered
as the first stage of a gradual
implementation of the NAMA.**

Indicators

The following table shows the proposed indicators to be measured for the assessment of the SWH NAMA results.

Table 10. MRV indicators

Indicator	Unit	Frequency	Collection type
Implementation progress			
Number of installed SWH systems	Number	Annual	Measured
Investments on SWH technology	BZ\$	Annual	Measured
Maintenance procedures	Number	Annual	Measured
GHG effects			
GHG emission reduction	tCO ₂ e	Annual	Calculated
Fossil fuel consumption	m ³	Annual	Measured
Electricity consumption	kWh	Annual	Measured
Hot water Consumption	L	Annual	Measured
Hot water temperature	°C	Annual	Measured

Source: Own elaboration, 2017

Reporting

Reports under the MRV framework of the SWH NAMA will meet international requirements, providing detailed and consistent information for decision making at the national level on programmes and policies. International standards on GHG emission reductions will be considered for reports, in order to make a proper comparison between NAMA and baseline scenario. Also, considering the measurement methodologies described above, emission reduction results will be available in both disaggregated and complete data.

The MRV system will provide relevant information for the national reports of Belize to the UNFCCC, considering the scope, actions and results of GHG mitigation from the SWH NAMA implementation. Nevertheless, the information provided by the NAMA reports won't match the level of detail required by the national reports, serving only as an input. In the long term, it is expected that the data collected and calculated by the NAMA could be improved and be useful for GHG Inventories and National Communications. Also, annual reports will be delivered and will be available for relevant stakeholders, both private and public institutions.

Verification

Data and calculations for GHG emissions reduction of the SWH NAMA will be subject to a series of verification processes to ensure the values of transparency, consistency, comparability completeness, and accuracy according to the IPCC 2006 guidelines. Initially, collected data will pass through a basic verification, analyzing its internal and temporal consistency, and correcting or excluding atypical values if necessary.

Emission reduction calculation and data entered will be subjected to an independent audit, by a government agency or organization, analyzing the data collection, transcription and emission reduction calculation process. The MRV framework for the SWH NAMA will consider the recommendations made on the IPCC 2006 guidelines. Additionally, emission reduction calculations will be verified by a third-party independent institution which will reproduce the calculations with the collected data, including comparisons between the calculations and relevant information as National Greenhouse Inventories. The MRV framework stated above is matched with the IPCC 2006 guidelines. The scheduling of audits by external institutions can guarantee those requirements.

NEXT STEPS FOR THE SWH NAMA

A series of activities have been identified in order to continue with the NAMA preparation and implementation. The most relevant next steps for the SWH NAMA preparation and

implementation are the completion of the NAMA proposal, designing the specific MRV system and the financial mechanism for the implementation of the NAMA. The following table summarizes the proposed next steps and their related outcomes, responsible and timeframe.

Table 11. Next steps for the SWH NAMA

Outcome/ Activity	Description of outcome/activity	Main responsible	Timeframe
Outcome 1	NAMA implementing entity and institutional arrangements in place		
Activity 1.1	Definition and implementation of a managing structure for the NAMA (NAMA implementing entity)	Energy Unit	NAMA preparation
Activity 1.2	Development of institutional arrangements between the NAMA implementing entity and related institutional stakeholders	Energy Unit	NAMA preparation
Activity 1.3	Capacity building for institutional stakeholders	Energy Unit	NAMA preparation
Outcome 2	Technical capacities and baseline information are available		
Activity 2.1	Data collection (water heating needs, service temperature, water flow, actual energy source for water heating) for main industries	Energy Unit/ SIB	NAMA preparation
Activity 2.2	Update of emission reduction calculation for the industry sector	NCCO/ Energy Unit	NAMA preparation
Activity 2.3	Development of standards and codes (SWH devices, water quality, buildings)	BBS, CBA/ LBA	NAMA preparation
Activity 2.4	Certification of technicians and equipment	PUC	NAMA implementation
Outcome 3	MRV system established		
Activity 3.1	Design of a MRV system	Energy Unit/ NCCO	NAMA preparation
Activity 3.2	Implement information gathering system	Energy Unit/ SIB	NAMA implementation
Outcome 4	Funds for the adoption of the SWH are delivered to eligible activities		
Activity 4.1	Design of the financial mechanism for the NAMA	Energy Unit/ NCCO	NAMA preparation
Activity 4.2	Establishment of policies (incentives)	Energy Unit/ Ministry of Finance	NAMA preparation
Activity 4.3	Establishment of a MRV for financial mechanism	Energy Unit/ NCCO	NAMA preparation
Activity 4.4	Dissemination of the financial mechanism	Energy Unit	NAMA implementation
Activity 4.5	Execution of the financial mechanism	Energy Unit	NAMA implementation

Outcome 5 SWH technology adopted by the users (residential, commercial and industrial sector)			
Activity 5.1	Definition of eligibility criteria and bidding rules	Energy Unit/ NCCO	NAMA preparation
Activity 5.2	Design and development of an ongoing dissemination program of the SWH technology and the SWH NAMA	Energy Unit	NAMA preparation and implementation
Activity 5.3	Implementation of pilot projects in the residential and tourism sector in the different districts of Belize	Energy Unit	NAMA implementation
Activity 5.4	Capacity building for the users (pilot projects)	Energy Unit	NAMA implementation
Activity 5.5	Maintenance program for the pilot projects (2 years)	Energy Unit	NAMA implementation

Source: Own elaboration, 2017

CONCLUSIONS

The relevant institutional stakeholders are identified and assessed in this NAMA concept. The identified NAMA implementing entity is the Energy Unit of the Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities, working with the collaboration from the NCCO.

Currently, the main barriers that this technology faces in Belize are the high cost of the devices, which is partially explained due to high import taxes; the lack of incentives to install the devices; and the lack of knowledge about the technology. In addition, in the residential sector the hot water demand is not constant over the year (hot water is mainly demanded in winter), and some of the existing households need to be retrofitted to incorporate the additional plumbing for installation of SWHs. The lack of human resources and technical capacities, and also the unavailability of national public funds to support the implementation of the NAMA are important limitations that should be addressed for implementation of the NAMA.

The GHG emission reduction for the residential and tourism (commercial) sector was calculated. The overall GHG emission reduction calculated in this NAMA concept represents an initial estimation of the GHG emission reduction potential of the SWH NAMA, and could be improved if new data is collected in the future. Thus, additional

efforts are required in order to collect enough data to improve the GHG emission reductions estimation. An MRV framework is proposed, consistent with the principles of transparency, consistency, comparability, completeness, and accuracy according to the IPCC 2006 guidelines. The proposed MRV framework will require the participation of the different stakeholders from Belize, such as the Energy Unit, NCCO, SIB and BBS, in order to achieve a robust system to follow up the progress and results of the SWH NAMA.

The identified financial and technical needs for the SWH NAMA implementation involve administration and financing of the NAMA, direct investment on SWH (expected to be covered directly by the SWH users, who should be given the proper incentives and technical support), divulgation and communication, local technical capacities, definition of standards or regulation, implementation of pilot projects, availability of technical information and implementation and operation of a MRV system. In this context, a key factor of success will be the implementation of pilot projects, which will serve as demonstrative projects to get the acceptance and interest among the local population in order to increase the awareness of the SWH technology among the population of the country. In addition, these pilot projects will be considered as the first stage of a phased implementation of the NAMA. Thus, the

functioning of the MRV system for the pilot projects will provide critical information to domestic stakeholders that should inform any changes to elements of the proposed system as part of the final design of a national system. In this way the pilot projects can be seen as part of an incremental step-wise approach to the final development of a national system. The dissemination and divulgation, as well as the capacity building among the institutional stakeholders and the private sector is also relevant for the success of the SWH implementation and operation, to ensure that the stakeholders are able to acquire the necessary skills.

The next steps towards the SWH NAMA implementation involve the completion of the NAMA proposal, designing the specific MRV system and the financial mechanism for the implementation of the NAMA, among other activities. The development of the financial mechanism for the implementation of the NAMA shall assess and include the appropriate financial instruments to provide the right incentives to consumers as well as to reduce the upfront costs. The establishment of policies, such as reducing the import taxes and to provide additional support to afford the initial cost of the technology, is important to help to overcome the identified barriers.

The current NAMA concept proposal has the acceptance of the relevant institutional stakeholders, who have validated this proposal through a National workshop, where the NAMA concept was presented and discussed.

BIBLIOGRAPHY

Castalia. (2014). Final Report: Overcoming Barriers to Belize's RE and EE Potential (Vol. 1).

Central Bank of Belize. (2017). Central Bank of Belize (BZ). Retrieved from <https://www.centralbank.org.bz/rates-statistics/general-statistics>

Government of Belize. (2012). National Energy Policy Framework.

Government of Belize. (2015, October 1). Intended National Determined Contribution (INDC) of Belize. Retrieved from <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Belize/1/Belize%20INDCS.pdf>

GREENSUN Ltd. (2016). GREENSUN Ltd.. Obtenido de Renewable energy. It's our nature: <https://www.swhbelize.com/>

Ministry of Economic Development, Government of Belize. (2016). Growth and Sustainable Development Strategy.

Ministry of Energy, S. &. (2015). Belize's Sustainable Energy Strategy Final (Vol 2).

Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities. (2015). Energy Report 2015. Belmopan.

National Climate Change Office. (2016). National Communications to the UNFCCC.

REEP. (2011). TOWARD A NATIONAL ENERGY POLICY. Retrieved from <https://www.reeep.org/sites/default/files/Toward%20a%20national%20energy%20policy-%20Assesment%20of%20Belize.pdf>

The Statistical Institute of Belize. (2017). The Statistical Institute of Belize. Retrieved from The Statistical Institute of Belize: <http://sib.org.bz/statistics/population/>

United Nations Development Programme in Belize. (2017). United Nations Development Programme in Belize. Obtenido de <http://www.bz.undp.org/>

World Resources Institute. (2014). GreenHouse Gas Protocol. Obtenido de Policy and Action Standard: <http://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/standards/Policy%20and%20Action%20Standard.pdf>

World Travel and Tourism Council. (2017). Travel and Tourism Economic Impact 2017 Belize. Retrieved from <https://www.wttc.org/-/media/files/reports/economic-impact-research/countries-2017/belize2017.pdf>

LA EFECTIVIDAD DE LAS POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA: EXPERIENCIAS EN AMÉRICA DEL SUR

Germán Bersalli ¹, Michelle Hallack ², Carina Guzowski ³, Luciano Losekann ⁴, María Florencia Zabaloy ⁵

Recibido: 14/05/2018 y Aceptado: 04/09/2018

ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (158-174).



¹ Centro de inv. GAEL, Univ. Grenoble-Alpes, CNRS, Grenoble INP, INRA, 38000, Grenoble, France, Dr. en Economía, profesor e investigador interino, german-ariel.bersalli@univ-grenoble-alpes.fr

² Departamento de Economía Universidad Federal Fluminense, Niteroi, Brasil, Dra. en Economía, profesora adjunta y especialista en energía del Banco Interamericano de Desarrollo, michellecmhallack@gmail.com

³ Departamento de Economía de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Argentina, Dra. en Economía, profesor adjunto, cguzow@criba.edu.ar

⁴ Departamento de Economía Universidad Federal Fluminense, Niteroi, Brasil, Dr. en Economía de Industria y Tecnología, profesor asociado y jefe de departamento, losekann@economia.uff.br

⁵ Departamento de Economía de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Argentina, Lic. en Economía, becaria doctoral, florencia.zabaloy@uns.edu.ar

RESUMEN

Las fuentes renovables de energía poseen un rol esencial en el mix energético de un país, por su impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad energética, entre otros. En este contexto, el objetivo de este artículo es analizar comparativamente, bajo un abordaje sistémico y multidimensional, las políticas que se han desarrollado para promover las energías renovables en la generación eléctrica en la región sudamericana, en particular en Argentina, Brasil, y Uruguay. Los resultados muestran que Argentina ha tenido un desempeño muy pobre comparado con Brasil y Uruguay, debido a la existencia de fallas en los marcos de promoción y en los diseños institucionales.

Palabras Clave: Energías Renovables, Instrumentos, Matriz Energética, Planificación Energética, Energía Eléctrica, América del Sur

ABSTRACT

Renewable energy sources have a key role in the energy mix because of their impact on Greenhouse Gases emissions, national energy security, among others. In this context, this paper examines comparatively, under a systemic and multidimensional approach, the policies that have introduced renewable energy in the electric power generation in Argentina, Brazil and Uruguay. The results show that Argentina has had a low performance in these policies in comparison to Brazil and Uruguay, due to failures in the promotion mechanisms and institutional designs.

Keywords: Renewable Energy, Instruments, Energy Matrix, Energy Planning, Electric Power, South America

INTRODUCCIÓN

La promoción de las energías renovables es una de las principales dimensiones del desarrollo sustentable, aunque las motivaciones principales han diferido hasta el momento entre países desarrollados y en desarrollo. Mientras que en el primer grupo la principal motivación se ha relacionado con el objetivo de reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), en muchos países en desarrollo el fin principal se relaciona más con la necesidad de aumentar la oferta energética y de mejorar el acceso a la electricidad en zonas aisladas. En la actualidad, las energías renovables para la producción de electricidad representan un conjunto de tecnologías en pleno auge en varios países de América del Sur, luego de varias décadas de investigación y desarrollo a nivel mundial. Las mismas presentan una serie de ventajas respecto a las energías tradicionales (energías fósiles, nuclear y de grandes centrales hidroeléctricas), especialmente en lo relacionado a la dimensión medioambiental. La experiencia internacional muestra que en la gran mayoría de los países en donde avanzan las energías renovables, las mismas fueron promovidas a

través de un portfolio de políticas públicas. En este sentido, la transición desde sistemas energéticos fuertemente fósiles hacia otros más “verdes” implica tiempo y esfuerzo y una fuerte decisión política del Estado.

**El cambio climático,
la seguridad energética
y las políticas de fomento
de las energías renovables
son factores que impulsan
la transición hacia
sistemas energéticos
eficientes y
ambientalmente
sustentables.**

El cambio climático, la seguridad energética y las políticas de fomento de las energías renovables son factores que impulsan la transición hacia sistemas energéticos eficientes y ambientalmente sustentables. Las nuevas tecnologías energéticas presentan un potencial de desarrollo muy importante en la región derivado de los problemas de abastecimiento energético que han enfrentado la mayoría de estos países en los últimos diez años y que han transformado a algunos de la región (Argentina por ejemplo) en importadores de energía. En este contexto se cree que implementar políticas de promoción de energías renovables en América del Sur implicaría poner en funcionamiento un conjunto de efectos multiplicadores y derrames positivos que se extenderían sobre todo el aparato productivo, incrementando el crecimiento económico y ayudando a paliar los efectos negativos de matrices energéticas altamente fósiles. El objetivo de este artículo es analizar bajo un abordaje sistémico y multidimensional las polí-

ticas que se han desarrollado para promover las energías renovables en la generación eléctrica desde el punto de vista de la gestión económica y la planificación de la misma en la región sudamericana, con especial énfasis en los casos de Argentina, Brasil, y Uruguay, desde un enfoque comparativo. El trabajo se divide en tres grandes bloques; en la primera sección se analizan las experiencias recientes de políticas de promoción de las energías renovables en los tres países de estudio; en la segunda sección se comparan las experiencias entre países y en la última sección se elaboran las conclusiones.

ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA DE POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN AMÉRICA DEL SUR: PRINCIPALES RESULTADOS

Argentina

En el año 1998 el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.019 la cual instauró el primer régimen de promoción de las energías solar y eólica. A pesar de que dicha ley no atrajo inversiones en el sector, constituyó un primer paso en las políticas de promoción de nuevas tecnologías energéticas en Argentina. En un contexto de liberalización del sector energético se reconoció la necesidad de impulsar este tipo de nuevas tecnologías desde el Estado. Sin embargo, esta ley no dio los resultados esperados. La gran mayoría de las instalaciones eólicas desarrolladas durante los años noventa y los siguientes, fueron implementadas sobre la base de convenios de cooperación con gobiernos de la Comunidad Europea. En el periodo 1994/2003 las inversiones resultaron en una capacidad instalada de 28,88 MW eólicos y la mayoría de las instalaciones no entraron formalmente al Sistema Interconectado, sino que destinaban la electricidad generada a la red de distribución local (Recalde, 2015).

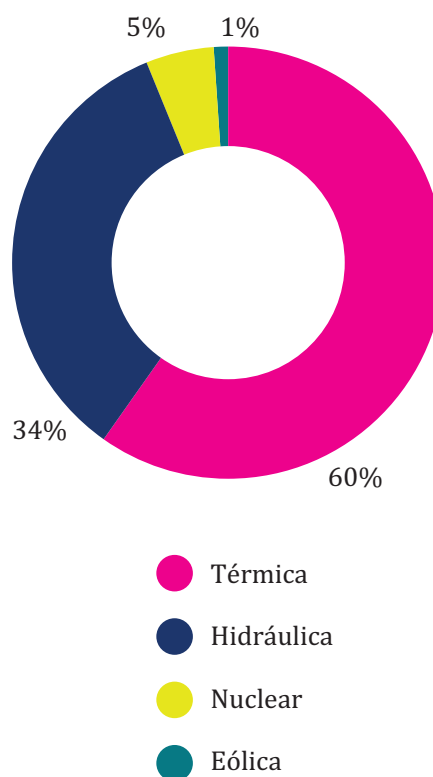
En el año 2006, en un contexto de fuerte crecimiento de la demanda eléctrica, escasez de gas para abastecer a las centrales eléctricas y falta de inversiones, se aprobó la segunda ley de promoción de las energías renovables, Ley

Nº26.190. La misma establece que en el año 2016 el 8% de la generación deberá provenir de fuentes renovable (excluyendo las centrales hidroeléctricas de más de 30MW). Sin embargo esta ley no obtuvo los resultados, no cumpliéndose el objetivo pautado.

En 1998, Argentina estableció un sistema de tarifas reguladas (feed in tariff en inglés) para la energía eólica y solar, y en el 2006 lo amplió para cubrir la geotérmica, la bioenergía, la energía oceánica y Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH). En ninguno de los dos años se consiguió promover la aplicación de las energías renovables, en parte debido a las bajas tarifas (IRENA, 2015).

En un contexto de fuerte aumento de las importaciones energéticas (el país pasó a ser un importador neto de energía en el 2011, las cuales se incrementaron en los años siguientes) y de crisis de suministro, el gobierno instituyó un nuevo programa de desarrollo de las fuentes renovables y nacionales. El nuevo programa llamado Programa de Generación con Energías renovables (GENREN) (Bersalli, 2016), consistió en un sistema de licitaciones para cubrir 1000MW de generación con fuentes de energía renovable (500MW para energía eólica, 150MW para biocombustibles; 120 para residuos sólidos; 200 para biomasa; 60 para PAH; 30 para solar fotovoltaica; y 20 para biogás), implementadas por ENARSA. Las empresas ganadoras firmarían acuerdos de compra por un periodo de 15 años nominados en dólares estadounidenses, a un precio fijo calculado proyecto por proyecto. Es decir, que a partir del programa GENREN las nuevas instalaciones se verían beneficiadas por un esquema de precios fijos. Entre los criterios fundamentales que fueron incluidos al momento de la selección de los proyectos, se encontraba no sólo el precio de oferta, sino también el cronograma de inversiones y, fundamentalmente, el porcentaje de componentes nacionales dentro del rubro de inversión total.

Figura 1. Potencia Instalada por equipamiento en Argentina 2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En la primera llamada se presentaron proyectos que totalizaron 1436 MW de potencia, un 40% más de lo solicitado, lo cual demostró el gran interés suscitado por el programa. Finalmente se adjudicaron contratos por 895 MW, sin embargo solo una pequeña fracción de los proyectos adjudicados pudo ser realizada. La principal barrera a la cual se enfrentaron dichos proyectos fue la falta de acceso a la financiación y el elevado riesgo país que en los últimos años aumentó el costo de financiación (Bersalli, 2016). Como resultante, a cinco años del lanzamiento del programa GENREN, solamente 130 MW de los 754 MW eólicos (17%); 7,2 MW fotovoltaicos de los 20 MW (36%); 1 mw de biogás y 1 MW de PAH han sido efectivizados (Recalde, 2015). La composición actual de la potencia instalada eléctrica en Argentina se puede observar en

la figura 1. De la misma se desprende el bajo porcentaje de participación de las energías renovables en la capacidad de generación.

En el año 2015 se promulgó la tercera ley de promoción de las fuentes renovables de energía, Ley 27.191, también conocida como “Ley Guinle” ya que fue impulsada por el senador Marcelo Guinle, que modificó varios artículos de la Ley 26.190. La ley tiene como objeto el fomento del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica” por un lado, y también la Participación Público Privada (PPP), que permita el desarrollo de proyectos de infraestructura, tecnología, energía y vivienda. La misma adapta y mejora el marco regulatorio para aumentar la participación de las energías renovables y diversificar de la matriz energética nacional. Esta medida modificó la cuota de energías renovables en la generación de energía eléctrica, determinando que en el año 2025 dicha cuota deberá ser del 20%. Para lograr dicha meta se planteó un cronograma de sucesivos aumentos: 12% para el año 2019, 16% para el 2021 y 18% para el 2023 (Art. 8). A su vez, habilita a los Grandes Usuarios (>300 kW) a contratar en forma directa con los generadores (y penaliza su incumplimiento, formalizado en el surgimiento de un mercado a término (Res 281). Por lo tanto, a través de esta ley, se concretan dos grandes mecanismos para desarrollar el mercado de las energías renovables: por un lado las compras conjuntas que hace el Estado Nacional, quien compra por orden de la demanda (Plan Renovar I y II). En este caso, Compañía Administradora del Mercado Mayorista (CAMMESA) opera el sistema y es el comprador de energía a largo plazo convocando a las empresas que estén dispuestas a vender en dicho plazo. Por otro lado, se crea un mercado a término de energías renovables. En este caso los grandes usuarios hacen sus propios contratos con los generadores.

Al mismo tiempo la mencionada ley creó un Fondo Fiduciario Público llamado “Fondo para el desarrollo de las energías renovables” (FODER),

que es un instrumento financiero que funciona como un respaldo y que se formará como un fideicomiso de administración y financiero. El FODER tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (Art. 7).

Asimismo la misma ley proyecta la exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas (previo control de falta de oferta local) hasta el 31/12/2017, la amortización acelerada de bienes aplicables, la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), la exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas, la exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura), la extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos y la deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias.

En el marco de esta ley y mediante la Resolución N° 136/2016 del 25 de julio del 2016, el Ministerio de Energía y Minería instruyó a CAMMESA a realizar la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “Programa RenovAr Ronda 1”. Este programa consistió en un sistema de licitaciones para cubrir 1000MW de generación con fuentes de energía renovables (600 MW eólico, 300 MW solar, 65 MW para biomasa, 15 MW para biogás y 20 para PAH). En la primera llamada se presentaron ofertas por 6346,3MW un 60% por encima de lo solicitado. En las regiones de la provincia de Buenos Aires y la Región Patagónica se concentraron las ofertas eólicas, y las regiones noroeste, Comahue y Centro concentraron las ofertas de energía solar. Finalmente se adjudicaron 29 proyectos por 1143 MW, 12 proyectos eólicos por un total de 708 MW a un precio de 59 u\$s/MWh contra los

110 u\$s/MWh a diciembre del año pasado, 4 proyectos de energía solar a un precio de 60 u\$s/MWh cuando el promedio anteriormente fue de 245 dólares, 6 proyectos de biogás a un precio de 154 u\$s/MWh, 2 proyectos de biomasa a un precio de 110 u\$s/MWh, y 5 proyectos de PAH a un precio de 105 u\$s/MWh.

El Ministerio de Energía y Minería de la Nación lanzó el proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (Programa Renovar Ronda 2) a través de la resolución 275 publicada el 17 de agosto del 2017 en el boletín oficial. La potencia requerida total a adjudicar en la convocatoria es de 1.200 MW de tecnologías eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás y PAH con la novedad de que se suma la fuente de biogás de relleno sanitario.

Es importante recalcar que en el Programa Renovar, la energía no recibe un pago por potencia sino que se paga la energía que se vuelca a la red, por lo tanto hay que estructurar mercados de largo plazo, los contratos son a 20 años, para darle confiabilidad y previsibilidad al sistema. En este sentido la experiencia internacional muestra que los contratos a largo plazo son fundamentales para la promoción de la transición energética hacia mercados con energías renovables. Asimismo tanto el Plan Renovar I como el II son subastas de energía, que es el instrumento normativo más utilizado en América Latina y el Caribe (ALC) para promover las energías renovables. Trece países tienen experiencia en subastas específicas a saber: Argentina, Belice, Brasil, Chile, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Uruguay (IRENA, 2015). En este sentido la mayor parte de las subastas renovables celebradas en ALC han sido específicas por tecnología, si bien es cierto que, recientemente y en mercados grandes como Brasil y México, se han realizado subastas de renovables donde diferentes tecnologías competían entre ellas. Las subastas de energías

renovables en América Latina suelen ofrecer a los oferentes un contrato de compra de energía a largo plazo (PPA) con duraciones que van de 10 a 30 años.

Por último, durante el mes de septiembre del año 2017 Argentina se encuentra discutiendo el proyecto de Ley Nacional de generación distribuida, que podría asociarse al concepto teórico de balance neto o autoconsumo. Es un proyecto para mejorar e incrementar la capacidad del sistema energético, que prevé habilitar a los usuarios residenciales cooperativas, y pymes a generar su propia energía renovable e inyectar y vender el excedente que produzcan en la red de distribución. La misma prohíbe ingresar a los grandes clientes o agentes distribuidores con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kilovatios. Esta ley cuenta en la actualidad con la aprobación de la cámara de diputados.



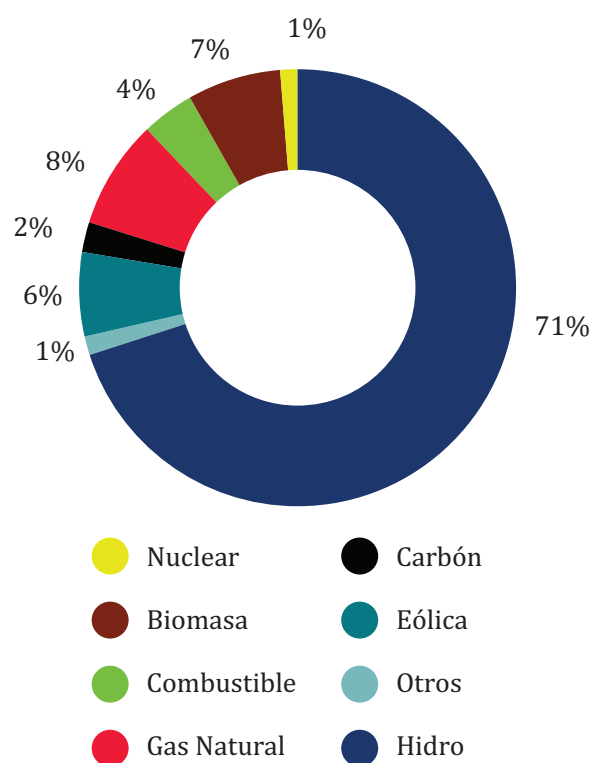
Brasil

La cuestión ambiental y los avances tecnológicos transformaron a las energías renovables en una opción prioritaria para la expansión de la capacidad de generación eléctrica en Brasil, país que se posiciona en el escenario de difusión de las fuentes renovables de forma privilegiada dada la importancia histórica de las hidráulicas en la matriz de generación eléctrica nacional. La participación de las fuentes renovables en la matriz de generación brasileira es del 85%, tal como lo muestra la figura 2.

Brasil tiene una ventaja para enfrentar el calentamiento global debido a que su matriz de generación es muy limpia. La figura 3 compara la meta global de reducción de la intensidad de emisiones de CO₂ en la generación de electricidad en concordancia con el escenario 450 de la Agencia Internacional de la Energía en el horizonte 2040, que limitaría el aumento de la temperatura global en 2°C, y la intensidad del sistema eléctrico brasileiro en el 2014.

Si el esfuerzo global de mitigación de las emisiones es exitoso, la intensidad de emisión para la generación de energía global alcanzaría el índice brasileiro próximo al final del período de previsión. Es decir, en materia de generación limpia, Brasil se encuentra adelantado en

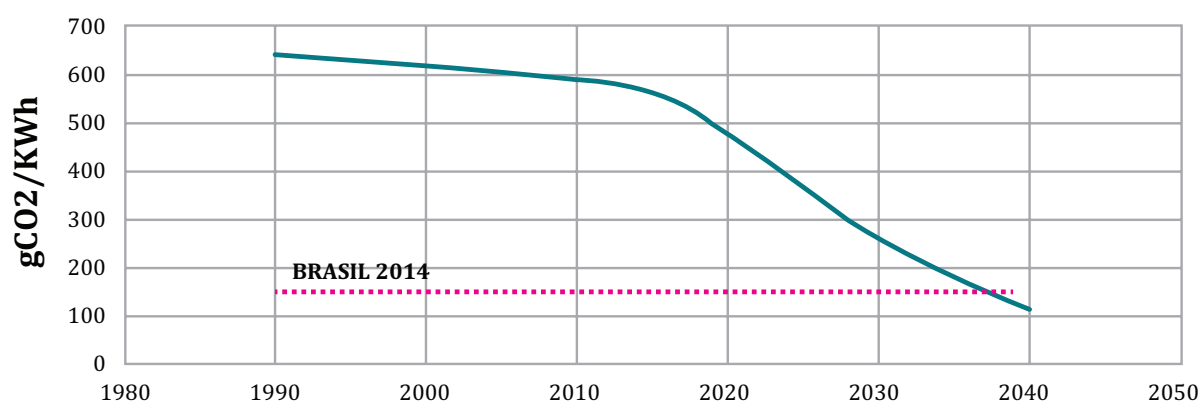
Figura 2. Capacidad de Generación Eléctrica. 2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Aneel.

20 años a la media global. El desafío que se plantea es mantener la participación de las fuentes renovables en la matriz de generación. De cualquier manera, este liderazgo no exime a Brasil de seguir políticas de mitigación de emisiones.

Figura 3. Meta de Intensidad de emisiones de CO₂ para generación eléctrica en el escenario 450 de IEA y Intensidad en Brasil en el 2014 (gCO₂/KWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA, datos Brasil MCTIC y EPE.

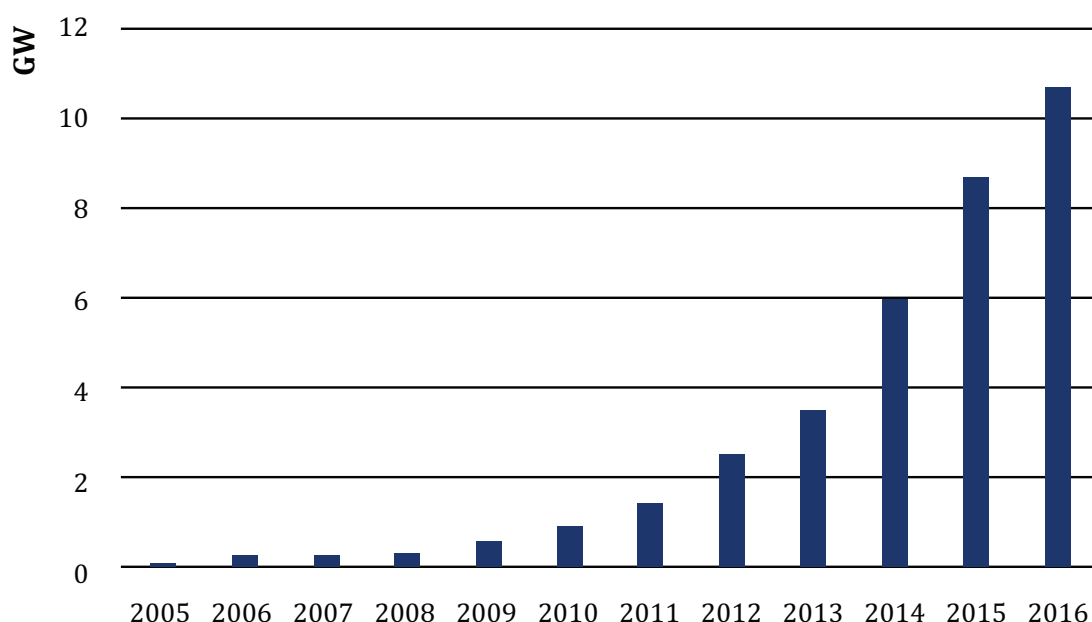
Brasil cuenta con una posición privilegiada para realizar una expansión significativa de las energías renovables intermitentes (características de las nuevas renovables). Por un lado, el sistema eléctrico brasileño puede ser considerado dinámico con un elevado crecimiento proyectado a largo plazo, lo que le permite ajustes en la expansión para adecuar el sistema a la mayor generación de fuentes renovables intermitentes.

Por otro lado, el sistema eléctrico ya dispone de un elevado grado de flexibilidad como consecuencia de (i) de la preponderancia hidroeléctrica (ii) del almacenamiento a través de depósitos hídricos (211 TWh) equivalente a poco menos de 5 meses de la carga anual (iii) de la posibilidad de intercambio eléctrico-energético a través de un sistema de transmisión de dimensión continental (el Sistema Interconectado Nacional (SIN) atiende al 98% de la carga del país). En consecuencia, la expansión de las energías renovables en Brasil puede ocurrir con bajos costos de integración. Los reservorios se adaptan a la intermitencia, en especial de la energía eólica, proporcionando flexibilidad debido a que almacenan la generación intermitente en forma de agua.

Históricamente, la introducción de la energía eólica en Brasil fue impulsada por el programa Programa de Incentivos a las fuentes alternativas de energía eléctrica (PROINFA) en el año 2002. EL programa preveía la contratación de 3,3 GW de capacidad de generación de tres fuentes de generación renovables: PAH, biomasa y eólica, a través de tarifas incentivadas (régimen *feed-in tariff*). El programa pasó por algunas dificultades que propiciaron una contratación inferior a la proyectada, pero tuvo el objetivo de otorgar una nueva dinámica para la energía eólica en Brasil.

Con la implantación del sistema de subastas, como forma principal de contratación de la expansión del parque generador de electricidad, la expansión de la energía eólica se consolidó en Brasil. Al final del año 2016, la capacidad instalada de generación eólica alcanzó las 10,7 GW (figura 4) que representaba el 7% del parque generador brasileño. En el 2016 Brasil alcanzó la novena posición en capacidad instalada en energía eólica y fue el quinto país que agregó mayor capacidad de generación eólica en el año.

Figura 4. Evolución de la capacidad de generación eólica (GW) 2005-2016.

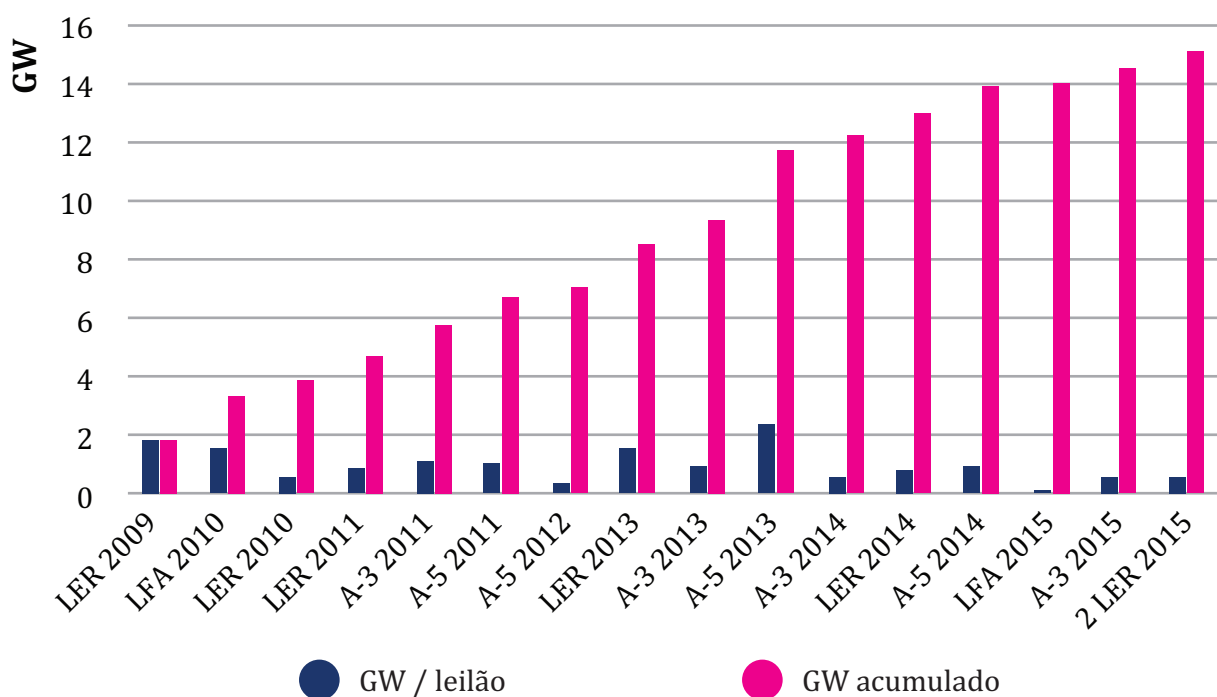


Fuente: Elaboración propia en base a datos de Abeeólica (2017)

Tal como muestra la figura 5, los parques eólicos fueron contratados inicialmente a través de subastas específicas para fuentes alternativas (LFA y LER1 por sus siglas en portugués). Posteriormente, con la ganancia de competitividad de la energía eólica en Brasil, los parques eólicos pasaron a ser contratados en subastas no específicas, compitiendo con las demás fuentes de generación en subastas A-3 y A-52.

En cuanto a los instrumentos utilizados, se observa en los últimos años un predominio de los instrumentos-cantidad, principalmente el sistema de subastas. Así, cinco países empleaban este instrumento en 2014: Argentina, Brasil, Uruguay, Perú y Nicaragua

Figura 5. Contratación de energía eólica por subastas de expansión y acumulada (GW)

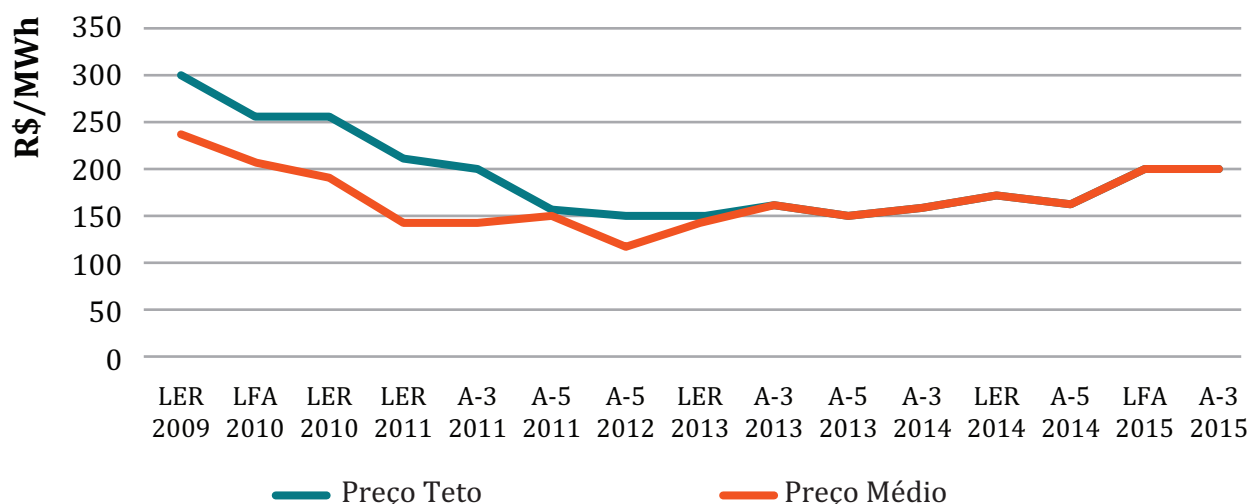


Fuente: Elaboración propia en base a datos de CCEE.

1 Subastas de Fuentes Alternativas (Leilões de Fontes Alternativas) y Subastas de Energía de Reserva (Leilões de Energia de Reserva). Las últimas tienen el objetivo de contribuir a la seguridad de abastecimiento y son remuneradas a través de gastos. Las fuentes alternativas han sido privilegiadas en este tipo de subastas.

2 Subastas realizadas con cinco y tres años, respectivamente, con anterioridad a la entrada en operación de las centrales seleccionadas.

Figura 6. Precio Medio de contratación de energía eólica en subastas de expansión (R\$/MWh). Valores actualizados para enero 2017.



Fuente: Goldenzweig (2017)

De la figura 6 se obtiene que el precio de contratación de la energía eólica se redujo fuertemente desde la primera subasta cuando la energía fue negociada por un valor promedio de R\$ 240/MWh en valores actualizados. En la subasta A-5 del 2012, la energía eólica fue comercializada al precio de R\$120/MWh en precios actualizados. Posteriormente, el precio de la contratación de la energía eólica se elevó, reflejando el deterioro de las condiciones macroeconómicas de Brasil. El volumen contratado también se ha reducido en los últimos años y no se realizaron contrataciones de nuevas centrales eólicas en el 2016, lo que retardará el ritmo de crecimiento de la capacidad instalada en el futuro.

Es importante destacar que las características del potencial eólico brasileño contribuyeron al éxito de su difusión. Particularmente en el nordeste del país, los vientos presentan intensidad y constancia favorables para la producción de electricidad. El factor de utilización media de los parques eólicos brasileños es del 38%, bastante superior a la media mundial, 24% (Abeeólica, 2017).

En relación a la energía solar en Brasil, a pesar de su gran potencial (IRENA 2012³), esta fuente posee una participación aún insignificante. Recientemente, ha habido un esfuerzo por desarrollar esta fuente energética, el cual se puede dividir en dos grupos: energía solar centralizada y distribuida.

En Brasil, el principal mecanismo de introducción de la energía solar centralizada fue la inclusión de esta tecnología en las subastas de reserva LER. La energía de reserva está destinada a aumentar la seguridad en el suministro de energía eléctrica en el SIN. A diferencia de las subastas tradicionales, el LER permite al gobierno determinar cantidades que pueden ser adquiridos por tipo de tecnología, creando nichos de mercados para energías renovables⁴.

3 La base de datos de IRENA, muestra que Brasil está entre los países con mayor potencial de energía solar en el mundo. Ver: http://www.irena.org/potential_studies/index.aspx?q=s.

4 Visto que las LER se realizan en gran medida basadas en la percepción del riesgo potencial de la seguridad de suministro, generalmente las tecnologías con un corto período de construcción (eólica y solar) son más atractivas.

En efecto, la energía solar fue contratada en tres LERs (6º, 7º y 8º) en los años de 2014 y 2015. Estas subastas contrataron 2653 MW de energía solar, sin embargo según Andreao et al (2017) se observa que la capacidad efectivamente en construcción es limitada, lo implica la existencia de potenciales barreras que enfrentan estos proyectos.

Se pueden plantear cuestiones coyunturales y estructurales que dificultan la efectiva implementación de estos proyectos. Las primeras se relacionan con el escenario macroeconómico y cambiario que genera incertidumbre y costos para los contratos firmados en el LER, cuya remuneración es en moneda nacional. En este sentido, la industria de la energía viene dependiendo fuertemente del financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) para que la infraestructura necesaria pueda construirse. Sin embargo, esta financiación está condicionada a obligaciones de contenido local. Dos desafíos complementarios agravan esta dificultad: (a) las características de la tecnología de la energía solar (b) la inexistencia de una política energética de introducción de una energía solar estable y de largo plazo.

En Brasil, la reglamentación de la generación distribuida (GD) conectada a la red es relativamente nueva. En abril del 2012, entró en vigor la Resolución Normativa 482 de ANEEL que reglamenta la microgeneración y la mini-generación distribuida de energía eléctrica. Esta normativa permite la instalación de GD en lugares diferentes del punto de consumo, pudiendo usar en el local de generación u otras unidades previamente registradas dentro de la misma área de concesión y caracterizada como auto consumo remoto, generación compartida o integrante de emprendimientos de múltiples unidades consumidoras (condominios).

Esta opción de deslocalización abre oportunidades de modelos de negocios diferenciados para la implantación de GD (ANEEL 2016^a). En Brasil se ha propiciado un enorme crecimiento de la GD.

Según Astra Solar (2017) al comparar el primer trimestre del 2016 con el primer trimestre del 2017, se observa que el número de conexiones fue aproximadamente cuatro veces mayor, de las cuales más del 98% son referentes a la energía solar distribuida.

A pesar del crecimiento de la GD, todavía hay importantes retos a considerar, tales como las restricciones e incertidumbre de estos acuerdos. Vazquez y Hallack (2017) ponen en evidencia que la regulación y los incentivos gubernamentales pueden desempeñar un papel central como promotores o como barreras a la evolución de la generación distribuida. Entre los incentivos regulatorios y gubernamentales se focaliza en la diferencia de incentivos y subsidios en la financiación de la energía centralizada y descentralizada. Como esta última no tiene acceso al financiamiento de bancos de desarrollo, como el BNDES, tiende a ser financiada con condiciones inferiores a las de la energía centralizada⁵.

Además, la forma de determinar los precios de la GD y de la energía solar centralizada es diferente. En efecto, los precios de la GD dependen del precio final de la energía, que son inciertos, mientras que la solar centralizada depende de las subastas, cuyos precios se fijan a largo plazo. Por lo tanto, existe un riesgo de obtener una menor remuneración en el segundo caso.

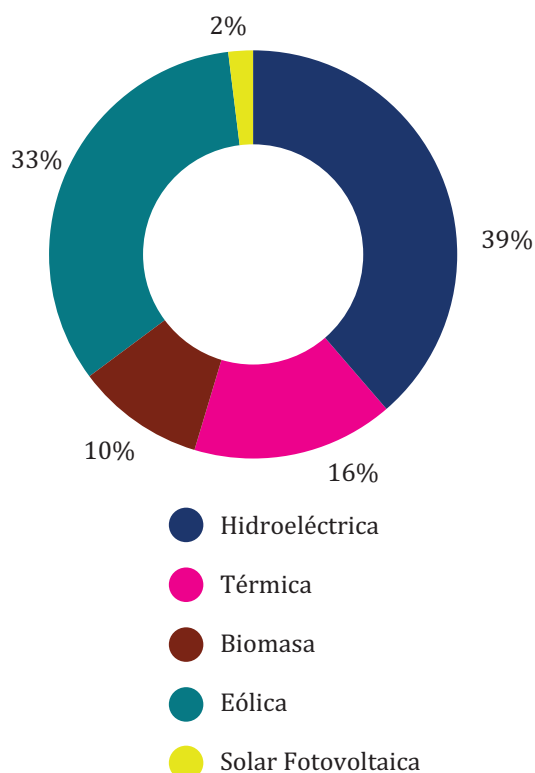
Uruguay

Uruguay en los últimos años ha incrementado notablemente la penetración de energías renovables gracias al rápido desarrollo de la energía eólica y de la co-generación con biocombustibles (IRENA, 2016). En efecto, el 63% de la demanda de electricidad del año 2016 fue abastecida con energía hidráulica y el 35%

5 Hay una intención por parte del BNDES de financiar la GD de energía solar a través de fondos de los bancos comerciales, tal como muestra Zanetti (2017). Sin embargo, la capacidad del BNDES de alcanzar a los pequeños agentes es reciente y limitada para ser evaluada.

con fuentes renovables no convencionales, es decir, con energía eólica, solar y biomasa (ADME, 2016). Esto es el reflejo de las distintas políticas que ha implementado el Estado desde principio de los años 2000.

Figura 7. Potencia instalada en MW en Uruguay 2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Informe Anual 2016 ADME

Por su parte, al analizar la potencia instalada también se ve reflejado la gran participación de las energías renovables y el respaldo de la generación térmica existente. En el figura 7 se puede observar que el 84% de la potencia instalada proviene de tecnologías basadas en energías renovables, siendo las más representativas la hidroeléctrica con un 39% y la eólica con un 33%.

En Uruguay el primer impulso a las energías renovables comienza en el 2002 con la Ley 17.567 de Promoción de las Energías Renovables, que declara de interés nacional la producción en todo

el territorio del país, de combustibles alternativos, renovables y sustitutivos de los derivados del petróleo, elaborados con materia nacional de origen animal o vegetal (Bertoni et al, 2010). Bajo esta norma el Poder Ejecutivo posee la facultad de exonerar total o parcialmente, de todo tributo que grave a los combustibles derivados del petróleo, al 100% del combustible alternativo elaborado por derivados de materia prima nacional de origen animal o vegetal (Bertoni et al, 2010).

En el año 2005 el país cambió de paradigma, desde un enfoque de mercado a una estrategia de planeamiento por parte del Estado en la elaboración de políticas energéticas, lo cual consolidó un marco regulatorio que incentivó la exitosa transición hacia el objetivo del 100% de energía renovable en la matriz eléctrica del país (IRENA, 2016; Altomonte, 2017).

Con posterioridad a dicho cambio, en el año 2006 a través del Decreto 77, se dispuso que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) puede celebrar contratos con privados que generen energía a partir de las fuentes alternativas tales como biomasa, viento y PAH. En la norma se estableció que el total de proyectos de cada fuente no podía superar los 20 MW y la potencia de cada proyecto debía ser inferior a los 10MW, siendo los contratos por un plazo máximo de 20 años (Bertoni et al, 2010).

En agosto de 2009 se emitió el Decreto 403 donde se determina que UTE podría promover contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores eólicos a instalarse en el país. La potencia instalada de cada uno de los proyectos deberá tener un mínimo de 30 MW y un máximo de 50 MW, mientras que la potencia máxima a contratar bajo este instrumento no podrá superar los 150 MW (Bertoni et al, 2010). Más adelante, en el año 2011, se lanza la segunda etapa de celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente eólica de 150 MW con el Decreto 159, prevista en el Decreto 403 para alcanzar la meta propuesta para el año 2015 (Bertoni et al, 2010).

Asimismo, con el Decreto 354 se promueve la generación de energía a través de exenciones y beneficios fiscales con el objetivo de diversificar la matriz energética, utilizar fuentes de energía autóctonas y renovables, mejorar la eficiencia energética y generar puestos de trabajo. Por otro lado, la Ley 18.585 de Promoción de la Energía Solar Térmica, aprobada en 2009, declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar térmica. Los Decretos 451/011 y 325/012 reglamentan los beneficios y obligaciones de dicha ley y autorizan la venta de equipos de fabricación nacional exonerados de impuestos.

Un punto clave en la promoción de energías renovables fue la elaboración de la Política Energética 2005-2030, en el año 2010, que presentaba una visión global del sector energético a largo plazo, con definiciones de metas a corto, mediano y largo plazo así como líneas de acción para el cumplimiento de dichas metas (Altomonte, 2017). Esta política apunta a la diversificación de la matriz energética, a la incorporación de fuentes autóctonas en general y en particular, de energías renovables (ADME, 2016). Para el año 2015 estipulaba alcanzar un 50% de fuentes autóctonas renovables en la matriz de energía primaria total, un 15% de fuentes eólicas, residuos de biomasa y micro generación hidráulica en la generación eléctrica, y un 30% de generación de diversas formas de energía a partir de residuos agroindustriales y urbanos (Altomonte, 2017).

Otro punto relevante es la aprobación de la micro-generación (net metering) de electricidad a partir de energía renovable incluyendo eólica, solar, biomasa y mini-hidráulica, con el Decreto 173 del año 2010. Por su parte, el Decreto 367/010, encomienda a la UTE la celebración de contratos especiales de compraventa con proveedores que produzcan energía eléctrica en territorio nacional a partir de biomasa. Esta legislación aumenta el límite de capacidad fijado en el decreto 77/006 a 20MW con el objetivo de lograr 200MW de capacidad generada a partir de biomasa (Recalde y Guzowski, 2012).

A su vez, en los últimos años se han promovido la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica a partir de diferentes fuentes renovables de energía a través de decretos, tales como energía fotovoltaica (Decreto 133/013) y biomasa (Decreto 58/015). Por último, en el año 2016, se promulgó la Ley N° 19.406 donde se establecen beneficios tributarios para la producción nacional de paneles solares para la generación de energía fotovoltaica.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE EXPERIENCIAS REGIONALES

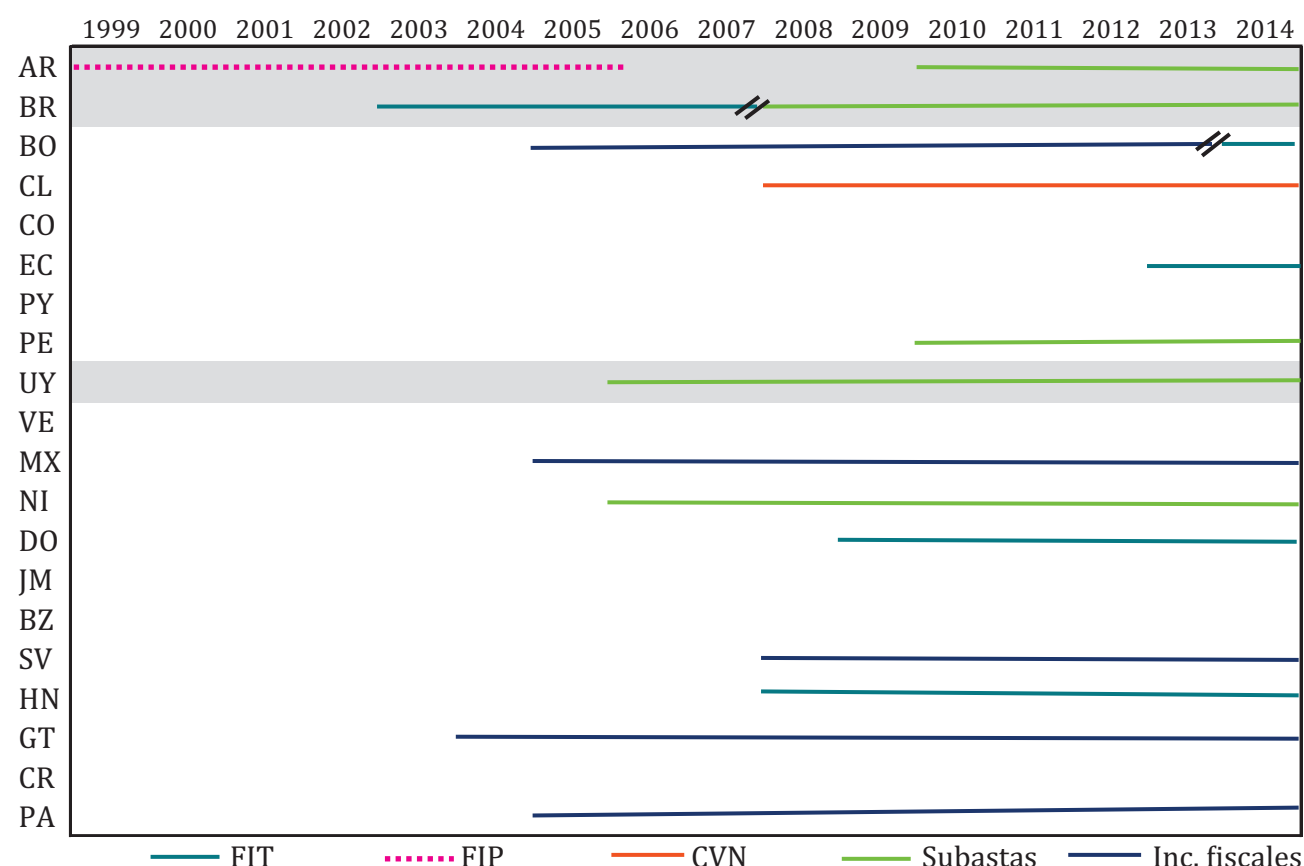
Las políticas públicas de apoyo a la difusión de las nuevas tecnologías de energías renovables surgieron en Europa y en EEUU en las décadas de los 70' y 80' y se consolidaron en los años 90. Las mismas fueron impulsadas por los objetivos de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y al mismo tiempo disminuir la dependencia energética externa. Al mismo tiempo, la decisión de varios países (Alemania e Italia entre otros) de prohibir la construcción de nuevas centrales nucleares y cerrar progresivamente las existentes, vino a reforzar la tendencia favorable a la difusión de las energías renovables. Con respecto a los mecanismos concretos utilizados para favorecer la difusión de las energías renovables en el viejo continente, los países de la Unión Europea optaron por diferentes instrumentos-precio (feed-in tariffs, feed-in premium) o instrumentos-cantidad (subastas, mercado de certificados verdes) junto con ciertos incentivos fiscales (Batlle et. al, 2014; Del Río & Linares, 2014). Existe actualmente una literatura amplia que evalúa los resultados de dichas políticas en función de diferentes criterios (Abdmouleh et al., 2015; Bergek & Jacobsson, 2010; Butler & Neuhoﬀ, 2008; Del Río & Cerdá, 2014; Green & Yatchew, 2012).

En América Latina (AL), el origen de las políticas de promoción se basa en una lógica diferente. Los países de la región estaban menos implicados en las políticas climáticas en los años 90'. Las

emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en AL ya eran inferiores a la media mundial gracias a un mix eléctrico fuertemente basado en la hidroelectricidad en varios países de la región especialmente en Brasil. Las primeras políticas de promoción que fueron imple-

mentadas a fines de los 90' (Argentina) y principios de los 2000 (Brasil) tenían como objetivo principal la diversificación de la generación eléctrica, atrayendo inversiones privadas necesarias para responder al aumento de la demanda (ver figura 8).

Figura 8. Evolución de las políticas implementadas en AL según el tipo de instrumento



AR: Argentina; BR: Brasil; BO: Bolivia; CL: Chile; CO: Colombia; EC: Ecuador; PY: Paraguay; PE: Perú; UY: Uruguay; VE: Venezuela; MX: México; NI: Nicaragua; DO: República Dominicana; JM: Jamaica; BZ: Belice; SV: El Salvador; HN: Honduras; GT: Guatemala; CR: Costa Rica; PA: Panamá.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA.

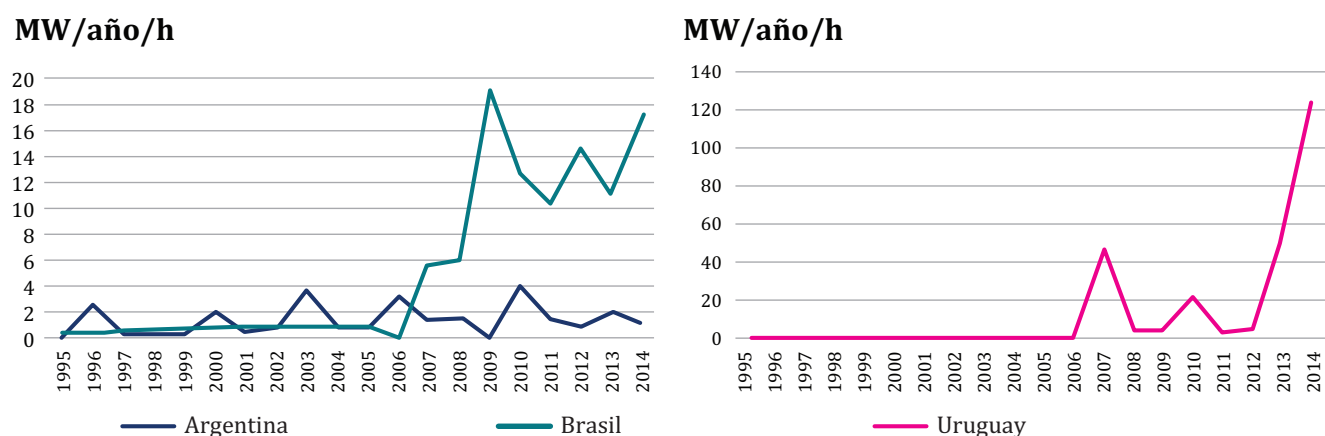
En cuanto a los instrumentos utilizados, se observa en los últimos años un predominio de los instrumentos-cantidad, principalmente el sistema de subastas. Así, cinco países empleaban este instrumento en 2014: Argentina, Brasil, Uruguay, Perú y Nicaragua. El sistema de cuotas con un mercado de certificados verdes negociables (CVN) fue implementado en Chile en 2008 y México lo ha seguido a partir de 2015.

Cuatro países optaron por un sistema de primas (FIP, *feed-in premium*) o de tarifas garantizadas (FIT, *feed-in tariffs*). Seis no habían implementado ninguna política de incentivos en 2014: Colombia, Venezuela, Paraguay, Costa Rica, Jamaica y Belice. Finalmente, otros cuatro países basaron sus políticas únicamente en incentivos fiscales (ver figura 8).

Con el fin de cuantificar la efectividad de las políticas implementadas en los tres países que constituyen el objeto de estudio de este artículo, se ha construido un indicador específico. El mismo mide el incremento anual por habitante en la capacidad instalada (en MW) en las tres fuentes de energía renovables principales

(solar, eólica y biomasa para la producción de electricidad). De esta manera, entendemos por efectividad a la capacidad de dichas políticas para atraer inversiones en las energías renovables, las cuales se materializan en el incremento de la capacidad instalada de generación eléctrica.

Figura 9. Incremento anual en la capacidad instalada de energía renovable per cápita.



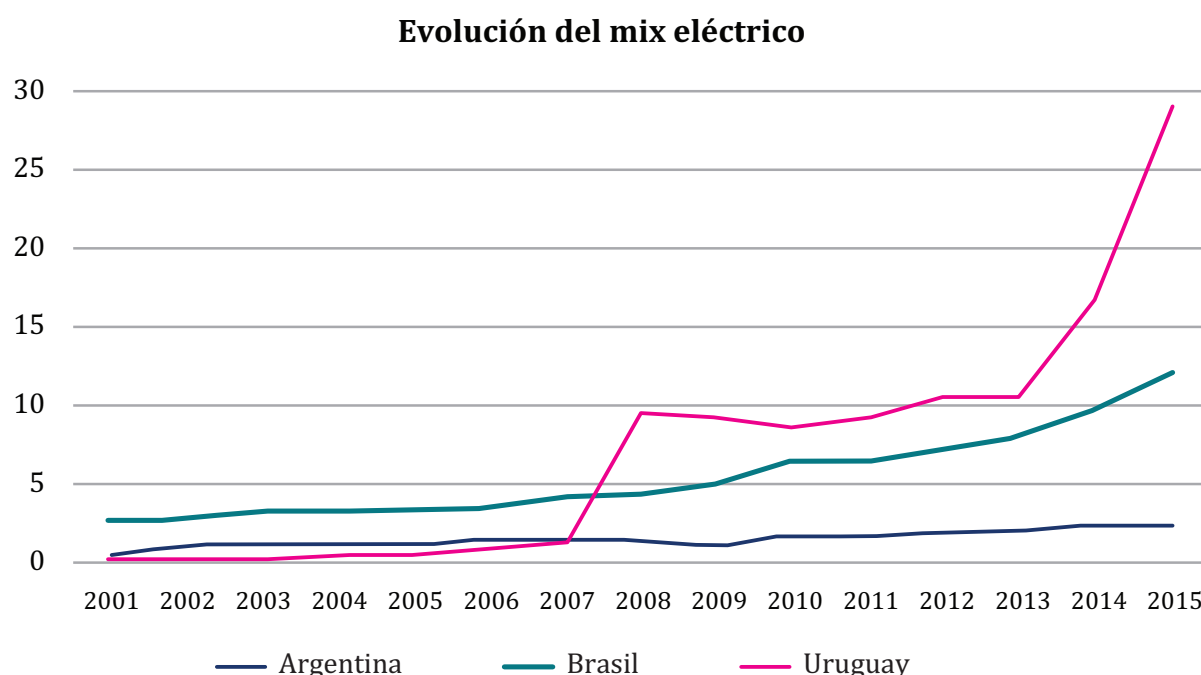
Fuente: Elaboración propia con datos de ENERDATA (2017)

La figura 9 muestra la escasa efectividad de las políticas implementadas en Argentina hasta 2014. Varios análisis sobre las mismas muestran que dicha situación se explica principalmente por las condiciones macroeconómicas poco favorables a las inversiones en nuevas tecnologías que requieren desembolsos iniciales significativos (Bersalli, 2017). La falta de financiación específica para dichas tecnologías y la falta de actualización de las tarifas eléctricas desalentaron las inversiones en el sector de las energías renovables. En el caso de Brasil se produjo una aceleración de las inversiones a partir de 2007 lo cual coincide con la implementación de las primeras subastas en el sector. Dichas inversiones fueron también favorecidas por la disponibilidad de financiación del BNDES. Uruguay comenzó más tarde con las políticas de incentivos, pero los resultados no

tardaron en llegar, favorecidos en parte por una baja sustancial en el costo de las centrales eólicas. Las series estadística muestran inversiones muy significativas desde 2012/2013.

La participación de las fuentes de energía renovable en la generación de electricidad puede ser considerada como un indicador indirecto de la efectividad de las políticas (figura 10). Así observamos que la participación de las energías renovables en el mix eléctrico argentino ha permanecido alrededor del 3 %, mientras que en Brasil ha progresado de una manera bastante estable. Uruguay, con un 27% de la electricidad producida a partir de las energías renovables en 2015, se posiciona entre los diez primeros países a nivel mundial al lado de líderes históricos como Dinamarca y Alemania.

Figura 10. Porcentaje de las fuentes renovables de energía en la generación de electricidad



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENERDATA (2017)

CONCLUSIONES

Del análisis comparativo de las políticas públicas para el fomento de las fuentes de energía renovables, se desprende que tanto en Brasil como en Uruguay dichas políticas han sido exitosas y han estado articuladas con el logro de otros objetivos macroeconómicos, tales como el desarrollo de la industria nacional, el aumento del empleo nacional y el crecimiento del mercado interno. En el caso argentino se han detectado una cantidad importante de instrumentos de política de promoción de las energías renovables sin embargo se ha observado que estos instrumentos no han logrado por sí solos que estas fuentes de energía tengan una participación significativa en la capacidad de generación eléctrica. En Argentina han existido, por un lado, fallas de diseño en los marcos de promoción de estas fuentes de energía, por otro, fallas en los diseños institucionales que contienen este tipo de políticas, y tercero, problemas relacionados a las condiciones macroeconómicas y financieras de las últimas dos décadas.

Se puede concluir que Brasil y Uruguay enfrentan el desafío de mantener una posición privilegiada en la región respecto a la participación de las fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica mientras que Argentina aún tiene que transitar una etapa de consolidación de las políticas de promoción de las energías renovables para lograr los objetivos planteados en las distintas leyes. Los buenos resultados de los programas RenovAr I y II que comienzan a concretizarse auguran un futuro promisorio para el sector de las energías renovables en Argentina.

Es necesario mencionar que el éxito de las políticas no depende de los instrumentos de promoción por sí mismos sino de las características particulares del diseño y la implementación de las mismas. Por esta razón se debería plantear un enfoque sistémico a fin de evaluar la capacidad de gestión de los recursos energéticos renovables teniendo en cuenta las interacciones entre las siguientes dimensiones: política, jurídica, económica, física, ambiental, tecnológica, organizacional, educacional, social.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abeeólica (2017) Energia Eólica. Presentado en el 6th ELAEE en 04/04/2017. Hotel Windsor Florida. Rio de Janeiro. ELAEE proceedings.
- ADME (2016) Informe Anual 2016. Administración del Mercado Eléctrico.
- Altomonte H. (2017) Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica. Tres estudios de caso. CEPAL
- Andreão G. Hallack M. Vazquez M. (2017) Financing the expansion of photovoltaic power generation in Brazil: challenges of using similar mechanisms for different renewable sources. 6th ELAEE. Rio de Janeiro.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012–atualizado en 1/03/2016a. http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/FAQ_GD_Atualizado.pdf
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Informações Técnicas: Geração Distribuída. Actualizado en 02/03/2016b.
- AstraSolar (2017) Geração Distribuída no Brasil. Actualizado en mayo de 2017 en <http://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil/>
- Bersalli, Germán (2016) “El bloqueo tecnológico en el sector eléctrico argentino: barreras a la difusión de las nuevas energías renovables” en Los desafíos de la política energética argentina, Editorial Dunken.
- Bertoni, R., Echinope, V., Gaudioso, R., Laureiro, R., Loustaunau y M., Taks, J. (2010) La matriz energética, una construcción social. Montevideo : UDELAR
- EPE (2016) O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. Empresa de Pesquisa Energética. www.epe.gov.br.
- FERREIRA, W. (2017) Política de Conteúdo Local e Energia Eólica: A Experiência Brasileira. Tesis de Doctorado. Facultad de Economía de la Universidad Federal Fluminense.
- Goldenzweig, N. (2017) Desafios e Oportunidades da Energia Eólica na Matriz Energética Brasileira: Um estudo comparativo. Monografia de Licenciatura. Facultad de Economía da Universidad Federal Fluminense. Niteroi.
- IEA (2016) Key World Energy Statistics. International Energy Agency. <http://www.iea.org>.
- IRENA (2015) “Energías renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas”. IRENA.
- IRENA (2016) “Renewable Energy Market Analysis: Latin America”. IRENA, Abu Dhabi.
- IRENA (2017) Rethinking Energy 2017. International Renewable Energy Agency. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Rethinking_Energy_2017.pdf
- Recalde, M., Bouille, Daniel., Girardin; Leónidas (2015) Limitaciones para el Desarrollo de Energías Renovables en Argentina, Revista Problemas del Desarrollo, 183 (46), octubre-diciembre 2015.
- Recalde, M. y Guzowski, C (2012) “Energy, security of supply and environment in developing countries: The renewable sources in Latin American electricity markets”, en Renewable Energy for Sustainable Future (Edited by: S. P. Lohani). iConcept Press. ISBN: 978-14775548-9-0.
- Vazquez M Hallack M. (2017) The role of regulatory learning in energy transition: The case of solar PV in Brazil. Working Paper 91, IEFE – The Center for Research on Energy and Environmental Economic and Policy at Boconi University. <http://www.iefe.unibocconi.it/>
- Zanetti A. (2017) BNDES: Apoio à Energia Solar. Apresentação institucional do BNDES. <http://viex-americas.com/2016/wp-content/uploads/2017/02/Adriano-Zanetti-BNDES.pdf>





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